GE VERNOVA

MiCOM P40 Agile

5th Generation
P44

Technisches Handbuch
Distanzschutzgerät

Plattformhardwareversion: Q
Plattformsoftwareversion: AB
Publikationsreferenz: P44-TM-DE-2

Urheberrechtserklärung

Copyright © 2025 GE Vernova. Alle Rechte vorbehalten.

FlexLogic, FlexElement, FlexCurve, FlexAnalog, FlexInteger, FlexState, EnerVista, EnerVista Launchpad sowie EnerVista D&I Setup Software, CyberSentry, HardFiber, Universal Relay, Multilin, Multilin Agile und GE Multilin sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen von GE Vernova.

Der Inhalt des vorliegenden Handbuchs ist Eigentum von GE Vernova. Diese Dokumentation wird unter Lizenz bereitgestellt und darf ohne Genehmigung von GE Vernova weder in Gänze noch teilweise reproduziert werden. Der Inhalt des vorliegenden Handbuchs dient nur zur Information und kann ohne Ankündigung geändert werden.

Haftungsausschluss

Es liegt in der Verantwortlichkeit des Benutzers, die Eignung aller von GE Vernova Grid Automation bereitgestellten Geräte zu validieren und zu verifizieren. Die Verwendung dieser Ausrüstung muss sich nach den Konstruktionsgrenzen richten. Die richtige Anwendung einschließlich der Konfiguration und Einstellung dieses Geräts für die Stromversorgungsanlage liegt in der Verantwortlichkeit des Benutzers, der auch sicherstellen muss, dass alle lokalen bzw. regionalen Sicherheitsrichtlinien eingehalten werden. Falsche Anwendung dieses Geräts kann zu Sachschaden, Umweltschaden, Verletzung oder Tod von Personen führen und liegt in der alleinigen Verantwortlichkeit der Person/des Unternehmens, welche/welches das Gerät verwendet und für den vorgesehen Einsatz qualifiziert.

Der Inhalt des vorliegenden Dokuments wurde ausgearbeitet, um eine Anleitung für die richtige Installation, Konfiguration und Wartung dieses Geräts und die gerätespezifischen Anwendungen bereitzustellen. Diese Anleitung umfasst nicht alle möglichen Ereignisse, die während der Inbetriebnahme, des Betriebs oder der Wartung und Instandhaltung eintreten können. Sollten Umstände eintreten, die im vorliegenden Dokument nicht klar dargelegt sind, kontaktieren Sie den lokalen GE Vernova-Service.

Die im vorliegenden Dokument enthalten Informationen können ohne Ankündigung geändert werden.

ES LIEGT IN DER ALLEINIGEN VERANTWORTLICHKEIT DES BENUTZERS, DAS EIGENE NETZWERK UND DIE ZUGEHÖRIGEN GERÄTE VOR EINDRINGVERSUCHEN ODER ANGRIFFEN AUF DIE CYBERSICHERHEIT ZU SCHÜTZEN. GE VERNOVA UND DIE ZUGEHÖRIGEN TOCHTERGESELLSCHAFTEN SIND NICHT HAFTBAR FÜR SCHÄDEN UND/ODER VERLUSTE, DIE AUS SOLCHEN EINDRINGVERSUCHEN ODER ANGRIFFEN RESULTIEREN ODER MIT DIESEN IN ZUSAMMENHANG STEHEN.

Inhalt

Kapitel 1 Einführung 1

1.1 Kapitelübersicht 2
1.2 Vorwort 3
1.2.1 Zielgruppe 3
1.2.2 Typographische Konventionen 3
1.2.3 Terminologie 4
1.2.4 Konformität 4
1.3 Einsatzbereich der Geräte 5
1.3.1 Produktversionen 5
1.3.2 Bestelloptionen 5
1.4 Merkmale und Funktionen 7
1.4.1 Distanzschutzfunktionen 7
1.4.2 Schutzfunktionen 7
1.4.3 Steuerfunktionen 8
1.4.4 Messfunktionen 8
1.4.5 Kommunikationsfunktionen 9
1.5 Logikschaltpläne 10
1.6 Funktionsüberblick 12
1.7 Funktionsüberblick 13
1.8 Funktionsübersicht 14

Kapitel 2 Sicherheitshinweise 16

2.1 Kapitelübersicht 17
2.2 Gesundheit und Arbeitsschutz 18
2.3 Symbole 19
2.4 Installation, Inbetriebnahme und Wartung 20
2.4.1 Gefahren beim Heben 20
2.4.2 Elektrischen Gefahren 20
2.4.3 UL/CSA/CUL-Anforderungen 21
2.4.4 Anforderungen für Sicherungen 21
2.4.5 Geräteanschlüsse 22
2.4.6 Geräteanforderungen für Schutzklasse 1 23
2.4.7 Liste der Prüfungen vor dem Einschalten der Stromversorgung 23
2.4.8 Periphere Schaltungen 24
2.4.9 Aufrüstung/Wartung 25
2.5 Außerbetriebsetzung und Entsorgung 27
2.6 Regulatorische Konformität 28
2.6.1 EMV-Konformität: 2014/30/EU 28
2.6.2 NSR-Konformität: 2014/35/EU 28
2.6.3 R&TTE-Konformität: 2014/53/EU 28
2.6.4 UL/CUL-Konformität 28

Kapitel 3 Hardwaredesign 29

3.1 Kapitelübersicht 30
3.2 Hardwarearchitektur 31
3.2.1 Hardwarearchitektur des Koprozessors 31
3.3 Mechanische Umsetzung 33
3.3.1 Gehäusevarianten 33
3.3.2 Liste der Karten 34
3.4 Bedienfeld 35
3.4.1 Fächer am Bedienfeld 35

3.4.2 Bedienfeld 35
3.4.3 Tastenfeld 36
3.4.4 USB-Anschluss 37
3.4.5 LEDs mit Festfunktion 37
3.4.6 Funktionstasten 38
3.4.7 Programmierbare LEDs 38
3.5 Rückseite 39
3.5.1 Eindringschutz für Klemmenblöcke 40
3.6 Platinen und Module 42
3.6.1 Leiterplatten 42
3.6.2 Unterbaugruppen 42
3.6.3 Hauptprozessorkarte 43
3.6.4 Stromversorgungsplatine 44
3.6.4.1 Überwachung 46
3.6.4.2 Rückseitiger serieller Anschluss 47
3.6.5 Eingangsmodul – eine Wandlerplatine 48
3.6.5.1 Beschreibung der Eingangsmodulschaltung 49
3.6.5.2 Wandlerplatine 50
3.6.5.3 Eingangskarte 51
3.6.6 Standardmäßige Ausgangsrelaiskarte 52
3.6.7 Ausgangsrelaiskarte mit hoher Schaltleistung 54
3.6.8 IRIG-B-Karte 56
3.6.9 LWL-Karte 57
3.6.10 Rückseitige Kommunikationsplatine 58
3.6.11 Einzelne Ethernet-Karte 59
3.6.12 Ethernetredundanz-Karte 61
3.6.13 Koprozessorkarte 63
3.6.13.1 Stromdifferentialeingänge 64
3.6.13.2 Koprozessorkarte mit 1PPS-Eingang 64

Kapitel 4 Softwareentwurf 65

4.1 Kapitelübersicht 66
4.2 Softwareentwurfsübersicht 67
4.3 Systemsoftware 68
4.3.1 Echtzeit-Betriebssystem 68
4.3.2 Systemdienstsoftware 68
4.3.3 Selbstdiagnosesoftware 68
4.3.4 Selbstprüfung beim Hochfahren 68
4.3.4.1 Systemstart 68
4.3.4.2 Initialisierung der Systemsoftware 69
4.3.4.3 Plattformsoftwareinitialisierung und Überwachung 69
4.3.5 Kontinuierliche Selbstprüfung 69
4.4 Plattformsoftware 71
4.4.1 Protokollierung von Aufzeichnungen 71
4.4.2 Einstellungsdatenbank 71
4.4.3 Schnittstellen 71
4.5 Schutz- und Steuerfunktionen 72
4.5.1 Erfassung von Abtastwerten 72
4.5.2 Frequenzverfolgung 72
4.5.3 Direkte Verwendung von Abtastwerten 72
4.5.4 Initialisierung der Systemsoftware 73
4.5.5 Distanzschutz 73
4.5.6 Fourier-Signalverarbeitung 73
4.5.7 Programmierbare Logik 74
4.5.8 Ereignisaufzeichnung 75
4.5.9 Störschreiber 75

4.5.10 Fehlerorter 75
4.5.11 Funktionstastenschnittstelle 76

Kapitel 5 Konfiguration 77

5.1 Kapitelübersicht 78
5.2 Anwendungssoftware für Einstellungen 79
5.3 Verwendung des Bedienfelds 80
5.3.1 Navigieren mit dem Bedienfeld 81
5.3.2 Erste Schritte 81
5.3.3 Std.Anzeige 81
5.3.4 Navigationsbereich der Standardanzeige 82
5.3.5 Verarbeitung von Warnungen und Aufzeichnungen 84
5.3.6 Einzelanschlussplan-Betrachter 85
5.3.6.1 Steuerung des Leistungsschalters (nur Einliniendiagramm-Ansicht) 85
5.3.6.2 Schaltersteuerung (nur Einliniendiagramm-Ansicht) 87
5.3.7 Menüstruktur 88
5.3.8 Direktzugriff (Menükontexttasten) 90
5.3.8.1 Steuereingänge 90
5.3.9 Änderung der Einstellungen 90
5.3.10 Funktionstasten 93
5.3.10.1 Visualisierung der Schutzauslösung 94

Kapitel 6 Betrieb mit abgetasteten Analogwerten 96

6.1 Kapitelübersicht 97
6.2 Abgetastete Analogwerte – Einführung 98
6.3 Erneutes Abtasten von Daten 99
6.4 Abstimmung von Analogabtastwerten 100
6.4.1 Kanalzuordnungen für SAV-Prüfung, SAV fraglich, SAV ungültig 100
6.4.2 Datenqualität 100
6.4.2.1 Einfluss der Datenqualität auf Schutzfunktionen 101
6.4.3 Prozessbusleistung 101
6.4.4 Spannungswandlerumschaltung 102
6.4.5 Virtuelle Ein- und Ausgänge 103
6.4.5.1 Einstellungen für virtuelle Strom- und Spannungswandlerverhältnisse 103
6.4.6 Warnungen des Schutzgeräts 104
6.4.6.1 P54-Warnungen 104

Kapitel 7 Distanzschutz 105

7.1 Kapitelübersicht 106
7.2 Einführung 107
7.2.1 Distanzschutzprinzip 107
7.2.2 Leistungsbeeinflussende Faktoren 107
7.2.3 Berechnung der Impedanz 108
7.2.4 Implementierung mit Vergleichern 108
7.2.5 Polarisation und Distanzkennlinien 109
7.3 Funktionsprinzipien von Distanzmesszonen 110
7.3.1 Mho-Kennlinien 111
7.3.1.1 Gerichtete Mho-Kennlinie für Phasenfehler 111
7.3.1.2 Versatz-Mho-Kennlinie für Phasenfehler 112
7.3.1.3 Gerichtete selbstpolarisierte Mho-Kennlinie für Erdfehler 112
7.3.1.4 Verschobene-Mho-Kennlinie für Erdfehler 114
7.3.1.5 Speicherpolarisation von Mho-Kennlinien 116
7.3.1.6 Dynamische Mho-Erweiterung und -Einengung 116
7.3.1.7 Kreuzpolarisation von Mho-Charakteristiken 120

7.3.1.8	Implementierung der Mho-Polarisation	121
7.4	**Polygonale Kennlinie**	**122**
7.4.1	Gerichtete Polygone	123
7.5	**Quadrilaterale Erdfehler-Kennlinien**	**129**
7.5.1	Linien der Erdfehlerreaktanz	129
7.5.2	Feste Neigung der Erdfehler-Reaktanzlinie	130
7.5.3	Neigung der dynamischen Erdfehler-Reaktanzlinie	133
7.5.4	Ohmsche Lastausblendungen bei Erdfehlern	135
7.5.5	Erdfehler- Polygon-Kennlinien – Zusammenfassung	137
7.6	**Polygonale Kennlinien für Phasenfehler**	**139**
7.6.1	Linie der Phasenfehler-Impedanzreichweite	139
7.6.2	Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite	140
7.6.3	Linie der Phasenfehler-Widerstandsreichweite	143
7.6.4	Linie der Phasenfehler-Rückwärtswiderstandsreichweite	144
7.6.5	Polygonale Phasenfehlerkennlinie – Zusammenfassung	144
7.7	**Implementierung von Phasen- und Erdfehler-Distanzschutz**	**147**
7.7.1	Phasenfehlerkennlinien	147
7.7.2	Erdfehlerkennlinien	147
7.7.3	Distanzschutz-Auslöseentscheidung	147
7.7.4	Distanzschutz-Phasenauswahl	148
7.7.4.1	Auswahl fehlerhafter Phasen	148
7.7.5	Vorgespannter Neutralstromdetektor und Fehlerartüberwachung	149
7.7.6	Richtungsbestimmung der Distanzelemente	150
7.7.7	Delta-Richtungselement	150
7.7.7.1	Delta-Richtungsprinzip und Konfiguration	151
7.7.7.2	Delta-Richtungsentscheidung	152
7.7.8	Zoneneinstellungen für Distanzelemente	154
7.7.8.1	Erweiterte Distanzzoneneinstellungen	154
7.7.8.2	Distanzzonenempfindlichkeit	155
7.7.9	Anwendungen mit kapazitiven Spannungswandlern	156
7.7.9.1	Kapazitive Spannungswandler mit passiver Unterdrückung von Ferroresonanz	156
7.7.9.2	Kapazitive Spannungswandler mit aktiver Unterdrückung von Ferroresonanz	156
7.7.10	Lastausblendung	157
7.7.11	Mehrfachfehlerschutz	158
7.8	**Distanz Isolierte und kompensierte Netze**	**159**
7.8.1	Mit Petersen-Spulen geerdete Netze	159
7.8.2	Erdfehler-Distanzschutz für isolierte und kompensierte Netze	162
7.8.2.1	Einphasige Erdschlüsse in isolierten oder kompensierten Netzen	163
7.8.2.2	Mehrfachfehler in isolierten oder kompensierten Netzen	163
7.8.3	Umsetzung des Distanzschutzes für isolierte und kompensierte Netze	164
7.8.3.1	Einstellung des Netzerdungssystems	164
7.8.3.2	Erkennung des ersten Erdfehlers	164
7.8.3.3	Fehlererkennungslogik	166
7.8.3.4	Phasenpräferenzlogik	167
7.9	**Anwendungshinweise**	**173**
7.9.1	Wahl des Einstellmodus	173
7.9.2	Auswahl der Ansprechkenngrößen	173
7.9.2.1	Phasenkennlinie	173
7.9.2.2	Erdfehlerkennlinie	174
7.9.3	Einstellungsrichtlinien für die Zonenreichweite	174
7.9.3.1	Polygonale Widerstandsreichweiten	175
7.9.4	Phasenfehler-Widerstandsreichweiten und Neigung	176
7.9.4.1	Dynamische Neigung	176
7.9.4.2	Feste Neigung	177
7.9.5	Einstellung von Phasenfehlerzonen	178
7.9.6	Richtungselement für Distanzschutz	178
7.9.7	Einstellungsrichtlinien für das Delta-Richtungselement	179

7.9.7.1 Delta-Schwellen 179
7.9.8 Konfiguration der Filterung 180
7.9.8.1 Distanz-Digitalfilter 180
7.9.8.2 Einrichten der kapazitiven Spannungswandler 180
7.9.9 Konfiguration der Lastausblendung 181
7.9.10 Konfiguration der Polarisierung 181
7.9.11 Bearbeitetes Beispiel für Distanzschutz 182
7.9.11.1 Berechnung der Leitungsimpedanz 183
7.9.11.2 Restkompensation für Erdfehlerelemente 183
7.9.11.3 Phasen- und Erdreichweiteneinstellungen für Zone 1 183
7.9.11.4 Phasen- und Erdreichweiteneinstellungen für Zone 2 184
7.9.11.5 Phasen- und Erdreichweiteneinstellungen für Zone 3 184
7.9.11.6 Einstellungen der Rückwärtsreichweite der Zone 3 184
7.9.11.7 Einstellungen der Rückwärtsreichweite der Zone 4 185
7.9.11.8 Lastvermeidung 185
7.9.11.9 Einstellungen der polygonalen Widerstandsreichweite 185
7.9.12 Anwendungen mit Hauptspeiseleitung 187

Kapitel 8 Trägergestützte Schaltungen 190

8.1 Kapitelübersicht 191
8.2 Einführung 192
8.3 Logik für unterstützte Distanzschaltungen 193
8.3.1 Implementierung trägergestützter Schaltungen 193
8.3.1.1 Trägergestützte Schaltungsarten 193
8.3.1.2 Voreingestellte trägergestützte Schaltungen 194
8.3.2 Selektivschutzschaltung mit Unterreichweite und Freigabe 195
8.3.3 Selektivschutzschaltung mit Überreichweite und Freigabe 196
8.3.3.1 Auslösungsverstärkung für Selektivschutz mit Überreichweite 198
8.3.3.2 Funktionen des Selektivschutzes mit Überreichweite bei schwacher Einspeisung 199
8.3.4 Überwachungsverlust in einer Selektivschaltung 200
8.3.5 Stromumkehrüberwachungslogik 200
8.3.6 Unterstützte Distanzblockierschaltungen 201
8.3.7 Unterstützte Distanzfreigabeschaltungen 203
8.3.8 Logikschaltbilder für unterstützte Distanzschaltungen 205
8.3.8.1 Sendelogik für unterstützte Distanz 205
8.3.8.2 Empfangslogik für trägergestützte Schaltungen 207
8.3.8.3 Auslöselogik für unterstützte Distanz 208
8.3.8.4 Logik für PUR-unterstütztes Auslösen 211
8.3.8.5 Logik für POR-unterstütztes Auslösen 212
8.3.8.6 Logik für POR-unterstütztes Auslösen 216
8.3.8.7 Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 1 217
8.3.8.8 Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 2 218
8.4 Schaltungslogik für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz 219
8.4.1 Unterstützter gerichteter Erdfehlerschutz – Einführung 219
8.4.2 Implementierung 219
8.4.3 Unterstützter gerichteter Erdfehlerschutz – Polarisation 219
8.4.3.1 Nullsystempolarisierung 220
8.4.3.2 Gegensystempolarisierung 221
8.4.4 Einstellungsrichtlinien für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz 222
8.4.5 Schaltung für unterstütztes DEF-POR 223
8.4.6 EK-SV Sperrsystem 224
8.4.7 Logikschaltbilder für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz 225
8.4.7.1 Richtungssignale für gerichteten Erdfehlerschutz 225
8.4.7.2 Sendelogik für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz 226
8.4.7.3 Empfangslogik für trägergestützte Schaltungen 227
8.4.7.4 Auslöselogik für unterstütztes DEF 228
8.4.7.5 Logik für POR-unterstütztes Auslösen 229

8.4.7.6 Logik für POR-unterstütztes Auslösen 231
8.4.7.7 Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 1 232
8.4.7.8 Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 2 233
8.5 Logik für unterstützte Delta-Schaltungen 234
8.5.1 Unterstützte Delta-POR-Schaltung 234
8.5.2 Unterstützte Delta-Blockierschaltung 235
8.5.3 Logikschaltbilder für unterstützte Delta-Schaltungen 237
8.5.3.1 Sendelogik für unterstützte Delta-Schaltungen 237
8.5.3.2 Empfangslogik für trägergestützte Schaltungen 238
8.5.3.3 Auslöselogik für unterstützte Delta-Schaltungen 239
8.5.3.4 Logik für POR-unterstütztes Auslösen 240
8.5.3.5 Logik für POR-unterstütztes Auslösen 242
8.5.3.6 Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 1 243
8.5.3.7 Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 2 244
8.6 DE-Fernschutzschaltungen (DEUTSCHLAND VERSIONEN) 245
8.6.1 Beschreibung der DE-Schaltung 245
8.7 Anwendungshinweise 247
8.7.1 Unterstütztes Distanz-PUR-System 247
8.7.2 Unterstütztes Distanz-POR-System 247
8.7.3 Unterstützte Distanzblockierschaltung 247
8.7.4 POR-Schaltung für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz 248
8.7.5 EK-SV Sperrsystem 248
8.7.6 Unterstütztes Delta-POR-System 248
8.7.7 Unterstütztes Delta-Sperrsystem 249
8.7.8 Anwendungen mit Hauptspeiseleitung 249
8.7.8.1 POR-Schaltungen für Hauptspeiseleitungen 251
8.7.8.2 PUR-Schaltungen für Hauptspeiseleitungen 252
8.7.8.3 Blockierschaltungen für Hauptspeiseleitungen 253

Kapitel 9 Nichtunterstützte Schaltungen 255

9.1 Kapitelübersicht 256
9.2 Nichtunterstützte Schaltungen 257
9.3 Grundschaltungen 258
9.3.1 Grundschaltungsmodi 258
9.3.2 Einstellung der Grundschaltung 260
9.4 Schaltungen für das Auslösen beim Schließen 262
9.4.1 Zuschalten auf Kurzschluss (ZUKS) 263
9.4.1.1 Modus „Einschalten bei Fehler“ 263
9.4.1.2 ZUKS Auslösung 264
9.4.1.3 ZUKS Auslösung mit Strom ohne Spg. 264
9.4.2 Auslösung bei Wiedereinschaltung (TOR) 264
9.4.2.1 Modus der Auslösung bei Wiedereinschaltung 265
9.4.2.2 TOR-Auslöselogik für entsprechende Zonen 265
9.4.2.3 TOR-Auslöselogik mit Strom ohne Spg. 266
9.4.3 Polarisation bei Stromkreiserregung 266
9.5 Zone 1-Erweiterungsschaltung 267
9.6 Lastverlustschaltung 269

Kapitel 10 Netzpendelungsfunktionen 271

10.1 Kapitelübersicht 272
10.2 Einführung zur Pendelsperre 273
10.3 Pendelsperre 276
10.3.1 Erkennung von Netzpendelung 276
10.3.1.1 Einstellungsfreie Erkennung von Netzpendelung 276
10.3.1.2 Erkennung von langsamer Netzpendelung 278
10.3.1.3 Erkennung von Netzpendelung (Alarmierung und Blockierung) 280

10.3.2 Erkennung eines Fehlers während einer Netzpendelung 285
10.3.3 Konfiguration der Pendelsperre 285
10.3.4 Lastausblendungsgrenze für Netzpendelung 286
10.3.5 Logik der Pendelsperre 287
10.3.6 Einstellungsrichtlinien für die Pendelsperre 288
10.3.6.1 Einstellung der ohmschen Grenzen 288
10.3.6.2 Einstellung der Blindleistungsgrenzen 289
10.3.6.3 Einstellungsrichtlinien für die PSP-Zeitstufe 290
10.4 Außer-Tritt-Schutz 292
10.4.1 Außer-Tritt-Erkennung 292
10.4.2 Funktionsprinzip des Außer-Tritt-Schutzes 293
10.4.3 Außer-Tritt-Logikschaltbild 295
10.4.4 Außer-Tritt-Anwendungshinweise 295
10.4.4.1 Einstellung des Außer-Tritt-Modus 295
10.4.4.2 Alarmierung und Blockierung bei Netzpendelungen 300
10.4.4.3 Kritischer Stabilitätswinkel 301

Kapitel 11 Automatische Wiedereinschaltung 308

11.1 Kapitelübersicht 309
11.2 Einführung zur automatischen Wiedereinschaltung 310
11.2.1 Adaptive automatische Wiedereinschaltung – Übersicht 311
11.3 Umsetzung der automatischen Wiedereinschaltung 313
11.3.1 AWE-Logikeingänge von externen Quellen 314
11.3.1.1 Eingang „LS störungsfrei“ 314
11.3.1.2 Blockieren des AWE-Eingangs 314
11.3.1.3 Blockierung des AWE-Eingangs 315
11.3.1.4 Eingang zur Rücksetzung einer Sperre 315
11.3.1.5 Poldiskrepanzeingang 315
11.3.1.6 Anzeige einer externen Auslösung 315
11.3.2 AWE-Logikeingänge 315
11.3.2.1 Signale für die Einleitung einer Auslösung 316
11.3.2.2 LS-Statuseingänge 316
11.3.2.3 Systemprüfsignale 316
11.3.3 AWE-Logikausgänge 316
11.3.4 Steuersequenz der automatischen Wiedereinschaltung 316
11.3.4.1 AWE-Steuersequenz – vorübergehende Störung 316
11.3.4.2 AWE-Steuersequenz – vorübergehende Störung – Dual-LS 317
11.3.4.3 AWE-Steuersequenz – entstehende/teilweise permanente Störung 318
11.3.4.4 AWE-Steuersequenz – entstehende/teilweise permanente Störung – Dual-LS 318
11.3.4.5 AWE-Steuersequenz – entstehende/teilweise permanente Störung – einphasig 319
11.3.4.6 AWE-Steuersequenz – anhaltende Störung 319
11.4 Logikmodule (einzelner LS) 321
11.4.1 Überwachung des LS-Status 321
11.4.1.1 Schaltbild der LS-Zustandsüberwachungslogik 322
11.4.2 Logik für Leistungsschalter im offenen Zustand 322
11.4.2.1 Leistungsschalter im offenen Zustand – Logikschaltbild 323
11.4.3 Logik für Leistungsschalter, die in Betrieb sind 323
11.4.3.1 In Betrieb stehender Leistungsschalter – Logikschaltbild 323
11.4.3.2 Automatische Wiedereinschaltung OK – Logikschaltbild 323
11.4.4 Aktivierung der automatischen Wiedereinschaltung 324
11.4.4.1 Aktivierung der automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 324
11.4.5 AWE-Modi 324
11.4.5.1 Ein- und dreiphasige automatische Wiedereinschaltung 325
11.4.5.2 Aktivierung der AWE-Modi – Logikschaltbild 325
11.4.6 Logik für die Erzwingung einer dreiphasigen Auslösung während eines AWE-Zyklus 326
11.4.6.1 Erzwingen einer dreiphasigen Auslösung während eines AWE-Zyklus – Logikschaltbild 326
11.4.7 Logik Für Den Anstoss Einer Automatischen Wiedereinschaltung 326

11.4.7.1 Einleitung einer automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 327
11.4.7.2 Prüfung der Auslösung der automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 328
11.4.7.3 Einleitung einer externen Auslösung der automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 328
11.4.7.4 Erneute Schutzauslösung und entstehende Fehler – Logikschaltbild 329
11.4.7.5 Fehlerspeicher-Logikschaltbild 329
11.4.8 AWE läuft 329
11.4.8.1 Laufende automatische Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 330
11.4.9 Sequenzzähler 330
11.4.9.1 AWE-Sequenzzähler – Logikschaltbild 331
11.4.10 Auswahl des AWE-Zyklus 331
11.4.10.1 Auswahl eines einphasigen AWE-Zyklus – Logikschaltbild 331
11.4.10.2 Auswahl eines dreiphasigen AWE-Zyklus 331
11.4.11 Pausenzeitsteuerung 332
11.4.11.1 Aktivierung des Beginns der Pausenzeit – Logikschaltbild 333
11.4.11.2 Einphasige Pausenzeit und Logik der adaptiven automatischen Wiedereinschaltung (AWE) 333
11.4.11.3 Einphasige Pausenzeit – Logikschaltbild 334
11.4.11.4 Dreiphasige Pausenzeit – Logikschaltbild 335
11.4.12 Automatisches Schließen des Leistungsschalters 335
11.4.12.1 Automatisches Schließen des Leistungsschalters – Logikschaltbild 336
11.4.13 AWE Sperrzeit 336
11.4.13.1 Vorbereitung der Einleitung einer Sperre – Logikschaltbild 337
11.4.13.2 Sperrzeit – Logikschaltbild 337
11.4.13.3 „AWE erfolgreich“-Signale – Logikschaltbild 337
11.4.13.4 Anzeige des erfolgreichen Rücksetzens einer automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 338
11.4.14 „LS Störungsfrei“ und Systemprüfzeitstufen 338
11.4.14.1 Störungsfreier LS und Systemprüfzeitstufen – Logikschaltbild 339
11.4.15 Zähler für AWE-Versuche 339
11.4.15.1 Zähler für AWE-Versuche – Logikschaltbild 340
11.4.16 LS-Steuerung 341
11.4.16.1 Schaltbild der LS-Steuerungslogik 341
11.4.17 Überwachung der LS-Auslösezeit 341
11.4.17.1 LS-Auslösezeitüberwachung – Logikschaltbild 342
11.4.18 AWE-Sperre 342
11.4.18.1 LS-Sperre – Logikschaltbild 343
11.4.19 Rücksetzung der LS-Sperre 343
11.4.19.1 Schaltbild für das Rücksetzen der LS-Sperrlogik 344
11.4.20 Poldiskrepanz 344
11.4.20.1 Poldiskrepanz-Logikschaltbild 345
11.4.21 LS-Auslösungsumwandlung 345
11.4.21.1 LS-Auslösungsumwandlung – Logikschaltbild 345
11.4.22 Prüfungen für das Schließen des Leistungsschalters 345
11.4.22.1 Überwachung der Spannung für das Schließen des Leistungsschalters 346
11.4.22.2 Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen des Leistungsschalters 347
11.4.23 Synchronisierungsprüfungen für das Schließen des Leistungsschalters 347
11.4.23.1 Systemprüfung für dreiphasige automatische Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 349
11.4.23.2 Systemprüfung für manuelles Schließen des LS – Logikschaltbild 350
11.5 Logikmodule (Dual-LS) 351
11.5.1 Überwachung des LS-Status 351
11.5.1.1 LS-Zustandsüberwachung 352
11.5.2 Logik für Leistungsschalter im offenen Zustand 353
11.5.2.1 Leistungsschalter im offenen Zustand – Logikschaltbild 354
11.5.3 Logik für Leistungsschalter, die in Betrieb sind 354
11.5.3.1 In Betrieb stehender Leistungsschalter – Logikschaltbild 355
11.5.4 Logik für die Aktivierung der automatischen Wiedereinschaltung 355
11.5.4.1 Aktivierung der automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 355
11.5.5 AWE – vorgeordneter/nachgeordneter LS 356
11.5.5.1 Auswahl vorgeordneter/nachgeordneter LS – Logikschaltbild 356
11.5.5.2 Vorgeordneter/nachgeordneter LS – Logikschaltbild 357

11.5.6 AWE-Modi 357
11.5.6.1 Ein- und dreiphasige automatische Wiedereinschaltung 358
11.5.6.2 Aktivierung der AWE-Modi – Logikschaltbild 359
11.5.7 Logik für die Erzwingung einer dreiphasigen Auslösung während eines AWE-Zyklus 359
11.5.7.1 Erzwingung einer dreiphasigen Auslösung – Logikschaltbild 360
11.5.8 Logik Für Den Anstoss Einer Automatischen Wiedereinschaltung 360
11.5.8.1 Einleitung einer automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 362
11.5.8.2 Prüfung der Auslösung der automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 362
11.5.8.3 Externe Auslösung – Logikschaltbild für LS1 363
11.5.8.4 Externe Auslösung – Logikschaltbild für LS2 364
11.5.8.5 Erneute Schutzauslösung und entstehende Fehler – Logikschaltbild 365
11.5.8.6 Fehlerspeicher-Logikschaltbild 365
11.5.9 AWE läuft 365
11.5.9.1 Laufende automatische Wiedereinschaltung – Logikschaltbild für LS1 366
11.5.9.2 Laufende automatische Wiedereinschaltung – Logikschaltbild für LS2 367
11.5.10 Sequenzzähler 367
11.5.10.1 AWE-Sequenzzähler – Logikschaltbild 368
11.5.11 Auswahl des AWE-Zyklus 368
11.5.11.1 Auswahl eines einphasigen AWE-Zyklus – Logikschaltbild 369
11.5.11.2 Auswahl eines dreiphasigen AWE-Zyklus 370
11.5.12 Pausenzeitsteuerung 370
11.5.12.1 Aktivierung des Beginns der Pausenzeit – Logikschaltbild 371
11.5.12.2 Einphasige Pausenzeit und Logik der adaptiven automatischen Wiedereinschaltung (AWE) 371
11.5.12.3 Vorgeordneter LS einphasige Pausenzeit – Logikschaltbild 373
11.5.12.4 Vorgeordneter LS dreiphasige Pausenzeit – Logikschaltbild 374
11.5.12.5 Aktivierung des nachgeordneten LS – Logikschaltbild 375
11.5.12.6 Nachgeordneter LS einphasige Ablaufsteuerung – Logikschaltbild 376
11.5.12.7 Nachgeordneter LS dreiphasige Ablaufsteuerung – Logikschaltbild 377
11.5.13 Automatisches Schließen des Leistungsschalters 377
11.5.13.1 Automatisches Schließen des Leistungsschalters – Logikschaltbild 378
11.5.14 AWE Sperrzeit 378
11.5.14.1 Vorbereitung der Einleitung einer Sperre – Logikschaltbild 379
11.5.14.2 Sperrzeit – Logikschaltbild 380
11.5.14.3 „AWE erfolgreich“-Signale – Logikschaltbild 381
11.5.14.4 Anzeige des erfolgreichen Rücksetzens einer automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild 382
11.5.15 „LS Störungsfrei“ und Systemprüfzeitstufen 382
11.5.15.1 Störungsfreier LS und Systemprüfzeitstufen – Logikschaltbild 383
11.5.16 Zähler für AWE-Versuche 384
11.5.16.1 Zähler für AWE-Versuche – Logikschaltbild 385
11.5.17 LS-Steuerung 386
11.5.17.1 Schaltbild der LS-Steuerungslogik 386
11.5.18 Überwachung der LS-Auslösezeit 387
11.5.18.1 LS-Auslösezeitüberwachung – Logikschaltbild 388
11.5.19 AWE-Sperre 388
11.5.19.1 LS-Sperre – Logikschaltbild 390
11.5.20 Rücksetzung der LS-Sperre 391
11.5.20.1 Schaltbild für das Rücksetzen der LS-Sperrlogik 393
11.5.21 Poldiskrepanz 393
11.5.21.1 Poldiskrepanz-Logikschaltbild 394
11.5.22 LS-Auslösungsumwandlung 394
11.5.22.1 LS-Auslösungsumwandlung – Logikschaltbild 395
11.5.23 Prüfungen für das Schließen des Leistungsschalters 395
11.5.23.1 Überwachung der Spannung für das Schließen des Leistungsschalters 396
11.5.23.2 Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen des Leistungsschalters 397
11.5.24 Synchronisierungsprüfungen für das Schließen des Leistungsschalters 398
11.5.24.1 Prüfung der dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung für einen vorgeordneten LS – Logikschaltbild 400

11.5.24.2 Prüfung der dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung für einen nachgeordneten LS – Logikschaltbild 402
11.5.24.3 Systemprüfung für manuelles Schließen des LS – Logikschaltbild 404
11.6 Einstellungsrichtlinien 405
11.6.1 Entionisierungszeit – Orientierungshilfe 405
11.6.2 Richtlinien für die Einstellung der Pausenzeit 405
11.6.2.1 Beispiel für die Berechnung der Pausenzeit 406
11.6.3 Richtlinien für die Einstellung der Sperrzeit 406
11.6.4 Zähler für AWE-Versuche 407

Kapitel 12 LS-Versagerschutz 408

12.1 Kapitelübersicht 409
12.2 Leistungsschalterversagerschutz 410
12.3 Implementierung des Leistungsschalterversagerschutzes 411
12.3.1 Zeitstufen für Leistungsschalterversagerschutz 411
12.3.2 Ansprechen des Leistungsschalterversagerschutzes 412
12.3.3 Nulldurchgangserkennung 412
12.4 Logik des Leistungsschalterversagerschutzes 413
12.4.1 Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 1 413
12.4.2 Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 2 414
12.4.3 Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 2 414
12.4.4 Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 3 415
12.4.5 Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 3 416
12.4.6 Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 4 417
12.4.7 Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 4 418
12.5 Anwendungshinweise 419
12.5.1 Rücksetzmechanismen für LSV-Zeitgeber 419
12.5.2 Einstellungsrichtlinien (LSV-Zeitgeber) 419
12.5.3 Einstellungsrichtlinien (Unterstrom) 420

Kapitel 13 Stromschutzfunktionen 421

13.1 Kapitelübersicht 422
13.2 Phasenfehler-Überstromschutz 423
13.2.1 Implementierung des Phasenüberstromschutzes 423
13.2.2 Richtungselement 423
13.2.3 Logik des Phasenüberstromschutzes 425
13.2.4 Logik des Phasenüberstromschutzes 425
13.3 Gegensystem-Überstromschutz 426
13.3.1 Implementierung von Gegensystem-Überstromschutz 426
13.3.2 Richtungselement 426
13.3.3 Logik des Gegensystem-Überstromschutzes 427
13.3.4 Anwendungshinweise 427
13.3.4.1 Einstellungsrichtlinien (Stromschwelle) 427
13.3.4.2 Einstellungsrichtlinien (Zeitverzögerung) 427
13.3.4.3 Einstellungsrichtlinien (Richtungselement) 428
13.4 Erdfehlerschutz 429
13.4.1 Implementierung von Erdfehlerschutz 429
13.4.2 IDG-Kennlinie 429
13.4.3 Richtungselement 430
13.4.3.1 Restspannungspolarisierung 431
13.4.3.2 Gegensystempolarisierung 431
13.4.4 Logik des Erregungsfehlerschutzes 432
13.4.5 Anwendungshinweise 432
13.4.5.1 Einstellungsrichtlinien für Restspannungspolarisierung 432
13.4.5.2 Einstellungsrichtlinien (Richtungselement) 433

13.5 Empfindlicher Erdfehlerschutz 434
13.5.1 Implementierung des EEF-Schutzes 434
13.5.2 Kennlinie EPATR B 434
13.5.3 Logik des empfindlichen Erdfehlerschutzes 435
13.5.4 Anwendungshinweise 436
13.5.4.1 Isolierte Systeme 436
13.5.4.2 Einstellungsrichtlinien (isolierte Systeme) 437
13.6 Hochohmiger Erdschluss-Differentialschutz 439
13.6.1 Prinzip des Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes 439
13.7 Thermischer Überlastschutz 441
13.7.1 Kenngröße der einzelnen Zeitkonstante 441
13.7.2 Kenngröße der dualen Zeitkonstante 441
13.7.3 Implementierung von thermischem Überlastschutz 442
13.7.4 Logik des thermischen Überlastschutzes 442
13.7.5 Anwendungshinweise 442
13.7.5.1 Einstellungsrichtlinien für die Kenngröße der dualen Zeitkonstante 442
13.7.5.2 Einstellungsrichtlinien für die Kenngröße der einzelnen Zeitkonstante 444
13.8 Leiterbruchschutz 446
13.8.1 Implementierung von Leiterbruchschutz 446
13.8.2 Logik des Leiterbruchschutzes 446
13.8.3 Anwendungshinweise 446
13.8.3.1 Einstellungsrichtlinien 446
13.9 Erkennung von Transienten Erdfehlern 448
13.9.1 Implementierung der Erkennung transienter Erdfehler 449
13.9.1.1 Detektor zur Erkennung vorübergehender Erdfehler 449
13.9.1.2 Fehlertypdetektor 449
13.9.1.3 Richtungsdetektor 450
13.9.2 Logik zur Erkennung vorübergehender Erdfehler 453
13.9.2.1 Logik der Erkennung transienter Erdfehler – Übersicht 453
13.9.2.2 Logik des Fehlertypdetektors 453
13.9.2.3 Richtungsdetektorlogik – Normalmodus 453
13.9.2.4 Ausgangswarnlogik zur Erkennung vorübergehender Erdfehler 454
13.9.2.5 Anwendungshinweise 454

Kapitel 14 Spannungsschutzfunktionen 455

14.1 Kapitelübersicht 456
14.2 Unterspannungsschutz 457
14.2.1 Implementierung von Unterspannungsschutz 457
14.2.2 Logik des Unterspannungsschutzes 458
14.2.3 Anwendungshinweise 459
14.2.3.1 Richtlinien für Unterspannungseinstellungen 459
14.3 Überspannungsschutz 460
14.3.1 Implementierung von Überspannungsschutz 460
14.3.2 Logik des Überspannungsschutzes 461
14.3.3 Anwendungshinweise 462
14.3.3.1 Richtlinien für Überspannungseinstellung 462
14.4 Kompensierte Überspannung 463
14.4.1 Implementierung der kompensierten Überspannung 463
14.4.2 Logik der kompensierten Überspannung 464
14.4.3 Anwendungshinweise 464
14.4.3.1 Richtlinien für die Einstellung der kompensierten Überspannung 464
14.5 Nullüberspannungsschutz 465
14.5.1 Implementierung von Nullüberspannungsschutz 465
14.5.2 Logik des Nullüberspannungsschutzes 466
14.5.3 Anwendungshinweise 466
14.5.3.1 Berechnung für starr geerdete Systeme 466

14.5.3.2 Berechnung für widerstandsgeerdete Systeme 467
14.5.3.3 Einstellungsrichtlinien 468

Kapitel 15 Frequenzschutzfunktionen 469

15.1 Kapitelübersicht 470
15.2 Frequenzschutz 471
15.2.1 Unterfrequenzschutz 471
15.2.1.1 Implementierung von Unterfrequenzschutz 471
15.2.1.2 Logik des Unterfrequenzschutzes 472
15.2.1.3 Anwendungshinweise 472
15.2.2 Überfrequenzschutz 472
15.2.2.1 Implementierung von Überfrequenzschutz 472
15.2.2.2 Logik des Überfrequenzschutzes 473
15.2.2.3 Anwendungshinweise 473
15.3 Schutz, der auf die unabhängige Frequenzänderungsgeschwindigkeit reagiert 474
15.3.1 Implementierung des Schutzes, der auf die unabhängige Frequenzänderungsgeschwindigkeit reagiert 474
15.3.2 Logik des Schutzes, der auf die unabhängige Frequenzänderungsgeschwindigkeit reagiert 475

Kapitel 16 Leistungsschutzfunktionen 476

16.1 Kapitelübersicht 477
16.2 Überleistungsschutz 478
16.2.1 Implementierung des Überleistungsschutzes 478
16.2.2 Überstromlogik 479
16.2.3 Anwendungshinweise 479
16.2.3.1 Richtlinien zur Einstellung der vorwärts gerichteten Überleistung 479
16.2.3.2 Grundsätzliches zur Rückleistung 479
16.2.3.3 Richtlinien Zur Einstellung Der Rückwärts Gerichteten Leistung 480
16.3 Unterleistungsschutz 482
16.3.1 Implementierung des Unterleistungsschutzes 482
16.3.2 Unterleistungslogik 483
16.3.3 Anwendungshinweise 483
16.3.3.1 Überlegungen zur niedrigen Vorwärtsleistung 483
16.3.3.2 Richtlinien für die Einstellung der niedrigen Vorwärtsleistung 484
16.3.3.3 Blindleistungsschutz 484

Kapitel 17 Anforderungen an Stromwandler 486

17.1 Kapitelübersicht 487
17.2 Empfohlene StW-Klassen 488
17.3 Anforderungen an den Distanzschutz 489
17.4 Bestimmung von Uk für StW der Klasse IEEE C 490
17.5 Beispiele aus der Praxis 491
17.5.1 Berechnung des primären X/R-Verhältnisses 491
17.5.2 Berechnung der Quellimpedanz 491
17.5.3 Berechnung der vollständigen Leitungsimpedanz 491
17.5.4 Berechnung der Gesamtimpedanz bis zur Fernsammelschiene 492
17.5.5 Berechnung des Durchgangsfehler-X/R-Verhältnisses 492
17.5.6 Berechnung des Durchgangsfehlerstroms 492
17.5.7 Berechnung der Leitungsimpedanz bis zum Reichweitenpunkt von Zone 1 492
17.5.8 Berechnung der Gesamtimpedanz bis zum Reichweitenpunkt von Zone 1 492
17.5.9 Berechnung von X/R bis zum Reichweitenpunkt von Zone 1 492
17.5.10 Berechnung des Fehlerstroms bis zum Reichweitenpunkt von Zone 1 492
17.5.11 Berechnung von Uk für den Reichweitenpunkt von Distanzzone 1 492
17.5.12 Berechnung von Uk bei Fehlern im Nahbereich von Distanzzone 1 492

17.5.13 Berechnung von Uk für zeitverzögerte Distanzzonen 493

Kapitel 18 Überwachung und Steuerung 494

18.1 Kapitelübersicht 495
18.2 Ereignisaufzeichnungen 496
18.2.1 Ereignistypen 496
18.2.1.1 Opto-Eingangsereignisse 497
18.2.1.2 Kontaktereignisse 497
18.2.1.3 Warnungsereignisse 497
18.2.1.4 Fehleraufzeichnungsereignisse 498
18.2.1.5 Wartungsereignisse 499
18.2.1.6 Schutzereignisse 499
18.2.1.7 Sicherheitsereignisse 499
18.2.1.8 Plattformereignisse 499
18.3 Störschreiber 500
18.4 Messdaten 501
18.4.1 Messgrößen 501
18.4.2 Messkonfiguration 501
18.4.3 FEHLERORTER 501
18.4.3.1 Funktionsweise des Fehlerorters 501
18.4.3.2 Erdfehler-Basistheorie 502
18.4.3.3 Datenerfassung und Pufferverarbeitung 505
18.4.3.4 Auswahl fehlerhafter Phasen 505
18.4.3.5 Berechnung fehlerhafter Phasen 506
18.4.3.6 Berechnung der Distanz zum Fehlerort 506
18.4.3.7 Gegenseitige Kompensation 509
18.4.3.8 Messung 509
18.4.4 Zeitstempelung der Opto-Eingänge 509
18.5 LS-Zustandsüberwachung 510
18.5.1 Stromunterbrechungsspeicher 511
18.5.2 Stromabschaltungsakkumulator 512
18.5.3 LS-Auslösungszähler 513
18.5.4 LS-Auslösungszähler 513
18.5.5 LS-Ansprechzeitakkumulator 514
18.5.6 LS-Ansprechzeitakkumulator 515
18.5.7 Zähler für übermäßig hohe Fehlerhäufigkeit 516
18.5.8 Zähler für übermäßig hohe Fehlerhäufigkeit 516
18.5.9 Rücksetzung der Sperrwarnung 517
18.5.10 Rücksetzung der Sperrwarnung 517
18.5.11 LS-Zustandsüberwachungslogik 518
18.5.12 LS-Zustandsüberwachungslogik 519
18.5.13 Rücksetzung der LS-Sperre 520
18.5.13.1 Schaltbild für das Rücksetzen der LS-Sperrlogik 521
18.5.13.2 Schaltbild für das Rücksetzen der LS-Sperrlogik 522
18.5.14 Anwendungshinweise 522
18.5.14.1 Einstellen der Schwellen für den Gesamtwert von Stromunterbrechungen 522
18.5.14.2 Einstellen der Schwellen für die Anzahl von Betätigungen 523
18.5.14.3 Einstellen der Schwellen für die Betriebszeit 523
18.5.14.4 Einstellen der Schwellen für übermäßig hohe Fehlerhäufigkeit 523
18.6 LS-Statusüberwachung 524
18.6.1 Schaltbild der LS-Zustandsüberwachungslogik 526
18.6.2 LS-Zustandsüberwachung 527
18.7 Leistungsschalter-Steuerung 529
18.7.1 LS-Steuerung mithilfe des Menüs des Schutzgeräts 530
18.7.2 Einzelanschlussplan-Betrachter 530
18.7.2.1 Steuerung des Leistungsschalters (nur Einliniendiagramm-Ansicht) 530

18.7.3 LS-Steuerung mithilfe der Opto-Eingänge 531
18.7.4 LS-Fernsteuerung 532
18.7.5 Prüfung der Funktionstüchtigkeit des Leistungsschalters 532
18.7.6 Prüfung der Synchronisierung 533
18.7.7 AWE-Auswirkungen der LS-Steuerung 533
18.7.8 Schaltbild der LS-Steuerungslogik 534
18.7.9 Schaltbild der LS-Steuerungslogik 535
18.8 „Pol stromlos“-Funktion 537
18.8.1 Pol-stromlos-Logik 537
18.8.2 Pol-stromlos-Logik 538
18.9 Synchronkontrolle 540
18.9.1 Implementierung von Systemprüfungen 540
18.9.1.1 Spannungswandler -Anschlüsse 541
18.9.1.2 Spannungsüberwachung 541
18.9.1.3 Synchronkontrolle 541
18.9.1.4 Vektordiagramm für die Synchronisierungsprüfung 542
18.9.1.5 NETZTRENNUNG 542
18.9.2 Überwachung der Spannung für das Schließen des Leistungsschalters 543
18.9.3 Überwachung der Spannung für das Schließen des Leistungsschalters 544
18.9.4 Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen des Leistungsschalters 545
18.9.5 Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen des Leistungsschalters 546
18.9.6 Logik der Systemprüfung 548
18.9.7 PSL-Systemprüfung 549
18.9.8 Anwendungshinweise 549
18.9.8.1 Verwendung von „Stufe 2 der Synchronkontrolle“ und „Systemtrennung“ 549
18.9.8.2 Vorausschauendes Schließen des Leistungsschalters 549
18.9.8.3 Vorausschauendes Schließen von Leistungsschaltern 550
18.9.8.4 Spannungs- und Phasenwinkelkorrektur 550
18.10 Schalterstatus und Steuerung 551
18.10.1 Einliniendiagramm -Betrachter 552
18.10.2 Schaltersteuerung (nur Einliniendiagramm-Ansicht) 552
18.10.3 Schaltersteuerlogik 554
18.10.4 Schalterstatuslogik 555
18.11 Test Modus 556
18.12 IEC 61850-Steuerungsberechtigung 557

Kapitel 19 Überwachung 561

19.1 Kapitelübersicht 562
19.2 Spannungswandlerüberwachung 563
19.2.1 Verlust von einer oder zwei Phasenspannungen 563
19.2.2 Verlust von allen drei Phasenspannungen 563
19.2.3 Fehlen von allen drei Phasenspannungen bei Leitungserregung 563
19.2.4 SpWÜ-Implementierung 564
19.2.5 SpWÜ-Logik 566
19.3 Stromwandlerüberwachung 568
19.3.1 StWÜ-Implementierung 568
19.3.2 Standard-StWÜ-Logik 568
19.3.3 StWÜ-Blockierung 568
19.3.4 Anwendungshinweise 569
19.3.4.1 Einstellungsrichtlinien 569
19.4 Auslösekreisüberwachung 570
19.4.1 Auslösekreisüberwachungsschaltung 1 570
19.4.1.1 Widerstandswerte 571
19.4.1.2 PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 1 571
19.4.2 Auslösekreisüberwachungsschaltung 2 571
19.4.2.1 Widerstandswerte 572

19.4.2.2 PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 2 573
19.4.3 Auslösekreisüberwachungsschaltung 3 573
19.4.3.1 Widerstandswerte 573
19.4.3.2 PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 3 574

Kapitel 20 Konfiguration der digitalen E/A und der PSL 575

20.1 Kapitelübersicht 576
20.2 Konfigurieren digitaler Ein- und Ausgänge 577
20.3 Schaltungslogik 578
20.3.1 PSL-Editor 579
20.3.2 PSL-Schemata 579
20.3.3 PSL-Schemaversionskontrolle 580
20.4 Konfigurieren der Opto-Eingänge 581
20.5 Zuweisen von Ausgangsrelais 582
20.6 LEDs mit Festfunktion 583
20.6.1 Logik der LED „Auslösung“ 583
20.7 Konfigurieren von programmierbaren LEDs 584
20.8 Funktionstasten 586
20.9 Steuereingänge 587
20.10 Benutzerdefinierte Warnungen 588

Kapitel 21 Glasfaser-Fernschutz 589

21.1 Kapitelübersicht 590
21.2 Schutzsignalisierung – Einführung 591
21.2.1 Geräteschutzschaltungen 591
21.2.2 Fernschutzbefehle 591
21.2.3 Übertragungsmedien und Störungen 592
21.3 Implementierung des Glasfaser-Fernschutzes 593
21.3.1 Einrichten der IM64-Schaltung 593
21.3.1.1 Anschlussadressierung von Schaltungen für Glasfaser-Fernschutz 594
21.3.1.2 Einrichten von IM64 595
21.3.1.3 Betrieb von IM64 mit zwei Anschlüssen 596
21.3.1.4 Betrieb von IM64 mit zwei Anschlüssen und zweifacher Redundanz 596
21.3.1.5 Betrieb von IM64 mit drei Anschlüssen 596
21.3.1.6 Physische Verbindung 597
21.3.2 IM64 – 8 oder 32 Bits pro Kanal auswählen 601
21.4 IM64-Logik 602
21.5 Anwendungshinweise 604
21.5.1 Alarmverwaltung 604
21.5.2 Warnlogik 604
21.5.3 Erweiterte Überwachung einer Schaltung mit zwei Enden 605
21.5.4 Erweiterte Überwachung einer Schaltung mit drei Enden 605

Kapitel 22 Elektrischer Fernschutz 607

22.1 Kapitelübersicht 608
22.2 Einführung 609
22.3 Fernschutzschaltungsprinzipien 610
22.3.1 Direkte Auslösung 610
22.3.2 Auslösung mit Freigabe 610
22.4 Implementierung 611
22.5 Konfiguration 612
22.6 Anschließen an Electrical InterMiCOM 614
22.6.1 Kurze Distanz 614
22.6.2 Lange Distanz 614

22.7 Anwendungshinweise 615

Kapitel 23 Kommunikation 617

23.1 Kapitelübersicht 618
23.2 Kommunikationsschnittstellen 619
23.3 Serielle Kommunikation 620
23.3.1 Vorderseitiger USB-Anschluss 620
23.3.2 EIA(RS)485-Bus 620
23.3.2.1 EIA(RS)485-Anforderungen bezüglich Vorspannung 621
23.3.3 K-Bus 621
23.4 Versionen der Ethernet-Karte 623
23.5 Kartenverbindungen 624
23.6 Ethernet-Konfiguration 626
23.6.1 Netzwerkkonfiguration 626
23.6.2 PRP-Konfiguration 627
23.6.3 HSR-Konfiguration 627
23.6.4 RSTP-Konfiguration 627
23.6.5 Failover-Konfiguration 627
23.6.6 Konfiguration der SNTP-IP-Adresse 627
23.7 Redundanzprotokolle 628
23.7.1 Parallel Redundancy Protocol (PRP) 628
23.7.1.1 PRP-Netzwerke 628
23.7.1.2 Netzwerkelemente 628
23.7.2 High-Availability Seamless Redundancy (HSR) 629
23.7.2.1 HSR-Multicast-Topologie 630
23.7.2.2 HSR-Unicast-Topologie 630
23.7.2.3 HSR-Anwendung in einer Schaltstation 632
23.7.3 Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP) 632
23.7.4 Ausfallsicherung (Failover) 633
23.8 Simple Network Management Protocol (SNMP) 634
23.8.1 Mit dem Schutzgerät kompatible SNMP-MIBs 635
23.8.2 Neue SNMP-Systemobjekte 635
23.8.2.1 Neue SNMP-Programmunterbrechungen 635
23.8.2.2 Neue SNMP-Objekte 636
23.8.3 Verbesserung der SNMP-Warnung 636
23.8.3.1 Format der SNMP-Warnung 636
23.8.3.2 Liste der SNMP-Warnungen 636
23.9 Datenprotokolle 639
23.9.1 Courier 639
23.9.1.1 Physische Verbindungs- und Verknüpfungsschicht 639
23.9.1.2 Courier-Datenbank 640
23.9.1.3 Kategorien von Einstellungen 640
23.9.1.4 Param.änderung 640
23.9.1.5 Ereignisauslesung 641
23.9.1.6 Auslesen von Störungsaufzeichnungen 642
23.9.1.7 Einstellungen der programmierbaren Schaltungslogik 643
23.9.1.8 Zeitsynchronisierung 643
23.9.1.9 Courier-Konfiguration 643
23.9.2 IEC 60870-5-103 644
23.9.2.1 Physische Verbindungs- und Verknüpfungsschicht 644
23.9.2.2 Initialisierung 645
23.9.2.3 Zeitsynchronisierung 645
23.9.2.4 Liste der konfigurierbaren IEC 60870-5-103-Signale 645
23.9.2.5 Spontane Ereignisse 646
23.9.2.6 Allgemeine Abfrage (GI) 646
23.9.2.7 Zyklische Messungen 646
23.9.2.8 Befehle 647

23.9.2.9 Testmodus 647
23.9.2.10 Störschreiberaufzeichnungen 647
23.9.2.11 Blockierung von Befehlen/des Monitors 647
23.9.2.12 IEC 60870-5-103-Konfiguration 647
23.9.3 DNP 3.0 648
23.9.3.1 Physische Verbindungs- und Verknüpfungsschicht 648
23.9.3.2 Objekt 1, Binäreingänge 648
23.9.3.3 Binärausgänge von Objekt 10 649
23.9.3.4 Objekt 20 Binärzähler 650
23.9.3.5 Objekt 30 Analogeingänge 650
23.9.3.6 Objekt 40 Analogausgang 650
23.9.3.7 Objekt 50 Uhrzeitsynchronisierung 651
23.9.3.8 DNP3-Geräteprofil 651
23.9.4 IEC 61850 661
23.9.4.1 Vorteile von IEC 61850 661
23.9.4.2 Kompatibilität mit IEC 61850 661
23.9.4.3 Das IEC 61850-Datenmodell 661
23.9.4.4 IEC 61850 in MiCOM-Schutzgeräten 662
23.9.4.5 Implementierung des IEC 61850-Datenmodells 663
23.9.4.6 Implementierung der IEC 61850-Kommunikationsdienste 663
23.9.4.7 IEC 61850-Kommunikation zwischen gleichrangigen Geräten (GOOSE) 663
23.9.4.8 GOOSE Nachrichtenüberprüfung 663
23.9.4.9 Zuordnen von GOOSE-Nachrichten zu virtuellen Eingängen 664
23.9.4.10 IEC 61850 GOOSE-Konfiguration 664
23.9.4.11 Ethernet-Funktionalität 664
23.9.4.12 IEC 61850-Konfiguration 664
23.9.4.13 IEC 61850 Edition 2 666
23.9.5 Nur-Lesen-Modus 668
23.9.5.1 Blockierung des IEC 60870-5-103-Protokolls 668
23.9.5.2 Blockierung des Courier-Protokolls 668
23.9.5.3 Blockierung des IEC 61850-Protokolls 669
23.9.5.4 Schreibschutzeinstellungen 669
23.9.5.5 Schreibgeschützte DDB-Signale 669
23.10 Zeitsynchronisierung 670
23.10.1 IRIG-B 670
23.10.1.1 IRIG-B-Implementierung 671
23.10.2 SNTP 671
23.10.2.1 Warnung bei Verlust des SNTP-Serversignals 671
23.10.3 IEEE 1588 Precision Time Protocol 672
23.10.3.1 Genauigkeit und Berechnung der Verzögerung 672
23.10.3.2 PTP-Domänen 673
23.10.4 Zeitsynchronisierung mithilfe der Kommunikationsprotokolle 673

Kapitel 24 Cybersicherheit 674

24.1 Haftungsausschluss 675
24.2 Übersicht 676
24.3 Die Notwendigkeit von Cybersicherheit 677
24.4 Normen 678
24.4.1 NERC Konformität 678
24.4.1.1 CIP 002 679
24.4.1.2 CIP 003 679
24.4.1.3 CIP 004 679
24.4.1.4 CIP 005 680
24.4.1.5 CIP 006 680
24.4.1.6 CIP 007 680
24.4.1.7 CIP 008 681
24.4.1.8 CIP 009 681
24.4.2 IEEE 1686-2013 681

24.5 Implementierung von Cybersicherheit 682
24.5.1 Anfangskonfiguration: voreingestellte Benutzernamen und voreingestellte Passwörter 682
24.6 Rollen und Berechtigungen 684
24.6.1 Rollen 684
24.6.2 Berechtigungen 684
24.7 Benutzerauthentifizierung 687
24.7.1 Authentifizierungsmethoden 687
24.7.2 Umgehung 687
24.7.3 Anmeldung 688
24.7.3.1 Anmeldung am Bedienfeld 689
24.7.3.2 Anmeldung fehlgeschlagen 690
24.7.3.3 Andere Eingabeaufforderungen für die Anmeldung 690
24.7.3.4 Anmeldung mit MiCOM S1 691
24.7.4 Benutzersitzungen 691
24.7.5 Richtlinie für die Sperrung von Benutzern 693
24.7.6 Abmeldung 693
24.7.6.1 Abmeldung am Bedienfeld 693
24.7.6.2 Abmeldung über MiCOM S1 694
24.7.7 Passwortrichtlinie 695
24.7.8 Passwortablauf 695
24.7.9 Passwort ändern 696
24.7.10 RADIUS-Authentifizierung 697
24.7.10.1 RADIUS-Benutzer 697
24.7.10.2 RADIUS-Client 697
24.7.10.3 RADIUS-Servereinstellungen 698
24.7.10.4 RADIUS-Aufzeichnung 699
24.7.10.5 RADIUS-Client-Server-Validierung 699
24.7.11 Wiederherstellung 700
24.7.11.1 Wiederherstellung der lokalen Werkseinstellung 700
24.7.11.2 Passwortrücksetzverfahren 700
24.7.11.3 DDBs der Zugriffsebene 701
24.7.12 Sicherung der Anschlüsse: physische Anschlüsse 702
24.7.13 Sicherung der Anschlüsse: logische Anschlüsse (Protokolle) 702
24.7.14 Dienst (Protokoll)-Zuordnung: Ethernet-Netzwerkanschlüsse 1 und 2 703
24.7.15 Dialogfeld „Supervise Device“ (Gerät überwachen) 703
24.7.16 Sichere Firmwareaktualisierung 704
24.8 SNMP-Konfiguration 706
24.9 Rückgabe des Schutzgeräts an das Werk 708
24.10 Verwaltung von Sicherheitsereignissen 709
24.10.1 Sicherheitsereignisse: Courier 709
24.10.2 Sicherheitsereignisse: Syslog 713
24.10.3 Syslog-Client 715
24.10.4 Syslog-Funktionalität 715
24.10.5 Sicherheitsereignisse: SNMP 716

Kapitel 25 Montage 719

25.1 Kapitelübersicht 720
25.2 Handhabung der Geräte 721
25.2.1 Empfang der Geräte 721
25.2.2 Auspacken der Geräte 721
25.2.3 Lagerung der Geräte 721
25.2.4 Auseinanderbau der Geräte 721
25.3 Montieren des Geräts 722
25.3.1 Einbau-/Schalttafelmontage 722
25.3.2 Gestellmontage 722
25.3.3 Modernisierungslösungen 723

25.4 Kabel und Stecker 725
25.4.1 Klemmenblöcke 725
25.4.2 Stromversorgungsanschlüsse 726
25.4.3 Erdverbindung 726
25.4.4 Stromwandler 726
25.4.5 Spannungswandlerverbindungen 727
25.4.6 Überwachungsverbindungen 727
25.4.7 EIA(RS)485- und K-Bus-Verbindungen 727
25.4.8 IRIG-B-Verbindung 728
25.4.9 Opto-Eingangsverbindungen 728
25.4.10 Ausgangsrelaisverbindungen 728
25.4.11 Elektrische Ethernet-Verbindungen 728
25.4.12 Ethernet-Glasfaserverbindungen 728
25.4.13 USB-Anschluss 729
25.4.14 GPS-Glasfaserverbindung 729
25.4.15 Glasfaserkommunikationsverbindungen 729
25.5 Gehäuseabmessungen 730
25.5.1 Gehäuseabmessungen 40TE 731
25.5.2 Gehäuseabmessungen 60TE 732
25.5.3 Gehäuseabmessungen 80TE 733

Kapitel 26 Anleitung zur Inbetriebnahme 734

26.1 Kapitelübersicht 735
26.2 Allgemeine Richtlinien 736
26.3 Inbetriebnahmemenü 737
26.3.1 Feld „Opto Eing.Status“ (Opto-Eingangsstatus) 737
26.3.2 Feld „Relais Stat“ (Relaisausgangsstatus) 737
26.3.3 Das Feld „Test Port Status“ 737
26.3.4 Überwachungsbit-Zellen 1 bis 8 737
26.3.5 Die Zelle „Test Modus“ 738
26.3.6 Das Feld „Testmuster“ 738
26.3.7 Das Feld „Kontakttest“ 738
26.3.8 Das Feld „LEDs Testen“ 739
26.3.9 Das Feld „AWE Testen“ 739
26.3.10 Statischer Test 739
26.3.11 Prüfschleifen Modus 740
26.3.12 IM64-Testmuster 740
26.3.13 IM64 Testmuster Kan1 und Kan2 740
26.3.14 IM64 Testmodus 740
26.3.15 Felder „LED rot Status“ und „LED gruen Status“ 740
26.4 Ausrüstung für die Inbetriebnahme 742
26.4.1 Empfohlene Ausrüstung für die Inbetriebnahme 742
26.4.2 Grundausrüstung für die Inbetriebnahme 743
26.4.3 Empfohlene Prüfausrüstung 743
26.5 Geräteprüfungen 744
26.5.1 Prüfungen bei spannungslosem Schutzgerät 744
26.5.1.1 Sichtprüfung 745
26.5.1.2 Stromwandler-Kurzschlusskontakte 745
26.5.1.3 Isolation 745
26.5.1.4 Externe Verdrahtung 746
26.5.1.5 Überwachungskontakte 746
26.5.1.6 Stromversorgung 746
26.5.2 Pxxx_CI_ProductChecksEnergised 747
26.5.2.1 Überwachungskontakte 747
26.5.2.2 Prüfung der grafischen Bedieneroberfläche 747
26.5.2.3 DATUM UND ZEIT 747

26.5.2.4 LEDs testen 748
26.5.2.5 Prüfung der LEDs „Warnung“ und „Außer Betrieb“ 748
26.5.2.6 Prüfung der LED „Auslösung“ 748
26.5.2.7 Prüfung der vom Benutzer programmierbaren LEDs 749
26.5.2.8 Prüfung der Opto-Eingänge 749
26.5.2.9 Prüfung der Ausgangsrelais 749
26.5.2.10 Prüfung des seriellen Kommunikationsanschlusses RP1 749
26.5.2.11 Prüfung des seriellen Kommunikationsanschlusses RP2 751
26.5.2.12 Prüfung der Ethernet-Kommunikation 752
26.5.3 Prüfungen mit sekundärer Einspeisung 752
26.5.3.1 Prüfung der Stromeingänge 752
26.5.3.2 Prüfung der Spannungseingänge 753
26.6 Elektrische Intermicom-Kommunikationsprüfschleife 754
26.6.1 Konfigurieren der Prüfschleife 754
26.6.2 Prüfung mittels Prüfschleife 754
26.6.2.1 InterMicom-Befehlsbits 755
26.6.2.2 InterMicom-Kanaldiagnose 755
26.6.2.3 Simulieren eines Kanalausfalls 755
26.7 Intermicom 64-Kommunikation 756
26.7.1 Prüfen der Schnittstelle 756
26.7.2 Konfigurieren der Prüfschleife 757
26.7.3 Prüfung mittels Prüfschleife 757
26.8 Prüfungen der Einstellungen 758
26.8.1 Übertragung der anwendungsspezifischen Einstellungen 758
26.8.1.1 Übertragen der Einstellungen aus einer Einstellungsdatei 758
26.8.1.2 Eingeben von Einstellungen über die Benutzerschnittstelle 758
26.9 Prüfung der IEC 61850 Version 2 760
26.9.1 Verwenden der Prüfmodi für IEC 61850-Edition 2 760
26.9.1.1 Verhalten des Schutzgeräts im Prüfmodus 760
26.9.2 Simuliertes Eingangsverhalten 761
26.9.3 Beispiele der Prüfung 762
26.9.3.1 Prüfverfahren für Realwerte 762
26.9.3.2 Prüfverfahren für simulierte Werte – keine Anlage 763
26.9.3.3 Prüfverfahren für simulierte Werte – mit Anlage 764
26.9.3.4 Kontakttest 765
26.10 Distanzschutz 766
26.10.1 Einseitige Prüfung 766
26.10.1.1 Vorbereitende Maßnahmen 766
26.10.1.2 Prüfung der Reichweite von Zone 1 766
26.10.1.3 Prüfung der Reichweite von Zone 2 767
26.10.1.4 Prüfung der Reichweite von Zone 3 767
26.10.1.5 Prüfung der Reichweite von Zone 4 767
26.10.1.6 Prüfung der Reichweite von Zone P 768
26.10.1.7 Widerstandsreichweite 768
26.10.1.8 Lastausblendung 768
26.10.2 Auslösung und Kontaktzuweisung 768
26.10.2.1 Phase L1 768
26.10.2.2 Phase L2 769
26.10.2.3 Phase L3 769
26.10.2.4 Zeitverzögerungseinstellungen 769
26.10.3 Prüfung der Schaltung 769
26.10.3.1 Prüfung der Schaltungsauslösung für Erweiterung der Zone 1 770
26.10.3.2 Prüfungen der Schaltungsauslösung für Selektivschutzschaltungen 771
26.10.3.3 Prüfungen der Schaltungsauslösung für Blockierschaltungen 771
26.10.3.4 Prüfung der Signalsendung für Selektivschutzschaltungen 771
26.10.3.5 Prüfung der Signalsendung für Blockierschaltungen 772
26.10.3.6 Zeitstufeneinstellungen der Schaltung 772
26.11 Delta-Richtungsvergleich 773

26.11.1 Prüfung an einem Ende 773
26.11.1.1 Vorbereitung 773
26.11.1.2 Einendige Einspeisungsprüfung 773
26.11.1.3 Vorbereitung der Vorwärtsfehlereinspeisung 774
26.11.2 Auslösung und Kontaktzuweisung 774
26.11.2.1 Phase L1 774
26.11.2.2 Phase L2 774
26.11.2.3 Phase L3 775
26.11.3 Prüfung der Delta-Schutzschaltung 775
26.11.3.1 Prüfung der Signalsendung für Selektivschutzschaltungen 775
26.11.3.2 Prüfung der Signalsendung für Blockierschaltungen 775
26.12 Schaltungen für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz 777
26.12.1 Erdstrom-Pilotschaltung 777
26.12.1.1 Vorbereitende Maßnahmen 777
26.12.1.2 Durchführung der Prüfung 777
26.12.1.3 Prüfung der Vorwärtsfehler-Auslösung 778
26.12.2 Prüfung der Schaltung 778
26.12.2.1 Prüfung der Signalsendung für Selektivschutzschaltungen 778
26.12.2.2 Prüfung der Signalsendung für Blockierschaltungen 778
26.13 Außer-Tritt-Schutz 780
26.13.1 Außer-Tritt-Einstellung 780
26.13.2 Vorausschauende Außer-Tritt-Einstellung (Predictive OST) 781
26.13.3 Vorausschauende und Außer-Tritt-Einstellung 781
26.13.4 Prüfung der Außer-Tritt-Zeitstufe 781
26.14 Prüfung der Schutzfunktionen 782
26.14.1 Abhängigkeitsbedingungen 782
26.14.2 Überstromschutzprüfung 782
26.14.3 Anschließen des Prüfkreises 782
26.14.4 Durchführung der Prüfung 783
26.14.5 Prüfung der Ansprechzeit 783
26.15 Systemprüfung und Synchronkontrolle 785
26.15.1 Erfüllung der Bedingungen der Synchronkontrolle 785
26.15.2 Ausfall der Synchronkontrolle 785
26.16 Auslösung und automatische Wiedereinschaltung prüfen 786
26.17 Prüfungen auf durchgehende Kommunikation 787
26.17.1 Entfernen lokaler Prüfschleifen 787
26.17.1.1 Wiederherstellen von direkten Faserverbindungen 787
26.17.1.2 Wiederherstellen von C37.94-Faserverbindungen 788
26.17.1.3 Kommunikation mit den P59x-Schnittstellengeräten 788
26.17.2 Entfernen entfernter Prüfschleifen 788
26.17.3 Kommunikation zwischen Schutzgeräten verifizieren 789
26.18 Prüfungen von Ende zu Ende 790
26.18.1 Signalvergleich1 790
26.18.1.1 Vorbereitung am entfernten Ende 790
26.18.1.2 Durchführung der Prüfung 790
26.18.1.3 Kanalprüfung in entgegengesetzte Richtung 791
26.18.2 Signalvergleich2 791
26.19 Prüfungen unter Last 792
26.19.1 Bestätigung der Spannungsverbindungen 792
26.19.2 Bestätigung der Stromverbindungen 793
26.19.3 Richtungsprüfung unter Last 793
26.20 Abschließende Prüfungen 794
26.21 Inbetriebnahme eines P59x 795
26.21.1 Sichtprüfung 795
26.21.2 Isolation 795
26.21.3 Externe Verdrahtung 796
26.21.4 P59x-Hilfsversorgung 796

26.21.5 P59x-LEDs 796
26.21.6 Stärke des empfangenen optischen Signals 796
26.21.7 Leistung des optischen Senders 797
26.21.8 Prüfung mittels Prüfschleife 797

Kapitel 27 Wartung und Fehlerbehebung 798

27.1 Kapitelübersicht 799
27.2 Wartung 800
27.2.1 Prüfungen im Rahmen der Wartung 800
27.2.1.1 Warnungen 800
27.2.1.2 Opto-Eingänge 800
27.2.1.3 Ausgangsrelais 800
27.2.1.4 Messgenauigkeit 800
27.2.2 Austausch des Geräts 801
27.2.3 Reparatur des Geräts 802
27.2.4 Entfernen des Bedienfelds 803
27.2.5 Austausch von Leiterplatten 804
27.2.5.1 Austausch der Hauptplatine 804
27.2.5.2 Austausch von Kommunikationskarten 805
27.2.5.3 Austausch des Eingangsmoduls 805
27.2.5.4 Austausch der Stromversorgungskarte 806
27.2.5.5 Austausch der E/A-Platinen 807
27.2.6 Neukalibrierung 807
27.2.7 Superkondensator entladen 807
27.2.8 Reinigung des Gerätes 807
27.3 Fehlerbehebung 808
27.3.1 Selbstdiagnosesoftware 808
27.3.2 Fehler beim Einschalten 808
27.3.3 Fehlermeldung oder Fehlercode beim Einschalten 808
27.3.4 Die LED „Außer Betrieb“ leuchtet beim Einschalten 809
27.3.5 Fehlercode während des Betriebs 810
27.3.6 Fehlerhafter Betrieb während des Prüfens 810
27.3.6.1 Ausfall der Ausgangskontakte 810
27.3.6.2 Fehler der Opto-Eingänge 811
27.3.6.3 Falsche Analogsignale 811
27.3.7 Ausfälle der Koprozessorplatine 811
27.3.7.1 Signalisierungsfehlerwarnung (von selbst) 812
27.3.7.2 Diff.-Fehlerwarnung (von selbst) 812
27.3.7.3 Signalisierungsfehler- und Diff.-Fehlerwarnung gleichzeitig 812
27.3.7.4 Inkompatibles Schutzgerät 812
27.3.7.5 Kommunikation verändert 812
27.3.7.6 IEEE C37.94-Fehler 812
27.3.8 PSL-Editor-Fehlerbehebung 812
27.3.8.1 Wiederherstellung eines Schemas 813
27.3.8.2 PSL-Versionskontrolle 813
27.3.9 Reparatur- und Änderungsverfahren 813

Kapitel 28 Technische Daten 815

28.1 Kapitelübersicht 816
28.2 Schnittstellen 817
28.2.1 Grafische Bedienoberfläche 817
28.2.2 Vorderseitiger USB-Anschluss 817
28.2.3 Hinterer serieller Anschluss 1 817
28.2.4 Hinterer serieller Lichtleiteranschluss 1 817
28.2.5 Hinterer serieller Anschluss 2 818

28.2.6	Optionaler hinterer serieller Anschluss (SK5)	818
28.2.7	IRIG-B (demoduliert)	818
28.2.8	IRIG-B (moduliert)	818
28.2.9	Rückseitiger Ethernet-Anschluss – Kupfer	819
28.2.10	Rückseitiger Ethernet-Anschluss – LWL	819
28.2.10.1	Kenngrößen des 100 Base FX-Empfängers	819
28.2.10.2	Kenngrößen des 100 Base FX-Senders	820
28.2.11	1 PPS-Anschluss	820
28.2.12	Faserfernschutzschnittstelle	820
28.3	**Schutzfunktionen**	**822**
28.3.1	Distanzschutz – Charakteristik A	822
28.3.2	Distanzschutz – Charakteristik B	823
28.3.3	Pendelsperre	824
28.3.4	Außer-Tritt-Schutz	824
28.3.5	Lichtleiterfernschutz-Übertragungszeiten	824
28.3.6	Automatische Wiedereinschaltung und Synchronkontrolle	824
28.3.7	Phasenüberstromschutz	824
28.3.7.1	Transientes Übergreifen und Überschwingen	825
28.3.7.2	Richtungsparameter für Phasenüberstrom	825
28.3.8	Erdfehlerschutz	825
28.3.8.1	Erdfehler-Richtungsparameter	825
28.3.9	Empfindlicher Erdfehlerschutz	826
28.3.9.1	Richtungselement für empfindlichen Erdfehlerschutz	826
28.3.10	Hochohmiger Erdschluss-Differentialschutz	826
28.3.11	Gegensystem-Überstromschutz	827
28.3.11.1	Richtungsparameter für Gegensystem-Überstrom	827
28.3.12	Leistungsschalterversager- und Untersystemschutz	827
28.3.13	Leiterbruchschutz	827
28.3.14	Thermischer Überlastschutz	827
28.4	**Leistung der Spannungsschutzfunktionen**	**829**
28.4.1	Überspannungsschutz	829
28.4.2	Unterspannungsschutz	829
28.4.3	Nullüberspannungsschutz	829
28.4.4	Kompensierter Überspannungsschutz	829
28.4.5	Spannungsüberwachung	830
28.4.6	Synchronkontrolle	830
28.4.7	SYS TRENNUNG	831
28.5	**Leistung der Frequenzschutzfunktionen**	**832**
28.5.1	Überfrequenzschutz	832
28.5.2	Unterfrequenzschutz	832
28.5.3	Schutz, der auf die unabhängige Frequenzänderungsgeschwindigkeit reagiert	832
28.6	**Stromschutzfunktionen**	**834**
28.6.1	Überstrom-/Unterstromschutz	834
28.7	**Überwachung und Steuerung**	**835**
28.7.1	Spannungswandlerüberwachung	835
28.7.2	Standard-Stromwandlerüberwachung	835
28.7.3	Differentialstromwandlerüberwachung	835
28.7.4	Zustand und Überwachung des Leistungsschalters	835
28.7.5	PSL Timers	836
28.8	**Messung und Aufzeichnung**	**837**
28.8.1	Allgemein	837
28.8.2	Störungsaufzeichnungen	837
28.8.3	Ereignis-, Störungs- und Wartungsaufzeichnungen	837
28.8.4	Fehlerorter	838
28.9	**Leistungsgrößen**	**839**
28.9.1	Wechselspannungs-Messeingänge	839

28.9.2 Stromwandlereingänge 839
28.9.3 Spannungswandlereingänge 839
28.9.4 Hilfsspannungsversorgung 840
28.9.5 Nennlast 840
28.9.6 Unterbrechung der Stromversorgung 840
28.9.7 Superkondensator 841
28.10 Eingangs-/Ausgangsanschlüsse 842
28.10.1 Isolierte Digitaleingänge 842
28.10.1.1 Nennwerte der Ansprech- und Rücksetzschwellen 842
28.10.2 Standardmäßige Ausgangskontakte 842
28.10.3 Ausgangskontakte mit hoher Schaltleistung 843
28.10.4 Überwachungskontakte 844
28.11 Mechanische Daten 845
28.11.1 Physikalische Parameter 845
28.11.2 Gehäuseschutz 845
28.11.3 Mechanische Stabilität 845
28.11.4 Festigkeit der Transportverpackung 845
28.12 Typprüfungen 846
28.12.1 Isolation 846
28.12.2 Kriech- und Luftstrecken 846
28.12.3 Hochspannungsfestigkeit (dielektrisch) 846
28.12.4 Prüfung auf Impulsspannungsfestigkeit 846
28.13 Umgebungsbedingungen 848
28.13.1 Umgebungstemperaturbereich 848
28.13.2 Temperaturbeständigkeitsprüfung 848
28.13.3 Luftfeuchtigkeitsbereich 848
28.13.4 Korrosive Umgebungen 848
28.14 Elektromagnetische Verträglichkeit 849
28.14.1 Prüfung auf Hochfrequenzstörungen, 1 MHz Burst 849
28.14.2 Prüfung der gedämpften Schwingung 849
28.14.3 Festigkeit gegen elektrostatische Entladung 849
28.14.4 Anforderungen an elektrische schnelle Störgröße oder Burst 849
28.14.5 Stoßspannungsfestigkeit 849
28.14.6 Prüfung auf Überspannungsfestigkeit 850
28.14.7 Festigkeit gegen abgestrahlte elektromagnetische Energie 850
28.14.8 Störfestigkeit gegen Strahlung von digitalen Kommunikationseinrichtungen 850
28.14.9 Störfestigkeit gegen Strahlung von digitalen Funktelefonen 850
28.14.10 Störfestigkeit gegen leitungsgebundene Störungen, die von Hochfrequenzfeldern induziert werden 851
28.14.11 Störfestigkeit gegen Magnetfelder 851
28.14.12 Leitungsgebundene Emissionen 851
28.14.13 Strahlungsemissionen 851
28.14.14 Netzfrequenz 851
28.15 Regulatorische Konformität 853
28.15.1 EMV-Konformität: 2014/30/EU 853
28.15.2 NSR-Konformität: 2014/35/EU 853
28.15.3 R&TTE-Konformität: 2014/53/EU 853
28.15.4 UL/CUL-Konformität 853

Anhang A Bestelloptionen 854

Anhang B Einstellungen und Signale 856

Anhang C Schaltpläne 858

Anhang D Versionsverlauf 910

KAPITEL 1

EINFÜHRUNG

1.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält allgemeine Informationen zum technischen Handbuch und eine Einführung zum Gerät bzw. zu den Geräten, das/die im technischen Handbuch beschrieben ist/sind.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 2

Vorwort 3

Einsatzbereich der Geräte 5

Merkmale und Funktionen 7

Logikschaltpläne 10

Funktionsüberblick 12

Funktionsüberblick 13

Funktionsübersicht 14

1.2 VORWORT

Das vorliegende technische Handbuch enthält eine funktionale und technische Beschreibung des 5th Generation-Transformatorschutzgeräts von GE Vernova sowie ausführliche Anweisungen zur Verwendung des Geräts. Für das Verständnis des Handbuchs wird vorausgesetzt, dass Sie bereits Kenntnisse und Erfahrung auf dem Gebiet der Schutztechnik haben. Die Beschreibung der Prinzipien und die Theorie sind auf das Nötigste beschränkt und für das Verständnis des Geräts ausreichend. Wenn Sie weitere Informationen zur allgemeinen Theorie der Schutztechnik benötigen, empfehlen wir Ihnen den Publikation Protection and Automation Application Guide (Anwendungsleitfaden für Schutz und Automatisierung) von GE Vernova, der online zur Verfügung steht oder über unser Kontaktzentrum erhältlich ist.

Wir haben versucht, das vorliegende Handbuch so genau, umfassend und benutzerfreundlich wie möglich zu gestalten. Jedoch können wir nicht garantieren, dass das Handbuch fehlerfrei ist. Auch sind Verbesserungen möglich. Aus diesen Gründen wären wir sehr dankbar, von Ihnen Nachricht zu erhalten, wenn Sie Fehler entdecken oder Verbesserungsvorschläge haben. In Übereinstimmung mit unserer Unternehmenspolitik stellen wir die nötigen Informationen für Sie bereit, damit Sie dieses Gerät sicher spezifizieren, konzipieren, installieren, in Betrieb nehmen, warten und am Ende der Nutzungsdauer entsorgen können. Aus unserer Sicht enthält das Handbuch die nötigen Informationen. Wenn Sie jedoch der Ansicht sind, dass weitere Angaben erforderlich sind, sind wir für eine entsprechende Mitteilung dankbar.

Alle Rückmeldungen senden Sie bitte an unser Kontaktzentrum über:

GA.support@gevernova.com

1.2.1 ZIELGRUPPE

Dieses Handbuch richtet sich an alle Berufsgruppen, die mit der Installation, Inbetriebnahme, Wartung, Fehlerbehebung und Bedienung der betreffenden Produkte zu tun haben. Zu diesen Berufsgruppen zählen Installations- und Inbetriebnahmepersonal sowie Techniker, die für die Bedienung der Produkte verantwortlich sind.

Für das Verständnis dieses Handbuchs wird vorausgesetzt, dass die Installations- und Inbetriebnahmetechniker Kenntnisse über den Umgang mit elektronischen Geräten haben. Auch müssen System- und Schutztechniker umfassende Kenntnisse über Schutzsysteme und die zugehörigen Geräte besitzen.

1.2.2 TYPOGRAPHISCHE KONVENTIONEN

Im vorliegenden Handbuch werden folgende typographischen Konventionen verwendet.

- Die Namen von speziellen Tasten erscheinen in Großbuchstaben.
  Zum Beispiel: EINGABETASTE
- Auf dem Bildschirm erscheinende Softwareanwendungen, Menüoptionen, Schaltflächen, Überschriften usw. sind in Fettschrift hervorgehoben.
  Zum Beispiel: Wählen Sie im Dateimenü die Option **Speichern**.
- Für Dateinamen und Dateipfade wird die Schriftart Courier verwendet.
  Zum Beispiel: `Example\File.text`
- Spezielle Begriffe sind großgeschrieben.
  Zum Beispiel: Empfindlicher Erdfehler
- Wenn auf die internen Einstellungen des Schutzgeräts und die Signaldatenbank Bezug genommen wird, erscheint die Menügruppenüberschrift (Spaltentext) in kursiven Großbuchstaben
  Zum Beispiel: Die Spalte *SYSTEMDATEN*
- Wenn auf die internen Einstellungen des Schutzgeräts und die Signaldatenbank Bezug genommen wird, erscheinen die Einstellungsfelder und DDB-Signale in fettgedruckter Kursivschrift.
  Zum Beispiel: Das Feld ***Sprache*** in der Spalte *SYSTEMDATEN*
- Wenn auf die internen Einstellungen des Schutzgeräts und die Signaldatenbank Bezug genommen wird, erscheint der Wert eines Felds in der Schriftart Courier
  Zum Beispiel: Das Feld ***Sprache*** in der Spalte *SYSTEMDATEN* enthält den Wert `English`

1.2.3 TERMINOLOGIE

Aufgrund der technischen Natur des vorliegenden Handbuchs werden viele spezielle Begriffe, Abkürzungen und Akronyme verwendet. Einige dieser Begriffe sind bekannte industriespezifische Begriffe, während es sich bei anderen um produktspezifische Begriffe handelt, die von GE Vernova verwendet werden. Das erste in einem Kapitel vorkommende Akronym oder der erste vorkommende Begriff wird erklärt. Außerdem steht auf der Website von GE Vernova ein separates Glossar zur Verfügung, das auch über das Kontaktzentrum von GE Vernova erhältlich ist.

Wir möchten auf folgende Änderungen der Terminologie hinweisen:

- Das Wort „Relais“ wird nicht mehr zur Beschreibung des Geräts verwendet. Stattdessen wird das Gerät als „Schutzgerät“, „Gerät“ oder „Produkt“ bezeichnet. Das Wort „Relais“ wird nur noch verwendet, um elektromechanische Komponenten innerhalb des Geräts zu beschreiben, beispielsweise die Ausgangsrelais.
- In der englischen Version des vorliegenden Handbuchs wird britisches Englisch verwendet.
- Anstelle des amerikanischen Begriffs „Ground“ (Erdung) wird der britische Begriff „Earth“ (Erdung) verwendet.

1.2.4 KONFORMITÄT

Das Gerät wurde umfangreichen Prüfungen und Zertifizierungsprozessen unterzogen, um Konformität mit allen Zielmärkten sicherzustellen und nachzuweisen. Eine detaillierte Beschreibung dieser Kriterien ist im Kapitel „Technische Daten“ zu finden.

1.3 EINSATZBEREICH DER GERÄTE

Die Geräte P443 und P446 sind für Distanzschutz von Freileitungs- und Erdkabelanwendungen sowie starr geerdete und mit Petersen-Spule geerdete Netze vorgesehen.

Das P443 ist für Anwendungen mit einem einzelnen Leistungsschalter, und das P446 ist für Anwendungen mit zwei Leistungsschaltern vorgesehen. Neben dem Distanzschutz kann dieses Gerät auch für phasengetrennten AWE-Schutz mit vier Versuchen und eine Reihe von Standardanwendungen mit Strom-, Spannungs-, Leistungs- und Frequenzreserveschutz eingesetzt werden.

Das P44 ist mit 40/60/80TE-Gehäuse sowie verschiedenen Eingangs-/Ausgangsoptionen erhältlich.

Das P44 ist mit herkömmlichen 1-A/5-A-Stromwandlereingängen und 100/120-V-Spannungswandlereingängen erhältlich.

Die Unterschiede zwischen den Modellen P443 und P446 sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Funktion	P443	P446
Anzahl von Stromwandlereingängen	5	8
Anzahl von Spannungswandlereingängen	4	5
Optogekoppelter Eingänge	8-40	8-24
Standard Relaisausgangskontakte	7-43	7-32
Ausgangskontakte mit hoher Schaltleistung	4-8	4-8

Die fünf Spannungswandler in diesem Modell erlauben flexible Konfigurationsoptionen, von denen eine bei Bedarf zum Messen der Restspannung verwendet werden kann. Zu diesem Zweck müssen Sie zunächst für die Messung alle Restspannungseingangseinstellungen und anschließend die Einstellung ***VT2 Selektion*** für `offenes Dreieck` festlegen.

1.3.1 PRODUKTVERSIONEN

Die im vorliegenden Handbuch beschriebenen Produkte gehören zur fünften Generation von P40-Schutzgeräten.

Die Software des P44 basiert auf Software (SW) der vierten Generation:

- P443 - 91SW
- P446 - 82SW
- P446 – 86SW (spezifische Merkmale)

Die fünfte Generation der P443- und P446-Modelle schließt die Digitaleingangs- und -ausgangsoptionen der vierten Generation der P443/5-Versionen mit einem Leistungsschalter und der P544/6-Versionen mit zwei Leistungsschaltern ein.

P44-Modelle sind mit den Gehäusegrößen 40TE/60TE/80TE erhältlich, während frühere P443-6-Modelle nur mit 60/80TE erhältlich waren.

Im P44-Cortec ist zudem auch eine neue Bestelloption enthalten, damit die Möglichkeit besteht, schnellen Übertragungsdistanzschutz mit 1/3-poligen Auslösung oder Verteilungsdistanzschutz mit nur 3-poliger Auslösung auszuwählen. Der Distanzschutz ohne Teilzyklus entspricht dem Distanzschutz des P445-Modells der vierten Generation. Der rückseitige Kommunikationsanschluss ist in den Einstellungen auswählbar, wodurch keine Cortec-Option vorhanden ist. Für die vierte Generation war dies als Bestelloption erforderlich.

1.3.2 BESTELLOPTIONEN

Alle aktuellen Modelle und Varianten für dieses Produkt sind in einem interaktiven Tabellenblatt namens Cortec definiert. Das Tabellenblatt steht auf der Website des Unternehmens zur Verfügung.

Auch besteht die Möglichkeit des Erhalts über das Kontaktzentrum auf:

GA.support@gevernova.com

Eine Kopie des Cortec ist auch als statische Tabelle in den Anhängen des vorliegenden Dokuments zu finden. Diese sollte jedoch nur als Orientierungshilfe verwendet werden, da die interaktiven Daten zum Zeitpunkt der Veröffentlichung erfasst wurden.

1.4 MERKMALE UND FUNKTIONEN

InterMiCOM64-Fernschutz für direkte Kommunikation zwischen Geräten (optional)		

1.4.1 DISTANZSCHUTZFUNKTIONEN

Funktion	IEC 61850	ANSI
Distanzzonen, Schutz der gesamten Schaltung (9)	DisPDIS	21/21N
Phasencharakteristik (Mho und Polygon)		
Erdcharakteristik (Mho und Polygon)		
Eliminierung der transienten Überreichweite kapazitiver Stromwandler		
Lastausblendung		
Einfacher Einstellungsmodus		
Kommunikationsgestützte Schaltungen, PUTT, POTT, Blockierung, schwache Einspeisung	DisPSCH	85
Beschleunigte Auslösung - Lastverlust und Ausdehnung von Z1		
Zuschaltung auf Kurzschluss und Auslösung bei Wiedereinschaltung - Elemente für schnelle Fehlerbeseitigung bei Schließen des Leistungsschalters	SofPSOF/TorPSOF	50SOTF/27SOTF
Pendelsperre	PsbRPSB	68
Gerichteter Erdfehlerschutz/Zonenschutz		67N
außer Tritt	OstRPSB	78
Delta-Richtungsvergleich - schnelle Kanalschaltungen, die auf fehlergenerierte überlagerte Größen ansprechen		78DCB/78DCUB
Gegenseitige Kompensierung (für Fehlerorter und Distanzzonen)		
Mehrfachfehlererkennung		

1.4.2 SCHUTZFUNKTIONEN

Funktion	IEC 61850	ANSI
Auslösemodus (ein- und dreipolig)	PTRC	
L1L2L3- und L1L3L2- Phasenfolge		
Phasenüberstrom, mit optionaler Richtungsfunktion (vier Stufen)	OcpPTOC/RDIR	50/51/67
Erdüberstromstufen, mit optionaler Richtungsfunktion (vier Stufen)	EfdPTOC/RDIR	50N/51N/ 67N
Empfindlicher Erdfehlerschutz (EEF) (vier Stufen)	SenPTOC/RDIR	50N/51N/67N
Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz (EDIF)	SenRefPDIF	64
Erkennung transienter Erdfehler (TEF)	PTEF	
Gegensystem-Überstromstufen, mit optionaler Richtungsfunktion (vier Stufen)	NgcPTOC/RDIR	67/46
Leiterbruch, wird verwendet, um Unterbrechungsfehler zu erkennen		46
Thermischer Überlastschutz	ThmPTTR	49
Gerichtete Phasenleistung (vier Stufen)	PdpPDOP/PDUP	32

Funktion	IEC 61850	ANSI
Unterspannungsschutz (zwei Stufen)	VtpPhsPTUV	27
Überspannungsschutz (zwei Stufen)	VtpPhsPTOV	59
Fernüberspannungsschutz (zwei Stufen)	VtpCmpPTOV	59R
Restspannungsschutz (zwei Stufen)	VtpResPTOV	59N
Unterfrequenzschutz (vier Stufen)	FrqPTUF	81
Überfrequenzschutz (zwei Stufen)	FrqPTOF	81
Schutz, der auf Frequenzänderungsgeschwindigkeit reagiert (vier Stufen)	DfpPFRC	81
Sehr schneller Leistungsschalterversagerschutz, geeignet für Neu- und Reserveauslösung (zwei Stufen)	RBRF	LS-Versagersch.
Stromwandlerüberwachung		46
Spannungswandlerüberwachung		47/27
Automatische Wiedereinschaltung (vier Versuche)	RREC	79
Synchro-Check (zwei Stufen)	RSYN	25

1.4.3 STEUERFUNKTIONEN

Funktion	IEC 61850	ANSI
Überwachungskontakte		
Nur-Lesen-Modus		
Funktionstasten	FnkGGIO	
Programmierbare LEDs	LedGGIO	
Programmierbare Hotkeys		
Programmierbare Zuordnung von digitalen Ein- und Ausgängen		
Vollständig anpassbare Menütexte		
Leistungsschaltersteuerung, Status- und Zustandsüberwachung	XCBR	52
StW-Überwachung		
SpW-Überwachung		
Auslösekreis- und Auslösespulenüberwachung		
Steuereingänge	PloGGIO1	
Einschaltdiagnose und kontinuierliche Selbstüberwachung		
Stromwandlereingänge mit zwei Nennwerten (1 A und 5 A)		
Alternative Parametersätze (vier)		
Grafische programmierbare Logik (PSL)		
Fehlerorter	RFLO	

1.4.4 MESSFUNKTIONEN

Messfunktion	IEC 61850	ANSI
Messung aller Momentanwerte und integrierten Werte (Der exakte Messbereich ist vom Gerätemodell abhängig.)		MET

Messfunktion	IEC 61850	ANSI
Störschreiber zur Wellenformerfassung - Spezifikation in Abtastungen pro Zyklus	RDRE	DFR
Störungsaufzeichnungen		
Wartungsaufzeichnungen		
Ereignisaufzeichnungen/Ereignisprotokollierung		Ereignisaufzeichnungen
Zeitstempelung der Opto-Eingänge	Ja	Ja

1.4.5 KOMMUNIKATIONSFUNKTIONEN

Funktion	ANSI
NERC-konforme Cybersicherheit	
Vorderseitiger serieller RS232-Kommunikationsanschluss für die Konfiguration	16S
Rückseitiger serieller RS485-Kommunikationsanschluss für die SCADA-Steuerung	16 S
Zwei zusätzliche rückseitige serielle Kommunikationsanschlüsse für die SCADA-Steuerung und Fernschutz (Glasfaser und Kupfer) (optional)	16 S
Ethernet-Kommunikation (optional)	16E
Redundante Ethernet-Kommunikation (optional)	16E
Rückseitiger Ethernet-Serviceanschluss für die Konfiguration	16E
Courier-Protokoll	16 S
IEC 61850 Edition 1 oder 2 (optional)	16E
IEC 60870-5-103 (optional)	16 S
DNP3.0 über serielle Verbindung (optional)	16 S
SNMP	16E
IRIG-B-Zeitsynchronisierung (optional)	CLK
IEEE 1588 PTP (nur Geräte mit Edition 2)	

1.5 LOGIKSCHALTPLÄNE

Das vorliegende technische Handbuch enthält viele Logikschaltpläne, die helfen sollen, die Funktionsweise des Geräts zu erklären. Obwohl das vorliegende Handbuch so genau wie möglich auf das betreffende Gerät eingehen soll, können Schaltpläne mit Elementen anderer Geräte enthalten sein. In solch einem Fall wird ein entsprechender Hinweis gegeben.

Die Logikschaltpläne folgen einer Konvention für die verwendeten Elemente, d. h., es werden definierte Farben und Formen verwendet. Nachstehend folgt eine Legende für diese Konvention. Wir empfehlen, farbige Logikschaltpläne anstelle von Schwarzweiß-Logikschaltplänen zu verwenden. Die elektronische Version des technischen Handbuchs ist farbig, aber die Druckversion eventuell nicht. Wenn Sie farbige Schaltpläne benötigen, wenden Sie sich an das Kontaktzentrum, wobei Sie die Schaltplannummern angeben.

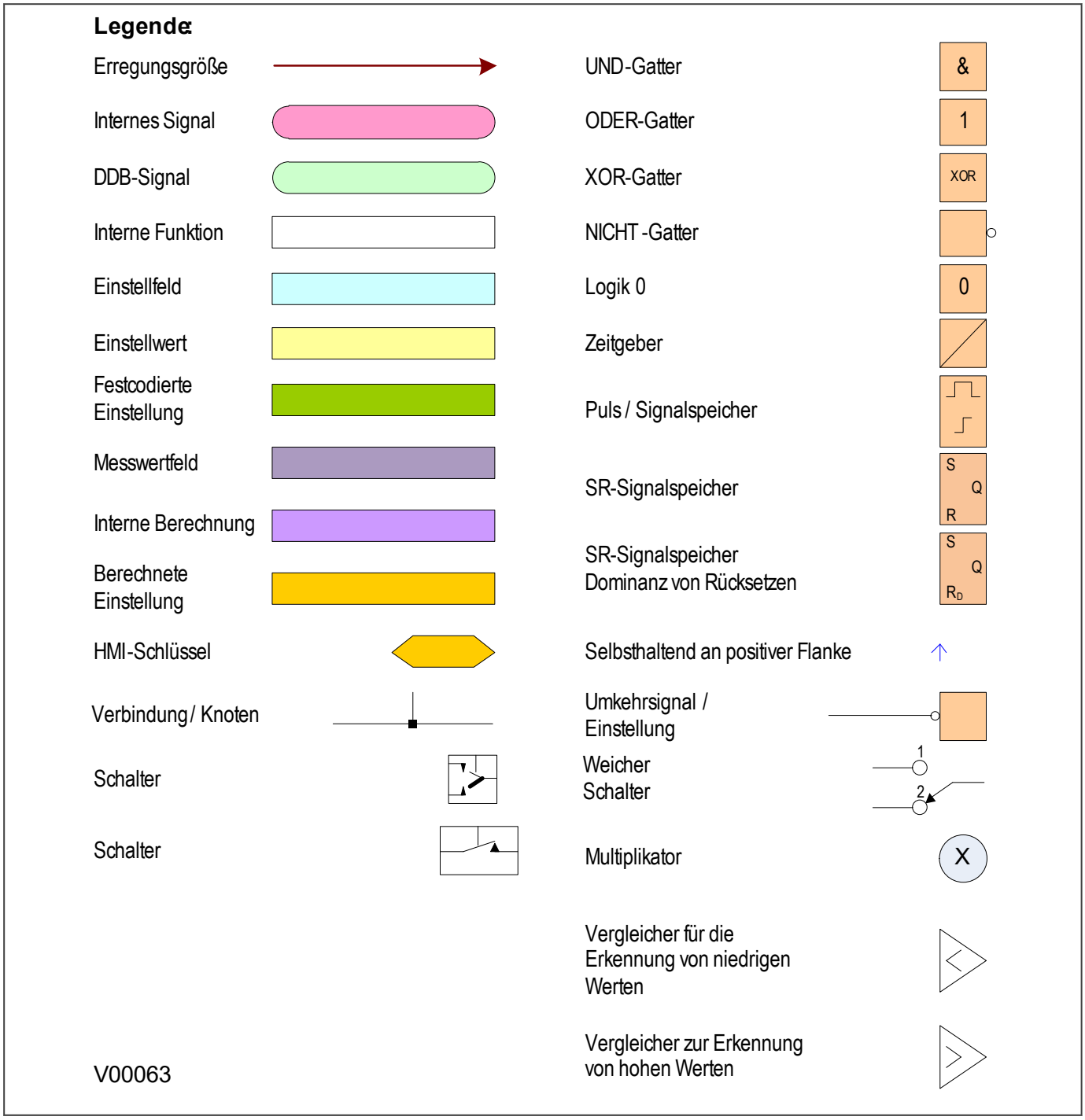


Abbildung 1: Legende für Logikschaltpläne

1.6 FUNKTIONSÜBERBLICK

Diese Zeichnung gilt für das P443.

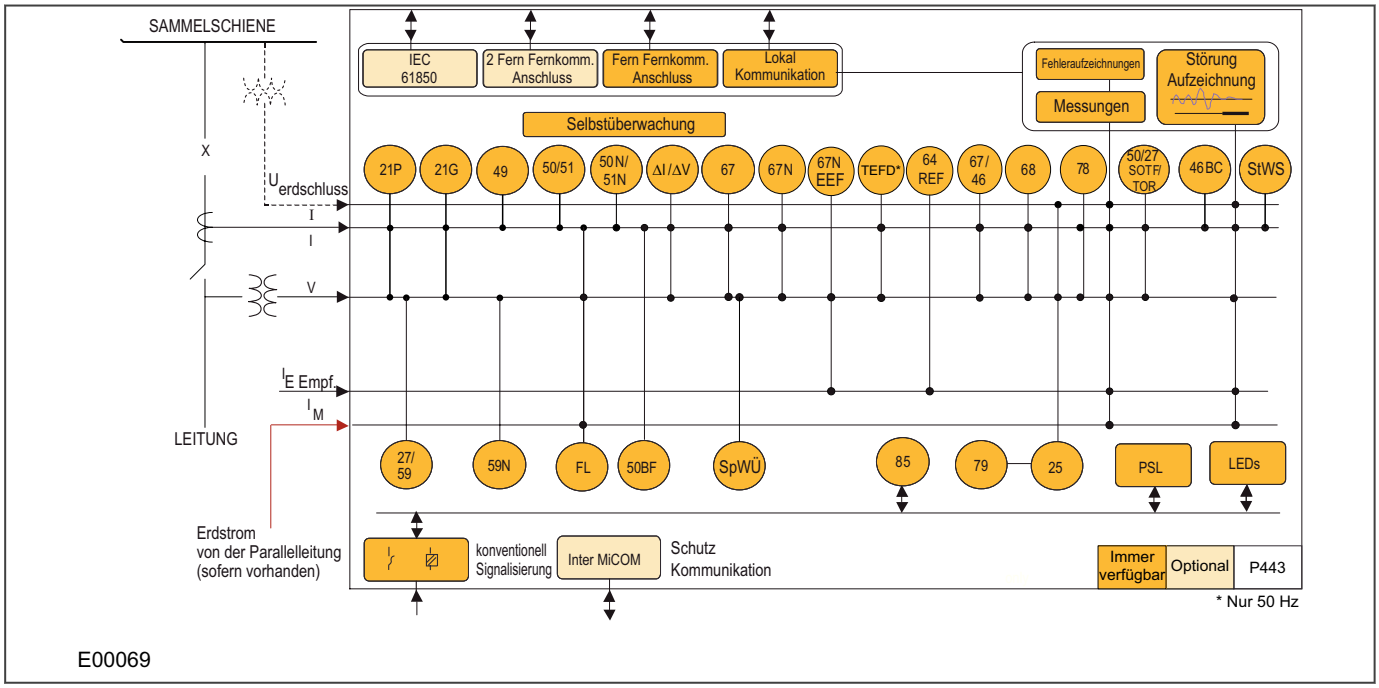


Abbildung 2: Funktionsüberblick

1.7 FUNKTIONSÜBERBLICK

Dieses Schaltbild ist für drei Geräte der P40L-Familie verwendbar: P443, P445 und P446. Verwenden Sie die Legende auf dem Schaltbild, um die Funktionen zu bestimmen, die für das im vorliegenden Handbuch beschriebene Gerät relevant sind.

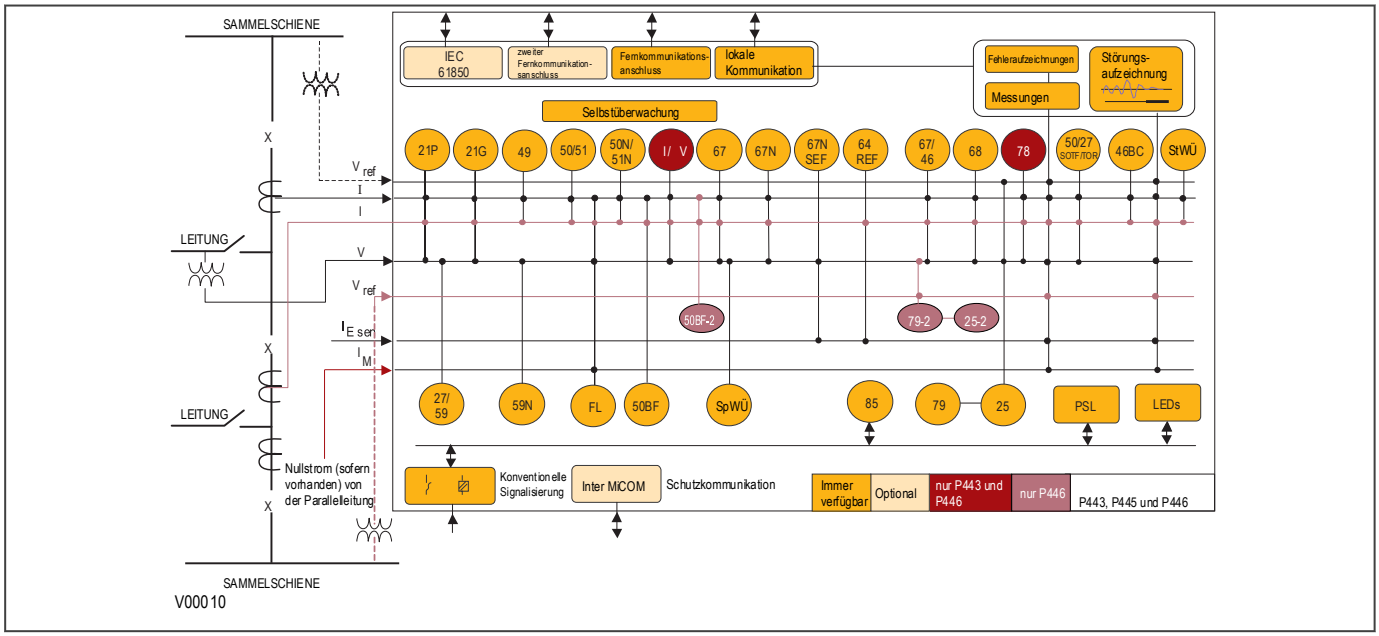


Abbildung 3: Funktionsüberblick

1.8 FUNKTIONSÜBERSICHT

Dieses Diagramm gilt für P44-Produktmodelle. Verwenden Sie die Legende auf dem Diagramm, um die Merkmale zu bestimmen, die für das im vorliegenden technischen Handbuch beschriebene Produkt relevant sind.

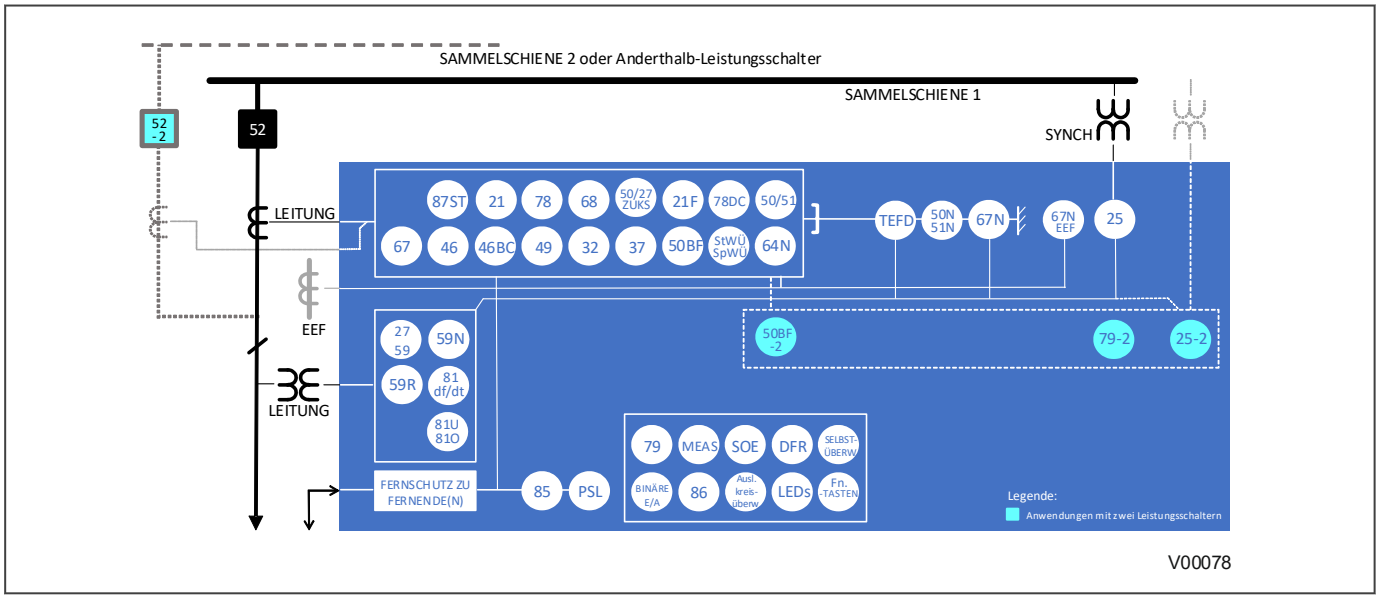


Abbildung 4: Funktionsübersicht

In der folgenden Tabelle sind die ANSI-Nummern des P44 und die entsprechenden Funktionsbeschreibungen aufgeführt.

Gerätenummer	Funktion
25	Synchronkontrolle
27	Phasen- und Leitungsunterspannung
32	Gerichteter Leistungsschutz
37	Unterstrom
46	Gegensystem-Überstromschutz
49	Thermische Überlast
50	Unabhängiger Phasenüberstromzeitschutz
51	Abhängiger Phasenüberstromzeitschutz
52	Leistungsschaltersteuerung
59	Phasen- und Leitungsüberspannung
67	Gerichteter Phasenüberstrom
68	Pendelsperre
78	Außer-Tritt-Auslösung
78DC	Delta-(Inkremental)-Schutz
79	Automatische Wiedereinschaltung/adaptive automatische Wiedereinschaltung
85	Fernschutzkanalschaltungen
86	Selbsthaltende/Sperrkontakte
87ST	Abzweigbusschutz
21BL	Lastübergriff/-ausblendung
21FL	Fehlerorter

Gerätenummer	Funktion
21P/G	Phasen- und Erddistanz
46BC	Leiterbruch
50/27	Schutz bei Zuschaltung auf Kurzschluss
50BF	LS-Versager
50N	Erdfehler-Überstromzeitschutz
50ST	Abzweigbusschutz
51N	AMZ-Überstromschutz Sternpunkt/Erde
59N	Verlagerungsspannung
59R	Überspannung am fernen Ende
64N	Erdschluss-Differentialschutz
67N	Gerichteter Überstromschutz Sternpunkt/Erde
81df/dt	Frequenzänderungsgeschwindigkeit
81O	Überfrequenz
81U	Unterfrequenz
StWÜ	StW-Überwachung
PSL	Programmierbare Logik
EEF	Empfindlicher Erdfehlerschutz
TEFD	Erkennung transienten Erdfehlern
TCS	Auslösekreisüberwachung
SpWÜ	SpW-Überwachung

KAPITEL 2

SICHERHEITSHINWEISE

2.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält Informationen zur sicheren Handhabung der Geräte. Die Geräte müssen ordnungsgemäß installiert und gehandhabt werden, um sie in einem sicheren Zustand zu halten und jederzeit für die Sicherheit des Personals zu sorgen. Vor dem Auspacken, der Installation, Inbetriebnahme oder Wartung der Geräte müssen Sie mit allen Informationen in diesem Kapitel vertraut sein.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 17

Gesundheit und Arbeitsschutz 18

Symbole 19

Installation, Inbetriebnahme und Wartung 20

Außerbetriebsetzung und Entsorgung 27

Regulatorische Konformität 28

2.2 GESUNDHEIT UND ARBEITSSCHUTZ

Personal, das mit den Geräten zu tun hat, muss mit dem Inhalt der vorliegenden Sicherheitshinweise vertraut sein.

Teile von elektrisch betriebenen Geräten können gefährliche Spannungen führen. Unsachgemäße Verwendung der Geräte und das Nichteinhalten von Warnhinweisen führt zur Gefährdung von Personal.

Nur qualifizierte Fachkräfte dürfen mit den Geräten arbeiten oder diese betreiben. Qualifizierte Fachkräfte sind Personen, die:

- mit der Installation, Inbetriebnahme und dem Betrieb der Geräte und der Anlage, mit der die Geräte verbunden werden, vertraut sind.
- mit anerkannten sicherheitstechnischen Verfahren vertraut und befugt sind, elektrische Geräte auf die richtige Weise ein- und auszuschalten.
- geschult sind, Sicherheitsgeräte unter Einhaltung sicherheitstechnischer Verfahren zu verwenden und instandzuhalten.
- in Notfallmaßnahmen (Erste Hilfe) geschult sind.

Die Dokumentation enthält Anweisungen zur Installation, Inbetriebnahme und zum Betrieb der Geräte. Sie kann jedoch nicht alle denkbaren Umstände abdecken. Bei Unklarheiten oder besonderen Problemen darf nicht eigenmächtig gehandelt werden. Bitte kontaktieren Sie in solchen Fällen Ihr zuständiges Vertriebsbüro.

2.3 SYMBOLE

In diesem Handbuch begegnen Sie folgenden Symbolen. Sie werden diese Symbole auch auf Teilen des Gerätes wiederfinden.

Achtung:
Siehe Gerätedokumentation. Andernfalls kann es zu Schäden am Gerät kommen.

Warnung:
Stromschlaggefahr

Warnung:
Gefahr von Augenschäden

Erdungsklemme *Hinweis: Dieses Symbol kann auch für eine Schutzleiterklemme (Erdungsklemme) verwendet werden, wenn diese Klemme Teil eines Klemmenblocks oder einer Unterbaugruppe ist.*

Schutzleiterklemme (Erdungsklemme)

Hinweise zur Entsorgung

Hinweis:
Der Begriff „Erdung“, der in diesem Handbuch verwendet wird, ist das Äquivalent zu dem (nordamerikanischen) Begriff „Masse“.

2.4 INSTALLATION, INBETRIEBNAHME UND WARTUNG

2.4.1 GEFAHREN BEIM HEBEN

Viele Verletzungen werden durch Folgendes verursacht:

- Heben schwerer Gegenstände
- falsches Heben von Gegenständen
- Schieben oder Ziehen schwerer Gegenstände
- wiederholte Verwendung der gleichen Muskeln

Sorgfältig planen, mögliche Gefahren berücksichtigen und entscheiden, wie das Gerät bewegt werden muss. Nach anderen Möglichkeiten zum Bewegen der Last suchen, damit sie nicht manuell bewegt werden muss. Entsprechende Hebeverfahren und persönliche Schutzausrüstung verwenden, um Verletzungsgefahr zu verringern.

2.4.2 ELEKTRISCHEN GEFAHREN

Achtung:
Alle Personen, die an der Installation, Inbetriebnahme oder Wartung dieses Geräts beteiligt sind, müssen mit den korrekten Arbeitsabläufen vertraut sein.

Achtung:
Lesen Sie die Gerätedokumentation vor der Installation, Inbetriebnahme oder Wartung des Geräts.

Achtung:
Betreiben Sie das Gerät stets nach Vorschrift. Andernfalls wird der Schutz, der durch das Gerät gewährleistet wird, gefährdet.

Warnung:
Das Entfernen von Gerätetafeln oder Abdeckungen kann gefährliche spannungsführende Teile freilegen. Nicht berühren, bis die Stromzufuhr unterbrochen ist. Vorsicht bei entriegeltem Zugang zur Rückseite des Geräts.

Warnung:
Isolieren Sie das Gerät vor Arbeiten an den Klemmleisten.

Warnung:
Verwenden Sie eine geeignete Schutzschranke für Bereiche mit beengten Platzverhältnissen, in denen die Gefahr eines Stromschlags durch freiliegende Klemmen besteht.

Achtung:
Unterbrechen Sie die Stromzufuhr vor der Demontage. Die Demontage des Geräts kann unter Umständen sensible elektronische Schaltkreise freilegen. Treffen Sie geeignete Vorkehrungen gegen elektrostatische Entladungen (ESD), um Schäden am Gerät zu vermeiden.

Warnung:
Schauen Sie NIEMALS in Lichtwellenleiter oder optische Ausgangsanschlüsse. Verwenden Sie stets optische Leistungsmesser zur Bestimmung des Betriebs- oder Signalpegels.

Warnung:
Die Messungen können dazu führen, dass die Kondensatoren auf gefährliche Spannungen aufgeladen werden. Entladen Sie die Kondensatoren, indem Sie die Prüfspannungen auf Null reduzieren, bevor Sie die Messleitungen abklemmen.

Achtung:
Betreiben Sie das Gerät innerhalb der angegebenen elektrischen und umgebungsbedingten Grenzen.

Achtung:
Vergewissern Sie sich vor der Reinigung des Gerätes, dass keine Anschlüsse unter Spannung stehen. Verwenden Sie ein fusselfreies, mit sauberem Wasser angefeuchtetes Tuch.

Hinweis:
Die Kontaktstifte von Prüfsteckern sind in der Regel durch Vaseline geschützt, diese sollte nicht entfernt werden.

2.4.3 UL/CSA/CUL-ANFORDERUNGEN

Die in diesem Abschnitt enthaltenen Informationen gelten nur für Geräte, die mit UL/CSA/CUL-Kennzeichen versehen sind.

Achtung:
Geräte, die für den Einbau in Baugruppenträger oder Schalttafeln bestimmt sind, sind gemäß der Festlegung der Underwriters Laboratories (UL) an einer flachen Oberfläche eines Gehäuses des Typs 1 anzubringen.

Achtung:
Um Konformität mit UL und CSA/CUL sicherzustellen, sind die Geräte unter Verwendung von Teilen zu installieren, die von UL/CSA anerkannt sind. Diese Teile dienen zum Anbringen von Kabeln, Schutzsicherungen, Sicherungsträgern, Leistungsschaltern, isolierten Crimpanschlüssen und Austauschbatterien.

2.4.4 ANFORDERUNGEN FÜR SICHERUNGEN

Achtung:
Wenn UL/CSA-Konformität der Geräte für externen Sicherungsschutz erforderlich ist, muss eine von UL oder CSA zugelassene Sicherung für die Hilfsstromversorgung verwendet werden. Die zugelassene Schutzsicherung ist träge Sicherung der Klasse J mit einem maximalen Nennstrom von 15 A und einer minimalen Nennspannung von 250 VDC (z. B. Typ AJT15).

Achtung:
Wenn keine UL/CSA-Konformität der Geräte erforderlich ist, kann eine Hochleistungssicherung mit einem maximalen Nennstrom von 16 A und einer minimalen Nennspannung von 250 VDC für die Hilfsstromversorgung verwendet werden (z. B. Roten Punkt Typ NIT oder TIA).
Bei P50-Modellen ist eine 1 A Sicherung des Typs T mit maximal erforderlich.
Bei P60-Modellen ist eine Sicherung des Typs T mit maximal 4 A erforderlich.

Achtung:
Stromkreise mit Digitaleingängen müssen durch eine Hochleistungssicherung (NIT oder TIA) mit einem maximalen Nennstrom von 16 A abgesichert werden. Die Stromkreise der Stromwandler dürfen aus Sicherheitsgründen nicht mit Sicherungen versehen sein. Bei alle anderen Stromkreisen müssen die verwendeten Leitungen angemessen gesichert sein.

Achtung:
Die Stromkreise der Stromwandler dürfen nicht mit Sicherungen versehen sein, da durch das resultierende Öffnen des Stromkreises tödliche Spannungen entstehen können.

2.4.5 GERÄTEANSCHLÜSSE

Warnung:
Freiliegende Klemmen können während der Installation, Inbetriebnahme und Wartung gefährliche Spannungen führen, wenn die Geräte nicht elektrisch getrennt wurden.

Achtung:
Klemmschrauben (M4) von hoch belastbaren Klemmenblockanschlüssen mit einem Nennmoment von 1,3 Nm anziehen.
Unverlierbare Schrauben von Klemmenblöcken mit mindestens 0,5 Nm und höchstens 0,6 Nm anziehen.

Achtung:
Für Spannungs- und Stromanschlüsse immer isolierte Klemmenanschlüssen verwenden.

Achtung:
Immer den richtigen Klemmenanschlüssen und das richtige Werkzeug entsprechend der Leitergröße verwenden.

Achtung:
(Selbstüberwachende) Überwachungskontakte zeigen bei manchen Produkten den Funktionszustand des Geräts an. Wir empfehlen nachdrücklich, diese Kontakte für Alarmzwecke mit dem Automatisierungssystem der Schaltstation fest zu verdrahten.

2.4.6 GERÄTEANFORDERUNGEN FÜR SCHUTZKLASSE 1

Achtung:
Die Geräte sind mit der mitgelieferten Schutzleiterklemme zu erden.

Achtung:
Es ist untersagt die Schutzleiterklemme zu entfernen.

Achtung:
Die Schutzleiterklemme kann auch als Verbindung zur Kabelabschirmung verwendet werden. Nach Montage oder Demontage von Erdungsverbindungen ist stets sicherzustellen, dass die Schutzleiterklemme unversehrt ist.

Achtung:
Sicherungsmuttern oder ähnliche Verriegelungen sind zu verwenden, um sicherzustellen, dass die mit Stehbolzen montierten Schutzleiterklemmen funktionstüchtig sind.

Achtung:
In Ländern mit einer Netzstromversorgung von 230 V (z. B. in Europa) wird für die Schutzleiterklemme ein Mindestleiterquerschnitt von 2,5 mm² empfohlen. In Ländern mit einer Netzstromversorgung von 110 V (z. B. in Nordamerika) wird 3,3 mm² empfohlen. Diese Bestimmungen können durch lokale oder länderspezifische Elektroinstallationsvorschriften ersetzt werden.
Für P60-Produkte wird ein Mindestquerschnitt des Schutzleiters von 6 mm² empfohlen. Einzelheiten sind der Produktdokumentation zu entnehmen.

Achtung:
Der Anschluss der Schutzleiterklemme muss niederohmig und so kurz wie möglich sein.

Achtung:
Alle Geräteanschlüsse müssen ein definiertes Potenzial haben. Vorverkabelte Anschlüsse, die nicht verwendet werden, müssen geerdet oder an ein gemeinsames Potenzial angeschlossen werden.

2.4.7 LISTE DER PRÜFUNGEN VOR DEM EINSCHALTEN DER STROMVERSORGUNG

Achtung:
Überprüfen Sie die Nennspannung/Polarität (Typenschild/Gerätedokumentation).

Achtung:
Die Nennwerte des Stromwandlerkreises (Typenschild) und die Anschlüsse auf Unversehrtheit überprüfen.

Achtung:
Die Nennwerte der Schutzsicherungen oder Sicherungsautomaten überprüfen.

Achtung:
Den Schutzleiteranschluss auf Unversehrtheit überprüfen.

Achtung:
Überprüfen Sie Nennspannung und -strom der externen Verkabelung und stellen Sie sicher, dass sie für die Anwendung geeignet sind.

2.4.8 PERIPHERE SCHALTUNGEN

Warnung:
Der Sekundärkreis eines stromführenden Stromwandlers darf keinesfalls geöffnet werden, da die erzeugte Hochspannung lebensgefährlich sein kann und die Isolation beschädigen könnte. Vor dem Öffnen der Anschlüsse müssen die Sekundärkreise der Stromwandler kurzgeschlossen werden.

Hinweis:
Bei den meisten GE Vernova Geräten mit Ringkabelschuhen wird die Schraubklemme für den Stromwandleranschluss automatisch kurzgeschlossen, wenn das Modul entfernt wird. Ein externes Kurzschließen der Stromwandler ist daher nicht erforderlich. Prüfen Sie zuerst die Gerätedokumentation und die Schaltpläne, um festzustellen, ob dies zutrifft.

Achtung:
Werden externe Komponenten wie Widerstände oder Varistoren (VDRs) verwendet, besteht bei Berührung die Gefahr eines elektrischen Schlags oder von Verbrennungen.

Warnung:
Seien Sie äußerst vorsichtig bei der Verwendung von externen Prüfblöcken und Prüfsteckern wie MMLG, MMLB und P990, da gefährliche Spannungen auftreten können. Vergewissern Sie sich vor dem Entfernen der Prüfstecker, dass die Stromwandler kurzgeschlossen sind, um lebensgefährliche Spannungen zu vermeiden.

Warnung:
Bei Datenübertragungskabeln mit zugänglichen Abschirmungen und/oder Abschirmleitern (einschließlich Lichtwellenleiterkabeln mit metallischen Elementen) besteht die Gefahr eines Stromschlags in der Umgebung einer Unterstation, wenn nicht beide Enden des Kabelschirms an dasselbe Potentialausgleichssystem angeschlossen sind.

Um das Risiko eines elektrischen Schlags durch Gefährdungspotenziale zu vermeiden:

i. Das Gerät muss alle erforderlichen Schutzmaßnahmen enthalten, um sicherzustellen, dass keine Störströme im angeschlossenen Kabelschirmleiter fließen können.

ii. Das angeschlossene Kabel muss an beiden Enden mit der Schutzleiterklemme (PCT) der angeschlossenen Geräte verbunden sein. Dieser Anschluss kann den am Gerät vorhandenen Steckverbindern innewohnen, muss aber im Zweifelsfall durch eine Durchgangsprüfung bestätigt werden.

iii. Die Schutzleiterklemme (PCT) jedes angeschlossenen Gerätes ist direkt an das gleiche Potentialausgleichssystem anzuschließen.

iv. Wenn aus irgendeinem Grund beide Enden des Kabelschirms nicht mit dem gleichen Potentialausgleichssystem verbunden sind, müssen Vorkehrungen getroffen werden, um sicherzustellen, dass diese Schirmverbindungen sicher sind, bevor Arbeiten an oder in der Nähe solcher Kabel durchgeführt werden.

v. Kein Gerät darf an einen Download- oder Wartungskreis oder Steckverbinder dieses Produkts angeschlossen werden, außer vorübergehend und nur zu Wartungszwecken.

vi. Die zu Wartungszwecken vorübergehend an dieses Produkt angeschlossenen Geräte müssen schutzgeerdet sein (sofern das temporäre Gerät schutzgeerdet sein muss), und zwar direkt an dasselbe Erdungssystem mit Potentialausgleich wie das Produkt.

Warnung:
Small Form-factor Pluggable (SFP) Module, die Kupfer-Ethernet-Verbindungen bereitstellen, bieten in der Regel keine zusätzliche Sicherheitstrennung. Kupfer-Ethernet-SFP-Module dürfen nur an den für diese Anschlussart vorgesehenen Steckplätzen eingesetzt werden.

2.4.9 AUFRÜSTUNG/WARTUNG

Warnung:
Keine Module, Leiterplatten oder Erweiterungsbaugruppen in spannungführende Geräte einsetzen oder aus diesen entfernen, da dies zu Beschädigung der Geräte führen kann. Auch werden dadurch gefährliche Spannungen freigelegt, die das Personal gefährden.

Achtung:
Interne Module und Baugruppen können schwer sein und scharfe Kanten haben. Beim Einsetzen der Module in die Schutzgeräte und beim Herausnehmen vorsichtig vorgehen.

2.5 AUßERBETRIEBSETZUNG UND ENTSORGUNG

Achtung:
Vor der Außerbetriebsetzung die Netzteile der Geräte vollständig trennen (beide Pole einer Gleichstromversorgung). Der Zusatzversorgungseingang kann parallelgeschaltete Kondensatoren haben, die weiterhin aufgeladen sein können. Um Stromschläge zu vermeiden, vor der Außerbetriebsetzung die Kondensatoren über die externen Klemmen entladen.

Achtung:
Verbrennung oder Entsorgung der Geräte in Gewässern vermeiden. Die Geräte sicher, verantwortungsvoll, umweltfreundlich und gegebenenfalls in Übereinstimmung mit den Vorschriften des jeweiligen Landes entsorgen.

2.6 REGULATORISCHE KONFORMITÄT

Konformität mit der Richtlinie der Europäischen Kommission zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) und der Niederspannungsrichtlinie wird anhand einer Datei mit technischen Angaben nachgewiesen.

2.6.1 EMV-KONFORMITÄT: 2014/30/EU

Die produktspezifische Konformitätserklärung (DoC) listet die relevante(n) harmonisierte(n) Norm(en) oder Konformitätsbewertung zum Nachweis der Einhaltung der EMV-Richtlinie auf.

2.6.2 NSR-KONFORMITÄT: 2014/35/EU

Die produktspezifische Konformitätserklärung (DoC) listet die relevante(n) harmonisierte(n) Norm(en) oder Konformitätsbewertung zum Nachweis der Einhaltung der NSR-Richtlinie auf.

Sicherheitsrelevante Informationen wie Installationskategorie (Überspannungskategorie) I, Verschmutzungsgrad und Betriebstemperaturbereiche sind im Abschnitt Technische Daten der jeweiligen Produktdokumentation bzw. auf der Produktkennzeichnung angegeben.

Sofern im Abschnitt Technische Daten der jeweiligen Produktdokumentation nicht anders angegeben, ist das Gerät nur für den Einsatz in Innenräumen vorgesehen. Ist der Einsatz das Geräts im Freien erforderlich, muss das Gerät in einem speziellen Schrank oder Gehäuse montiert werden, um das Gerät vor der zu erwartenden Außenumgebung zu schützen.

2.6.3 R&TTE-KONFORMITÄT: 2014/53/EU

Richtlinie für Funk- und Telekommunikationsendgeräte (R&TTE) 2014/53/EG.

Nachgewiesen wird Konformität mit der Richtlinie zur elektromagnetischen Verträglichkeit und der Niederspannungsrichtlinie bezüglich null Volt.

2.6.4 UL/CUL-KONFORMITÄT

Ein mit dem Logo versehenes Gerät ist mit den Anforderungen von Underwriters Laboratories (Kanada und USA) konform.

Die relevante UL-Dateinummer und die Kennung sind am Gerät angegeben.

KAPITEL 3

HARDWAREDESIGN

3.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält Informationen zum Hardwaredesign des Produkts.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 30
Hardwarearchitektur 31
Mechanische Umsetzung 33
Bedienfeld 35
Rückseite 39
Platinen und Module 42

3.2 HARDWAREARCHITEKTUR

Es folgen die Hauptkomponenten der Px4x-Plattform:

- das Gehäuse, das aus der Frontplatte und den Anschlüssen an der Rückseite besteht
- das Hauptprozessormodul, das aus der Haupt-CPU (Zentraleinheit), dem Speicher und einer Schnittstelle zum Bedienfeld (Benutzerschnittstelle) besteht
- eine Auswahl von Steckplatinen und Modulen mit Darstellung an der Rückseite für die Stromversorgung, Kommunikationsfunktionen, digitalen Eingängen/Ausgängen, analogen Eingängen und Anschlussmöglichkeit für die Zeitsynchronisierung

Alle Platinen und Module sind über einen parallelen Daten- und Adressbus verbunden, wodurch das Prozessormodul bei Bedarf Informationen zu den anderen Modulen senden und von diesen empfangen kann. Ein separater serieller Datenbus gibt abgefragte Daten vom Eingangsmodul an die CPU weiter. Diese parallelen und seriellen Datenbusse sind in der folgenden Abbildung als einzelnes Verbindungsmodul dargestellt. Die Abbildung zeigt die typischen Module und den Informationsfluss zwischen den Modulen.

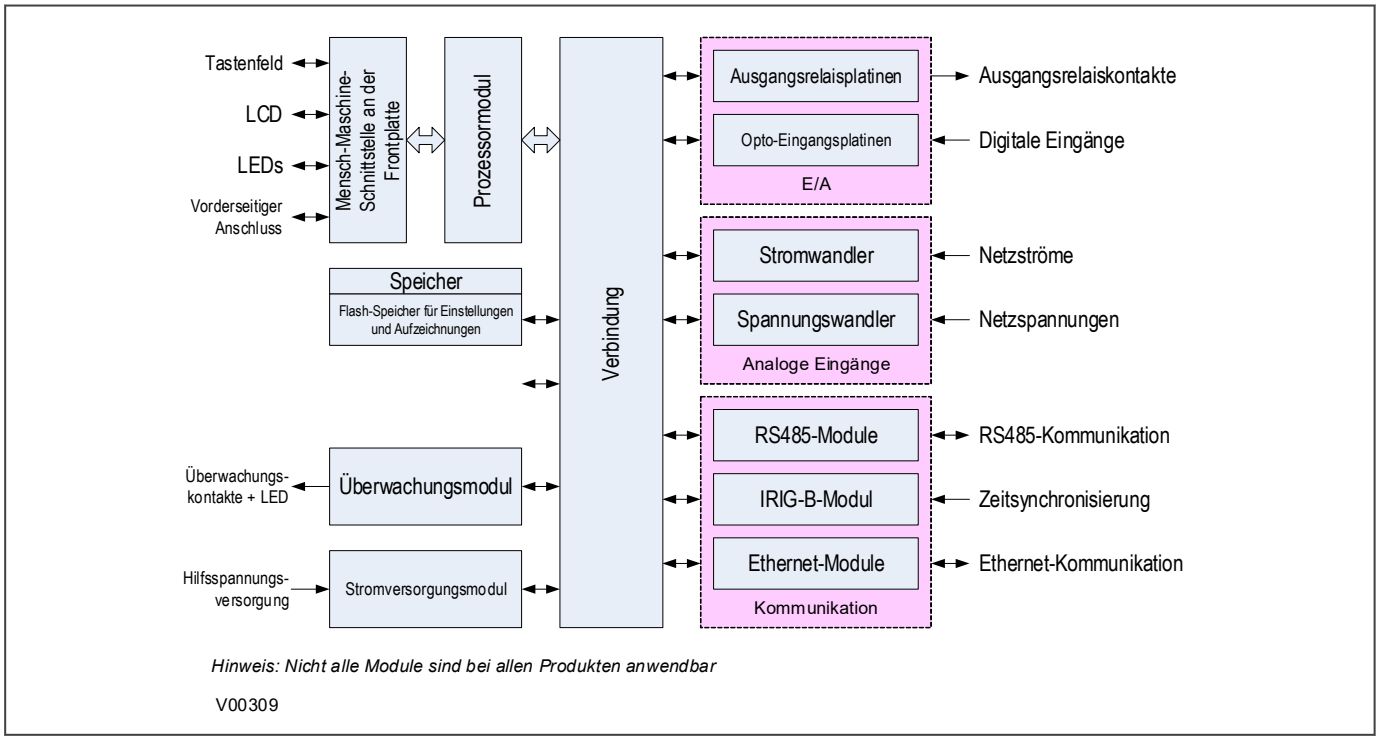


Abbildung 5: Hardwarearchitektur

3.2.1 HARDWAREARCHITEKTUR DES KOPROZESSORS

Manche Geräte sind mit einer Koprozessorkarte für zusätzliche Rechenleistung ausgestattet. Es gibt mehrere Varianten von Koprozessorkarten, was von den Kommunikationserfordernissen abhängig ist. Manche Modelle benötigen keine externen Kommunikationseingänge, manche Modelle benötigen Eingänge für Stromdifferentialfunktionen und manche Modelle benötigen einen Eingang für die GPS-Zeitsynchronisierung.

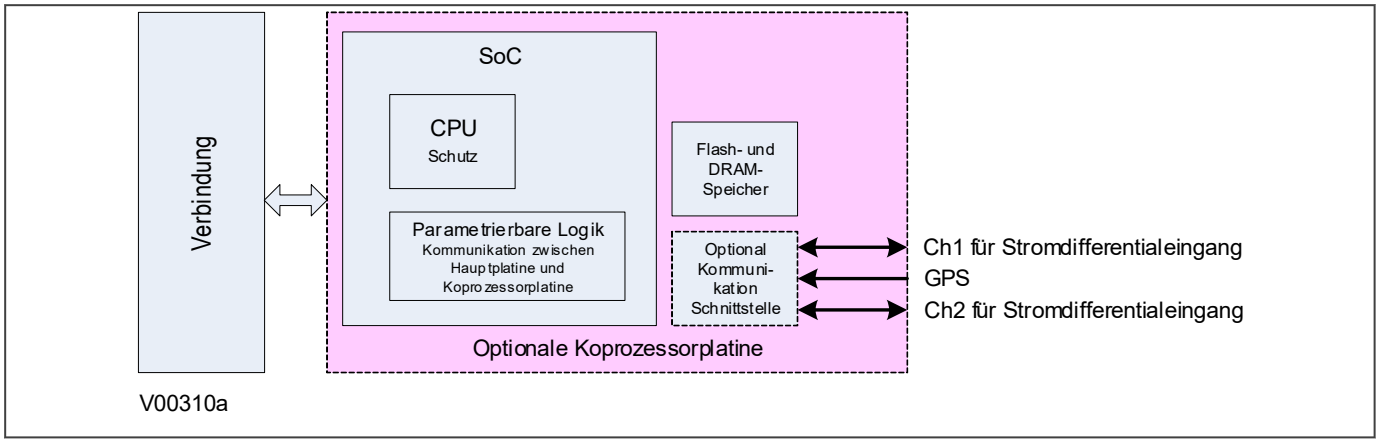


Abbildung 6: Hardwarearchitektur des Koprozessors

3.3 MECHANISCHE UMSETZUNG

Alle Geräte, die auf der Px4x-Plattform basieren, haben eine gemeinsame Hardwarearchitektur. Die Hardware ist modular und besteht aus folgenden Hauptteilen:

- Gehäuse und Anschlussblöcke
- Karten und Module
- Bedienfeld

Das Gehäuse besteht aus Metallteilen und Anschlussblöcken an der Rückseite. Die Karten sind in den Anschlussblöcken befestigt und durch ein Flachbandkabel miteinander verbunden. Dieses Flachbandkabel ist mit dem Prozessor im Bedienfeld verbunden.

Das folgende Bild zeigt eine Explosionsdarstellung eines typischen Geräts. Die gezeigte Darstellung repräsentiert nicht unbedingt genau das Gerätemodell, das im vorliegenden Handbuch beschrieben ist.

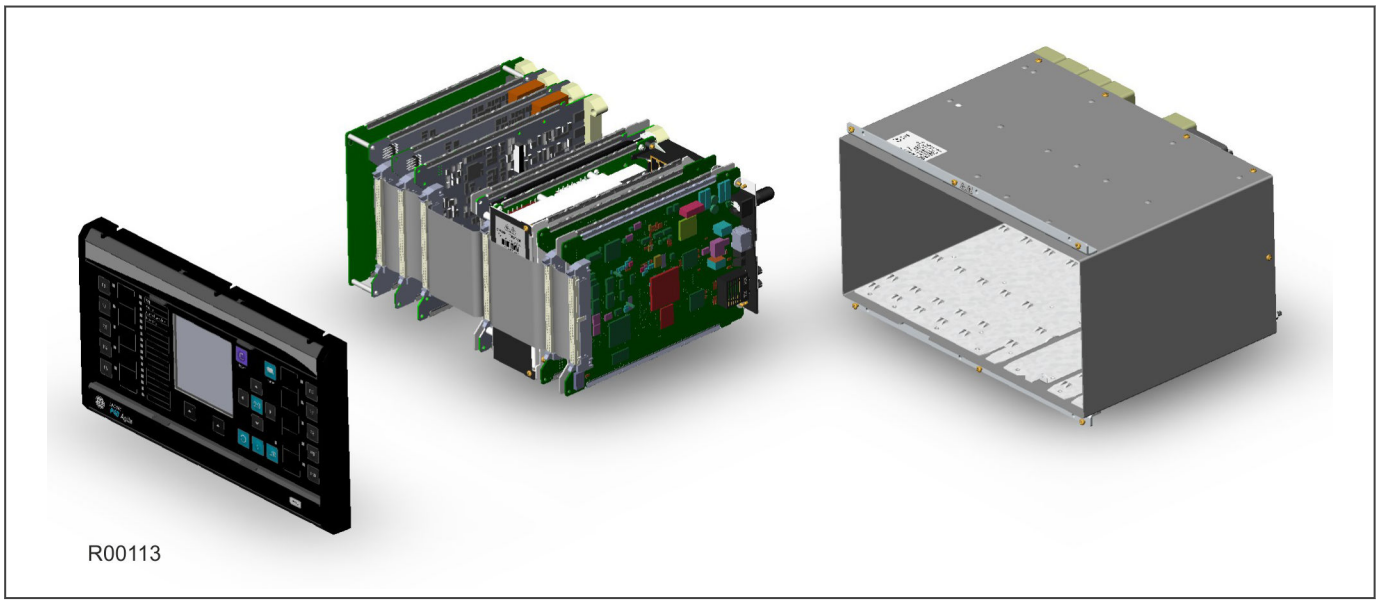


Abbildung 7: Explosionsdarstellung des Schutzgeräts

3.3.1 GEHÄUSEVARIANTEN

Die Px4x-Geräte werden in verschiedenen Gehäusegrößen gefertigt. Die Gehäusemaße für industrielle Geräte sind normalerweise nach modularen Maßeinheiten ausgelegt, die auf Gestellgrößen basieren. Diese sind: HE für die Höhe und TE für die Breite, wobei:

- 1 HE = 1,75 Zoll = 44,45 mm
- 1 TE = 0,2 Zoll = 5,08 mm

Die Geräte sind als plattenmontierte oder selbständige Versionen erhältlich. Alle Geräte haben eine Nennhöhe von vier HE. Dies entspricht 177,8 mm oder sieben Zoll.

Die Gehäuse bestehen aus vorgefertigtem Stahl mit einer leitenden Schicht aus Aluminium und Zink. Dadurch wird eine gute Erdung an allen Verbindungsstellen und ein geringer Erdwiderstand sichergestellt, was sich im Falle externer Störungen entscheidend auf die Leistung auswirkt.

Die Gehäusebreite ist vom Gerätetyp und den zugehörigen Hardwareoptionen abhängig. Für die beschriebenen Geräte gibt es drei Gehäusebreiten: 40, 60 und 80 TE. Es folgen die Gehäusemaße und Kompatibilitätskriterien:

Gehäusebreite (TE)	Gehäusebreite (mm)	Gehäusebreite (Zoll)
40TE	203.2	8
60TE	304.8	12
80TE	406.4	16

3.3.2 LISTE DER KARTEN

Die Hardware des Geräts besteht aus verschiedenen Modulen aus einem Standardsortiment. Die genaue Spezifikation und die Anzahl der Hardwaremodule sind von der Modellnummer und der Modellvariante abhängig. Je nach Modell kann das Gerät eine Auswahl der folgenden Karten verwenden.

Platine	Verwendung
Hauptprozessorkarte – 40 TE oder kleiner	Hauptprozessorkarte – ohne Unterstützung für Funktionstasten
Hauptprozessorkarte – 60 TE oder größer	Hauptprozessorkarte – mit Unterstützung für Funktionstasten
Stromversorgungskarte – 24/54 VDC	Stromversorgungseingang. Akzeptiert Gleichspannung zwischen 24 und 54 V
Stromversorgungskarte – 48/125 VDC	Stromversorgungseingang. Akzeptiert Gleichspannung zwischen 48 und 125 V
Stromversorgungskarte – 110/250 VDC	Stromversorgungseingang. Akzeptiert Gleichspannung zwischen 110 und 125 V
Wandlerkarte	Enthält die Spannungs- und Stromwandler
Eingangskarte	Enthält die A/D-Umwandlungsschalttechnik
Eingangskarte mit Opto-Eingängen	Enthält die A/D-Umwandlungsschalttechnik und acht digitale Opto-Eingänge
IRIG-B-Karte – modulierter Eingang	Schnittstellenkarte für moduliertes IRIG-B-Ablaufsteuerungssignal
LWL-Karte und IRIG-B	Schnittstellenkarte für glasfaserbasierte RS485-Verbindung und IRIG-B (unmoduliert)
Zweite rückseitige Kommunikationskarte	Schnittstellenkarte für RS232/RS485-Verbindungen
Zweite rückseitige Kommunikationskarte mit IRIG-B-Eingang	Schnittstellenkarte für RS232/RS485- und IRIG-B-Verbindungen
Ausgangsrelaiskarte mit hoher Schaltleistung	Ausgangsrelaiskarte mit Relais, die eine hohe Schaltleistung haben
Einzeln Ethernet, Universal-IRIG-B, IEEE1588, Wartungsanschluss	Einzelner LC-Duplex-Ethernet-Anschluss mit Universal-IRIG-B und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss
Redundantes Ethernet RSTP, PRP, HSR und Failover-Anschlüsse, serieller Glasfaseranschluss, Universal-IRIG-B	Zwei redundante LC-Duplex-Ethernet-Anschlüsse mit RSTP, PRP, HSR und Failover (zwei LWL-Paare), IEC 60870-5-103-konforme serielle LWL-ST-Anschlüsse mit integriertem Universal-IRIG-B und einem RJ45-Wartungs-/Serviceschluss
Redundantes Ethernet RSTP, PRP, HSR und Failover-Universal-IRIG-B	Zwei redundante RJ45-Duplex-Ethernet-Anschlüsse mit RSTP, PRP, HSR und Failover (zwei Kupferleiterpaare), mit integriertem Universal-IRIG-B und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss
Redundantes Ethernet RSTP, PRP, HSR und Failover-Anschlüsse, Universal-IRIG-B	Zwei redundante LC-Duplex-Ethernet-Anschlüsse mit RSTP, PRP, HSR und Failover (zwei LWL-Paare), mit integriertem Universal-IRIG-B und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss
Ausgangsrelaiskarte	Standardmäßige Ausgangsrelaiskarte
Kombinierte Opto-Eingangs-/ Ausgangsrelaiskarte	Kombinierte Digitaleingangs-/-ausgangskarte mit Opto-Eingängen und Ausgangsrelais
Wirkschnittstellenkarte	Wirkschnittstellenkarte für Phasenvergleich
Koprozessorkarte	Koprozessorkarte zur Verarbeitung spezieller Algorithmen
Koprozessorkarte mit integriertem GPS	Koprozessorkarte mit GPS-Eingang für Zeitsynchronisierung

3.4 BEDIENFELD

Je nach Modell und den gewählten Optionen ist das Gerät in einem 40-, 60- oder 80-TE-Gehäuse untergebracht. Das folgende Diagramm zeigt das Bedienfeld eines typischen Geräts (Beispiel). Die Bedienfelder der Geräte mit 40-TE-, 60TE- und 80-TE-Gehäusen haben vieles gemeinsam und unterscheiden sich nur darin, dass das 40-TE-Bedienfeld keine zehn Funktionstasten mit vom Benutzer programmierbaren LEDs hat.

Abbildung 8: Bedienfeld (80 TE)

Das Bedienfeld besteht aus:

- Obere und untere Fächer mit Abdeckklappen
- Flüssigkristallanzeige
- Tastenfeld
- USB-Anschluss Typ B im unteren Fach
- LEDs mit Festfunktion
- Funktionstasten und LEDs (60TE- und 80TE-Modelle)
- Programmierbare LEDs

3.4.1 FÄCHER AM BEDIENFELD

Das obere Fach enthält Beschriftungen für Folgendes:

- Seriennummer
- Nennstrom und Nennspannung.

Das untere Fach enthält Folgendes:

- USB-Anschluss Typ B

3.4.2 BEDIENFELD

Das Tastenfeld bietet vollen Zugriff auf die Funktionen des Geräts über verschiedene Menüoptionen. Die Informationen werden am Farb-LCD-Display angezeigt.

Das Farb-LCD-Display ist eine Aktivmatrix-Flüssigkristallanzeige (LCD) mit Dünnfilmtransistor (TFT), die einen amorphen Silizium-TFT als Schaltgerät verwendet. Dieses Modul besteht aus einer durchlässigen transmissiven TFT-LCD-Anzeigetafel, einer Treiberschaltung und einer Hintergrundbeleuchtung. Die Auflösung der 4,0-Zoll-TFT-LCD ist 480 x 480 Pixel, und sie kann bis zu 16,7 Millionen Farben anzeigen.

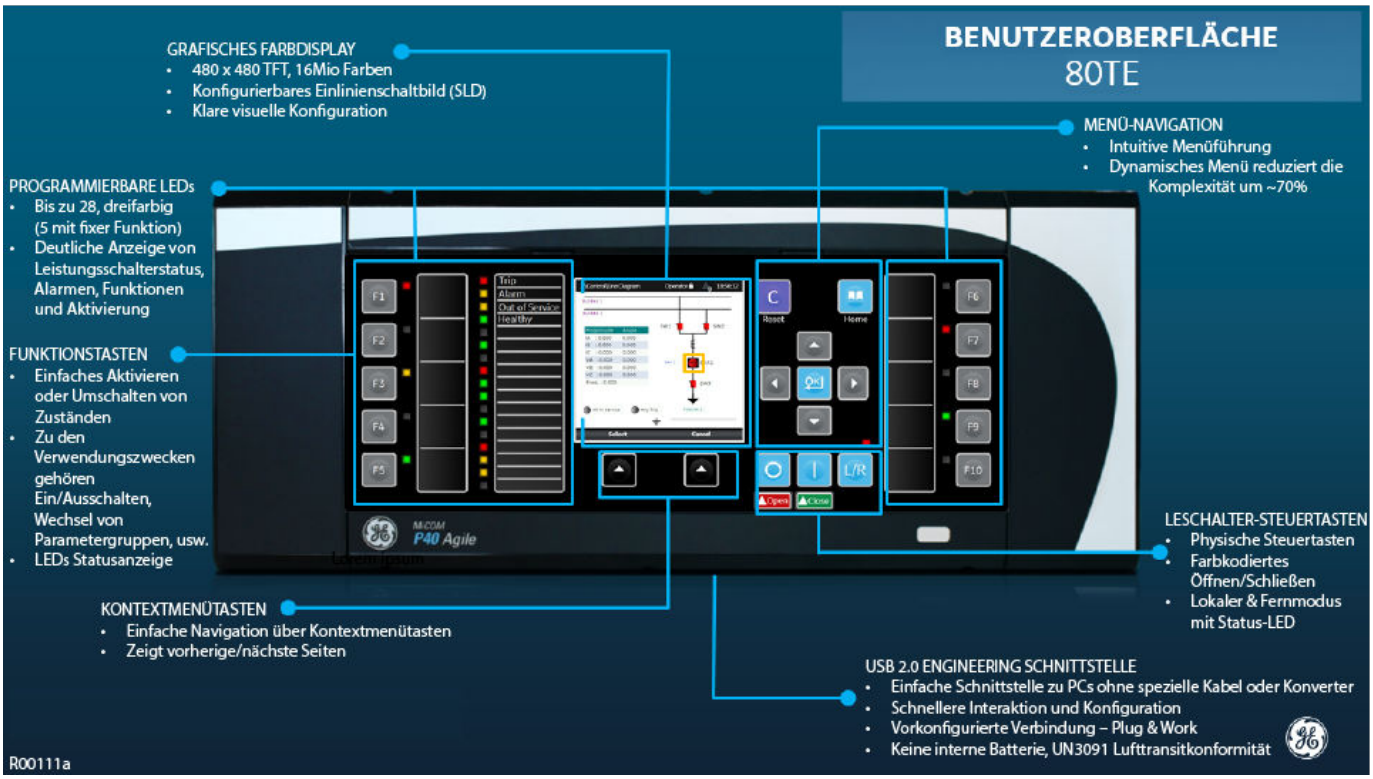
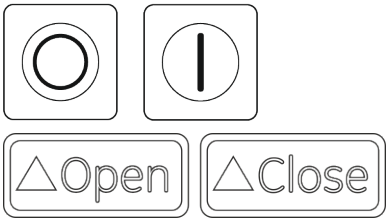


Abbildung 9: Bedienfeld

3.4.3 TASTENFELD

Das Tastenfeld besteht aus folgenden Tasten:

Vier (um die Eingabetaste herum angeordnete) Pfeiltasten zum Navigieren in den Menüs, mit denen die Werte in der Zelle geändert oder der nächste Punkt am SLD ausgewählt werden kann.	
Eine Eingabetaste zum Ändern der Ausführen von Einstellungen. Wenn die Kennzeichnung einer Menükontexttaste im unteren Banner ausgewählt ist, kann die Taste OK auch zum Navigieren zwischen Seiten verwendet werden.	
Eine Lösch-/Rücksetztaste zum Löschen des aktuellen Stromeinstellungsdialogs oder für die Navigation zum oberen Menü.	
Eine Home-Taste für die Navigation zur Standardmenüansicht.	
Zwei Menükontexttasten zum Navigieren zwischen Seiten.	

Tasten zum Öffnen/Schließen (farbcodiert) **Hinweis:** Die Farbcodierung ist über Kennzeichnungen und die Konfiguration der PSL/des SLD auswählbar.	
Lokal/Fern-Taste zum Auswählen zwischen lokalem oder Fernbetrieb.	

3.4.4 USB-ANSCHLUSS

Der USB-Anschluss befindet sich im unteren Fach und wird zur Kommunikation mit einem lokal verbundenen PC verwendet. Er dient zwei Hauptzwecken:

- Übertragung von Einstellungen zwischen dem PC und dem Gerät
- Herunterladen von Firmware-Updates und Menütextbearbeitung

Der Anschluss dient zur Herstellung einer temporären Verbindung während der Durchführung von Prüfungen, der Installation und der Inbetriebnahme. Er ist nicht für die permanente SCADA-Kommunikation gedacht. Dieser Anschluss unterstützt nur das Courier-Kommunikationsprotokoll. Courier ist ein spezifisches Kommunikationsprotokoll für die Kommunikation mit diversen Schutzgeräten und zwischen dem Gerät und dem Windows-basierten Support-Softwarepaket.

Das Gerät kann mit einem USB-Kabel von bis zu fünf Meter Länge an einen PC angeschlossen werden.

Der Inaktivitätszeitgeber für den vorderseitigen Anschluss ist auf 15 Minuten eingestellt. Dadurch wird gesteuert, wie lange das Gerät die Ebene des Passwortzugriffs für den vorderseitigen Anschluss beibehält. Wenn über den vorderseitigen Anschluss 15 Minuten lang keine Nachrichten eingehen, werden aktivierte Passwortzugriffsebenen deaktiviert.

Hinweis:
Der vorderseitige USB-Anschluss unterstützt nicht das automatische Auslesen von Ereignis- und Störungsaufzeichnungen, obwohl auf diese Daten manuell zugegriffen werden kann.

Achtung:
Bei Nichtverwendung immer die Abdeckung des USB-Anschlusses schließen, um Verschmutzung zu vermeiden.

3.4.5 LEDS MIT FESTFUNKTION

Vier LEDs mit Festfunktion auf der linken Seite des Bedienfelds zeigen folgende Zustände an:

- Die LED „Auslösung“ (rot) leuchtet AUF, wenn das Schutzgerät ein Auslösesignal ausgibt. Sie wird zurückgesetzt, wenn die zugehörige Fehlermeldung am Bedienfeld gelöscht wird. Die LED „Auslösung“ kann auch als selbstrücksetzende LED konfiguriert werden.
- Die LED „Warnung“ (gelb) blinkt, wenn das Schutzgerät eine Warnung registriert. Eine Warnung kann durch eine Fehler-, Ereignis- oder Wartungsaufzeichnung ausgelöst werden. Die LED blinkt, bis die Warnungen

akzeptiert (gelesen) wurden, und leuchtet dann beständig AUF. Wenn die Warnungen gelöscht wurden, schaltet die LED AUS.

- Die LED „Außer Betrieb“ (gelb) leuchtet AUF, wenn die Funktionen des Schutzgeräts nicht verfügbar sind.
- Die LED „Störungsfrei“ (grün) leuchtet AUF, wenn das Schutzgerät einwandfrei funktioniert. Diese LED sollte jederzeit AUFleuchten. Sie schaltet AUS, wenn die Selbsttests des Geräts zeigen, dass ein Fehler in der Hardware oder Software vorhanden ist. Der Zustand der LED „Störungsfrei“ wird auch von den Überwachungskontakten an der Rückseite des Geräts wiedergegeben.

3.4.6 FUNKTIONSTASTEN

Die programmierbaren Funktionstasten stehen bei manchen Modellen für kundenspezifische Verwendung zur Verfügung.

Werkseitig sind diesen Tasten spezifische Funktionen zugeordnet. Mittels der programmierbaren Logik können die Standardfunktionen dieser Tasten an spezielle Erfordernisse angepasst werden. Neben diesen Funktionstasten befinden sich programmierbare LEDs, die den entsprechenden Funktionstasten zugeordnet werden. Geräte mit den Gehäusegrößen 60TE und 80TE haben zehn Funktionstasten und keine Funktionstasten mit der Gehäusegröße 40TE.

3.4.7 PROGRAMMIERBARE LEDS

Das Gerät hat 13 programmierbare LEDs, die den von der PSL generierten Signalen zugeordnet werden können. Die programmierbaren LEDs sind dreifarbig und können auf Rot, Gelb oder Grün eingestellt werden.

3.5 RÜCKSEITE

MiCOM-Px40-Geräte sind modular aufgebaut. Die meisten internen Teile bestehen aus Karten und Modulen, die in Steckplätze passen. Manche der Karten lassen sich in Anschlussblöcke einstecken, die an der Rückseite des Geräts angeschraubt sind. Allerdings haben manche Karten wie beispielsweise Kommunikationskarten eigene Steckverbinder. Die Rückseite besteht aus diesen Anschlussblöcken und den Rückseiten der Kommunikationskarten.

Die Ausschnitte und Steckplatzbelegungen an der Rückseite sind unterschiedlich. Dies ist abhängig vom Gerät, vom Kartentyp und von den Anschlussblöcken, mit denen das Gehäuse bestückt werden muss. Die folgende Abbildung zeigt eine typische Rückseite eines Gehäuses mit verschiedenen Karten.

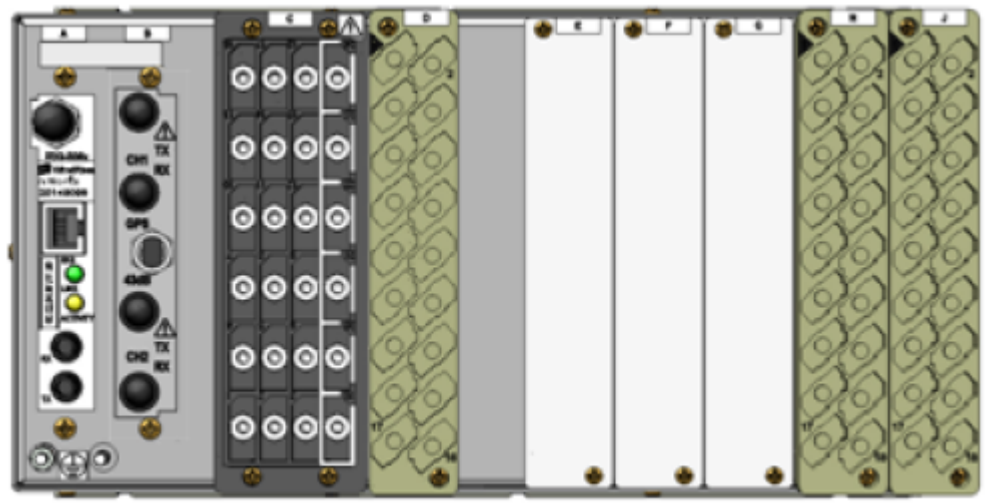


Abbildung 10: Rückseite eines bestückten Gehäuses

Hinweis:
Die Abbildung ist nur ein Beispiel und stimmt nicht unbedingt genau mit dem in diesem Handbuch beschriebenen Gerät überein. Außerdem zeigt sie nicht das gesamte Sortiment der verfügbaren Karten, sondern nur eine typische Anordnung.

Nicht alle Steckplätze haben dieselbe Größe. Die Steckplatzbreite ist vom Kartentyp oder Anschlussblock abhängig. Beispielsweise erfordern Anschlussblöcke für den oberen Leistungsbereich, die für die analogen Eingänge benötigt werden, eine größere Steckplatzbreite als Anschlussblöcke für den mittleren Leistungsbereich. Die Kartenplätze sind generell nicht austauschbar. Jeder Steckplatz ist für eine bestimmte Karte vorgesehen. Auch dies ist vom Modell abhängig.

Das Gerät kann einen oder mehrere Klemmenblocktypen verwenden, die in der folgenden Abbildung dargestellt sind. Die Klemmenblöcke sind an der Rückwand mit Schrauben befestigt.

- Hochleistungsfähige Klemmenblöcke für Strom- und Spannungswandlerschaltungen
- Klemmenblöcke mit mittlerer Leistungsfähigkeit für die Stromversorgung, Opto-Eingänge, Relaisausgänge und den rückseitigen Kommunikationsanschluss
- MiDOS-Klemmenblöcke für Strom- und Spannungswandlerschaltkreise
- RTD/CLIO-Klemmenblock zur Verbindung mit analogen Wandlern

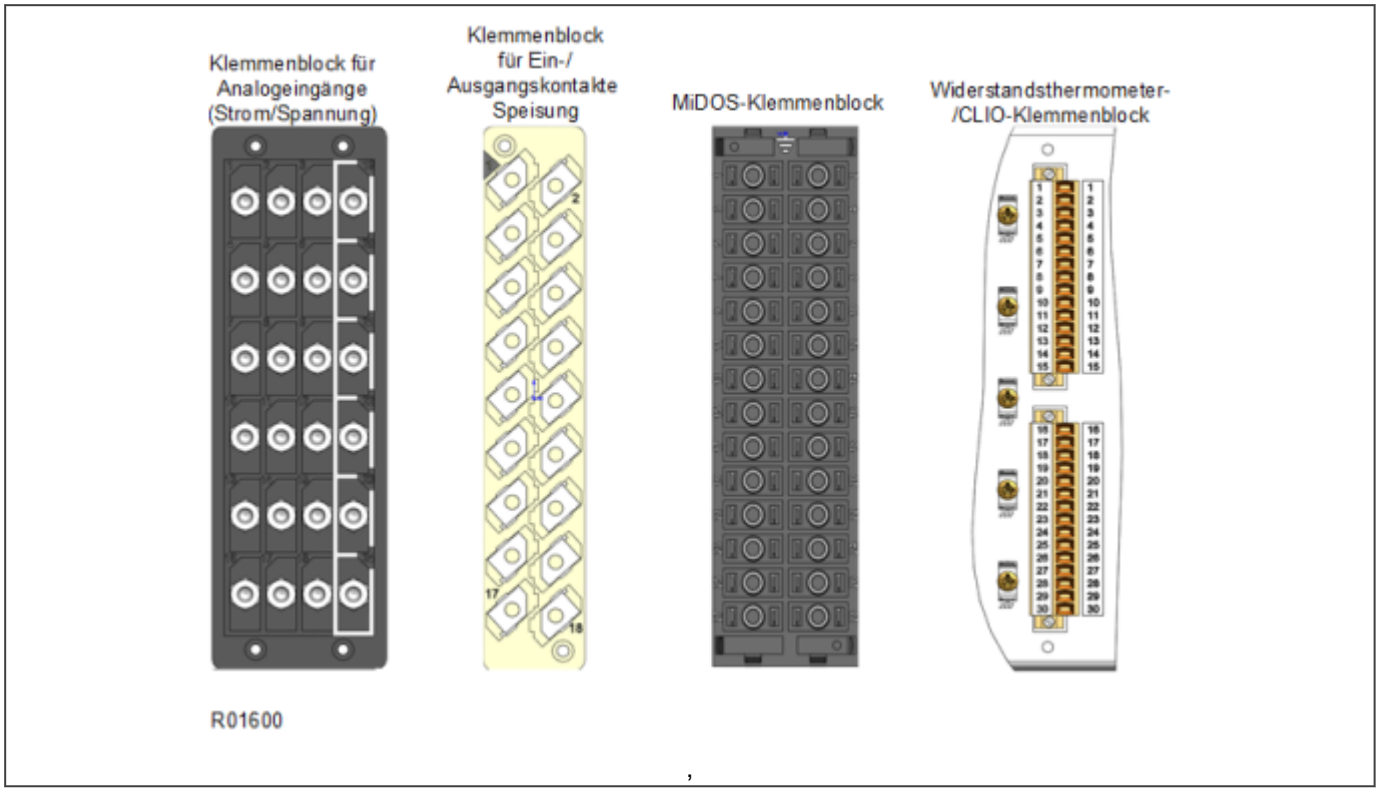


Abbildung 11: Klemmenblocktypen

Hinweis:
Nicht alle Geräte verwenden alle Anschlussblocktypen. Das im vorliegenden Handbuch beschriebene Gerät kann einen oder mehrere der obigen Typen verwenden.

3.5.1 EINDRINGSCHUTZ FÜR KLEMMENBLÖCKE

IP2x-Schutz und Seitenabdeckplatten sollen IP20-Eindringschutz für MiCOM-Klemmenblöcke bieten. Die Schutzabdeckungen können während der Installation angebracht oder nachträglich angebaut werden, um bestehende Installationen zu verbessern – siehe Abbildung unten. Kontaktieren Sie Ihr zuständiges Vertriebsbüro oder das weltweite Kontaktzentrum, um weitere Informationen zu erhalten.

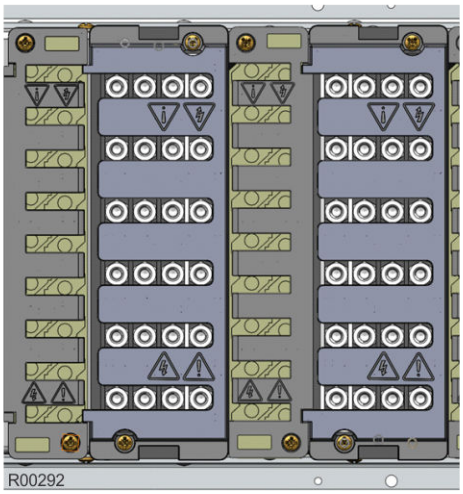


Abbildung 12: Beispiel: angebrachte IP2x-Schutzabdeckungen (Verkabelung aus Gründen der Klarheit weggelassen)

3.6 PLATINEN UND MODULE

Jedes Gerät besteht aus einer Auswahl von Leiterplatten und Unterbaugruppen, was von der gewählten Konfiguration abhängig ist.

3.6.1 LEITERPLATTEN

Eine Leiterplatte besteht aus den Komponenten, einem Steckverbinder für die Verbindung mit dem Parallelbus des Hauptsystems über ein Flachbandkabel und einer Schnittstelle zur Verbindung mit der Rückseite. Diese rückseitige Schnittstelle kann sich an folgenden Stellen befinden:

- Direkt an der Außenseite (dies ist bei Kommunikationsplatinen wie beispielsweise Ethernet-Platinen der Fall)
- An einem Steckverbinder, der an einen an der Rückseite des Gehäuses angeschraubten Klemmenblock angeschlossen wird (dies ist bei den meisten anderen Platinentypen der Fall)

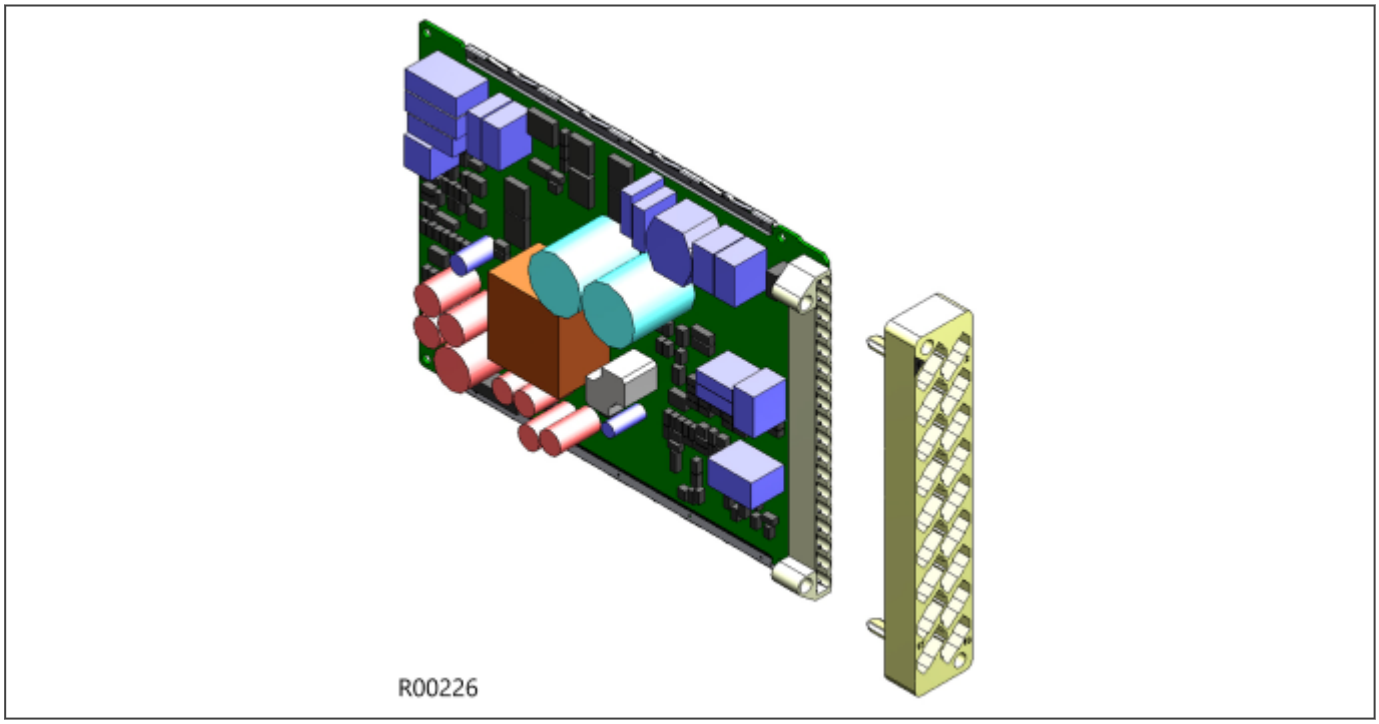


Abbildung 13: Rückseitige Verbindung mit dem Klemmenblock

3.6.2 UNTERBAUGRUPPEN

Eine Unterbaugruppe besteht aus zwei oder mehreren Platinen, die mit Distanzstücken zusammengeschraubt und mit elektrischen Steckverbindern verbunden sind. Außerdem muss sie eventuell weitere spezielle Anforderungen erfüllen. Beispielsweise kann zum Schutz vor elektromagnetischer Strahlung ein Metallgehäuse erforderlich sein.

Platinen sind mit einer Teilenummer bezeichnet, die mit ZN beginnt, während vormontierte Unterbaugruppen mit einer Teilenummer bezeichnet werden, die mit GN beginnt. Unterbaugruppen, die in der Produktionsphase zusammengebaut werden, haben keine separate Teilenummer.

Die Produkte der Px40-Serie enthalten normalerweise zwei Unterbaugruppen:

- Die Stromversorgungsbaugruppe, die aus Folgendem besteht:
  - Einer Stromversorgungsplatine
  - Einer Ausgangsrelaisplatine
- Das Eingangsmodul, das aus Folgendem besteht:
  - Einer oder mehreren (teilweise oder vollständig bestückten) Wandlerplatinen, in denen die Spannungs- und Stromwandler enthalten sind
  - Einer oder mehreren Eingangsplatinen
  - Schutzverkleidungen aus Metall zur elektromagnetischen Abschirmung

Da das Eingangsmodul vormontiert ist, hat es eine GN-Nummer, während die Stromversorgungsplatine in der Produktionsphase zusammengebaut wurde und darum keine Teilenummer hat.

3.6.3 HAUPTPROZESSORKARTE

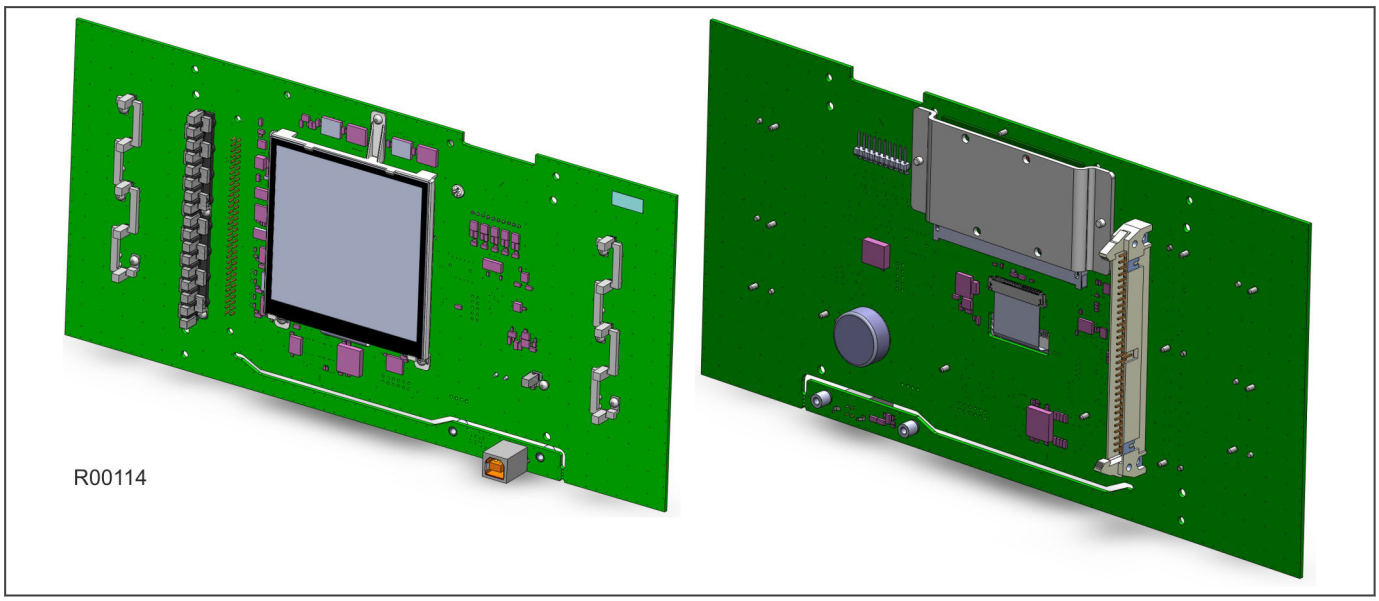


Abbildung 14: Hauptprozessorkarte

Die Hauptprozessorkarte führt alle Berechnungen aus und steuert den Betrieb aller anderen Module im Schutzgerät, einschließlich Datenkommunikation und Benutzerschnittstellen. Dies ist die einzige Karte, die nicht in einen der Steckplätze passt. Sie befindet sich im Bedienfeld und ist mit dem übrigen Teil des Systems durch ein innenliegendes Flachbandkabel verbunden.

Das Display und die LEDs sind zusammen mit den Kommunikationsanschlüssen des Frontbedienfelds auf der Prozessorkarte montiert.

Der Speicher an der Hauptprozessorkarte ist in zwei Kategorien geteilt: flüchtig und nichtflüchtig. Der flüchtige Speicher ist ein DRAM, der vom Prozessor verwendet wird, um die Software auszuführen und Daten während der Durchführung von Berechnungen zu speichern. Der nichtflüchtige Speicher ist ein Flash-Speicher zum Speichern von Produktfirmware, Text- und Konfigurationsdaten einschließlich der Daten von vorhandenen Einstellwerten, Störungsaufzeichnungen, Ereignissen, Störfällen und Wartungsaufzeichnungen.

Abhängig von der Größe des Gehäuses stehen zwei Kartentypen zur Verfügung:

- für Modelle in 40-TE-Gehäusen
- für Modelle in 60-TE-Gehäusen und größer

3.6.4 STROMVERSORGUNGSPLATINE

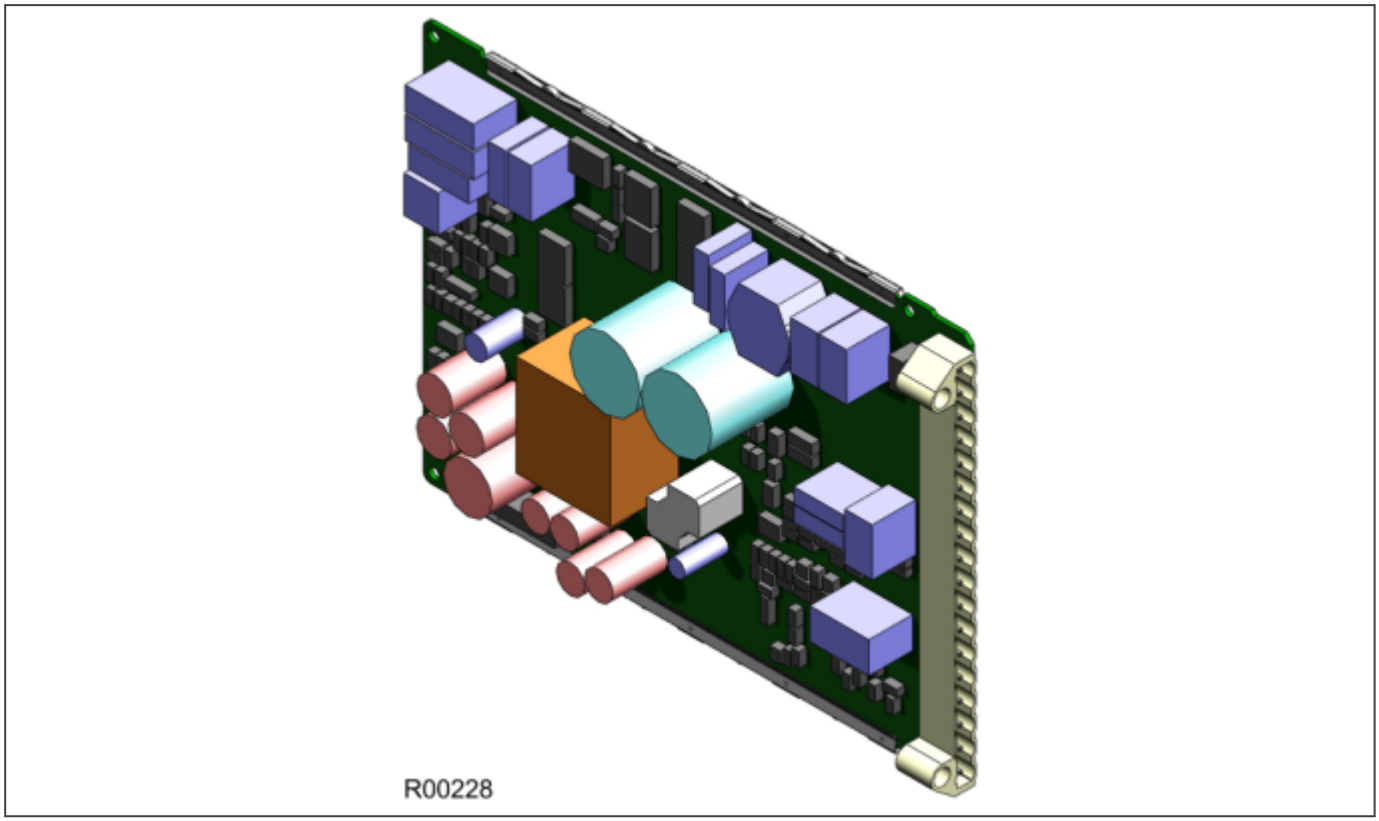


Abbildung 15: Stromversorgungsplatine

Die Stromversorgungsplatine versorgt das Gerät mit Strom. Eine von drei verschiedenen Ausführungen der Stromversorgungsplatine kann am Gerät angebracht werden. Dies ist zum Zeitpunkt der Bestellung anzugeben und hängt von der Größe der Versorgungsspannung ab.

Es gibt drei Module, die folgende Spannungsbereiche unterstützen:

- 24/54 V GS
- 48/125 V GS oder 40–100 V WS
- 110/250 V GS oder 100–240 V WS

Der Steckverbinder der Stromversorgungsplatine wird in einen Klemmenblock für den mittleren Leistungsbereich eingesteckt. Er wird immer auf der rechten Seite des Geräts positioniert (von hinten aus gesehen).

Die Stromversorgungsplatine wird normalerweise zusammen mit einer Relaisausgangsplatine eingebaut, wodurch eine vollständige Unterbaugruppe gebildet wird (siehe folgende Abbildung).

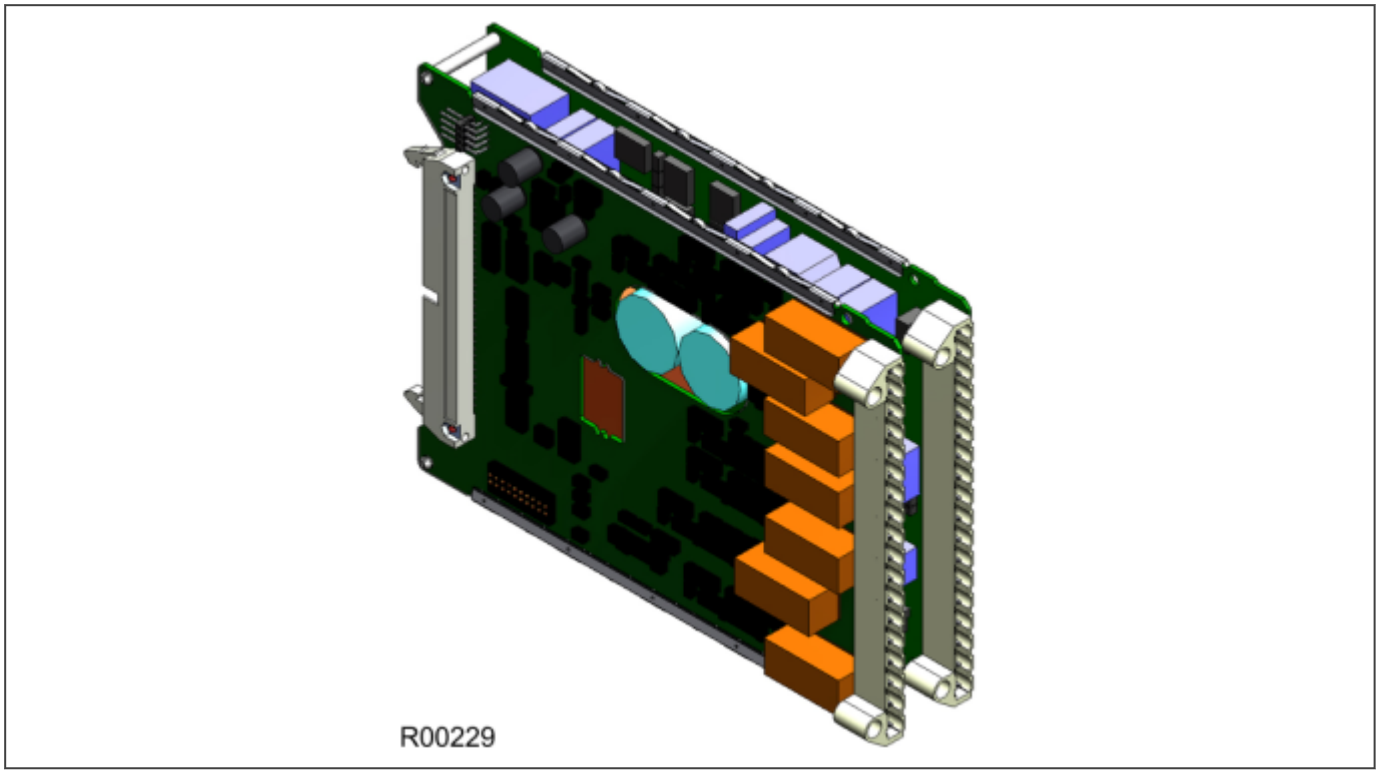


Abbildung 16: Stromversorgungsbaugruppe

Die Stromversorgungsausgänge werden verwendet, um isolierte Stromversorgungsschienen für die verschiedenen Module innerhalb des Geräts bereitzustellen. Von den Modulen des Geräts werden drei Signalpegel verwendet:

- 5,1 V für alle digitalen Schaltungen
- +/–16 V für die analoge Elektronik wie beispielsweise auf der Eingangsplatine
- 22 V für die Betätigung der Ausgangsrelaisspulen

Die gesamte Spannungsversorgung, einschließlich der 0-V-Erdleitung, wird um das Gerät herum durch das 64-Wege-Flachbandkabel verteilt.

Die Stromversorgungsplatine verfügt über eine Funktion zur Begrenzung von Einschaltstrom. Dadurch wird der Spitzeneinschaltstrom auf etwa 10 A begrenzt.

Der Strom wird an die Kontakte 1 und 2 des Klemmenblocks angelegt, wobei Kontakt 1 negativ und Kontakt 2 positiv ist. Die Kontaktnummern sind klar am Klemmenblock gekennzeichnet (siehe nachstehende Abbildung).

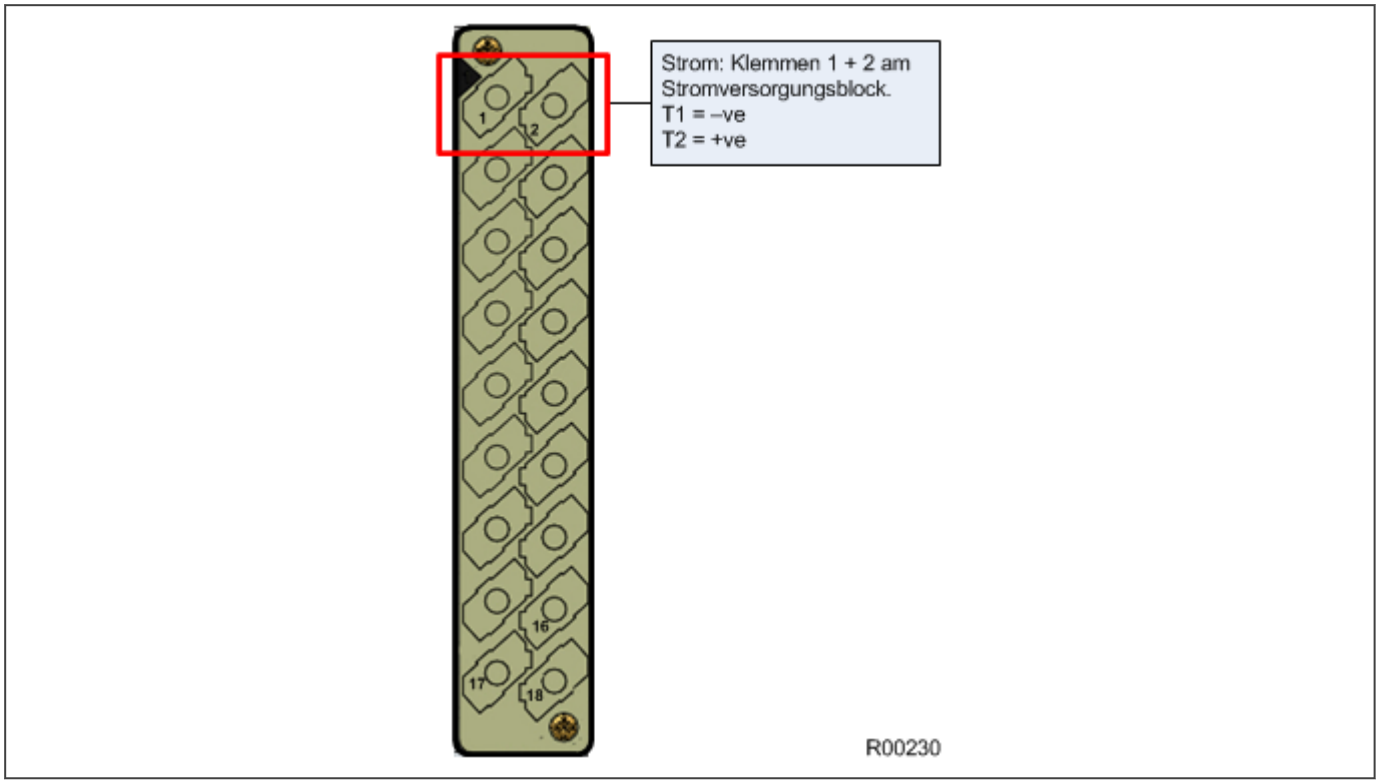


Abbildung 17: Stromversorgungsklemmen

3.6.4.1 ÜBERWACHUNG

Die Überwachungskontakte befinden sich ebenfalls auf der Stromversorgungsplatine. Das Überwachungsmodul stellt zwei Ausgangsrelaiskontakte bereit: einen Schließerkontakt und einen Öffnerkontakt. Diese Kontakte dienen dem Zweck, den Zustand des Geräts anzuzeigen. Sie werden von der Hauptplatine gesteuert, die ständig die Hardware und Software überwacht, wenn das Gerät in Betrieb ist.

Abbildung 18: Überwachungskontaktanschlüsse

3.6.4.2 RÜCKSEITIGER SERIELLER ANSCHLUSS

Der rückseitige serielle Anschluss (RP1) befindet sich ebenfalls auf der Stromversorgungsplatine. Dieser Anschluss ist ein serieller EIA(RS)485-Kommunikationsanschluss mit drei Anschlussklemmen, der für eine festverdrahtete Verbindung mit einer Fernsteuerungszentrale für die SCADA-Kommunikation vorgesehen ist. Die Schnittstelle unterstützt Halbduplexkommunikation und bietet optische Isolierung für die seriellen Daten, die gesendet und empfangen werden.

Der physische Anschluss wird mithilfe von drei Schraubklemmen hergestellt – zwei für die Signalverbindung, und die dritte für den Erdschirm des Kabels. Diese befinden sich an den Kontakten 16, 17 und 18 des Versorgungsklemmenblocks, der sich von hinten aus gesehen ganz rechts befindet. Die Schnittstelle kann zwischen RS485 und K-Bus gewählt werden. Wenn der K-Bus gewählt wird, sind die beiden Signalverbindungen nicht polaritätsorientiert.

Der von der Polarität unabhängige K-Bus kann nur für das Courier-Datenprotokoll verwendet werden. Für die polaritätsorientierten MODBUS-, IEC60870-5-103- und DNP3.0-Protokolle ist RS485 erforderlich.

Die folgende Abbildung zeigt den rückseitigen seriellen Anschluss. Es folgen die Anschlussbelegungen:

- Kontakt 16: Erdabschirmung
- Kontakt 17: Negativsignal
- Kontakt 18: Positivsignal

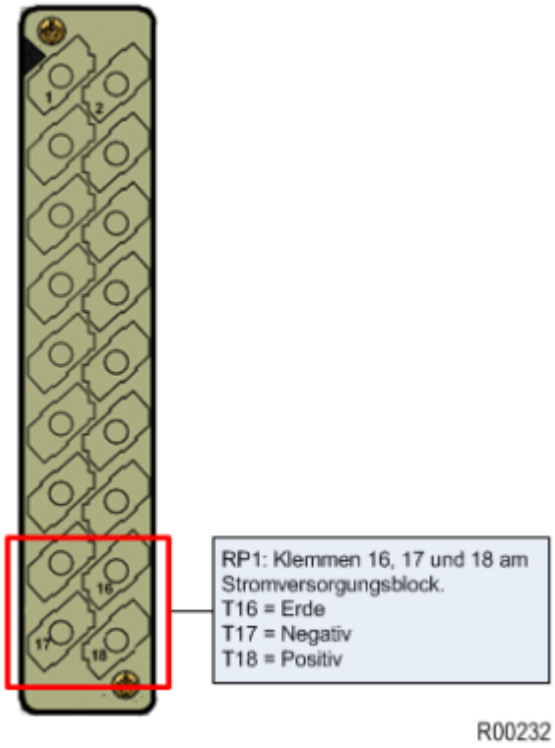


Abbildung 19: Rückseitige serielle Anschlüsse

Ein zusätzlicher serieller Anschluss mit Ausführung des Typs D steht bei Bedarf als optionale Baugruppe zur Verfügung.

3.6.5 EINGANGSMODUL – EINE WANDLERPLATINE

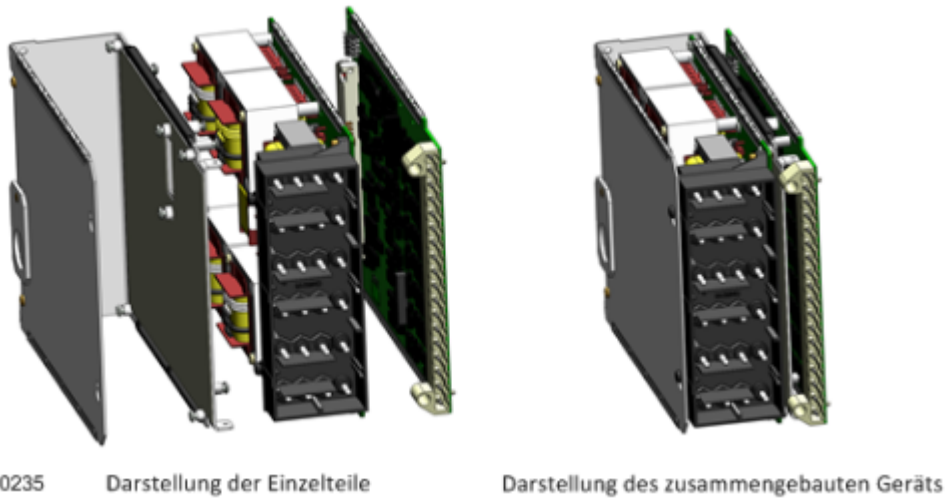


Abbildung 20: Eingangsmodul – eine Wandlerplatine

Das Eingangsmodul besteht aus der Haupteingangsplatine, die mit einer Instrumentenwandlerplatine gekoppelt ist. Die Instrumentenwandlerplatine enthält die Spannungs- und Stromwandler, die dazu dienen, die von den Systemwandlern gelieferten analogen Eingangssignale zu isolieren und zu skalieren. Die Eingangsplatine enthält die Schalttechnik für die A/D-Umwandlung und die digitale Verarbeitung sowie acht digitale isolierte Eingänge (Opto-Eingänge).

Die Platinen sind physisch und elektrisch miteinander verbunden. Das Modul ist von einem Metallgehäuse umgeben, das Schutz vor elektromagnetischer Störung bietet.

3.6.5.1 BESCHREIBUNG DER EINGANGSMODULSCHALTUNG

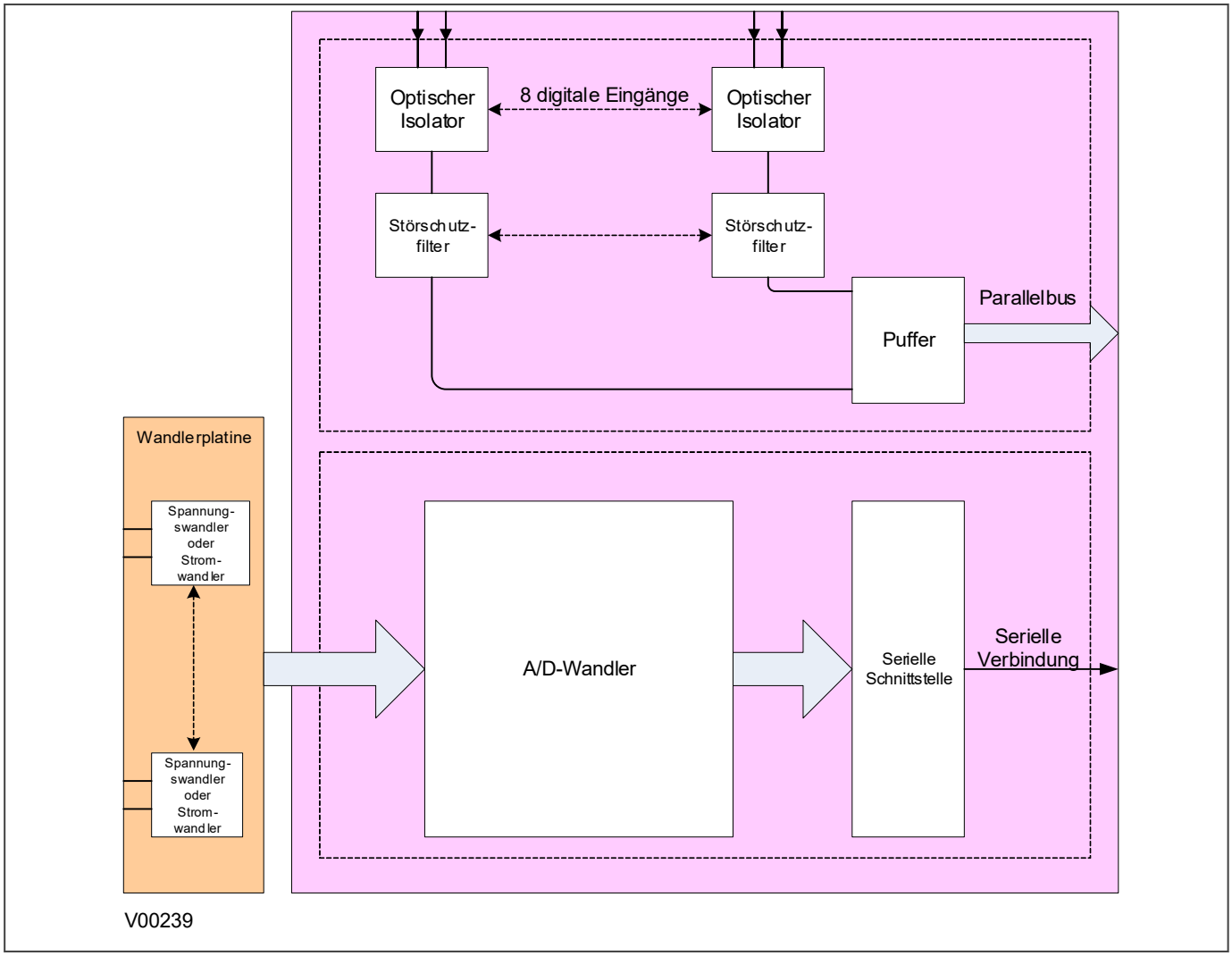


Abbildung 21: Schematische Darstellung des Eingangsmoduls

A/D-Umwandlung

Die verschiedenen Analogeingänge von den Strom- und Spannungswandlern werden wie gezeigt an die Haupteingangsplatine übertragen. Jeder Differentialeingang wird zunächst in eine Eingangsgröße umgewandelt, die mit dem Erdpotenzial der Eingangsplatine in Relation steht. Die Analogeingänge werden abgetastet, in digitale Größen umgewandelt und gefiltert, um unerwünschte Eigenschaften zu entfernen. Die Abtastwerte werden dann zu einem seriellen Schnittstellenmodul weitergeleitet, das Daten an den seriellen Abtastdatenbus ausgibt.

Die Kalibrierungskoeffizienten werden im nichtflüchtigen Speicher gespeichert. Diese werden von der Prozessorplatine verwendet, um Amplituden- oder Phasenfehler zu korrigieren, die durch die Wandler und die Analogschaltung eingeführt wurden.

Optoisolierte Eingänge

Eine weitere Funktion der Eingangsplatine ist das Lesen des Zustands der Digitaleingänge. Ebenso wie die Analogeingänge müssen die Digitaleingänge elektrisch vom Stromversorgungssystem isoliert werden. Dies geschieht mithilfe von acht integrierten optischen Isolatoren für bis zu acht digitale Signale. Die digitalen Signale

werden durch einen optionalen Störschutzfilter geleitet, bevor sie gepuffert und über den Paralleldatenbus an die Verarbeitungsmodule weitergegeben werden.

Diese auswählbare Filterung erlaubt die Verwendung eines voreingestellten ½-Zyklusfilters, durch den der Eingang unempfindlich gegen Störgeräusche in der Verdrahtung gemacht wird. Obwohl diese Methode sicher ist, kann sie zeitaufwändig sein, insbesondere bei Mitnahmeschaltungen. Dem kann abgeholfen werden, indem der ½-Zyklusfilter abgeschaltet wird. Wird so verfahren, sollte eine der folgenden Methoden zur Verringerung von Störgeräuschen verwendet werden.

- Verwendung einer doppelpoligen Schaltung am Eingang
- Verwendung eines geschirmten verdrillten Kabels an der Eingangsschaltung

Die optoisolierten Logikeingänge können für die Batterienennspannung der zugehörigen Schaltung konfiguriert werden. Dadurch können verschiedene Spannungen für verschiedene Schaltungen wie beispielsweise Signal- und Auslöseschaltungen verwendet werden.

Hinweis:
Die Opto-Eingangsschaltung kann ohne A/D-Schalttechnik als separate Platine eingesetzt werden, die zusätzliche Opto-Eingänge bereitstellen kann.

3.6.5.2 WANDLERPLATINE

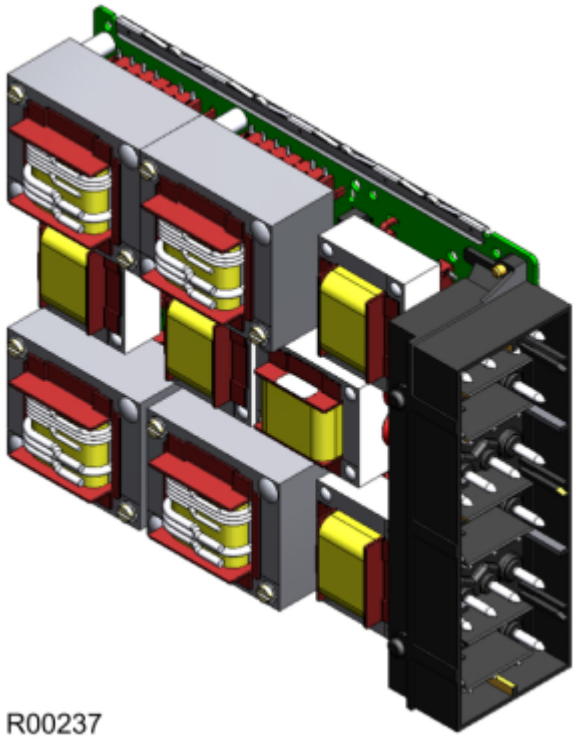


Abbildung 22: Wandlerplatine

In der Wandlerplatine sind die Strom- und Spannungswandler eingebaut. Diese reduzieren die von den Strom- und Spannungswandlern kommenden Strom- und Spannungsgrößen auf Größen, die von der elektronischen Schalttechnik des Geräts verwendet werden können. Außerdem sorgen die integrierten Strom- und Spannungswandler für elektrische Isolierung zwischen dem Gerät und dem Stromversorgungssystem.

Die Wandlerplatine ist physisch und elektrisch mit der Eingangsplatine verbunden. Beide Platinen bilden ein komplettes Eingangsmodul.

Informationen zu den Anschlussverbindungen sind den Schaltplänen zu entnehmen.

3.6.5.3 EINGANGSKARTE

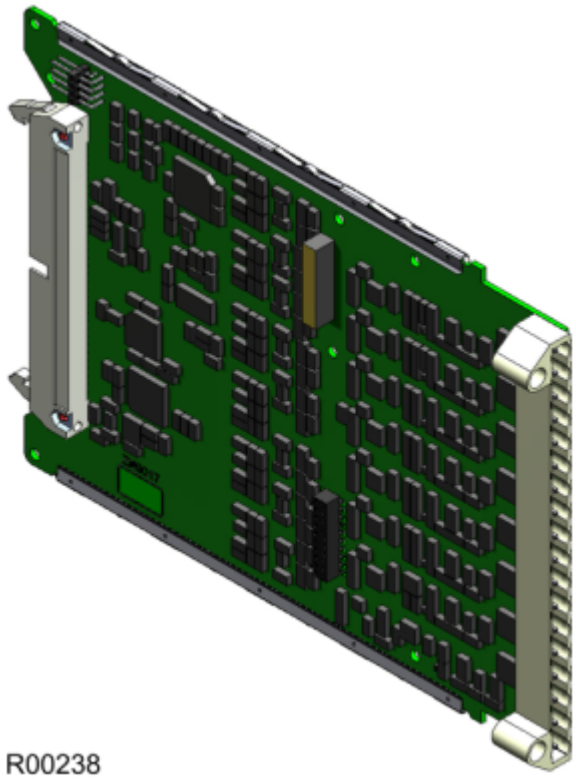


Abbildung 23: Eingangskarte

Die Eingangskarte wird verwendet, um die von den Strom- und Spannungswandlern kommenden analogen Signale in digitale Größen umzuwandeln, die vom Schutzgerät verwendet werden. Die Eingangskarte verfügt zudem über eine integrierte Opto-Eingangsschaltung mit acht optisch isolierten Digitaleingängen, Störschutzfilterung und Pufferung. Diese Opto-Eingänge sind für den Benutzer über einen Klemmenblock mit mittlerer Leistungsfähigkeit zugänglich, der sich in der Nähe des Klemmenblocks mit hoher Leistungsfähigkeit für Analogeingänge befindet.

Die Eingangskarte ist physisch und elektrisch mit der Wandlerkarte verbunden. Beide Karten bilden ein komplettes Eingangsmodul.

Es folgen die Anschlussnummern der Opto-Eingänge:

Anzahl Felder	Opto-Eingang
Anschluss 1	Opto 1 –ve
Anschluss 2	Opto 1 +ve
Anschluss 3	Opto 2 –ve
Anschluss 4	Opto 2 +ve
Anschluss 5	Opto 3 –ve
Anschluss 6	Opto 3 +ve
Anschluss 7	Opto 4 –ve
Anschluss 8	Opto 4 +ve
Anschluss 9	Opto 5 –ve

Anzahl Felder	Opto-Eingang
Anschluss 10	Opto 5 +ve
Anschluss 11	Opto 6 –ve
Anschluss 12	Opto 6 +ve
Anschluss 13	Opto 7 –ve
Anschluss 14	Opto 7 +ve
Anschluss 15	Opto 8 –ve
Anschluss 16	Opto 8 +ve
Anschluss 17	Allgemeine
Anschluss 18	Allgemeine

3.6.6 STANDARDMÄßIGE AUSGANGSRELAISKARTE

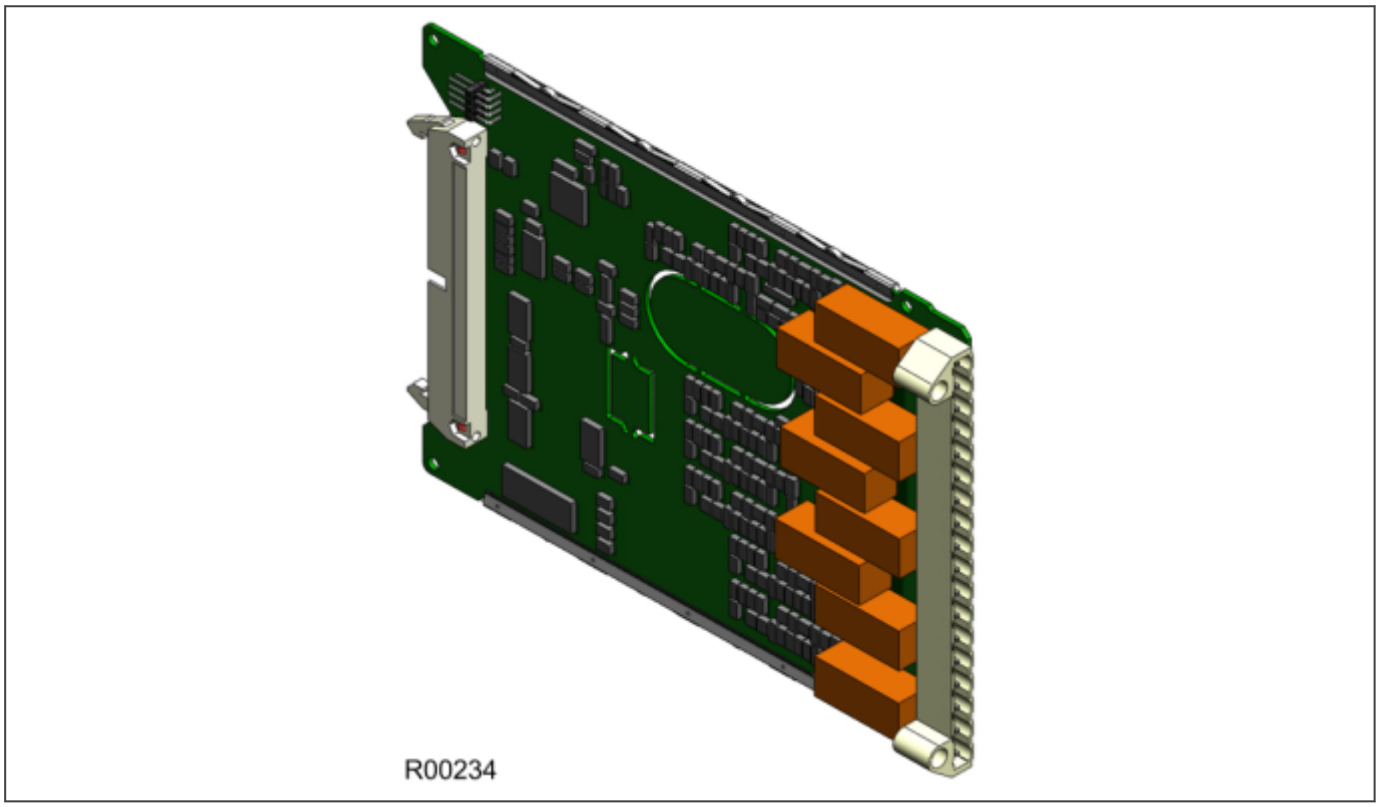


Abbildung 24: standardmäßige Relaisausgangskarte – acht Kontakte

Diese Ausgangsrelaiskarte hat acht Relais mit sechs Schließerkontakten und zwei Umschaltkontakten.

Die Ausgangsrelaiskarte wird zusammen mit der Stromversorgungskarte als komplette Baugruppe geliefert, oder als einzelne Karte zum Zweck der Relaisausgangserweiterung.

Die Karte hat zwei Ausschnitte. Diese können entfernt werden, um beim Koppeln der Ausgangsrelaisplatine mit der Stromversorgungsplatine das Hervorstehen von Stromversorgungskomponenten zu ermöglichen. Wenn die Ausgangsrelaiskarte unabhängig verwendet werden soll, müssen diese Ausschnitte intakt sein.

Es folgen die Anschlussnummern:

Anzahl Felder	Ausgangsrelais
Anschluss 1	Relais 1 Schließerkontakt
Anschluss 2	Relais 1 Schließerkontakt
Anschluss 3	Relais 2 Schließerkontakt
Anschluss 4	Relais 2 Schließerkontakt
Anschluss 5	Relais 3 Schließerkontakt
Anschluss 6	Relais 3 Schließerkontakt
Anschluss 7	Relais 4 Schließerkontakt
Anschluss 8	Relais 4 Schließerkontakt
Anschluss 9	Relais 5 Schließerkontakt
Anschluss 10	Relais 5 Schließerkontakt
Anschluss 11	Relais 6 Schließerkontakt
Anschluss 12	Relais 6 Schließerkontakt
Anschluss 13	Relais 7 Umschaltung
Anschluss 14	Relais 7 Umschaltung
Anschluss 15	Relais 7 gemeinsam
Anschluss 16	Relais 8 Umschaltung
Anschluss 17	Relais 8 Umschaltung
Anschluss 18	Relais 8 gemeinsam

3.6.7 AUSGANGSRELAISKARTE MIT HOHER SCHALTLEISTUNG

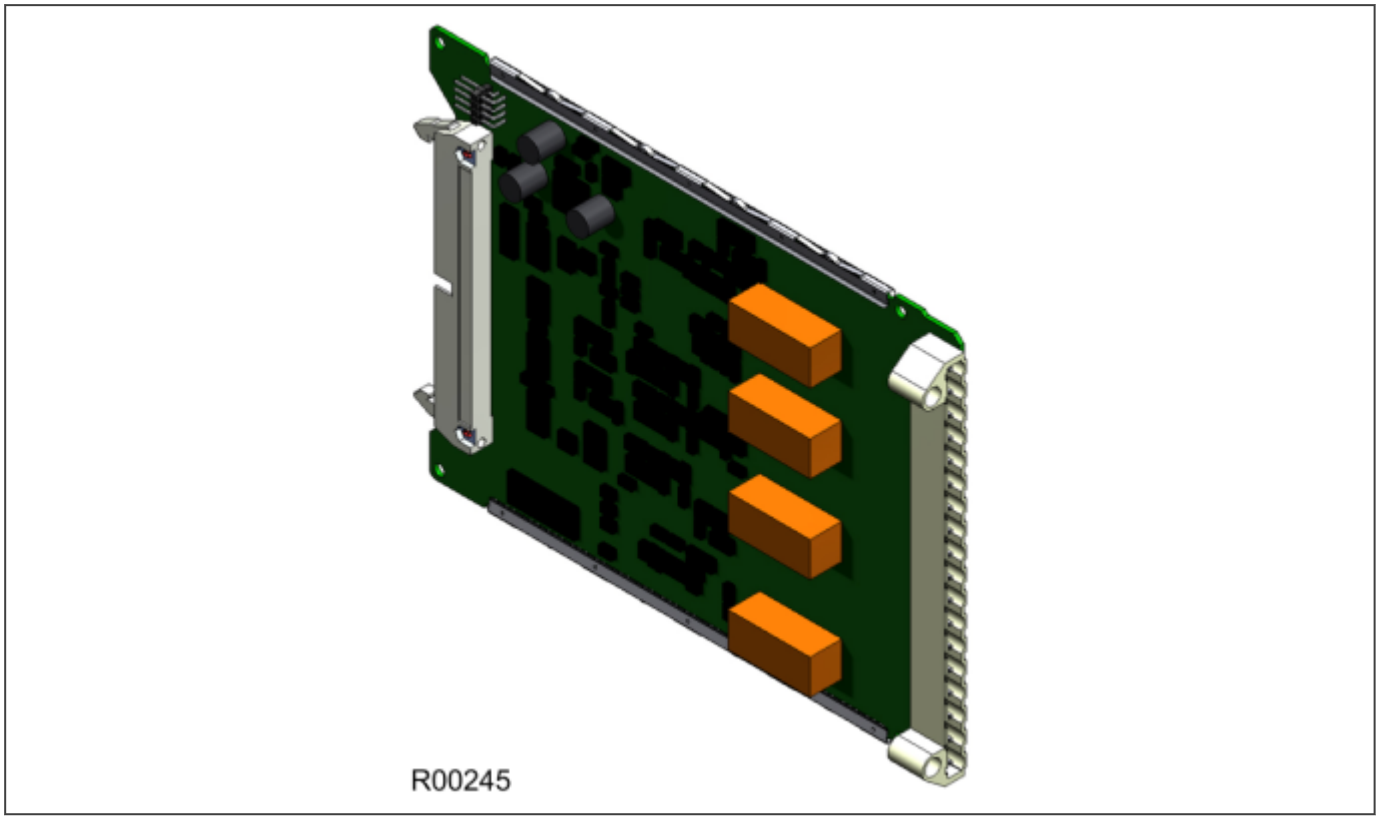


Abbildung 25: Relaisausgangskarte mit hoher Schaltleistung

Optional ist eine Ausgangsrelaiskarte mit hoher Schaltleistung erhältlich. Sie besteht aus vier Schließerausgangskontakten, die für hohe Schaltlasten geeignet sind.

Ein Kontakt mit hoher Schaltleistung besteht aus einem Relais mit hoher Schaltleistung und einem parallel geschalteten MOSFET. Der MOSFET ist mit einem Varistor ausgestattet, der Schutz bietet, wenn induktive Lasten abgeschaltet werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die im Induktor gespeicherte Energie eine hohe Rückwärtsspannung verursacht, die den MOSFET beschädigen kann, wenn kein Schutz vorhanden ist.

Nach Ansteuerung eines Ausgangskontakts durch einen Eingangssteuerbefehl wird das Minirelais zur gleichen Zeit wie der MOSFET betätigt. Der Minirelaiskontakt schließt in einer Nennzeit von 3,5 Millisekunden und dient zur Übertragung des kontinuierlichen Laststroms. Der MOSFET wird in weniger als 0,2 Millisekunden in Betrieb gesetzt, aber nach 7,5 Millisekunden abgeschaltet.

Nach Rücksetzung des Steuerungseingangs wird der MOSFET wieder für 7,5 Millisekunden eingeschaltet. Das Minirelais wird in einer Nennzeit von 3,5 Millisekunden vor dem MOSFET zurückgesetzt. Das bedeutet, dass der MOSFET verwendet wird, um die Last zu trennen. Der MOSFET absorbiert die Energie während der Trennung der induktiven Lasten und begrenzt so die resultierende Überspannung. Diese Kontaktanordnung ist nur zum Schalten von Gleichstromschaltungen vorgesehen.

Die Kartennummer lautet:

- ZN0042 001

Betätigung eines Kontakts mit hoher Schaltleistung

Die folgende Abbildung zeigt das Ablaufdiagramm für die Betätigung eines Kontakts mit hoher Schaltleistung.

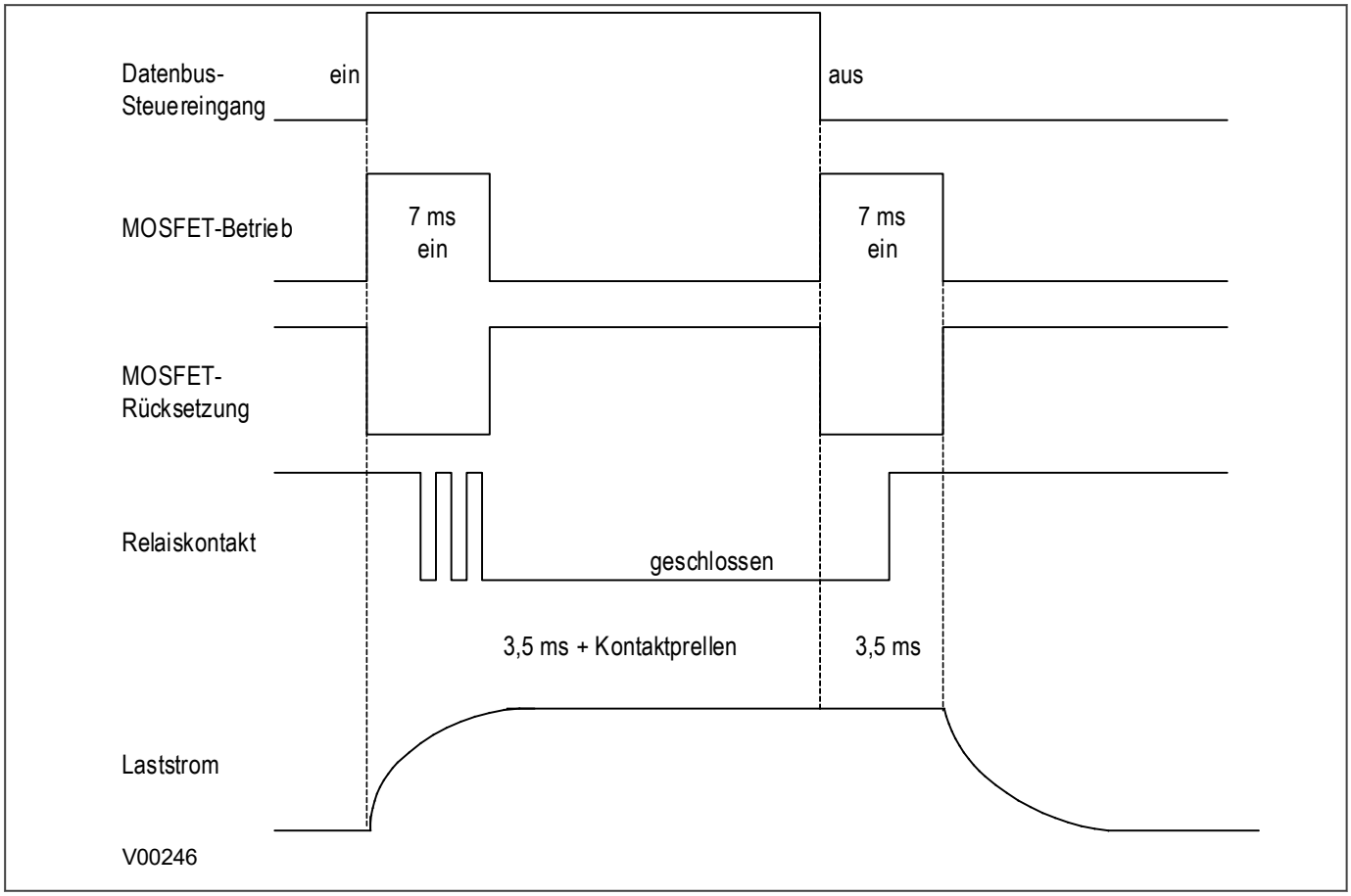


Abbildung 26: Betätigung eines Kontakts mit hoher Schaltleistung

Anwendungen für Kontakte mit hoher Schaltleistung

- Effiziente Schalttechnik

  In herkömmlichen festverdrahteten Schaltungen konnte eine hohe Schaltleistung nur mithilfe externer elektromagnetischer Auslöserelais erreicht werden. Stattdessen können diese internen Kontakte mit hoher Schaltleistung verwendet werden, um den Platzbedarf zu verringern.
- Zugänglichkeit der Hilfskontakte von Leistungsschaltern

  Die Hilfskontakte von Leistungsschaltern des Typs 52a (geschlossener Leistungsschalter) werden in der Regel verwendet, um beim Öffnen des Leistungsschalters den Strom der Auslösespule zu unterbrechen, wodurch die Belastung der Schutzkontakte verringert wird. In manchen Fällen (wie bei der Betätigung von Trennschaltern oder bei der Nachrüstung) kann es vorkommen, dass 52a-Kontakte entweder nicht verfügbar oder unzuverlässig sind. In solchen Fällen können Kontakte mit hoher Schaltleistung verwendet werden, um den Strom der Auslösespule zu unterbrechen.
- Schalterversager

  Im Falle eines ausgefallenen lokalen Leistungsschalters (Schalter klemmt) oder defekter Hilfskontakte (Kontakte klemmen), ist es nicht richtig, einen 52a-Kontakt zu verwenden. Die Schaltlast am lokalen Schalter geht dann auf die Relaisausgangskontakte über, die eventuell nicht für eine solche Last ausgelegt sind. In diesem Fall sollten Kontakte mit hoher Schaltleistung verwendet werden, um ein Durchbrennen der Relaiskontakte zu vermeiden.
- Auslösung des Fernschutzes

  Die Kontakte mit hoher Schaltleistung ermöglichen ein schnelleres Schliessen, woraus eine schnellere Auslösung resultiert. Außerdem ist eine schnelle Synchronisation des Fernschutzes von Vorteil. Durch schnelle Synchronisation wird die normale Kontaktbetriebszeit umgangen, sodass Freigabe-, Blockier- und Mitnahmeauslösungsbefehle schneller weitergeleitet werden können.

Warnung:
Diese Relaiskontakte sind POLARITÄTSEMPFINDLICH. Die externe Verdrahtung muss den im Plan für externe Anschlüsse aufgeführten Polaritätsanforderungen genügen, damit ein fehlerfreier Betrieb möglich ist.

3.6.8 IRIG-B-KARTE

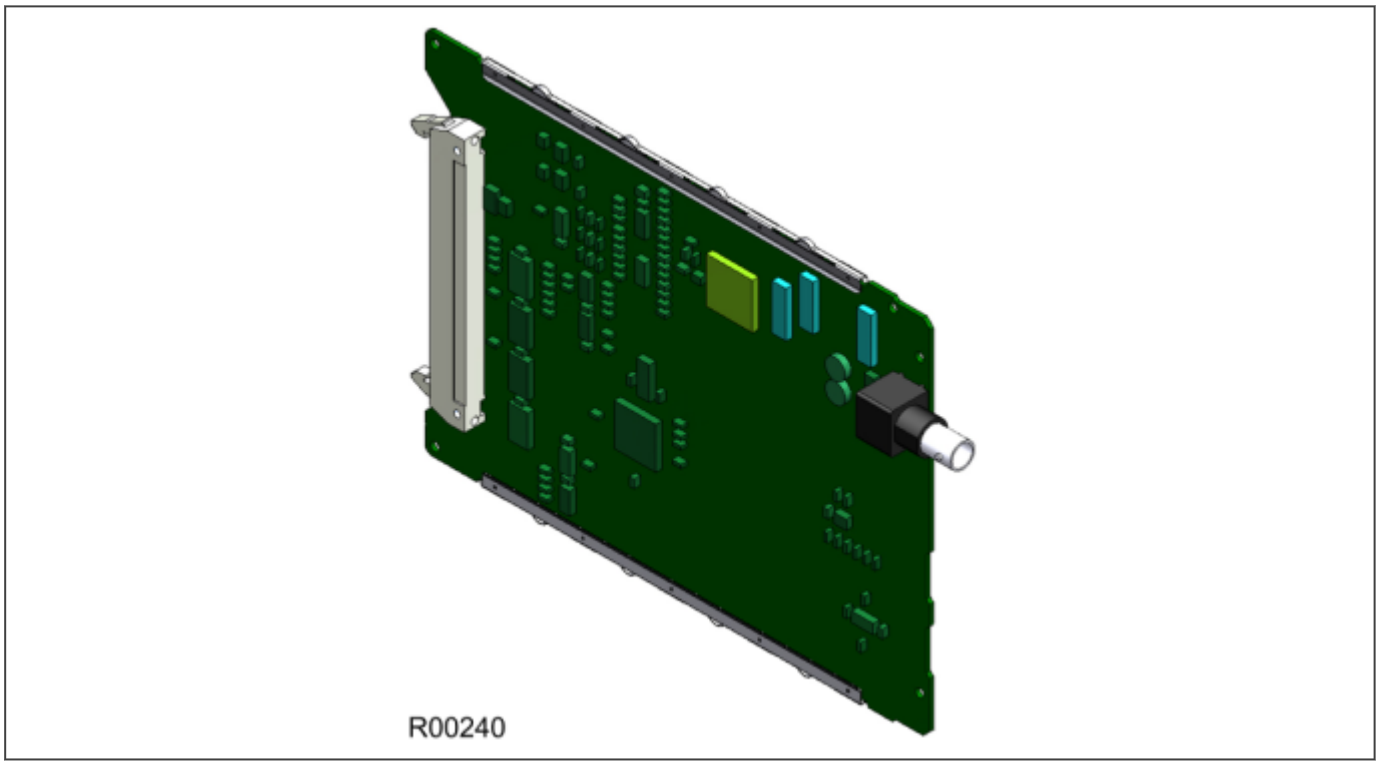


Abbildung 27: IRIG-B-Karte

Die IRIG-B-Karte kann angebracht werden, um für eine genaue Ablaufsteuerungsreferenz für das Gerät zu sorgen. Das IRIG-B-Signal wird über einen BNC-Stecker mit der Karte verbunden. Die Informationen zur Ablaufsteuerung werden verwendet, um die interne Echtzeituhr des Schutzgeräts mit einer Genauigkeit von einer Millisekunde zu synchronisieren. Die interne Uhr wird dann für Zeiterfassungsereignisse, Fehler-, Wartungs- und Störungsaufzeichnungen verwendet.

Die IRIG-B-Schnittstelle steht in moduliertem oder unmoduliertem Format zur Verfügung.

IRIG-B wird in Kombination mit anderen Funktionen verschiedener zusätzlicher Karten bereitgestellt, beispielsweise:

- Glasfaser-Karte mit IRIG-B
- zweite rückseitige Kommunikationskarte mit IRIG-B
- Ethernet-Karte mit IRIG-B
- Ethernetredundanz-Karte mit IRIG-B

Von jeder dieser Karten gibt es drei Typen: einer akzeptiert einen modulierten IRIG-B-Eingang, einer einen unmodulierten IRIG-B-Eingang und einer einen Universal-IRIG-B-Eingang. Der Bestellcode zeigt an, welche Variante unterstützt wird.

3.6.9 LWL-KARTE

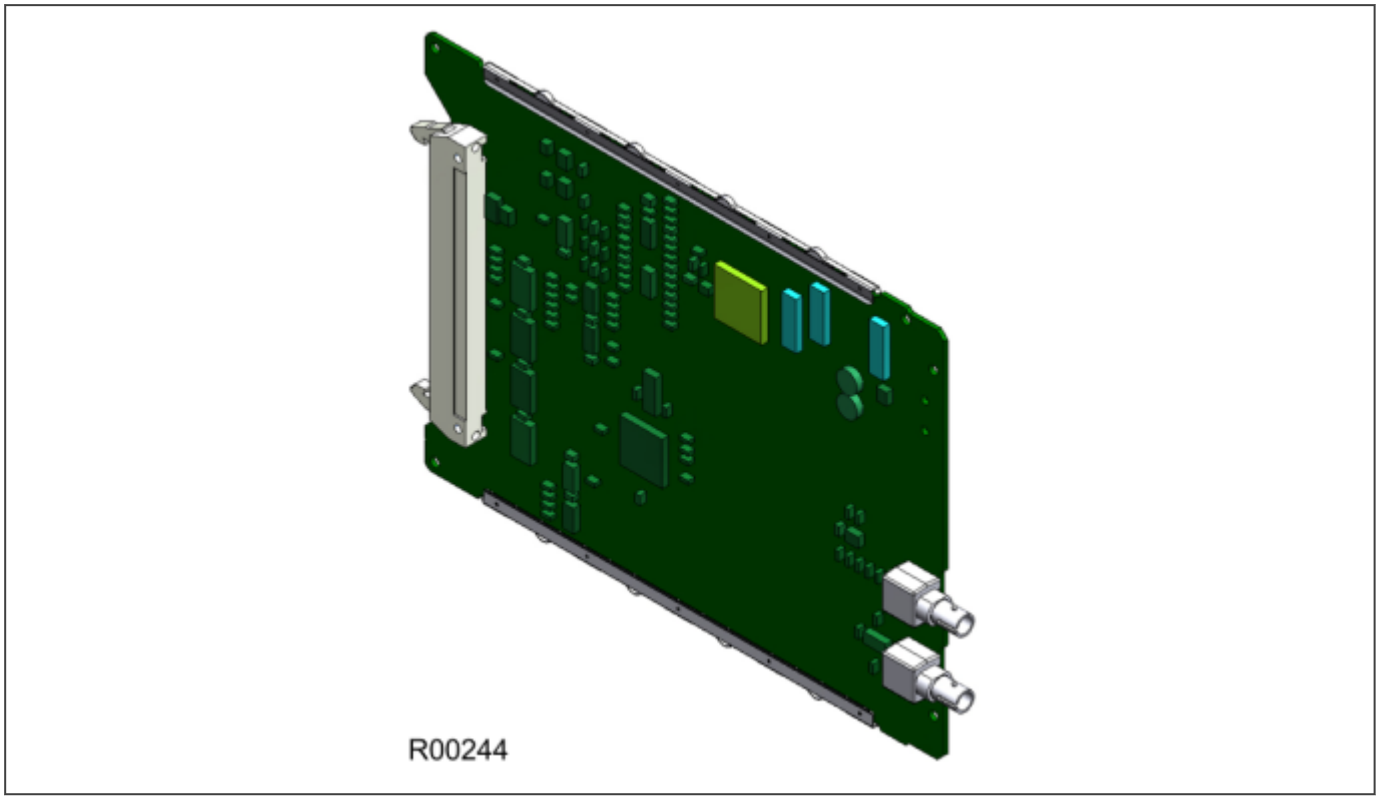


Abbildung 28: LWL-Karte

Diese Karte bietet eine Schnittstelle für die Kommunikation mit einer Master-Station. Diese Kommunikationsverbindung kann alle kompatiblen Protokolle (Courier, IEC 60870-5-103, MODBUS und DNP 3.0) verwenden. Es handelt sich um eine Glasfaseralternative zum metallischen RS485-Anschluss am Klemmenblock der Stromversorgung. Der metallische und der Glasfaseranschluss schließen sich gegenseitig aus.

Der Glasfaseranschluss verwendet BFOC 2.5 ST-Stecker.

Die Karte ist in zwei Varianten erhältlich: mit und ohne IRIG-B-Eingang.

3.6.10 RÜCKSEITIGE KOMMUNIKATIONSPLATINE

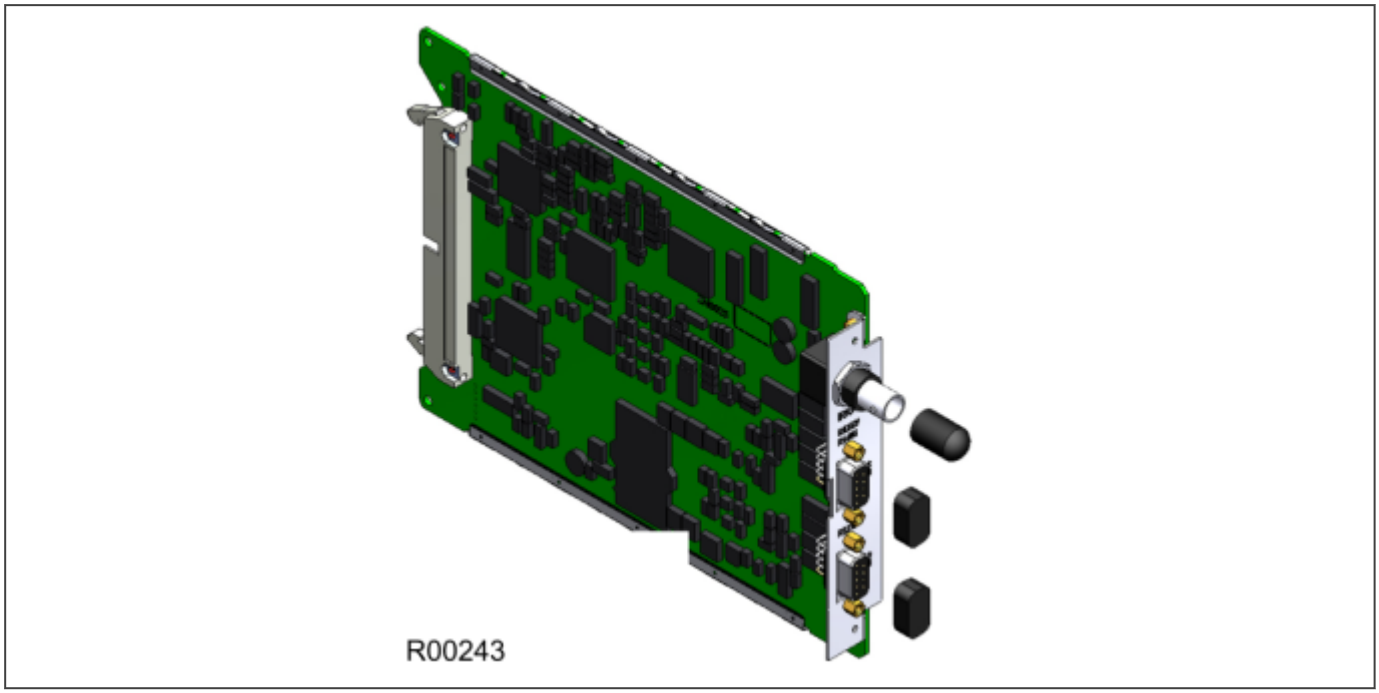
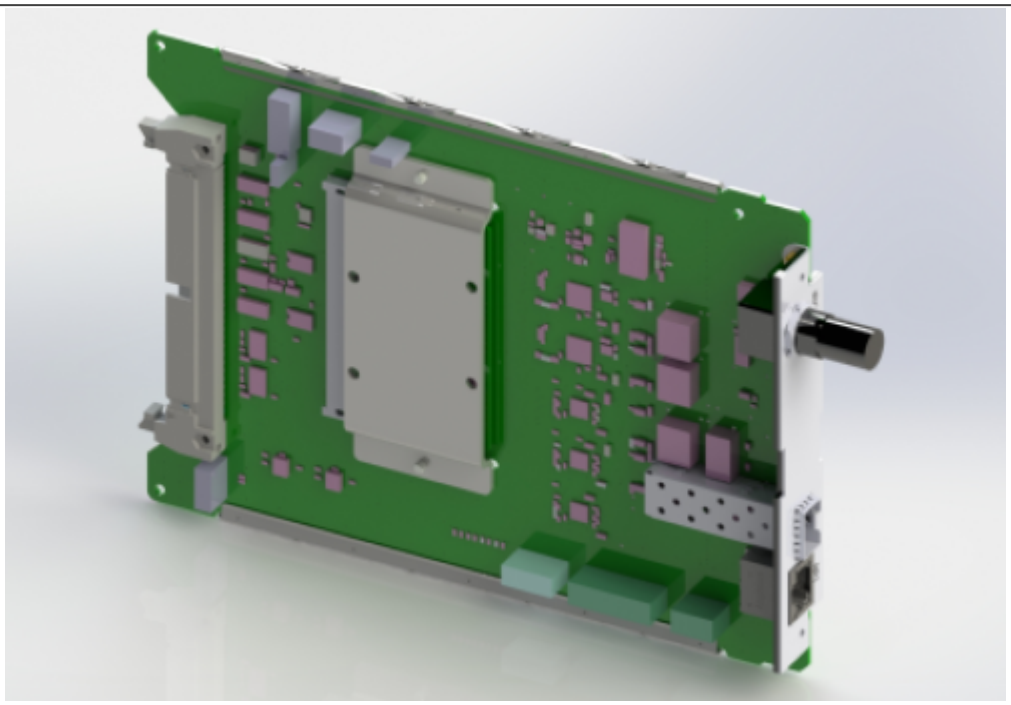


Abbildung 29: Rückseitige Kommunikationsplatine

Die optionale Kommunikationsplatine enthält die sekundären Kommunikationsanschlüsse und zwei seriellen Schnittstellen für 9-poligen Stecker des Typs D. Diese Schnittstellen werden als SK4 und SK5 bezeichnet. Beide Anschlüsse sind Buchsen, die aber als Anschlüsse für Datenendgeräte konfiguriert sind. Das bedeutet, das Kontakt 2 für die Übertragung von Informationen und Kontakt 3 für den Empfang verwendet wird.

SK4 kann in Verbindung mit RS232, RS485 und K-Bus verwendet werden. SK5 kann nur in Verbindung mit RS232 verwendet werden und dient dem elektrischen Fernschutz. Die optionale rückseitige Kommunikationsplatine und die IRIG-B-Platine schließen sich gegenseitig aus, da sie denselben Hardwaresteckplatz verwenden. Die Platine ist jedoch in zwei Varianten erhältlich: mit und ohne IRIG-B-Eingang.

3.6.11 EINZELNE ETHERNET-KARTE



ZN0098001

V80016

Abbildung 30: Ethernet-Karte

Diese Karte bietet einen optionalen LC-Duplex-Ethernet-Anschluss (NP2A) mit 100 Mbit/s für Stationsbuskommunikation, eine Universal-IRIG-B-Schnittstelle für Zeitsynchronisierung und eine separate RJ45-Ethernet-Wartungs-/Serviceschnittstelle (NP1) mit 10/100 Mbit/s für Überwachungs- und Konfigurationszwecke.

Es folgen Einzelheiten zum Ethernet und anderen Verbindungen:

RJ45-Steckverbinder (nur NP1)

Stift	Signalname	Signaldefinition
1	TXP	Senden (positiv)
2	TXN	Senden (negativ)
3	RXP	Empfangen (positiv)
4	-	Ohne Funktion
5	-	Ohne Funktion
6	RXN	Empfangen (negativ)
7	-	Ohne Funktion
8	-	Ohne Funktion

UNIVERSAL-IRIG-B-Anschluss

- Mittelanschluss: Signal
- Außenanschluss: Erde

LC-LWL-Steckverbinder (nur NP2A)

Steckverbinder	SFP
L1	TX
L2	RX

3.6.12 ETHERNETREDUNDANZ-KARTE

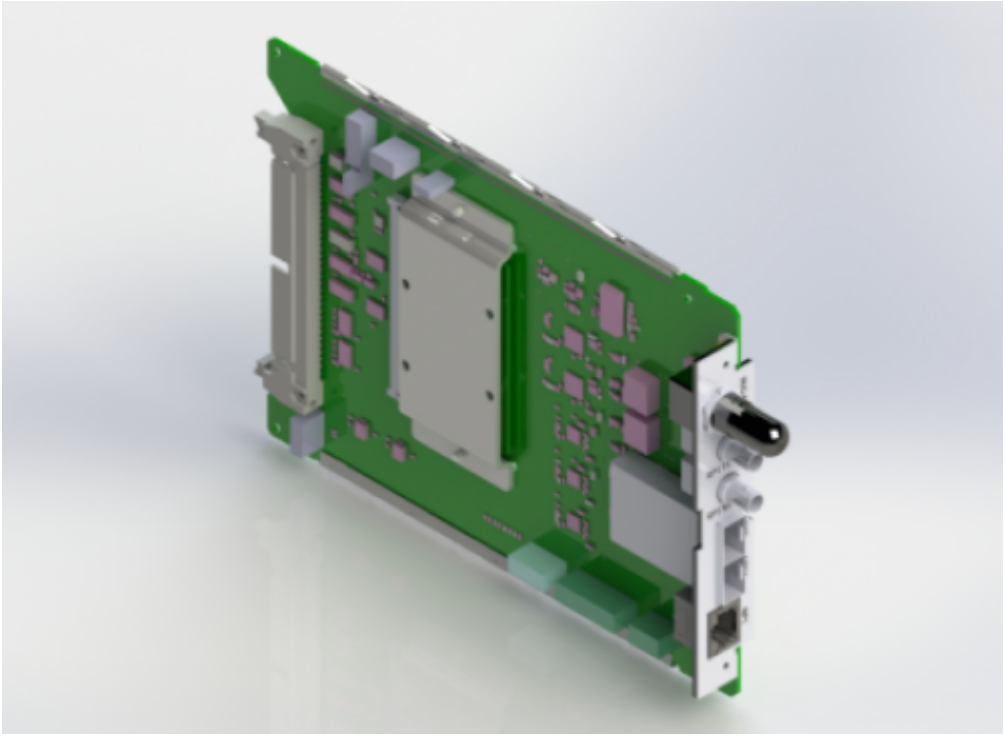


Abbildung 31: Ethernetredundanz-Karte

Diese Karte bietet zweifach redundantes Ethernet (NP2A und NP2B) für Stationsbuskommunikation. Eine Universal-IRIG-B-Schnittstelle für Zeitsynchronisierung und eine separate Ethernet-Schnittstelle (NP1) für Überwachung von zwei Varianten. Eine neue Variante bietet auch Unterstützung serieller Protokolle für Lichtleitertechnik (RP1).

Folgende Redundanzprotokolle stehen zur Verfügung:

- RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol)
- PRP (Parallel Redundancy Protocol)
- HSR (High-availability Seamless Redundancy)
- Ausfallsicherung (Failover)

Für diese Karte gibt es mehrere Varianten:

Zwei redundante LC-Duplex-Ethernet-Anschlüsse, 100 Mbit/s, mit RSTP, PRP, HSR, Failover, einem ST-Glasfaseranschluss für Kommunikation mittels seriellem Protokoll mit integriertem Universal-IRIG-B und ein RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss, 10/100 Mbit/s.

Zwei redundante RJ45-Duplex-Ethernet-Anschlüsse, 10/100 Mbit/s, mit RSTP, PRP, HSR, Failover, mit integriertem Universal-IRIG-B und ein RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss, 10/100 Mbit/s.

Zwei redundante LC-Duplex-Ethernet-Anschlüsse, 100 Mbit/s, mit RSTP, PRP, HSR, Failover, mit integriertem Universal-IRIG-B und ein RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss, 10/100 Mbit/s.

Es folgen Einzelheiten zum Ethernet und anderen Verbindungen:

UNIVERSAL-IRIG-B-Anschluss

- Mittelanschluss: Signal
- Außenanschluss: Erde

LC-LWL-Steckverbinder (nur für NP2A oder NP2B bei Bestellung von Glasfaseranschlüssen an Stationsbusanschlüssen)

Steckverbinder	SFP
L1	TX
L2	RX

ST-LWL-Steckverbinder (nur für serielle RP1-Kommunikation)

Steckverbinder	Kommunikation
RP1	TX
RP2	RX

RJ45-Steckverbinder (nur NP1 oder NP2A/NP2B bei Bestellung von Glasfaseranschlüssen an Stationsbusanschlüssen)

Stift	Signalname	Signaldefinition
1	TXP	Senden (positiv)
2	TXN	Senden (negativ)
3	RXP	Empfangen (positiv)
4	-	Ohne Funktion
5	-	Ohne Funktion

Stift	Signalname	Signaldefinition
6	RXN	Empfangen (negativ)
7	-	Ohne Funktion
8	-	Ohne Funktion

3.6.13 KOPROZESSORKARTE

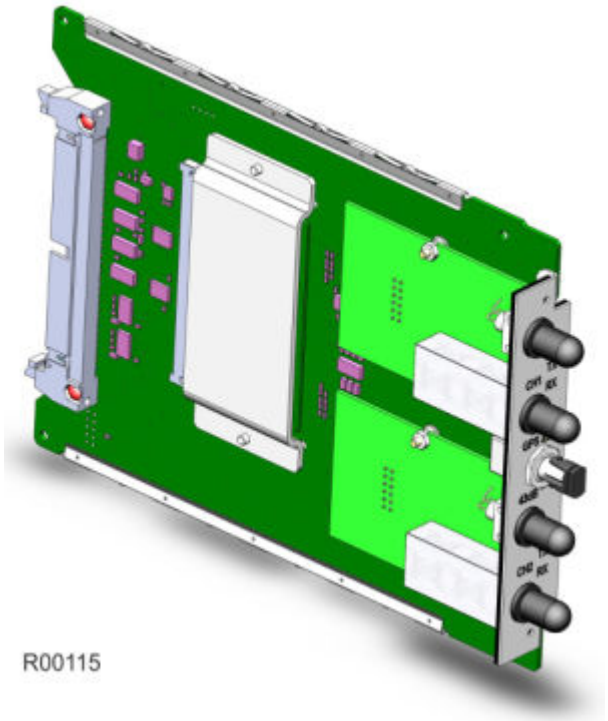


Abbildung 32: Voll bestückte Koprozessorkarte

Hinweis:
Die obige Abbildung, die einen Koprozessor mit einem GPS-Eingang und zwei seriellen Glasfaser-Datenschnittstellen zeigt, ist für das im vorliegenden Handbuch beschriebene Gerät und Modell nicht unbedingt repräsentativ. Diese Schnittstellen sind nicht auf Karten vorhanden, die solche Schnittstellen nicht benötigen.

Je nach Anwendung wird eine zweite Prozessorkarte verwendet, um die gerätespezifischen Algorithmen zu verarbeiten. Diese zweite Prozessorkarte verfügt über einen DRAM, der sowohl für das Programm als auch die Datenspeicherung vorgesehen ist. Auf diesen Speicher kann die Hauptprozessorkarte über den Parallelbus zugreifen. Das Abbild der Koprozessorfirmware wird lokal im Flash-Speicher gespeichert, und die Firmware wird dann bei der Einschaltung direkt vom Flash-Speicher in den DRAM des Koprozessors übertragen. Die weitere Kommunikation zwischen den beiden Prozessorkarten findet über Verarbeitungsunterbrechungen und den gemeinsam genutzten DRAM statt. Der serielle Bus, welcher die Abtastdaten überträgt, ist ebenfalls über den integrierten seriellen Anschluss (wie bei der Hauptprozessorkarte) mit der Koprozessorplatine verbunden. Es gibt verschiedene Varianten dieser Karte, die entsprechend dem Gerät und Modell gewählt werden können. Die Varianten sind:

Es gibt verschiedene Varianten dieser Karte, die entsprechend dem Gerät und Modell gewählt werden können. Die Varianten sind:

- Koprozessorkarte mit Stromdifferentialeingängen und GPS-Eingang
- Koprozessorkarte nur mit Stromdifferentialeingängen
- Koprozessorkarte nur mit GPS-Eingang

3.6.13.1 STROMDIFFERENTIALEINGÄNGE

Die Koprozessorplatine kann je nach Anwendung mit bis zu zwei Tochterplatinen ausgestattet sein, von denen jede eine Glasfaserschnittstelle für eine serielle Datenverbindung besitzt. Für diesen Zweck werden BFOC 2.5 ST-Steckverbinder verwendet. Einer oder zwei Kanäle sind verfügbar, jeder Kanal besteht aus einem Glasfaserpaar für die Übertragung und den Empfang (Rx Tx). Diese Kanäle sind mit Kan1 und Kan2 bezeichnet. Diese seriellen Datenverbindungen werden verwendet, um Informationen zwischen zwei oder drei Schutzgeräten für Stromdifferentialanwendungen zu übertragen.

3.6.13.2 KOPROZESSORKARTE MIT 1PPS-EINGANG

Bei manchen Anwendungen, in denen die Kommunikationsverbindungen zwischen zwei entfernten Geräten von einem dritten Telekommunikationspartner bereitgestellt werden, können die Sende- und Empfangswege eines Kanals bedeutende Unterschiede in der Länge aufweisen, woraus sehr unterschiedliche Sende- und Empfangszeiten resultieren.

Wenn das Gerät A beispielsweise Informationen zum gemessenen Strom an das Gerät B übermittelt, können die Informationen, die das Gerät A vom Gerät B über den zur gleichen Zeit gemessenen Strom erhält, das Gerät B zu einem anderen Zeitpunkt erreichen. Dies muss kompensiert werden. Ein 1-pps-GPS-Zeitsignal, das auf beide Geräte angewandt wird, hilft den Schutzgeräten, dies zu erreichen, da es möglich ist, die genaue Zeit für die Sende- und Empfangswege zu messen.

Hinweis:
Das 1-PPS-Signal wird immer durch einen GPS-Empfänger (wie beispielsweise RT430) bereitgestellt.

Hinweis:
Dieses Signal wird verwendet, um den Abtastprozess und die Ablaufsteuerungsberechnungen zu steuern. Es wird nicht für die Zeitstempelung oder die Synchronisierung in Echtzeit verwendet.

KAPITEL 4

SOFTWAREENTWURF

4.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel wird der Softwareentwurf des Schutzgeräts beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 66
Softwareentwurfsübersicht 67
Systemsoftware 68
Plattformsoftware 71
Schutz- und Steuerfunktionen 72

4.2 SOFTWAREENTWURFSÜBERSICHT

Das Gerät kann konzeptionell nach mehreren Elementen kategorisiert werden:

- die Systemsoftware
- die Plattformsoftware
- die Schutz- und Steuerungssoftware

Diese Elemente sind für den Benutzer nicht unterscheidbar, und die Unterscheidung wird lediglich zum Zweck der Erklärung gemacht. Die folgende Abbildung zeigt die Softwarearchitektur.

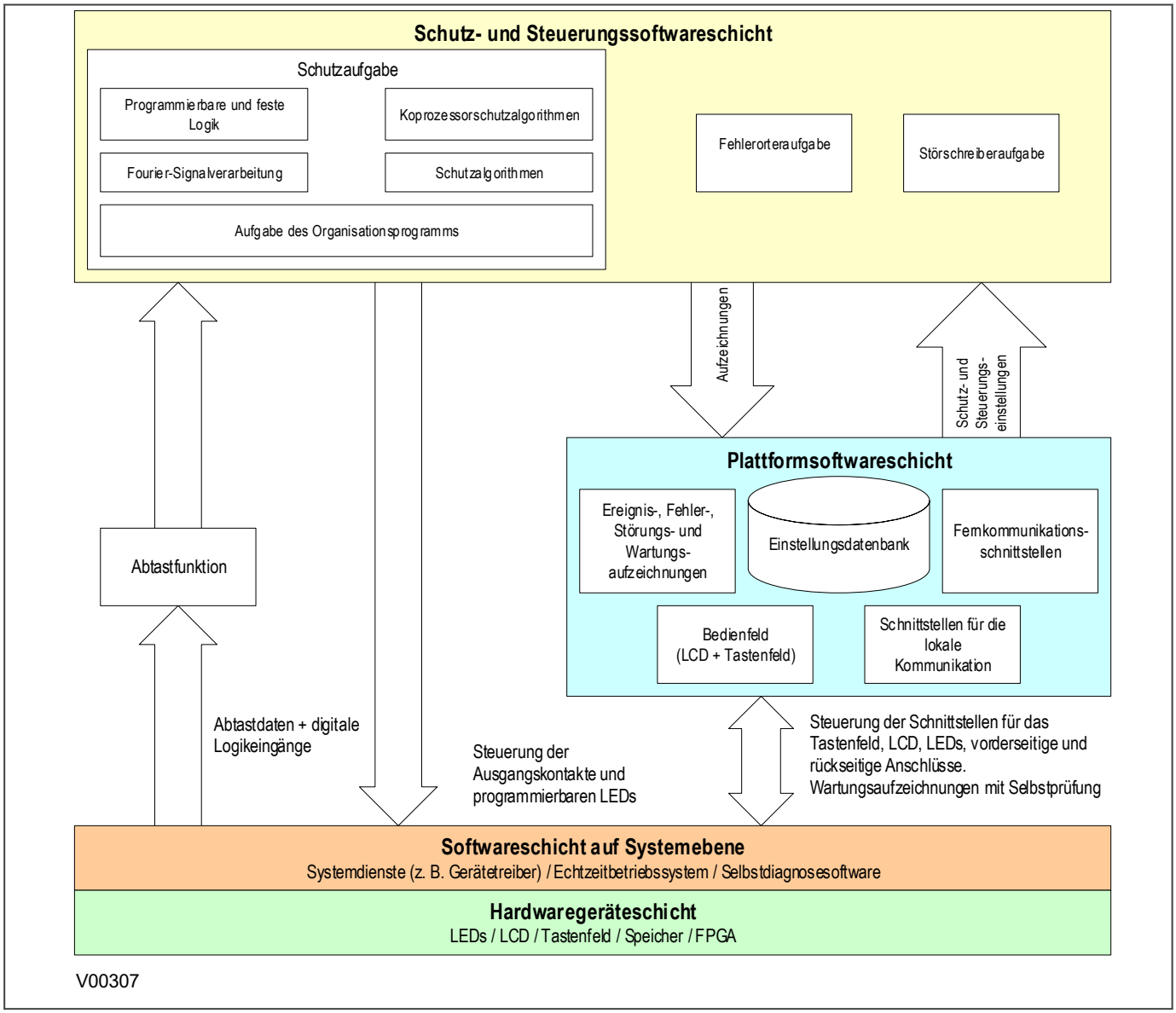


Abbildung 33: Softwarearchitektur

Die Software, die auf dem Hauptprozessor ausgeführt wird, kann in eine Reihe von Funktionen aufgeteilt werden, wie oben veranschaulicht. Jede Funktion ist weiter in eine Reihe von separaten Aufgaben unterteilt. Diese Aufgaben werden dann in Übereinstimmung mit einem Zeitplangeber ausgeführt, entweder mit einer festen Rate oder ereignisgesteuert. Bei Bedarf kommunizieren die Aufgaben miteinander.

4.3 SYSTEMSOFTWARE

4.3.1 ECHTZEIT-BETRIEBSSYSTEM

Das Echtzeit-Betriebssystem wird verwendet, um die Verarbeitung der verschiedenen Aufgaben zu planen. So wird sichergestellt, dass die Prozesse in der verfügbaren Zeit und in der gewünschten Reihenfolge der Priorität verarbeitet werden. Aufgrund der Verwendung von Betriebssystemmeldungen spielt das Betriebssystem auch eine Rolle in der Steuerung der Kommunikation zwischen den Softwareaufgaben.

4.3.2 SYSTEMDIENSTSOFTWARE

Die Systemdienstsoftware sorgt für die Bereitstellung einer Ebene zwischen der Hardware und den höheren Funktionen der Plattformsoftware und der Schutz- und Steuerungssoftware. Die Systemdienstsoftware stellt beispielsweise Treiber für die LCD-Anzeige, das Tastenfeld und die Fernkommunikationsanschlüsse bereit. Sie steuert auch Vorgänge wie beispielsweise das Starten des Prozessors und das Herunterladen des Prozessorcodes in den DRAM beim Startvorgang.

4.3.3 SELBSTDIAGNOSESOFTWARE

Das Gerät verfügt über mehrere Selbstdiagnosefunktionen zur Überwachung seiner Hardware und Software während des Betriebs. Wenn ein Problem mit der Hardware oder Software vorliegt, ist das Schutzgerät normalerweise in der Lage, das Problem zu erkennen und zu melden. In solch einem Fall versucht das Gerät, das Problem zu beheben, indem es einen Neustart durchführt. Während dies geschieht, ist das Gerät für kurze Zeit außer Betrieb, die LED „Störungsfrei“ an der Vorderseite des Geräts ist ERLOSCHEN und der Überwachungskontakt an der Rückseite ist GESCHLOSSEN. Kann das Problem nicht durch den Neustart behoben werden, setzt sich das Gerät selbst dauerhaft außer Betrieb. Wenn dies geschieht, bleibt die LED „Störungsfrei“ ERLOSCHEN und der Überwachungskontakt bleibt GESCHLOSSEN.

Wenn die Selbstüberwachungsfunktionen ein Problem erkennen, versucht das Gerät, eine Wartungsaufzeichnung zu speichern, damit der Benutzer über die Art des Problems informiert werden kann.

Die Selbstüberwachung wird in zwei Stufen durchgeführt: Zunächst wird während des Systemstarts eine gründliche Diagnose durchgeführt. Anschließend folgt eine kontinuierliche Selbstprüfung, bei der kritische Funktionen während des Betriebs geprüft werden.

4.3.4 SELBSTPRÜFUNG BEIM HOCHFAHREN

Es dauert einige Sekunden, bis die Selbstprüfung abgeschlossen ist. Während dieser Zeit sind die Mess-, Aufzeichnungs-, Steuer- und Schutzfunktionen des Schutzgeräts nicht verfügbar. Nach erfolgreicher Einschaltung und Selbstprüfung wird die Zustands-LED „Funktionstüchtig“ vorn am Gerät eingeschaltet. Wenn während der Einschaltprüfung ein Fehler entdeckt wird, bleibt das Gerät so lange außer Betrieb, bis es manuell wieder betriebsbereit gemacht wird.

Während der Einschaltung werden folgende Vorgänge ausgeführt:

1. Systemstart
2. Initialisierung der Systemsoftware
3. Initialisierung und Überwachung der Plattformsoftware

4.3.4.1 SYSTEMSTART

Die Unversehrtheit des Flash-Speichers wird mithilfe einer Prüfsumme geprüft, bevor der Programmcode und gespeicherte Daten in den DRAM geladen werden, damit die Ausführung durch den Prozessor erfolgen kann. Wenn das Laden beendet ist, werden die im DRAM gehaltenen Daten mit den im Flash-Speicher gehaltenen Daten verglichen, um sicherzustellen, dass bei der Datenübertragung keine Fehler aufgetreten sind und die Daten übereinstimmen. Dann wird der Eingangspunkt des Softwarecodes im DRAM aufgerufen. Dies ist der Initialisierungscode des Schutzgeräts.

4.3.4.2 INITIALISIERUNG DER SYSTEMSOFTWARE

Der Initialisierungsprozess initialisiert die Prozessorregister und Unterbrechungen, startet die Überwachungszeitgeber (die von der Hardware verwendet werden, um festzustellen, ob die Software noch ausgeführt wird), startet das Echtzeit-Betriebssystem und erstellt und startet die Überwachungsaufgabe. Während des Initialisierungsprozesses prüft das Gerät Folgendes:

- Der Status des Superkondensators zur Wartung der Echtzeituhr
- die Funktion der LCD-Steuereinheit
- die Überwachungsfunktion

Nach der Softwareinitialisierung beginnt die Überwachungsfunktion mit dem Startvorgang für die Plattformsoftware. Auch werden wie folgt Prüfungen der Koprozessorkarte durchgeführt:

- Es wird eine Prüfung auf Vorhandensein der Koprozessorkarte durchgeführt.
- Der DRAM der Koprozessorkarte wird geprüft

Wenn eine dieser Prüfungen einen Fehler verursacht, bleibt die Koprozessorkarte inaktiv. Die anderen von der Hauptprozessorplatine bereitgestellten Schutzfunktionen bleiben in Betrieb.

4.3.4.3 PLATTFORMSOFTWAREINITIALISIERUNG UND ÜBERWACHUNG

Bei der Initialisierung der Plattformsoftware prüft das Schutzgerät Folgendes:

- die Unversehrtheit der im nichtflüchtigen Speicher gehaltenen Daten (mithilfe einer Prüfsumme)
- die Funktion der Echtzeituhr
- die optionale IRIG-B-Funktion (falls zutreffend)
- das Vorhandensein und den Zustand der Eingangsplatine
- das Analogdatenerfassungssystem (durch Abtasten der Bezugsspannung)

Nach erfolgreicher Durchführung dieser Prüfungen wird das Gerät in Betrieb gesetzt und die Anwendungssoftware initialisiert.

4.3.5 KONTINUIERLICHE SELBSTPRÜFUNG

Wenn das Schutzgerät in Betrieb ist, wird die Funktion der kritischen Hardware- und Softwarekomponenten kontinuierlich überprüft. Die Prüfung wird von der Systemdienstsoftware ausgeführt, und die Ergebnisse werden der Plattformsoftware gemeldet. Folgende Funktionen werden überprüft:

- Der Flash-Speicher mit sämtlichem Programmcode und Sprachtext wird mittels einer Prüfsumme verifiziert.
- Der Code und die konstanten Daten im SRAM-Speicher werden mit den entsprechenden Daten im Flash-Speicher auf Datenbeschädigung gegengeprüft.
- Der Systemspeicher mit sämtlichen anderen Daten außer Code und konstanten Daten wird mittels einer Prüfsumme verifiziert.
- Die Unversehrtheit der von den Opto-Eingängen und Ausgangsrelaisspulen kommenden digitalen E/A-Signaldaten wird von der Datenerfassungsfunktion überprüft, wenn diese ausgeführt wird.
- Die Funktion des Analogdatenerfassungssystems wird kontinuierlich von der Erfassungsfunktion überprüft, wenn diese ausgeführt wird. Dies geschieht durch Abtasten der Bezugsspannungen.
- Die Funktion der optionalen Ethernet-Karte wird von der Software auf der Hauptprozessorkarte überprüft. Wenn die Ethernet-Karte nicht reagiert, wird eine Warnung ausgegeben, und die Karte wird zurückgesetzt, womit versucht wird, das Problem zu lösen.
- Die Funktion der optionalen IRIG-B-Funktion wird von der Software überprüft, die Datum und Uhrzeit aus der Karte liest.

Falls bei einer der Prüfungen ein Fehler in einem der Untersysteme des Geräts erkannt wird, wird die Plattformsoftware benachrichtigt, die dann versucht, eine Wartungsaufzeichnung zu protokollieren.

Falls das Problem mit der IRIG-B-Karte zusammenhängt, setzt das Gerät den Betrieb fort. Bei Problemen, die in einem anderen Bereich erkannt werden, leitet das Gerät eine Abschaltung und einen Neustart ein, was zu Nichtverfügbarkeit der Funktionen von bis zu zehn Sekunden führt.

Ein Neustart sollte die meisten Probleme, die auftreten können, beseitigen. Wenn die diagnostische Selbstprüfung erneut das Problem entdeckt, das den Neustart des Schutzgeräts verursacht hat, ist klar, dass das Problem nicht durch den Neustart behoben wurde, und das Gerät setzt sich selbst dauerhaft außer Betrieb. Dies wird durch die Zustands-LED an der Vorderseite des Geräts angezeigt, die ausgeschaltet wird, während der Überwachungskontakt eingeschaltet wird.

4.4 PLATTFORMSOFTWARE

Die Plattformsoftware hat drei Hauptfunktionen:

- Steuerung der Protokollierung von Datensätzen, die von der Schutzsoftware generiert werden, darunter Warnungen, Ereignisse, Fehler, und Wartungsaufzeichnungen.
- Speicherung und Verwaltung einer Datenbank aller Einstellungen im nichtflüchtigen Speicher.
- Bereitstellung der internen Schnittstelle zwischen der Einstellungsdatenbank und den Benutzerschnittstellen und den vorder- und rückseitigen Kommunikationsanschlüssen.

4.4.1 PROTOKOLLIERUNG VON AUFZEICHNUNGEN

Die Protokollierfunktion dient zum Speichern sämtlicher Warnungen, Ereignisse, Fehler und Wartungsaufzeichnungen. Die Aufzeichnungen werden im nichtflüchtigen Speicher gespeichert, um ein Ereignisprotokoll bereitzustellen. Das Schutzgerät verwaltet vier Arten von Protokollen nach dem FIFO-Prinzip. Diese sind:

- Warnungen
- Ereignisaufzeichnungen
- Fehleraufzeichnungen
- Wartungsaufzeichnungen

Die Protokolle werden so verwaltet, dass die älteste Aufzeichnung durch die neueste Aufzeichnung überschrieben wird. Die Protokollierfunktion kann von der Schutzsoftware initiiert werden. Die Plattformsoftware ist für die Protokollierung einer Wartungsaufzeichnung im Falle eines Schutzgeräteausfalls verantwortlich. Dies schließt Fehler ein, die von der Plattformsoftware selbst erkannt wurden, oder Fehler, die entweder von den Systemdiensten oder der Schutzsoftwarefunktion erkannt wurden. Weitere Informationen zur Protokollierung von Aufzeichnungen sind im Kapitel „Überwachung und Steuerung“ zu finden.

4.4.2 EINSTELLUNGSDATENBANK

Die Einstellungsdatenbank enthält alle Einstellungen und Daten, die im nichtflüchtigen Speicher gespeichert sind. Die Plattformsoftware verwaltet die Einstellungsdatenbank und stellt sicher, dass die Einstellungen nur über je eine Benutzerschnittstelle geändert werden können. Diese Beschränkung ist notwendig, um einen Konflikt zwischen verschiedenen Teilen der Software während der Änderung einer Einstellung zu vermeiden. Änderungen an den Schutzeinstellungen und Störschreibereinstellungen werden zunächst in einen temporären DRAM-Speicher geschrieben. Dieser Speicher wird zuweilen auch als Zwischenspeicher bezeichnet. Diese Einstellungen werden nicht sofort in den nichtflüchtigen Speicher geschrieben. Das hat den Grund, dass ein Stapel solcher Änderungen nicht nach und nach, sondern als Teil einer kompletten Schaltung aktiviert werden soll. Sobald die komplette Schaltung im DRAM gespeichert ist, kann der Stapel der Einstellungen in den nichtflüchtigen Speicher übertragen werden, wo die Einstellungen wirksam werden.

4.4.3 SCHNITTSTELLEN

Auf die Einstellungs- und Messwertdatenbank muss über alle Schnittstellen zugegriffen werden können, damit Lese- und Änderungsvorgänge möglich sind. Die Plattformsoftware präsentiert die Daten in einem angemessenen Format für jede der Schnittstellen (LCD-Anzeige, Tastenfeld und alle Kommunikationsschnittstellen).

4.5 SCHUTZ- UND STEUERFUNKTIONEN

Die Schutz- und Steuerungssoftware verarbeitet alle Schutzelemente und Messfunktionen. Zu diesem Zweck muss sie mit der Systemdienstsoftware und der Plattformsoftware kommunizieren und auch ihre eigenen Vorgänge organisieren.

Die Schutzaufgabensoftware hat die höchste Priorität für die Verarbeitung aller Schutzaufgaben in der Hauptplatine. Dadurch wird schnellstmöglich für eine Schutzreaktion gesorgt.

Die Schutz- und Steuerungssoftware stellt eine Überwachungsaufgabe bereit, welche die Initialisierung der Aufgabe und den Nachrichtenaustausch zwischen der Aufgabe und der Plattformsoftware steuert.

4.5.1 ERFASSUNG VON ABTASTWERTEN

Nach der Initialisierung wartet die Schutz- und Steuerungsaufgabe, bis genügend Abtastwerte für die Verarbeitung vorhanden sind. Die Erfassung der Abtastwerte auf der Hauptplatine wird durch eine Abtastfunktion gesteuert, die von der Systemdienstsoftware aufgerufen wird.

Diese Abtastfunktion erfasst Abtastwerte des Eingangsmoduls und speichert sie in einem Zwei-Zyklus-FIFO-Puffer. Diese Abtastwerte werden auch gleichzeitig vom Koprozessor gespeichert. Die Abtastrate beträgt 48 Abtastungen pro Zyklus. Dies ergibt eine Nennabtastrate von 2.400 Abtastungen pro Sekunde bei einem 50-Hz-System und 2.880 Abtastungen pro Sekunde bei einem 60-Hz-System. Die Abtastrate ist jedoch nicht unveränderbar. Das Gerät verfolgt die Netzfrequenz wie im nächsten Abschnitt beschrieben.

Im Normalbetrieb wird die Schutzaufgabe 16 Mal pro Zyklus ausgeführt.

4.5.2 FREQUENZVERFOLGUNG

Da das Gerät einen Frequenzverfolgungsalgorithmus bietet, stehen unabhängig von Frequenzabweichung immer 48 Abtastungen pro Zyklus zur Verfügung. Der Frequenzbereich, in dem 48 Abtastungen pro Sekunde bereitgestellt werden, liegt zwischen 45 und 66 Hz. Wenn die Frequenz aus diesem Bereich herausfällt, kehrt die Abtastrate zur voreingestellten Rate von 2.400 Hz für 50 Hz oder 2.880 Hz für 60 Hz zurück.

Die Frequenzverfolgung der Analogeingangssignale wird durch einen rekursiven Fourier-Algorithmus erreicht, der auf eines der Eingangssignale angewendet wird. Der Algorithmus erkennt eine Änderung des Phasenwinkels des gemessenen Signals. Der berechnete Wert der Frequenz wird verwendet, um die vom Eingangsmodul verwendete Abtastrate zu modifizieren, damit eine konstante Abtastrate pro Zyklus der Stromwellenform erreicht wird. Der Wert der verfolgten Frequenz wird zudem zur Verwendung durch die Schutz- und Steuerfunktion gespeichert.

Die Frequenz verfolgt jede Spannung bzw. jeden Strom in der Reihenfolge UL1, UL2, UL3, IL1, IL2, IL3 bis zu 10 % Un für Spannung und 5 % In für Strom.

4.5.3 DIREKTE VERWENDUNG VON ABTASTWERTEN

Die meisten Schutzfunktionen des Schutzgeräts verwenden die Fourier-Anteile, die von der Signalverarbeitungssoftware des Geräts berechnet werden. Effektivmessvorgänge und einige spezielle Schutzalgorithmen, die bei manchen Geräten verfügbar sind, verwenden Abtastwerte jedoch direkt.

Der Störschreiber verwendet auch die Abtastwerte des Eingangsmoduls in unverarbeiteter Form. Dies dient der Wellenformaufzeichnung und der Berechnung von echten Effektivwerten des Stroms, der Spannung und der Leistung für Messzwecke.

Im Falle von speziellen Schutzalgorithmen sorgt die direkte Verwendung der Abtastwerte für eine außergewöhnlich schnelle Reaktion, weil Sie nicht auf die Signalverarbeitungsaufgabe zur Berechnung des Grundanteils warten müssen. Sie können die Abtastwerte direkt verwenden.

4.5.4 INITIALISIERUNG DER SYSTEMSOFTWARE

Der Differentialschutz erfordert, dass die Geräte an den Leitungsenden viermal pro Zyklus Datenmeldungen austauschen. Zu diesem Zweck ruft der Koprozessor die frequenzverfolgten Abtastungen mit 48 Abtastungen pro Zyklus von der Eingangsplatine ab und wandelt diese auf der Basis der Nennfrequenz in acht Abtastungen pro Zyklus um. Der Koprozessor berechnet nach jeder Abtastung die Fourier-Umwandlung der mit einer festen Rate durchgeführten Abtastungen, indem er ein Ein-Zyklus-Fenster verwendet. Dadurch werden achtmal pro Zyklus Strommessungen durchgeführt, die für den Differentialschutzalgorithmus verwendet werden. Diese werden mithilfe des HDLC (High-Level Data Link Control)-Kommunikationsprotokolls an das entfernte Gerät/die entfernten Geräten übertragen.

Der Koprozessor ist auch für die Verwaltung von Befehlen zur unmittelbaren Fernauslösung über die Kommunikationsverbindung sowie für die vom entfernten Gerät bzw. von den entfernten Geräten eingeleitete Neukonfiguration verantwortlich.

Der Datenaustausch zwischen der Koprozessorplatine und der Hauptplatine erfolgt durch gemeinsame Nutzung von Speicher auf der Koprozessorplatine. Wenn der Hauptprozessor auf diesen Speicher zugreift, wird der Koprozessor vorübergehend angehalten. Nachdem der Koprozessorcode bei der Initialisierung auf die Platine kopiert wurde, tauschen die beiden Platinen Daten aus, wobei es sich hauptsächlich Austauschinformationen, Hauptprozessorbefehle, Differentialschutzmessungen und Ausgangsdaten handelt.

4.5.5 DISTANZSCHUTZ

Die Strom- und Spannungseingänge werden mithilfe von FIR-Filtern (digitale Filter mit endlicher Impulsantwort) gefiltert. Dadurch werden die Effekte der Nicht-Netzfrequenzanteile in den Eingangssignalen reduziert, z. B. GS-Abweichungen in Stromwellenformen und Spannungsstöße von kapazitiven Spannungswandlern in den Spannungen. Das Gerät verwendet eine Kombination aus einem Viertelzyklusfilter mit 12 Koeffizienten, einem Halbzyklusfilter mit 24 Koeffizienten und einem Einzyklusfilter mit 48 Koeffizienten. Das Gerät führt automatisch eine intelligente Umschaltung in der Anwendung der Filter durch, um die beste Symmetrie für die Beseitigung von Spannungsstößen mit schneller Reaktion auszuwählen. Die Schutzelemente selbst führen dann eine zusätzliche Filterung durch, die beispielsweise durch die Strategie der Zählung von Auslösungen realisiert wird.

Die folgende Abbildung zeigt das Frequenzverhalten der Filter mit 12, 24 und 48 Koeffizienten, von denen alle einen Verstärkungsfaktor eins an der Grundfrequenz aufweisen:

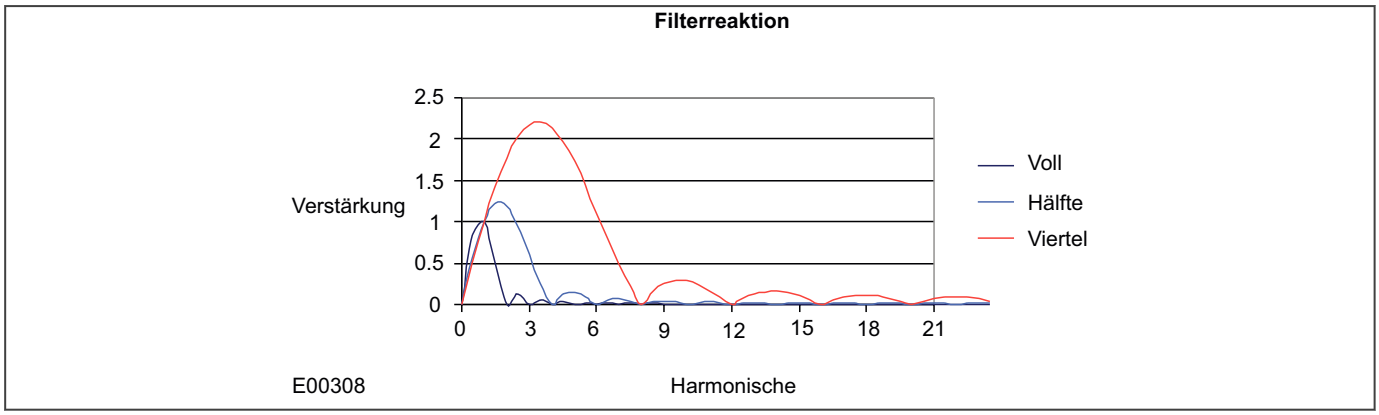


Abbildung 34: Frequenzverhalten von FIR-Filtern

4.5.6 FOURIER-SIGNALVERARBEITUNG

Alle Reserveschutz- und Messfunktionen verwenden Ein-Zyklus-Fourier- Digitalfilterung, um den Netzfrequenzanteil herauszufiltern. Diese Filterung wird auf der Hauptplatine ausgeführt.

Wenn die Schutz- und Steuerungsaufgabe erneut durch die Abtastfunktion gestartet wird, berechnet sie die Fourier-Anteile für die Analogsignale. Obwohl manche Schutzalgorithmen aus Fourier abgeleitete Oberwellen verwenden (z. B. die zweite Harmonische für Magnetisierungsstromstöße), basieren die meisten Schutzfunktionen auf den aus

Fourier abgeleiteten Grundanteilen der gemessenen Analogsignale. Die Fourier-Anteile der Eingangsstrom- und -spannungssignale werden im Speicher gespeichert, sodass sie für alle Algorithmen der Schutzelemente zugänglich sind.

Die Fourier-Anteile werden mithilfe des Ein-Zyklus-Fourier-Algorithmus berechnet. Dieser Fourier-Algorithmus verwendet die letzten 48 Abtastwerte aus dem Zwei-Zyklus-Puffer.

Die meisten Schutzalgorithmen verwenden den Grundanteil. In diesem Fall extrahiert der Fourier-Algorithmus den Grundanteil der Netzfrequenz aus dem Signal, um seine Größe und den Phasenwinkel zu erzeugen. Dies kann entweder im Polar- oder Rechteckformat dargestellt werden, was von den verwendeten Funktionen und Algorithmen abhängig ist.

Die Fourier-Funktion wirkt als Filter, mit null Verstärkung bei GS und Einheitenverstärkung beim Grundanteil, aber mit guter Frequenzunterdrückung für alle Oberwellenfrequenzen bis zur Nyquist-Frequenz. Frequenzen über der Nyquist-Frequenzen hinaus sind als Alias-Frequenzen bekannt, die eingeführt werden, wenn die Abtastfrequenz um mehr als das Zweifache kleiner wird als der abgetastete Frequenzanteil. Jedoch werden die Alias-Frequenzen durch einen Anti-Aliasing-Filter (Tiefpassfilter) bedeutend abgeschwächt, der auf die Analogsignale wirkt, bevor sie abgetastet werden. Der Einstellwert des idealen Grenzpunkts eines Antialiasing-Tiefpassfilters wäre:

$$(\text{Abtastungen pro Zyklus}) \times (\text{Grundfrequenz})/2$$

Bei 48 Abtastungen pro Zyklus wäre dies ein Nennwert von 1200 Hz bei einem 50-Hz-System, oder von 1440 Hz bei einem 60-Hz-System.

Die folgende Abbildung zeigt das Nennfrequenzverhalten des Anti-Alias-Filters und des Fourier-Filters bei einem Ein-Zyklus-Fourier-Algorithmus mit 48 Abtastungen, der auf den Grundanteil wirkt:

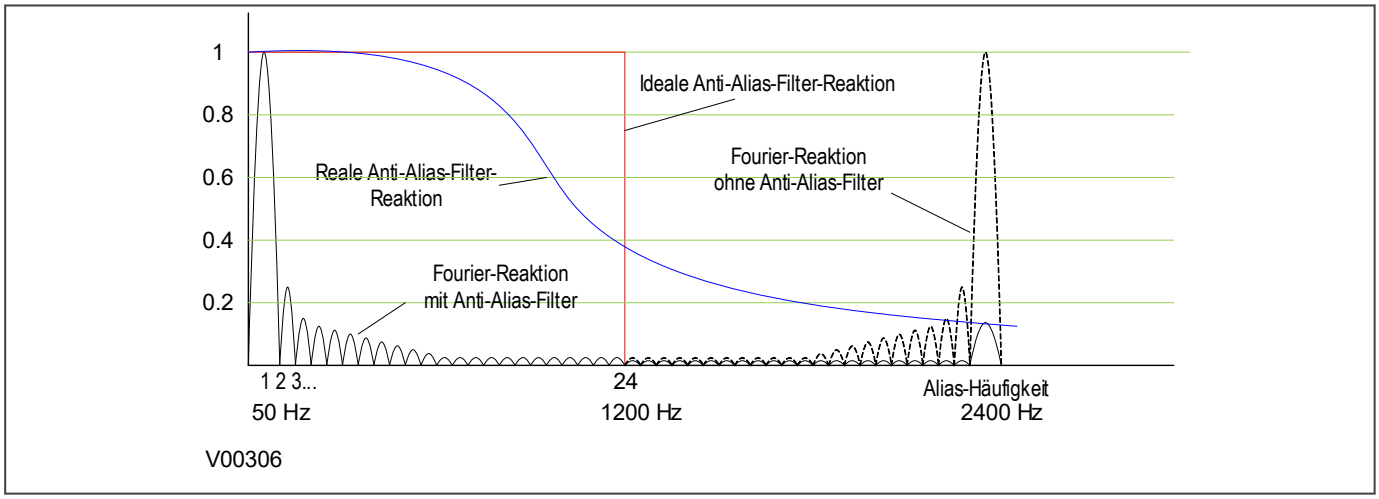


Abbildung 35: Frequenzverhalten (nur zur Veranschaulichung)

4.5.7 PROGRAMMIERBARE LOGIK

Mithilfe der programmierbaren Logik (PSL) können Sie eigene Schutzschaltungen konfigurieren, die auf Ihre spezifische Anwendung zugeschnitten sind. Hierfür werden programmierbare Logik-Gatter und Verzögerungszeitgeber verwendet. Zum Zweck größerer Flexibilität kann für jeden der vier Parametersätze eine andere PSL verwendet werden.

Der Eingang für die PSL ist eine Kombination aus dem Status der digitalen Eingangssignale von den Optokopplern auf der Eingangsplatine, den Ausgängen der Schutzelemente, z. B. Schutzanregungen und -auslösungen, und den Ausgängen der festen Logik. Die feste Logik liefert die Standardschutzschaltungen. Die PSL besteht aus Software-Logik-Gattern und Zeitgebern. Die logischen Gatter können so programmiert werden, dass sie verschiedene logische Funktionen ausführen und eine beliebige Anzahl von Eingängen annehmen können. Die Zeitgeber werden entweder zur Erzeugung einer einstellbaren Verzögerung und/oder zur Konditionierung der Logikausgänge verwendet, z. B. zur Erzeugung eines Impulses mit festgelegter Dauer für den Ausgang, der unabhängig von der

Dauer des Impulses für den Eingang ist. Die Ausgänge der PSL sind die LEDs am Bedienfeld des Geräts und die Ausgangskontakte an der Rückseite.

Die Ausführung der PSL-Logik ist ereignisgesteuert. Die Logik wird immer dann verarbeitet, wenn Eingangsveränderungen eintreten, z. B. infolge einer Veränderung eines der Binäreingangssignale oder infolge eines Auslösebefehls von einem Schutzelement. Auch wird nur der Teil der PSL-Logik verarbeitet, der von einer bestimmten Eingangsänderung betroffen ist. Dadurch wird die von der PSL benötigte Verarbeitungszeit verkürzt. Die Schutz- und Steuerungssoftware aktualisiert die Logikverzögerungszeitgeber und prüft jedes Mal dann, wenn sie ausgeführt wird, ob sich die PSL-Eingangssignale verändert haben.

Die PSL kann so konfiguriert werden, dass sehr komplexe Schaltungen eingerichtet werden können. Aus diesem Grunde wird die PSL mithilfe eines PC-Unterstützungspakets konzipiert, das PSL-Editor genannt wird. Das Paket ist als Teil der Anwendungssoftware für Einstellungen MiCOM S1 Agile erhältlich.

4.5.8 EREIGNISAUFZEICHNUNG

Eine Änderung in einem digitalen Signal oder in einem Ausgangssignal eines Schutzelements wird verwendet, um anzuzeigen, dass ein Ereignis stattgefunden hat. Wenn dies geschieht, sendet die Schutz- und Steuerungsaufgabe eine Meldung an die Überwachungsaufgabe, um anzuzeigen, dass ein zu verarbeitendes Ereignis verfügbar ist, und schreibt die Ereignisdaten in einen schnellen Puffer, der von der Überwachungsaufgabe gesteuert wird. Bis zu 5000 mit Zeitmarke versehene Ereignisaufzeichnungen können gespeichert werden.

Wenn die Überwachungsaufgabe eine Ereignisaufzeichnung empfängt, beauftragt sie die Plattformsoftware, das entsprechende Protokoll im nichtflüchtigen Speicher (DRAM) zu erstellen. Der Vorgang der Protokollierung von Aufzeichnungen im Flash-Speicher ist langsamer als der Überwachungspuffer. Das bedeutet, dass die Schutzsoftware nicht auf die Aufzeichnungen warten muss, die von der Plattformsoftware protokolliert werden. Wenn jedoch eine große Zahl von zu protokollierenden Aufzeichnungen in kurzer Zeit erstellt wird – was selten vorkommt –, ist es möglich, dass einige der Aufzeichnungen verloren gehen, wenn der Überwachungspuffer voll ist, bevor die Plattformsoftware ein neues Protokoll im Flash-Speicher erstellen kann. Wenn dies geschieht, wird ein Ereignis protokolliert, um den Verlust dieser Informationen anzuzeigen.

Wartungsaufzeichnungen werden in ähnlicher Weise erstellt, d. h., die Überwachungsaufgabe beauftragt die Plattformsoftware, eine Aufzeichnung zu protokollieren, wenn sie eine Wartungsaufzeichnungsmeldung empfängt. Es ist jedoch möglich, dass eine Wartungsaufzeichnung durch einen schweren Fehler im Gerät ausgelöst werden kann. In solch einem Fall ist es eventuell nicht möglich, eine Wartungsaufzeichnung erfolgreich wiederherzustellen, was von der Art des Problems abhängig ist.

Weitere Informationen sind im Kapitel „Überwachung und Steuerung“ zu finden.

4.5.9 STÖRSCHREIBER

Der Störschreiber arbeitet als eine von Schutz und Steuerung getrennte Funktion. Er kann die Kurven von bis zu 30 kalibrierten Analogkanälen sowie die Werte von bis zu 32 Digitalsignalen mit einer hohen Auflösung von 24 Abtastungen pro Zyklus aufzeichnen. Die Aufzeichnungszeit ist vom Benutzer auswählbar. Normalerweise können 100 Aufzeichnungen mit einer Dauer von 10,5 Sekunden gespeichert werden. Der Störschreiber wird einmal pro Zyklus von der Schutz- und Steuerungsfunktion mit Daten versorgt. Der Störschreiber stellt die empfangenen Daten in der für die Störungsaufzeichnung benötigten Länge zusammen. Die Störungsaufzeichnungen können mithilfe der Anwendungssoftware für Einstellungen wie z. B. S1 Agile ausgelesen werden. Die Daten können nach dem Auslesen auch im COMTRADE-Format gespeichert werden, wodurch die aufgezeichneten Daten mithilfe anderer Softwarepakete angezeigt werden können.

Weitere ausführliche Informationen sind im Kapitel „Überwachung und Steuerung“ zu finden.

4.5.10 FEHLERORTER

Der Fehlerorter verwendet zwölf Zyklen von Analogeingangssignalen, um den Fehlerort zu berechnen. Das Ergebnis wird an die Schutz- und Steuerungsaufgabe zurückgegeben und von dieser in die Fehleraufzeichnung aufgenommen. Die vor und nach Auftreten des Fehlers gemessenen Spannungen erscheinen ebenfalls in der Fehleraufzeichnung. Wenn die Fehleraufzeichnung einschließlich der Aufzeichnung des Fehlerorts abgeschlossen

ist, sendet die Schutz- und Steuerungsaufgabe eine Meldung an die Überwachungsaufgabe, damit die Fehleraufzeichnung protokolliert werden kann.

Der Fehlerorter ist nicht bei allen Modellen verfügbar.

4.5.11 FUNKTIONSTASTENSCHNITTSTELLE

Die Funktionstasten sind über digitale Eingangssignale direkt mit der PSL verbunden. Eine Zustandsänderung wird nur dann erkannt, wenn eine Taste länger als 200 ms gedrückt wird. Die Zeit zur Registrierung einer Zustandsänderung hängt davon ab, ob die Funktionstaste zu Beginn oder am Ende eines Schutzaufgabenzyklus gedrückt wird und ob zusätzliche Hardware- und Softwaresabtastzeit anfällt. Ein Funktionstastendruck kann einen dauerhaften (Schalter Modus) oder einen kurzeitigen (Taster Modus) Ausgang setzen, was davon abhängt, wie die Taste programmiert ist. Die Taste kann nach individuellen Schutzschaltungsanforderungen konfiguriert werden. Das Selbsthaltungssignal für jede Funktionstaste wird in den nichtflüchtigen Speicher geschrieben und während der Einschaltung des Geräts aus dem nichtflüchtigen Speicher gelesen, wodurch der Funktionstastenzustand nach der Einschaltung wiederhergestellt werden kann, falls unbeabsichtigt ein Stromausfall auftritt.

KAPITEL 5

KONFIGURATION

5.1 KAPITELÜBERSICHT

Jedes Gerät hat verschiedene Konfigurationsparameter, was von den Funktionen abhängig ist, für die das Gerät ausgelegt ist. Es gibt jedoch eine allgemeine Methode, die für die gesamte Gerätereihe verwendet werden kann, um diese Parameter zu setzen.

Ein Teil der Kommunikationseinrichtung kann nicht mithilfe der Anwendungssoftware für Einstellungen durchgeführt werden, sondern nur mithilfe der Mensch-Maschine-Schnittstelle (HMI). Dieses Kapitel enthält Kurzanleitungen für die Konfiguration des Geräts sowie eine Beschreibung zur Konfiguration des Geräts im Allgemeinen.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 78

Anwendungssoftware für Einstellungen 79

Verwendung des Bedienfelds 80

5.2 ANWENDUNGSSOFTWARE FÜR EINSTELLUNGEN

Um dieses Gerät zu konfigurieren, brauchen Sie die Anwendungssoftware für Einstellungen. Die Anwendungssoftware für Einstellungen, die für diese Schutzgeräte verwendet wird, ist MiCOM S1 Agile. Es handelt sich dabei um eine Reihe von Softwaretools, die zum Einrichten und Verwalten der Schutzgeräte verwendet werden.

Obwohl sich viele Einstellungen mithilfe des Bedienfelds ändern lassen, können manche der Funktionen nicht ohne die Anwendungssoftware für Einstellungen konfiguriert werden, zum Beispiel die programmierbare Logik, die IEC61850-Kommunikation oder das Einlinienschaltbild (SLD).

Wenn Sie noch keine Kopie der Anwendungssoftware für Einstellungen besitzen, können Sie diese beim Kontaktzentrum von GE Vernova bestellen.

Um Ihr Gerät zu konfigurieren, brauchen Sie ein Datenmodell, das Ihrem Gerät entspricht. Wenn Sie die Anwendungssoftware für Einstellungen starten, wird ein Fenster angezeigt, das Ihnen erlaubt, den Data Model Manager aufzurufen. Dadurch werden andere Teile der Software geschlossen, um einen reibungslosen Import des gewählten Datenmodells zu ermöglichen. Wenn Sie das zu Ihrem Gerät gehörende Datenmodell nicht haben oder nicht finden können, wenden Sie sich bitte an das Kontaktzentrum von GE Vernova.

Wenn Sie alle benötigten Datenmodelle geladen haben, sollten Sie die Anwendungssoftware für Einstellungen neu starten, um mithilfe des Fensters „System Explorer“ ein Modell Ihres Systems zu erstellen.

Die Software ist intuitiv. Es ist jedoch Hilfe in einem Online-Hilfesystem und in der Bedienungsanleitung P40-M&CR-SAS-UG-DE-n der Anwendungssoftware für Einstellungen verfügbar, wobei „Language“ ein aus zwei Buchstaben bestehender Code zur Bestimmung der Sprachversion der Bedienungsanleitung und „n“ die neueste Version der Anwendungssoftware für Einstellungen ist.

5.3 VERWENDUNG DES BEDIENFELDS

Mithilfe der grafischen Bedienoberfläche können Sie:

- Einstellungen anzeigen und modifizieren
- Messungen anzeigen
- Fehleraufzeichnungen anzeigen
- das Einlinienschaltbild (SLD) anzeigen
- den digitalen E/A-Signalstatus anzeigen
- Fehler- und Warnmeldungen zurücksetzen

Das Tastenfeld bietet vollen Zugriff auf die Funktionen des Geräts über verschiedene Menüoptionen. Die Informationen werden auf dem Bildschirm angezeigt.

Tasten	Beschreibung	Funktion
	Aufwärts- und Abwärts-Cursortasten	Zum Wechseln zwischen Einstellungen in einer bestimmten Spalte, zum Ändern von Werten in einer Zelle oder zum Auswählen des nächsten Punkts am SLD
	Cursortasten (nach links/rechts)	Zum Wechseln zwischen Einstellungen in einer bestimmten Spalte, zum Ändern von Werten in einer Zelle oder zum Auswählen des nächsten Punkts am SLD
OK	Eingabetaste/Taste OK	Zum Ändern und Ausführen von Einstellungen Wenn die Kennzeichnung einer Menükontexttaste im unteren Banner ausgewählt ist, kann die Taste OK auch zum Navigieren zwischen Seiten verwendet werden.
	Menükontexttasten	Die Menükontexttasten befinden sich direkt unter der grafischen Bedienoberfläche und werden verwendet, um zwischen Seiten zu navigieren.
C	Taste „Abbrechen/Zurücksetzen“	Zum Zurückkehren zur Menüüberschrift von jeder Menüzelle oder zum Abbrechen der Eingabe einer Einstellung.
	Lese-/Home-Taste	Zum Navigieren zur Standard-Startseite von einer beliebigen Stelle im Menü aus.
F1	Funktionstasten (nicht bei allen Modellen)	Ausführung von Funktionen, die vom Benutzer programmiert werden können

Tasten	Beschreibung	Funktion
	Steuertaste ÖFFNEN	Die Steuertaste ÖFFNEN dient zum Öffnen des LS/Schalters. **Hinweis:** Die Farbcodierung ist über Kennzeichnungen und die Konfiguration der PSL/des SLD auswählbar.
	Steuertaste SCHLIESSEN	Die Steuertaste ÖFFNEN dient zum SCHLIESSEN des LS/ Schalters. **Hinweis:** Die Farbcodierung ist über Kennzeichnungen und die Konfiguration der PSL/des SLD auswählbar.
L/R	Taste „Lokal/Fern“	Zum Auswählen zwischen lokalem oder Fernbetrieb.

5.3.1 NAVIGIEREN MIT DEM BEDIENFELD

Die Cursortasten werden verwendet, um durch das Menü zu navigieren. Um zwischen den verschiedenen Menüs zu navigieren, verwenden Sie die Menükontexttasten, die sich unter der grafischen Anzeige befinden.

Die Cursortasten haben eine automatische Wiederholungsfunktion, die ausgeführt wird, wenn sie gedrückt gehalten werden. Dies kann genutzt werden, um sowohl das Ändern von Einstellwerten als auch die Menünavigation zu beschleunigen. Je länger diese Taste gedrückt gehalten wird, desto schneller wird die Änderungsgeschwindigkeit oder die Bewegung.

5.3.2 ERSTE SCHRITTE

Wenn Sie das Schutzgerät zum ersten Mal starten, führen Sie das Einschaltverfahren des Geräts aus. Nach einigen Sekunden kommt das Gerät in der Standardanzeige zur Ruhe. Wenn Warnungen vorhanden sind, blinkt die gelbe LED „Warnungen“, und der Warnungszähler auf dem oberen Banner zeigt die Anzahl der aktiven Warnungen an.

Das Gerät sollte voll funktionsfähig sein, wenn Sie es zum ersten Mal starten – dennoch kann eine Warnung vorhanden sein, Zum Beispiel wenn keine Netzwerkverbindung für ein mit einer Netzwerkkarte ausgestattetes Gerät vorhanden ist. Ist dies der Fall, können Sie die Warnung lesen, indem Sie den Warnungszähler auf dem oberen Banner der Anzeige auswählen.

Wenn das Gerät mit einer Ethernet-Karte ausgestattet ist, müssen Sie das Gerät mit einem aktiven Ethernet-Netzwerk verbinden, um die Warnung zu löschen.

5.3.3 STD.ANZEIGE

Die grafische Bedienoberfläche enthält Verknüpfungen zum Aufrufen verschiedener Abschnitte des Menüs sowie einen Speicherauszug des aktuellen Gerätestatus.

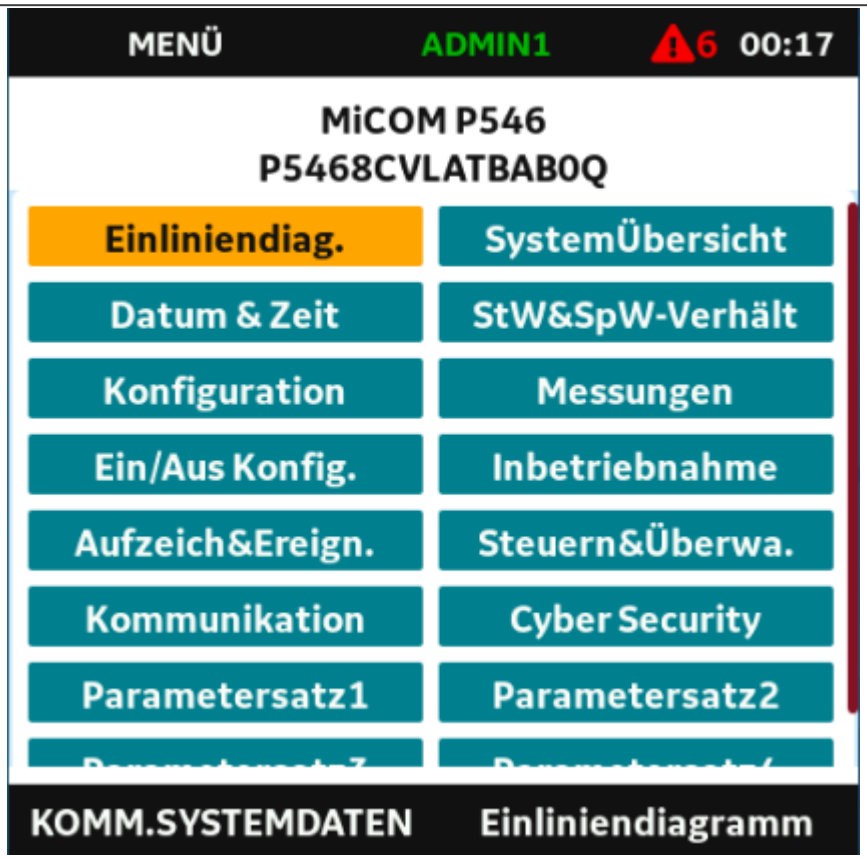


Abbildung 36: HMI-Standardanzeige

Der grafische Anzeigebildschirm besteht aus drei Hauptbereichen, die mithilfe des Navigationstastenfelds ausgewählt werden können.

1. Das obere Banner zeigt Informationen von links nach rechts an und enthält eine Menükennzeichnung für die aktuelle Anzeige, die Benutzerzugriffsebene, die Anzahl von aktiven Warnungen und die Zeit.
2. Der Kontextbereich zeigt Informationen in Bezug auf den ausgewählten Navigationsbereich an, zum Beispiel Einstellungen, Messungen oder SLD.
3. Das untere Banner zeigt Kennzeichnungen für die zwei Menükontexttasten an, die für die Navigation zwischen den Menüs verwendet werden.

Hinweis:
Nach dem Ablauf einer vom LCD-Bildschirmschoner definierten Dauer, wechselt die HMI-Einstellung in den Ruhebetrieb. Dadurch kann die HMI den Stromverbrauch verringern und die LCD-Hintergrundbeleuchtung abdunkeln. Die HMI kann aus dem Ruhebetrieb geholt werden, indem eine beliebige Taste am Bedienfeld gedrückt wird. Diese Betriebsart hat keinen Einfluss auf die funktionelle Leistung des Schutzgeräts.

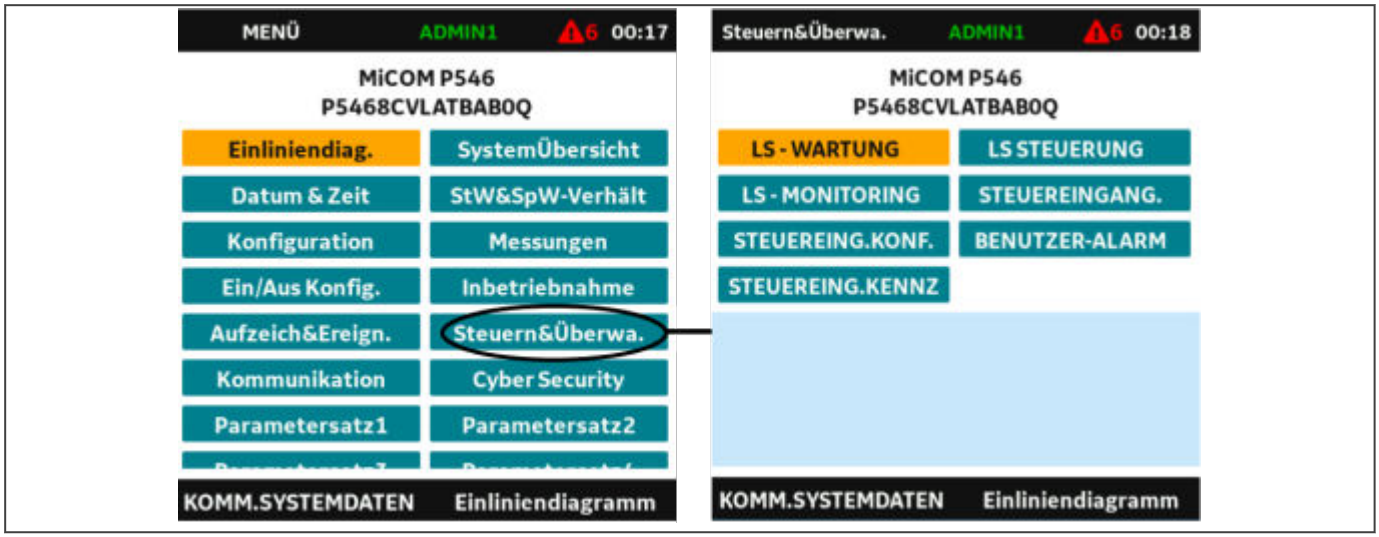
5.3.4 NAVIGATIONSBEREICH DER STANDARDANZEIGE

Die Standardanzeige ermöglicht die schnelle und einfache Navigation in der gesamten Menüdatenbank. Verwenden Sie das Navigationstastenfeld, um die hervorgehobene Zelle zu ändern. Der hervorgehobene Eintrag kann mithilfe der Eingabetaste/Taste OK ausgewählt werden. Wenn der untere Rand des Bildschirms erreicht ist, bewegt sich der ausgewählte Bereich zum unteren Banner. Ab hier kann auch die Taste OK zum Navigieren zwischen den Seiten verwendet werden.

Es ist möglich, direkt zur Menüansicht zu navigieren, indem die Taste „Read/Home“ (Lesen/Home) lange gedrückt wird.

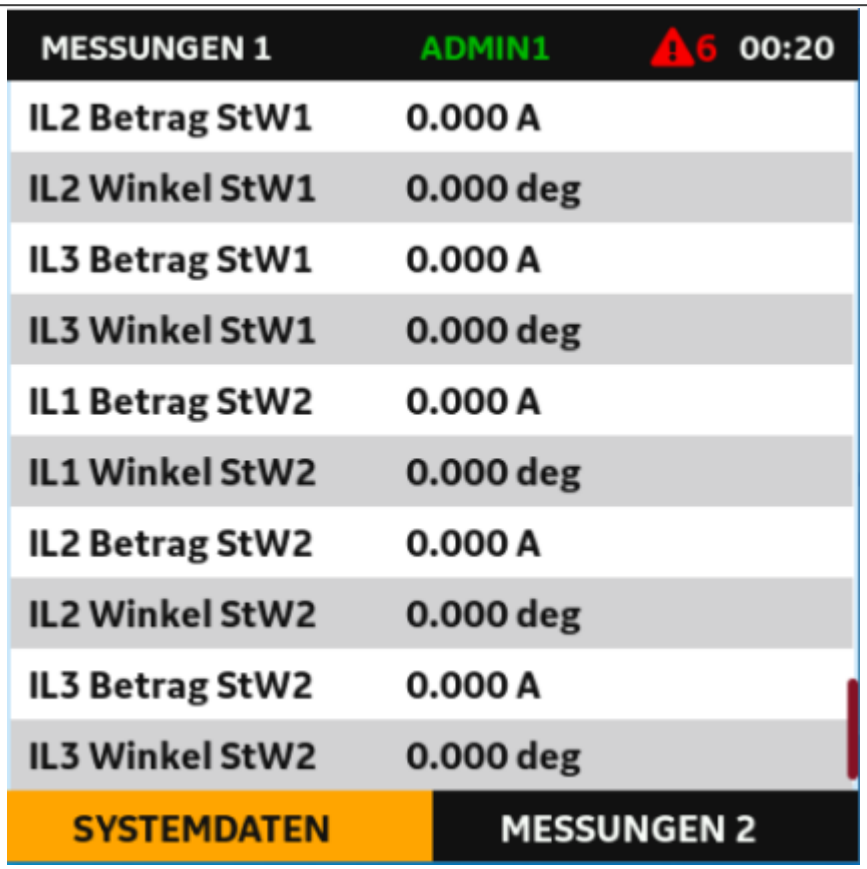
Zur vorherigen Ebene in der Navigationshierarchie kann gewechselt werden, indem die Taste „Cancel/ Reset“ (Abbrechen/Zurücksetzen) gedrückt wird.

Von der HMI-Standardanzeige aus können Sie zur gewünschten Ansicht navigieren oder mithilfe der Hierarchienavigation ein Untermenü öffnen. Zum Beispiel wird durch Auswählen von „Controls & Monitor“ (Steuereinrichtungen und Überwachung) ein Untermenü geöffnet.



Alternativ zur Hierarchienavigation ist es möglich, nacheinander durch die Ansichten zu navigieren, indem die Hotkeys „Weiter“ und „Zurück“ verwendet werden, was als Horizontalnavigation bezeichnet wird.

Zum Beispiel können Sie mithilfe der Horizontalnavigation zu der Ansicht ***SYSTEM DATA*** oder ***MESSUNGEN 2*** navigieren; die mit Menükontext-Hotkeys befinden sich direkt unter dem Bildschirm.



5.3.5 VERARBEITUNG VON WARNUNGEN UND AUFZEICHNUNGEN

Wenn keine Warnungen vorhanden sind, wird das Warnsymbol auf dem oberen Banner wie folgt angezeigt:

Wenn Dauerwarnungen vorhanden sind, wird der Dauerwarnungszähler im oberen HMI-Banner rot hervorgehoben und die gelbe LED „Warnung“ blinkt.

Um die Ansicht „Liste der Warnungen“ zu starten, wählen Sie im oberen HMI-Banner den Warnungszähler aus, und dann drücken Sie die Taste **OK** . Die Ansicht „Liste der Warnungen“ kann durchblättert werden, um alle Warnungen zu betrachten.

Neue Dauer- und Kurzwarnungen können akzeptiert werden, indem die Menükontexttaste **Bestätigen/Löschen** gedrückt wird. Aufgehobene Warnungen können ebenfalls gelöscht werden, indem die Warnung ausgewählt und die Menükontexttaste **Bestätigen/Löschen** gedrückt wird.

Alle sichtbaren Warnungen können ausgewählt werden, indem die Menükontexttaste **Select All** (Alle auswählen) gedrückt wird.

Der Befehl „*Anzeige Rückst.*“ (Anzeige zurücksetzen) kann ausgegeben werden, um selbsthaltende Warnungen zurückzusetzen und die Benachrichtigung der blinkenden LED zu akzeptieren. Der Befehl „*Anzeige Rückst.* “ (Bestätigen/Löschen) kann über die Ansicht der „*Aufz. Anzeigen*“-HMI-Einstellungen oder durch Drücken der Warnungskontexttaste **Bestätigen/Löschen** ausgegeben werden.

Die Befehle „*Ack/Clear*“ (Bestätigen/Löschen) und „*reset indication*“ (Anzeige zurücksetzen) sind für Benutzer mit der Rolle TECHNIKER, BEDIENER oder INSTALLIERER verfügbar.

Um von der Ansicht der Warnungen zur Startansicht zurückzukehren, drücken Sie die Taste **Abbrechen** .

Abbildung 37: HMI-Warnanzeige

5.3.6 EINZELANSCHLUSSPLAN-BETRACHTER

Das Einzelanschlussplan-Menü zeigt den gespeicherten Einzelanschlussplan auf dem grafischen Bedienbildschirm an. Sie können mithilfe der unteren Menükontexttasten oder mithilfe des Schnellstartmenüs auf der Startseite zum Einzelanschlussplan-Menü navigieren. Der Einzelanschlussplan wird mithilfe des S1 Agile-Konfigurationstools konfiguriert und in das Schutzgerät hochgeladen. Komponenten der Anlage können mithilfe des Navigationstastenfelds auf dem Einzelanschlussplan-Bildschirm ausgewählt werden.

5.3.6.1 STEUERUNG DES LEISTUNGSSCHALTERS (NUR EINLINIENDIAGRAMM-ANSICHT)

Sie können den im Einliniendiagramm ausgewählten Leistungsschalter mithilfe der speziell dafür vorgesehenen Bedienfeld-Tasten ÖFFNEN, SCHLIESSEN und L/R öffnen und schließen.

Wenn die Einstellung ***LS-Steurung von*** auf Option 1 *Lokal*, Option 3 *Lokal + Fern*, Option 5 *Binär-E + Lokal*, Option 7 *B-Ein+Fern+Lokal* oder Option 8 *L/R Key* in der Spalte *CB CONTROL* gesetzt ist, können Benutzer die Taste „Auslösen und Schließen“ des Bedienfelds verwenden, um den Leistungsschalter zu betätigen.

So steuern Sie eine Komponente der Anlage mithilfe der Tasten „Öffnen“, „Schließen“ und „L/R“:

● Setzen Sie die Einstellung ***LS-Steurung von*** auf `L/R Key`.

● Wählen Sie die Betriebsart „Lokal“, indem Sie die Taste „L/R“ drücken.

Sobald am Bedienfeld die Taste „L/R“ gedrückt ist, wird der Status des DDB ***L/F SchaltStatus*** umgeschaltet. Wenn der DDB-Status WAHR ist, leuchtet die „L/R Key“-LED rot und die Betriebsart „Lokal“ ist aktiviert. Wenn der DDB-Status FALSCH ist, leuchtet die „L/R Key“-LED grün und die Betriebsart „REMOTE“ ist aktiviert. Der DDB-Status ***L/F SchaltStatus*** wird im nichtflüchtigen Speicher abgelegt, sodass er nach einer Wiedereinschaltung des Schutzgeräts wiederhergestellt wird.

- Navigieren Sie mithilfe des Navigationstastenfelds im Einliniendiagramm-Menü zu der Komponente der Anlage.
- Die ausgewählte Anlage wird durch einen orangen Rahmen hervorgehoben.
- Verwenden Sie die Eingabetaste, um die Komponente auszuwählen.
- Drücken Sie die Taste „Öffnen“ oder „Schließen“.

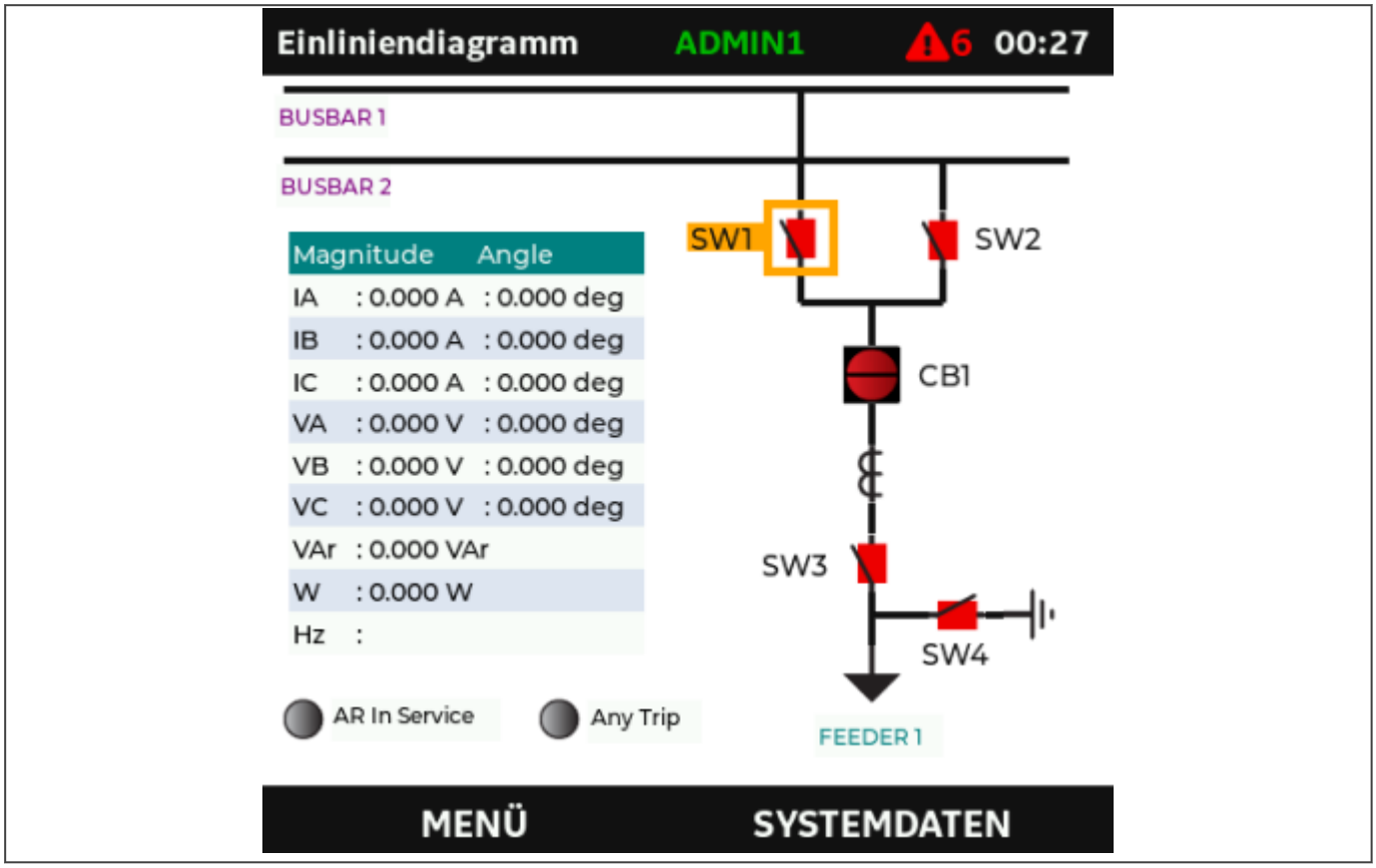


Abbildung 38: HMI Einliniendiagramm-Ansicht

Für die von der Mensch-Maschine-Schnittstelle (HMI) kommenden Leistungsschalterbefehle werden zusätzliche Prüfungen durchgeführt:

Wenn sich der LS in einem unbestimmten Zustand befindet, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar, und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „Ueberwach. von“ auf „Ausgeschaltet“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „Ueberwach. von“ auf „ Fern“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „Ueberwach. von“ auf „L/R key“ und der Softkeystatus auf „Fern“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt die Meldung „Befehle blockiert – in Fernsteuerung“ an.

Wenn das zugeordnete DDB auf „Lokal“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar, und die HMI zeigt die Meldung „Befehle blockiert – Schaltanlage in Lokal“ an.

5.3.6.2 SCHALTERSTEUERUNG (NUR EINLINIENDIAGRAMM-ANSICHT)

Sie können die im Einliniendiagramm ausgewählten Schalter mithilfe der auf dem Bedienfeld befindlichen zweckgebundenen Tasten ÖFFNEN, SCHLIESSEN und L/R öffnen und schließen.

Wenn die Schaltersteuerung ausgewählt wird, indem die Einstellung auf Option 1 *LOKAL*, Option 3 `Lokal + Fern` oder Option 4 `L/R Key` in der Spalte SWITCH CONTROL gesetzt wird, können Benutzer die Taste „Open and Close“ des Bedienfelds verwenden, um den SCHALTER zu betätigen.

So steuern Sie eine Komponente der Anlage mithilfe der Tasten „Öffnen“, „Schließen“ und „L/R“:

- Setzen Sie die Einstellung ***Switch Control by*** auf `L/R Key`.
- Wählen Sie die Betriebsart „Lokal“, indem Sie die Taste „L/R“ drücken.

Sobald am Bedienfeld die Taste „L/R“ gedrückt ist, wird der Status des DDB ***L/F SchaltStatus*** umgeschaltet. Wenn der DDB-Status WAHR ist, leuchtet die „L/R Key“-LED rot und die Betriebsart „Lokal“ ist aktiviert. Wenn der DDB-Status FALSCH ist, leuchtet die „L/R Key“-LED grün und die Betriebsart „REMOTE“ ist aktiviert. Der DDB-Status **L/F SchaltStatus** wird im nichtflüchtigen Speicher abgelegt, sodass er nach einer Wiedereinschaltung des Schutzgeräts wiederhergestellt wird.

- Navigieren Sie im Einliniendiagramm-Menü mithilfe des Navigationstastenfelds zu der Anlagenkomponente, die Sie steuern möchten.
- Die ausgewählte Anlage wird durch einen orangen Rahmen hervorgehoben.
- Verwenden Sie die Eingabetaste, um die Komponente auszuwählen.
- Drücken Sie die Taste „ÖFFNEN“ oder „SCHLIESSEN“.

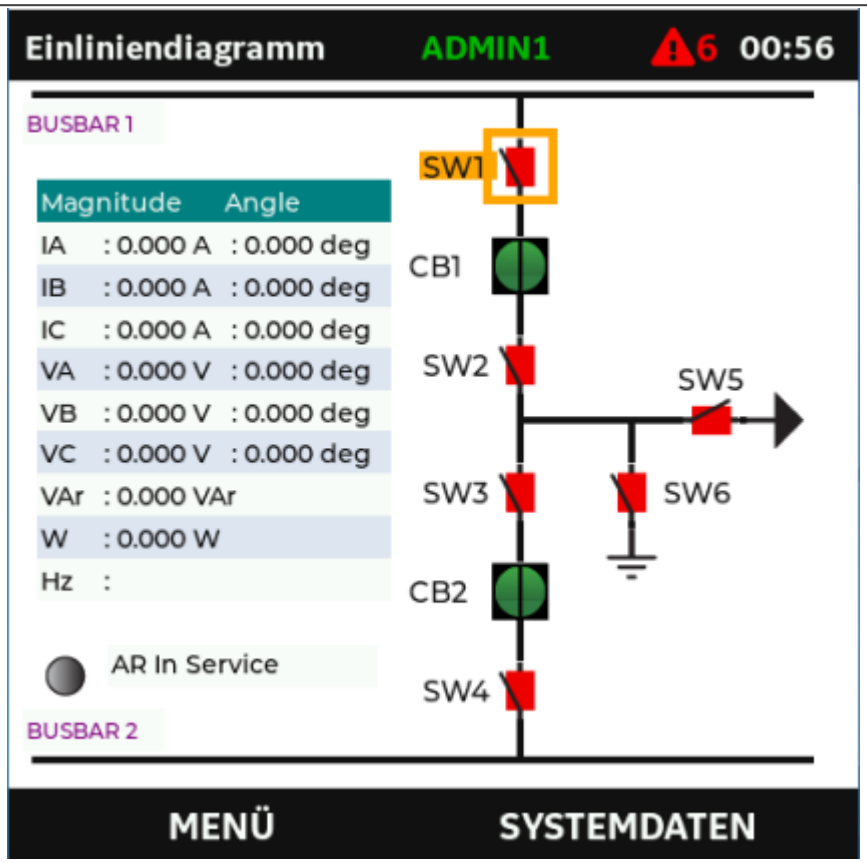


Abbildung 39: HMI Einliniendiagramm-Ansicht

Abbildung 40: Für die von der HMI kommenden Schalterbefehle werden zusätzliche Prüfungen durchgeführt:

Wenn sich der Schalter in einem unbestimmten Zustand befindet, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar, und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „***Ueberwach. von***“ auf „Ausgeschaltet“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „***Ueberwach. von***“ auf „ Fern“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „***Ueberwach. von***“ auf „L/R key“ und der Softkeystatus auf „Fern“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt die Meldung „Befehle blockiert – in Fernsteuerung“ an.

Wenn das zugeordnete DDB auf „Lokal“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar, und die HMI zeigt die Meldung „Befehle blockiert – Schaltanlage in Lokal“ an.

5.3.7 MENÜSTRUKTUR

Einstellungen, Befehle, Aufzeichnungen und Messungen werden in einer lokalen Datenbank innerhalb des Schutzgeräts gespeichert. Wenn die Mensch-Maschine-Schnittstelle (HMI) verwendet wird, ist es praktisch, das Menünavigationssystem als Tabelle zu visualisieren. Jedes Element im Menü ist eine Zelle, auf die über einen Verweis auf eine Spalten- und Zeilenadresse zugegriffen werden kann. Jeder Spalte und jeder Zeile wird eine zweistellige Hexadezimalzahl zugewiesen, woraus eine eindeutige vierstellige Zelladresse für jede Zelle in der Datenbank resultiert. Den Hauptmenügruppen werden Spalten und den Elementen innerhalb der Gruppen werden Zeilen zugeordnet. Das bedeutet, dass es sich bei einem bestimmten Element in einer bestimmten Gruppe um eine Zelle handelt.

Sie müssen nicht horizontal durch jede der Spalten blättern, um auf eine bestimmte Ansicht von Einstellungen zuzugreifen. Die „Startseite“ kann verwendet werden, um schnell auf die gewünschte Ansicht der Spalte/Einstellung zuzugreifen. Jede Spalte enthält alle relevanten Elemente, beispielsweise befinden sich alle Störschreibereinstellungen und Aufzeichnungen in derselben Spalte.

Es gibt drei Arten von Zellen:

- Einstellungen: für Parameter, die auf verschiedene Werte gesetzt werden können
- Befehle: für auszuführende Befehle
- Daten: für anzuzeigenden Messungen und Aufzeichnungen, die nicht einstellbar sind

Hinweis:
Manchmal wird der Begriff „Einstellung“ allgemein verwendet, um alle der drei Arten zu beschreiben.

Die folgende Tabelle zeigt ein Beispiel der Menüstruktur:

SYSTEMDATEN (Sp 00)	AUFZ. ANZEIGEN (Sp 01)	MESSUNGEN 1 (Sp 02)	…
Sprache (Zeile 01)	„Ereignisauswahl [0...n]“ (Zeile 01)	IL1 Betrag (Zeile 01)	…
Passwort (Zeile 02)	Menüzellenadr. (Zeile 02)	IL1 Ph.winkel (Zeile 02)	…
SystFktVerknÜpfg (Zeile 03)	Zeit & Datum (Zeile 03)	IL2 Betrag (Zeile 03)	…
…	…	…	…

Es empfiehlt sich, alle Einstellungen in einer einzigen Spalte anzugeben, wodurch die gesamte Courier-Adresse für jede Einstellung angegeben wird. Die obige Tabelle kann daher wie folgt dargestellt werden:

Einstellung	Spalte	Zeile	Beschreibung
SYSTEM DATEN	**00**	**00**	**Definition der ersten Spalte**
Sprache (Zeile 01)	00	01	erste Einstellung innerhalb der ersten Spalte
Passwort (Zeile 02)	00	02	zweite Einstellung innerhalb der ersten Spalte
SystFktVerknÜpfg (Zeile 03)	00	03	dritte Einstellung innerhalb der ersten Spalte
…	…	…	
AUFZ. ANZEIGEN	**01**	**00**	**Definition der zweiten Spalte**
Ereignisauswahl [0...n]	01	01	erste Einstellung innerhalb der zweiten Spalte
Menüzellenadr.	01	02	zweite Einstellung innerhalb der zweiten Spalte
Zeit & Datum	01	03	dritte Einstellung innerhalb der zweiten Spalte
…	…	…	
MESSUNGEN 1	**02**	**00**	**Definition der dritten Spalte**
IL1 Betrag	02	01	erste Einstellung innerhalb der dritten Spalte
IL1 Ph.winkel	02	02	zweite Einstellung innerhalb der dritten Spalte
IL2 Betrag	02	03	dritte Einstellung innerhalb der dritten Spalte
…	…	…	

Die ersten drei Spaltenüberschriften sind bei vielen Geräten üblich. Die Spalten innerhalb dieser Spaltenüberschriften können jedoch je nach Gerät unterschiedlich sein. Viele der Spaltenüberschriften sind für sämtliche Geräte einer Produktreihe gleich. Es gibt jedoch keine Garantie dafür, dass die Adressen für eine bestimmte Spaltenüberschrift dieselben sind. Aus diesem Grunde sollten Sie stets die Gerätedokumentation heranziehen und nicht von Vermutungen ausgehen.

5.3.8 DIREKTZUGRIFF (MENÜKONTEXTTASTEN)

Das Schutzgerät hat ein Paar Menükontexttasten, die sich direkt unter der LCD-Anzeige befinden, wodurch es möglich ist, zwischen den Spaltenüberschriften zu blättern (Navigation zwischen Menübildschirmen). Diese Tasten können jederzeit während der Navigation im Menü gedrückt werden, um schnell auf die Menükennzeichnung zuzugreifen, die im unteren Banner der grafischen Bedienoberfläche angezeigt wird.

5.3.8.1 STEUEREINGÄNGE

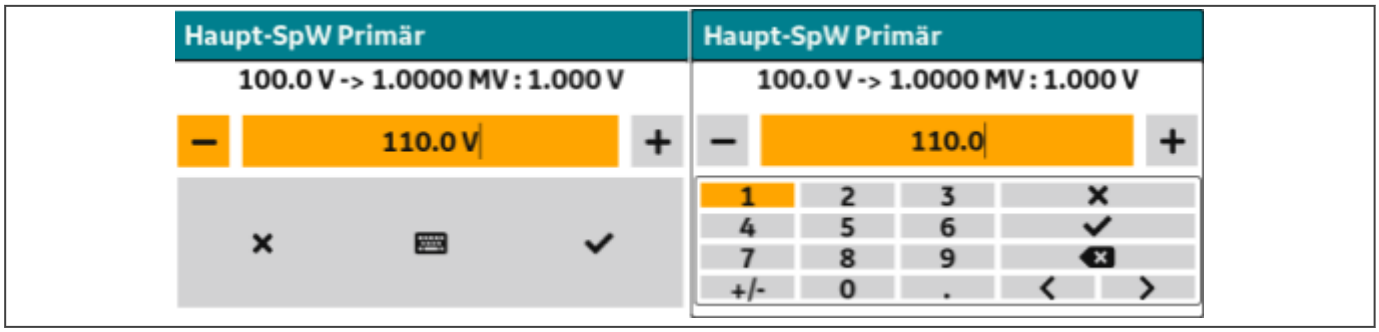
Steuereingänge können nicht über die Menükontexttasten betätigt werden. Um Steuereingänge zu betätigen, navigieren Sie auf dem vorderseitigen grafischen Bedienbildschirm zur Ansicht „Einstellungen für Steuereingänge“, wählen Sie den entsprechenden Steuereingang und dann nach Bedarf „Set/Reset“. RBAC wird von jetzt an für den Zugriff auf Steuereingänge für den Betrieb verwendet.

5.3.9 ÄNDERUNG DER EINSTELLUNGEN

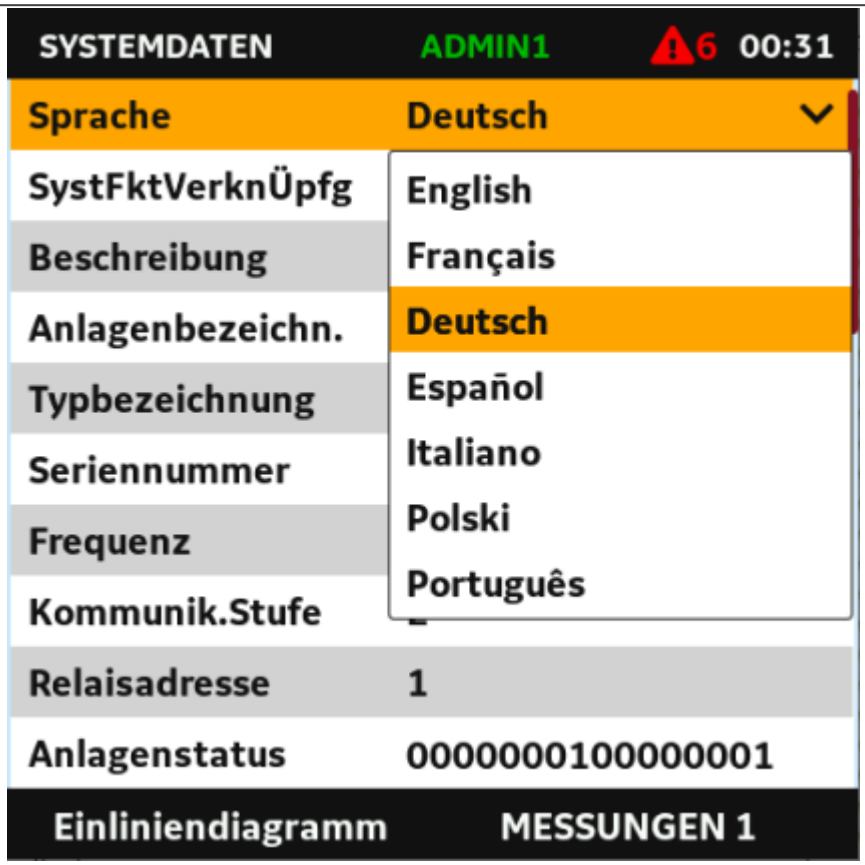
Zum Ändern der Einstellungen ist eine entsprechende Benutzerberechtigung oder ein entsprechender Umgehungszugang erforderlich. Einzelheiten zur Benutzerberechtigung entnehmen Sie bitte dem Kapitel „Cybersicherheit“.

- Markieren Sie die erforderliche Einstellungsspalte/das erforderliche Einstellungsmenü, wobei Sie mit der Standardanzeige beginnen.
- Verwenden Sie die Taste „OK“, um in das markierte Einstellungsmenü zu gelangen.
- Um den Wert einer Einstellung zu ändern, gehen Sie im Menü zur relevanten Zelle, und dann drücken Sie die **Eingabetaste**, um den Zellwert zu ändern. Neben der Zelle wird ein Einstellungsbildschirm angezeigt. Wenn der aktuell angemeldete Benutzer keine Zugriffsberechtigung zum Ändern der Einstellung hat, kann die Einstellung nicht geändert werden, und der Benutzer wird durch ein Popup-Dialogfeld informiert. Bestätigen Sie die Popup-Meldung, und navigieren Sie zum Abschnitt „Benutzerkonten“, der sich am oberen Rand des Bildschirms (oberes Banner) befindet, um das Passwort für die erforderliche Zugriffsberechtigung zur Änderung von Einstellungen einzugeben.
- Zum Ändern des auf dem Einstellungsbildschirm angezeigten Werts verwenden Sie die Cursortasten, um die gewünschten Einstellungen zu ändern. Wenn mehr Einstellungen verfügbar sind als auf den Bildschirm passen, erscheint auf der rechten Seite eine Bildlaufleiste. In manchen Fällen wird eine virtuelle Tastatur zur Eingabe komplexer Zeichen bereitgestellt. Das Schutzgerät behält Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Einstellungen bei, und nur die anwendbaren Einstellungen werden zum Ändern angezeigt.

Zur Analogwertaktualisierung kann der neue Analogwert eingegeben werden, indem mithilfe der Tasten die entsprechenden Schritte +ve und -ve ausgewählt oder Freiformzahlen über die virtuelle Tastatur eingegeben werden.

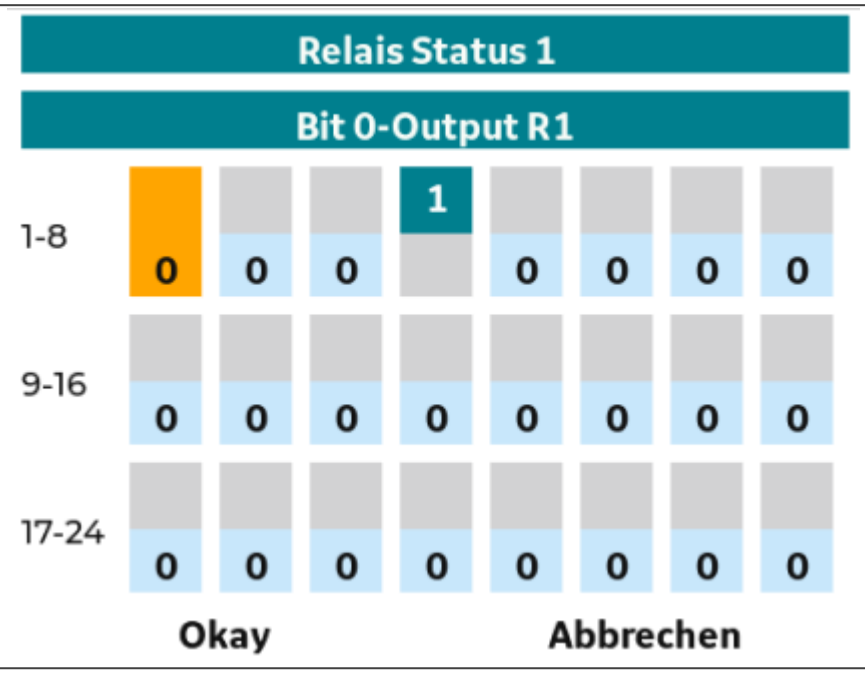


Wenn die Einstellungszelle aufklappbar ist, kann die erforderlich Einstellung aus der Dropdown-Liste ausgewählt werden.

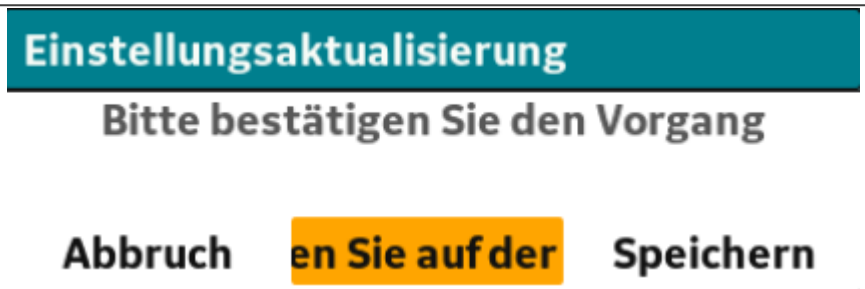


Manche der Einstellungen haben die Form einer Aktualisierung von Binärdatenbits. Durch Auswahl an jeder Bitposition können die Daten umgeschaltet werden.

Hinweis:
Binärdatenbits können auch verwendet werden, um die vorhandenen Daten jedes Bits für Überwachungszwecke zu verifizieren.



- Drücken Sie die **Eingabetaste**, um den neuen Einstellwert zu bestätigen, oder drücken Sie die Taste **Löschen** oder das auf dem Bildschirm angezeigte „x“, um ihn zu verwerfen.
- Zum Bestätigen der neuen Einstellungen drücken Sie die **Eingabetaste**. Navigieren Sie von dem gerade aktiven Parametersatz weg, oder drücken Sie die **Home**-Taste. Ein für die neuen Einstellungen angezeigtes Bestätigungsdialogfeld verlangt die Auswahl einer der folgenden Optionen:
- Speichern – alle Einstellungen einschließlich der vor kurzem geänderten Einstellungen übernehmen
- Abbrechen – vor kurzem vorgenommene Änderungen verwerfen und vorhandene Einstellungen beibehalten
- Auf Seite bleiben – zur aktiven Einstellungsseite zurückkehren, ohne vor kurzem vorgenommene Änderungen zu speichern



- Um zum Anfang des Menüs zurückzukehren, halten Sie etwa eine Sekunde lang die **Cursor-nach-oben**-Taste gedrückt, oder drücken Sie ein Mal die Taste **Löschen**. Es ist möglich, überall im Menü zwischen den Spalten zu navigieren, indem die Menükontexttasten am unteren Rand der Anzeige verwendet werden.
- Um zur Standardanzeige zurückzukehren, können Sie jederzeit die **Home**-Taste drücken.
- Drücken Sie die **Eingabetaste**, um die neuen Einstellungen zu übernehmen, oder die Taste **Löschen**, um sie zu verwerfen.
- Das Datum und die Uhrzeit können eingestellt werden, indem zum oberen Banner navigiert und die angezeigte Uhrzeit ausgewählt wird. Drücken Sie die **Eingabetaste** , um das Datum und die Uhrzeit mit dem angezeigten Kalender-/Uhrwidget einzustellen.

Hinweis:
Die Änderungen werden nicht für die Schutz- und Störschreibereinstellungen gespeichert, wenn dies nicht mithilfe der Aufforderung zur Bestätigung neuer Einstellungen gespeichert wird.

Hinweis:
Alle anderen Steuer- und Unterstützungsparameter (wie Kommunikations- und Steuereingänge) werden jedoch unmittelbar nach der Eingabe am Bedienfeld aktualisiert, ohne dass der Vorgang mithilfe der Aufforderung zur Bestätigung neuer Einstellungen bestätigt werden muss.

5.3.10 FUNKTIONSTASTEN

Die meisten Produkte haben eine Reihe von Funktionstasten zum Parametrieren von Steuerfunktionen mithilfe der parametrierbaren Schaltungslogik (PSL).

Jede Funktionstaste hat eine zugehörige programmierbare dreifarbige LED, die programmiert werden kann, um die gewünschte Anzeige bei Aktivierung einer Funktionstaste zu liefern.

Diese Funktionstasten können zur Ansteuerung jeder Funktion, der sie als Teil der PSL zugewiesen sind, verwendet werden. Die Funktionstastenbefehle befinden sich in der Spalte *FUNKTION TASTE*.

Abbildung 41: HMI-Funktionstasten-Display

Die erste Zelle in der Spalte *FUNKTIONSTASTEN* ist die Zelle ***Fn Taste Zustand***. Diese enthält eine Binärzeichenfolge, welche die Funktionstastenbefehle darstellt. Ihr Status kann anhand der Binärzeichenfolge gelesen werden.

Die nächste Zelle (***FnTaste 1***) erlaubt Ihnen, die erste Funktionstaste (1) zu aktivieren oder zu deaktivieren. Die Einstellung ***Lock*** erlaubt das Sperren einer Funktionstaste. Dadurch können Funktionstasten, die sich im Modus `Schalter` befinden und deren DDB-Signal aktiv High ist, in ihrem aktiven Status gesperrt werden, wodurch verhindert wird, dass die zugehörige Funktion durch nochmaliges Drücken deaktiviert wird. Die Verriegelung einer Funktionstaste, die auf den Modus „Taster“ eingestellt ist, bewirkt, dass die zugehörigen DDB-Signale permanent ausgeschaltet werden. Diese Sicherheitsfunktion verhindert, dass durch versehentliches Drücken von Funktionstasten kritische Funktionen aktiviert bzw. deaktiviert werden.

Die nächste Zelle (***FnTaste 1 Modus***) erlaubt Ihnen, die Funktionstaste auf `Taster` oder `Schalter` zu setzen. Im Umschaltmodus bleibt der DDB-Signalausgang der Funktionstaste im gesetzten Zustand, bis durch Aktivierung der Funktionstaste beim nächsten Tastendruck ein Rücksetzbefehl gegeben wird. Im Modus „Taster“ bleibt das Funktionstasten-DDB-Signal aktiv, solange die Funktionstaste gedrückt wird. Anschließend wird das DDB-Signal automatisch zurückgesetzt. Bei Bedarf kann eine Mindestimpulsbreite programmiert werden, indem ein Mindestimpulszeitgeber zum Funktionstasten-DDB-Ausgangssignal hinzugefügt wird.

Die nächste Zelle (***FnTaste1 Kennz.***) erlaubt Ihnen, die der Funktion zugewiesene Kennzeichnung zu ändern. In diesem Fall ist die voreingestellte Kennzeichnung `FnTaste 1`. Zum Ändern der Kennzeichnung drücken Sie die Eingabetaste, und dann ändern Sie Zeichen für Zeichen den Text in der unteren Zeile. Dieser Text wird angezeigt, wenn im Funktionstastenmenü auf eine Funktionstaste zugegriffen wird. Er kann auch in der PSL angezeigt werden.

Die nachfolgenden Zellen erlaubt Ihnen, dasselbe Verfahren wie oben für die anderen Funktionstasten auszuführen.

Der Status der Funktionstasten wird im nichtflüchtigen Speicher gespeichert. Wird die Hilfsstromversorgung unterbrochen, wird der Status aller Funktionstasten wiederhergestellt. Das Schutzgerät erkennt immer nur eine einzige Betätigung einer Funktionstaste, und eine Taste mindestens ca. 200 ms lang gedrückt werden, damit ein Tastendruck erkannt wird. Dadurch wird versehentliches doppeltes Drücken vermieden.

Die Funktionstasten erfordern Bedienerberechtigungen, damit sie verwendet werden können. Wenn der aktuelle Benutzer keine Bedienerberechtigungen hat, informiert eine Meldung, dass der Vorgang fehlgeschlagen ist.

5.3.10.1 VISUALISIERUNG DER SCHUTZAUSLÖSUNG

Wenn eine Schutzauslösung im Gange ist, wird die laufende Auslösung neben den Hinweisen, die von der LED am Bedienfeld angezeigt werden, am LCD-Bildschirm durch einen roten Rand um das obere Banner herum angezeigt. Außerdem wird die LCD-Hintergrundbeleuchtung aktiv und es wird ein Dialogfeld mit drei Optionen angezeigt:

- „OK“ – Dialogfeld schließen
- „View“ (Ansicht) – zur Ansicht „Daten aufzeichnen“ navigieren und die letzte Fehleraufzeichnung öffnen
- „Reset Ind” (Anzeige zurücksetzen) – Anzeige der Auslösung zurücksetzen

KAPITEL 6

BETRIEB MIT ABGETASTETEN ANALOGWERTEN

6.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel ist nur auf Softwareversion AA anwendbar.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 97

Abgetastete Analogwerte – Einführung 98

Erneutes Abtasten von Daten 99

Abstimmung von Analogabtastwerten 100

6.2 ABGETASTETE ANALOGWERTE – EINFÜHRUNG

Die IEC 61850-Spezifikationen zu abgetasteten Analogwerten wie z. B. IEC61850--2 LE oder 61869 definieren die Prozessbuskommunikation zwischen den verschiedenen Komponenten von Schaltanlagentechnik. MiCOM Px40-Schutzgeräte unterstützen IEC61850-9-2 LE. Schutzgeräte mit kompatiblen Schnittstellen können mit dem Prozessbus kommunizieren und abgetasteten Analogwerten von Merging Units empfangen. Analoge Merging Units digitalisieren Analogwerte von herkömmlichen Strom- und Spannungswandlern, wodurch Analogwerte ersetzt werden. Dies vereinfacht die Installation durch den Ersatz der Analogmessverdrahtung mit dem Prozessbus-LAN. Die Verwendung eines Glasfasernetzes anstelle von schweren Kupferkabeln zwischen den Messgeräten und dem Schutzgerät sorgt für eine sicherere und wirtschaftlichere standortübergreifende Verkabelung. Auch können Schutzgeräte über digitale Merging Units Strom- und Spannungsabtastdaten von Kleinsignalwandlern empfangen, wie z. B. von optischen und Rogowski-Geräten.

Schutzgeräte, die digital abgetastete Analogwerte (Sampled Analogue Values, SAV) anstelle von Analogsignalen akzeptieren, erfordern keine teuren und schweren Strom- und Spannungswandler mit integrierter Skalierung, was sie kleiner, leichter, sicherer und kostengünstiger macht. Ein SAV-Schutzgerät mit der gleichen Gehäusegröße wie ein herkömmliches Schutzgerät würde mehr Raum für digitale E/A benötigen, weil die integrierten Strom- und Spannungswandler mehr Platz beanspruchen.

Die folgende Abbildung zeigt den Unterschied zwischen einen herkömmlichen Schutzgerät mit Analogeingängen und einem Analog abtastwert-Schutzgerät mit digitalen Eingängen:

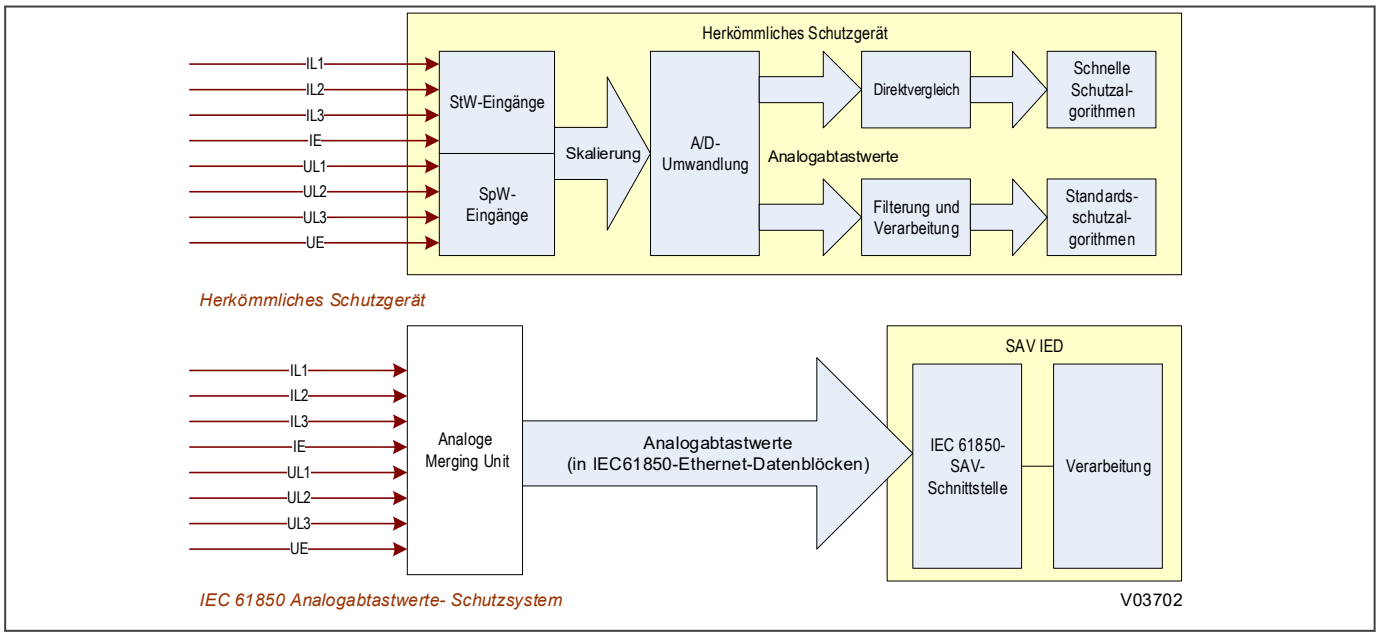


Abbildung 42: Vergleich eines herkömmlichen Schutzgeräts mit einem Analog abtastwert -Schutzgerät

6.3 ERNEUTES ABTASTEN VON DATEN

Eine IEC 61850-9-2LE-SAV-Schnittstelle empfängt pro Zyklus 80 Analogabtastwerte vom Prozessbus. Dies gilt gleichermaßen für 50 und 60 Hz. Die SAV-Schnittstelle tastet dann erneut diese Analogabtastwerte ab, damit die Daten dem Schutzgerät genauso wie die Analogsignale der normalen Eingänge von Strom- und Spannungswandlern erscheinen. Die Häufigkeit der erneuten Abtastung hängt vom Gerät ab.

Die IEC 61850-9-2LE-Schnittstelle verfolgt auch die Versorgungsfrequenz. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Analogabtastwerte vom Prozessbus auf 4000 Abtastungen/s für 50 Hz und 4800 Abtastungen/s bei 60 Hz festgelegt sind.

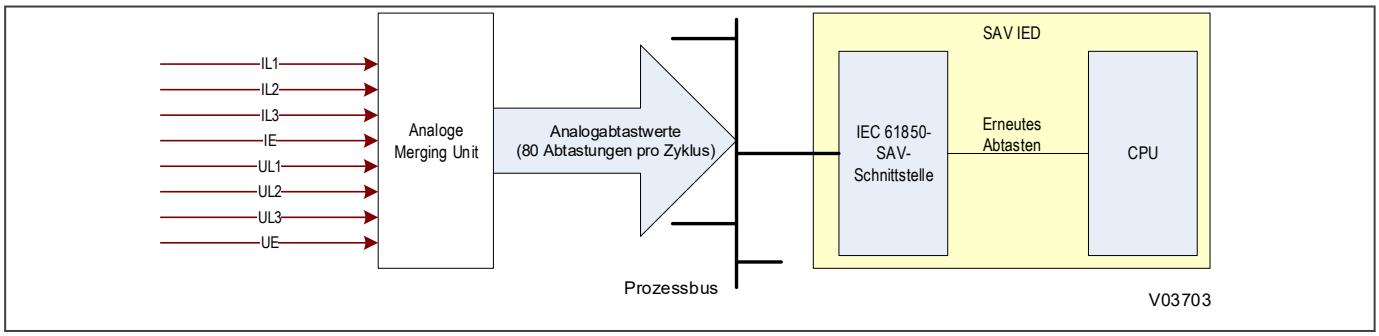


Abbildung 43: Datenabtastung unter Verwendung einer IEC 61850-9-2LE-Schnittstelle

6.4 ABSTIMMUNG VON ANALOGABTASTWERTEN

Die Datenblöcke der Analogabtastwerte von verschiedenen Merging Units am Prozessbus kommen möglicherweise nicht zur gleichen Zeit am Schutzgerät an. Die Übertragungsverzögerung hängt vom Hintergrund-Ethernet-Datenverkehr und davon ab, wie viele Switches im Prozessbus-Netzwerk verwendet werden.

Übertragungsverzögerungen spielen normalerweise keine Rolle bei Funktionen wie Dreiphasen-Überstromschutz, da sämtliche Stromsignale in einem einzelnen Datenblock empfangen werden. Jedoch verwendet eine Funktion wie Distanzschutz Spannungs- und Stromsignale, die von verschiedenen Merging Units mit verschiedenen Übertragungsverzögerung kommen können. Die SAV-Schnittstelle synchronisiert die Spannungs- und Stromabtastwerte, die von der Distanzschutzfunktion des Schutzgeräts gesendet werden. Das Schutzgerät verwendet dann die Einstellung ***Merge Unit Verz.***, die auf die maximale erwartete Verzögerung zwischen dem ersten und letzten Analogabtastwert eingestellt ist.

Das folgende Beispiel zeigt, wie Sie die Verzögerung einstellen müssten.

- Wenn das Schutzgerät nur einen logischen Knoten empfängt, ist keine Verzögerung erforderlich. Daher stellen Sie die Verzögerung der Merging Unit auf `0 ms` ein.
- Wenn das Schutzgerät gleichzeitig mehrere logische Knoten empfängt, ist keine Verzögerung erforderlich. Daher stellen Sie die Verzögerung der Merging Unit auf `0 ms` ein.
- Wenn das Schutzgerät mehrere logische Knoten zu verschiedenen Zeitpunkten empfängt, stellen Sie die Verzögerung der Merging Unit auf einen entsprechenden Nicht-Null-Wert ein.

Wenn keine der im Schutzgerät konfigurierten logischen Knoten innerhalb der Verzögerungszeit der Merging Unit empfangen werden, wird eine Warnung ausgegeben.

Um die Verzögerungszeit der Merging Unit während der Inbetriebnahme festzulegen, setzen Sie ***SucheMax.MU Verz*** auf `Ja`. Das Schutzgerät überwacht dann die Analogabtastwert-Datenblöcke, die in den nächsten zwei Sekunden empfangen werden, und zeigt die maximale Verzögerung zwischen identischen Abtastungen an.

6.4.1 KANALZUORDNUNGEN FÜR SAV-PRÜFUNG, SAV FRAGLICH, SAV UNGÜLTIG

Diese Signale entsprechen den Analogkanälen in einem herkömmlichen MiCOM-Schutzgerät. Der Kanalname erscheint auf der Anzeige des Schutzgeräts entsprechend jedem Bit.

P446, P546, P841B

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
UL1	UL2	UL3	VSC1	IL1-1	IL2-1	IL3-1	Ipar	INSEN	IL1 2	IL2 2	IL3 2	VSC2											

P443, P543, P841A

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
UL1	UL2	UL3	VSC1	IL1-1	IL2-1	IL3-1	Ipar	INSEN															

6.4.2 DATENQUALITÄT

Jede Verschlechterung bei der Messung oder Übertragung von Analogabtastwerten bedeutet, dass die Schutzfunktion des Schutzgeräts nicht mehr richtig funktioniert. Datenblöcke von einem typischen logischen Knoten haben Qualitäts-Flags, die jedem der Kanäle zugewiesen sind. Das Gerät übernimmt das Verhalten der Schutzfunktionen entsprechend diesen Qualitäts-Flags. Die verfügbaren Qualitäts-Flags sind *Gut*, *Ungültig* und *Fraglich*. Auch steht ein *Prüf-Flag* für Prüfzwecke zur Verfügung.

Eine Schutzfunktion spricht normalerweise dann an, wenn alle erforderlichen Analogabtastwerteingänge verfügbar sind und das Qualitäts-Flag *Gut* aufweisen. Wenn sich das Flag bei einem oder mehreren

Analogabtastwerteingängen auf *Ungültig* ändert, wird die Schutzfunktion blockiert. Wenn sich das Flag bei einem oder mehreren Analogabtastwerteingängen auf *Fraglich* ändert, kann die Schutzfunktion blockiert werden oder nicht, was von den ausgewählten Optionen in der Einstellung ***Trus Ques Data*** abhängt. Optionen:

- Bit 0: Außerhalb Bereich
- Bit 1: Falsche Referenz
- Bit 2: Oszillierend
- Bit 3: Alte Daten
- Bit 4: Unplausibel
- Bit 5: Ungenau

Der Schutzfunktion wird vertraut, und sie wird NICHT blockiert, wenn fragliche Daten für die obigen eingestellten Punkte vorliegen.

Die Schutzfunktion kehrt in den Zustand *Normal* zurück, wenn die Qualitäts-Flags für alle erforderlichen Analogabtastwerteingänge *Gut* sind. Da sich die Qualitäts-Flags bei jeder Abtastung ändern können, wird für jede Schutzfunktion eine einzyklische Übergangsverzögerung zwischen den Zuständen *Taster* und *Blockiert* verwendet.

6.4.2.1 EINFLUSS DER DATENQUALITÄT AUF SCHUTZFUNKTIONEN

Die folgenden Tabelle zeigt, wie Fehler der Analogabtastwerte die Schutzfunktionen des Schutzgeräts beeinträchtigen können.

Eine Überstromschutz kann beispielsweise als gerichteter Überstromschutz konfiguriert werden, was zur Folge hat, dass die Spannungseingänge Einfluss auf die Funktion haben. Die Qualität des Spannungseingangs ist bedeutungslos, wenn der Überstromschutz ungerichtet ist.

X bedeutet, dass der SAV-Eingang die Zustände „Normal“ und „Sperre“ der Schutzfunktion beeinflusst.

bedeutet, dass die Schutzfunktion beeinflusst wird, wenn sie für das Zusammenwirken mit diesem Eingang konfiguriert wurde.

$ bedeutet, dass der Frequenzschutz aktiv ist, wenn eine beliebige Strom- oder Spannungsphase von guter Qualität ist.

	$[I_{A1}\ I_{B1}\ I_{C1}]$	$[I_{A2}\ I_{B2}\ I_{C2}]$	$[V_A\ V_B\ V_C]$	V_{SC1}	V_{SC2}	$I_{N\ SEN}$	I_M
Differentialschutz	X	#	#				
Distanzschutz	X	#	X				
Gerichteter Erdfehlerschutz	X	#	X				
Überstromschutz	X	#	#				
Gegensystemschutz	X	#	#				
Leiterbruch	X	#					
Erdfehlerschutz	X	#	#				
REF-Schutz						X	
EEF Schutz						X	
Nullüberspannung			X				
Spannungsschutz			X				
Frequenzschutz	$	$	$				

6.4.3 PROZESSBUSLEISTUNG

Da Ethernet-Netzwerke manchmal Datenblöcke verlieren, toleriert das Schutzgerät einige Verluste von Abtastwerten, um für Verfügbarkeit von Schutzfunktionen zu sorgen. Das Schutzgerät berechnet in jedem Zyklus eine Datenblock-Verlustrate (Einstellung ***LossRate Bereich*** für jede Merging Unit (logischer Knoten), mit der es

kommuniziert. Wenn die Einstellung ***LossRate Bereich*** kleiner als die Einstellung ***Loss Rate Grenz.*** (eingestellt in %) ist, toleriert das Schutzgerät Netzwerkverluste von bis zu drei aufeinanderfolgenden Abtastungen. Wenn die Einstellung ***LossRate Bereich*** größer als die Einstellung ***Loss Rate Grenz.*** (eingestellt in %) ist, werden die Schutzfunktionen vorübergehend blockiert.

Die Anzeige des Schutzgeräts zeigt Informationen über Analogabtastwertverluste auf dem Prozessbus für jeden logischen Knoten an, der dem Schutzgerät in den folgenden Zellen in der Spalte *IEC 61850-9.2LE* zugeordnet ist. Dies ist bei einer Prüfung oder Inbetriebnahme hilfreich, um Netzwerkprobleme zu erkennen und zu beseitigen, die zu einer Verschlechterung der Schutzschaltung führen können.

Folgende Daten werden bereitgestellt:

LNx LossRate Sec: Dies ist der Prozentwert der fehlenden SAV-Datenblöcke innerhalb der verstrichenen Sekunde für LNx.

LNx FrmLoss Cuml: Dies ist die Anzahl der Datenblöcke, die seit der letzten Rücksetzung verloren gegangen sind. Die neueste Rücksetzzeit wird im Menü des Schutzgeräts aufgeführt.

LNx Fehler Sek. : „Frame Error Seconds“ ist ein seit der letzten Rücksetzung kumulierter Wert. Wenn „LossRate Bereich“ 1,25 % übersteigt (eine Abtastung pro Zyklus mit einer Dauer von durchschnittlich einer Sekunde), zeichnet das Schutzgerät dies als „Error Second“ auf.

Dabei ist x die Nummer des Knotens (z. B. LN1).

Die Verlustdaten der Analogabtastwerte können mithilfe des Befehls ***LossRate Zurücks*** in der Einstellspalte *IEC61850-9.2LE* manuell zurückgesetzt werden.

6.4.4 SPANNUNGSWANDLERUMSCHALTUNG

Diese Funktion wird in den Schutzgeräten P44, P54 und P84 verwendet, die eine IEC 61850-9-2LE-Schnittstelle haben. Sie erlaubt dem Benutzer, den Dreiphasenspannungseingang zwischen zwei unabhängigen Analogabtastwert-Datenblöcken zu schalten, während das Schutzgerät in Betrieb ist. Dies kann zwei separaten Spannungswandlern im Primärsystem entsprechen. Die Funktion „VT Switch“ (Spannungswandlerumschaltung) erlaubt auch die Auswahl der Einphasen-Synchronkontrollspannungen aus drei unabhängigen Analogabtastwert-Datenblöcken.

Die Funktion „Spannungswandlerumschaltung“ ist standardmäßig deaktiviert. Um sie zu aktivieren, setzen Sie im Menü *IEC 61850-9-2LE* des Schutzgeräts die Einstellung ***Modus Commut SpW*** auf `Freigegeben`.

Schaltung eines Dreiphasenspannungseingangs

Die Dreiphasenspannung kann zwischen zwei Analogabtastwert-Datenblöcken geschaltet werden. Diese sind [UA1 UB1 UC1] und [UA2 UB2 UC2]. Die Schaltung wird durch den Status von DDB „UABC Wählen x1“ gesteuert. Die Logik wird in der nachstehenden Tabelle gezeigt.

DDB UABC Wählen x1	Auswahl UA UB UC
0	VA1 VB1 VC1
1	VA2 VB2 VC2

Die Änderung des SpW-Eingangs wird nur dann akzeptiert, wenn die DDB-Statusänderung mindestens 20 ms lang wirksam ist. Die ausgewählte Dreiphasenspannung wird nur dann angezeigt, wenn „Modus Commut SpW“ aktiviert ist.

Schaltung eines Einphasenspannungseingangs

Es gibt zwei Einphasenspannungen, die den Systemprüffunktionen für LS1 und LS2 zugeordnet sind. Diese sind Usk1 (***LS1 Sysem-Prüf.***) und Usk2 (***LS2 Systemprüf.***). Die Auswahl der Spannungsquelle für Usk1 wird durch den kombinierten Status von zwei DDBs, „Usk1 Wählen x1“ und „Usk1 Wählen 1x“, gesteuert, wie in der folgenden Tabelle gezeigt.

DDB Usk1 Wählen x1	DDB Usk1 Wählen 1x	Auswahl von Usk1
0	0	Vcs1
0	1	Vcs2
1	0	Vcs3
1	1	Ohne Funktion

Die Auswahl der Spannungsquelle für Usk2 wird durch den kombinierten Status von zwei DDBs, „Usk2 Wählen x1“ und „Usk2 Wählen 1x“, gesteuert, wie in der folgenden Tabelle gezeigt.

DDB Usk2 Wählen x1	DDB Usk2 Wählen 1x	Auswahl von Usk2
0	0	Vcs2
0	1	Vcs3
1	0	Vcs1
1	1	Ohne Funktion

Die ausgewählten Einphasenspannungen werden nur dann angezeigt, wenn „Modus Commut SpW“ aktiviert ist.

6.4.5 VIRTUELLE EIN- UND AUSGÄNGE

Analogabtastwert-Schutzgeräte haben virtuelle Ein- und Ausgänge, die in der PSL des Schutzgeräts als neue DDBs zugeordnet sind und als Auslöser für GOOSE-Nachrichten verwendet werden, die an das Schutzgerät und vom Schutzgerät gesendet werden. Die GOOSE-Steuerungsblöcke können mithilfe des Softwaretools IEC 61850 Configurator konfiguriert werden, welcher ein Teil der Anwendungssoftware für Einstellungen ist.

Die Ein- und Ausgänge vereinfachen den Einsatz der Schutzgeräte in volldigitalen Schaltstationen, wo der Status von Schaltanlagen, Daten von Steuergeräten und Befehle in Form von GOOSE-Nachrichten zwischen Schutzgeräten und Merging Units ausgetauscht werden.

6.4.5.1 EINSTELLUNGEN FÜR VIRTUELLE STROM- UND SPANNUNGSWANDLERVERHÄLTNISSE

Die Analogabtastwert-Datenblöcke sind primäre Messungen. Diese kommen von Merging Units (MU), die mit herkömmlichen Strom- und Spannungswandlern oder unkonventionellen Messwandlern (NCITs) verbunden sind. Auch können sie direkt von NCITs kommen. Die Algorithmen von Schutzgeräten basieren in der Regel auf Sekundärwerten. Wenn Primärwerte erforderlich sind, werden diese vom Schutzgerät auf der Basis von eingestellten StW- oder SpW-Verhältnissen berechnet.

Die Amplituden für 1-A-StW-Eingänge sind auf 64 A sekundär begrenzt. Die Amplituden für 5-A-StW-Eingänge sind auf 320 A sekundär begrenzt. Der sekundäre SpW ist auf 200 V Phase-zu-Erde begrenzt. Daher müssen geeignete StW- und SpW-Verhältnisse eingestellt werden, damit die Schutzfunktionen einwandfrei funktionieren. Die Messwandlerverhältnisse werden Menü *STW&SPW-VERHÄLTN* des Schutzgeräts festgelegt, das sowohl für herkömmliche als auch Analogabtastwert-Schutzgeräte vorgesehen ist.

Messung von einer Merging Unit aus, die an einen Stromwandler angeschlossen ist

Da dieser ein reales StW-Verhältnis hat, stellen Sie das reale primäre StW-Verhältnis ein.

Direkte Messung von einem NCIT aus

Es gibt kein physisches StW-Verhältnis. Stellen Sie das StW-Verhältnis hoch genug ein, damit der maximale Primärstrom (maximaler Fehlerwert) bei der Umwandlung in einen Sekundärwert nicht begrenzt wird.

Zum Beispiel wenn der maximale Primärstrom 50 kA beträgt:

- Wenn das StW-Verhältnis auf 1000:1 eingestellt ist, beträgt der umgewandelte Sekundärstrom bis zu 50 A. Dies ist weniger als 64 A und somit akzeptabel.
- Wenn das StW-Verhältnis auf 500:1 eingestellt ist, beträgt der umgewandelte Sekundärstrom bis zu 100 A. Dies ist mehr als 64 A und somit nicht akzeptabel.

6.4.6 WARNUNGEN DES SCHUTZGERÄTS

Analogabtastwert-Schutzgeräte verfügen über zusätzliche Warnungen.

Warnung Konfiguration 9-2 (WarnungKonfig9-2)

Diese Warnung wird ausgegeben, wenn Analogkanäle im Schutzgerät falsch zugewiesen sind (ungültige Kanalzuordnung), zum Beispiel, wenn Sie zwei Stromeingänge dem gleichen logischen Knoten zuweisen.

Analogabtastwert-Qualitätswarnung (Warn. SAV 9-2)

Diese Warnung wird ausgegeben, wenn eine der folgenden Bedingungen vorhanden ist:

- Einer oder mehrere der empfangenen Analogabtastwert-Datenblöcke sind nicht wie vom Schutzgerät verlangt synchronisiert worden.
- Einer oder mehrere der erwarteten Analogabtastwert-Datenblöcke wurden nicht empfangen.
- Einer oder mehrere der empfangenen Analogabtastwert-Datenblöcke haben die Qualität *Ungültig*.
- Einer oder mehrere der empfangenen Analogabtastwert-Datenblöcke haben die Qualität *Fraglich*, und das Schutzgerät ist so konfiguriert, dass es solche Analogabtastwert-Datenblöcke nicht akzeptiert.
- Einer oder mehrere der empfangenen Analogabtastwert-Datenblöcke haben ein Test-Flag, und das Schutzgerät ist so konfiguriert, dass es Schutzfunktionen blockiert, wenn es Datenblöcke mit einem Test-Flag empfängt.
- Einer oder mehrere der empfangenen Analogabtastwert-Datenblöcke haben kein Test-Flag, und das Schutzgerät ist so konfiguriert, dass es nur Datenblöcke mit einem Test-Flag empfängt.
- Empfangene Analogabtastwerte haben eine Nennfrequenz, die sich von der im Schutzgerät eingestellten Nennfrequenz unterscheidet.
- Der Sekundärstrom oder die Sekundärspannung überschreitet die akzeptable Grenze.

6.4.6.1 P54-WARNUNGEN

Warnung in Bezug auf die allgemeine Synchronisierung für Analogabtastwerte (Warn. SAV Synch)

Diese Warnung wird ausgegeben, wenn die allgemeine Synchronisierung für Analogabtastwerte fehlgeschlagen ist, wodurch die Stromdifferentialfunktion blockiert wird.

Warnung in Bezug auf „Abhängig“-Einstellungen (Invalid Sync Set)

Diese Warnung wird ausgegeben, wenn ***Leitungs-Diff.*** auf `Freigegeben`, aber ***GPS Synchr.*** auf `GPS Ausgeschalte` gesetzt ist.

KAPITEL 7

DISTANZSCHUTZ

7.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel werden die Prinzipien und die Theorie des Schutzes vorgestellt, und es wird beschrieben, wie der Schutz im Gerät realisiert wird. Zudem ist eine Anleitung für die Anwendung des Schutzes enthalten.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 106

Einführung 107

Funktionsprinzipien von Distanzmesszonen 110

Polygonale Kennlinie 122

Quadrilaterale Erdfehler-Kennlinien 129

Polygonale Kennlinien für Phasenfehler 139

Implementierung von Phasen- und Erdfehler-Distanzschutz 147

Distanz Isolierte und kompensierte Netze 159

Anwendungshinweise 173

7.2 EINFÜHRUNG

Die Grundprinzipien des Distanzschutzes sind umfassend dokumentiert und werden von den Schutztechnikern verstanden. Wenn Sie dieses Kapitel lesen, setzen wir voraus, dass Sie mit den Prinzipien des Distanzschutzes und zugehörigen Komponenten, z. B. unterstützte Schaltungen, vertraut sind. Um Ihnen jedoch die Wahl geeigneter Einstellungen zu erleichtern, sind in diesem Kapitel einige der Funktionsprinzipien der Distanzmesszonen aufgeführt.

7.2.1 DISTANZSCHUTZPRINZIP

Das Prinzip des Distanzschutzes basiert auf der Verwendung von Spannungs- und Strommesswerten zur Berechnung der Impedanz aus Sicht eines Geräteorts. Wenn die berechnete Impedanz ein unerwarteter Wert ist, kann dies auf einen Fehler hindeuten.

Die Impedanz einer Übertragungsleitung ist proportional zu ihrer Länge. Wenn Spannungs- und Stromsignale am Geräteort verfügbar sind, können diese zur Berechnung des Impedanzwerts aus Sicht des Geräteorts verwendet werden. Impedanzwerte, die vorwärts in die Leitung gerichtet sind, sowie Werte, die rückwärts hinter den Geräteort gerichtet sind, können berechnet werden. Die berechnete Impedanz wird mit so genannten „Reichweitenpunkten“ verglichen. Reichweitenpunkte sind Impedanzwerte, die zum Definieren von Schutzzonen verwendet werden. Das Gerät enthält Einstellungen, mit denen Sie diese Reichweitenpunkte konfigurieren können. Die Zonen werden normalerweise nummeriert (z. B. Zone 1, Zone 2, Zone 3). Durch Vergleich der berechneten Impedanz mit den Zonenreichweitenpunkten kann das Gerät bestimmen, ob ein Fehler vorliegt, und bei Bedarf die zugehörigen Leistungsschalter auslösen.

7.2.2 LEISTUNGSBEEINFLUSSENDE FAKTOREN

Ebenso wie die Genauigkeit der Signale, die von den Eingangsmessumformern angezeigt werden, ist die Beziehung zwischen der Quelle und der Leitungsimpedanz ein wichtiger Faktor, der die Leistung des Distanzschutzes beeinflusst. Es handelt sich um das Netzimpedanzverhältnis (System Impedance Ratio, SIR), das durch Z_S/Z_L definiert ist.

Die nachstehende Abbildung zeigt einen Fehlerzustand einer Stromversorgungsanlage und kann verwendet werden, um die Beziehung zu veranschaulichen.

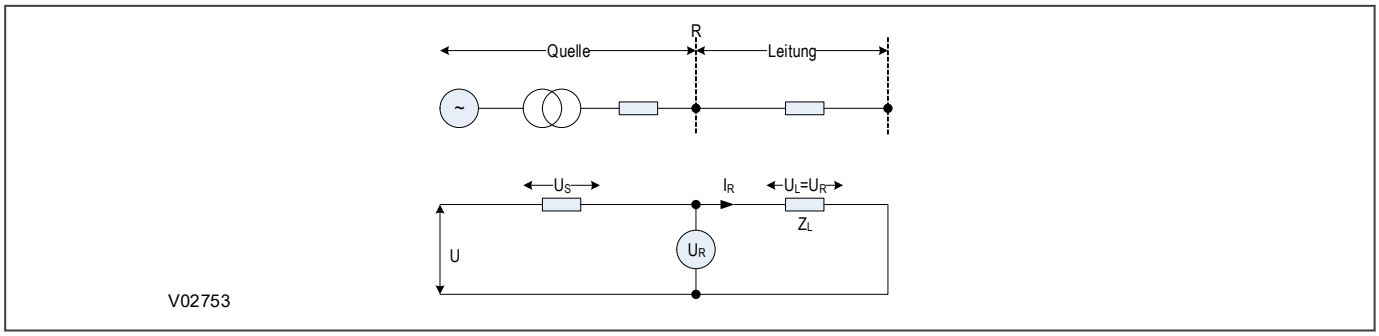


Abbildung 44: Netzimpedanzverhältnis

Die an die Impedanzschleife angelegte Spannung U ist die Leerlaufspannung des Energiesystems. Punkt R stellt den Ort des Schutzes dar; I_R und V_R sind der Strom und die Spannung, die vom Schutzgerät gemessen werden.

Die Impedanzen Z_s und Z_L werden aufgrund ihrer Position zum Schutzort als Quelle und Leitungsimpedanzen beschrieben. Die Quellimpedanz Z_s ist ein Messwert der Fehlergröße am Relaisort. Bei Fehlern in Verbindung mit Erde ist dies von der angewandten Methode der Anlagenerdung hinter dem Relaisort abhängig. Die Leitungsimpedanz Z_L ist ein Messwert der Impedanz des geschützten Abschnitts. Die an das Relais angelegte Spannung U_R ist daher I_RZ_L. Bei einem Fehler am Reichweitenpunkt kann dies in Form des Netzimpedanzverhältnisses ausgedrückt werden, indem der folgende Ausdruck verwendet wird:

$$U_R = U/(SIR+1)$$

wobei SIR = Z_S/Z_L

Aus der obigen Gleichung ist ersichtlich, dass die gemessene Spannung einen bedeutenden Einfluss auf den Entscheidungsfindungsprozess hat.

Die Fähigkeit des Distanzschutzes, bei einem vorliegendem Reichweitenpunktfehler eine genaue Messung durchzuführen, hängt davon ab, ob die Spannung am Übertragungsort zum Zeitpunkt des Fehlers über einem Mindestwert liegt. Wenn die Spannung über diesem Mindestwert liegt, wird sie in der Regel verwendet, um den Distanzschutz zu polarisieren und die Richtung des Fehlers anzuzeigen. Dies wird Selbstpolarisation genannt.

Wenn die Spannung unter die Mindestschwelle fällt, die für eine sinnvolle Entscheidung erforderlich ist, müssen alternative Methoden der Polarisation verwendet werden, um die Richtung des Fehlers zu bestimmen. Zwei Methoden, die angewendet werden, sind Kreuzpolarisation und Speicherpolarisation. Wenn ein Fehler nicht alle Phasen beeinflusst, können die Spannungssignale der fehlerfreien Phasen für die Richtungsentscheidung verwendet werden. Dies wird Kreuzpolarisation genannt. Wenn der Fehler dazu führt, dass alle Phasenspannungen abfallen, kann ein gespeicherter Datensatz der vor dem Fehler vorhandenen Spannung verwendet werden, um die Richtungsentscheidung zu treffen. Dies wird Speicherpolarisation genannt. Speicherpolarisation, Kreuzpolarisation und Selbstpolarisation können manchmal in Kombination verwendet werden.

7.2.3 BERECHNUNG DER IMPEDANZ

Sorgfältige Auswahl der Reichweiteneinstellungen und Auslösezeiten für die verschiedenen Messzonen ermöglicht eine fehlerfreie Abstimmung zwischen Distanzschutzgeräten. Der grundlegende Distanzschutz besteht aus einem unverzögerten gerichteten Schutz der Zone 1 und einer oder mehreren zeitverzögerten Zonen. Eine Schaltung mit grundlegendem Distanzschutz bietet wahrscheinlich drei Schutzzonen, aber numerische Distanzschutzgeräte können verschiedene weitere Zonen haben, und manche von ihnen sind so eingestellt, dass sie in Vorwärtsrichtung messen, und manche so, dass sie in Rückwärtsrichtung messen.

Manche numerischen Distanzschutzgeräte messen die Fehlerspannung und den Strom direkt und berechnen dann die Impedanz, wonach sie entscheiden, ob ein Ansprechen entsprechend den Impedanzgrenzen erforderlich ist, die in einem R/X-Diagramm definiert sind. Viele numerische Schutzgeräte emulieren ihre konventionellen elektromagnetischen Gegenstücke. Anstatt die absolute Impedanz zu berechnen, vergleichen sie die gemessene Fehlerspannung mit einer aus dem Fehlerstrom und der Zonenimpedanzeinstellung berechneten nachgebildeten Spannung, um zu bestimmen, ob der Fehler innerhalb oder außerhalb der Zone liegt.

Normalerweise vergleicht ein Vergleicher entweder die relative Amplitude oder die relative Phase der Eingangsgrößen, um die Impedanzgrenzen zu bestimmen. Die Grenzen können entweder gerade Kennlinien (Vierecke) oder kreisförmige Kennlinien (Mhos) sein.

7.2.4 IMPLEMENTIERUNG MIT VERGLEICHERN

Der Distanzschutz in diesem Gerät verwendet gemessene Spannungs- und Stromwerte zusammen mit Einstellwerten wie z. B. Leitungsimpedanz, um festzustellen, ob Fehlerzustände vorliegen. Die Feststellung, ob ein Fehlerzustand vorliegt, wird von so genannten Vergleichern getroffen. Diese Vergleicher verwenden Spannungs- und Stromeingänge in Verbindung mit Impedanzeinstellungen, um festzustellen, ob in einer bestimmten Zone ein Fehler vorliegt. Mehrere Zonen können Schutz für die geschützte Leitung sowie Reserveschutz für angeschlossene Leitungen bieten.

Alle Distanzzonenberechnungen in diesem Gerät verwenden einen oder mehrere Vergleicher. Jeder Vergleicher verwendet zwei Vektorgrößen, die im Allgemeinen als S1 und S2 bezeichnet werden. Die S1- und S2-Vergleicher werden verwendet, um entweder kreisförmige (Mho) und/oder quadrilaterale Kennlinien zu erstellen. Im Falle der Mho-Kennlinien wird ein einziger Vergleicher verwendet, um eine Auslöseentscheidung zu treffen. Im Falle der quadrilateralen Kennlinien werden mehrere Vergleicher verwendet, um eine Auslöseentscheidung zu treffen.

7.2.5 POLARISATION UND DISTANZKENNLINIEN

Die Distanzzonenkennlinien sind polarisiert (gerichtet), um den Kennlinienwinkel der Leitung widerzuspiegeln. Manche der Zonen des Distanzschutzes sind vorwärts gerichtet, manche sind rückwärts gerichtet, und manche sind versetzt. Polarisation wird im Allgemeinen durch gerichtete Selbstpolarisation erreicht, aber Speicherpolarisation oder Querpolarisation kann bei im Nahbereich liegenden Nullspannungsfehlern eingesetzt werden.

7.3 FUNKTIONSPRINZIPIEN VON DISTANZMESSZONEN

Alle Distanzzonenkennlinien in diesem Gerät werden mithilfe eines oder mehrerer Vergleicher erstellt. Die Vergleicher werden verwendet, um entweder Mho- oder quadrilaterale Kennlinien zu erstellen. In diesem Abschnitt werden die Prinzipien der Kennlinienerstellung erläutert, um verständlich zu machen, wie am besten vorzugehen ist.

In der folgenden Tabelle sind Signaldefinitionen aufgeführt, die zum Erstellen von Messzonenkennlinien verwendet werden.

Bezeichnung	Beschreibung
I	Strom
I	Strom, der vom Messelement des Distanzschutzes verwendet wird
I_M	Reststrom der Parallelleitung (gemeinsamer Strom)
I_N	Nullstrom (berechnet)
I_{ph}	Fehlerhafter Phasenstrom (z. B. IL1 bei einem L1-E-Fehler)
j	Der komplexe Operator
k_M	Koeffizient für gegenseitige Kompensation
k_{ZN}	Koeffizient für Restkompensation
p	Distanzpolarisierungsfaktor. Ein Prozentsatz des Speicherspannungspolarisierungssignals, der zum Selbstpolarisierungsspannungssignal hinzugefügt wird, um das Maß der Mho-Erweiterung zu bestimmen und dazu beizutragen, eine Richtungsentscheidung zu treffen.
R	Widerstand
R	Vorwärtswiderstandsreichweite
R'	Rückwärtswiderstandsreichweite
S	Ein Spannungsvektorwert für den Vergleich einer oder mehrerer Spannungskomponenten
S_1	Ein Spannungsvektoreingang für einen Vergleicher
S_2	Ein zweiter Spannungsvektoreingang für einen Vergleicher
U	Spannung
U	Spannung, die vom Messelement des Distanzschutzes verwendet wird
U/I	Impedanz, die vom Distanzschutzelement gemessen wird
U_{mem}	Spannungsspeichersignal, das für die Polarisation verwendet wird
U_{ph}	Fehlerhafte Phasenspannung (z. B. UL1 bei einem L1-E-Fehler)
U_{ph}/I_{ph}	Schleifenimpedanzmessung
U_S	Quellspannung
X	Reaktanz
Z	Einstellung der Impedanzreichweite
Z'	Einstellung der Rückwärtsimpedanzreichweite
Z_1	Mitsystemimpedanz
Z_{LP}	Schleifenimpedanz
Z_{Abbild}	Vorwärtsabbildreichweite in der Schleifenimpedanzebene = $Z(1+kZN.IN/Iph+kZM.IM/Iph)$
Z'_{Abbild}	Rückwärtsabbildreichweite in der Schleifenimpedanzebene = $Z'(1+kZN.IN/Iph+kZM.IM/Iph)$
Z_S	Quellimpedanz
σ	Ein Winkel (in Grad), der normalerweise zur Neigung einer Blindleistungslinie auf einer quadrilateralen Kennlinie gehört

Bezeichnung	Beschreibung
$\angle\sigma$	Ein vektorieller Operator, der eine Vektorgröße um einen Winkel von σ^o dreht (alternative Darstellung $e^{j\sigma}$)

Hinweis:
Der fehlerhafte Phasenstrom (I) wird im Allgemeinen als Bezug (0º) für die Vektordiagramme verwendet.

7.3.1 MHO-KENNLINIEN

Es gibt verschiedene Typen von Mho-Kennlinien, aber zwei spezifische Kennlinien eignen sich gut für die Einführung definierender Prinzipien. Bei diesen handelt es sich um die gerichtete selbstpolarisierte Mho und die ungerichtete-Mho. Beide Typen werden für Phasenfehler und Erdfehler verwendet.

In der Praxis werden selbstpolarisierte Mhos selten verwendet, da Spannungsabfälle bei Fehlern im Nahbereich die Selbstpolarisation unzuverlässig machen. Stattdessen werden in der Regel Speicherpolarisationskomponenten und/oder Kreuzpolarisationskomponenten verwendet, um einen Polarisationsbezug herzustellen. Gerichtete selbstpolarisierte Mhos sind jedoch leichter zu verstehen und werden mittels Einführung verwendet.

Mho-Kennlinien sind für den Phasen- und Erdfehlerschutz verfügbar. Eine Mischung aus gerichteten Vorwärtskennlinien, gerichteten Rückwärtskennlinien und ungerichteten-Kennlinien ist verfügbar. Zone 1 und Zone 4 sind als „Vorwärts“ oder „Rückwärts“ einstellbar. Die Zonen 2, 3, P und Q sind als „Vorwärts“, „Rückwärts“ oder „Ungerichtet“ einstellbar.

7.3.1.1 GERICHTETE MHO-KENNLINIE FÜR PHASENFEHLER

Das folgende Diagramm zeigt, wie die gerichtete selbstpolarisierte Mho-Kennlinie für Phasendistanzschutz erstellt wird.

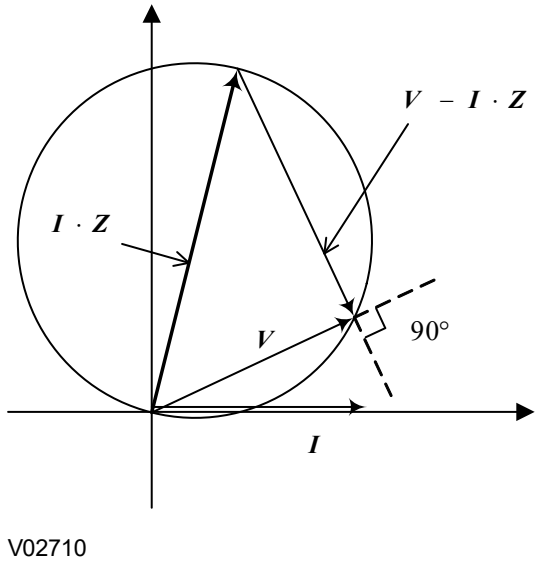


Abbildung 45: Aufbau eines gerichteten Mho-Elements

Die beiden Signale, die für den Vergleicher bereitgestellt werden, sind:

$$S_1 = U$$

$$S_2 = U - I.Z$$

Das Ansprechen erfolgt, wenn der Winkel zwischen den Signalen größer als 90° ist

7.3.1.2 VERSATZ-MHO-KENNLINIE FÜR PHASENFEHLER

Das folgende Diagramm zeigt, wie die Versatz-Mho-Kennlinie für Phasendistanzschutz erstellt wird:

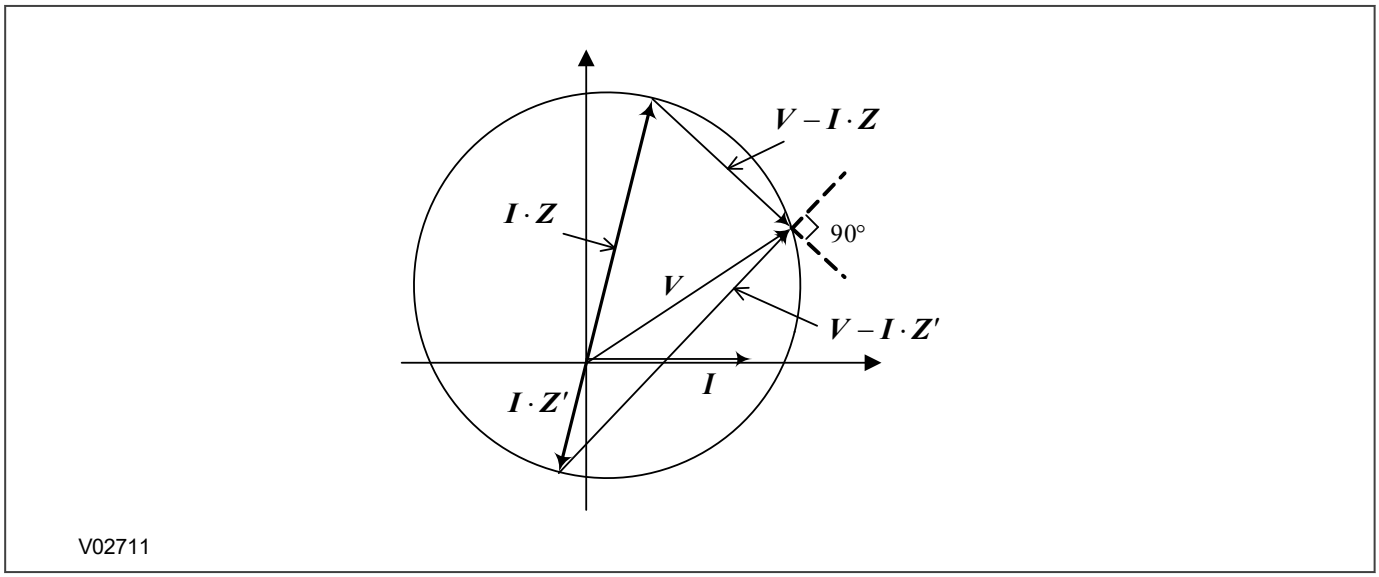


Abbildung 46: Versatz-Mho-Kennlinie

Die beiden Signale, die für den Vergleicher bereitgestellt werden, sind:

$S_1 = U - IZ'$

$S_2 = U - IZ$

Das Ansprechen erfolgt, wenn der Winkel zwischen den Signalen größer als 90° ist

7.3.1.3 GERICHTETE SELBSTPOLARISIERTE MHO-KENNLINIE FÜR ERDFEHLER

Kennlinien von Erdfehlerelementen können in zwei verschiedenen komplexen Ebenen dargestellt werden – der Mitsystemimpedanzebene (Z_1-Ebene) und der Schleifenimpedanzebene (Z_{LP}-Ebene). Die Reichweiteneinstellung definiert die Reichweite in Form der Mitsystemimpedanz. Die Kennlinie in der Z_{LP}-Ebene ist in der Regel dynamisch, da sie von Fehlerströmen abhängig ist. Die Darstellung der Z_{LP}-Ebene ist jedoch häufig praktischer für den Bezug, insbesondere, wenn ein Einspeisungsprüfgerätesatz verwendet wird, welcher die Restkompensation nicht auf die Impedanzdarstellung anwenden kann, oder wenn die Lastausblendungen geprüft werden müssen.

Das folgende Diagramm zeigt, wie eine gerichtete Mho-Kennlinie für Erdfehler erstellt wird.

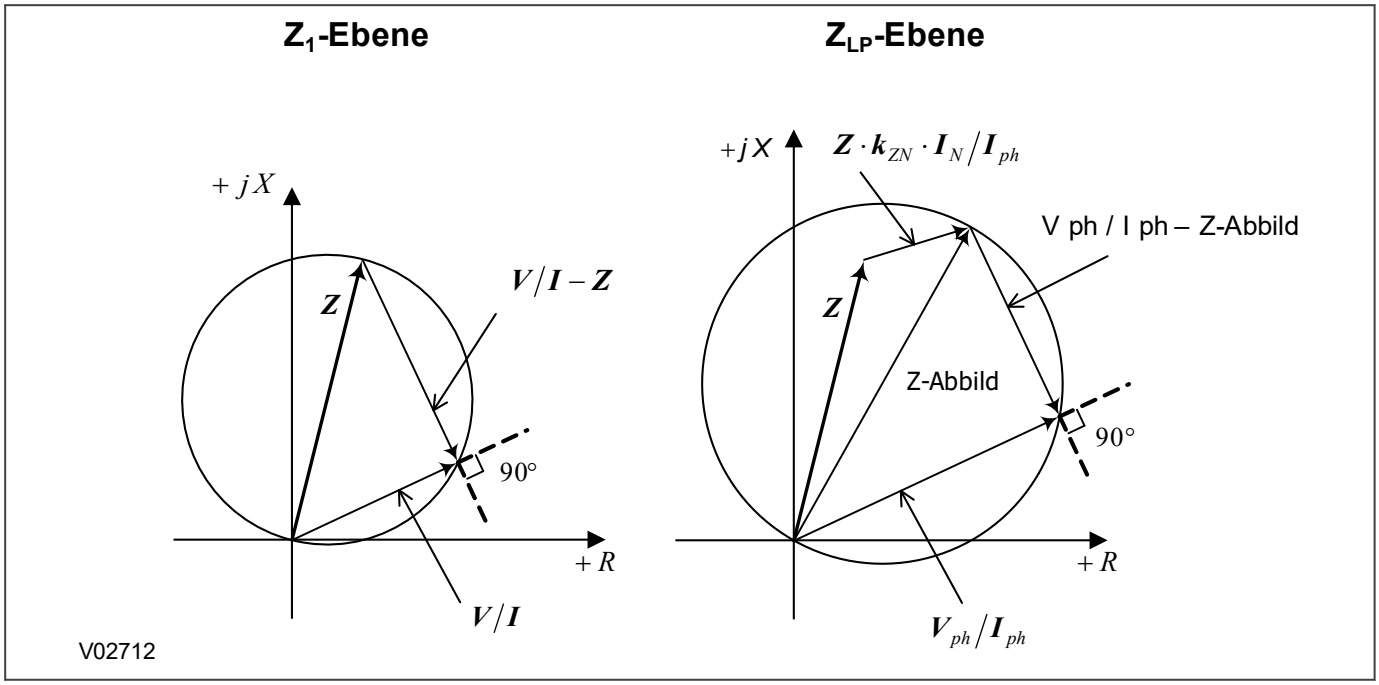


Abbildung 47: Aufbau eines gerichteten Mho-Elements – Impedanzbereich

Die beiden Signale, die für den Vergleicher bereitgestellt werden, sind:

$$S_1 = U$$

$$S_2 = U - IZ$$

wobei (z. B. bei einem L1-E-Fehler) mit angewendeter Restkompensation:

$$U = U_A$$

$$I = I_A + k_{ZN}.I_N$$

wobei $k_{ZN} = (Z_0 - Z_1) / 3Z_1$ und durch zwei Einstellungen definiert ist: ***kE*** und ***KE winkel***.

und wenn gegenseitige Kompensation angewendet wird:

$$I = I_A + k_{ZN}.I_N + k_{ZM}.I_M$$

wobei $k_{ZM} = 3Z_M / 3Z_1$ und durch zwei Einstellungen definiert ist: ***kE,par*** und ***kE,par Winkel*** .

Das Ansprechen erfolgt, wenn der Winkel zwischen den Signalen größer als 90° ist.

Um eine Darstellung der Z_{LP}-Ebene in der Erstellung des gerichteten Mho-Elements zu erhalten, wird U durch U_{ph} ersetzt, und I wird durch $I_{ph} + k_{ZN}.I_N$ ersetzt, wobei U_{ph} und I_{ph} die Spannung bzw. der Strom der fehlerhaften Phase sind (und keine gegenseitige Stromkompensation vorausgesetzt wird).

Die beiden Signale, die für den Vergleicher bereitgestellt werden, sind in diesem Fall:

$$S_1 = U_{ph}$$

$$S_2 = U_{ph} - I_{ph}.Z(1+k_{ZN}.I_N/I_{ph})$$

Wir können eine Abbildimpedanzreichweite, Z_{Abbild}, wie folgt definieren:

$$Z_{Abbild} = Z(1+k_{ZN}.I_N/I_{ph})$$

oder wenn gegenseitige Kompensation angewendet wird:

$$Z(1+k_{ZN}.I_N/I_{ph}+k_{ZM}.I_M/I_{ph})$$

Wenn die störungsfreien Phasenströme viel kleiner als der Strom der fehlerhaften Phase sind und die gegenseitige Kompensation deaktiviert ist, dann:

$$I_N \cong I_{ph}$$

sodass

$$Z_{Abbild} \cong Z(1 + k_{ZN})$$

Dadurch wird die Darstellung der Z_{LP}-Ebene statisch.

7.3.1.4 VERSCHOBENE-MHO-KENNLINIE FÜR ERDFEHLER

Das nachstehende Diagramm zeigt, wie die Verschobene-Mho-Kennlinie für Erdfehlerdistanzschutz erstellt wird.

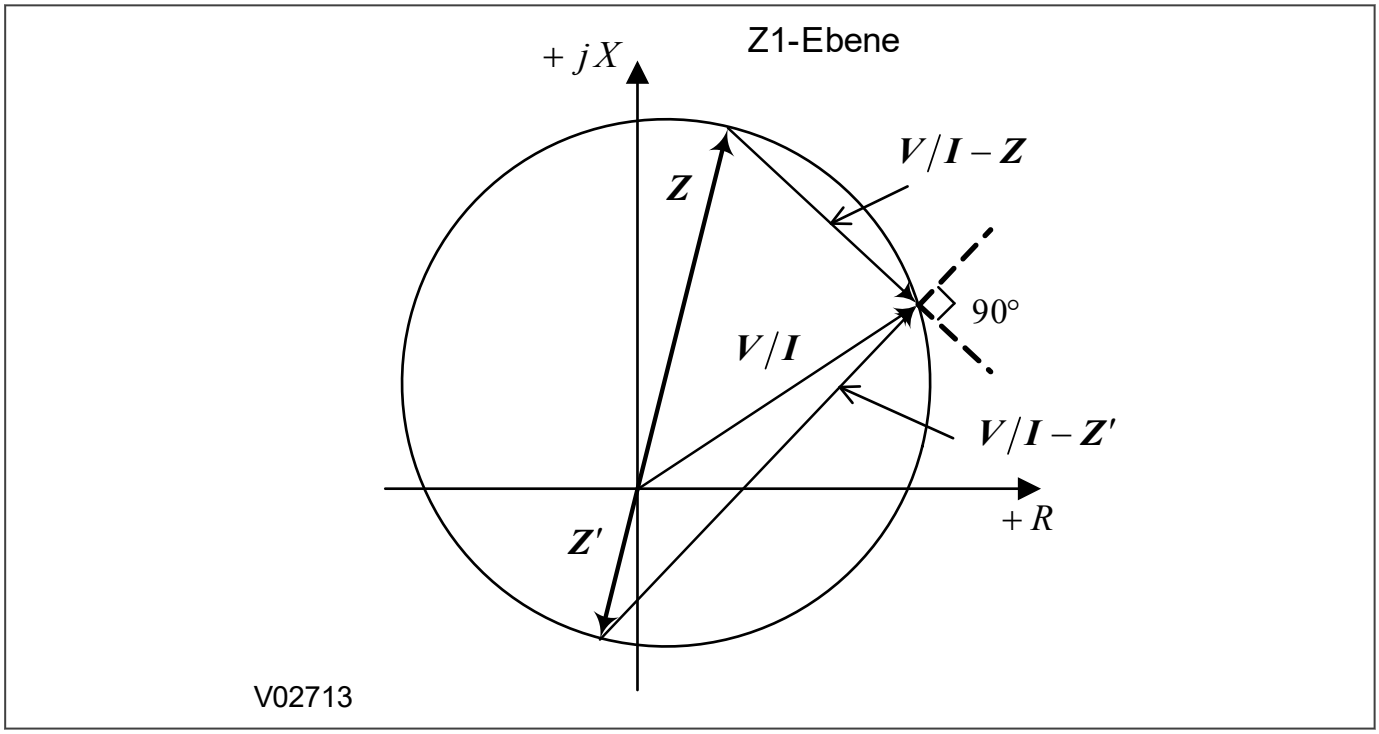


Abbildung 48: Verschobene -Mho-Kennlinien – Impedanzbereich

Die beiden Signale, die für den Vergleicher bereitgestellt werden, sind:

$$S_1 = U - I.Z'$$

$$S_2 = U - I.Z$$

Das Ansprechen erfolgt, wenn der Winkel zwischen den Signalen größer als 90° ist.

Das folgende Diagramm zeigt, wie die Verschobene -Mho-Kennlinie für Erdfehlerdistanzschutz auf den Schleifenimpedanzbereich übertragen wird.

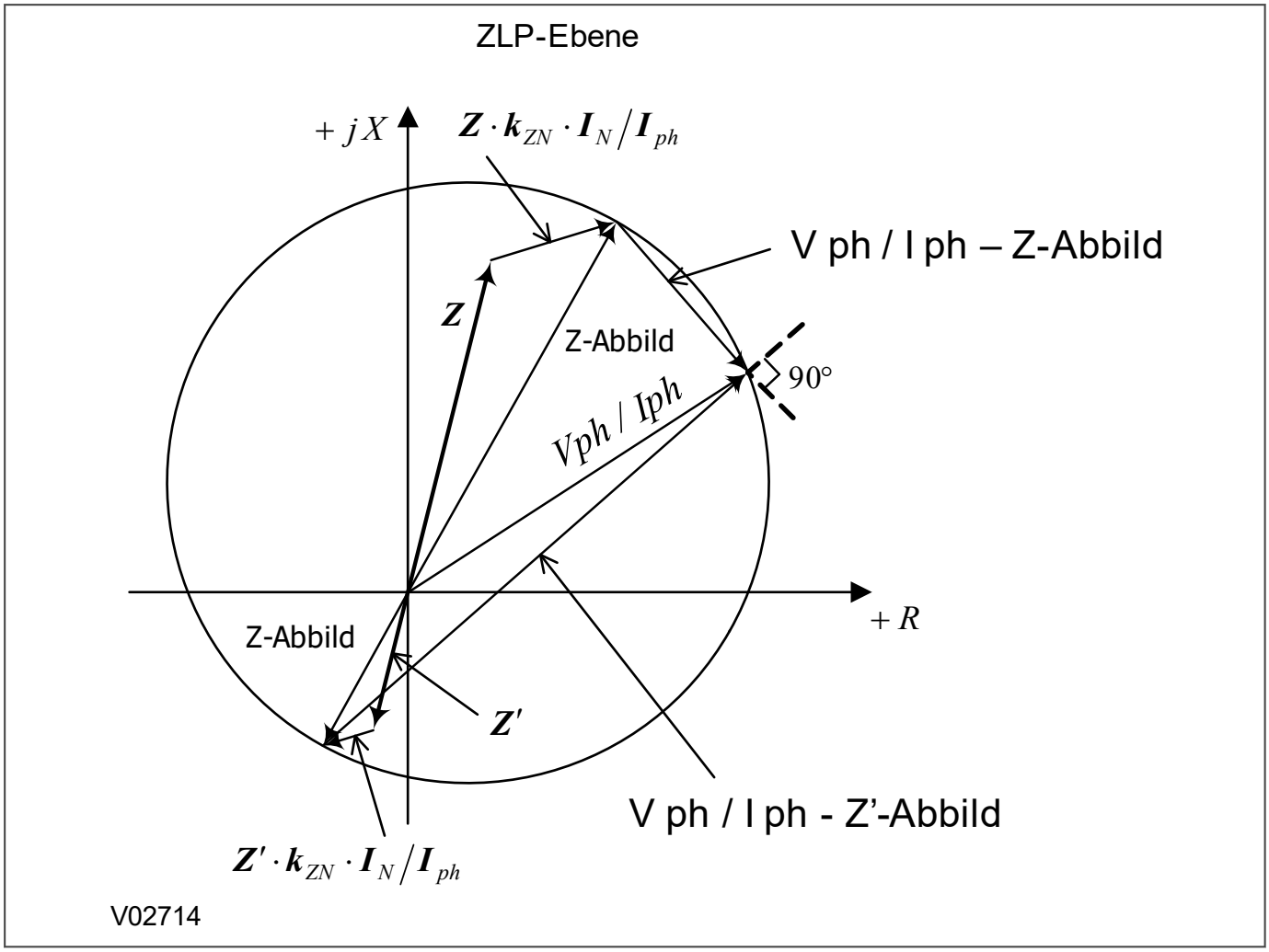


Abbildung 49: Verschobene -Mho-Kennlinien – Spannungsbereich

wobei: Z_{Abbild} ist die Abbildvorwärtsreichweite und Z'_{Abbild} ist die Abbildrückwärtsreichweite.

Wenn gegenseitige Kompensation angewendet wird:

$$Z_{Abbild} = Z(1+k_{ZN}.I_N/I_{ph} + k_{ZM}.I_M/I_{ph})$$

$$Z'_{Abbild} = Z'(1+k_{ZN}.I_N/I_{ph} + k_{ZM}.I_M/I_{ph})$$

Wenn die störungsfreien Phasenströme viel kleiner sind als der Strom der fehlerhaften Phase, ist der Nullstrom etwa genau so groß wie der Phasenstrom, und die Ausdrücke können wie folgt vereinfacht werden:

$$Z_{Abbild} = Z(1+k_{ZN} + k_{ZM}.I_M/I_{ph})$$

$$Z'_{Abbild} = Z'(1+k_{ZN} + k_{ZM}.I_M/I_{ph})$$

Wenn die störungsfreien Phasenströme viel kleiner sind als der Strom der fehlerhaften Phase und keine gegenseitige Kompensation angewendet wird, können diese Ausdrücke wie folgt vereinfacht werden:

$$Z_{Abbild} \cong Z(1 + k_{ZN})$$

$$Z_{Abbild} \cong Z'(1 + k_{ZN})$$

Daher wird die Darstellung der Z_{LP}-Ebene der Kennlinie statisch, ebenso wie es bei der gerichteten selbstpolarisierten Mho-Kennlinie für Erdfehler der Fall ist.

7.3.1.5 SPEICHERPOLARISATION VON MHO-KENNLINIEN

Selbstpolarisierte gerichtete Mho-Kennlinien erfordern genügend Polarisierungsspannung, damit der Spannungswinkel erkannt werden kann. Daher kann eine solche Kennlinie nicht bei Fehlern im Nahbereich funktionieren, wenn nicht genügend Polarisierungsspannung vorhanden ist. Um richtiges Ansprechen des Mho-Elements bei Nullspannungsfehlern sicherzustellen, fügt der Schutzalgorithmus einen als Ersatzphasenbezug dienenden Prozentsatz der Spannung aus dem Speicher zur Hauptpolarisierungsspannung hinzu.

Diese Technik wird Speicherpolarisierung genannt. Sie erhält nicht nur die Richtungseigenschaft der Mho-Kennlinie, sondern verstärkt sie auch durch dynamische Erweiterung bzw. Einengung der Kennlinie.

Hinweis:
*Das DDB-Signal **Betr.o.Spgs.sp.** kann verwendet werden, um zu erzwingen, dass das Gerät so verfährt, als wenn die Speicherzeit abgelaufen wäre, d. h. Verwendung einer Kombination aus Selbst- und Kreuzpolarisationsspannung.*

Hinweis:
*Das DDB-Signal **Self Pol** zeigt an, ob das Gerät mit Selbstpolarisationsspannung arbeitet.*

7.3.1.6 DYNAMISCHE MHO-ERWEITERUNG UND -EINENGUNG

Folgende Signale werden für die Speicherpolarisation an die Mho-Vergleicher übermittelt:

$$S_1 = U + pU_{mem}$$

$$S_2 = U - IZ$$

Wobei:

- U ist die Selbstpolarisationsspannung
- U_{mem} ist die gespeicherte Polarisationsspannung

Der Vorgang findet statt, wenn der Winkel zwischen den Signalen größer als 90 ist.

Die gespeicherte Spannung U_{mem} ist die vor dem Fehler vorhandene Spannung. Angenommen, der vor dem Fehler vorhandene Strom liegt am Übertragungspunkt knapp bei null; dann entspricht die vor dem Fehler vorhandene Spannung der Quellspannung. Daraus folgt:

$$U_{mem} = U_S$$

Dynamische Mho-Erweiterung bei Vorwärtsfehlern

Das Hinzukommen eines zusätzlichen Polarisierungseingangs erzeugt eine dynamische Mho-Erweiterung bei Vorwärtsfehlern und erhöht den Störlichtbogenwiderstand.

Siehe nachstehende Abbildung:

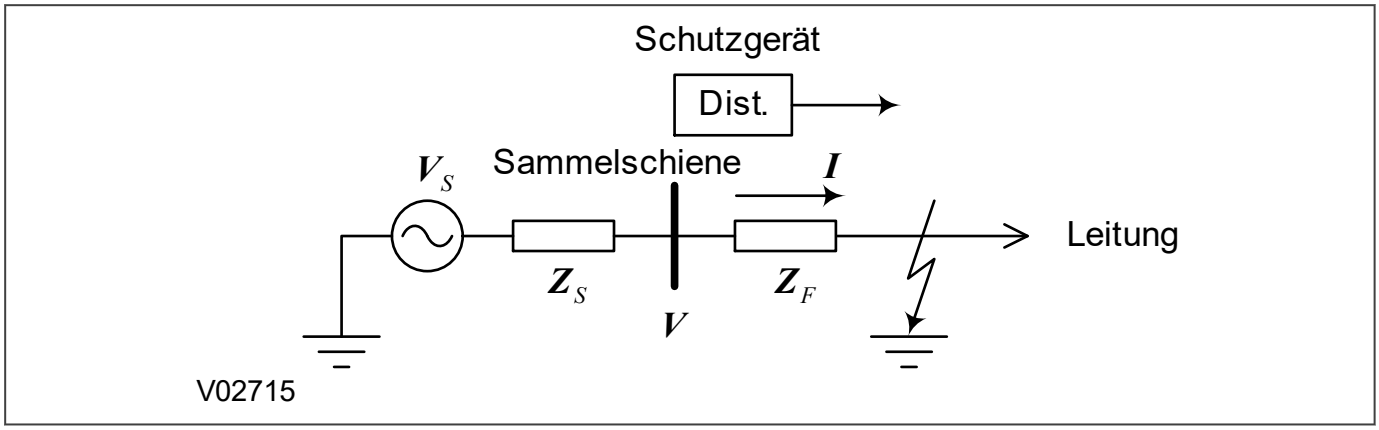


Abbildung 50: Vereinfachter Vorwärtsfehler

Bei einem Fehlerzustand können folgende Gleichungen verwendet werden:

$$U_S = U + I.Z_S$$

$$90° \leq \angle\left(V/I + \frac{p}{1+p} \cdot Z_s\right) - \angle(V/I - Z) \leq -90°$$

Die Mho-Erweiterung bei einem Vorwärtsfehler ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

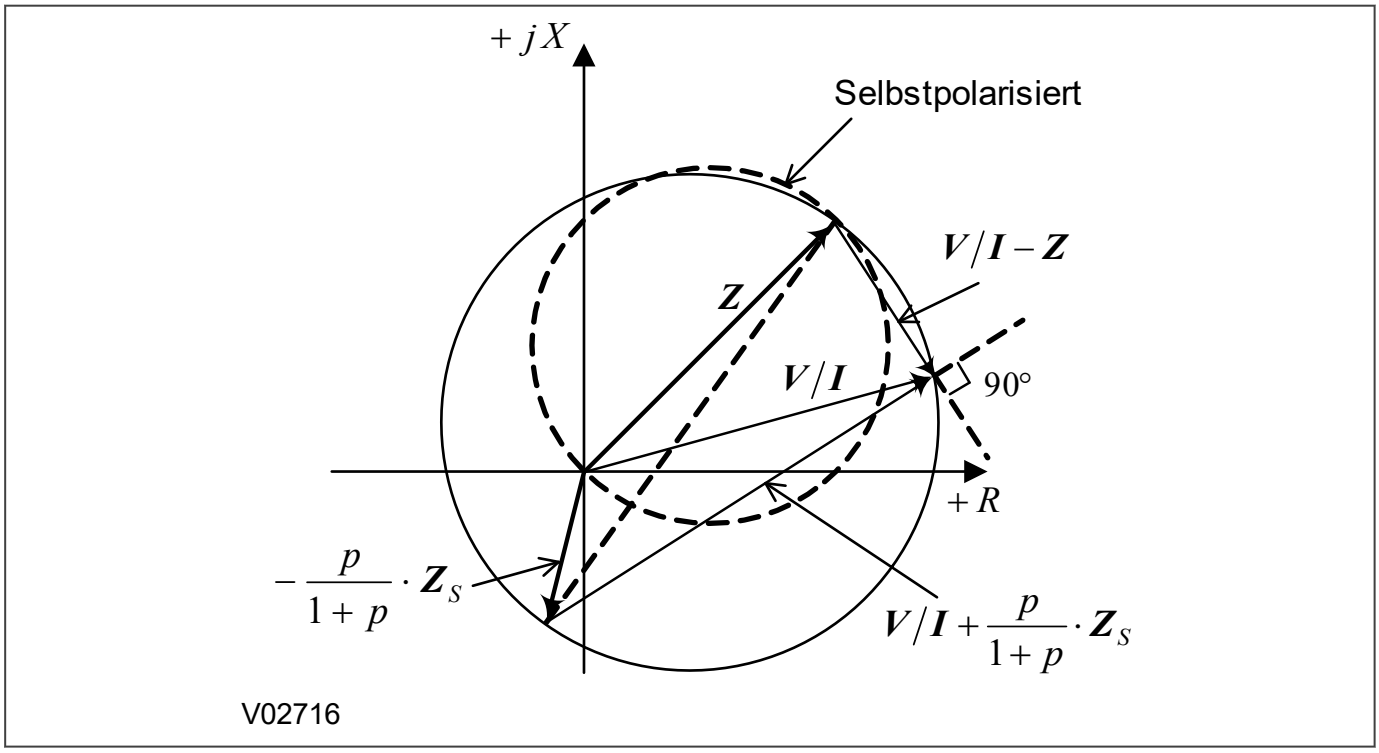


Abbildung 51: Mho-Erweiterung – Vorwärtsfehler

Mho-Erweiterung bei Vorwärtsfehlern:

$$\text{Mho-Erweiterung} = Z_S.p/(1 + p)$$

wobei Z_S die Impedanz der Quelle hinter dem Übertragungspunkt ist.

Die Verwendung der Quell- und Leitungsimpedanzen ist eine einfache Möglichkeit, die Mho-Erweiterung darzustellen. Der Schutzalgorithmus berechnet Z_S nicht intern, er verarbeitet nur die Signale S_1 und S_2, die von den Mho-Vergleichern bereitgestellt werden. In manchen Fällen unterscheiden sich die Quell- und Leitungsimpedanzen von ihren tatsächlichen Werten, die in verschiedenen Netzuntersuchungen verwendet werden. Dies ist hauptsächlich auf den vor dem Fehler vorhandenen Strom und die Restkompensation für Phase-Erde-Schleifen zurückzuführen. Um eine genaue Impedanzkennlinie darzustellen, berechnen Sie die Werte von Z_S wie folgt:

$$Z_S = (U_{mem} - U)/I$$

Dynamische Mho-Einengung bei Rückwärtsfehlern

Das Hinzukommen eines zusätzlichen Polarisierungseingangs erzeugt eine dynamische Mho-Einengung bei Rückwärtsfehlern und verbessert die Richtungsentscheidung.

Siehe nachstehende Abbildung:

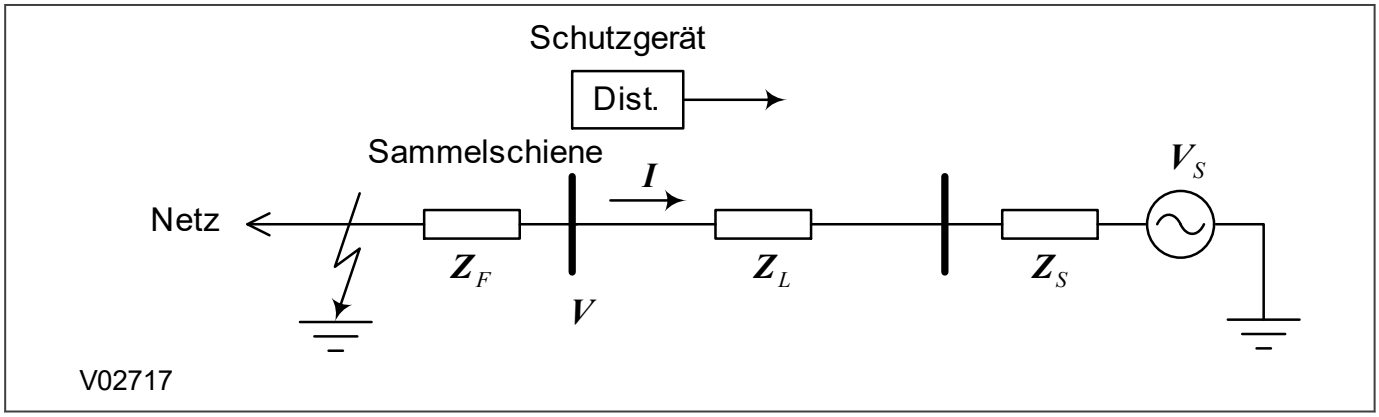


Abbildung 52: Vereinfachter Rückwärtsfehler

Bei einem Fehlerzustand können folgende Gleichungen verwendet werden:

$$U_S = U - I(Z_S + Z_L)$$

$$90° \le \angle\left(V/I - \frac{p}{1+p} \cdot (Z_S + Z_L) \right) - \angle\left(V/I - Z\right) \le -90°$$

Die Mho-Einengung bei einem Rückwärtsfehler ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

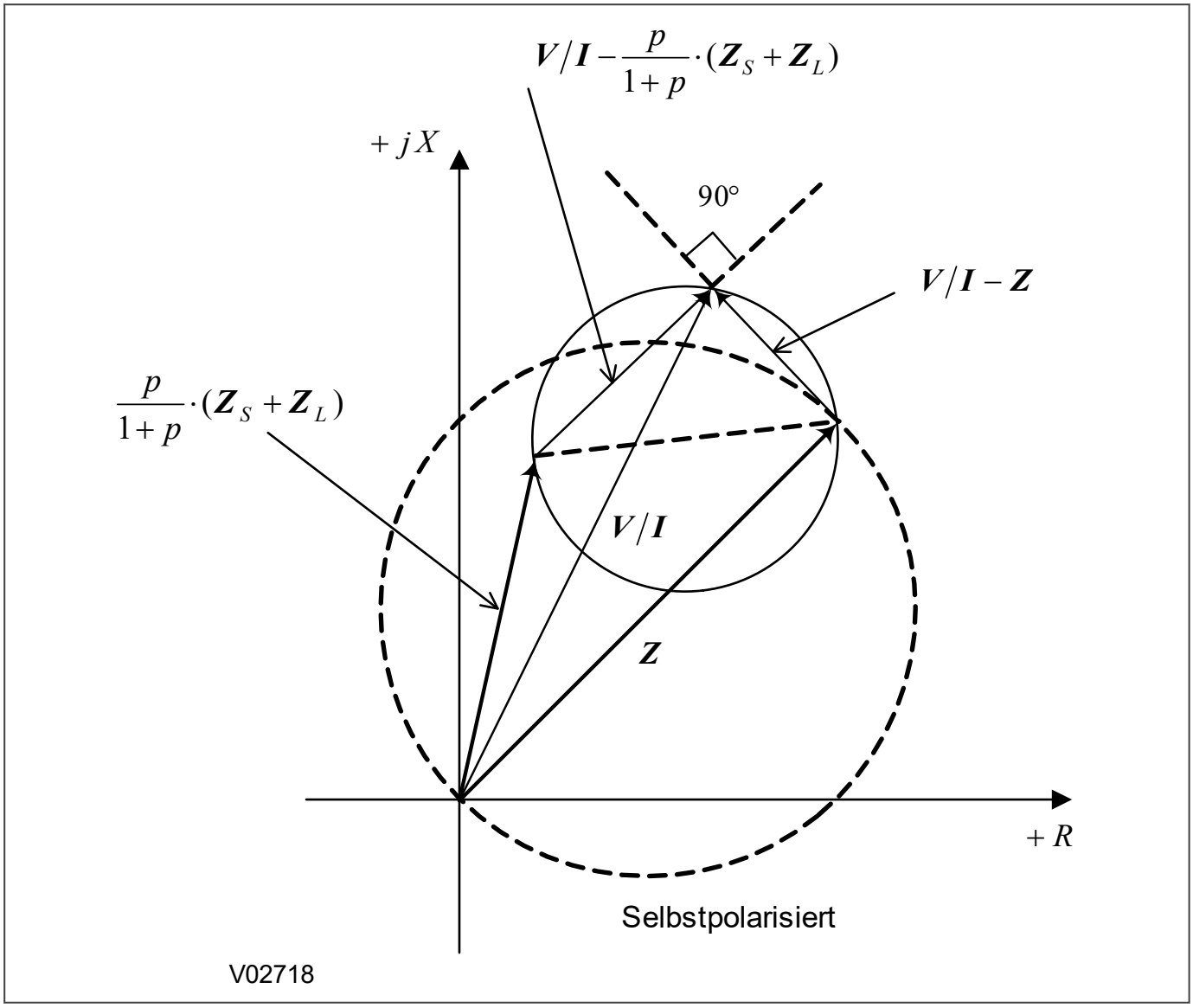


Abbildung 53: Mho-Einengung – Rückwärtsfehler

Mho-Einengung bei Rückwärtsfehlern:

$$\text{Mho-Einengung} = (Z_S + Z_L).p/(1 + p)$$

wobei $Z_S + Z_L$ die Impedanz der Leitung und der Quelle des Übertragungspunkts ist.

Die Verwendung der Quell- und Leitungsimpedanzen ist eine einfache Möglichkeit, die Mho-Einengung darzustellen. Der Schutz berechnet $Z_S + Z_L$ nicht intern, er verarbeitet nur die Signale S_1 und S_2, die von den Mho-Vergleichern bereitgestellt werden. In manchen Fällen unterscheiden sich die Quell- und Leitungsimpedanzen von ihren tatsächlichen Werten, die in verschiedenen Netzuntersuchungen verwendet werden. Dies ist hauptsächlich auf den vor dem Fehler vorhandenen Strom und die Restkompensation für Phase-Erde-Schleifen zurückzuführen. Um eine genaue Impedanzkennlinie darzustellen, berechnen Sie die Werte von $Z_S + Z_L$ wie folgt :

$$Z_S + Z_L = (U - U_{mem})/I$$

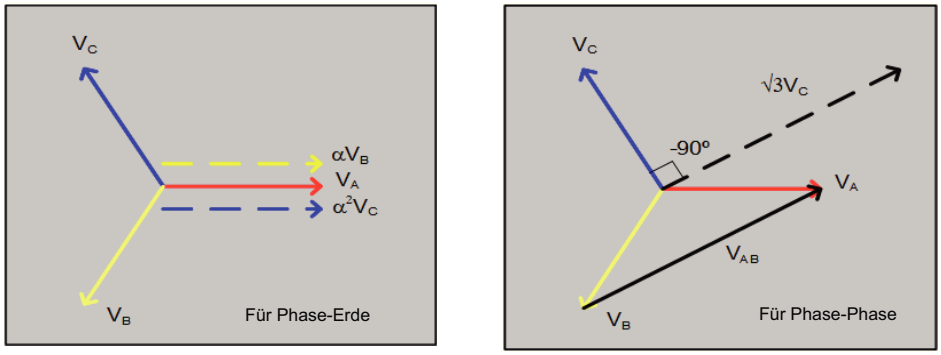
7.3.1.7 KREUZPOLARISATION VON MHO-CHARAKTERISTIKEN

Wenn die Spannung in einer fehlerhaften Phase zusammenbricht, ist es möglich, funktionstüchtige Phasenspannungskomponenten zu verwenden, um ein Polarisierungssignal zu berechnen, damit die Richtungsentscheidung getroffen werden kann. Dieser Vorgang wird Kreuzpolarisation genannt.

Die Kreuzpolarisationsspannung wird mithilfe einer oder mehrerer Phasen erzeugt, die nicht anderweitig für die betreffende Distanz oder Richtungmessung verwendet werden. Während ein Pol stromlos und der Speicher nicht verfügbar ist, werden die zu den übrigen Phasen gehörenden Elemente polarisiert, wie in der folgenden Tabelle zu sehen ist:

Schleife	Kreuzpolarisationssignal (keine stromlosen Pole)	Kreuzpolarisation, wenn ein Pol stromlos ist
L1-E	$0{,}5(\alpha UL2 + \alpha^2 UL3)$	αUL2, wenn Pol C stromlos ist, oder α^2UL3, wenn Pol B stromlos ist
L2-E	$0{,}5(\alpha UL3 + \alpha^2 UL1)$	αUL3, wenn Pol A stromlos ist, oder α^2UL1, wenn Pol C stromlos ist
L3-E	$0{,}5(\alpha UL1 + \alpha^2 UL2)$	αUL1, wenn Pol B stromlos ist, oder α^2UL2, wenn Pol A stromlos ist
L1-L2	$\sqrt{3}VC \angle -90°$	0
L2-L3	$\sqrt{3}UL1 \angle -90°$	0
L3-L1	$\sqrt{3}UL2 \angle -90°$	0

wobei α ein mathematischer Operator ist, der einen Vektor um 120° dreht, und α^2 bezeichnet eine Drehung von 240°.



E02796

Abbildung 54: Kreuzpolarisationsspannung für Phase-Erde- und Phase-Phase-Fehler

Die Tabelle und die Darstellung zeigen Polarisierungssignalbeiträge für jeden Regelkreis unter den verschiedenen Betriebsbedingungen. Die Proportion der verwendeten Kreuzpolarisationsspannung wird durch die Einstellung ***PolarisationDist*** (p) definiert.

Hinweis:
Kreuzpolarisation wird nur dann verwendet, wenn keine Speicherpolarisationsmenge verfügbar ist.

7.3.1.8 IMPLEMENTIERUNG DER MHO-POLARISATION

Dieses Gerät erlaubt nicht, dass die gerichteten Mho-Kennlinien nur selbstpolarisiert oder nur speicherpolarisiert werden. Die Polarisierungsspannung enthält immer die direkt gemessene selbstpolarisierte Spannung, zu der ein Prozentsatz der vor dem Fehler vorhandenen Speicherspannung hinzuaddiert wird.

Hinweis:
*Wenn keine Speicherspannung verfügbar ist oder **Betr.o.Spgs.sp.** gesetzt ist, wird stattdessen die kreuzpolarisierte Größe verwendet.*

Die Einstellung ***PolarisationDist*** (p) definiert die Größe der Speicherpolarisation (oder bei Bedarf der Querpolarisationsspannung), die unter Berücksichtigung der vorhandenen Selbstpolarisierungsspannung hinzuzufügen ist, sodass:

$$S_1 = U + pU_{mem}.$$

Der Wert „p“ kann von 0,2 (20 %) bis 5 (500 %) eingestellt werden.

Dies beeinflusst die Kennlinie, falls eine Auslösung stattfindet, wenn die Fehlerimpedanz innerhalb eines Kreises liegt, dessen Durchmesser durch die Punkte IZ und $p/(1+p)IZ_{Quelle}$ definiert ist.

Zum Beispiel bedeutet das:

- Wenn p = 1, dann hat die Kennlinie eine Erweiterung von 50 % $I_{ZQuelle}$
- Wenn p = 5, dann hat die Kennlinie eine Erweiterung von 83,3 % $I_{ZQuelle}$

Der Speicheralgorithmus funktioniert wie folgt:

1. Die Speicherspannung wird nach Erregung der Leitung zwei Zyklen lang gespeichert, wonach die Spannungssignale als gültig betrachtet und in den Spannungsspeicherpuffern gespeichert werden. Der für die Polarisierung verwendete Spannungsspeicher, der einem Puffer entnommen wird, entspricht einem Wert, der zwei Zyklen zuvor gemessen wurde, sodass der Spannungsspeicher nach vier Zyklen, die nach der Erregung der Leitung folgen, verwendet werden kann.
2. Nach Einsetzen des Fehlers können die im Polarisierungsspeicher gepufferten Spannungssignale zurückgeführt und für eine Dauer verwendet werden, die mithilfe der Einstellung ***Spch. Spg. Zeit*** festgelegt ist. Es können 16 bis 32 Zyklen eingestellt werden.
3. Wenn ein Netzpendelungszustand erkannt wird, wird das Spannungsspeichersignal nach einer verkürzten Periode von 3,2 Zyklen ungültig.
4. Wenn der Fehler vor Ungültigwerden des Spannungsspeichersignals beseitigt wird, wird der Speicheralgorithmus zurückgesetzt. Anschließend startet der Speicheralgorithmus den Zwei-/Vier-Zyklus-Validierungsprozess.
5. Wenn kein Spannungsspeicher verfügbar ist (entweder weil die Leitung gerade erregt wurde oder weil die Speicherspannung zu Ende gegangen ist), wird stattdessen Querpolarisation verwendet. Der Anteil der Querpolarisationssignale wird nur dann verwendet, wenn die Speicherpolarisierung ungültig und nur bei bestimmten Pol-stromlos-Zuständen gültig ist.
6. Wenn weder Speicherpolarisationsspannung noch Querpolarisationsspannung verfügbar sind (Pol-stromlos-Zustand bei Phase-Phase-Element), sind die Phase-Phase-Elemente selbstpolarisiert. Wenn die Polarisierungsspannung kleiner als 1 V ist, wird nur das Ansprechen von Zone 1 zugelassen. In diesem Fall wird eine Mho-Kennlinie mit einem Rückwärtsversatz von 25 % angewendet. Dadurch wird Ansprechen sichergestellt, wenn ein im Nahbereich vorhandener Dreiphasenfehler (ZUKS/TOR-Zustand) lokalisiert wird.

Einer der zusätzlichen Vorteile des Hinzufügens von Speicher in die Polarisierungsmischung ist, dass Mho-Kennlinien dynamische Erweiterung bieten, wenn ein Vorwärtsfehler vorliegt, wodurch ein größerer Störlichtbogenwiderstand berücksichtigt wird.

7.4 POLYGONALE KENNLINIE

Mehrere Zonen stehen zur Verfügung, um die polygonalen Kennlinien zu bilden. Das folgende Diagramm zeigt Beispiele für gerichtete Vorwärtszonen, gerichtete Rückwärtszonen und Versatzzonen:

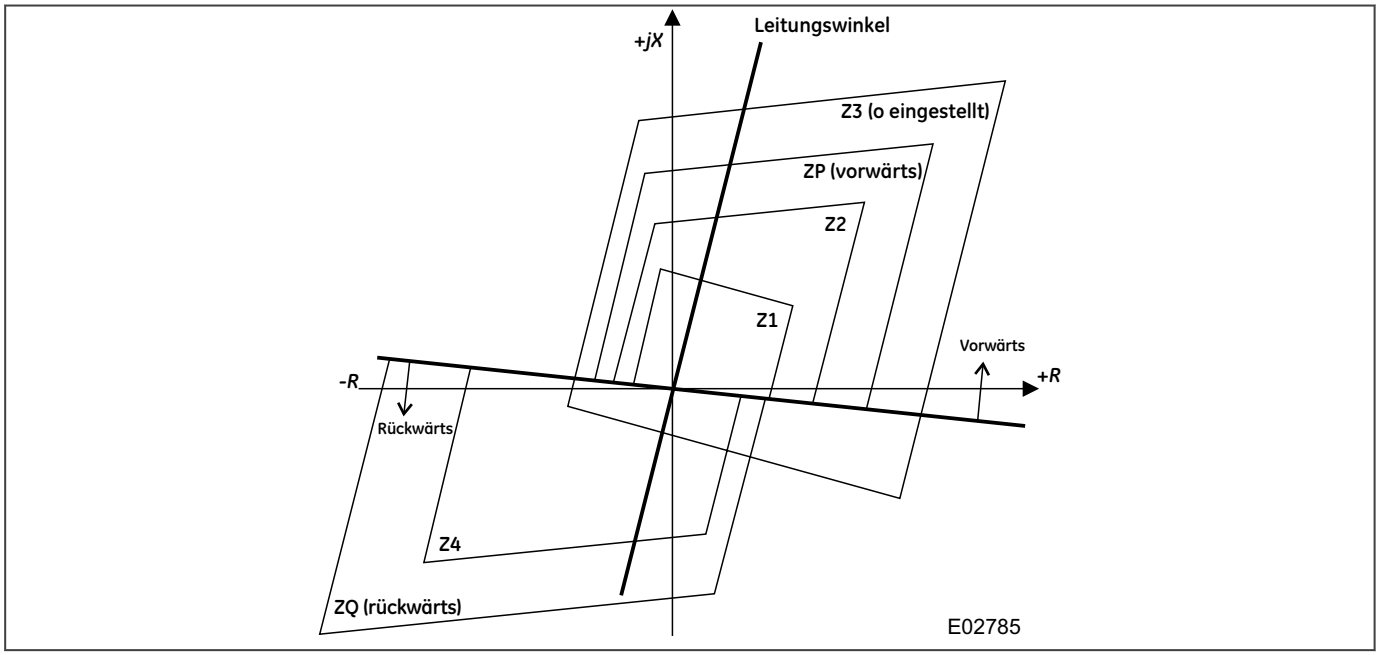


Abbildung 55: Vereinfachte polygonale Kennlinien

Die parametrierbaren Zonen (P und Q) sind ebenfalls verfügbar. Zone 3 ähnlich können die programmierbaren Zonen als Offset, Direktion vorw. oder Direktion rückw. konfiguriert werden.

Eine Kombination aus einfachen Vergleichern, von denen jeder Signale verwendet, die aus gemessenen Strömen und Spannungen berechnet werden, bestimmt, ob die gemessene Impedanz innerhalb einer Auslösezone liegt. Ein separater Vergleicher wird für jede Linie jedes Vierecks verwendet.

Jede Auslösezone wird aus einem Viereck erstellt, basierend auf dem im folgenden Diagramm dargestellten:

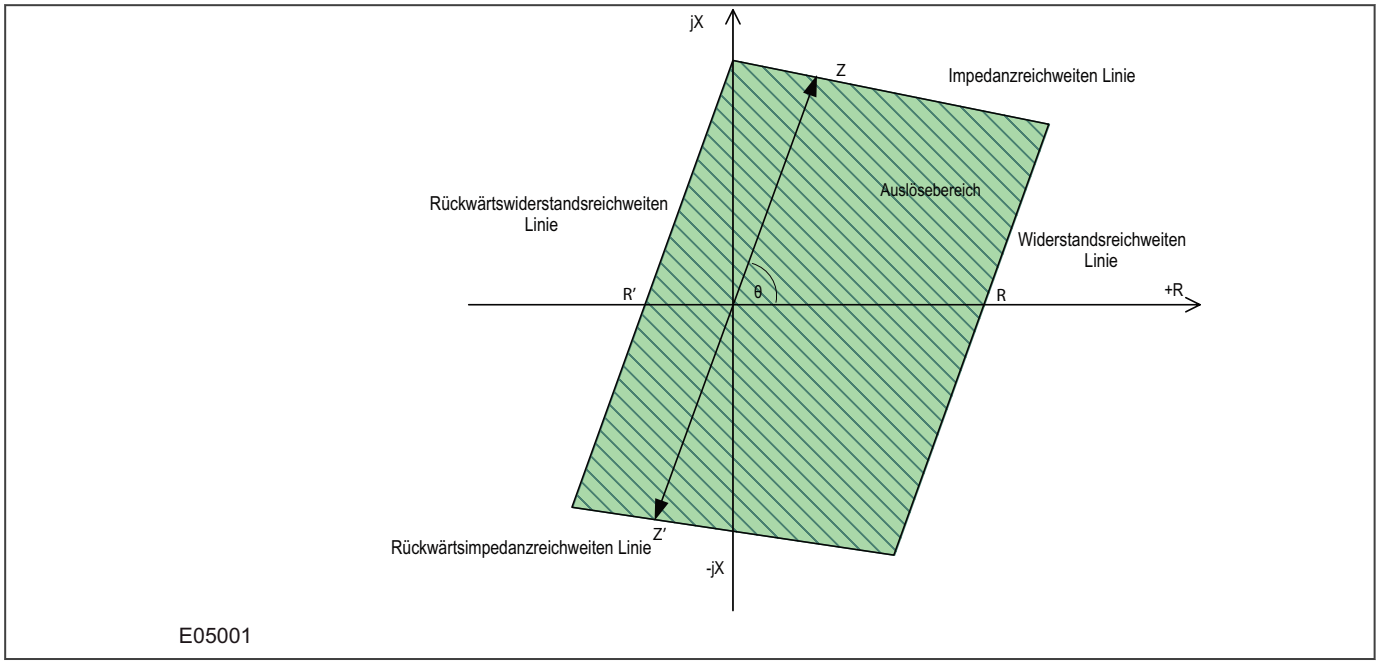


Abbildung 56: Allgemeine Grenzen der polygonalen Kennlinie

Die Abbildung zeigt eine versetzte quadrilaterale Kennlinie, die durch ihre Impedanzreichweite, Z, (und die Rückwärtsimpedanzreichweite, Z'), ihre Widerstandsreichweite, R, (und die Rückwärtswiderstandsreichweite, R') und den Zonenwinkel (θ) definiert ist.

Die beiden fast horizontalen Linien (Linie der Impedanzreichweite und Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite) definieren die Blindwiderstandsgrenzen der Auslösezone. Die beiden fast vertikalen Linien (Linie der Widerstandsreichweite und Linie Rückwärtswiderstandsreichweite) definieren die ohmschen Impedanzgrenzen der Auslösezone.

Die Linien der Widerstandsreichweite (auch ohmsche Blinder genannt) sind parallel und liegen am Winkel der charakteristischen Impedanz der Zone.

Die Linien der Impedanzreichweite haben eine charakteristische Neigung. Eine Linie, die geneigt ist, um die Blindleistungsreichweite zu reduzieren (negative Neigung/Neigung nach unten), begünstigt Unterreichweite; eine Linie, die geneigt ist, um die Blindleistungsreichweite zu vergrößern (positive Steigung/Neigung nach oben), begünstigt Überreichweite. Die Neigung kann verwendet werden, um die Anforderungen an Überreichweite/ Unterreichweite der Zone zu erhöhen. Beispielsweise stellt eine negative Neigung bei einer Vorwärtszone mit Unterreichweite sicher, dass die Messung mit Unterreichweite fortgesetzt wird, sogar bei zunehmendem Fehlerwiderstand.

Die Impedanzreichweite, Z, und die Widerstandsreichweite, R, sind in Abhängigkeit von der Richtung des Schutzes anwendbar. Bei einer Vorwärtszone oder einer Versatzzone sind Z und R in die geschützte Anlage gerichtet. Bei einer Rückwärtszone sind Z und R auf den Bereich hinter der geschützten Anlage gerichtet. Die Neigung der Blindleistungslinie folgt der gleichen Konvention.

7.4.1 GERICHTETE POLYGONE

Eine Richtungslinie, die eine Versatzkennlinie überlagert, wird verwendet, um eine gerichtete Kennlinie zu erstellen, wie in der folgenden Abbildung gezeigt:

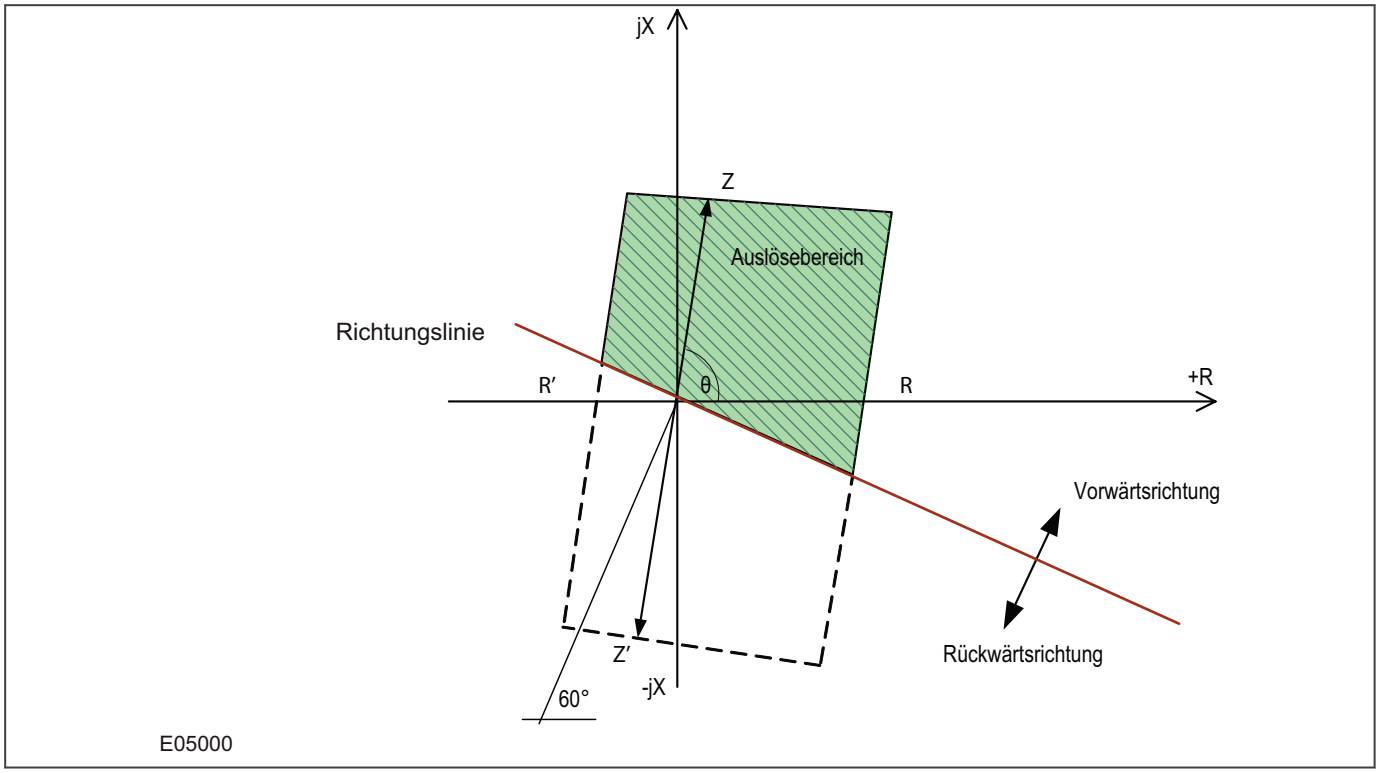


Abbildung 57: Charakteristik gerichteter Polygone

Dieses Gerät hat ein Delta-Richtungselement, das normalerweise verwendet wird, um die Richtung des Distanzschutzes zu bestimmen.

Das Delta-Richtungselement ist gemäß Voreinstellung aktiviert (***Delta Status*** in *DELTA DIREKTION* ist auf `Freigegeben` gesetzt). In diesem Fall wird die Richtungslinie für das Polygon mithilfe des überlagerten Fehlerstroms (Delta I) berechnet. Wenn das Delta-Richtungselement verwendet wird, ist der Richtungslinienwinkel auf 60º voreingestellt, was Sie jedoch mithilfe der Einstellung ***Delta Kennwinkel*** ändern können.

Wenn Sie eine konventionelle Richtungstechnik verwenden möchten, können Sie zu diesem Zweck das Delta-Richtungselement deaktivieren. Der Schutz verwendet dann ein herkömmliches Richtungselement mit einem festen Winkel von 60°. Bei Verwendung der herkömmlichen Richtungsentscheidung werden die Richtungselemente mit einer Mischung aus Selbst- (Ist-) und Speicherspannung polarisiert. Die Polarisationsspannung enthält immer eine selbstpolarisierte Spannung und einen Anteil der Speicherspannung, die vor dem Fehler vorhanden war. Die Einstellung ***PolarisationDist*** variiert von `0,2` (20 %) bis `5` (500 %) und definiert das Verhältnis zwischen selbstpolarisierender und speicherpolarisierender Spannung, die wie folgt für die Richtungsspannungspolarisation verwendet wird:

U Polarisation = U Selbstpolarisation/***PolarisationDist*** + U Speicherpolarisation

Die Formel zeigt: Je höher die Einstellung ***PolarisationDist***, desto höher der Wert der verwendeten speicherpolarisierenden Spannung.

Sobald der Speicher abläuft, wird der Wert „U Speicherpolarisation“ durch „U Kreuzpolarisation“ ersetzt, wie in der folgenden Tabelle zu sehen ist:

Schleife	Kreuzpolarisationssignal (keine stromlosen Pole)	Kreuzpolarisation, wenn ein Pol stromlos ist
L1-E	$0,5(\alpha UL2 + \alpha^2 UL3)$	αUL2, wenn Pol C stromlos ist, oder α^2UL3, wenn Pol B stromlos ist
L2-E	$0,5(\alpha UL3 + \alpha^2 UL1)$	αUL3, wenn Pol A stromlos ist, oder α^2UL1, wenn Pol C stromlos ist

Schleife	Kreuzpolarisationssignal (keine stromlosen Pole)	Kreuzpolarisation, wenn ein Pol stromlos ist
L3-E	0,5(αUL1 + α^2UL2)	αUL1, wenn Pol B stromlos ist, oder α^2UL3, wenn Pol A stromlos ist
L1-L2	√3VC ∠ -90º	0
L2-L3	√3UL1 ∠ -90º	0
L3-L1	√3UL2 ∠ -90º	0

wobei α ein mathematischer Operator ist, der einen Vektor um 120° dreht, und α^2 bezeichnet eine Drehung von 240°.

Wenn ***Delta Status*** in *DELTA DIREKTION* auf `Ausgeschaltet` gesetzt ist, empfehlen wir die Einstellung `1` für die richtige Richtung in typischen Anwendungen.

Das Gerät bietet die Möglichkeit, die Nutzung von Speicher mit DDB ***Betr.o.Spgs.sp.*** zu verhindern. Dieses DDB zwingt das Gerät, ohne Spannungsspeicherpolarisation zu arbeiten, wodurch das Gerät verfährt, als wenn die Spannungszeitstufe ***Spch. Spg. Zeit*** abgelaufen wäre.

Die folgende Abbildung zeigt zwei Versatzzonen, die durch Überlagerung einer Richtungslinie in gerichteten Vorwärtszonen umgewandelt wurden. Außerdem ist auch eine Versatzzone zur Bezugnahme dargestellt.

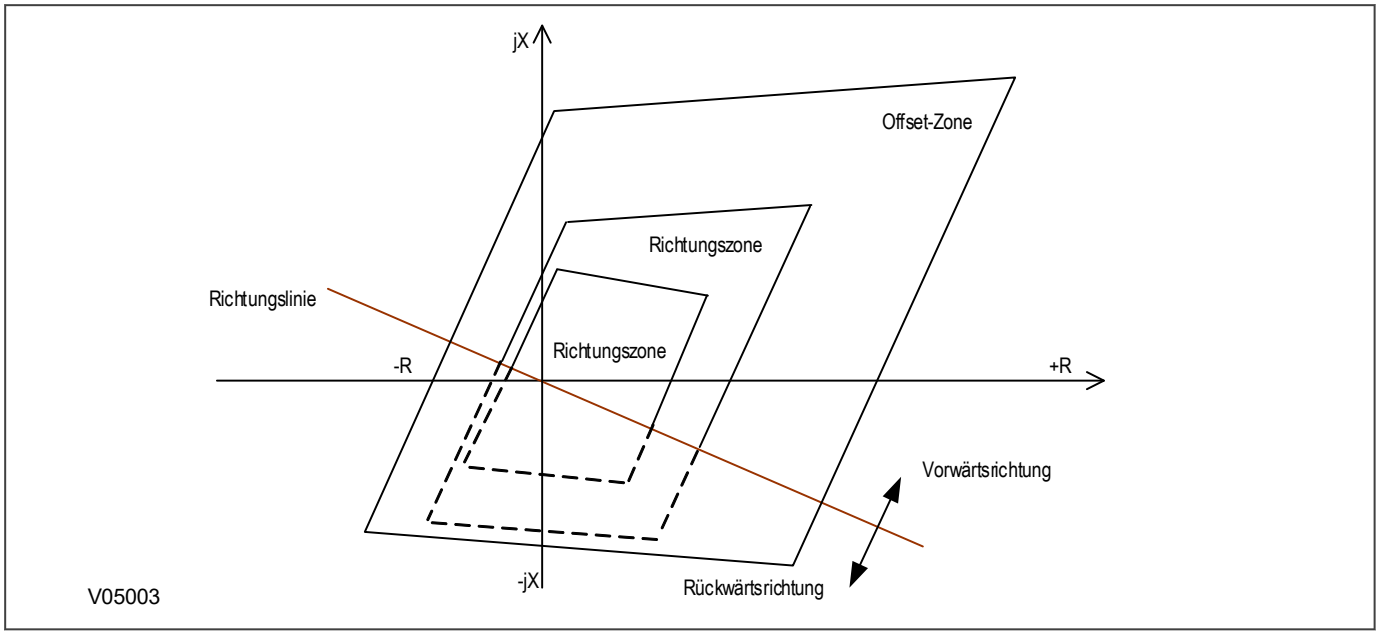


Abbildung 58: Polygonale Charakteristik mit zwei gerichteten Vorwärtszonen und einer Versatzzone

Beschränkungen gerichteter Polygone

Die Implementierung von gerichteten Polygonen in diesem Gerät produziert Richtungszonenkennlinien, die durch die Kombination von fünf Vergleichern gebildet werden. Jeder Vergleicher produziert eine gerade Linie auf der komplexen Impedanzebene. Die produzierten Linien sind:

- Linie der Impedanzreichweite
- Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite
- Linie der Widerstandsreichweite
- Linie der Rückwärtswiderstandsreichweite
- Richtungslinie.

Jede der von den Vergleichern produzierten Linien definiert eine Auslösegrenze: Impedanz auf einer Seite der Linie verhindert Auslösen, während Impedanz auf der anderen Seite der Linie Auslösen erlaubt, sofern die anderen Vergleicher zustimmen. Beispielsweise erlaubt Impedanz hinter der Linie der Impedanzreichweite kein Auslösen.

Die Kombination der Vergleicherausgänge produziert einen polygonförmigen Auslösebereich. Das Polygon kann vier- oder fünfseitig sein. Die Form hängt von den Einstellungen ab, die von den fünf Vergleichern angewendet werden, und davon, wie die Richtungslinie mit den Reichweitenlinien in Wechselwirkung steht (normalerweise die Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite):

- Die Richtungslinie kann eine Reichweitenlinie vollständig überdecken. Wenn das der Fall ist, ist das Polygon vierseitig (quadrilateral).
- Wenn die Richtungslinie eine Reichweitenlinie schneidet, ist das Polygon fünfseitig.

Die Bildung eines fünfseitigen Polygons ist in der folgenden Abbildung veranschaulicht:

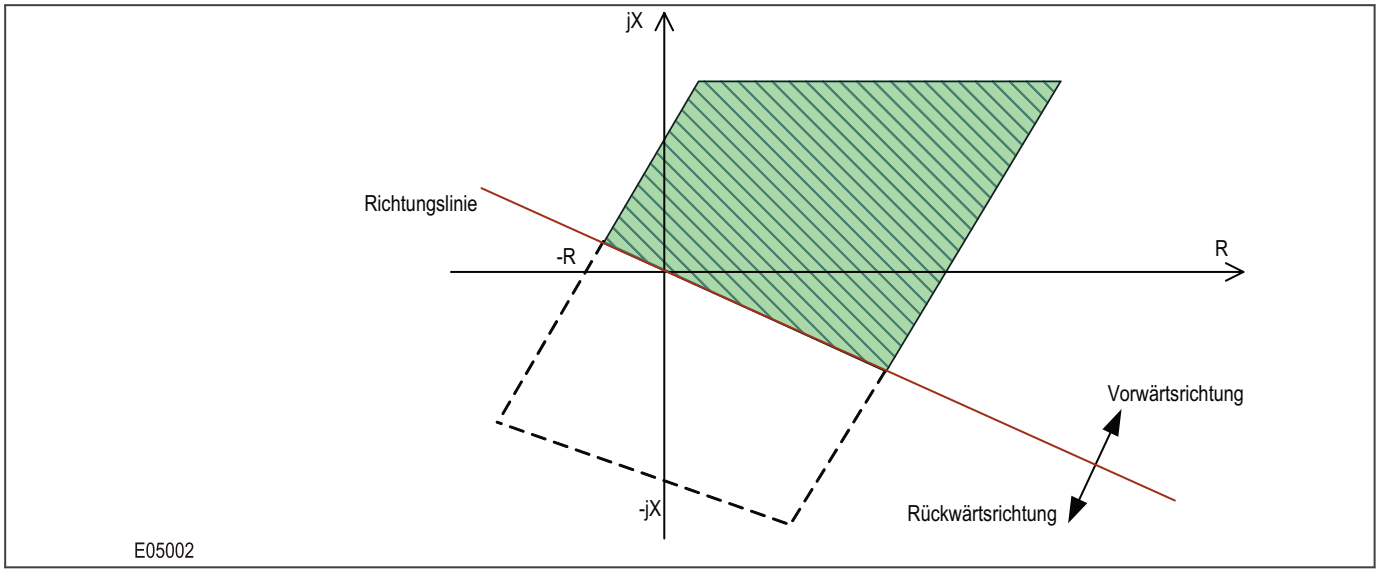


Abbildung 59: Aus einer polygonalen Kennlinie gebildetes fünfseitiges Polygon mit Richtungslinienüberschneidung der Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite

Die angewendeten Einstellungen bestimmen den Schnittpunkt. Wenn die Einstellungen gewählt wurden, beeinflussen folgende Werte den Linienschnittpunkt:

- Impedanzreichweite
- Rückwärtsimpedanzreichweite
- Widerstandsreichweite
- Rückwärtswiderstandsreichweite
- Richtungslinienwinkel
- Impedanzwinkel der Zonenkennlinie
- Neigungswinkel von Impedanzreichweitenlinien

Die Impedanzreichweite, die Widerstandsreichweite und der Impedanzwinkel der Zonenkennlinie können frei zugewiesen werden. Der Richtungslinienwinkel ist auf 60º voreingestellt, kann aber verändert werden, wenn das Delta-Richtungselement aktiviert wird. Der Neigungswinkel der Impedanzlinien hat eine Voreinstellung von –3°, es ist aber eine geringe Abweichung erlaubt, wenn die Einstelloption „Erweitert“ gewählt wird.

Die Rückwärtsimpedanzreichweite und die Rückwärtswiderstandsreichweite werden als festes Verhältnis zwischen Impedanzreichweite und Widerstandsreichweite für Richtungskennlinien angewendet. Die verwendeten Verhältnisse variieren je nach Zonenart. In der folgenden Tabelle sind die verschiedenen Werte für Phase-Phase-Kennlinien und Phase-Erde-Kennlinien. Der Vollständigkeit halber sind die Reichweitengrenzwerte für Versatzzonen

ebenfalls einbezogen (obwohl die überlagerte Richtungslinie nicht angewendet wird und die Versatzkennlinien immer polygonal sind).

Phase-zu-Phase-Elementreichweiten

Zone	Typ	Impedanzreichweite Z	Rückwärtsimpedanzreichweite Z'	Widerstandsreichweite R	Rückwärtswiderstandsreichweite R'
1 Ph-Ph	Vorwärts oder Rückwärts	Z1 L-L Reichw.	Z1	½*R1 L-L Resist.	0,25 R
1 Ph-Ph	Rückwärtsreichweite Serien Komp.	Z1 L-L Reichw.	Z1r L-L Reichw.	½*R1 L-L Resist.	½*R1' Ph Res. Rev
2 Ph-Ph	Vorwärts oder Rückwärts	Z2 L-L Reichw.	Z2	½*R2 L-L Resist	0,25 R
2 Ph-Ph	Offset*	Z2 L-L Reichw.	Z2r L-L Reichw.	½*R3 L-L Resist.	½*R2' Ph Res. Rev.
3 Ph-Ph	Vorwärts oder Rückwärts	Z3 L-L Reichw.	Z3	½*R3 L-L Resist.	0,25 R
3 Ph-Ph	Offset*	Z3 L-L Reichw.	Z3r L-L Reichw.	½*R3 L-L Resist.	½*R3r L-L Resist.
4 Ph-Ph	Rückwärts oder Vorwärts	Z4 L-L Reichw.	Z4	½*R4 L-L Resist.	0,25 R
P Ph-Ph	Vorwärts oder Rückwärts	ZP L-L Reichw.	ZP	½*RP L-L Resist.	0,25 R
P Ph-Ph	Offset*	ZP L-L Reichw.	ZPr L-L Reichw.	½*RP L-L Resist.	½*RPr L-L Resist.
Q Ph-Ph	Vorwärts oder Rückwärts	ZQ L-L Reichw.	ZQ	½*RQ L-L Resist.	0,25 R
Q Ph-Ph	Offset*	ZQ L-L Reichw.	ZQr L-L Reichw.	½*RQ L-L Resist.	½*RQr L-L Resist.
1e Ph-Ph	Vorwärts oder Rückwärts	Z1e L-L Reichw.	Z1e	½*R1e Ph. Resistive	0,25 R
1e Ph-Ph	Rückwärtsreichweite Serien Komp.	Z1e L-L Reichw.	Z1e' Ph Rev Reach	½*R1e Ph. Resistive	½*R1e' Ph Res. Rev
R Ph-Ph	Vorwärts oder Rückwärts	ZR L-L Reichw.	ZR	½*RR Ph Resistive	0,25 R
R Ph-Ph	Offset*	ZR L-L Reichw.	ZRr L-L Reichw.	½*RR Ph Resistive	½*RR' Ph. Res. Rev.
S Ph-Ph	Vorwärts oder Rückwärts	ZS L-L Reichw.	ZS	½*RS Ph Resistive	0,25 R
S Ph-Ph	Offset*	ZS L-L Reichw.	ZSr L-L Reichw.	½*RS Ph Resistive	½*RS' Ph. Res. Rev.

Phase-zu-Erde-Elementreichweiten

Zone	Typ	Impedanz-Reichweite Z	Rückwärtsimpedanz-Reichweite Z'	Widerstands-Reichweite R	Rückwärtswiderstandsreichweite R'
1 Ph-Erde	Vorwärts oder Rückwärts	Z1 L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	Z1	R1 L-E Reichw.	0,25 R
1 Ph-Erde	Rückwärtsreichweite Serien Komp.	Z1 L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	Z1 Gnd Rev Rch * (1 + k_{ZN})	R1 L-E Reichw.	R1' Ph Res. Rev
2 Ph-Erde	Vorwärts oder Rückwärts	Z2 L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	Z2	R2 L-E Resist.	0,25 R
2 Ph-Erde	Offset*	Z2 L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	Z2' Gnd Rev Rch * (1 + k_{ZN})	R3 L-E Resist.	R2' Ph Res. Rev
3 Ph-Erde	Vorwärts oder Rückwärts	Z3 L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	Z3	R3 L-E Resist.	0,25 R
3 Ph-Erde	Offset*	Z3 L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	Z3' Gnd Rev Rch * (1 + k_{ZN})	R3 L-E Resist.	R3' Ph Res. Rev
4 Ph-Erde	Rückwärts oder Vorwärts	Z4 L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	Z4	R4 L-E Resist.	0,25 R

Zone	Typ	Impedanz-Reichweite Z	Rückwärtsimpedanz-Reichweite Z'	Widerstands-Reichweite R	Rückwärtswiderstands reichweite R'
P Ph-Erde	Vorwärts oder Rückwärts	ZP L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	ZP	RP L-E Resist.	0,25 R
P Ph-Erde	Offset*	ZP L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	ZP' Gnd Rev Rch * (1 + k_{ZN})	RP L-E Resist.	RP' Gnd Res. Rev
Q Ph-Erde	Vorwärts oder Rückwärts	ZQ L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	ZQ	RQ L-E Resist.	0,25 R
Q Ph-Erde	Offset*	ZQ L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	ZQ' Gnd Rev Rch * (1 + k_{ZN})	RQ L-E Resist.	RQ' Gnd Res. Rev
1e Ph-Erde	Vorwärts oder Rückwärts	Z1e L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	Z1e	R1e Gnd Resistive	0,25 R
1 Ph-Erde	Rückwärtsreichweite Serien Komp.	Z1e L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	Z1e Gnd Rev Rch * (1 + k_{ZN})	R1e Gnd Resistive	R1e' Ph Res. Rev
R Ph-Erde	Vorwärts oder Rückwärts	ZR L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	ZR	RR L-E Resist.	0,25 R
R Ph-Erde	Offset*	ZR L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	ZRr L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	RR L-E Resist.	RR' Gnd Res. Rev
S Ph-Erde	Vorwärts oder Rückwärts	ZS L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	ZS	RS L-E Resist.	0,25 R
S Ph-Erde	Offset*	ZS L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	ZSr L-E Reichw. * (1 + k_{ZN})	RS L-E Resist.	RS Gnd Res. Rev

wobei $k_{ZN} = (Z_0 – Z_1) / 3Z_1$ und durch zwei Einstellungen definiert ist: ***kE*** und ***kE Winkel***.

Hinweis:
Dies ist auch die Rückwärtsimpedanzreichweite, wenn die Einstellung **Serien Komp. auf `Freigegeben` gesetzt ist.*

7.5 QUADRILATERALE ERDFEHLER-KENNLINIEN

Quadrilaterale Kennlinien sind für Erdfehlerschutz verfügbar. Eine Mischung aus gerichteten Vorwärtskennlinien, gerichteten Rückwärtskennlinien und ungerichteten-Kennlinien ist verfügbar. Zone 1 und Zone 4 sind als „Vorwärts“ oder „Rückwärts“ einstellbar. Die Zonen 2, 3, P und Q sind als „Vorwärts“, „Rückwärts“ oder „Ungerichtet“ einstellbar. Jede Zone ist unabhängig und durch eine Linie der Impedanzreichweite, eine Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite und zwei ohmsche Blinder definiert. Die beiden ohmschen Lastausblendungen (Linie der Widerstandsreichweite und Linie der Rückwärtswiderstandsreichweite) liegen parallel zum Impedanzwinkel der Zonenkennlinie.

Die beiden Reaktanzlinien jedes Phase-Erde-Vierecks weisen eine charakteristische Neigung auf. Die Neigung der Impedanzreichweitenlinie und die Neigung der Rückwärtsimpedanzreichweitenlinie sind unabhängig. Die Neigung von beiden Linien kann festgesetzt werden. Alternativ kann erlaubt werden, dass der Neigungswinkel der Linien entsprechend den Systembedingungen (dynamische Neigung) variiert. Bei fester Neigung der Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite ist der Wert –3º. Bei fester Neigung der Impedanzreichweitenlinie wird der Wert entsprechend der Einstellung, σ, –(Benutzereinstellung zwischen +/–30º) festgelegt. Um die Option der dynamischen Neigung zu verwenden, müssen Sie sie aktivieren. Die Aktivierung der dynamischen Neigung bewirkt, dass die Neigung der Reaktanzlinien von den eingestellten Werten abweicht, welche die Winkeldifferenz zwischen Fehlerstrom und Polarisierungsstrom automatisch kompensieren sollen.

7.5.1 LINIEN DER ERDFEHLERREAKTANZ

Sowohl die Linie der Vorwärtsreaktanz als auch die Linie der Rückwärtsreaktanz hat eine feste Neigung. Bei der Impedanzreichweitenlinie kann die feste Neigung festgelegt werden, um die Einstellungen der Unter- bzw. Überreichweite für die Zone zu verbessern. Bei der Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite ist die feste Neigung auf –3° voreingestellt.

Die Neigung der Reaktanzlinien kann so eingestellt werden, dass die Neigung von der Wahl der Polarisierungsgröße abhängig ist. Wenn dynamische Neigung gewählt ist, wählt der Schutz automatisch die beste Polarisierungsgröße aus dem Phasenstrom oder dem Gegensystemstrom aus. Die Wahl hängt davon ab, welche Linie polarisiert wird, und vom Verhältnis der gemessenen Ströme I2 und Iph. Wenn I2 als Polarisierungsgröße verwendet wird, kann die Neigung entsprechend dem Winkel von I2 dynamisch variieren. Wenn Iph verwendet wird, bleibt die Neigung unveränderlich im festgelegten Winkel.

Beachten Sie die Polarisation der Reaktanzlinien im Falle eines Phase-Erde-Fehlers:

Bei einem Phase-Erde-Fehler:

$$U = Uph$$

und unter der Annahme, dass keine gegenseitige Kompensation angewendet wird:

$$I = Iph + k_{ZN}.IN.$$

Um Über- oder Unterreichweite infolge eines Spannungsabfalls im Lichtbogenwiderstand zu vermeiden, muss die obere Linie der Kennlinie idealerweise durch einen Winkel geneigt sein:

$$\angle (I_{Fehler} / I)$$

Damit wäre der Gesamtwinkel der Neigung:

$$\angle (I_{Fehler} / I) + \sigma$$

wobei I_{Fehler} der Fehlerstrom und σ die feste Neigung der Reaktanzlinie ist (Benutzereinstellung für die Impedanzreichweitenlinie, die für die Rückwärtsimpedanzreichweite fest auf –3º voreingestellt ist).

Wenn Z die Einstellung der Zonenreichweite ist, wird die Reaktanzlinie durch Phasenvergleich zwischen einem Anregesignal, U – I Z (S1), und einer Polarisierungsgröße, I_{POL} (S2), gebildet.

I_{Fehler} ist zu verwenden, um S2 zu bestimmen, aber weil der Distanzschutz den Fehlerstrom (aufgrund der unbekannten Einspeisung vom entfernten Ende) nicht direkt messen kann, kann I_{Fehler} nicht als

Polarisierungsstrom verwendet werden. Stattdessen muss der Winkel von I_{Fehler} geschätzt werden. Es stehen zwei bewährte Methoden zum Schätzen des Winkels von I_{Fehler} zur Verfügung:

1. Es kann angenommen werden, dass der Winkel von I_{Fehler} dicht beim Winkel von Iph liegt.
2. Es kann angenommen werden, dass der Winkel von I_{Fehler} dicht beim Winkel des Gegensystemstroms I2 liegt.

In Fall 1 kann der Winkel von Iph verwendet werden, um die quadrilaterale Kennlinie zu polarisieren, wodurch die Neigung der Reaktanzlinie festgesetzt wird.

In Fall 2 kann der Winkel von I2 verwendet werden, um die quadrilaterale Kennlinie zu polarisieren. In diesem Fall variiert die Neigung der Reaktanzlinie dynamisch entsprechend dem Winkel von I2.

Die Reaktanzlinie folgt der Fehlerwiderstandsimpedanz und neigt sich nach oben oder nach unten, beginnend am eingestellten Anfangsneigungswinkel (σ), um Unter- bzw. Überreichweite zu vermeiden.

Sowohl bei der festen als auch bei der dynamischen Neigung wird die Gültigkeit der Strompolarisation durch folgende Bedingung gesteuert:

$$|\angle I2 - \angle Iph| < 45^{o}$$

Wenn diese Bedingung nicht erfüllt ist, können die Annahmen, dass der Winkel von I_{Fehler} dicht am Winkel von Iph oder dicht am Winkel von I2 liegt, nicht als gültig betrachtet werden. Unter solchen Bedingungen kann die quadrilaterale Kennlinie bedeutende Über- oder Unterreichweite aufweisen. Um dies zu vermeiden und für stabilen Betrieb zu sorgen, schaltet der Distanzschutz automatisch von quadrilateralen auf Mho-Kennlinien um.

7.5.2 FESTE NEIGUNG DER ERDFEHLER-REAKTANZLINIE

Jede Zone hat eine unabhängige Einstellung für die Festlegung des Neigungswinkels (σ) der Impedanzreichweitenlinie der quadrilateralen Kennlinie. Wenn dynamische Neigung deaktiviert ist, verwendet die Kennlinie diese Einstellung, um eine feste Neigung auf die obere Linie anzuwenden. Der Neigungswinkel steht in Bezug zum Fehlerstrom I und ist definiert durch:

$$\text{Neigungswinkel} = \text{Einstellung } (\sigma) = \angle Iph/I$$

Der Einstellbereich ist +/–30°. Ein negativer Winkel definiert eine Neigung nach unten und ein positiver Winkel definiert eine Neigung nach oben.

Eine Auslösung findet statt, wenn der Auslösestrom I dem Polarisierungsstrom Iph nacheilt.

Die Impedanzreichweitenlinie der Kennlinie in der Z1-Ebene wird in folgendem Diagramm gezeigt:

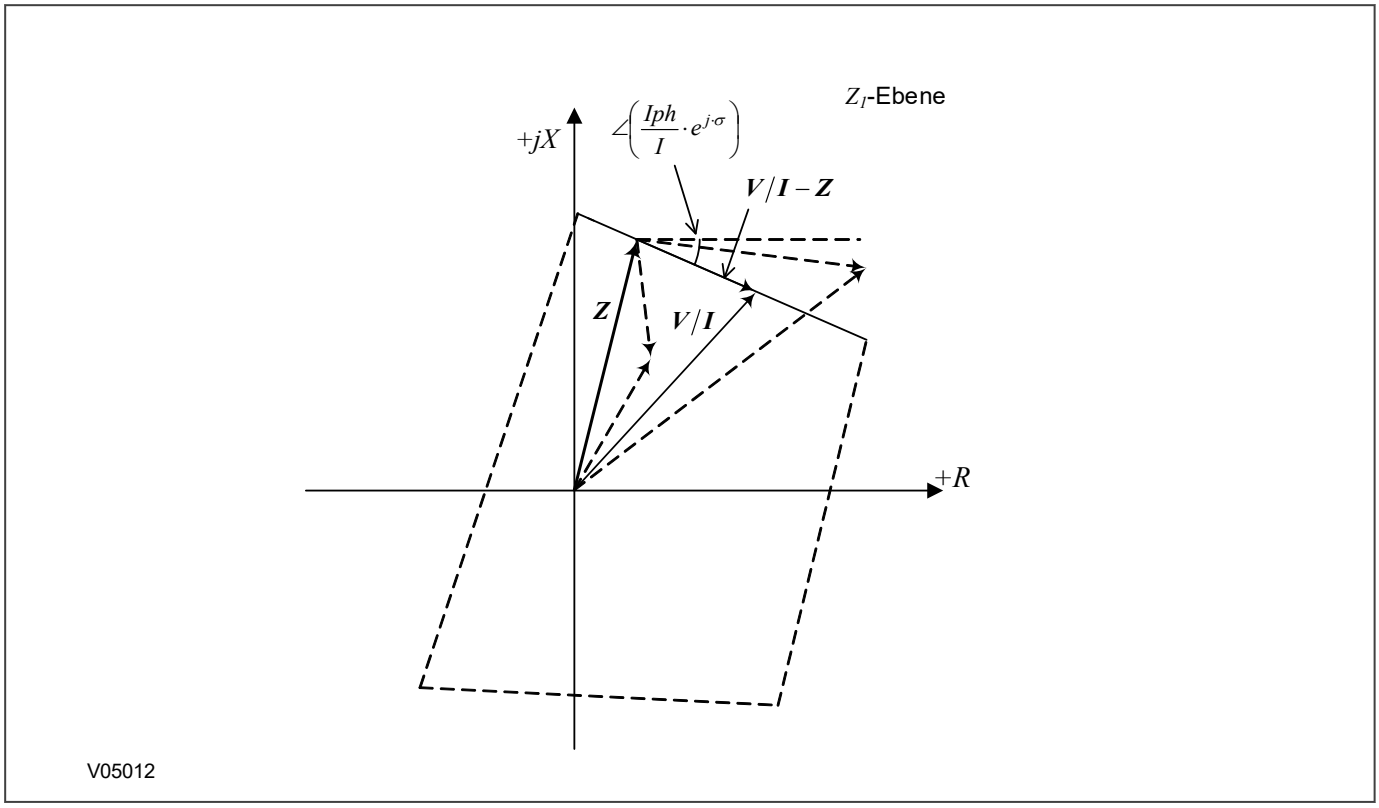


Abbildung 60: Linie der Impedanzreichweite in der Z1-Ebene

Für alle U/I-Vektoren unter der Linie der Impedanzreichweite ist die folgende Bedingung wahr:

$$\angle (U/I\text{-}Z) \leq \sigma$$

oder

$$\angle (U - I.Z) \leq I + \sigma$$

Wenn bei einer Erdfehlerschleife keine gegenseitige Kompensation angewendet wird

$$U = Uph$$

und

$$I = Iph + k_{ZN}.IN$$

folglich sind die in den Vergleicher eingespeisten Signale:

$$S1 = Uph - Iph.Z_{Abbild}$$

$$S2 = Iph \angle \sigma$$

wobei: Z_{Abbild} ist die Abbildvorwärtsreichweite

Die Impedanz unter der Linie der Impedanzreichweite wird erkannt, wenn der Winkel zwischen den Signalen kleiner als 0° ist:

Wenn die gegenseitige Kompensation bei Geräten mit gegenseitiger Kompensation angewendet wird, dann

$$Z_{Abbild} = Z(1+k_{ZN}.IN/Iph+k_{ZM}.I_M/Iph).$$

Die folgende Abbildung zeigt die Darstellung der Z_{LP}-Ebene der Kennlinie:

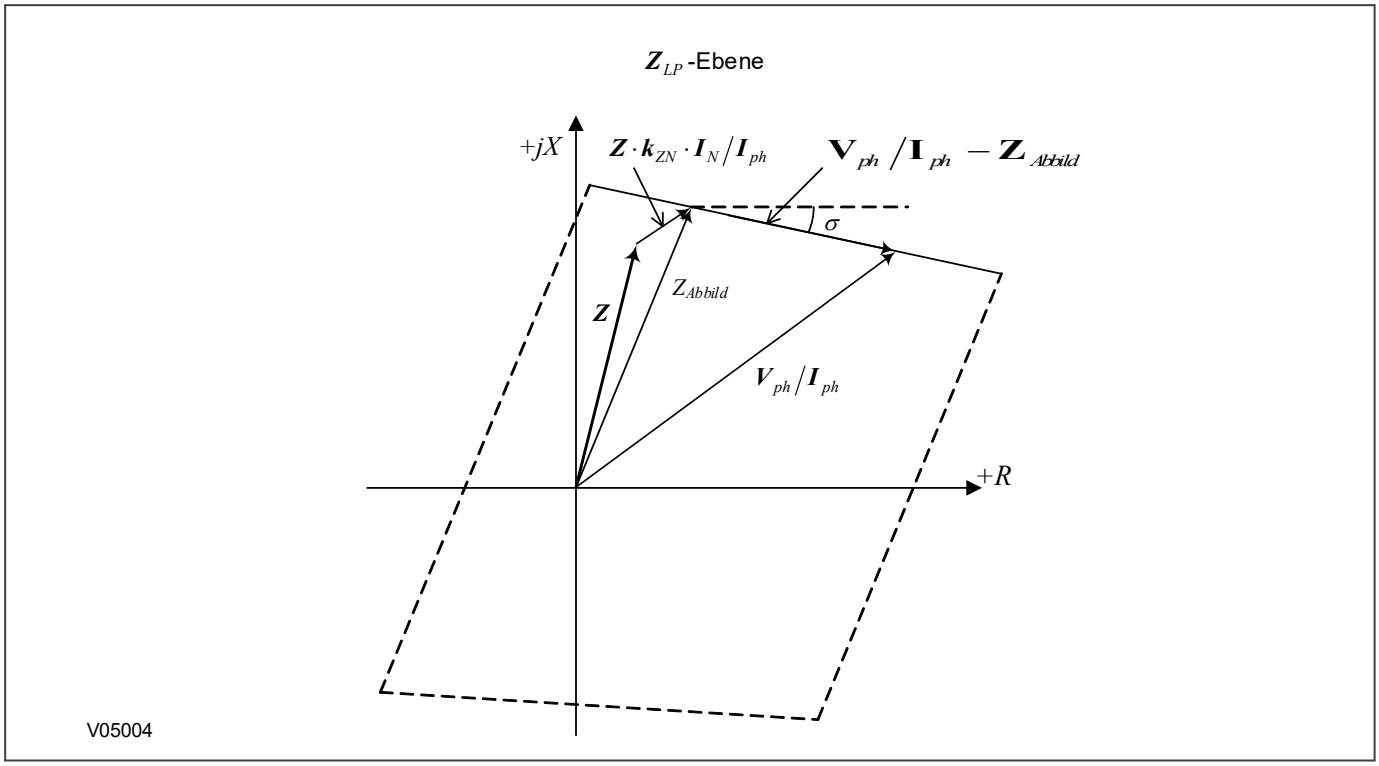


Abbildung 61: Linie der Impedanzreichweite in der Z_{LP}-Ebene

Die Neigung der Impedanzreichweitenlinie in der Z_{LP}-Ebene ist unveränderlich bei σ (Einstellung ***Zx Inklination***).

Der Neigungswinkel der Impedanzreichweite in der Z1-Ebene ist wie folgt definiert:

$$\text{Neigungswinkel} = \angle(\text{Iph/I}) + \sigma = \angle(\text{Iph}/(\text{Iph} + kZ_N.\text{IN})) + \sigma$$

Wenn die störungsfreien Phasenströme viel kleiner als der Strom der fehlerhaften Phase sind, dann ist IN ≈ Iph. Der Neigungswinkel ist in diesem Fall auf folgenden Wert festgelegt:

$$\text{Neigungswinkel} = \angle((1/(1 + kZN)) + \sigma$$

Wenn die gegenseitige Kompensation bei Geräten mit gegenseitiger Kompensation aktiviert ist, gilt für den Neigungswinkel Folgendes:

$$\text{Neigungswinkel} = \angle(\text{Iph}/(\text{Iph} + k_{ZN}.\text{IN} + k_{ZM}.I_M)) + \sigma$$

Die Abbildreichweite Z_{Abbild} ist vom Verhältnis von IN/Iph abhängig. Wenn IN ≈ Iph (und keine gegenseitige Kompensation angewendet wird), dann:

$$Z_{Abbild} = Z\,(1 + k_{ZN})$$

Folglich ist die Kennlinie statisch.

Die allgemeine Kennlinie in der Z_{LP}-Ebene ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

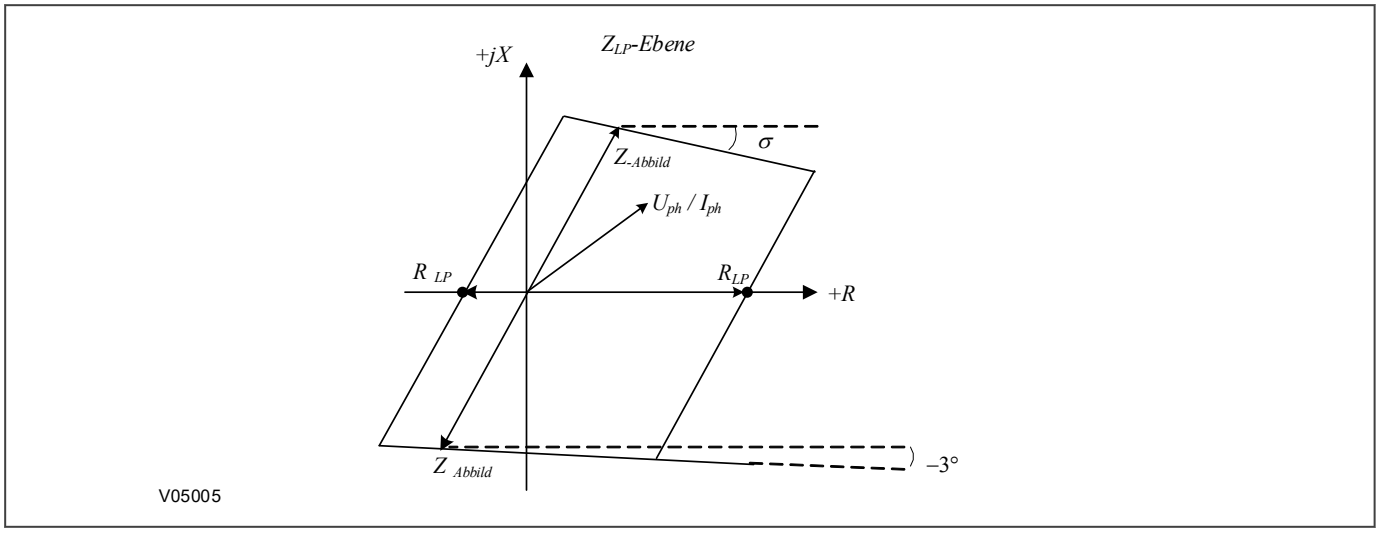


Abbildung 62: Allgemeine Kennlinie in der Z_{LP}-Ebene

Die für die Reaktanzlinien verwendeten Vergleicher sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Zone	Leitung	S1	S2	Bedingung
Vorwärts oder Versatz	Impedanzreichweite	Uph - Iph.ZAbbild	Iph∠σ	∠S1 –∠S2 < 0º
Vorwärts oder Versatz	Rückwärtsimpedanzreichweite	Uph – Iph.Z'Abbild	Iph∠–3º	∠S1 -∠S2 > 0º
Rückwärts	Impedanzreichweite	Uph + Iph.ZAbbild	–Iph∠σ	∠S1 –∠S2 < 0º
Rückwärts	Rückwärtsimpedanzreichweite	Uph + Iph.Z'Abbild	–Iph ∠–3º	∠S1 -∠S2 > 0º

7.5.3 NEIGUNG DER DYNAMISCHEN ERDFEHLER-REAKTANZLINIE

Wenn Sie die dynamische Neigung aktivieren, können die Reaktanzlinien der polygonalen Erdfehler-Distanzkennlinie dynamisch auf der Ebene der Mitsystemimpedanz (Z1) geneigt werden. Wenn die Leitung mit Gegensystemstrom (I2) polarisiert wird, ergibt sich die Gesamtneigung aus der Differenz zwischen dem Winkel von I2 und dem Winkel des Distanzschutzstroms (I), plus vom Benutzer einstellbarer fester Neigungswinkel σ:

$$\text{Dynamischer Neigungswinkel} = \angle(I2 / I) + \sigma$$

Die Voreinstellung der festen Neigung ist –3. Sie wird verwendet, um Möglichkeit von Überreichweite zu verringern, die durch kleine Differenzen zwischen den Gegensystem-Quellimpedanzen und den allgemeinen StW/SpW-Winkeltoleranzen verursacht werden.

Die Neigung der Reaktanzlinien der polygonalen Erdfehler-Kennlinien ist begrenzt, um unangemessene übermäßige Neigung entsprechend folgenden Kriterien zu vermeiden:

- Die dynamische Neigung der Impedanzreichweitenlinie von Zone 1 kann nur angewendet werden, um das Ende der Widerstandsreichweite der Leitung auf die +R-Achse auszurichten. Dadurch wird sichergestellt, dass Zone 1 keine Überreichweite hat und die Staffelung/Selektivität mit nachgeordnetem Schutz beibehält.
- Bei den anderen Zonen (einschließlich Zone 1X und Zone 4) kann die dynamische Neigung der Impedanzreichweitenlinie nur Unterreichweite verhindern. (Dies ist besonders wichtig bei Zonen, die zum Eintasten von kanalgestützten Distanzschaltungen verwendet werden.)

- Bei vorwärts gerichteten Zonen (ausgenommen Zone 1) wird die dynamische Neigung der Impedanzreichweitenlinie verwendet, um das Ende der Widerstandsreichweitenlinie von der +R-Achse weg zu neigen.
- Bei rückwärts gerichteten Zonen im Vergleich zu Vorwärts-/Versatzzonen liegt die Linie der dynamischen Neigung im gegenüberliegenden Quadranten der Kennlinie, und die dynamische Neigung bewegt die Linie von der Widerstandsachse weg.
- Bei Versatzzonen neigen sich die Linien der Widerstandsreichweite von der R-Achse weg, während sich die Linien der Rückwärtsimpedanzreichweite zur +R-Achse hin neigen. Dadurch wird Überreichweite in Rückwärtsrichtung vermieden.
- Bei Geräten mit einphasiger Auslösung wird dynamische Neigung automatisch deaktiviert, wenn ein Leistungsschalterpol während einer einpoligen AWE-Sequenz offen ist. Der Fehlerstrom dient als Polarisierungssignal, und es wird eine feste Neigung von –7° verwendet. Die zusätzliche Neigung verringert die Möglichkeit von Überreichweite, indem die fehlerhafte Phase als Bezug verwendet wird.

Hinweis:
Die Steigung der Zonen bleibt unverändert, wenn die Vorgaberichtung geändert wird.
_Zone 1 verhält sich unabhängig von der Zonenrichtung immer wie eine Zone mit Unterreichweite.
_Alle anderen Richtungszonen verhalten sich unabhängig von der Zonenrichtung wie Zonen mit Überreichweite.

Hinweis:
Zone 1X, die in Erweiterungsschaltungen der Zone 1 verwendet wird, verwendet die Neigungseinstellungen der Zone 2, um sicherzustellen, dass sie keine Unterreichweite aufweist.

Dynamische Neigung von Reaktanzlinien tritt nur dann auf, wenn die Leitung mit I2 polarisiert wird. Wenn Iph als Polarisierungsgröße verwendet wird, ist die Neigung der Impedanzreichweitenlinie unveränderlich. Wenn feste Neigung gewählt ist, wird immer Iph verwendet. Wenn die dynamische Neigung aktiviert ist, entscheidet der Schutz in Abhängigkeit von der Winkelbeziehung zwischen I2 und Iph, ob I2 oder Iph verwendet wird (und damit, ob die dynamische Neigung angewendet wird).

Folgende Kriterien gelten:

- Wenn der Winkel zwischen I2 und Iph größer als 45° ist, werden die polygonalen Kennlinien deaktiviert und stattdessen die Mho-Kennlinien verwendet.
- Wenn der Winkel zwischen I2 und Iph kleiner als 45 ist werden die vor- und nacheilenden Polarisierungsströme entsprechend Phasenbeziehungen zwischen I2 und Iph zugeordnet, wie im nachstehenden Diagramm dargestellt ist:

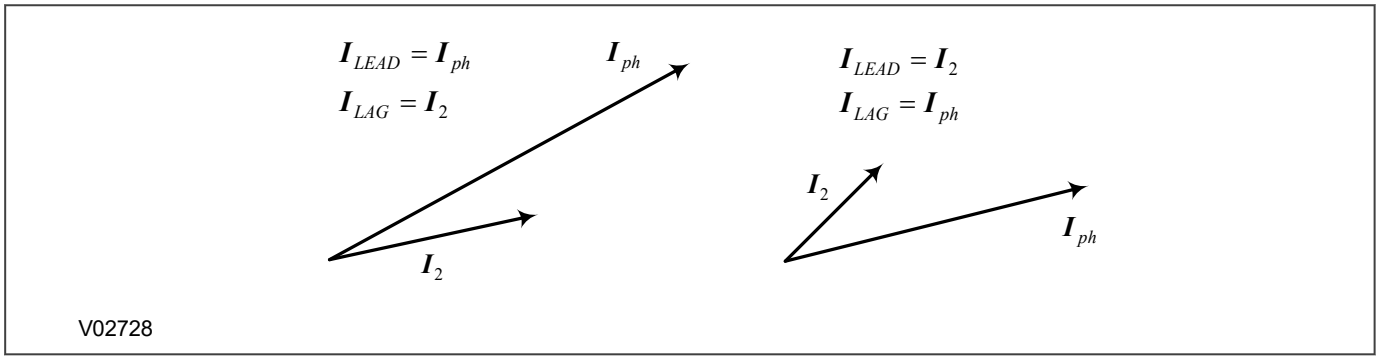


Abbildung 63: Phasenbeziehungen zwischen I2 und Iph bei vor- und nacheilenden Polarisierungsströmen

In der folgenden Tabelle ist die Zuordnung der für die Reaktanzlinien verwendeten Vergleicher zusammengefasst:

Zone	Leitung	S1	S2	Bedingung
Zone 1	Impedanzreichweite	Uph - IphZ_{Abbild}	$I_{LAG}\angle\sigma$	∠S1 -∠S2 < 0º

Zone	Leitung	S1	S2	Bedingung
Zone 1	Rückwärtsimpedanzreichweite	Uph - IphZ'$_{Abbild}$	$I_{LAG}\angle$-3º	∠S1 -∠S2 > 0º
Vorwärts- oder ungerichtete Zonen (außer Zone 1)	Impedanzreichweite	Uph - IphZ$_{Abbild}$	$I_{LEAD}\angle\sigma$	∠S1 -∠S2 < 0º
Vorwärts- oder ungerichtete*-Zonen (Zone 1 und Zone 1e, wobei ***Serien Komp.*** `Freigegeben` ist)	Rückwärtsimpedanzreichweite	Uph - IphZ'$_{Abbild}$	$I_{LAG}\angle$-3º	∠S1 -∠S2 > 0º
Rückwärts	Impedanzreichweite	Uph + IphZ$_{Abbild}$	-$I_{LEAD}\angle\sigma$	∠S1 -∠S2 < 0º
Rückwärts	Rückwärtsimpedanzreichweite	UVph + Iph Z'$_{Abbild}$	-$I_{LAG}\angle$-3º	∠S1 -∠S2 > 0º

Hinweis:
Dies ist auch die Rückwärtsimpedanzreichweite, wenn die Einstellung **Serien Komp. auf* `Freigegeben` *gesetzt ist.*

Wenn I_{LEAD} gleich I2 ist, werden die Linien vom festen Winkel aus dynamisch nach oben geneigt.

Wenn I_{LEAD} gleich Iph ist, wird die feste Neigung angewendet.

Wenn I_{LAG} gleich I2 ist, werden die Linien vom festen Winkel aus dynamisch nach unten geneigt.

Wenn I_{LAG} gleich Iph ist, wird die feste Neigung angewendet.

7.5.4 OHMSCHE LASTAUSBLENDUNGEN BEI ERDFEHLERN

Die Einstellungen der Widerstandsreichweite werden verwendet, um die Widerstandsbeschränkungen der Polygone auszuwählen.

Die Erdfehler-Reichweiteneinstellungen werden entsprechend der Mitsystem-Leitungsimpedanz eingestellt und sind somit identisch mit den Einstellungen der Phasenfehlerelemente.

Da die Erdfehler-Reichweiteneinstellungen entsprechend der Mitsystem-Leitungsimpedanz eingestellt werden, muss die Beziehung zwischen Mitsystemimpedanzen und den Erdfehler-Schleifenimpedanzen verstanden werden.

Betrachten Sie die allgemeine Kennlinie in der Ebene Z1, die in der folgenden Abbildung dargestellt ist:

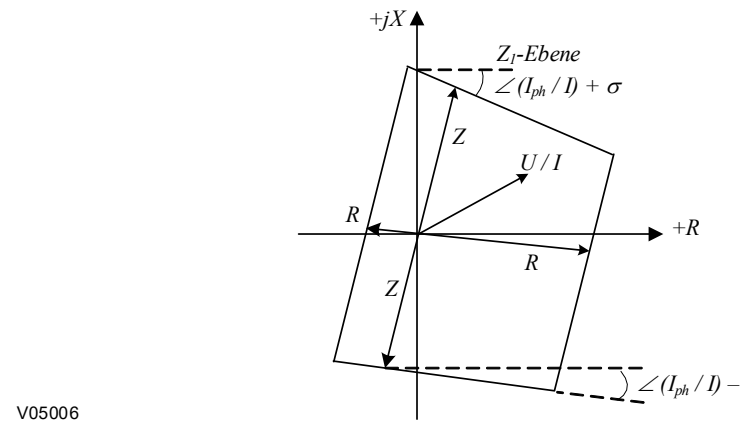


Abbildung 64: Allgemeine Kennlinie in der Ebene Z1

$$R = R_{LP}\ (Iph/I) \text{ and } R' = R'_{LP}.(Iph/I)$$

$$I = Iph + k_{ZN}.IN$$

Wenn die gegenseitige Kompensierung bei Produkten mit gegenseitige Kompensierung aktiviert ist, dann

$$I = Iph + k_{ZN}.IN + k_{ZM}.IM$$

Wenn die störungsfreien Phasenströme viel kleiner sind als die fehlerhafte Phase und die gegenseitige Kompensierung deaktiviert ist, wird IN ≈ Iph (der fehlerhafte Phasenstrom) und die Kennlinie in der Ebene Z1 vereinfacht:

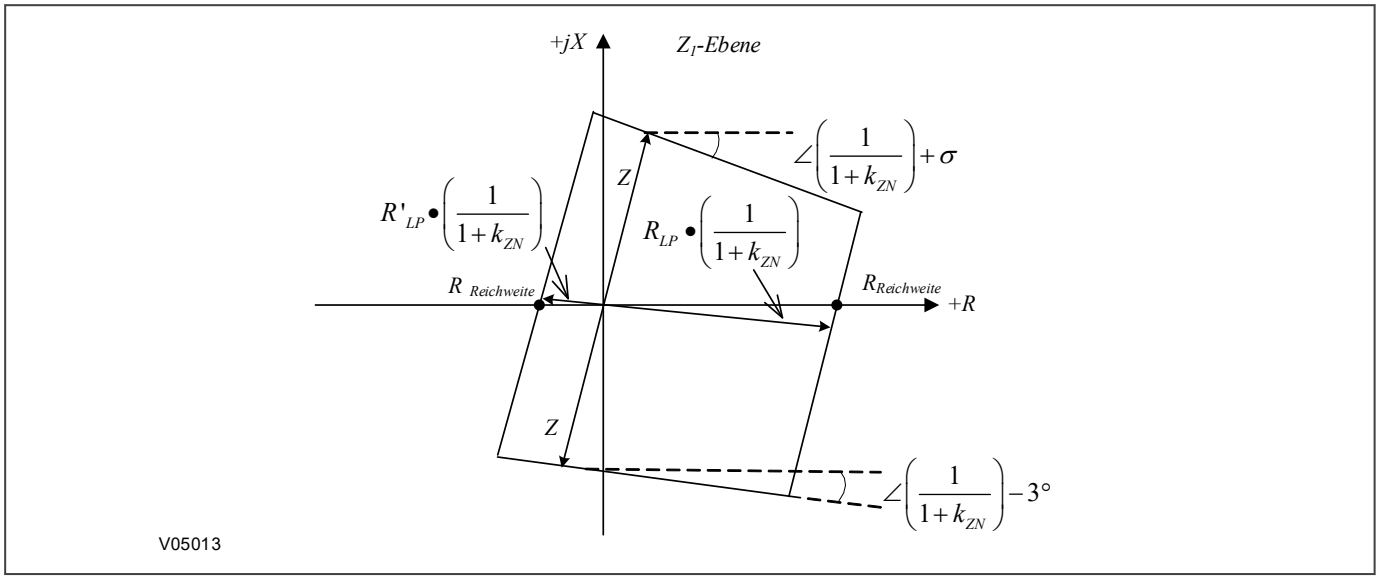


Abbildung 65: Vereinfachte Kennlinie in der Ebene Z1

$$R_{Reichweite} = ((RLP./(1 + k_{ZN})).\sin(Z + \alpha)),$$

$$R'Reichweite = ((R'LP./(1 + k_{ZN})).\sin(Z + \alpha)),$$

wobei: α ist der Winkel von $1/(1 + k_{ZN})$:

$$\alpha = (1/(1 + k_{ZN}))$$

In typischen Fällen liegt der Ausdruck des Sinusverhältniskoeffizienten dicht bei 1, sodass die vereinfachte Gleichung verwendet werden kann:

$$R_{Reichweite} = R_{LP} / | (1 + k_{ZN}) |,$$

$$R'_{Reichweite} = R'_{LP} / | (1 + k_{ZN}) |,$$

Im Hinblick auf die Abbildimpedanzen und Schleifenwiderständen entsprechen die für die Widerstandslinien verwendeten Vergleicher daher den Angaben in der folgenden Tabelle:

Zone	Leitung	S1	S2	Bedingung
Vorwärts oder ungerichtet	Widerstandsreichweite	Uph - Iph.R_{LP}	Iph.Z_{Abbild}	∠S1 -∠S2 > 0º
Vorwärts oder ungerichtet	Rückwärtswiderstandsreichweite	Uph - Iph.R'_{LP}	Iph.Z_{Abbild}	∠S1 -∠S2 < 0º
Rückwärts	Widerstandsreichweite	Uph + Iph.R_{LP}	-Iph.Z_{Abbild}	∠S1 -∠S2 > 0º
Rückwärts	Rückwärtswiderstandsreichweite	Uph + Iph.R'_{LP}	-Iph.Z_{Abbild}	∠S1 -∠S2 < 0º

Der Bereich der Widerstandsimpedanzreichweite der Erdzone wird durch die Einstellung „Widerstandsreichweite“ (***Rx Gnd Resistive***) gesteuert. Dadurch wird der Störlichtbogenwiderstand definiert, der bei einem Einphasen-Erdfehler ermittelt werden kann. Bei solch einem Fehler erscheint der Fehlerwiderstand in der gesamten Fehlerschleife (Ausgangs- und Rückführungsschleife), in welcher die Leitungsimpedanz Z_1 x $(1 + k_{ZN})$ ist, wenn IN ≅ Iph.

Bei den meisten Einspeisungsprüfungen werden die Impedanzkennlinien in Form des Mitsystems dargestellt, sodass die rechte Abschnitt kleiner als die angewendete Einstellung erscheint (***Rn Gnd Resistive*** /(1+ k_{ZN})). Die linke Seite wird durch die Einstellung ***Rn Gnd Res Rev*** festgelegt und verhält sich ähnlich.

Hinweis:
Die Widerstandsreichweitenlinien der Erdfehler- Polygon-Kennlinien werden weder von der Art der Neigung beeinflusst, die von den Blindlinien (fest oder dynamisch) verwendet wird, noch von den Winkelwerten.

7.5.5 ERDFEHLER- POLYGON-KENNLINIEN – ZUSAMMENFASSUNG

Die für die Erdfehler- Polygone verwendeten Vergleicher sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Zone	Leitung	S1	S2	Bedingung
Zone 1	Impedanzreichweite	Uph - Iph.Z_{Abbild}	I_{LAG} ∠ σ	∠S1 -∠S2 < 0º
Zone 1	Rückwärtsimpedanzreichweite	Uph - Iph.Z'_{Abbild}	I_{LAG} ∠-3º	∠S1 -∠S2 > 0º
Vorwärts- oder ungerichtete Zonen (außer Zone 1)	Impedanzreichweite	Uph - Iph.Z_{Abbild}	I_{LEAD} ∠ σ	∠S1 -∠S2 < 0º
Vorwärts- oder ungerichtete*-Zonen (Zone 1 und Zone 1e, wobei ***Serien Komp.*** `Freigegeben` ist)	Rückwärtsimpedanzreichweite	Uph - Iph.Z'_{Abbild}	I_{LAG} ∠-3º	∠S1 -∠S2 > 0º
Rückwärts	Impedanzreichweite	Uph + Iph.Z_{Abbild}	-I_{LEAD} ∠ σ	∠S1 -∠S2 < 0º
Rückwärts	Rückwärtsimpedanzreichweite	Uph + Iph.Z'_{Abbild}	-I_{LAG} ∠-3º	∠S1 -∠S2 > 0º
Vorwärts oder ungerichtet	Widerstandsreichweite	Uph - Iph.R_{LP}	Iph.Z_{Abbild}	∠S1 -∠S2 > 0º
Vorwärts oder ungerichtet	Rückwärtswiderstandsreichweite	Uph - Iph.R'_{LP}	Iph.Z_{Abbild}	∠S1 -∠S2 < 0º
Rückwärts	Widerstandsreichweite	Uph + Iph.R_{LP}	-Iph.Z_{Abbild}	∠S1 -∠S2 > 0º
Rückwärts	Rückwärtswiderstandsreichweite	Uph + Iph.R'_{LP}	-Iph.Z_{Abbild}	∠S1 -∠S2 < 0º

Hinweis:
Dies ist auch die Rückwärtsimpedanzreichweite, wenn die Einstellung **Serien Komp. auf `Freigegeben` gesetzt ist.*

Wenn dynamische Neigung gewählt ist, dann:

Wenn I_{LEAD} gleich I2, dann werden die Linien dynamisch vom festen Winkel aus (Vorwärtsrichtung) nach oben geneigt.

- Wenn I_{LEAD} gleich Iph ist, wird die feste Neigung angewendet.
- Wenn I_{LAG} gleich I2, dann werden die Linien dynamisch vom festen Winkel aus (Vorwärtsrichtung) nach unter geneigt.
- Wenn I_{LAG} gleich Iph ist, wird die feste Neigung angewendet.

Wenn feste Neigung gewählt wurde, ist die Stromeingangsgröße für S2 in allen Fällen Iph.

Die für die Erdfehler-Polygonal-Kennlinien verwendeten Mitsystem-Reichweiteneinstellungen sind in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst:

Zone	Typ	Impedanzreichweite Z	Rückwärtsimpedanzreichweite Z'	Widerstandsreichweite R	Rückwärtswiderstandsreichweite R'
1 Ph-Erde	Vorwärts	Z1 L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z1	R1 L-E Reichw.	0,25 R
1 Ph-Erde	Rückwärtsreichweite Serien Komp.	Z1 L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z1' Gnd Rev Rch * (1 + kZN)	R1 L-E Reichw.	R1' Ph Res. Rev

Zone	Typ	Impedanzreichweite Z	Rückwärtsimpedanzreichweite Z’	Widerstandsreichweite R	Rückwärtswiderstandsreichweite R’
2 Ph-Erde	Vorwärts	Z2 L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z2	R2 L-E Resist.	0,25 R
2 Ph-Erde	Offset	Z2 L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z2’ Gnd Rev Rch * (1 + kZN)	R2 L-E Resist.	R2’ Ph Res. Rev
3 Ph-Erde	Vorwärts	Z3 L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z3	R3 L-E Resist.	0,25 R
3 Ph-Erde	Rückwärts	Z3 L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z3	R3 L-E Resist.	0,25 R
3 Ph-Erde	Offset	Z3 L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z3’ Gnd Rev Rch * (1 + kZN)	R3 L-E Resist.	R3’ Ph Res. Rev
4 Ph-Erde	Rückwärts	Z4 L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z4	R4 L-E Resist.	0,25 R
P Ph-Erde	Vorwärts	ZP L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZP	RP L-E Resist.	0,25 R
P Ph-Erde	Rückwärts	ZP L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZP	RP L-E Resist.	0,25 R
P Ph-Erde	Offset	ZQ L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZP’ Gnd Rev Rch * (1 + kZN)	RP L-E Resist.	RP’ Gnd Res. Rev
Q Ph-Erde	Vorwärts	ZQ L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZQ	RQ L-E Resist.	0,25 R
Q Ph-Erde	Rückwärts	ZQ L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZQ	RQ L-E Resist.	0,25 R
Q Ph-Erde	Offset	ZQ L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZQ’ Gnd Rev Rch * (1 + kZN)	RQ L-E Resist.	RQ’ Gnd Res. Rev
1e Ph-Erde	Vorwärts	Z1e L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z1e	R1e Gnd Resistive	0,25 R
1e Ph-Erde	Rückwärtsreichweite Serien Komp.	Z1e L-E Reichw. * (1 + kZN)	Z1e’ Gnd Rev Rch * (1 + kZN)	R1e Gnd Resistive	R1e’ Ph Res. Rev
R Ph-Erde	Vorwärts	ZR L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZR	RR L-E Resist.	0,25 R
R Ph-Erde	Rückwärts	ZR L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZR	RR L-E Resist.	0,25 R
R Ph-Erde	Offset	ZR L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZRr L-E Reichw. * (1 + kZN)	RR L-E Resist.	RR’ Gnd Res. Rev
S Ph-Erde	Vorwärts	ZS L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZS	RS L-E Resist.	0,25 R
S Ph-Erde	Rückwärts	ZS L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZS	RS L-E Resist.	0,25 R
S Ph-Erde	Offset	ZS L-E Reichw. * (1 + kZN)	ZSr L-E Reichw. * (1 + kZN)	RS L-E Resist.	RS’ Gnd Res. Rev

wobei $k_{ZN} = (Z_0 – Z_1) / 3Z_1$ und durch zwei Einstellungen definiert ist: ***kE*** und ***kE Winkel***.

7.6 POLYGONALE KENNLINIEN FÜR PHASENFEHLER

Polygonale Kennlinien sind für den Phasenfehlerschutz verfügbar. Eine Mischung aus gerichteten Vorwärtskennlinien, gerichteten Rückwärtskennlinien und ungerichteter Charakteristik ist verfügbar. Zone 1, Zone 1e und Zone 4 sind vorwärts oder rückwärts gerichtet. Andere Zonen können unabhängig als ungerichtet, gerichtete Vorwärtszone oder gerichtete Rückwärtszone eingestellt werden. Jede Zone ist unabhängig und durch eine Linie der Impedanzreichweite, eine Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite und zwei ohmsche Lastausblendungen definiert. Die beiden ohmschen Lastausblendungen (Linie der Widerstandsreichweite und Linie der Rückwärtswiderstandsreichweite) liegen parallel zum Impedanzwinkel der Zonenkennlinie. Die beiden Reaktanzlinien jedes Polygons weisen eine charakteristische Neigung auf. In der Phasenfehlerkennlinie ist die Neigung der Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite voreingestellt, während Sie den Neigungswinkel für Impedanzreichweitenlinien auswählen können.

7.6.1 LINIE DER PHASENFEHLER-IMPEDANZREICHWEITE

Die Neigung der oberen Linie kann unabhängig für jede Zone eingestellt werden. Sie ist durch eine Reichweiteneinstellung, Z, und einen Neigungswinkel, σ, definiert, wie im folgenden Diagramm gezeigt:

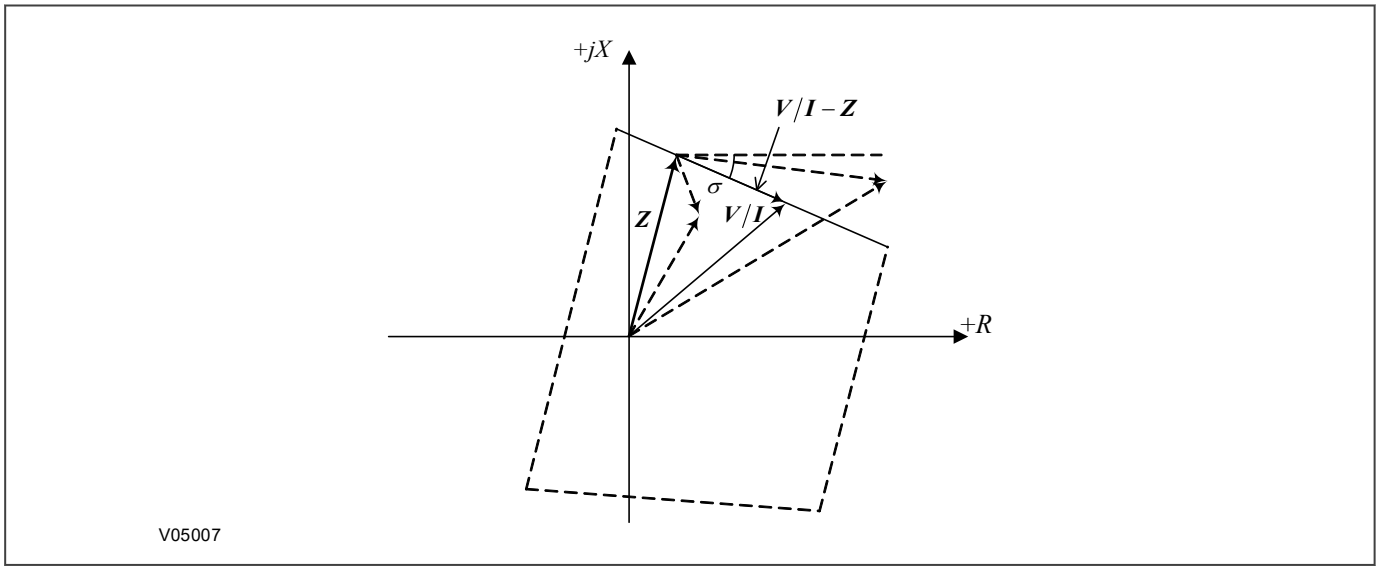


Abbildung 66: Aufbau der Linie der Impedanzreichweite

Bezogen auf den Fehlerstrom I entspricht der Neigungswinkel der Einstellung σ. Ein negativer Winkel definiert eine Neigung nach unten und ein positiver Winkel definiert eine Neigung nach oben. Eine Auslösung kann stattfinden, wenn das Auslösesignal dem Polarisierungssignal nacheilt. Ein negativer Winkel definiert eine Neigung nach unten und ein positiver Winkel definiert eine Neigung nach oben.

Für alle U/I-Vektoren unter der Linie der Impedanzreichweite ist die folgende Bedingung wahr:

$$\angle (U/I - Z) \leq \sigma$$

oder

$$\angle (U - I.Z) \leq \angle I.\angle \sigma$$

Die resultierenden beiden Signale, die für den Vergleicher bereitgestellt werden, sind:

$$S_1 = U - I.Z$$

$$S_2 = I.\angle \sigma$$

Die Impedanz auf der Auslöseseite der Impedanzreichweitenlinie wird erkannt, wenn der Winkel zwischen S1 und S2 kleiner als 0° ist.

7.6.2 LINIE DER RÜCKWÄRTSIMPEDANZREICHWEITE

Die polygonale Distanzkennlinie schließt eine Leitung Z' der Rückwärtsimpedanzreichweite ein, die jeder Zone zugeordnet ist. Bei einer vorwärts oder rückwärts gerichteten Zone ist Z' normalerweise ein fester prozentualer Anteil (100 % von Z) der Vorwärtsreichweite (Z) in der gegenüberliegenden Richtung. Diese Leitung ist völlig unabhängig von der gerichteten Leitung und hat keinen Einfluss auf die Leistung des Schutzgeräts, außer im Falle von geschützten Leitungen mit Reihenkompensation und benachbarten Leitungen. Wenn das Schutzgerät auf ***Serien Komp.*** `Freigegeben` gesetzt ist, ist der Wert von Z' nicht mehr auf 100 % festgesetzt, sondern kann als prozentualer Anteil der Reichweite eingestellt werden. Der Grund dafür ist der, dass ein Reihenkondensator in den geschützten oder benachbarten Leitungen die induktive Natur der vorhandenen Fehlerimpedanz aufgrund des Reihenkondensators umkehren kann. Daher kann die von einem Schutzgerät erkannte Impedanz als Kapazität erkannt werden. Dadurch liegt die vorhandene Impedanz in den Quadranten der kapazitiven Reaktanz (d. h. in den Quadranten II oder IV). Dieser Effekt könnte durch Drosseleffekte verstärkt werden.

Es ist zu beachten, dass Z' bei einer Ungerichteten-Zone eine Einstellung ist: **Znr Ph. Reichw.** für Phasenelemente oder **Znr L-E Reichw.** für Erdelemente.

Die Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite der polygonalen Phasenelemente hat eine Neigung von –3, wie im folgenden Diagramm gezeigt:

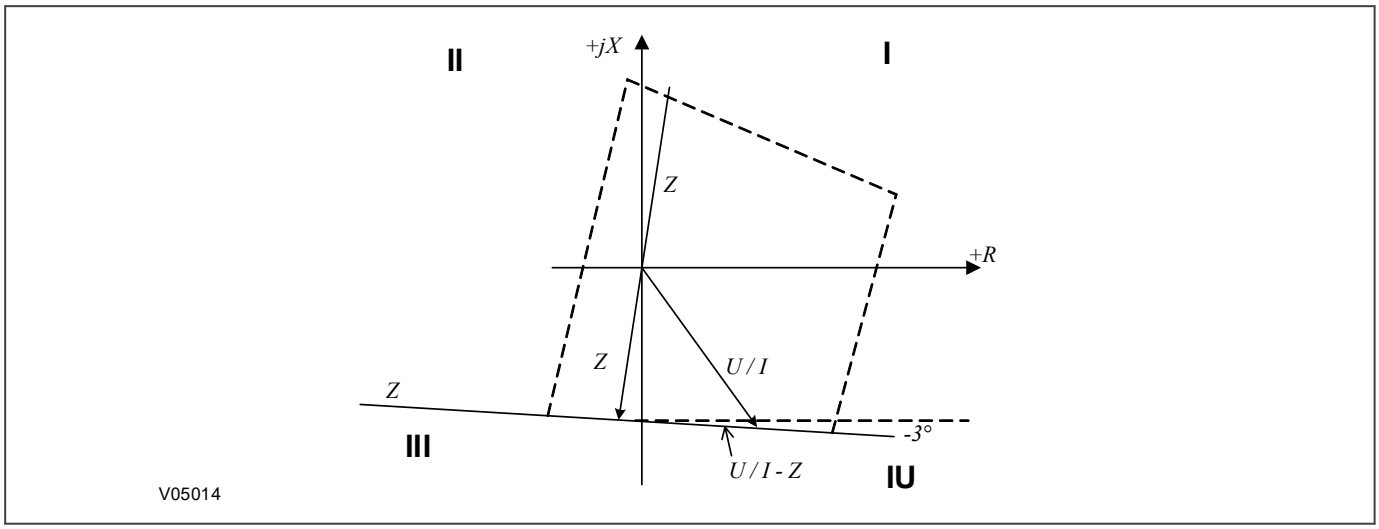


Abbildung 67: Aufbau der Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite

Die Signale, die für den Vergleicher bereitgestellt werden, sind:

$$S_1 = U - I.Z'$$

$$S_2 = I.\angle -3$$

Impedanz auf der Auslöseseite der Leitung der Rückwärtsimpedanzreichweite wird erkannt, wenn der Winkel zwischen S1 und S2 größer als 0 ist.

Um sicherzustellen, dass die gewünschte Fehlerimpedanz im Falle seriellen kompensierten Leitungen anhand der Kennlinien erkannt wird, müssen die Grenzen der Kennlinie geprüft werden, d. h. die Rückwärtsimpedanzreichweite Z'.

Es folgen einige extreme Beispiele für kurze Leitungen, die an lange Leitungen angrenzen, und sehr starke Einspeisungen, die eine bedeutende Verlagerung der Impedanzortskurve in Richtung der kapazitiven reaktiven Impedanz verursachen könnten.

Rückwärtsimpedanzreichweite in Zone 1

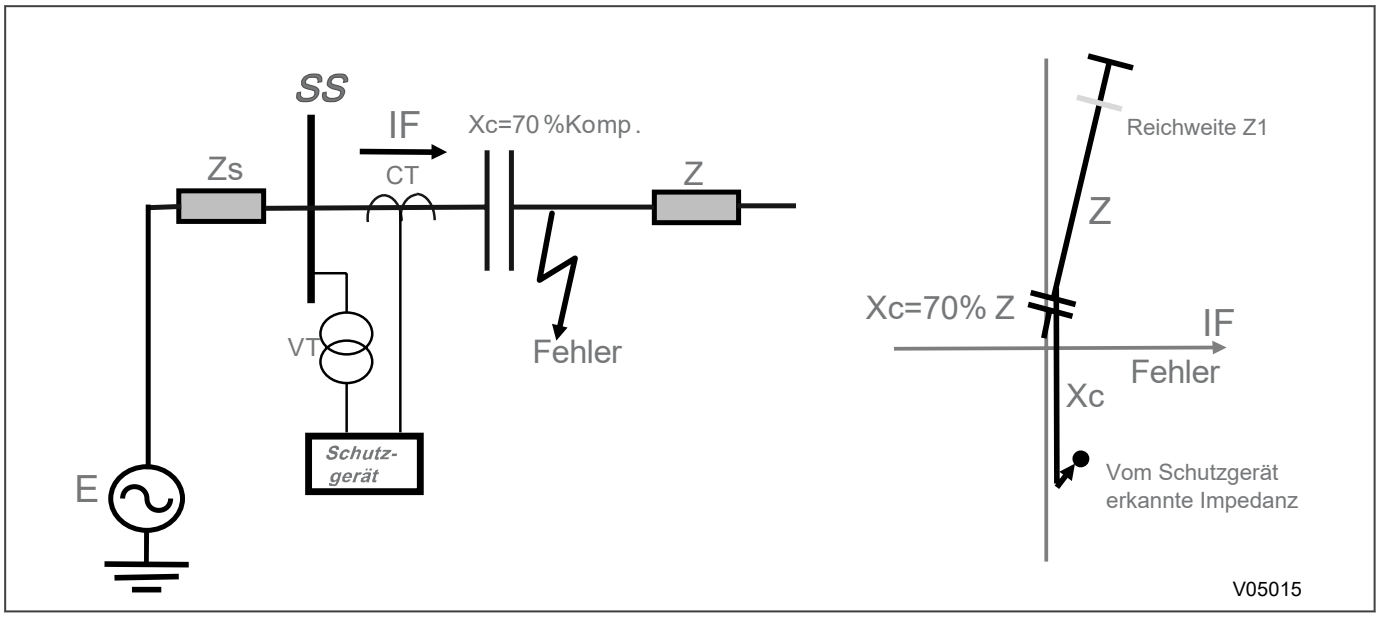


Abbildung 68: Rückwärtsimpedanzreichweite Zone 1

Wobei der Ort des Spannungswandlers in der obigen Darstellung gezeigt wird.

Z Leitung = 100 %

Z Kondensator = 70 % von Z Leitung

Mit Einstellung Zone 1 = 0,8*(1 – 0,7) = 0,24 von Z Leitung

Die vom Schutzgerät erkannte Impedanz ist in der Abbildung dargestellt.

Zulassen von 20 % Fehlern für die gemessene Impedanz = 70 %/80 % = 87,5 %

Die Einstellung der Rückwärtsreichweite von Zone 1 sollte 87,5 %/24 % ~ 400 % der Reichweite von Zone 1 sein.

Rückwärtsimpedanzreichweite für Zone 3 als ungerichtet oder vorwärts gerichtet

Aus folgender Abbildung:

Typische Vorwärtsreichweite von Zone 3 = (1 + 4*(1+13)) * 1,2 = 68,4

Z für einen Fehler in Fehler 1 = 1 – (0,7*4)*(1+13) = –38,2

Rückwärtseinstellung = 38,2/68,4 ~ 0,56* Z3 Vorwärtsreichweite. Daher wäre die Rückwärtsreichweite 100 % der Vorwärtsreichweite von Zone 3.

Dies gilt, wenn Zone 3 als vorwärts gerichtet oder ungerichtet eingestellt ist.

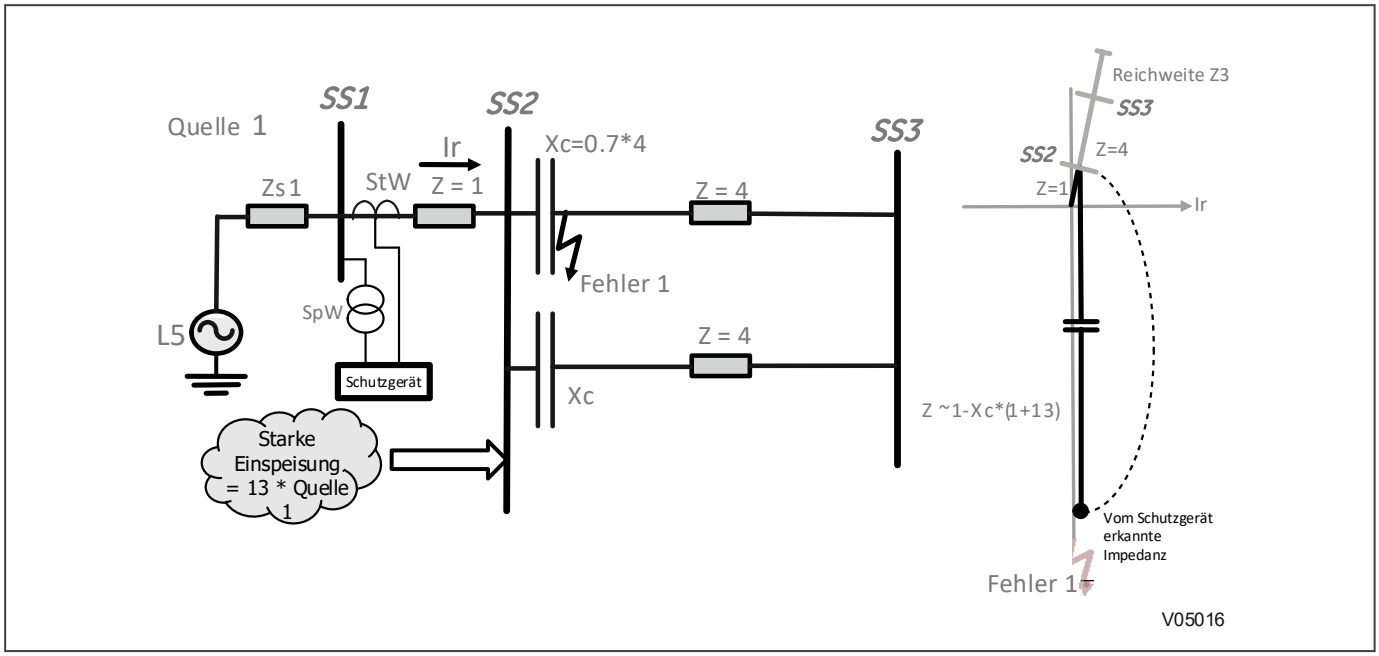


Abbildung 69: Rückwärtsimpedanzreichweite von Zone 3, die als vorwärts gerichtet oder ungerichtet eingestellt ist

Rückwärtsimpedanzreichweite für Zone 4 als rückwärts gerichtet eingestellt ist

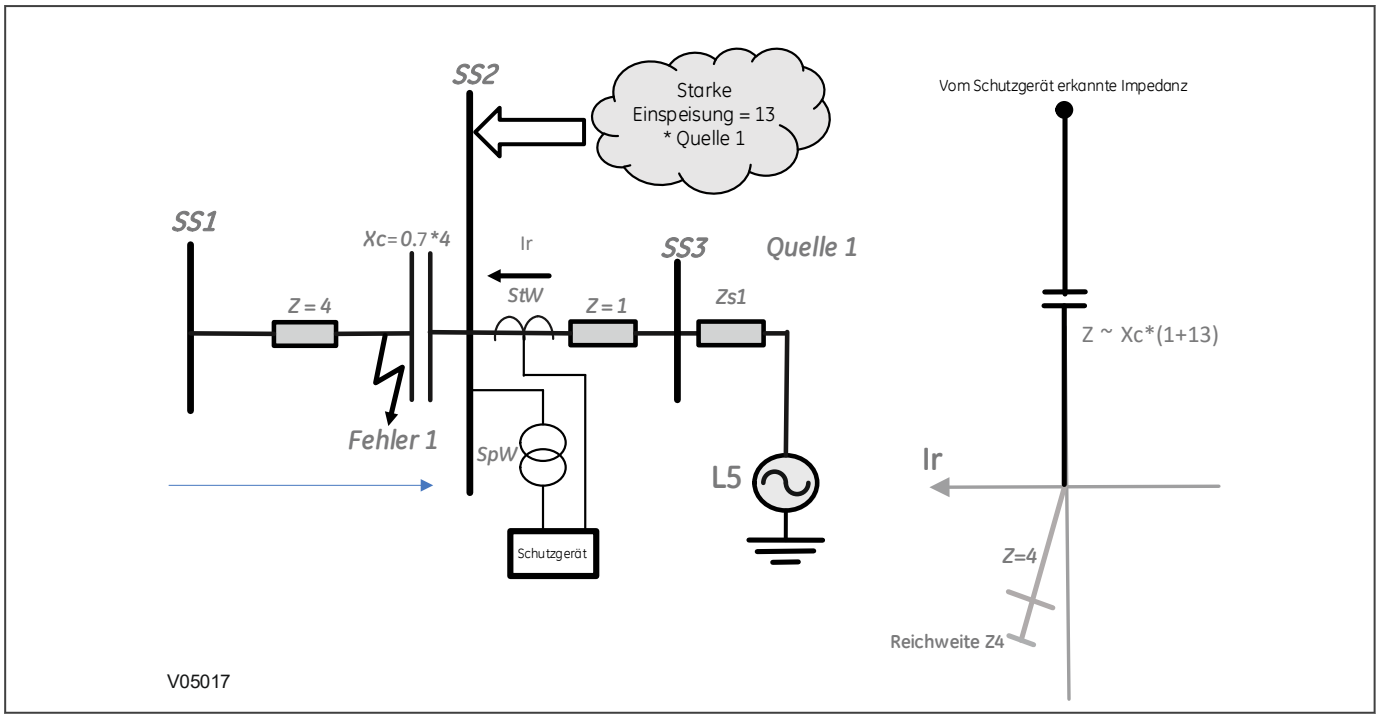


Abbildung 70: Rückwärtsimpedanzreichweite von Zone 4, die als rückwärts gerichtet eingestellt ist

Eine typische Einstellung der Rückwärtsreichweite muss mindestens SS1 abdecken. Daraus folgt: Zone 4 = 1,2 * (13+1) * 4 = 67,2

Berücksichtigen Sie die Auswirkung von Fehler 1, Einstellung der Rückwärtsreichweite Z4 = 1,2 * (13+1) * (4*0,7) = 47

Daher muss die Rückwärtsreichweite etwa 100 % der Reichweite von Zone 4 entsprechen.

Anhand dieser Beispiele können angemessene Einstellungen für die Linie Z' der Rückwärtsimpedanzreichweite (**Znr Ph. Reichw.** und **Znr L-E Reichw.**) für seriell kompensierte Leitungen und die zugehörigen benachbarten Leitungen abgeleitet werden.

7.6.3 LINIE DER PHASENFEHLER-WIDERSTANDSREICHWEITE

Siehe folgende Abbildung:

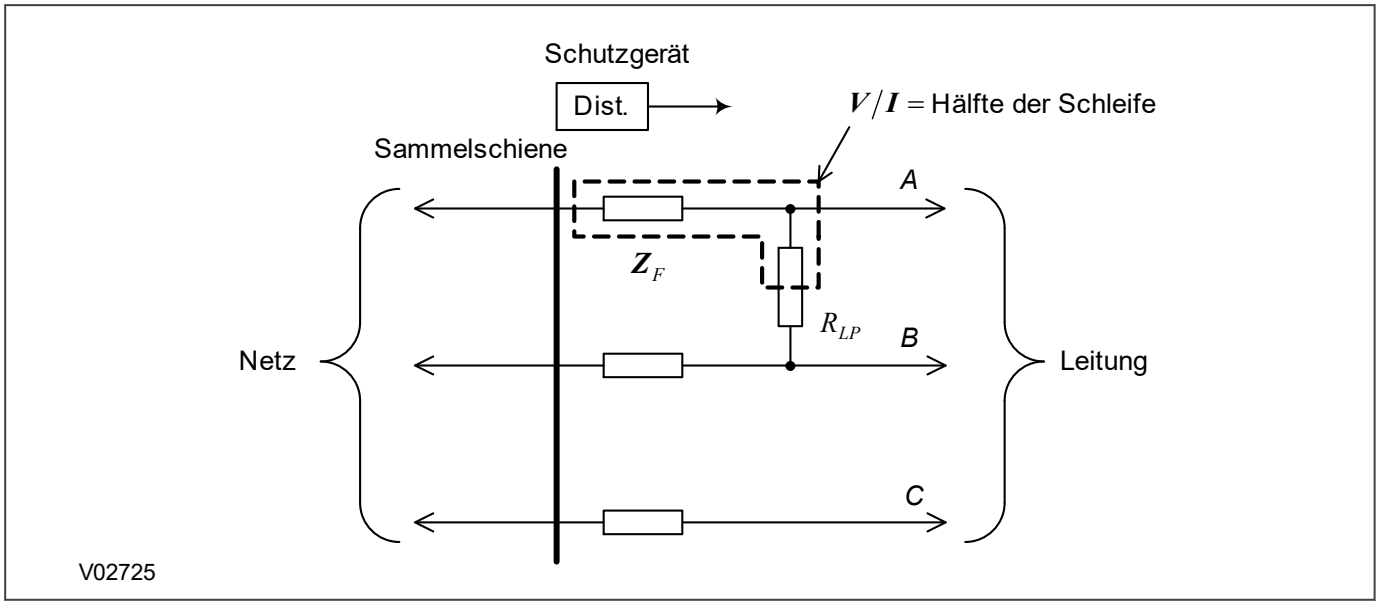


Abbildung 71: Widerstandsreichweite der Phasenelemente

Die Einstellung ***Rx Ph. Resistive*** definiert die vollständige Schleifenwiderstandsreichweite R_{LP} des Distanzschutzes.

Da ein Phase-Phase-Distanzelement die Hälfte der Schleife misst, ist die rechte Widerstandsreichweite (R) der Kennlinie genau so groß wie der Hälfte des Einstellwerts.

$$R = \frac{1}{2}\ \textit{Rx Ph. Resistive}$$

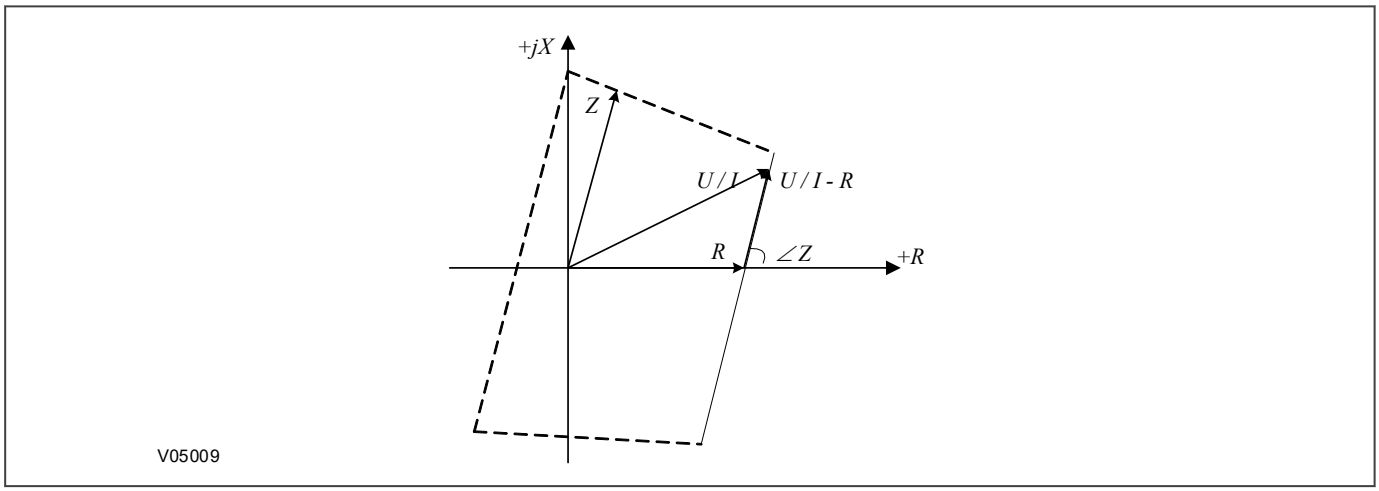


Abbildung 72: Aufbau der Linie der Widerstandsreichweite

Für alle U/I-Vektoren, die sich auf der linken Seite des rechten Blinders befinden, ist die folgende Bedingung wahr:

$$\angle (U/I - R) \leq Z$$

oder

$$\angle (U - I.R) \leq \angle I.Z$$

Die beiden Signale, die für den Vergleicher bereitgestellt werden, sind:

$$S_1 = U - I.R$$

$$S_2 = I.Z$$

Die Impedanz auf der linken Seite der rechten Widerstandslinie wird erkannt, wenn der Winkel zwischen S1 und S2 größer als 0° ist.

7.6.4 LINIE DER PHASENFEHLER-RÜCKWÄRTSWIDERSTANDSREICHWEITE

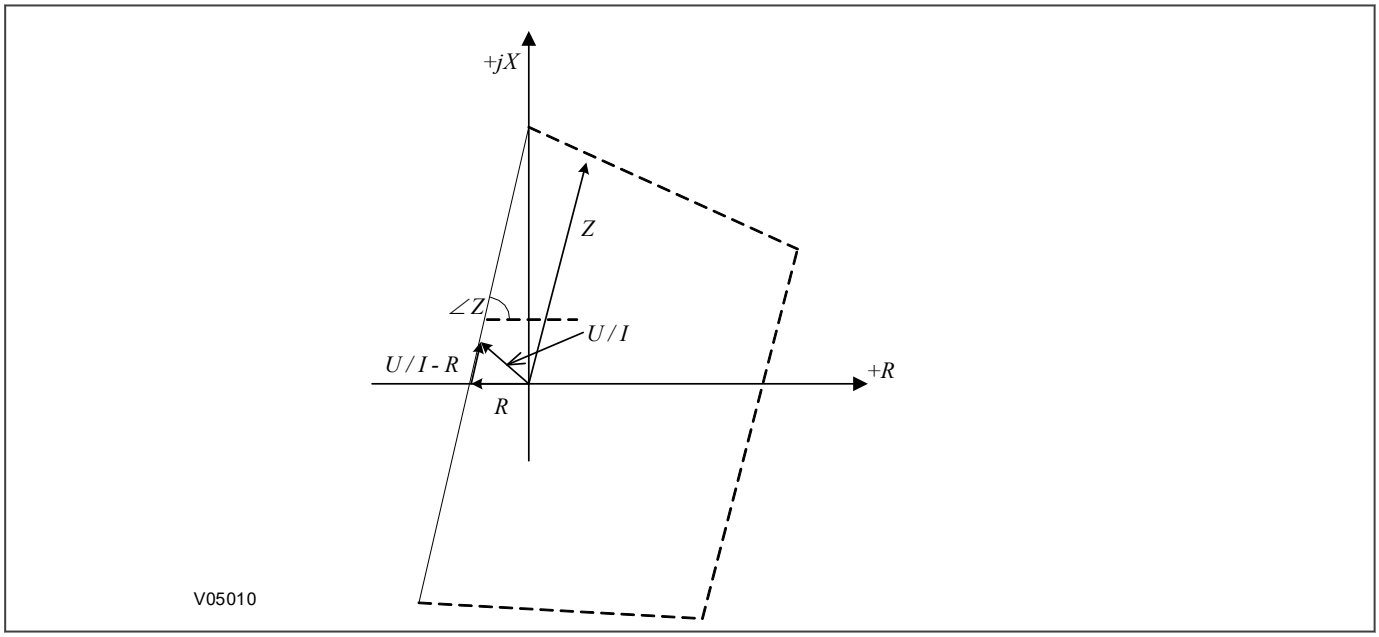


Abbildung 73: Aufbau der Linie der Rückwärtswiderstandsreichweite

Bei einer Versatzzone ist R' die einstellbare Rückwärtswiderstandsreichweite (=½****Rx' Ph Res. Rev.***). . Bei einer Richtungszone ist R' bei 25 % der Widerstandsreichweite fest eingestellt (=½****Rx Ph Res. Rev.***) und wirkt in die entgegengesetzte Richtung.

Die beiden Signale, die für den Vergleicher bereitgestellt werden, sind:

$$S_1 = U - I.R$$

$$S_2 = I.Z$$

Die Impedanz auf der rechten Seite der linken Widerstandslinie wird erkannt, wenn der Winkel zwischen S1 und S2 kleiner als 0° ist.

7.6.5 POLYGONALE PHASENFEHLERKENNLINIE – ZUSAMMENFASSUNG

Die Phasenfehler- Polygonal-Kennlinien sind in der nachstehenden Abbildung und in den nachstehenden Tabellen zusammengefasst:

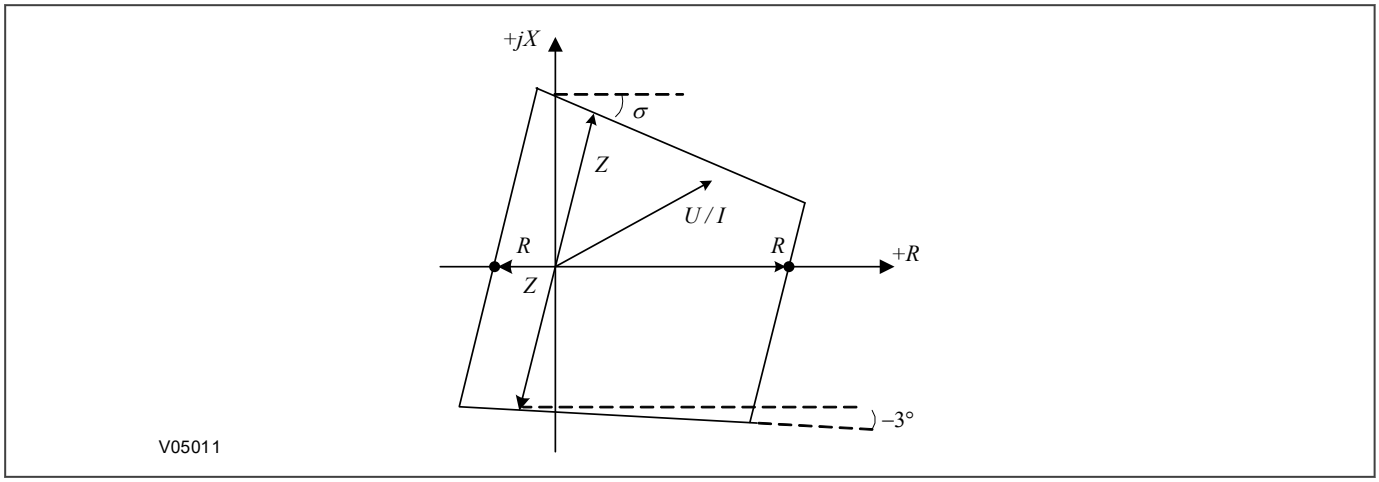


Abbildung 74: Polygonale Phasenfehlerkennlinie - Zusammenfassung

Die für die Phasenfehler- Polygonzonen verwendeten Vergleicher sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Zone	Leitung	S1	S2	Bedingung (∠S1 – ∠S2)
Vorwärts/Ungerichtet	Linie der Impedanzreichweite	U – I.Z	I.∠ σº	<0º
Vorwärts/Ungerichtet	Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite	U – I.Z’	I.∠ 3º	>0º
Vorwärts/Ungerichtet	Linie der Widerstandsreichweite	U – I.R	I.Z	>0º
Vorwärts/Ungerichtet	Linie der Rückwärtswiderstandsreichweite	U – I.R’	I.Z	<0º
Rückwärts	Linie der Impedanzreichweite	U + I.Z	-I.∠ σº	<0º
Rückwärts	Linie der Rückwärtsimpedanzreichweite	U + I.Z’	-I.∠ 3º	>0º
Rückwärts	Linie der Widerstandsreichweite	U + I.R	-I.Z	>0º
Rückwärts	Linie der Rückwärtswiderstandsreichweite	U + I.R’	-I.Z	<0º

Die für die Phasenfehler- Polygonal-Kennlinien verwendeten Mitsystem-Reichweiteneinstellungen sind in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst:

Zone	Typ	Impedanzreichweite Z	Rückwärtsimpedanzreichweite Z’	Widerstandsreichweite R	Rückwärtswiderstandsreichweite R’
1 Ph-Ph	Vorwärts	Z1 L-L Reichw.	Z1	½*R1 L-L Resist.	0,25 R
1 Ph-Ph	Rückwärts	Z1 L-L Reichw.	Z1	½*R1 L-L Resist.	0,25 R
1 Ph-Ph	Rückwärtsreichweite Serien Komp.	Z1 L-L Reichw.	Z1r L-L Reichw.	½*R1 L-L Resist.	½*R1’ Ph Res. Rev.
1e Ph-Ph	Vorwärts	Z1e L-L Reichw.	Z1e	½*R1e Ph. Resistive	0,25 R
1e Ph-Ph	Rückwärts	Z1e L-L Reichw.	Z1e	½*R1e Ph. Resistive	0,25 R
1e Ph-Ph	Rückwärtsreichweite Serien Komp.	Z1e L-L Reichw.	Z1e’ Ph Rev Reach	½*R1e Ph. Resistive	½*R1e’ Ph Res. Rev.
2 Ph-Ph	Vorwärts	Z2 L-L Reichw.	Z2	½*R2 L-L Resist	0,25 R
2 Ph-Ph	Rückwärts	Z2 L-L Reichw.	Z2	½*R2 L-L Resist	0,25 R
2 Ph-Ph	Offset*	Z2 L-L Reichw.	Z2r L-L Reichw.	½*R2 L-L Resist	½*R2’ Ph Res. Rev.
3 Ph-Ph	Vorwärts	Z3 L-L Reichw.	Z3	½*R3 L-L Resist.	0,25 R

Zone	Typ	Impedanzreichweite Z	Rückwärtsimpedanzreichweite Z’	Widerstandsreichweite R	Rückwärtswiderstandsreichweite R’
3 Ph-Ph	Rückwärts	Z3 L-L Reichw.	Z3	½*R3 L-L Resist.	0,25 R
3 Ph-Ph	Offset*	Z3 L-L Reichw.	Z3r L-L Reichw.	½*R3 L-L Resist.	½*R3r L-L Resist.
4 Ph-Ph	Vorwärts	Z4 L-L Reichw.	Z4	½*R4 L-L Resist.	0,25 R
4 Ph-Ph	Rückwärts	Z4 L-L Reichw.	Z4	½*R4 L-L Resist.	0,25 R
4 Ph-Ph	Offset*	Z4 L-L Reichw.	Z4r L-L Reichw.	½*R4 L-L Resist.	½*R4’ Ph Res. Rev.
P Ph-Ph	Vorwärts	ZP L-L Reichw.	ZP	½*RP L-L Resist.	0,25 R
P Ph-Ph	Rückwärts	ZP L-L Reichw.	ZP	½*RP L-L Resist.	0,25 R
P Ph-Ph	Offset*	ZP L-L Reichw.	ZPr L-L Reichw.	½*RP L-L Resist.	½*RPr L-L Resist.
Q Ph-Ph	Vorwärts	ZQ L-L Reichw.	ZQ	½*RQ L-L Resist.	0,25 R
Q Ph-Ph	Rückwärts	ZQ L-L Reichw.	ZQ	½*RQ L-L Resist.	0,25 R
Q Ph-Ph	Offset*	ZQ L-L Reichw.	ZQr L-L Reichw.	½*RQ L-L Resist.	½*RQr L-L Resist.
R Ph-Ph	Vorwärts	ZR L-L Reichw.	ZR	½*RR Ph Resistive	0,25 R
R Ph-Ph	Rückwärts	ZR L-L Reichw.	ZR	½*RR Ph Resistive	0,25 R
R Ph-Ph	Offset*	ZR L-L Reichw.	ZRr L-L Reichw.	½*RR Ph Resistive	½*RR’ Ph. Res. Rev.
S Ph-Ph	Vorwärts	ZS L-L Reichw.	ZS	½*RS Ph Resistive	0,25 R
S Ph-Ph	Rückwärts	ZS L-L Reichw.	ZS	½*RS Ph Resistive	0,25 R
S Ph-Ph	Offset*	ZS L-L Reichw.	ZSr L-L Reichw.	½*RS Ph Resistive	½*RS’ Ph. Res. Rev.

Hinweis:
Dies ist auch die Rückwärtsimpedanzreichweite, wenn die Einstellung **Serien Komp. auf `Freigegeben` gesetzt ist.*

7.7 IMPLEMENTIERUNG VON PHASEN- UND ERDFEHLER-DISTANZSCHUTZ

Damit der Distanzschutz fehlerfrei funktioniert, ist die Eingabe von Leitungsdaten erforderlich. Zunächst müssen Sie die Daten mithilfe der Einstellungen in der Spalte *LEITUNGSLÄNGE* eingeben.

Der Distanzschutz hat einen Einstellmodus, der auf `Einfach` voreingestellt ist. Wir empfehlen die Voreinstellung für die meisten Anwendungen. Anstelle der Eingabe der Impedanzreichweiten der Distanzzone in Ohm werden die Zoneneinstellungen einfach als Prozentwert der Daten der geschützten Leitung eingegeben, die in der Einstellung ***Leitungsimpedanz*** in *LEITUNGSLÄNGE* angegeben sind. Die Einstellung setzt voraus, dass der Restkompensationsfaktor für alle Zonen gleich ist. Der Schutz berechnet die erforderlichen Reichweiteneinstellungen aus den Prozentsatzeinstellungen. Sie können die berechneten Zonenreichweiten anzeigen, aber nicht die Werte ändern.

Der Einstellmodus `Erweitert` erlaubt, für jede Zone Widerstandsreichweiten mit individueller Distanz und Restkompensationsfaktoren einzugeben. Wenn der erweiterte Modus gewählt ist, werden alle Prozentsatzeinstellungen, die zum Einstellmodus `Einfach` gehören, ausgeblendet, und die Distanzzoneneinstellungen müssen für jede Zone in der Spalte *DISTANZSCHUTZ* eingegeben werden.

7.7.1 PHASENFEHLERKENNLINIEN

Jede Phasenzone kann `Freigegeben` bzw. `Ausgeschaltet` werden, indem die ***Z L-L Status*** -Einstellungen in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* verwendet werden.

Kennlinien können entweder quadrilaterale (polygonale) oder Mho-Kennlinien (kreisförmig) sein. Die gewählte Kennlinie gilt für alle Zonen. Alle Distanzelemente sind gerichtet und verwenden Restkompensation der entsprechenden Phasenfehlerreichweite.

7.7.2 ERDFEHLERKENNLINIEN

Jede Erdzone kann `Freigegeben` bzw. `Ausgeschaltet` werden, indem die**Z L-E Status** -Einstellungen in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* verwendet werden.

Kennlinien können entweder quadrilaterale (polygonale) oder Mho-Kennlinien (kreisförmig) sein. Die gewählte Kennlinie gilt für alle Zonen. Alle Distanzelemente sind gerichtet und verwenden Restkompensation der entsprechenden Phasenfehlerreichweite.

7.7.3 DISTANZSCHUTZ-AUSLÖSEENTSCHEIDUNG

Ein Fehler wird erkannt, wenn die Phasenspannung unter 70 % fällt oder der Phasenwähler anspricht. Wenn ein Fehler erkannt wird, synchronisiert der Schutz die Werte, die im Verlauf der zwei vorherigen Zyklen aufgezeichnet wurden. Diese werden verwendet, um einen Bezug für Speicherpolarisation usw. bereitzustellen, während der Fehler verarbeitet wird.

Aus Gründen der Sicherheit müssen eine Reihe von Kriterien erfüllt werden, bevor der Distanzschutz einen Auslösebefehl gibt. Diese sind:

- Der Phasenwähler muss die fehlerhaften Phasen erkennen und sicherstellen, dass nur die richtigen Distanzmesszonen eine Auslösung einleiten können. Auswählbare Phasen sind L1E, L2E, L3E, L12, L23, L31 und L123. Bei zweiphasigen Phase-Erde-Fehlern ist die Auswahl L12, L23 oder L31, wobei N (neutral) nur zur Anzeige dient.
- Bei den ausgewählten Phase-Erde-Elementen müssen der Phasenstrom und der Nullstrom die Mindestempfindlichkeitsschwelle überschreiten. Bei den ausgewählten Phase-Phase-Elementen muss der Schleifenstrom die Mindestempfindlichkeitsschwelle überschreiten. Diese Empfindlichkeit ist für Phase-Erde-Fehler auf 5 % In voreingestellt, und bei Phase-Phase-Fehlern müssen beide fehlerhaften Phasen 5 % In überschreiten. Sie können diese Mindestempfindlichkeit bei Bedarf erhöhen, was aber normalerweise nicht erforderlich ist.

- Damit ein Erdfehler-Distanzelement anspricht, muss der entsprechende Detektor zur Erkennung von stabilisiertem Nullstrom angesprochen haben.
- Die Impedanz der fehlerhaften Phase muss entsprechend der Phasenauswahl in einer Auslösezone (Messzone) angezeigt werden.
- Bei Richtungszonen muss das Richtungselement mit der Auslösezone übereinstimmen. Die Zonen 1, 2 und 4 sind immer gerichtet, während andere Zonen nur gerichtet sind, wenn sie entsprechend eingestellt sind. In Richtungszonen muss das Richtungselement mit der Auslösezone übereinstimmen. Z. B. ist Zone 1 eine vorwärts gerichtete Zone und darf nicht bei Rückwärtsfehlern auslösen. Daher ist eine Auslösung der Zone 1 nur dann erlaubt, wenn das Richtungselement eine Vorwärtsentscheidung ausgibt. Zone 4 ist rückwärts gerichtet und benötigt somit eine Rückwärtsentscheidung des Richtungselements.
- Die eingestellte Zeitverzögerung für die Messzone muss ablaufen, und die gemessene Fehlerimpedanz muss während der Verzögerungszeit innerhalb der Zonenkennlinie bleiben. Normalerweise hat Zone 1 keine Zeitverzögerung (unverzögert), während alle anderen Zonen Zeitverzögerungen haben.
- Wenn kanalgestützte Distanzschaltungen verwendet werden, kann die Zeitverzögerung tZ2 für die Übergreifzone 2 bei einigen Schaltungen umgangen werden.

7.7.4 DISTANZSCHUTZ-PHASENAUSWAHL

Die Phasenauswahl erlaubt dem Gerät, genau festzustellen, welche Phasen mit einem Fehler zu tun haben, und ermöglicht das Auslösen der entsprechenden Messzonen.

Das Ansprechen der Distanzelemente wird von einem Phasenwähler für überlagerten Strom gesteuert. Bei einer Periode von zwei Zyklen nach Ansprechen des Phasenwählers wird nur Elementen das Auslösen erlaubt, die dem Fehlertyp zugeordnet sind, der vom Phasenwähler ausgewählt ist. Wenn diese Elemente nicht ansprechen, werden alle Elemente für die folgenden fünf Zyklen aktiviert, bevor der Phasenwähler in den Ruhezustand zurückkehrt.

Das Ansprechen eines aktivierten Distanzelements während einer Periode mit zwei oder fünf Zyklen bewirkt, dass der Zustand des Phasenwählers beibehalten wird, bis das Element zurückgesetzt wird. Eine Ausnahme ist, wenn der Phasenwähler seine Entscheidung ändert, während ein Element betätigt wird. In diesem Fall werden die ausgewählten Elemente zurückgesetzt, und die Zwei-Zyklus-Periode wird erneut mit einer neuen Auswahl gestartet.

Hinweis:
Unter dieser Bedingung wird keine vorhandene Auslöseentscheidung zurückgesetzt. Nach dem ersten Zyklus, der einer Auswahl folgt, ist dem Phasenwähler nur erlaubt, zu einer Auswahl zu wechseln, die zusätzliche Phasen einschließt.

Bei zweiphasigen Phase-Erde-Fehlern werden nur die Phase-Phase-Elemente aktiviert, weil sie unter diesen Bedingungen für gewöhnlich genauer als Erdfehlerelemente sind. Ein Pegeldetektor zur Erkennung von stabilisiertem Nullstrom zeigt die Beteiligung von Erdstrom im Fehler an.

7.7.4.1 AUSWAHL FEHLERHAFTER PHASEN

Die fehlerhafte Phase bzw. die fehlerhaften Phasen werden ausgewählt, indem die Größen der drei von Phase zu Phase überlagerten Ströme verglichen werden. Ein einziger Phase-Erde-Fehler produziert den gleichen überlagerten Strom bei zwei dieser Signale und keinen Strom beim dritten Signal. Ein Phase-Phase- oder zweiphasiger Erdfehler produziert ein Signal, das stärker als die anderen beiden Signale ist. Ein Dreiphasenfehler produziert drei überlagerte Ströme derselben Stärke. Die nachstehende Abbildung zeigt, wie die Veränderung des Stroms verwendet werden kann, um die fehlerhaften Phasen bei einem Fehler zwischen Phase L3 und Erde (L3E-Fehler) auszuwählen.

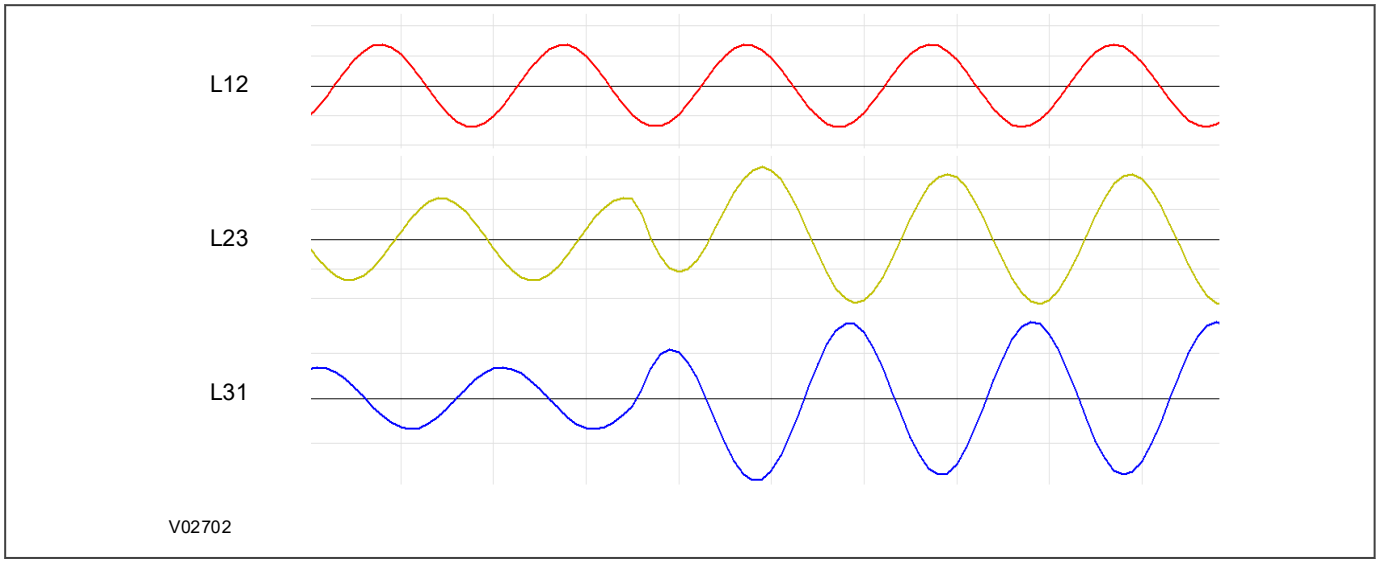


Abbildung 75: Veränderungen des Phase-Phase-Stroms bei einem Fehler zwischen Phase L3 und Erde (L3E-Fehler)

Die Phasenauswahl wird voreinstellungsmäßig durchgeführt, wenn ein überlagerter Strom 5 % des Nennstroms (0,05 In) überschreitet.

Jeder überlagerte Strom, der größer als 80 % des stärksten überlagerten Stroms ist, wird in die Phasenauswahllogik einbezogen.

Bei Anwendungen, die starken untersynchronen Strömen ausgesetzt werden können, erhöht der Phasenwähler automatisch die Schwelle der voreingestellten 5 % von In, um sporadisches Auslösen zu verhindern, während hohe Fehlerempfindlichkeit beibehalten wird.

Hinweis:
Wenn Sie die Distanzelemente mithilfe von Prüfgeräten prüfen, die kein dynamisches Modell zur Erzeugung echter fehlerbezogener Delta-Bedingungen besitzen, müssen Sie ***Statischer Test*** *auf* `Freigegeben`*(in der Spalte INBETRIEB.-TESTS) setzen. Dadurch wird die Phasenwählersteuerung deaktiviert und der Distanzschutz gezwungen, eine konventionelle (Nicht-Delta-) Richtungslinie zu verwenden.*

Der Phasenwähler spricht bei Fehlererkennung an und aktiviert Distanzschutz bei allen Elementen, die durch das Ansprechen ausgewählt wurden. Diese Elemente werden für zwei Zyklen aktiviert, was normalerweise zu einer Auslösung führt. Bei zweiphasigen Erde-Phase-Fehlern werden nur geeignete Phasenelemente aktiviert, weil sie unter diesen Bedingungen für gewöhnlich genauer als Erdelemente sind. Wenn die Auslösung jedoch nicht innerhalb der zwei Zyklen eingeleitet wird, werden alle Distanzelemente (einschließlich aller Phase-Erde-Elemente) für die folgenden fünf Zyklen aktiviert. Während dieser fünf Zyklen könnte dies im Falle eines außerhalb der Zone liegenden zweiphasigen Phase-Erde-Fehlers zu falschem Ansprechen der Erdfehlerelemente führen. Der Grund hierfür könnte sein, dass eines der Phase-Erde-Elemente eine bedeutende Überreichweite aufweist, was zu einer Fehlfunktion führen kann. Um dies zu verhindern, werden ein vorgespannter Neutralstromdetektor und eine Fehlerartüberwachung eingeführt.

7.7.5 VORGESPANNTER NEUTRALSTROMDETEKTOR UND FEHLERARTÜBERWACHUNG

Der Detektor zur Erkennung von stabilisiertem Nullstrom erlaubt das Ansprechen von Erdfehlerelementen nur dann, wenn genügend Nullstrom erkannt wird. Die Kennlinie des Detektors zur Erkennung von stabilisiertem Neutralleiterstrom ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

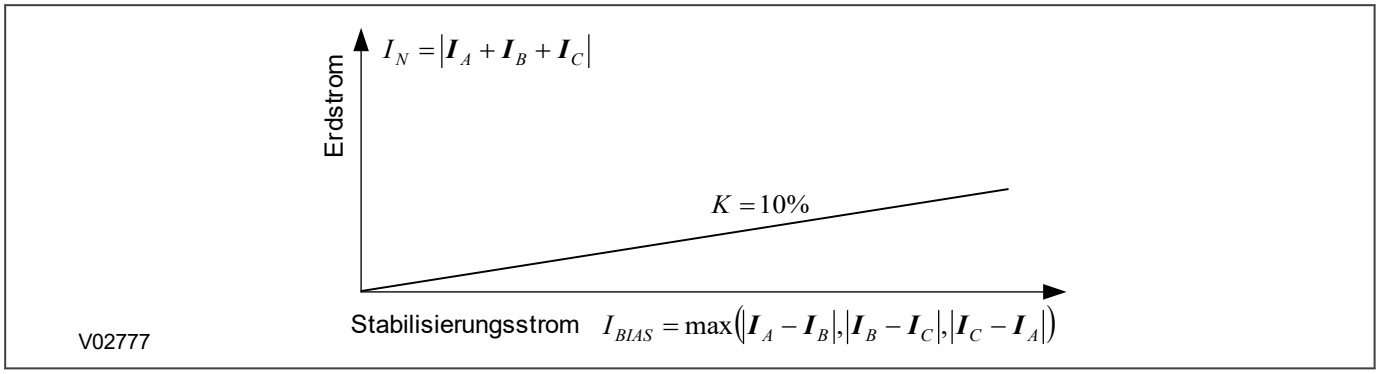


Abbildung 76: Kennlinie des Detektors zur Erkennung von stabilisiertem Neutralleiterstrom

Der Nullstromdetektor verwendet das Maximum der Dreiphasenstromdifferenzen als Stabilisierungswert. Die Neigung der Kennlinie ist auf 10 % festgelegt.

Durch Stabilisierung des Nullstromdetektors wird sichergestellt, dass der Detektor empfindlich genug ist, um bei Einphasenfehlern anzusprechen, ohne das Risiko des Ansprechens auf Störstrom im Neutralbereich, der bei Phase-Phase-Fehlern auftritt. Der Störstrom im Neutralbereich kann auch auf inkompatible Stromwandler oder Stromwandlersättigung zurückzuführen sein. Die Stabilisierung stellt zudem sicher, dass die Erdfehler-Distanzelemente bei zweiphasigen Phase-Erde-Fehlern mit hohem Widerstand im Neutralbereich in der Regel deaktiviert werden. Solche Fehler können infolge eines hohen Lichtbogenwiderstands in widerstandsgeerdeten oder starr geerdeten Netzen auftreten. In Anbetracht dessen, dass diese Zustände reinen Phase-Phase-Fehlern sehr ähnlich sind, können die Erdfehler-Distanzelemente große Messfehler aufweisen, was durch Verwendung des Neutalleiterstromdetektors vermieden wird.

Es gibt eine zusätzliche Überwachung zur Sperrung von Erdschleifen einer Phase bei Fehlern wegen eines doppelten Phasenerdschlusses. Mit dieser Technik wird der absolute Winkel zwischen Nullstrom und Gegensystemstrom überprüft. Sie ermöglicht nur dann die Funktion des Elements, das vom Erdschluss einer Phase betroffen ist, wenn der absolute Winkel zwischen Gegensystemstrom und Nullstrom weniger als 50 ° beträgt. Diese Überwachung wird nur in bestimmten Situationen eingesetzt, wenn sich das Relais in der 5-Zyklen-Periode befindet.

7.7.6 RICHTUNGSBESTIMMUNG DER DISTANZELEMENTE

Zur Richtungsbestimmung des Distanzschutzes wird voreinstellungsmäßig die Delta-Technik verwendet. Sie erfasst schrittweise Änderungen (Delta-Werte) des Stroms und der Spannung, um zu bestimmen, ob potenzielle Fehlerzustände in Vorwärts- oder Rückwärtsrichtung auftreten. Die Delta-Spannungs- und -Stromschwellen, die für die Distanzrichtungsentscheidung verwendet werden, sind unveränderlich, womit eine optimale Leistung sichergestellt wird. Der Richtungskennlinienwinkel (auch bekannt als Gerätekennlinienwinkel – RCA) ist auf 60° voreingestellt, aber Sie können ihn je nach Anwendungsbedarf mithilfe der Einstellung ***Delta Kennwinkel*** in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* ändern.

Die Delta-Richtungstechnik erfasst Spannungs- und Stromänderungen und die damit einhergehenden Überschreitungen der voreingestellten Schwellen, um Vorwärts- und Rückwärtsentscheidungen zu treffen. Wenn diese Schwellen nicht überschritten werden, aber ein potenzieller Fehler erkannt wird, greift der Distanzschutz auf eine konventionelle Richtungstechnik mit Speicherpolarisation der Spannung zurück.

Wenn Sie die Delta-Richtungstechnik nicht verwenden möchten, setzen Sie ***Delta Status*** in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* auf `Ausgeschaltet`, wodurch die Speicherpolarisation verwendet wird.

7.7.7 DELTA-RICHTUNGSELEMENT

Bei Anwendung von Distanzschutz wird ein Delta-Algorithmus für die Richtungsbestimmung aller Distanzelemente bereitgestellt; Mho und Quadrilateral. Wenn die Delta-Richtungsbestimmung nicht verwendet wird, d. h., wenn ***Delta Status*** in *DELTA DIREKTION* auf `Ausgeschaltet` gesetzt ist, kehrt das Gerät zu einer herkömmlichen

Richtungslinie für Mho und Quadrilateral zurück. Diese herkömmliche Linie ist im Abschnitt „GERICHTETE QUADRILATERALS“ dargestellt.

Wenn ***Delta Status*** in *DELTA DIREKTION* auf `Freigegeben` gesetzt ist, schaltet das Schutzgerät auch auf eine herkömmliche Linie um, wenn:

- es in `Statischer Test` unter ***INBETRIEB.-TESTS auf*** Freigegeben *GESETZT IST*
- wenn nicht genügend „Delta U“- und „Delta I“-Messwerte vorhanden sind
- wenn der Speicher abgelaufen oder nicht gültig ist (SOTF-Bedingung)

Bei Verwendung in Verbindung mit unterstützten Schaltungen kann dieser Delta-Algorithmus auch zusätzlichen Schutz in Form von Richtungsvergleichsschutz bieten.

7.7.7.1 DELTA-RICHTUNGSPRINZIP UND KONFIGURATION

Der Delta-Richtungsvergleich berücksichtigt den relativen Phasenwinkel des überlagerten Stroms ΔI (Delta I) im Vergleich zur überlagerten Spannung ΔU (Delta U) bei Einsetzen des Fehlers. Der Delta-Wert ist nur vorhanden, wenn ein Fehler auftritt und der Fehler zu einer schrittweisen Veränderung der vor dem Fehler vorhandenen stationären Last führt.

Bei störungsfreiem Netz liegt die Netzspannung dicht an der Nennspannung Un und an den Laststromflüssen. Wenn die in jeder Phase gemessene Spannung bei solchen stationären Zuständen mit einem gespeicherten Wert aus genau zwei vorangegangenen Netzzyklen verglichen wird, ist die Differenz zwischen ihnen gleich null. Nullspannungsänderung (ΔU = 0) und Nullstromänderung (ΔI = 0), außer wenn Änderungen im Laststrom auftreten.

Wenn ein Fehler im Netz auftritt, werden die gemessenen Delta-Änderungen wie folgt ausgedrückt:

ΔU = Fehlerspannung (Zeit „t“) – störungsfreie Spannung vor dem Fehler (t–2 Zyklen)

ΔI = Fehlerstrom (Zeit „t“) – Laststrom vor dem Fehler (t–2 Zyklen)

Die Delta-Messungen sind eine Vektordifferenz, aus der eine Delta-Größe und ein Winkel resultieren. Die bei störungsfreiem Netz vor dem Fehler vorhandenen Werte sind die Werte, die zwei Zyklen zuvor gemessen wurden. Wenn ein Fehler erkannt wird, werden die vor dem Fehler vorhandenen Werte beibehalten, solange der Fehler andauert.

Die Änderungen in der Größe werden verwendet, um den Fehler zu erkennen, und die Winkel werden verwendet, um zu bestimmen, ob der Fehler in Vorwärts- oder Rückwärtsrichtung liegt.

Die folgende Abbildung zeigt die überlagerten (Delta-) Sequenznetze für eine einzelne Phase des Erdfehlers.

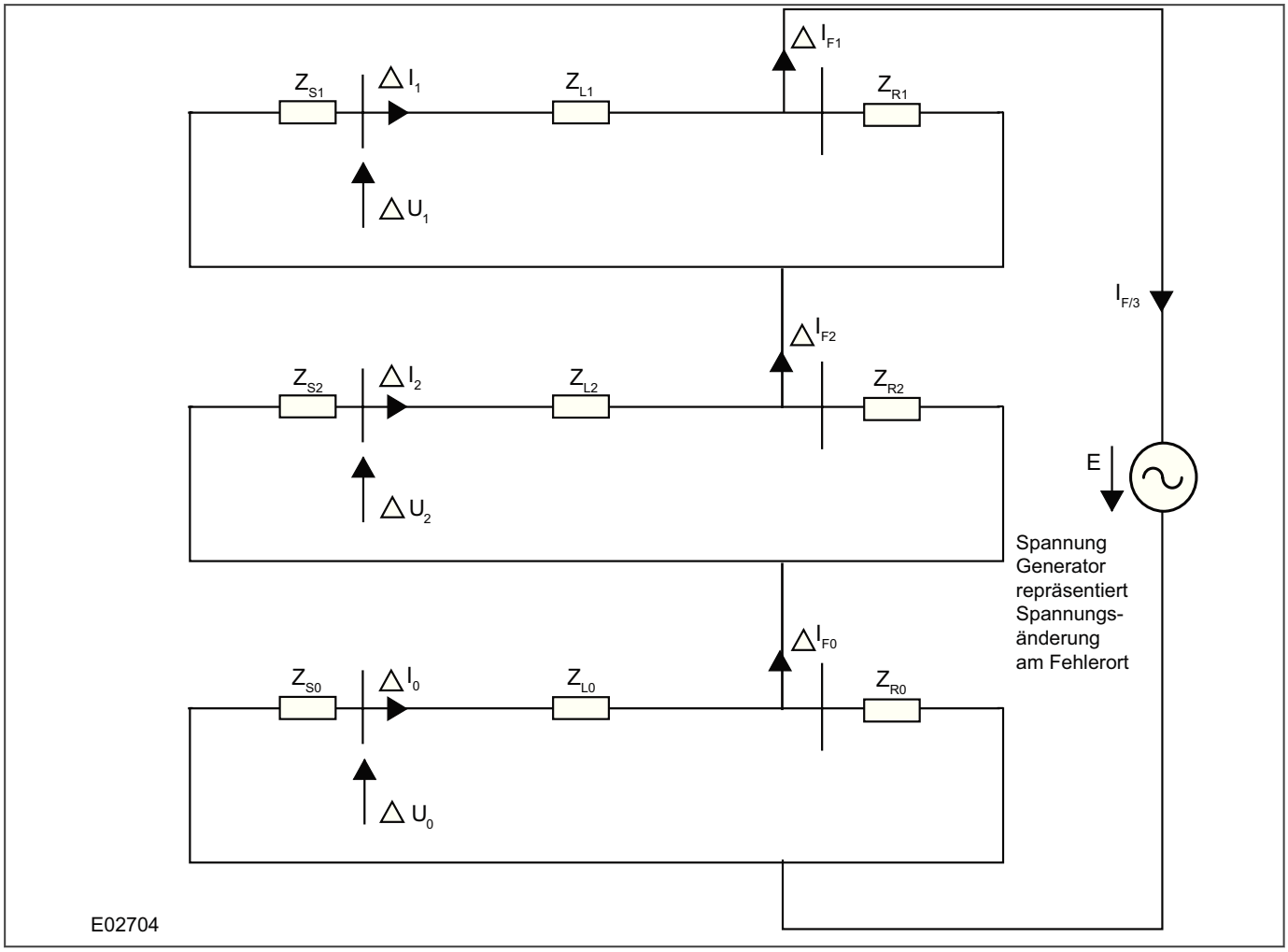


Abbildung 77: Überlagerte Sequenznetzschaltung bei einem internen L1-E-Fehler

Der gezeigte Fehler liegt nahe an der Sammelschiene am Ende R der Leitung und bewirkt, dass die Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemnetze in Reihe geschaltet werden. Das Delta-Diagramm zeigt, dass ein Fehler zur Erzeugung von Δ führt, der an der Stelle des Fehlereintritts angeschlossen ist. Die Kennlinien der Delta-Werte sind:

- Der Strom ΔI, der durch den Fehler erzeugt wird, entspricht dem gesamten Störlichtbogenstrom.
- ΔI wird in parallele Pfade aufgeteilt, mit einem Teil von Quelle „S“ und einem Teil vom entfernten Ende „R“ der Leitung. Daher misst jedes Element einen kleineren Teil von ΔI.
- Die durch den Fehler erzeugte Spannung ΔU entspricht der Störlichtbogenspannung abzüglich der vor dem Fehler vorhandenen Spannung, und ist daher gegenphasig zu der vor dem Fehler vorhandenen Spannung.
- Die vom Schutz gemessene Spannung ΔU ist der Spannungsabfall an der Quellimpedanz hinter dem Schutzort. Diese Spannung ist im Allgemeinen kleiner als die am Fehlerort gemessene Spannung DU, weil der Spannungsabfall an der Quelle kleiner als am Fehlerort ist.
- Damit Fehler erkannt werden, müssen die fehlerbezogenen gemessenen Werte ΔI und ΔU größer als die Einstellungen ***Delta I Vorwärts*** bzw. ***Delta V Vorwärts*** sein.

7.7.7.2 DELTA-RICHTUNGSENTSCHEIDUNG

Wenn ein Fehler eintritt, werden Delta-Größen erzeugt. Folgende Kriterien beschreiben die Fehlerrichtung:

Für einen Vorwärtsfehler:

ΔU ist ein Abfall der Spannung, d. h., ihre Richtung ist negativ. ΔI ist ein Vorwärtsstromfluss, d. h., seine Richtung ist positiv. Wenn ΔI und ΔU annähernd gegenphasig sind, handelt es sich um einen Vorwärtsfehler. Die genaue Winkelbeziehung für den Vorwärtsfehler lautet:

$$\Delta U / \Delta I = -(\text{Quellimpedanz } Zs)$$

wobei Zs die Quellimpedanz hinter dem Schutz ist.

Für einen Rückwärtsfehler:

ΔU ist ein Abfall der Spannung, d. h., ihre Richtung ist negativ. ΔI ist eine Abgang, der in Rückwärtsrichtung fließt, d. h., ihre Richtung ist negativ. Wenn ΔI und ΔU annähernd phasengleich sind, handelt es sich um einen Rückwärtsfehler. Die genaue Winkelbeziehung für den Rückwärtsfehler lautet:

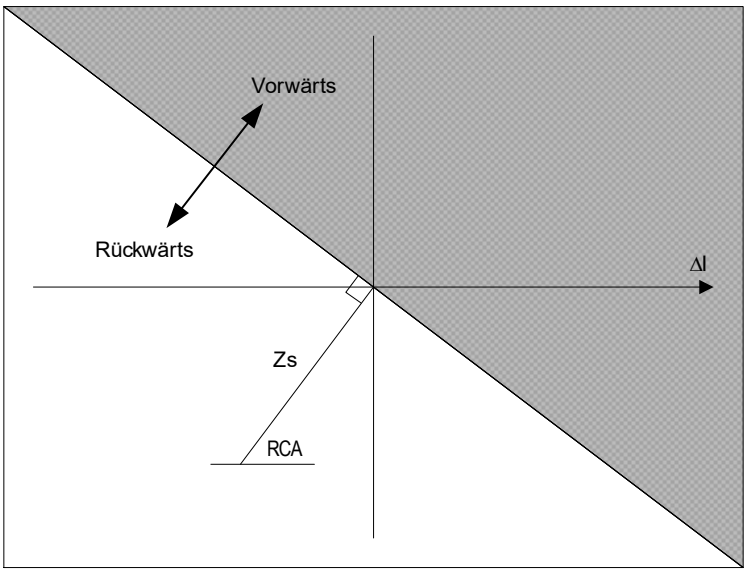
$$\Delta U / \Delta I = (\text{Fernquellimpedanz } Zr + ZL)$$

wobei ZL die geschützte Leitungsimpedanz und Zr die Quellimpedanz am entfernten Ende ist.

Eine Einstellung des Richtungskennlinienwinkels (RCA) (***Delta Kennwinkel***) erlaubt Ihnen, das Zentrum der Richtungskennlinie entsprechend dem Wert einzustellen, um den der Strom dem Bezug ΔU nacheilt. Die Kennliniengrenze ist dann +/–90° auf jeder Seite des eingestellten Kennlinienwinkels.

Hinweis:
Wenn keine Schaltung mit Delta-Richtungsbestimmung verwendet wird, verwendet die Distanzzonen-Richtungsbestimmung feste Ansprechschwellen: ΔU = 0,5 V und ΔI = 5 % In. Wenn der Fehler ΔU unter der Einstellung von 0,5 V liegt, sorgt eine konventionelle Distanzlinie für richtige Vorwärts-/Rückwärtspolarisierung. Bei Schaltungen mit Delta-Richtungsbestimmung muss ΔU vorhanden sein, damit eine Auslösung stattfinden kann.

Das Delta-Richtungselement produziert eine Vorwärtsentscheidung, wenn der Winkel zwischen Delta-Spannung und Delta-Strom, welcher durch die Einstellung ***Delta Kennwinkel*** verändert wird, größer als 90° ist. Die Einstellung ***Delta Kennwinkel*** ist der Kennlinienwinkel der Quellimpedanz Zs.



RCA = Kennlinienwinkeleinstellung (***Delta Kennwinkel***)

V02706

Abbildung 78: - ΔU – Vorwärts- und Rückwärtsauslösebereiche

Zur Erleichterung der Prüfung der Distanzelemente mit Prüfgeräten, die kein dynamisches Modell zur Erzeugung echter fehlerbezogener Delta-Bedingungen besitzen, die Einstellung ***Statischer Test*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* auf `Freigegeben` setzen. Dadurch wird die Phasenwählersteuerung deaktiviert und der Schutz gezwungen, eine konventionelle (Nicht-Delta-) Richtungslinie zu verwenden.

Hinweis:
Manche Prüfgeräte mit dynamischen Modellen besitzen die Fähigkeit, eine DC-Verschiebung einzubeziehen. Wir empfehlen nachdrücklich die Verwendung einer DC-Verschiebung, da die ohne DC-Verschiebung erzeugte Wellenform manchmal eine Stromstufe erzeugt, die nicht realistisch ist, was ein Problem im Delta-Algorithmus hervorrufen könnte.

7.7.8 ZONENEINSTELLUNGEN FÜR DISTANZELEMENTE

Die Einstellungen für den Distanzschutz sind in den Spalten *EINSTELL.DISTANZ* und *DISTANZSCHUTZ* des relevanten Parametersatzes zu finden.

Der Distanzschutz hat einen ***Einstellmodus***, der auf `Einfach` voreingestellt ist. Wir empfehlen die Voreinstellung für die meisten Anwendungen.. Anstelle der Eingabe der Impedanzreichweiten der Distanzzone in Ohm werden die Zoneneinstellungen einfach als Prozentwert der Daten der geschützten Leitung eingegeben, die in der Einstellung ***Leitungsimpedanz*** in *LEITUNGSLÄNGE* angegeben sind. Die Einstellung setzt voraus, dass der Restkompensationsfaktor für alle Zonen gleich ist. Der Schutz berechnet die erforderlichen Reichweiteneinstellungen aus den Prozentsatzeinstellungen. Sie können die berechneten Zonenreichweiten anzeigen, aber keinen Wert ändern.

Der Einstellmodus „Erweitert“ erlaubt, für jede Zone Widerstandsreichweiten mit individueller Distanz und Restkompensationsfaktoren einzugeben. Wenn der Modus „Erweitert“ gewählt ist, werden alle Prozentsatzeinstellungen, die zum Einstellmodus „Einfach“ in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* gehören, ausgeblendet, und die Distanzzoneneinstellungen müssen für jede Zone in der Spalte *DISTANZSCHUTZ* eingegeben werden.

Wenn Sie den Einstellmodus „Einfach“ verwenden, enthält die Spalte *DISTANZSCHUTZ* eine Liste der Einstellungen, die automatisch berechnet und angewendet wurden. Diese Liste ist hilfreich zur Bezugnahme bei der Inbetriebnahme und der regelmäßigen Einspeisungsprüfung. Wenn Sie den Einstellmodus „Erweitert“ verwenden, müssen Sie jedoch alle Einstellungen für jede Zone eingeben.

Hinweis:
Distanzzonen werden mithilfe einer Delta-Richtungsentscheidung gerichtet. Der Kennlinienwinkel für diese Entscheidung wird mithilfe der Delta-Richtungskonfiguration in der Spalte EINSTELL.DISTANZ festgelegt. Die Voreinstellung ist 60°.

7.7.8.1 ERWEITERTE DISTANZZONENEINSTELLUNGEN

Der ***Modus Einstellng*** wird in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* eingestellt. Es stehen zwei Modi zur Verfügung: „Einfach“ und „Erweitert“.

Wenn `Einfach` eingestellt ist, müssen Sie nur die Leitungsparameter wie z. B. Länge, Impedanzen und Restkompensation einstellen, die in der Spalte *LEITUNGSLÄNGE* zu finden sind. Die Reichweite stellen Sie als Prozentsatz der geschützten Leitung ein.

Wir empfehlen die Einstellung `Erweitert` bei Netzen, in denen die geschützten und benachbarten Leitungen unterschiedlich ausgelegt sind und unabhängige Zonenkennlinienwinkel und Restkompensation erfordern. In diesem Einstellmodus sind alle individuellen Widerstandsreichweiten, Restkompensationseinstellungen und Ansprechstromschwellen der einzelnen Zonen zugänglich.

Wenn Sie den erweiterten Einstellmodus verwenden, müssen Sie auch die Mindeststromempfindlichkeit für jede Zone (***ZnSchwelle Iph>n*** ZnSchwell.Ierd>n***) festlegen.***

Die Stromempfindlichkeitseinstellung für jede Zone wird verwendet, um den Mindeststrom einzustellen, der in jeder der fehlerhaften Phasen fließen muss, bevor eine Auslösung stattfinden kann. Wenn beispielsweise ein L1-L2-Leitungsfehler vorhanden ist, muss der Schutz beide Ströme, Ia und Ib, über der Mindestempfindlichkeit messen.

Die Voreinstellung ist 7,5 % In für die Zonen 1 und 2 und 5 % In für anderen Zonen, womit sichergestellt ist, dass das Ansprechen eines Distanzelements bis hin zu einem SIR-Verhältnis von 60 nicht beschränkt wird.

Wenn quadrilaterale Kennlinien verwendet werden, können Sie den Neigungswinkel der Impedanzreichweitenlinien einstellen.

Im Einstellmodus `Erweitert` sind die Impedanzreichweitenlinien der quadrilateralen Kennlinien unveränderlich, aber nicht als horizontale Reaktanzlinien. Um Phasenwinkeltoleranzen in den Strom- und Spannungswandlern usw. zu berücksichtigen, sind die Linien mit einer Schräge von –3° nach unten geneigt.

Im Einstellmodus `Erweitert` können die Werte für die Neigung der oberen Linien geändert werden.

7.7.8.2 DISTANZZONENEMPFINDLICHKEIT

Im Einstellmodus `Einfach` gilt eine Mindeststromempfindlichkeit, aber der Wert wird automatisch berechnet und auf der Basis der Daten angewendet, die in die „Einfach“-Einstellfelder eingegeben wurden. Die zur Berechnung des Einstellwerts verwendeten Kriterien werden für einen Mindestwert des Stroms, der in der fehlerhaften Schleife fließt, und für die Zonenreichweitenpunktspannung benötigt. Für andere Zonen als die Zonen 1 oder 2 muss der Mindeststrom größer als 5 % des Nennstroms sein, und die Mindestspannung am Zonenreichweitenpunkt muss 0,25 V betragen. Der Strom, der den Reichweitenpunktkriterien entspricht, kann mit 0,25/Zonenreichweite ausgedrückt werden. Die Empfindlichkeit kann wie folgt ausgedrückt werden:

Empfindlichkeit = max. (5 % In, (0,25/Zonenreichweite))

Die Zonen 1 und 2 sind weniger empfindlich als die Rückwärtszone 4. Dies sorgt für Stabilität des Schutzes in einer Schaltung mit Überreichweite oder in einer Blockierschaltung. Für die Zonen 1 und 2 gelten die gleichen Kriterien wie für die anderen Zonen. Auch wird in Abhängigkeit von der Empfindlichkeit der Zone 4 ein Mindestempfindlichkeitskriterium angewendet. Die Empfindlichkeit muss 1,5 x Empfindlichkeit von Zone 4 überschreiten und kann wie folgt ausgedrückt werden:

Empfindlichkeit (Z1, Z2) = max. (5 % In, (0,25/Zonenreichweite), (1,5 x Empfindlichkeit Zone 4))

ODER

Empfindlichkeit (Z1, Z2) = max. (5 % In, (0,25/Zonenreichweite), (1,5 x (0,25/Reichweite Zone 4)))

Die Abhängigkeit vom Element der Zone 4 wird immer angewendet, auch wenn Zone 4 deaktiviert ist.

Die Reichweitenvoreinstellung für die Zonen 1, 2 und 4 sind 80 %, 120 % bzw. 150 %. Bei diesen Einstellungen können die zonenabhängigen Ausdrücke verkürzt werden auf:

0,25/Reichweite Zone 1 = 0,25/(0,8 x Leitungsimpedanz)

0,25/Reichweite Zone 2 = 0,25/(1,2 x Leitungsimpedanz)

1,5 x (0,25/Reichweite Zone 4) = 0,25/Leitungsimpedanz

In solchen Fällen ist der dominante Ausdruck der Zonenreichweite für Zone 1 der Ausdruck von Zone 1, und die Gleichung kann verkürzt werden auf:

Empfindlichkeit (Z1) = max (5 % In, (0,25/(0,8 x Leitungsimpedanz)))

Bei Leitungen mit einer Impedanz von weniger als 6,25 Ω dominiert der Ausdruck der Zonenreichweite und die Empfindlichkeit ist größer als 1 % In. Über dieser Leitungsimpedanz beträgt die Empfindlichkeit 5 % In.

In gleicher Weise entspricht der dominante Ausdruck der Zonenreichweite für Zone 2 dem Ausdruck von Zone 4, und die Gleichung kann verkürzt werden auf:

Empfindlichkeit (Z2) = max (5 % In, (0,25/Leitungsimpedanz))

Bei Leitungen mit einer Impedanz von weniger als 5 Ω dominiert der Ausdruck der Zonenreichweite und die Empfindlichkeit ist größer als 5 % In. Über dieser Leitungsimpedanz beträgt die Empfindlichkeit 5 % In.

Im Einstellmodus `Erweitert` sind die gleichen Qualifikationen für die Distanzzonen-Mindestempfindlichkeit als Mindestempfindlichkeit anzuwenden, um die Genauigkeit des Distanzelements sicherzustellen.

7.7.9 ANWENDUNGEN MIT KAPAZITIVEN SPANNUNGSWANDLERN

Das Gerät bietet eine Einstellung für Anwendungen mit kapazitiv gekoppelten Spannungswandlern (CVT). Bei dieser Einstellung handelt es sich um ***CVT Filter***. Sie ist in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* zu finden. Die Voreinstellung ist `Ausgeschaltet`. Sie wird für konventionelle Wickelspannungswandler verwendet. Wenn kapazitive Spannungswandler verwendet werden, können Sie ***CVT Filter*** entweder auf `Passiv` oder `Aktiv` setzen, um die Effekte der flüchtigen Komponenten zu reduzieren, die von Fehlern im Nahbereich verursacht werden.

7.7.9.1 KAPAZITIVE SPANNUNGSWANDLER MIT PASSIVER UNTERDRÜCKUNG VON FERRORESONANZ

Passive Unterdrückung zur Reduzierung der Effekte von flüchtigen Komponenten, die von Fehlern im Nahbereich verursacht werden kann, verwendet eine Antiresonanztechnik, wodurch die resultierende Sprungverzerrung ziemlich gering ist. Passiv unterdrückte kapazitive Spannungswandler werden manchmal als Typ 2 klassifiziert. In Anwendungen mit passiven kapazitiven Spannungswandlern ist der Effekt auf die Kennliniengenauigkeit bei Quelle-Leitung-Impedanzverhältnissen von weniger als 30 (SIR < 30) im Allgemeinen vernachlässigbar. Bei einem hohen Quelle-Leitung-Impedanzverhältnis (SIR) empfiehlt es sich, ***CVT Filter*** auf `Passiv` zu setzen.

Wenn ***CVT Filter*** auf `Passiv` gesetzt wird, kann der Schutz bei Teilzyklusgeschwindigkeiten auslösen, es sei denn, das tatsächliche Quelle-Leitung-Impedanzverhältnis liegt über dem eingestellten Wert. Wenn das Quelle-Leitung-Impedanzverhältnis höher als die Einstellung geschätzt wird, wird die unverzögerte Ansprechzeit um etwa ein Viertel eines Netzfrequenzzyklus erhöht. Der Schutz schätzt das Quelle-Leitung-Impedanzverhältnis (SIR) als Verhältnis der Nennspannung Un zur Größe des Vergleichervektors IZ (in Volt):

$$SIR = Un/IZ$$

dabei gilt:

- Un = Nenndreieckspannung
- I = Fehlerstrom
- Z = Reichweiteneinstellung für die betreffende Zone

Darum muss der Wert für langsameres Ansprechen niedrig sein, da eine Beschränkung durch eine relativ schwache Einspeisung vorhanden ist, und Z muss klein sein, was eine kurze Leitung anbetrifft.

7.7.9.2 KAPAZITIVE SPANNUNGSWANDLER MIT AKTIVER UNTERDRÜCKUNG VON FERRORESONANZ

Aktive Unterdrückung zur Reduzierung der Effekte von flüchtigen Komponenten, die von Fehlern im Nahbereich verursacht werden kann, verwendet eine abgestimmte L-C-Schaltung im kapazitiven Spannungswandler. Die Dämpfung von Spannungsstößen ist nicht so effizient wie bei der passiven Unterdrückung. Kapazitive Spannungswandler mit aktiver Unterdrückung werden oft als kapazitive Spannungswandler des Typs 1 bezeichnet. Um in Anwendungen mit aktiven kapazitiven Spannungswandlern die Reichweitenpunktgenauigkeit sicherzustellen, muss die Einstellung ***CVT Filter*** auf `Aktiv` gesetzt werden. Der Schutz variiert in Abhängigkeit vom berechneten Quelle-Leitung-Impedanzverhältnis SIR (= Un / IZ).

dabei gilt:

- Un = Nenndreieckspannung
- I = Fehlerstrom
- Z = Reichweiteneinstellung für die betreffende Zone

Teilzyklus-Auslösung wird bei niedrigeren Quelle-Leitung-Impedanzverhältnissen bis zu einem Verhältnis von 2 beibehalten. Bei höheren Quelle-Leitung-Impedanzverhältnissen wird die unverzögerte Ansprechzeit um etwa ein Viertel eines Netzfrequenzzyklus erhöht.

Von Spannungsabfällen verursachte Spannungsstöße, obwohl von bedeutender Stärke, beeinflussen nicht die Richtungsmessung des Schutzes, weil dieser den Spannungsspeicher verwendet.

7.7.10 LASTAUSBLENDUNG

Lastausblendungen sind sowohl für Phasen- als auch Erdfehlerdistanzelemente vorgesehen, um falsches Auslösen bei starkem Lastfluss zu verhindern. Ein Lastausblendungsmantel, der die im schlimmsten Fall erwarteten Lastgrenzen umgibt, sollte konfiguriert werden, um Auslösung bei jeder Impedanz zu blockieren, die im Blindbereich gemessen wird. Nur einer Fehlerimpedanz, die außerhalb des von den Lastausblendungen begrenzten Bereichs liegt, ist es erlaubt, eine Auslösung zu verursachen. Die Lastausblendungskennlinien sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

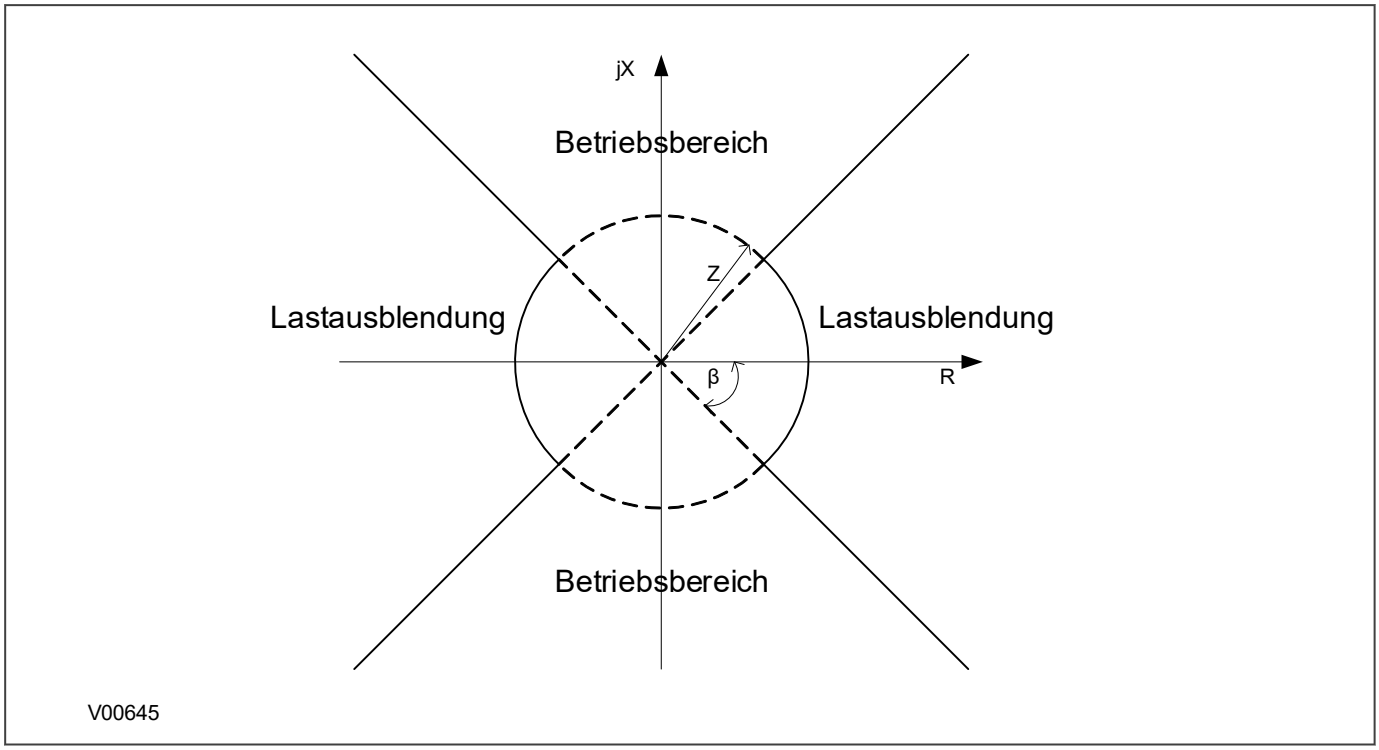


Abbildung 79: Lastausblendungskennlinien

- Z bezeichnet Werte für die Last-/B-Impedanzeinstellungen. Diese dienen zum Festlegen des Phase- und Erde-Unterimpedanzkreises.
- ß bezeichnet die Werte für die Last-/B-Winkeleinstellungen. Diese dienen zum Festlegen des Winkels der zwei Lastausblendungsgrenzlinien für Phase und Erde – der Gradient des Anstiegs oder Abfalls in Bezug auf die Widerstandsachse.

Der Schutz kann zulassen, dass die Lastausblendung jederzeit umgangen wird, wenn die für die betreffende Phase gemessene Spannung unter eine Unterspannungseinstellung fällt. Unter solchen Bedingungen ist die niedrige Spannung nicht den Toleranzen für normale Spannungsabweichung unter Last zuzuschreiben. Ein Fehler muss an der betreffenden Phase vorhanden sein, damit es akzeptabel ist, die Lastausblendungsaktion zu übersteuern und zuzulassen, dass der Distanzschutz bei einer Messung in der Zone auslöst. Der Vorteil der Umgehung der Lastausblendungen liegt darin, dass die ohmsche Überdeckung für Fehler in der Nähe des Schutzortes höher sein kann.

Um die Lastausblendungen verwenden zu können, müssen Sie die Einstellung ***Lastausblendung*** auf `Freigegeben` setzen. Dann setzen Sie die entsprechenden Werte für die Lastausblendungsimpedanz mithilfe der

Einstellungen ***Z<LastausblmpL-L*** und ***Z<LastausblmpL-E***, die β-Werte mithilfe der Einstellungen ***WinkelLastausL-L*** und ***WinkelLastausL-E***, und die Unterspannungschwelle mithilfe der Einstellung ***Ausblendg. U<*** .

7.7.11 MEHRFACHFEHLERSCHUTZ

„Mehrfachfehler“ ist ein Begriff, der eingeführt wurde, um ein Fehlerszenario zu beschreiben, in dem zwei separate Einphasenfehler gleichzeitig in einem Netz auftreten. Wenn beispielsweise einpoliges Auslösen verwendet wird und ein einzelner Phase-Erde-Fehler auftritt, können die Spannungen in den anderen Phasen über den Normalbereich hinaus ansteigen. Dies kann einen Ausfall an einer anderen Stelle im Netz verursachen und zu einem Fehler führen, von dem eine weitere Phase betroffen ist. Es ist also nicht nur die Phase betroffen, in welcher der ursprüngliche Fehler aufgetreten ist.

Der Distanzschutz dieses Geräts bietet Mehrfachübersteuerungslogik, die in den Phasenwähler integriert ist. Die Logik soll Mehrfachfehlerschutz für starr geerdete Systeme bieten. Sie stellt richtiges Ansprechen bei einem Fehler in Zone 1 sicher, der sich auf eine andere Phase ausweiten kann. Bei isolierten oder kompensierten Erdungssystemen wird stattdessen eine einstellbare Phasenpräferenzlogik für Mehrfachfehler verwendet.

Die Mehrfachübersteuerungslogik:

- Verhindert mögliches falsches Auslösen der Phase-Phase-Distanzelemente und lässt zugleich zu, dass das entsprechende Phase-Erde-Element der Zone 1 auslöst.
- Spricht an, wenn der Distanzschutz zwischen mehreren Phasen auswählt (wenn mehrere Phasen mit dem Fehler zu tun haben), aber nur ein Phase-Erde-Element der Zone 1 anspricht. Nur „winkelbezogenes“ Ansprechen des Phase-Erde-Elements der Zone 1 kann die Logik aktivieren. Dadurch wird falsches Ansprechen infolge Impedanzeingriff verhindert.
- Erlaubt nur das Auslösen eines Phase-Erde-Elements der Zone 1. Das Auslösen des betreffenden Elements muss mit der Anzeige des Phasenwählers übereinstimmen, die sich auf das phasenbezogene Ansprechen bezieht. Wenn die ursprüngliche Phasenauswahl beispielsweise nur die Beteiligung der Phasen L2 und L3 angezeigt hat, kann die Logik eine L2E-Auslösung oder eine L3E-Auslösung erlauben, damit die Phase-Phase-Auswahl übersteuert wird, aber eine Übersteuerung durch das L1E-Element wird nicht erlaubt.
- Wird nicht wirksam, wenn mehrere Elemente der Zone 1 ansprechen. In diesem Fall wird der Fehler als mehrphasig betrachtet und der Schutz löst dreipolig aus.

Hinweis:
Lastausblendung kann bei Phasen- und Erdkennlinien angewendet werden. Restkompensation wird nicht angewendet. Phasenkennlinien verwenden Phase-Phase-Spannung und Phase-Phase-Strom. Erdfehlerkennlinien verwenden Dreieckspannung und Dreieckstrom.

7.8 DISTANZ ISOLIERTE UND KOMPENSIERTE NETZE

7.8.1 MIT PETERSEN-SPULEN GEERDETE NETZE

Ein mit einer Petersen-Spule geerdetes Netz wird in kompensierten Erdungssystemen und auch in Fällen von Hochimpedanzerdung verwendet. Mit Petersen-Spulen geerdete Netze (die auch kompensierte oder resonante Netze genannt werden) sind im Allgemeinen in Bereichen zu finden, wo das Netz hauptsächlich aus ländlichen Freileitungen besteht. Sie sind insbesondere an Orten nützlich, die eine hohes Vorkommen an transienten Fehlern haben. In einem mit einer Petersen-Spule geerdeten Netz ist das Netz über eine Drossel geerdet, deren Reaktanz angepasst wird, sodass sie der gesamten Systemkapazität an Erde entspricht. Ähnlich wie bei isolierten Netzen fließt unter stationären Bedingungen kein Erdfehlerstrom, wenn ein einphasiger Erdschluss bei einem mit einer Petersen-Spule geerdeten Netz auftritt. Die Effektivität der Methode, den Strom auf null zu verringern, hängt von der Genauigkeit der Abstimmung des Reaktanzwerts ab, und Änderungen in der Systemkapazität (zum Beispiel infolge von Änderungen an der Systemkonfiguration) erfordern Änderungen an der Spulenreaktanz. In der Praxis ist eine perfekte Abstimmung der Spulenreaktanz auf die Systemkapazität schwer zu erreichen, sodass ein kleiner Erdfehlerstrom fließt.

In isolierten und kompensierten geerdeten Netzen verschwindet der Fehler aufgrund des niedrigen Stroms von selbst, wenn ein Erdfehlerstrom unter einen bestimmten Wert gefallen ist. Er erscheint daher als vorübergehendes Phänomen. Die nachstehende Abbildung zeigt Erdfehlerstromstärken, unter denen Fehler bei diesen Netzen von selbst verschwinden. Statistiken zeigen, dass etwa 80 Prozent der Erdfehler in mit Petersen-Spulen geerdeten Netzen von selbst verschwinden. Dies erklärt zum Teil ihre Beliebtheit.

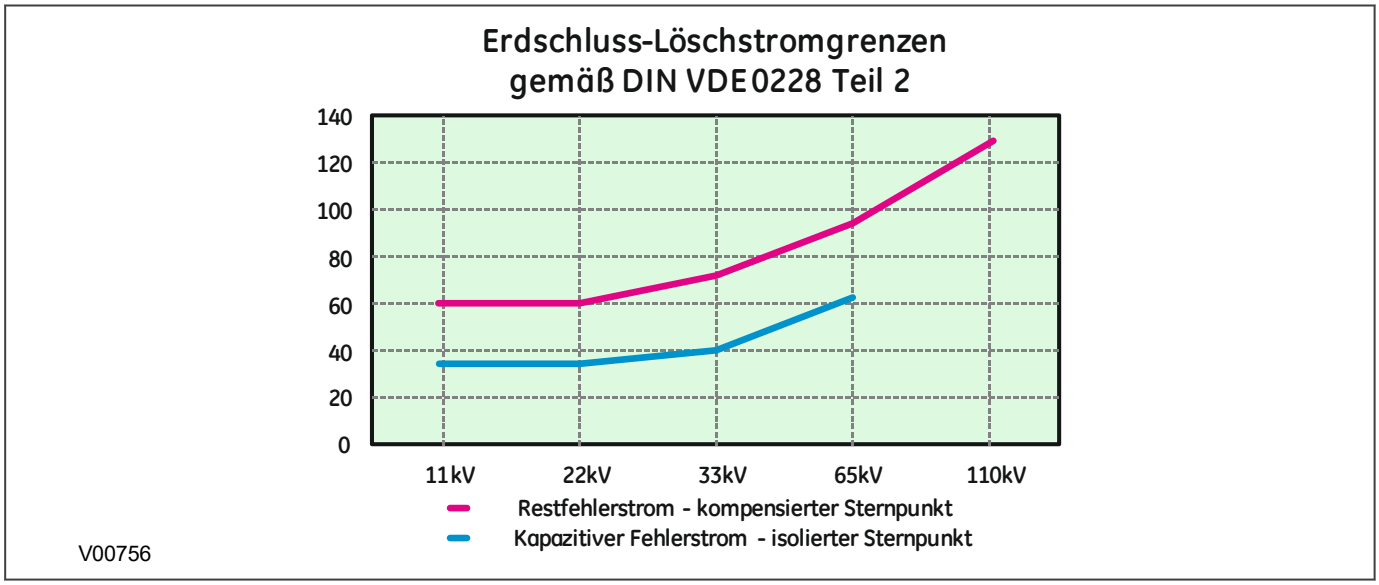


Abbildung 80: Stromstärke (Ampere), bei der vorübergehende Fehler von selbst verschwinden

Die folgende Abbildung zeigt ein einfaches Stromnetz, das durch die Reaktanz einer Petersen-Spule geerdet ist. Es ist ersichtlich, dass theoretisch kein Erdfehlerstrom fließt, wenn die Drossel richtig abgestimmt ist.

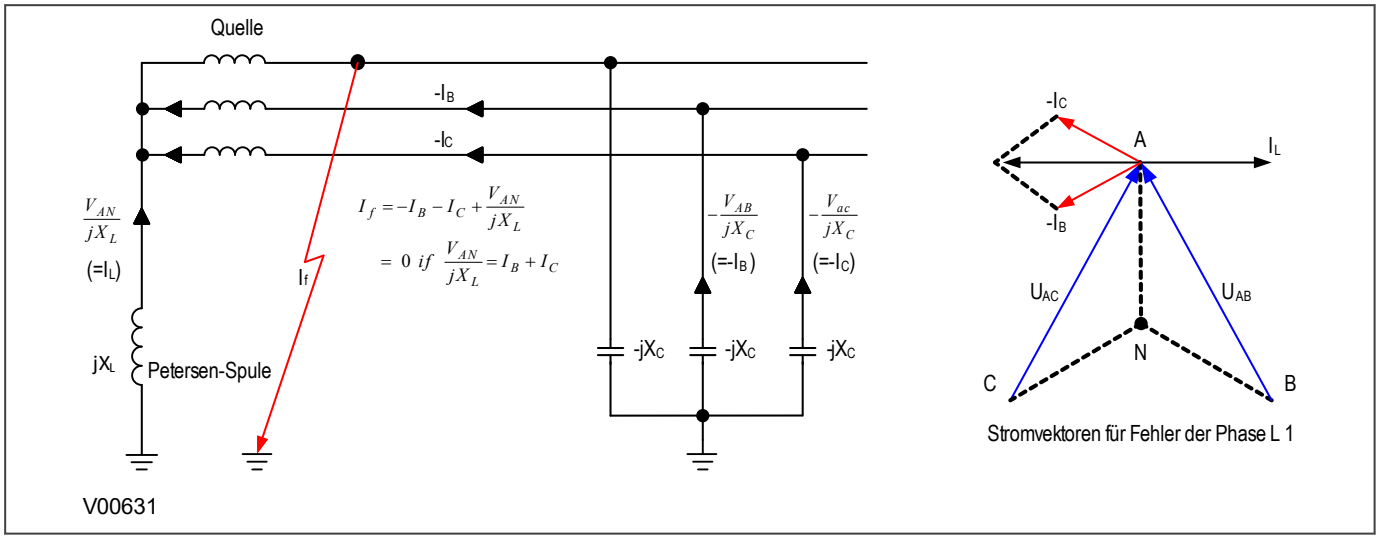


Abbildung 81: Erdfehler in einem Netz, das mit einer Petersen-Spule geerdet ist

Stellen Sie sich ein radiales Verteilungsnetz vor, das mit einer Petersen-Spule geerdet ist und einen einphasigen Erdschluss an Phase L3 aufweist (siehe nachstehende Abbildung):

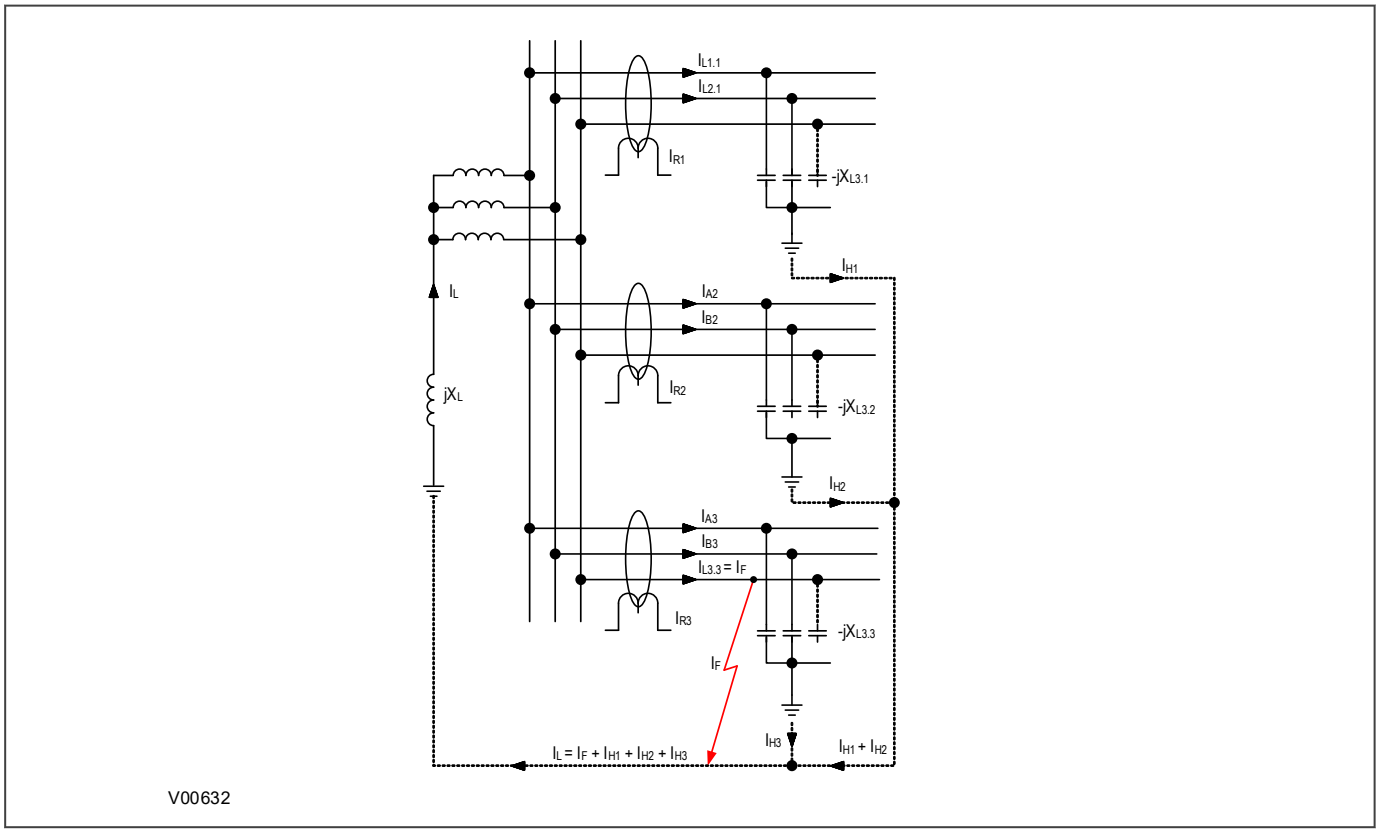


Abbildung 82: Stromverteilung bei einem Fehler in Phase L3

Wenn kein Widerstand in X_L oder X_C vorhanden ist, sehen die resultierenden Zeigerdiagramme wie in der nachstehenden Abbildung aus:

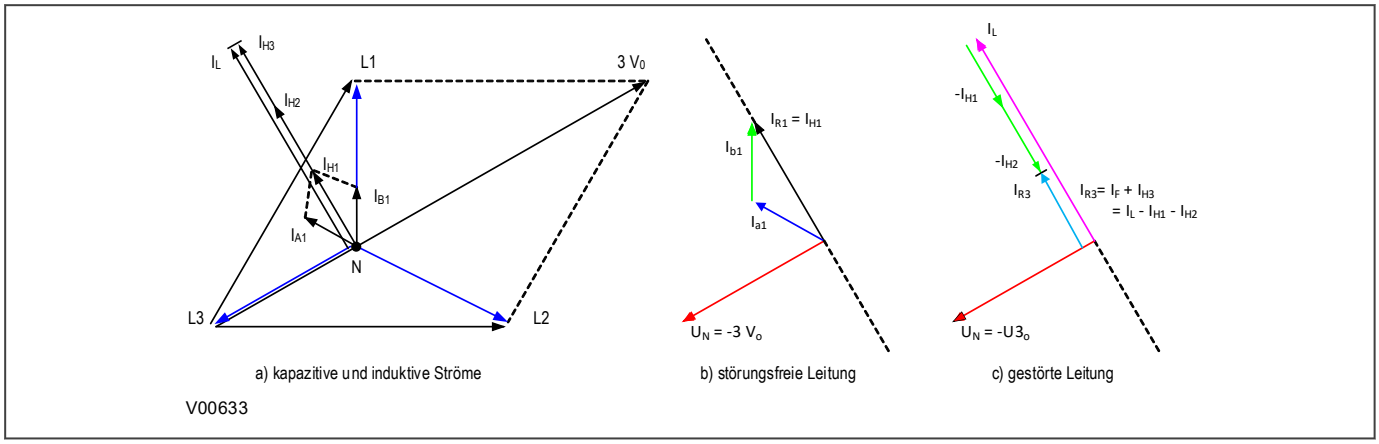


Abbildung 83: Die Zeiger für einen Erdfehler von Phase L3 in einem mit einer Petersen-Spule geerdeten Netz

Folgendes ist zu sehen:

- Die Spannung wird in der Fehlerphase fast auf 0 V verringert
- In den fehlerfreien Phasen werden die Phase-Erde-Spannungen um einen Faktor von √3 erhöht
- Das Dreieck der Spannungen bleibt symmetrisch
- Die Ladeströme eilen der Spannung um 90° vor

Die Stromunsymmetrien bei störungsfreien Speiseleitungen können mit einem Summenstromwandler gemessen werden. Sie entsprechen einer einfachen Vektoraddition von $I_{IL1.1}$ und $I_{IL2.1}$, $I_{IL1.2}$ und $I_{IL2.2}$, $I_{IL1.3}$ und $I_{IL2.3}$, und sie eilen der Restspannung um genau 90° nach.

Die Größe des Reststroms I_{R1} entspricht dem Dreifachen des stationären Ladestroms pro Phase. Bei einer fehlerhaften Speiseleitung ergibt sich der Reststrom aus $I_L – I_{H1} – I_{H2}$ (C). Dies ist im Nullsystemnetz zu sehen, das in der folgenden Abbildung dargestellt ist:

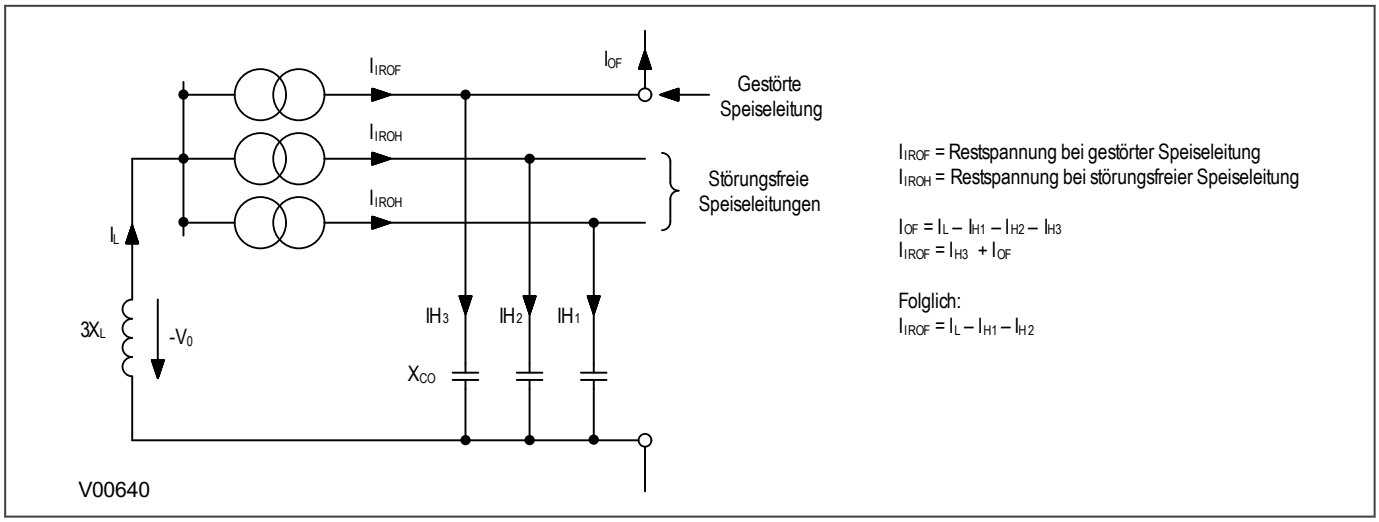


Abbildung 84: Nullsystemnetz mit Restströmen

In der Praxis ist jedoch Widerstand vorhanden, woraus sich folgende Zeigerdiagrammme ergeben:

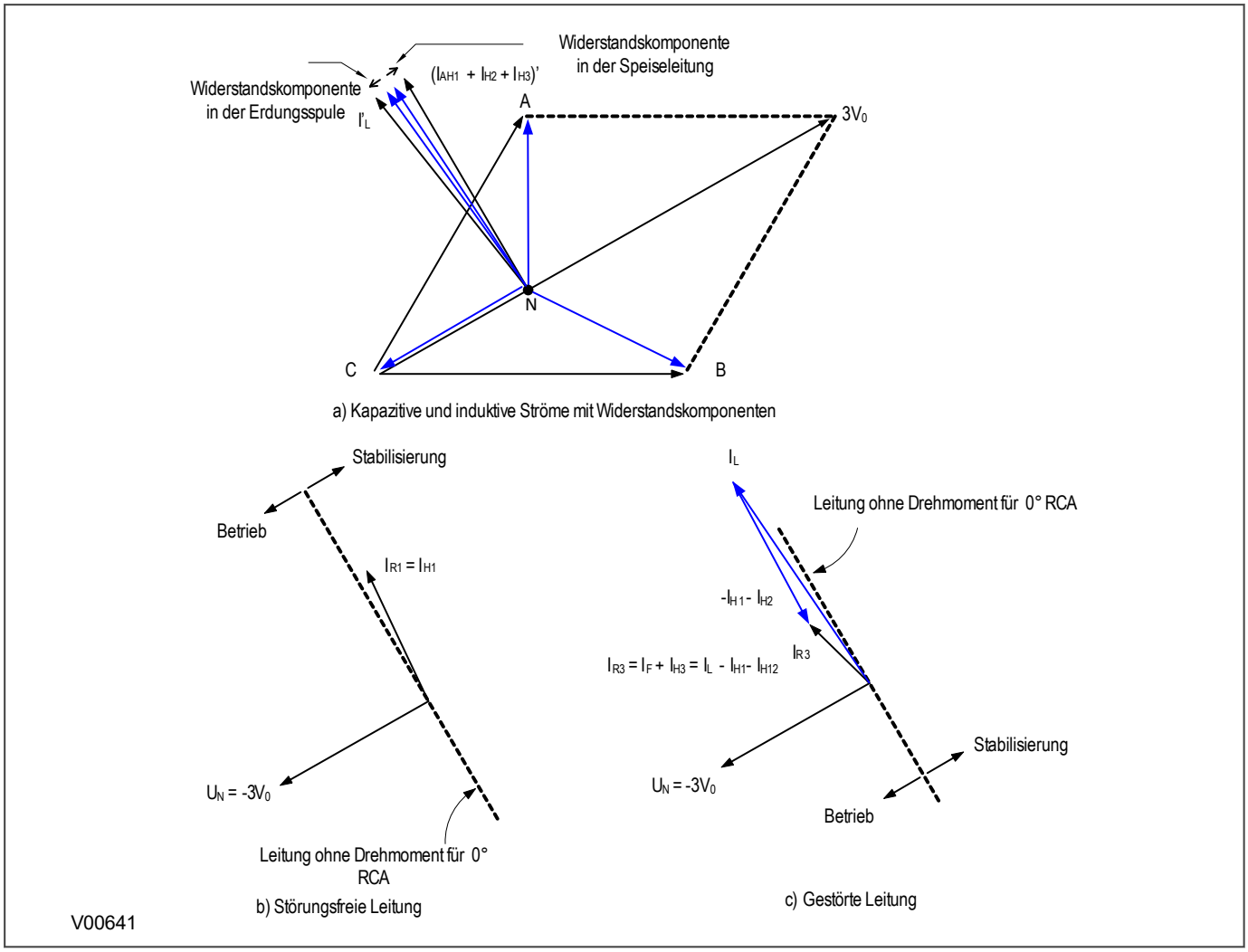


Abbildung 85: Erdfehler von Phase L3 in einem Netz, das mit einer Petersen-Spule geerdet ist: ein tatsächlicher Fall mit vorhandenem Widerstand

*Wenn die Restspannung als Polarisierungsspannung verwendet wird, wird der Reststrom um einen Winkel von weniger als 90° phasenverschoben, und an den störungsfreien Speiseleitungen wird er um einen Winkel von mehr als 90° phasenverschoben. Bei einem RCA von 0° fällt der Reststrom der störungsfreien Speiseleitungen in den „Stabilisierungsbereich“ der Charakteristik, während der Reststrom der gestörten Speiseleitung in den „Ansprechbereich“ fällt

Oft wird ein Widerstand absichtlich parallel zur Petersen-Spule eingesetzt, um für Messbarkeit des Erdfehlerstroms zu sorgen und die Winkeldifferenz zwischen den Restsignalen zu erhöhen, damit die Richtungsentscheidung unterstützt wird.

Die Richtung wird anstelle einer einfachen Richtungsfunktion normalerweise mit einer wattmetrischen Funktion oder einer Funktion zur Erkennung transienter Erdfehler (EWI) realisiert, da diese empfindlicher sind. Weitere Informationen über EWI sind im Kapitel „Stromschutzfunktionen“ unter „Erkennung transienter Erdfehler“ zu finden.

7.8.2 ERDFEHLER-DISTANZSCHUTZ FÜR ISOLIERTE UND KOMPENSIERTE NETZE

Es gibt vier Fehlerarten, die bei der Verwendung von Distanzschutz für isolierte oder kompensierte geerdete Netze zu berücksichtigen sind. Dies sind Fehler, die drei Phasen betreffen, Phase-Phase-Fehler, Fehler die eine einzelnen Phase-Erde-Schleife betreffen und Mehrfachfehler mit getrennten einzelnen Phase-Erde-Fehlern.

Die Fehler mit drei Phasen und Phase-Phase-Fehlern erfordern keine besondere Aufmerksamkeit; die Auslösung erfolgt entsprechend den Zonenimpedanzgrenzen, Fehlerrichtung und Zonen-Verzögerungszeit.

Fehler in isolierten oder kompensierten geerdeten Systemen mit einzelne Phase-Erde- oder Mehrfachfehlern erfordern spezielle Aufmerksamkeit.

7.8.2.1 EINPHASIGE ERDSCHLÜSSE IN ISOLIERTEN ODER KOMPENSIERTEN NETZEN

In isolierten oder kompensiert geerdeten Netzen führt ein einphasiger Erdschluss nicht zu einem Kurzschluss, da nur ein kleiner kapazitiver oder kompensierter Strom zur Erde fließt. In den meisten Fällen verschwindet der Erdschluss von selbst. In den übrigen Fällen bleibt das Netz mit dem vorhandenen Erdschluss weiter in Betrieb, bis der Fehler lokalisiert und durch Trennung der gestörten Speiseleitung entfernt wurde. Der Erdschluss kann durch eine wattmetrische Funktion oder eine Funktion zur Erkennung transienter Erdfehler (EWI) angezeigt werden.

Für jeden Fehler in einem starr geerdeten Netz ist Distanzschutz erforderlich, damit so schnell wie möglich ausgelöst wird, um den Fehler zu isolieren. Dies gilt für alle Fehlertypen einschließlich des einphasigen Erdschlusses. In isolierten oder mit Kompensation geerdeten Netzen muss ein einphasiger Erdschluss fehlerfrei für die Netzkontrolle erkannt werden, aber unverzögertes Auslösen sollte nicht stattfinden, weil das Netz (zumindest eine bestimmte Zeit lang) angeschlossen bleiben kann und der Fehlerstrom nicht sehr stark ist – und/oder der Fehler wird in den meisten Fällen von selbst verschwinden.

Außerdem kann, wenn ein Fehler an der starren Erdung vorliegt, die Spannung der fehlerhaften Phase im gesamten galvanisch verbundenen Netz 0 V betragen. Aus der Verwendung einer zusammengebrochenen Spannung in Verbindung mit dem Laststrom würden in der fehlerhaften Phase gemessene Impedanzwerte von 0 Ω im Netz resultieren, was zu einer falschen und unkontrollierten Auslösung führt.

Da der Distanzschutz nicht bei einem einphasigen Erdschluss auslösen sollte, darf das Ansprechen von Fehlererkennungselementen unter der Bedingung eines einphasigen Erdschlusses nicht zu einer Auslösung führen. Dies kann insbesondere ein Problem bei großen isolierten Netzen sein, wo die Kapazität an der Erdung groß ist. Wenn ein einphasiger Erdschluss auftritt, stehen die Spannungen der fehlerfreien Phase in Relation zur Erdung, was dementsprechend auch bei den zugehörigen kapazitiven Erdströmen der Fall ist. Während des anfänglichen Halbzyklus nach Einsetzen des Fehlers kann die Lichtbogenzündungs-Erdstromamplitude der Störung viel höher als der Nennstrom sein und die Frequenz dicht an der Frequenz des Netzes liegen. Zur Verhinderung von falscher Erkennung bei einphasigen Erdschlüssen ist es üblich, die Erkennung von einphasigen Erdschlüssen in isolierten oder durch Kompensation geerdeten Netzen kurz zu verzögern. Diese Verzögerung wird umgangen, wenn sich der Fehler zu einem doppelten Erdfehler entwickelt.

7.8.2.2 MEHRFACHFEHLER IN ISOLIERTEN ODER KOMPENSIERTEN NETZEN

Während ein einphasiger Erdschluss in einem isolierten oder durch Kompensation geerdeten Netz vorliegt, steigt die Phase-Erde-Spannung in den störungsfreien Phasen um einen Faktor von $\sqrt{3}$. Aus diesem Anstieg können doppelte Erdfehler (oder Mehrfachfehler) resultieren. Der doppelte Erdfehler ist einem Zweiphasenfehler ähnlich, jedoch führt der Fehlerpfad eines doppelten Erdfehlers von einem Ort des Erdfehlers über die Erdung zu einem anderen. Der zweite Fehler kann irgendwo im Netz liegen, je nachdem, wo sich der schwächste Punkt in der Isolierung befindet.

Die Wahrscheinlichkeit eines doppelten Erdfehlers nimmt zu, wenn die Größe des Netzes zunimmt. Die Schutzstrategie, die normalerweise bei Mehrfachfehlern angewendet wird, besteht darin, einen der Fehlerorte zu isolieren, unter der Annahme, dass der zweite Fehler ähnlich wie ein einphasiger Erdschluss von selbst verschwindet. Die fehlerhafte Leitung kann dann manuell ausgelöst werden, sobald der Fehlerort ermittelt wurde. Distanzschutz, der für isolierte Netze verwendet wird, muss eine so genannte Phasenpräferenz für doppelte Erdfehler haben, die dazu dient, eine vordefinierte Phase-Erde-Schleife für die Messung im gesamten galvanische verbundenen Netz auszuwählen.

Im Falle von Mehrfachfehlern liefern Messungen aus den Phase-zu-Phase-Schleifen zwischen den zwei Fehlerorten keine nützlichen Ergebnisse, da die Phasenströme zu anderen Kurzschlussschleifen gehören. Beim zweiten Fehler messen die Erdschleifen die Fehlerimpedanz genauer. Bei einem Mehrfachfehler sollten alle Geräte im Netz entweder einer so genannten „zyklischen“ oder „azyklischen“ Logik folgen, um eine Phasenpräferenz für die Impedanzmessung auszuwählen. Dies wird verwendet, um zu bestimmen, welcher Teil des Netzes durch

dreiphasige Auslösung isoliert werden sollte. Durch Auslösung kann der übrige Teil des Netzes weiterhin in Betrieb bleiben (ein einzelner Erdfehler liegt vor, aber die Versorgung wird beibehalten). Dann, wenn der einphasige Erdschluss lokalisiert wurde, kann der fehlerhafte Abschnitt manuell ausgelöst werden.

Die am häufigsten verwendet Phasenpräferenzlogik ist „L3(L1) azyklisch“ (d. h. L3 vor L1 vor L2), aber es können auch andere Präferenzen verwendet werden.

7.8.3 UMSETZUNG DES DISTANZSCHUTZES FÜR ISOLIERTE UND KOMPENSIERTE NETZE

Bei Verwendung des Distanzschutzes in kompensierten oder isolierten Systemen sind folgende Punkte zu beachten:

- Der Distanzschutz darf nicht für einen einzelnen Phase-Erde-Fehler auslösen.
- Bei Mehrfachfehlern sind die Schutzmethoden anders als die bei fest geerdeten Systemen. In diesem Fall sollte eine zyklische oder azyklische Logik verwendet werden, um eine Phasenpräferenz für die Impedanzmessung auszuwählen.

7.8.3.1 EINSTELLUNG DES NETZERDUNGSSYSTEMS

Die Einstellung ***Sternpunktbeh.*** in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ*
definiert das Verhalten der Distanzschutzfunktion entsprechend dem Typ des Erdungssystems. Möglichkeiten der Einstellung:

- `Isoliert/Komp.` für isolierte oder kompensierte Netze
- `Standard` für direkt geerdete Netze

Wenn `Isoliert/Komp.` aktiviert ist:

- Der Distanzschutz wird bei einem einphasigen Erdschluss blockiert
- Ein Erdfehler wird mithilfe des Neutralstrom (IN) und/oder der Neutralspannung (UE) erkannt
- Er hat keinen Einfluss auf das Verhalten bei einem Zwei- oder Dreiphasenfehler
- Im Falle von Mehrfachfehlern wird entweder eine zyklische oder azyklische Logik aufgerufen, um eine Phasenpräferenz für die Impedanzmessung auszuwählen
- Das DDB-Signal ***Isol./Komp.eing.*** (1983) wird aktiviert

7.8.3.2 ERKENNUNG DES ERSTEN ERDFEHLERS

Im isolierten oder kompensierten Betrieb sollte bei einem einphasigen Erdschluss keine Auslösung stattfinden. Darüber hinaus bedeutet die Erkennung, dass ein Impedanzkriterium zu einer falschen Information führen würde, da die Spannungen im galvanischen Netz für die fehlerhafte Phase 0 V betragen. Stattdessen wird ein Erdfehler erkannt, wenn I_E und/oder U_E mit einer einstellbaren Schwelle verglichen werden.

Sie können nur U_E, nur I_E, U_E ODER I_E oder U_E UND I_E als Auswahlkriterium auswählen. Die Betriebsart wird durch die Einstellung ***1P Betriebsart*** in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* festgelegt. Das Signal für einphasigen Erdschluss (***Is/Komp ES***) wird nach einer durch ***„1P VerzögZeit“*** festgelegten Zeitverzögerung erzeugt.

I_E> kann von 0,05 In bis 1 In in Schritten von 10 mA eingestellt werden. U_E kann von 1 V bis 80 V in Schritten von 1 V eingestellt werden.

Eine Ansprechverzögerung dient zur Erkennung des ersten Erdfehlers. Dieser kann von 0 bis 10 Sekunden in Schritten von 10 ms eingestellt werden.

Der Betriebsartwähler entscheidet, ob der einphasige Erdschluss durch nur UE>, nur IE>, UE> oder IE> oder UE> und IE> bestimmt wird. Die Betriebsart wird durch die Einstellung ***1P Betriebsart*** in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* festgelegt. Das Signal für einphasigen Erdschluss (***Is/Komp ES***) wird nach einer durch „1P VerzögZeit“ festgelegten Zeitverzögerung erzeugt.

7.8.3.2.1 NEUTRALSPANNUNGSKRITERIEN

Der Einfluss des Erdstroms auf einen Fehler lässt sich bestimmen, indem die Änderungen in Dreieck- und Verlagerungsspannungen berücksichtigt werden. Bei Erdfehlern wird eine bedeutende Verlagerung der Neutralspannung erwartet, während keine Unsymmetrie des Spannungsdreiecks zu erwarten ist. Die folgende Abbildung zeigt einen Fehler zwischen Phase L1 und Erde.

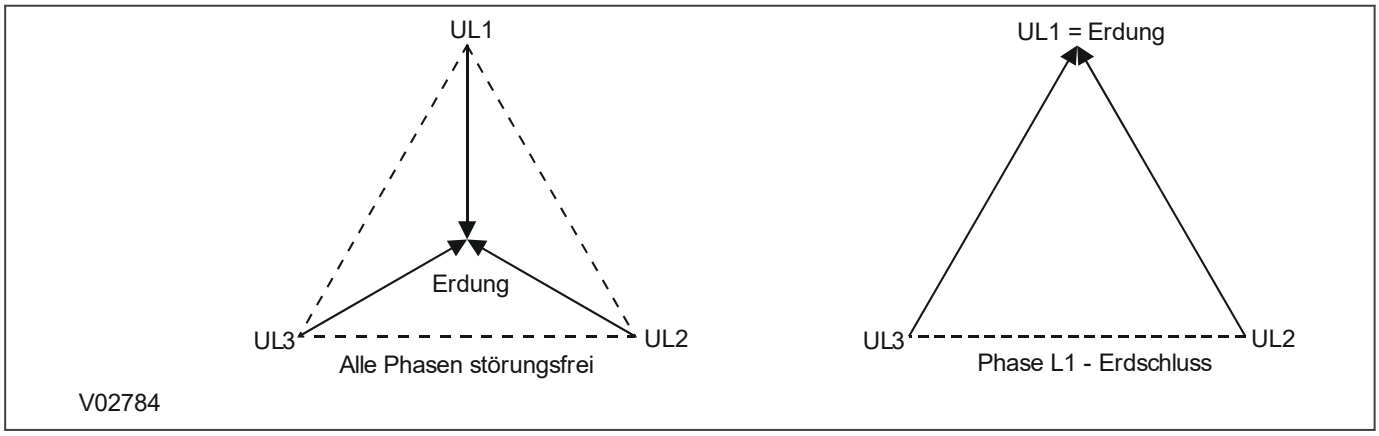


Abbildung 86: Die Spannungsverteilung in einem isolierten Netz bei einem Fehler zwischen Phase L1 und Erde

Daher können wir einen Erdfehler bestimmen, indem wir prüfen, ob die Neutralspannung U_N die einstellbare Schwelle ***UN> Spanng-sch.*** überschreitet und dann prüfen, ob die Phase-Phase-Spannungen noch symmetrisch sind.

0,8 (max. $U_{ph\text{-}ph}$) < (min. $U_{ph\text{-}ph}$)

Die Verlagerung wird bestimmt, indem die Neutralspannung UN mit einer Schwelle verglichen wird, die durch die Einstellung ***UN> Spanng-sch.*** festgelegt ist

7.8.3.2.2 KRITERIEN FÜR DEN NEUTRALSTROM

Der stab. Neutralstrom-Detektor (LDBN, Bias Neutral Level Detector), s. weitere Informationen im Abschnitt stab. Neutralstrom-Detektor, wird zur Verbesserung der Stabilität verwendet, ergänzt durch eine zusätzliche Minimum-Schwelle, die mit der Einstellung ***IE> Ansprwert*** gesteuert wird. An langen und stark belasteten Leitungen wird auch eine Gegensystemstrom-Prüfung durchgeführt.

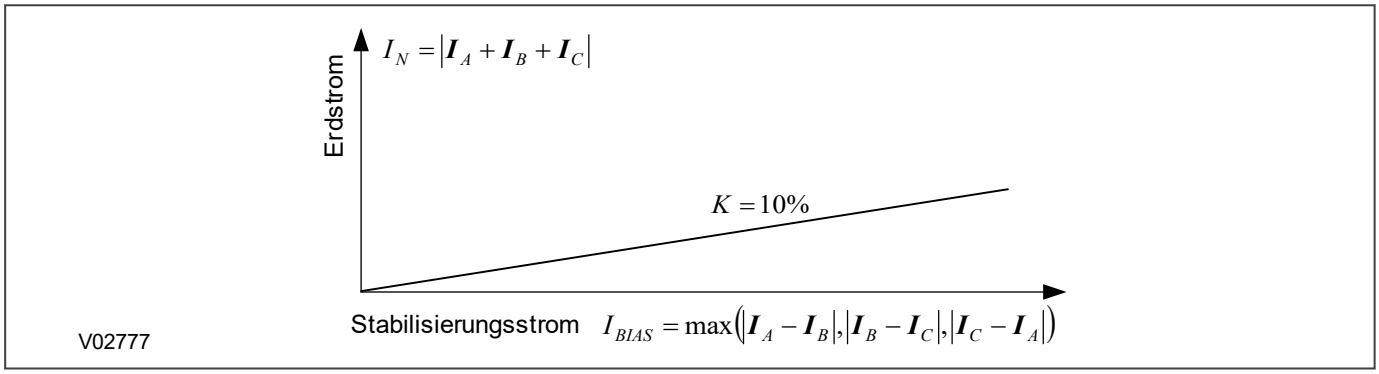


Abbildung 87: Detektor zur Erkennung von stabilisiertem Nullstrom

7.8.3.2.3 RELEVANTE EINSTELLUNGEN FÜR DIE ERKENNUNG DES ERSTEN ERDFEHLERS

Die folgenden Einstellungen sind sichtbar, wenn die Einstellung ***Sternpunktbeh.*** auf `Isoliert/Komp.` gesetzt ist.

IE> Strom einst.: zur Festlegung der Schwelle für den Erdfehlerüberstrom des ersten Fehlers (Voreinstellung – 0,1 In)

UN> Spanng-sch.: zur Festlegung der Schwelle für die Erdfehlerüberspannung des ersten Fehlers (Voreinstellung – 12 V)

1P Betriebsart: zur Festlegung der Methode zur Erkennung des ersten Fehlers (Voreinstellung – UN>)

1P VerzögZeit: zur Festlegung der Ansprechverzögerung bei Auftreten des ersten Fehlers (Voreinstellung – 50 ms)

7.8.3.2.4 ERKENNUNG DES ERSTEN ERDFEHLERS

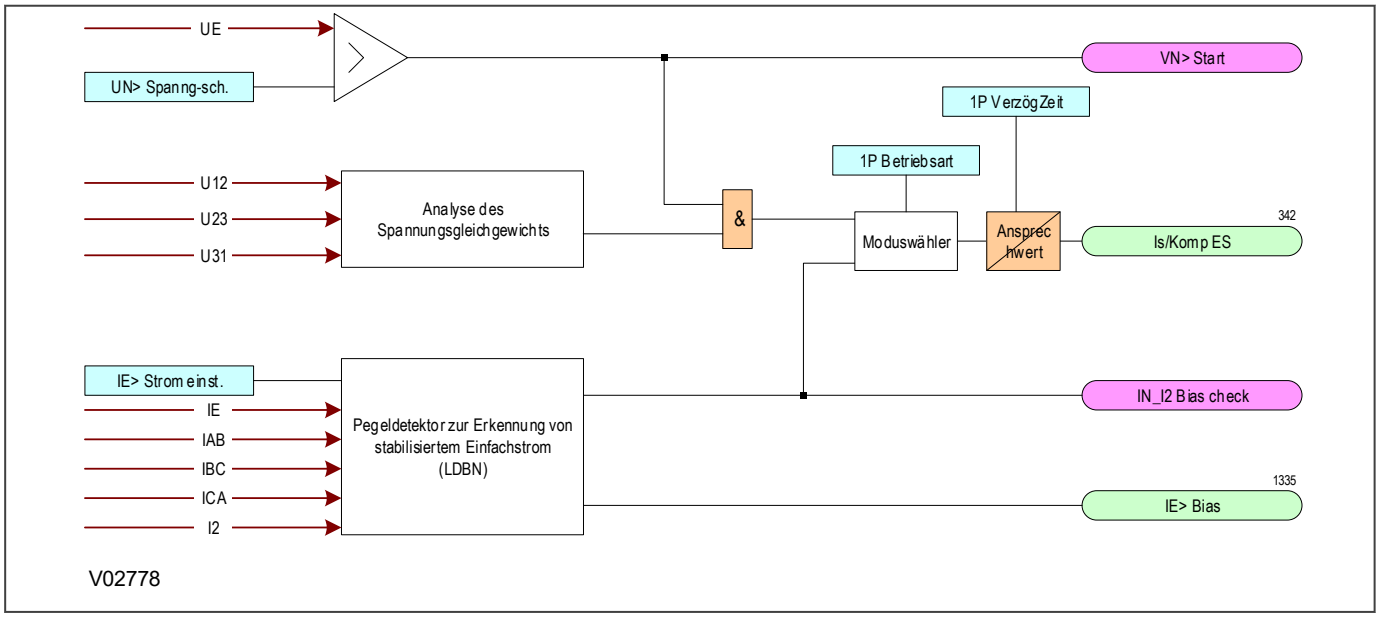


Abbildung 88: Erkennung des ersten Erdfehlers

Die Erkennung des ersten Fehlers bereitet die Erkennung eines zweiten Erdfehlers vor und blockiert das Auslösen der Phase-zu-Phase-Elemente für die Zonen 1, 2, 3 und 4 (die Zonen P, Q, R und S werden nicht blockiert). Auch wird ein DDB-Signal erzeugt, das einen einphasigen Erdschluss (***Is/Komp ES***) anzeigt. Bei den Zonen P und Q werden die externen Anregungszonen normalerweise verwendet, um festzustellen, ob eine zweite Erdschleife in die Impedanzcharakteristik übergeht.

Das Signal „*UE*Start" *wird festgelegt, indem die Neutralspannung* UE *mit der Schwelle verglichen wird, die durch die Einstellung* ***UN> Spanng-sch.*** festgelegt ist. Dieses Signal wird über ein Gatter mit einem anderen Signal verknüpft, wodurch angezeigt wird, ob das Phasenspannungsdreieck symmetrisch ist oder nicht, wonach es in den Betriebsartwähler eingespeist wird. Wenn das Spannungsdreieck symmetrisch ist und ein Überspannungszustand vorliegt, wird ein Einphasenfehler angezeigt.

Der Betriebsartwähler entscheidet, ob der einphasige Erdschluss durch nur *UE*>, nur *IN*>, *UE*> oder *IN*> oder *UE*> und *IN>* bestimmt wird. Die Betriebsart wird durch die Einstellung ***1P Betriebsart*** in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* festgelegt. Das Signal für einphasigen Erdschluss (***Is/Komp ES***) wird nach einer durch ***1P VerzögZeit*** festgelegten Zeitverzögerung erzeugt.

7.8.3.3 FEHLERERKENNUNGSLOGIK

Es ist unwahrscheinlich, dass ein zweiter Fehler in der gleichen Phase auftritt, weil die Sternspannung dieser Phase infolge des ersten Fehlers auf null abgefallen ist. Jedoch ist ein zweiter Fehler in einer der anderen Phasen sehr wahrscheinlich, da die Spannung um einen Faktor von √3 angestiegen ist und die zusätzliche Spannung die Isolierung stärker belastet, wodurch die Wahrscheinlichkeit eines zweiten Fehlers in der Leitung größer wird.

Ein zweiter Erdfehler (in einer anderen Phase) verursacht ein Ungleichgewicht im Spannungsdreieck. Dies wird als Teil des Prozesses zur Erkennung des zweiten Fehlers verwendet. Kriterien zur Erkennung eines zweiten Fehlers:

Ein zweiter Erdfehler wird bestätigt, wenn ein erster Erdfehler erkannt wurde UND die Dreieckspannung unausgeglichen ist UND die Neutralspannung die eingestellte Schwelle überschritten hat UND der Neutralstrom die Stufe überschritten hat, die durch die Schwelle und den Pegeldetektor zur Erkennung von stabilisiertem Neutralstrom (LDBN) festgelegt wurde.

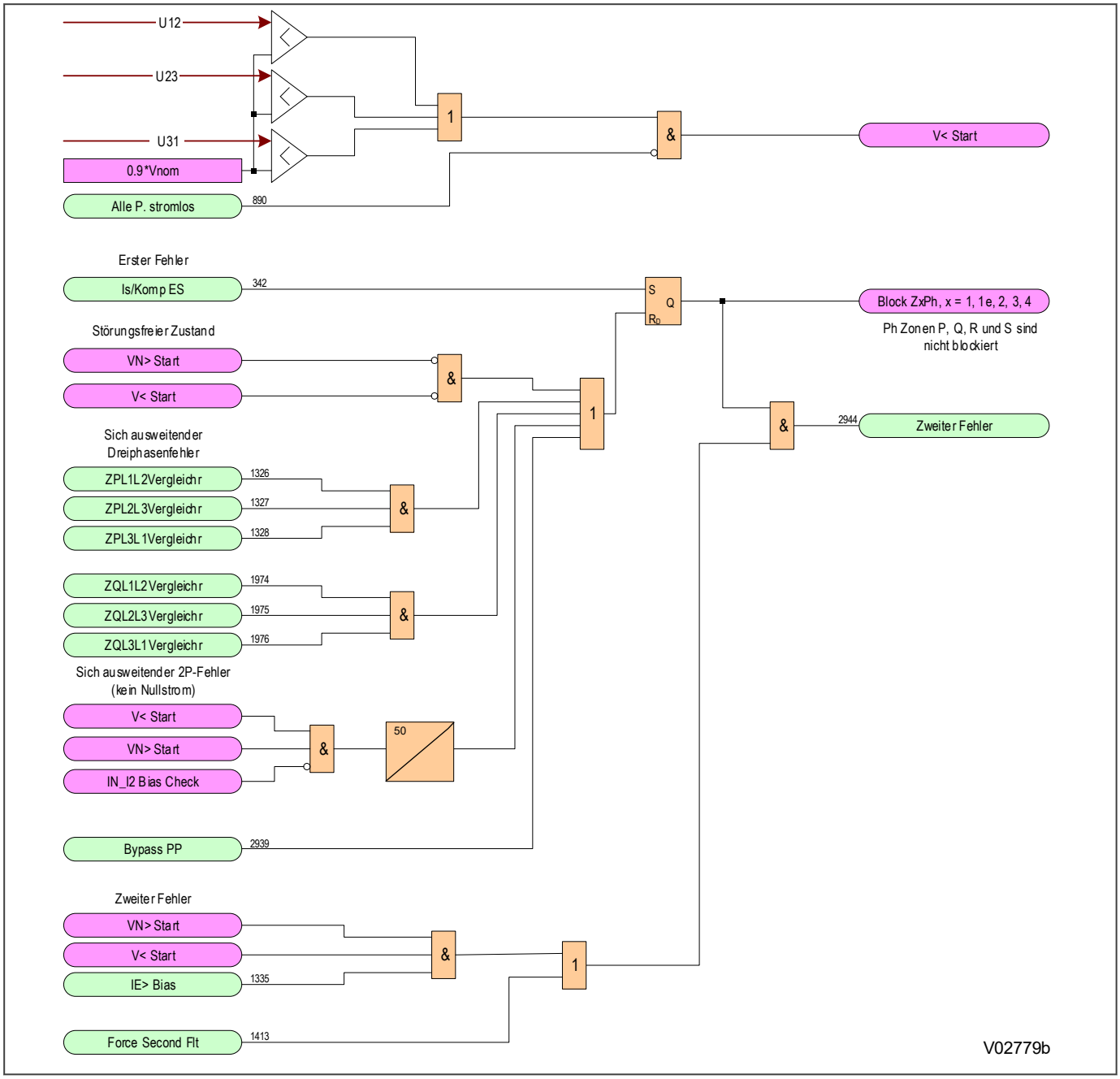


Abbildung 89: Logik zur Erkennung eines zweiten Fehlers

Ein zweiter Fehler wird erkannt, wenn zusätzlich eine Neutralüberspannung und ein Ungleichgewicht im Spannungsdreieck (Phasenunterspannung) vorliegt und genügend Neutralüberstrom (mindestens 50 mA für fehlerfreies Funktionieren des Geräts) vorhanden ist.

7.8.3.4 PHASENPRÄFERENZLOGIK

Bei doppelten Erdfehlern (Mehrfachfehlern) besteht das Ziel darin, einen der Fehlerorte zu isolieren und davon auszugehen, dass der Fehler am anderen Ort von selbst verschwindet oder nach erfolgreicher Erkennung manuell

ausgelöst wird. Um dies bei isolierten oder kompensierten Netzen zu erreichen, muss der Distanzschutz eine Präferenz haben, die entscheidet, welche Phase-zu-Erde-Schleife gemessen wird.

Es gibt zwei Arten von Prioritätskriterien: azyklische und zyklische.

Azyklische Kriterien sind solche, bei denen eine der Phasen immer die niedrigste Priorität hat. Zum Beispiel bedeutet die Logik „L1(L2) azyklisch“: Phase L1 hat höhere Priorität als Phase L2, Phase L2 hat höhere Priorität als Phase L3, und Phase L3 hat die niedrigste Priorität und wird nie ausgewählt, daher hat L3 die niedrigste Priorität. Azyklische Kriterien werden am häufigsten für Verteilungsnetze verwendet.

Zyklische Kriterien sind solche, bei denen die Prioritäten der Phasen im zyklisch verglichen werden. Zum Beispiel bedeutet die Logik „L3(L1) zyklisch“: Phase L3 hat höhere Priorität als Phase L1, Phase L1 hat höhere Priorität als Phase L2, aber in diesem Fall hat Phase L2 höhere Priorität als Phase L3.

Die Definitionen aller azyklischen und zyklischen Kombinationen sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Kriterium	Priorität	Konvergente Schleifen	Ausgewählte Phase
L1(L2) azyklisch	L1 vor L2, L2 vor L3	L1E, L2E L2E, L3E L3E, L1E L1E, L2E, L3E	L1E L2E L1E L1E
L2(L1) azyklisch	L2 vor L1, L1 vor L3	L1E, L2E L2E, L3E L3E, L1E L1E, L2E, L3E	L2E L2E L1E L2E
L1(L3) azyklisch	L1 vor L3, L3 vor L2	L1E, L2E L2E, L3E L3E, L1E L1E, L2E, L3E	L1E L3E L1E L1E
L3(L1) azyklisch	L3 vor L1, L1 vor L2	L1E, L2E L2E, L3E L3E, L1E L1E, L2E, L3E	L1E L3E L3E L3E
L2(L3) azyklisch	L2 vor L3, L3 vor L1	L1E, L2E L2E, L3E L3E, L1E L1E, L2E, L3E	L2E L2E L3E L2E
L3(L2) azyklisch	L3 vor L2, L2 vor L1	L1E, L2E L2E, L3E L3E, L1E L1E, L2E, L3E	L2E L3E L3E L3E
L1(L3) zyklisch	L1 vor L3, L3 vor L2, L2 vor L1	L1E, L2E L2E, L3E L3E, L1E L1E, L2E, L3E	L2E L3E L1E L1E
L3(L1) zyklisch	L3 vor L1, L1 vor L2, L2 vor L3	L1E, L2E L2E, L3E L3E, L1E L1E, L2E, L3E	L1E L2E L3E L3E

Sie können die Phasenpräferenz mit der Einstellung ***Leiterbev.b. 2pE*** in der Spalte *DIST. LOGIK* festlegen.

Hinweis:
*Die Einstellung **Leiterbev.b. 2pE** ist nur dann sichtbar, wenn die Einstellung **Sternpunktbeh.** auf `Isoliert/Komp.` und die Einstellung **Start Zeitstufen** auf `Globale Anregung` gesetzt ist.*

7.8.3.4.1 LOGIK FÜR DIE AKTIVIERUNG DER PRIORITÄTSEINSTELLUNG

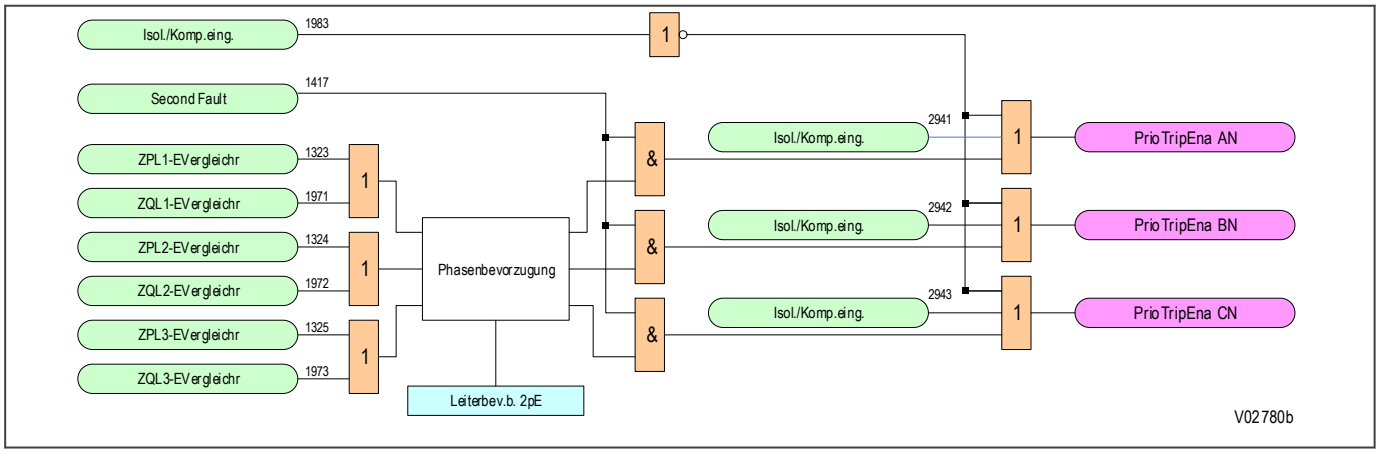


Abbildung 90: Logik für die Aktivierung der Prioritätseinstellung

> *Hinweis:*
> *Der Phasenpräferenz-Prioritätswähler erfordert, dass mindestens zwei der Phase-Erde-Schleifen wie in der obigen Tabelle gezeigt in Zone P oder Q liegen.*

Wenn die Spule bei isolierten und kompensierten Anlagen umgangen wird/fehlerbehaftet ist und die Anlage in effektiver Weise starr geerdet wurde, verhält sich das Distanzschutzgerät normal, d. h., es wird keine vordefinierte Phasenpräferenzlogik verwendet, um zu entscheiden, welche Schleife auslösen wird. Wenn die Spule in Betrieb/ nicht fehlerbehaftet ist, arbeitet das Schutzgerät mit der Phasenpräferenzlogik. Um diesen Vorgang zu aktivieren und die Phasenpräferenzlogik zu umgehen, kann ein externes Signal oder eine interne Funktion mit DDB 1412 ***ByPass PP*** verbunden werden. Dieser verbundene Eingang kann eine Überstromanregung oder ein externer Eingang sein, der beispielsweise anzeigt, dass die Spule umgangen/fehlerbehaftet ist.

7.8.3.4.2 ZONENSTARTLOGIK

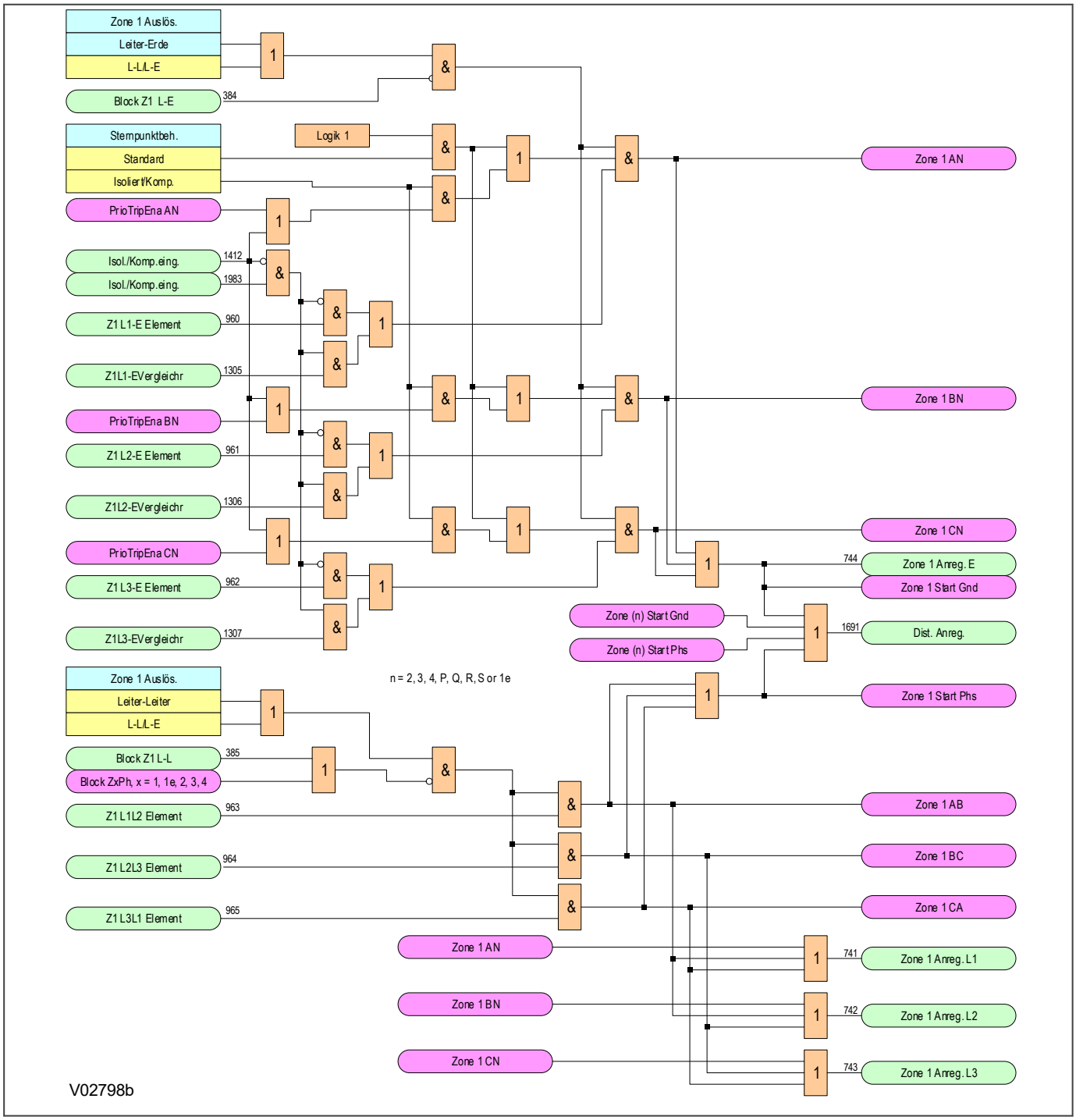


Abbildung 91: Zonenstartlogik

7.8.3.4.3 ZONENZEITLOGIK

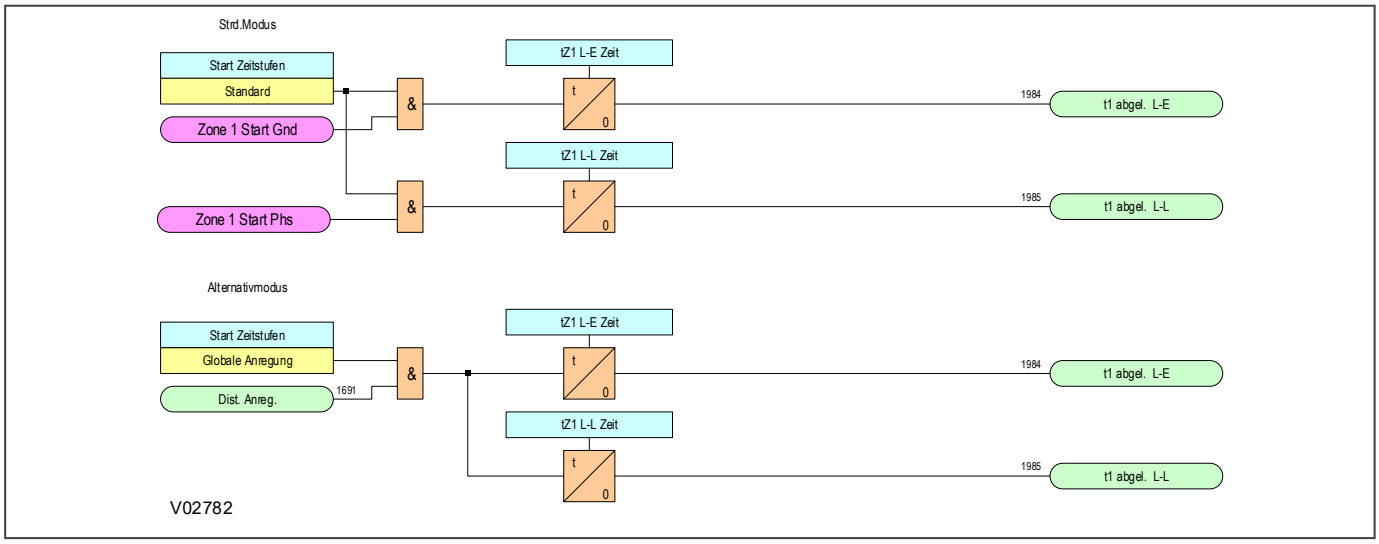


Abbildung 92: Zonenzeitlogik

Hinweis:
Obwohl das obere Diagramm nur die Logik für Zone 1 zeigt, folgt die Logik für alle weiteren Zonen dem gleichen Prinzip.

7.8.3.4.4 ZONENAUSLÖSELOGIK

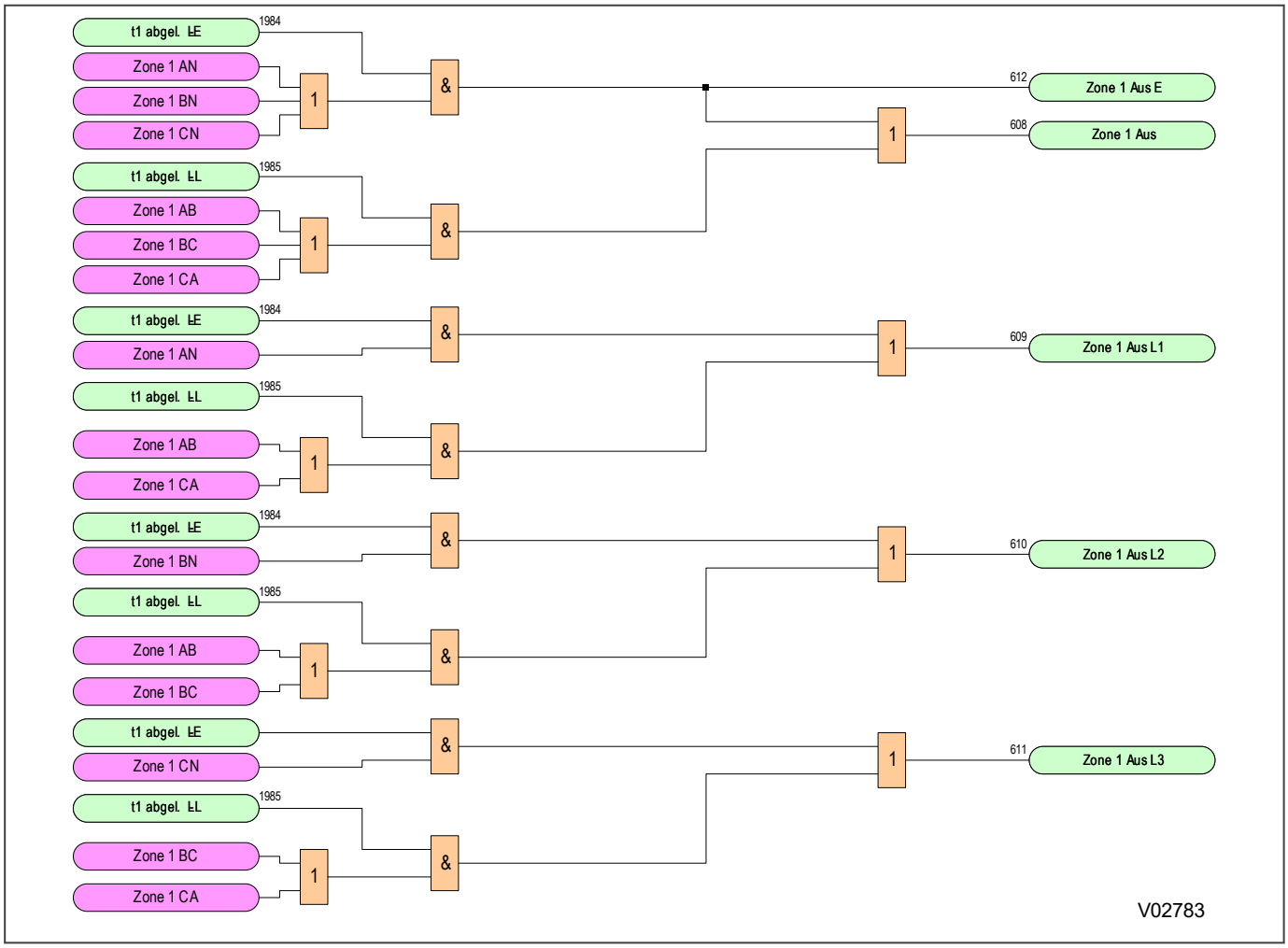


Abbildung 93: Zonenauslöselogik

Hinweis:
Obwohl das obere Diagramm nur die Logik für Zone 1 zeigt, folgt die Logik für alle weiteren Zonen dem gleichen Prinzip.

7.9 ANWENDUNGSHINWEISE

7.9.1 WAHL DES EINSTELLMODUS

Dieses Gerät bietet zwei Einstellmodi für Distanzschutz: `Einfach` oder `Erweitert`. In den meisten Fällen empfehlen wird die Einstellung `Einfach`. Wenn der Modus `Einfach` eingestellt ist, müssen Sie nur die Leitungsparameter wie z. B. Länge, Impedanzen und Restkompensation einstellen. Die Reichweite stellen Sie als Prozentsatz der geschützten Leitung ein.

Wir empfehlen den Einstellmodus `Erweitert` bei Netzen, in denen die geschützten und benachbarten Leitungen unterschiedlich ausgelegt sind und unabhängige Zonenkennlinienwinkel und Restkompensation erfordern. Im Einstellmodus `Erweitert` sind alle Widerstandsreichweiten, Restkompensationseinstellungen und Ansprechstromschwellen für jede Zone zugänglich.

7.9.2 AUSWAHL DER ANSPRECHKENNGRÖßEN

Im Allgemeinen empfehlen wir folgende Kenngrößen:

- Für Anwendungen mit kurzer Leitung: Mho für Phasenfehlerzonen und „Polygonal“ für Erdfehlerzonen auswählen.
- Für Anwendungen mit offener Dreieckschaltung (V-Schaltung): Mho für Phasenfehlerdistanzschutz einstellen. Für Erdfehlerschutz die Erdfehlerdistanzelemente deaktivieren und stattdessen den gerichteten Erdfehlerschutz verwenden.

7.9.2.1 PHASENKENNLINIE

Die Wahl der Phasenkennlinie ist für alle Zonen üblich und erlaubt die Auswahl von Mho- oder quadrilateralen Kennlinien. Im Allgemeinen entspricht die gewählte Kennlinie der praktischen Anwendung im Versorgungsunternehmen. Im Allgemeinen empfehlen wir eine Mho-Kennlinie für den Leitungsschutz und eine quadrilaterale Kennlinie für Kabelanwendungen.

Die folgende Abbildung zeigt die Grundeinstellungen, die benötigt werden, um eine vorwärts gerichtete quadrilaterale Zone (Ausblendung nicht dargestellt) zu konfigurieren.

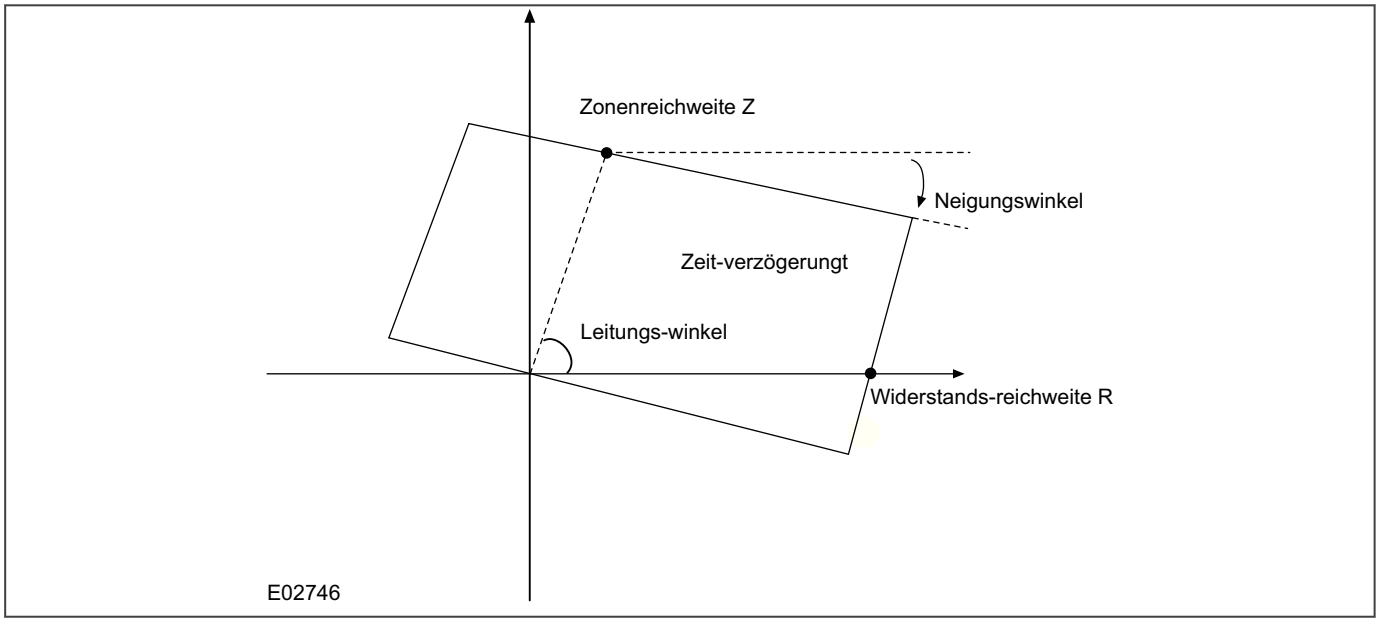


Abbildung 94: Einstellungen, die zur Anwendung einer quadrilateralen Zone benötigt werden

Die folgende Abbildung zeigt die Grundeinstellungen, die benötigt werden, um eine vorwärts gerichtete Mho-Zone zu konfigurieren, wobei vorausgesetzt wird, dass die Lastausblendung aktiviert ist.

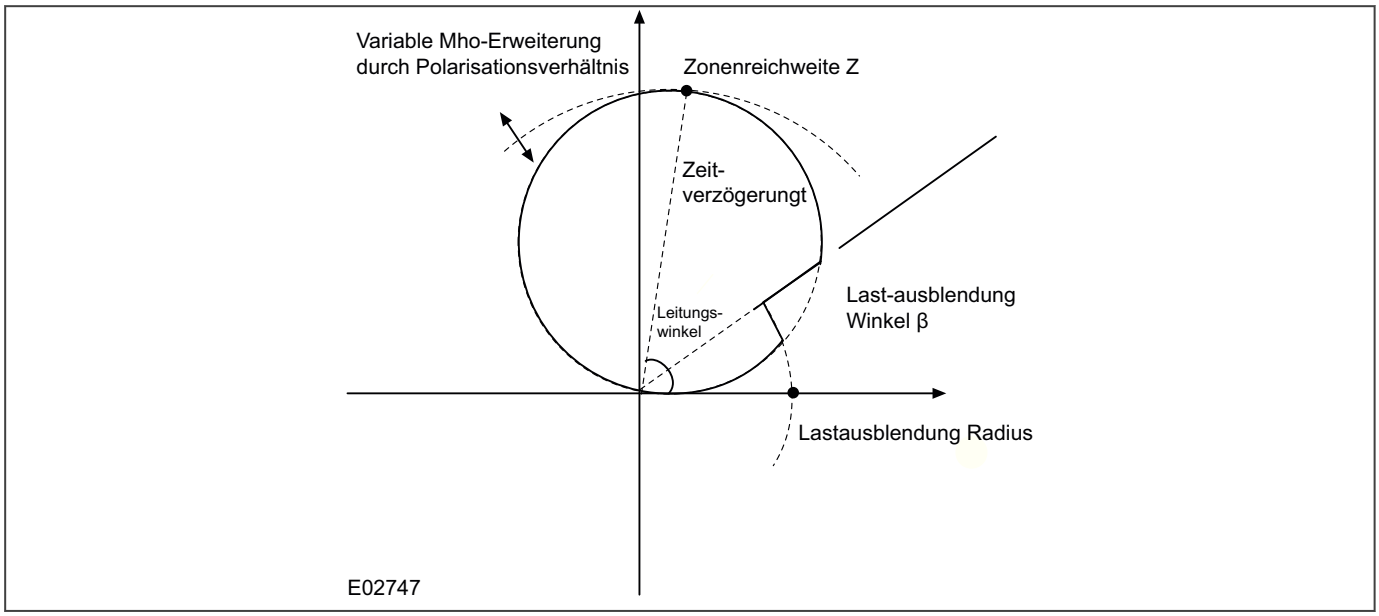


Abbildung 95: Einstellungen, die zur Anwendung einer Mho-Zone benötigt werden

7.9.2.2 ERDFEHLERKENNLINIE

Die Wahl der Erdfehlerkennlinie ist für alle Zonen üblich und erlaubt die Auswahl von Mho- oder quadrilateralen Kennlinien. Im Allgemeinen entspricht die gewählte Kennlinie der praktischen Anwendung im Versorgungsunternehmen. Im Allgemeinen empfehlen wir eine Mho-Kennlinie für den Leitungsschutz und eine quadrilaterale Kennlinie für Kabelanwendungen.

Quadrilaterale Erdfehlerkennlinien werden auch für alle Leitungen empfohlen, die kürzer als 16 km sind. Dadurch wird sichergestellt, dass die Reichweite des Störlichtbogenwiderstands nicht von der dynamischen Erweiterung des Mho-Kreises abhängig ist und ein bekannter Sollwert ist.

7.9.3 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR DIE ZONENREICHWEITE

Die Elemente der Zone 1 eines Distanzschutzes sind so einzustellen, dass sie so viel wie möglich von der geschützten Leitung abdecken, was unverzögertes Auslösen bei so vielen Fehlern wie möglich erlaubt. Bei den meisten Anwendungen darf die Reichweite der Zone 1 (Z1) nicht auf Fehler ansprechen, die jenseits der geschützten Leitung auftreten. Bei einer Anwendung mit Unterreichweite muss die Reichweite der Zone 1 daher so eingestellt sein, dass mögliche Überreichweitenfehler berücksichtigt werden. Diese Fehler resultieren aus Messfehlern, kommen von den Strom- und Spannungswandlern oder sind das Ergebnis ungenauer Leitungsimpedanzdaten. Wir empfehlen daher, die Reichweite der Distanzelemente der Zone 1 auf 80 % der Impedanz der geschützten Leitung (Leitungsimpedanz mit positiver Phasenfolge) zu beschränken und die Elemente der Zone 2 so einzustellen, dass sie die übrigen 20 % der Leitung abdecken.

Die Elemente der Zone 2 sind so einzustellen, dass sie 20 % der Leitung abdecken, die nicht von Zone 1 abgedeckt ist. Um Unterreichweitenfehler zuzulassen, ist die Reichweite der Zone 2 (Z2) so einzustellen, dass sie bei allen Fehlerzuständen über 120 % der Impedanz der geschützten Leitung liegt. Wenn Schaltungen mit unterstütztem Auslösen verwendet werden, ist schnelles Auslösen der Elemente der Zone 2 erforderlich. Es ist daher vorteilhaft, die Reichweite der Zone 2 so groß wie möglich einzustellen, sodass Fehler an der geschützten Leitung gut innerhalb der Reichweite liegen. Eine Beschränkung besteht darin, dass Zone 2, sofern machbar, nicht über die Reichweite der Zone 1 des benachbarten Leitungsschutzes hinausgehen darf. Aus diesem Grunde ist die Reichweite der Zone 2 so einzustellen, dass sie, sofern möglich, bis zu 50 % der Impedanz der kürzesten benachbarten Leitung abdeckt.

Die Elemente der Zone 3 werden normalerweise verwendet, um umfassenden Reserveschutz für benachbarte Stromkreise zu bieten. Die Reichweite der Zone 3 (Z3) wird daher auf etwa 120 % der kombinierten Impedanz der geschützten Leitung plus der längsten benachbarten Leitung gesetzt. Eine höhere Scheinimpedanz der benachbarten Leitung muss eventuell erlaubt werden, wenn Fehlerstrom von mehreren Quellen zugeleitet oder durch parallel Pfade fließen kann.

Zone 3 kann auch mit leicht rückwärts gerichtetem Versatz programmiert werden. In diesem Fall wird ihre rückwärts gerichtete Reichweite ebenfalls als Prozentsatz der Impedanz der geschützten Leitung eingestellt. Damit wird Reserveschutz für die lokale Sammelschiene realisiert, wobei die Versatzreichweite für kurze Leitungen (<30 km) auf 20 % oder für längere Leitungen auf 10 % eingestellt wird.

Zone 3 kann auch als rückwärts gerichtete Zone eingestellt werden. Falls verwendet, ist die für Zone 3 gewählte Einstellung von der zugehörigen Anwendung abhängig. Zu typischen Anwendungen zählt die Verwendung als zusätzliche Zeitverzögerungszone oder rückwärts gerichtete Reserveschutzzone für Sammelschienen und Wandler.

Programmierbare Zonenelemente können mit denselben Optionen wie Zone 3 (Vorwärts, Rückwärts, Versetzt) eingestellt werden. Eine programmierbare Zone kann als zusätzliche Vorwärtsschutzzone verwendet werden, wenn spezielle Anwendungen und die Praxis mehr als drei Vorwärtszonen des Distanzschutzes erfordern.

Die Elemente der Zone 4 können auch Reserveschutz für die lokale Sammelschiene bieten. Wenn Zone 4 verwendet wird, um Rückwärtsrichtungsentscheidungen für Blockierschaltungen oder Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe bereitzustellen, muss sich die Reichweite der Zone 4 ebenfalls weiter hinter den Schutz als Zone 2 für den Schutz am entfernten Ende erstrecken. In solchen Fällen ist folgende Rückwärtsreichweite zu verwenden:

- Mho: Z4 > Reichweite der Fernzone 2 x 120 %
- Quadrilateral: Z4 > (Reichweite der Fernzone 2 x 120 %) minus Impedanz der geschützten Leitung

Hinweis:
Im Falle der Mho-Kennlinie wird die Leitungsimpedanz nicht subtrahiert. Dadurch wird unabhängig von der dynamischen Erweiterung des Kreises sichergestellt, dass die rückwärts gerichtete Zone immer alle Dauerfehler und Widerstandsfehler erkennt, die von Zone 2 am entfernten Ende der Leitung erkannt werden können.

7.9.3.1 POLYGONALE WIDERSTANDSREICHWEITEN

Für die Abdeckung der Widerstandsreichweite stehen zwei Einstellmodi zur Verfügung, die mithilfe der Einstellung ***ResistanzPolygon*** eingestellt werden können:

`Allgemeine`: In diesem Modus verwenden alle Zonen eine gemeinsame Einstellung der Fehlerwiderstandsreichweite.

`Proportionale`: In diesem Modus ist das Verhältnis der Zonenreichweite zur Widerstandsreichweite für alle Zonen gleich. Die Einstellung ***Fehler Resistanz*** definiert einen Bezugsfehler am entfernten Ende der Leitung. Die Widerstandsreichweite wird mit dem gleichen Prozentsatz des Fehlerwiderstands wie die Zonenreichweiteneinstellung eingestellt. Beispiel: Wenn die Reichweite der Zone 1 80 % der geschützten Leitung beträgt, beträgt ihre Widerstandsreichweite 80 % des Bezugsfehlerwiderstands.

Die Einstellung `Proportionale` wird verwendet, um zu vermeiden, dass Zonen übermäßig breit sind (Breite der Widerstandsreichweite im Vergleich zur Länge der Impedanzreichweite). Um die Einspeisungsprüfung so einfach wie möglich zu machen, empfiehlt sich ein Seitenverhältnis jeder Zone innerhalb des Bereichs von 1 bis 15:

$$1/15\text{th} <= \text{Reichweite Z / Einstellung Reichweite R} <= 15$$

Die Einstellungen der Widerstandsreichweite sind in Übereinstimmung mit der praktischen Anwendung im Versorgungsunternehmen auszuwählen. Wenn keine solche Richtlinie vorhanden ist, kann folgender Ansatzpunkt für Zone 1 verwendet werden:

- Kabel: Widerstandsreichweite = 3 x Reichweite Zone 1
- Freileitungen: Widerstandsreichweite = [2,3 – 0,0045 x Leitungslänge (km)] x Reichweite Zone 1
- Leitungen, die länger als 400 km sind: 0,5 x Reichweite Zone 1

Hinweis:
Da der Fehlerstrom bei einem Erdfehler durch Erdwiderstand von Masten, hohen spezifischen Erdbodenwiderstand und schwache Einspeisung begrenzt werden kann, ist der Lichtbogenwiderstand oft höher als bei einem entsprechenden Phasenfehler am gleichen Ort. Es kann unter Umständen nötig sein, die „Rn Gnd Resistive“-Einstellungen höher als die Einstellung „Rn Ph Resistive“ zu setzen. Eine Einstellung von „Rn Gnd Resistive“, die dem Dreifachen von „Rn Ph Resistive“ entspricht, ist nicht ungewöhnlich.

7.9.4 PHASENFEHLER-WIDERSTANDSREICHWEITEN UND NEIGUNG

Der Schutz erlaubt zwei verschiedene Methoden der Neigung der Impedanzreichweitenlinie.

- Automatische Anpassung des oberen Reaktanzlinienwinkels (dynamische Neigung)
- Feste Einstellung der oberen Linie, welche die dynamische Neigung (feste Neigung) übersteuert

7.9.4.1 DYNAMISCHE NEIGUNG

Die Erfordernisse der dynamischen Neigung sind für lange und kurze Leitungen unterschiedlich:

Lange Leitungen

Im Falle von Anwendungen mit mittellangen und langen Leitungen, in denen quadrilaterale Distanz-Erdfehler-Kennlinien verwendet werden, muss ***Zn dynam.Kippkt*** aktiviert sein, und der Anfangsneigungswinkel muss (gemäß Voreinstellungen) –3° betragen. Diese Neigung kompensiert mögliche Fehler von Strom- und Spannungswandlern sowie Leitungsdatenfehler.

Bei hohen Widerstandsfehlern während der Leistungsabgabe ist der Unterreichweitenzone 1 nur erlaubt, sich entsprechend der Winkeldifferenz zwischen der fehlerhaften Phase und dem Gegensystemstrom ∠(Iph-I2) nach unten zu neigen, beginnend mit dem eingestellten Winkel von –3°. Dadurch wird selbst bei schweren Lasten (großer Lastwinkel zwischen zwei Spannungsquellen) für Stabilität der Zone 1 bei hochohmigen Fehlern jenseits der Reichweite der Zone 1 gesorgt, sowie für ausreichend Empfindlichkeit bei hochohmigen internen Fehlern. Der Neigungswinkel für alle anderen Zonen (die von Natur aus Übergreifzonen sind) bleibt bei –3°.

Im Falle von Leistungsbezug bleibt Zone 1 bei –3°, während allen anderen Zonen erlaubt ist, sich entsprechend der Winkeldifferenz ∠(Iph-I2) nach oben zu neigen, beginnend ab –3°. Auf diese Weise werden die Widerstandsreichweiten der Zone 2 und der Zone 4 vergrößert und es wird sichergestellt, dass Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe und Blockierschaltungen richtig auslösen.

Kurze Leitungen

Bei sehr kurzen Leitungen (typischerweise kürzer als 16 km) kann das Verhältnis der eingestellten Widerstandsreichweite zur Reaktanzreichweite (R/X) leicht den Wert 10 überschreiten. Bei solchen Anwendungen kann die geometrische Form der quadrilateralen Kennlinie so beschaffen sein, dass die obere Reaktanzlinie dicht an der Widerstandsachse liegt oder diese sogar schneidet, wie in der folgenden Abbildung dargestellt ist:

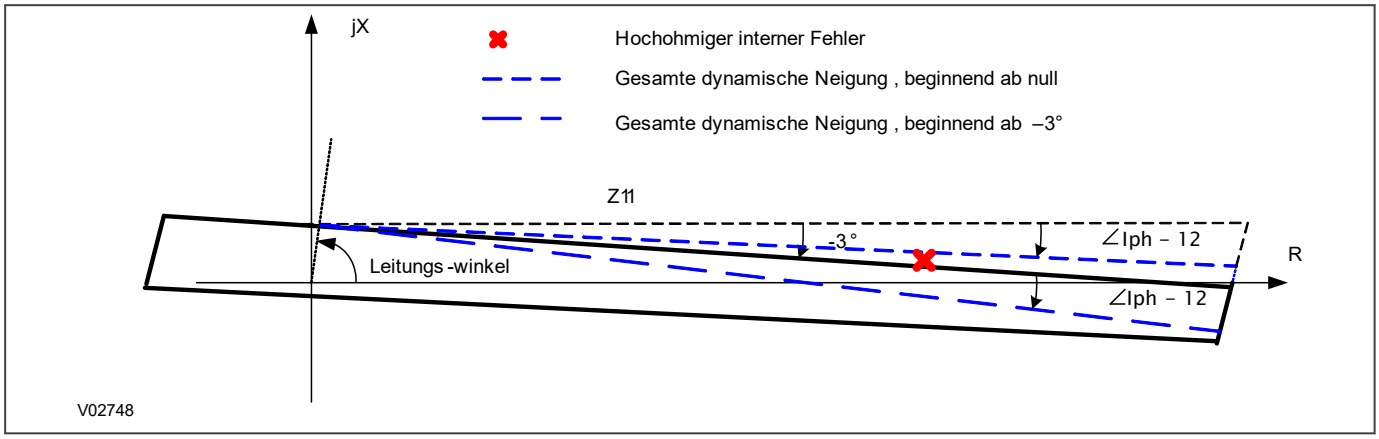


Abbildung 96: Überneigungseffekt

Im Falle von hochohmigen externen Fehlern an einer kurzen Leitung, insbesondere bei hoher Leistungsabgabe, bleibt Zone 1 aufgrund der dynamischen Abwärtsneigung der Impedanzreichweitenlinie stabil. Jedoch muss die Erkennung von hochohmigen internen Fehlern insbesondere am Ende der Leitung beachtet werden. In solchen Anwendungen können Sie per Auswahl bestimmen, ob hochohmige Fehler mithilfe einer hochempfindlichen unterstützten Schaltung für gerichteten Erdfehlerschutz erkannt werden, oder ob der Fehler mit Distanzerdschutz beseitigt wird. Damit der Distanzschutz anspricht, muss Überneigung bei internen Fehlern ausgeschlossen werden, indem der Anfangsneigungswinkel von –3° auf null gesetzt wird, sodass die Neigung der Linie der Gesamtimpedanzreichweite nur dem Winkel ∠(Iph-I2) entspricht.

Wie in der obigen Abbildung gezeigt, fällt der interne Widerstandsfehler dann in die Ansprechkennlinie der Zone 1. Bei kurzen Leitungen ist der Lastwinkel jedoch relativ klein im Vergleich zu langen Übertragungsleitungen für die gleiche Übertragungsleistung, und daher kann die dynamische Neigung der Impedanzreichweitenlinie moderat sein. Daher kann es nötig sein, die Reichweite der Zone 1 zu verringern, um Stabilität der Zone 1 zu gewährleisten. Dies wird insbesondere dann empfohlen, wenn der Distanzschutz in einer unterstützten Schaltung auslöst. Zusammenfassend empfehlen wir, den Anfangsneigungswinkel bei sehr kurzen Leitungen mit großen R/X-Verhältnissen auf null und die Reichweite der Zone 1 auf 70–75 % der Leitungsimpedanz zu setzen.

Die obige Erläuterung geht von homogenen Netzen aus, bei denen der am Geräteort berechnete Winkel des Gegensystemstroms sehr dicht am Gesamtfehlerstromwinkel liegt. Wenn das Netz inhomogen ist, weist der Winkel eine Differenz auf, die eine ungenaue dynamische Neigung verursacht. Daher ist bei solchen Netzen entweder eine quadrilaterale Kennlinie mit festem Neigungswinkel oder eine Mho-Kennlinie zu verwenden, um Überreichweite der Zone 1 zu vermeiden.

Hinweis:
Sie können auch Delta-Richtungsschaltungen für die Erkennung hochohmiger Fehler verwenden.

7.9.4.2 FESTE NEIGUNG

Alternativ zur dynamischen Neigung können Sie einen festen Neigungswinkel einstellen. Dies ist bei Anwendungen mit ungerichtetem Stromfluss üblich.

Abgabeende

Um Stabilität sicherzustellen, muss der Neigungswinkel der Zone 1 am Abgabenende negativ und über der maximalen Winkeldifferenz zwischen den Quellen, welche Widerstandsfehler einspeisen, eingestellt werden. Diese Daten müssen aus einer Lastflussuntersuchung bekannt sein. Wenn diese Daten jedoch nicht verfügbar sind, wird als Mindesteinstellung die Winkeldifferenz zwischen der Spannung und dem Strom empfohlen, die am lokalen Ende bei größter Last in Verbindung mit der reduzierten Reichweite der Zone 1 von 70–75 % der Leitungsimpedanz gemessen wurden.

Hinweis:
Bei einem spitzen festen Neigungswinkel würde die effektive Widerstandsabdeckung bedeutend kleiner sein. Daher ist die dynamische Neigung (mit variablem Neigungswinkel je nach Fehlerwiderstand und Fehlerort) vorzuziehen. Für alle anderen Übergreifzonen ist der Neigungswinkel auf null zu setzen.

Bezugsende

Den Neigungswinkel der Zone 1 auf null setzen. Bei allen anderen Zonen muss die Einstellung positiv sein und zwischen +5° und +10° liegen.

Hinweis:
Die Genauigkeit der Einstellung für Übergreifzonen ist nicht entscheidend, weil sie kein Risiko einer Fehlfunktion des Distanzschutzes mit sich bringt. Der Zweck besteht in der Vergrößerung der Reichweite der Zonen 2 und 4 und in der Verbesserung der Leistung der unterstützten Schaltungen.

7.9.5 EINSTELLUNG VON PHASENFEHLERZONEN

Wenn Sie neben den Reichweiten- und Kompensationseinstellungen den Einstellmodus `Erweitert` verwenden, müssen Sie zusätzliche Einstellungen eingeben.

Jede Zone hat eine Einstellung der Mindeststromempfindlichkeit (***ZnSchwelle Iph>***) zur Festlegung des Mindeststroms, der in jeder der fehlerhaften Phasen fließen muss, bevor eine Auslösung stattfinden kann. Es wird empfohlen, diese Einstellungen in der Voreinstellung zu belassen. Eine Ausnahme ist, wenn der Schutz weniger empfindlich gemacht wird, um ihn an andere Schutzeinrichtungen des Stromversorgungssystems anzupassen oder auf die Ansprecheinstellung eines Erdüberstromschutzes für Abzweigschaltungen abzustimmen.

Wenn quadrilaterale Kennlinien verwendet werden, können die Neigungswinkel der Linien der Impedanzreichweite eingestellt werden.

Die Impedanzreichweitenlinien der quadrilateralen Kennlinien sind nicht werkseitig als horizontale Reaktanzlinien voreingestellt. Um Phasenwinkeltoleranzen in den Netztransformatoren usw. zu berücksichtigen, sind die Linien mit einer Schräge von –3° nach unten geneigt. Diese Neigung trägt dazu bei, Überreichweite der Zone 1 zu verhindern.

Die Einstellung der festen Neigung für die Phasenelemente kann auch verwendet werden, um Überreichweiteneffekte zu kompensieren, wenn vor dem Fehler eine große Lastflussabgabe stattfindet. In solchen Fällen wird der Störlichtbogenwiderstand auf der Impedanzpolardarstellung phasenverschoben dargestellt, wobei die Widerstandsachse nach unten geneigt ist und nicht vollständig ohmsch zu sein scheint. Bei langen Leitungen mit starkem Stromfluss kann die obere Linie der Zone 1 im Bereich von –5° bis –15° nach unten geneigt sein, wodurch die Phasenverschiebung des Widerstands nachgebildet wird.

Hinweis:
Ein negativer Winkel wird verwendet, um einen Gradienten für Neigung nach unten zu setzen, und ein positiver Winkel wird für Neigung nach oben verwendet.

Hinweis:
Mho-Kennlinien haben eine innewohnende Tendenz der Vermeidung von ungewollter Überreichweite, was sie sehr nützlich für den Schutz langer Leitungen macht.

7.9.6 RICHTUNGSELEMENT FÜR DISTANZSCHUTZ

Distanzzonen werden mithilfe der Delta-Entscheidung gerichtet. Für die Delta-Richtungsentscheidungen müssen die Einstellungen des Gerätekennlinienwinkels (RCA) auf dem durchschnittlichen Quell- und Leitungsimpedanzwinkel basieren, sodass interne oder externe Leitungsfehler erfasst werden können. Normalerweise wird der ***Delta Kennwinkel*** auf 60° gesetzt, da diese Einstellung nicht genau sein muss. Wenn ein

Fehler auftritt, liegt der Delta-Strom nie dicht an der Kennliniengrenze, sodass eine annähernde Einstellung gut genug ist.

Der Winkel von 60° wird hauptsächlich für induktive Quellen verwendet und eignet sich für die meisten Anwendungen. Bei Anwendungen mit in Reihe geschalteten kompensierten Leitungen, in denen sich der Kondensator hinter dem Leitungsspannungswandler befindet, muss der Delta-Richtungskennlinienwinkel jedoch eingestellt werden. In solchen Anwendungen ist der Kondensator in der äquivalenten Quellimpedanz enthalten. Dann wird die vom Schutz erkannte Gesamtquellimpedanz vorwiegend kapazitiv, wenn die Induktivität der normalerweise starken Quelle kleiner als der Kondensatorwert ist. In diesem Fall darf der bei einem internen Fehler berechnete Ansprechwinkel nicht in die voreingestellte Ansprechgrenze der 60°-Delta-Richtungslinie fallen. Dies kann zu einer falschen Richtungsentscheidung (rückwärts) führen. Bei einem solchen Fehler ist eine Verschiebung von null Grad am geeignetsten. Jedoch ist der Beschränkungsfaktor im Falle von externen Fehlern maßgeblich, bei denen die Quelle ungeachtet des Kompensationsgrads immer induktiv ist und für die eine Verschiebung von 60° am geeignetsten ist. Um richtiges, zuverlässiges und schnelles Ansprechen bei beiden Fehlerorten im Falle einer vorwiegen kapazitiven Quelle sicherzustellen, empfehlen wir eine ***Delta Kennlinien*** -Einstellung von 30°.

Wenn ***Delta Status*** in *DELTA DIREKTION* auf `Ausgeschaltet` gesetzt ist, empfehlen wir die Verwendung der Einstellung `1` (100 %). Bei dieser Einstellung kommt eine Mischung aus Selbstpolarisation und Speicherpolarisation zur Wirkung, die für die meisten Anwendungen geeignet ist.

7.9.7 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR DAS DELTA-RICHTUNGSELEMENT

Für das Delta-Richtungselement müssen die Einstellungen des Gerätekennlinienwinkels (RCA) auf dem durchschnittlichen Quell- und Leitungsimpedanzwinkel basieren, damit interne oder externe Leitungsfehler erfasst werden können. Normalerweise wird der ***Delta Kennwinkel*** auf 60° gesetzt, da diese Einstellung nicht genau sein muss. Wenn ein Fehler auftritt, liegt der Delta-Strom nie dicht an der Kennliniengrenze, sodass eine annähernde Einstellung angewendet werden kann.

7.9.7.1 DELTA-SCHWELLEN

Um die beste Leistung zu erzielen, setzen Sie die Stromschwelle ***Delta I Vorwärts*** auf 10 bis 20 % In. Dadurch wird die Erkennung aller Fehlertypen sichergestellt, wenn der Fehlerstromanteil an einem Erdfehler am entfernten Ende der Leitung mindestens diese Größe von Delta erzeugt. Um die richtige „Delta V Forward“-Einstellung auszuwählen, ziehen Sie die nachfolgende Tabelle heran, in welcher das SIR (Quelle-zu-Leitung-Impedanzverhältnis) mit der empfohlenen „Delta V Forward“-Einstellung (ΔV Fwd) verglichen wird.

Niedrigstes SIR-Verhältnis des Systems	Empfohlen wird ΔV Fwd (als Prozentwert von Un)
>= 0.3	4%
>= 0.5	6%
>= 1	9%
>= 2	13%
>= 3	15%
>= 5	17%
>= 10	19%
25 – 60	21%

Die Rückwärtsfehlerdetektoren müssen empfindlicher eingestellt werden, da sie dazu dienen, die Blockierung zu veranlassen und Stromumkehrschutzelemente zu aktivieren. Wir empfehlen, alle Rückwärtsdetektoren auf 66 bis 80 % der Einstellung Vorwärtsdetektors einzustellen, normalerweise:

- ***Delta V Rückwärt*** = ***Delta V Vorwärts*** x 0,66
- ***Delta I Rückwärt*** = ***Delta I Vorwärts*** x 0,66

Aufgrund der Implementierungsmethode sind Deltas bei Einsetzen des Fehlers nur für zwei Zyklen vorhanden. Wenn Distanzelemente aktiviert sind, erlauben diese die Beibehaltung der Delta-Vorwärts- oder Deltarückwärtsentscheidungen bis zu dem Zeitpunkt, an dem der Fehler aus dem System entfernt wird. Daher muss in der Spalte „EINSTELL.DISTANZ“ mindestens eine Distanzzone als Fehlerdetektor aktiviert sein. Es spielt keine Rolle, welche Zeitverzögerung für die Zone(n) angewendet wird. Das kann entweder eine typische Distanzverzögerung für die betreffende Zone sein, oder in der Spalte „DIST. LOGIK“ kann die Einstellung „Ausgeschaltet“ gewählt werden, wenn keine Distanzauslösung erforderlich ist. Es muss mindestens Zone 3 aktiviert sein, mit einer Rückwärtsreichweite, die ermöglicht, „Dir. Rev“ beizubehalten, und mit einer Vorwärtsreichweite, die ermöglicht, Dir. Fwd beizubehalten.

Anwendbare Reichweiten:

- Zone 3 vorwärts: Wählen Sie eine Einstellung, die mindestens so lang wie eine herkömmliche Zone 2 (120–150 % der geschützten Leitung) ist.
- Zone 3 rückwärts: Wählen Sie eine Einstellung, die mindestens so lang wie eine herkömmliche Zone 4 ist, oder ersetzen Sie die Einstellung, indem Sie Zone 4 zuweisen, wenn für Zone 3 keine große Rückwärtsreichweite gewünscht wird.

Generelle empfehlen wird in solchen Anregeanwendungen eine Mho-Kennlinie, obwohl Polygone akzeptabel sind. Da ein Mho-Anregeelement wahrscheinlich einen großen Radius hat, empfehlen wir nachdrücklich, die Lastausblendung anzuwenden.

7.9.8 KONFIGURATION DER FILTERUNG

Diverse Filter und Funktionen sollen helfen, falsches Auslösen bei Zuständen zu vermeiden, die für den Distanzschutz eine Herausforderung darstellen können.

7.9.8.1 DISTANZ-DIGITALFILTER

Bei den meisten Anwendungen empfehlen wir, die Einstellung ***Digitaler Filter*** auf `Standard` zu setzen. Dadurch wird sichergestellt, dass der Schutz schnelle Teilzyklus-Auslösung bietet. In bestimmten seltenen Fällen, z. B. wenn Leitungen unmittelbar an Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) angrenzen, können die Strom- und Spannungseingänge bei Fehlerzuständen stark verzerrt werden. Die resultierenden Nicht-Grundschwingungen können die Reichweitenpunktgenauigkeit des Schutzes beeinträchtigen. Um Beeinträchtigung des Schutzes zu verhindern, können Sie die Einstellung `Spez. Anwendgn.` aktivieren, um den anwendungsspezifischen Filter zu aktivieren.

Hinweis:
Bei Verwendung des anwendungsspezifischen Filters wird die unverzögerte Ansprechzeit um etwa ein Viertel eines Netzfrequenzzyklus erhöht.

7.9.8.2 EINRICHTEN DER KAPAZITIVEN SPANNUNGSWANDLER

Kapazitive Spannungswandler mit passiver Unterdrückung von Ferroresonanz

Bei kapazitiven Spannungswandlern des Typs 2 (Spannungswandler mit Antiresonanztechnik) ist ***CVT Filter*** auf `Passiv` zu setzen. Sie müssen die SIR-Abschalteinstellung anwenden, über welcher die Schutzauslösung absichtlich um einen viertel Zyklus verlangsamt wird. Eine typische SIR-Einstellung ist 30, unter welcher der Schutz teilzyklisch auslöst, und wenn die Einspeisung schwach ist, wird der Filter des kapazitiven Spannungswandlers angepasst, wodurch der Schutz verlangsamt und transiente Überreichweite verhindert wird.

Kapazitive Spannungswandler mit aktiver Unterdrückung von Ferroresonanz

Bei kapazitiven Spannungswandlern des Typs 1 ist ***CVT Filter*** auf `Aktiv` zu setzen.

7.9.9 KONFIGURATION DER LASTAUSBLENDUNG

Wir empfehlen nachdrücklich, die Lastausblendung zu aktivieren, insbesondere bei Leitungen über 150 km und bei Netzen, in denen Netzpendelungen auftreten können. Dadurch wird verhindert, dass nichtharmonische niederfrequente Spannungsstöße Lastübergriffprobleme verursachen.

Der Impedanzradius muss niedriger als die größte Höchstlast eingestellt werden. Diese entspricht oft 120 % Überlast in einer Leitung, multipliziert mit zwei, um erhöhte Belastung bei Ausfällen oder bei der Fehlerbeseitigung in einer benachbarten Parallelschaltung zu berücksichtigen. Dann empfiehlt sich aufgrund des zusätzlichen Spielraums für Messtoleranzen eine Einstellung, die normalerweise zwischen einem Viertel und einem Drittel des bemessenen Volllaststroms liegt:

$$Z <= (\text{Nennphasenspannung Un})/(I_{FLC} \times 3)$$

Wenn die Last beim ungünstigsten Leistungsfaktor liegt, muss sie unter der Einstellung von Beta (β) liegen. Wenn wir also im ungünstigsten Fall eine Leistungsfaktor von 0,85 annehmen, dann:

$$\beta >= \text{Cos}^{-1}(0{,}85) + 15° \text{ Spielraum} >= 47°$$

und um sicherzustellen, dass Leitungsfehler erkannt werden:

$$\beta <= (\text{Leitungswinkel} - 15°).$$

In der Praxis wird oft ein Winkel verwendet, der halb zwischen dem ungünstigsten voreilenden Lastwinkel und dem Impedanzwinkel der geschützten Leitung liegt.

Dieses Gerät kann jederzeit eine Umgehung der Lastausblendung erlauben, wenn die für die betreffende Phase gemessene Spannung unter eine Unterspannungseinstellung (***Ausblendg. U<***) fällt. Unter solchen Bedingungen ist die niedrige Spannung nicht den Toleranzen für normale Spannungsschwankungen unter Last zuzuschreiben. In der betreffenden Phase muss ein Fehler vorhanden sein, und es ist akzeptabel, den Ausblendungsvorgang zu übersteuern und zuzulassen, dass die Distanzzonen in Übereinstimmung mit der Form der gesamten Zone auslösen. Der Vorteil ist, dass die Widerstandsreichweite für Fehler in der Nähe des Schutzorts höher sein kann.

Die Unterspannungseinstellung muss niedriger als die niedrigste Dreieckspannung bei starkem Lastfluss und schwacher Nennspannung sein. Die empfohlene Einstellung ***Ausblendg. U<*** ist 70 % Un.

7.9.10 KONFIGURATION DER POLARISIERUNG

Sie können wählen, wie viel Speicherpolarisation mit Selbstpolarisation gemischt werden soll, indem Sie die Einstellung ***PolarisationDist*** verwenden. Empfehlungen:

Kabelanwendungen

20 % (0,2) Speicher verwenden. Dies führt zu minimaler Mho-Erweiterung und hält den geschützten Leitungsabschnitt gut innerhalb des erweiterten Mho-Bereichs, wodurch für größere Genauigkeit und schnellere Ansprechzeiten bei Fehlern im Nahbereich gesorgt wird. Dies entspricht den Richtlinien, die bereits für LFZP123- oder LFZR-Anwendungen für Speiseleitungen bereitgestellt wurden.

Seriell kompensierte Leitungen

Die maximale Speicherpolarisation (Einstellung = 5) verwenden. Der große Speicherinhalt stellt richtiges Auslösen sicher, selbst bei den Effekten der negativen Reaktanz, die innerhalb der Zonen oder innerhalb der Leitungsimpedanz zu sehen sind.

Kurze Leitungen

Bei Leitungen, die kürzer als 16 km sind, oder bei einem SIR, das höher als 15 ist, die maximale Speicherpolarisation (Einstellung = 5) verwenden. Dadurch wird die Kennlinie genügend erweitert, um Störlichtbogenwiderstand abzudecken.

Allgemeine Leitungsanwendungen

Eine Einstellung zwischen 0,2 und 1 verwenden.

7.9.11 BEARBEITETES BEISPIEL FÜR DISTANZSCHUTZ

In diesem Abschnitt wird anhand eines Beispiels beschrieben, wie der Distanzschutz eingestellt wird. Für diese Fallstudie nehmen wir an, dass die Erweiterung der Zone 1 nicht verwendet wird, und dass nur drei Zonen für grundlegenden Distanzschutz erforderlich sind (Zonen 1 und 2 vorwärtsgerichtet und Zone 3 vorwärts ungerichtet). Folgende Einstellungen werden berechnet:

- Leitungsimpedanz
- Restkompensation
- Reichweiteneinstellungen der Zone 1 für Phasenfehler und Erdfehler
- Reichweiteneinstellungen der Zone 2 für Phasenfehler und Erdfehler
- Reichweiteneinstellungen der Zone 3 für Phasenfehler und Erdfehler
- Einstellungen der Rückwärtsreichweite der Zone 3
- Reichweiteneinstellungen der Zone 4 (bei Bedarf zur Verwendung in Verbindung mit Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe und Blockierschaltungen)
- Lastvermeidung

Die Einstellungen sind anwendbar, unabhängig davon, ob die Distanzschutzkennlinien auf „Mho“ oder „Quadrilateral“ gesetzt sind. Wenn Sie jedoch „Quadrilateral“ wählen, müssen Sie die Widerstandsreichweiten der Vierecke berücksichtigen.

Für die Zwecke dieser Untersuchung schützen wir eine Leitung einer 100 km langen doppelten 230-kV-Leitung zwischen einer Schaltstation in Green Valley und einer Schaltstation in Blue River. Es gibt Stromerzeugungsquellen in Tiger Bay, 80 km von Green Valley entfernt, und in Rocky Bay, 60 km von Blue River entfernt.

Das Prinzipschaltbild für das System ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

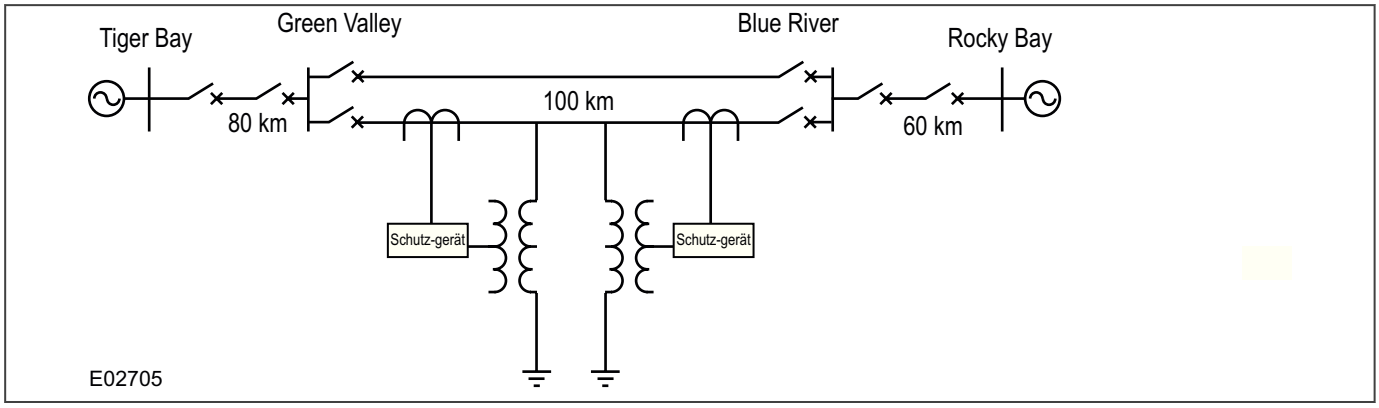


Abbildung 97: Beispiel für ein Stromversorgungssystem

Die Systemdaten sind wie folgt:

- Netzspannung: 230 kV
- Netzerdung: starr
- StW-Übersetzungsverhältnis: 1200 : 5
- SpW-Übersetzungsverhältnis: 230 000 : 115
- Leitungslänge: 100 km
- Mitsystem- Leitungsimpedanz (Z1): 0,089 + j0,476 Ohm/km = 0,484∠79,4°
- Nullsystem-Leitungsimpedanz (Z0): 0,426 + j1,576 Ohm/km = 1,632∠74,8°
- Z0/Z1: 3,372∠–4,6°

- Fehlerwert der Schaltstation in Green Valley: 2000 MVA bis 5000 MVA
- Fehlerwert der Schaltstation in Blue River: 1000 MVA bis 3000 MVA
- Dauerleistung des Stromkreises: 400 MVA
- Ungünstigster Leistungsfaktor der Last: 0,85

7.9.11.1 BERECHNUNG DER LEITUNGSIMPEDANZ

Verhältnis zwischen Sekundär- und Primärimpedanz = (1200/5)/(230000/115) = 0,12

Gesamte Primärleitungsimpedanz (für 100 km Länge) = 100 x 0,484∠79,4° Ω

Gesamte sekundäre Impedanz = (0,12 x 100 x 0,484)∠79,4° = 5,81∠79,4° Ω

Folglich ergeben sich folgende Sekundärwerte:

Leitungswinkel = 80°

Leitungsimpedanz = 5,81 Ω

7.9.11.2 RESTKOMPENSATION FÜR ERDFEHLERELEMENTE

Der Restkompensationsfaktor kann bei Bedarf unabhängig auf bestimmte Zonen angewendet werden. Dies ist eine nützliche Funktion, wenn sich die Leitungsimpedanzkennlinien zwischen Abschnitten ändern oder Hybridschaltungen verwendet werden. Da das in diesem Beispiel nicht der Fall ist, kann ein allgemeiner kZN-Faktor auf jede Zone angewendet werden. Dies wird als Verhältnis ***kE*** und Winkel ***kE Winkel*** eingestellt:

Wir wissen, dass

$$k_{ZN} = (Z_0 - Z_1)/3Z_1$$

Nun werden die Berechnungen mit den gegebenen Werten durchgeführt ...

$$|Z_0 - Z_1| = 1{,}15$$

$$|3Z_1| = 1{,}452$$

$$\angle(Z_0\text{-}Z_1) = 72{,}9$$

$$\angle 3Z_1 = 79{,}4$$

Daraus folgt ...

$$kZ_N = 0{,}79 \angle -6{,}5$$

Daher ist Folgendes einzustellen:

kE = 0,79

kE Winkel = –6,5

7.9.11.3 PHASEN- UND ERDREICHWEITENEINSTELLUNGEN FÜR ZONE 1

Für den Schutz in Green Valley:

Die erforderliche Reichweite der Zone 1 muss 80 % der Leitungsimpedanz zwischen den Schaltstationen in Green Valley und Blue River betragen.

Mithilfe des ***Modus Einstellng*** `Einfach`:

- ***Z1 L-L Status*** und ***Z1 L-E Status*** auf `Freigegeben` setzen.
- ***Z1 L-L Reichw.*** und ***Z1 L-E Reichw.*** auf 80 % setzen

Daraus berechnet der Schutzalgorithmus automatisch die erforderlichen ohmschen Reichweiten.

Alternativ können die Werte mithilfe des ***Modus Einstellng*** `Erweitert` berechnet und wie folgt manuell eingegeben werden:

Erforderliche Reichweite der Zone 1 = 0,8 x 100 x 0,484∠79,4° x 0,12 = 4,64∠79,4° Ω sekundär

Folglich:

- ***Z1 L-L Reichw.*** und ***Z1 L-E Reichw.*** = 4,64 Ω einstellen
- ***Z1 L-L Winkel*** und ***Z1 L-E Winkel*** = 80° einstellen

7.9.11.4 PHASEN- UND ERDREICHWEITENEINSTELLUNGEN FÜR ZONE 2

Für den Schutz in Green Valley:

Im Modus `Erweitert`:

Erforderliche Impedanz der Zone 2 = Leitungsimpedanz von Green Valley nach Blue River + 50 % Leitungsimpedanz von Blue River nach Rocky Bay

= (100+30) x 0,484∠79,4° x 0,12

= 7,56 ∠79,4° Ω sekundär

Folglich:

- ***Z2 L-L Reichw.*** und ***Z2 ErdeReichweit*** = 7,56 Ω einstellen
- ***Z2 L-L Winkel*** und ***Z2 Erde Winkel*** = 80° einstellen

Alternativ kann diese Reichweite im Einstellmodus `Einfach` als Prozentsatz der geschützten Leitung eingestellt werden. Typischerweise werden mindestens 120 % der Leitung zwischen Green Valley und Blue River verwendet.

7.9.11.5 PHASEN- UND ERDREICHWEITENEINSTELLUNGEN FÜR ZONE 3

Für den Schutz in Green Valley:

Im Modus `Erweitert`:

Erforderliche Impedanz der Zone 3 = 1,2 (Leitungsimpedanz von Green Valley nach Blue River) + Leitungsimpedanz von Blue River nach Rocky Bay

= 1,2*(100+60) x 0,484∠79,4° x 0,12

= 11,15 ∠79,4° Ω sekundär

Folglich:

- ***Z3 L-L Reichw.*** und ***Z2 ErdeReichweit*** = 11,15 Ω einstellen
- ***Z2 L-L Winkel*** und ***Z2 Erde Winkel*** = 80° einstellen

Alternativ kann diese Reichweite im Einstellmodus `Einfach` als Prozentsatz der geschützten Leitung eingestellt werden.

7.9.11.6 EINSTELLUNGEN DER RÜCKWÄRTSREICHWEITE DER ZONE 3

Für den Schutz in Green Valley:

Da es keine speziellen Anforderungen gibt, weil die geschützte Leitung mehr als 30 km lang ist, kann Zone 3 eine kleine Rückwärtsreichweite gegeben werden – sagen wir 10 %.

Mithilfe des Modus `Erweitert` in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* Folgendes einstellen:

- ***Z3r L-L Reichw.*** und ***Z3r L-E Reichw.*** = 0,1*5,81 = 0,58 Ω

7.9.11.7 EINSTELLUNGEN DER RÜCKWÄRTSREICHWEITE DER ZONE 4

Für den Schutz in Green Valley:

Wenn Zone 4 verwendet wird, um Rückwärtsrichtungsentscheidungen für Blockierschaltungen oder Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe bereitzustellen, muss sich die Reichweite der Zone 4 weiter hinter den lokalen Schutz als Zone 2 des Fernschutzes erstrecken. Dies kann erreicht werden, indem Zone 4 ≥ 1,2 x Reichweite der Fernzone 2 eingestellt wird, wobei Mho-Kenngrößen verwendet werden.

Reichweite der Fernzone 2 = Leitungsimpedanz von Green Valley nach Blue River + 50 % Leitungsimpedanz von Green Valley nach Tiger Bay

$= (100 + 40) \times 0{,}484\angle 79{,}4° \times 0{,}12$

$= 8{,}13\ \angle 79{,}4°\ \Omega$ sekundär

Reichweite Zone 4 $\geq (8{,}13\angle 79{,}4° \times 120\ \%) - 5{,}81\angle 79{,}4°$

$= 3{,}95\ \angle 79{,}4°\ \Omega$ sekundär

Dies ist die Mindestreichweiteneinstellung der Zone 4, daher:

- ***Z4 L-L Reichw.*** und ***Z4 L-E Reichw.*** = 3,96 Ω einstellen
- ***Z4 L-L Winkel*** und ***Z4 L-E Winkel*** = 80° einstellen

7.9.11.8 LASTVERMEIDUNG

Der maximale Volllaststrom der Leitung kann anhand folgender Berechnung bestimmt werden:

I_{FLC} = [(Nennspannung MVAFLC) / (√3 x Leitung kV)]

Die Einstellungen müssen Überlast erlauben, normalerweise eine maximalen Strom von 120 % I_{FLC}, vorwiegend an Netzübertragungsleitungen. Auch kann bei einer Doppelschaltungsleitung für kurze Zeit das Zweifache dieses Stroms in der störungsfreien Leitung fließen, während die AWE-Pausenzeit zur Beseitigung von Fehlern am benachbarten Stromkreis läuft. Daher kann die Stromkreislast 2,4 x I_{FLC} betragen.

Bei solch einem starken Lastfluss kann die Nennspannung abfallen, bei Phasenspannungen normalerweise bis auf 90 % der Nennspannung Un.

Da eine Toleranz in den Messkreiseingängen (Leitungsstromwandlerfehler, SpW-Fehler, Schutzgenauigkeit und Sicherheitsspielraum) zugelassen wird, resultiert dies in einer Lastimpedanz, die dreimal höher als erwartet sein kann.

Um die Last zu vermeiden, ist die Ausblendungsimpedanz wie folgt einzustellen:

Z ≤ (bemessene Phase-Erde-Spannung Un) / (I_{FLC} x 3)

$= (115/\sqrt{3}) / (I_{FLC} \times 3)$

Die Spannungsschwelle der Ausblendung U< auf die empfohlenen 70 % von Un = 66,4 x 0,7 = 45 V setzen.

7.9.11.9 EINSTELLUNGEN DER POLYGONALEN WIDERSTANDSREICHWEITE

Bei Anwendung von polygonalen Kennlinien sowie von Impedanzreichweiten müssen auch die Widerstandsreichweiten berücksichtigt werden. Die Widerstandsreichweiten der Phasenfehlerelemente müssen so eingestellt werden, dass sie den maximalen erwarteten Widerstand bei Fehlern zwischen Phasen abdecken. Die Widerstandsreichweiten der Erdfehlerelemente sollten entsprechend dem Lichtbogenwiderstand und dem Mastfußwiderstand eingestellt sein.

Phasenfehlerelemente

Idealerweise sollte die Widerstandsreichweite größer als der maximale Störlichtbogenwiderstand für einen Phase-Phase-Fehler (Ra) eingestellt sein und auf der Grundlage des minimalen erwarteten Phase-Phase-Fehlerstroms

und der maximalen Phasenleitertrennung berechnet werden, wobei die von (van) Warrington entwickelte Formel zu verwenden ist:

$$Ra = (28710 \times L)/If \times 1{,}4$$

Wobei:

- If = minimaler erwarteter Phase-Phase-Fehlerstrom (A)
- L = maximale Phasenleitertrennung (m)

In der folgenden Tabelle sind typische Zahlen für Ra für verschiedene Werte der minimalen erwarteten Phasenfehlerströme angegeben:

Leiterabstand (m)	Typische Netzspannung (kV)	RA FÜR IF = 1 kA	RA FÜR IF = 2 kA	Ra für If = 3 kA
4	110 - 132	7,2 Ω (primär)	2,8 Ω (primär)	1,6 Ω (primär)
8	220 - 275	14,5 Ω (primär)	5,5 Ω (primär)	3,1 Ω (primär)
11	380 - 400	19,9 Ω (primär)	7,6 Ω (primär)	4,3 Ω (primär)

Hinweis:
Bei Stromkreisen mit Einspeisung von mehreren Anschlüssen erscheint der Fehlerwiderstand größer. Das ist darauf zurückzuführen, dass der Schutz nicht den Stromanteil von einem Fernanschluss messen kann. Der scheinbare Fehlerwiderstand kann zwei bis acht Mal höher als der berechnete Widerstand sein. Aus diesem Grunde empfehlen wir, die Zone der Widerstandsreichweiten auf das Vierfache des berechneten Lichtbogenwiderstands einzustellen.

In diesem Beispiel beträgt der minimale Phasenfehler 1000 MVA. Dies entspricht einer effektiven Kurzschlussfehler-Einspeisungsimpedanz von:

$$Z = kV^2/MVA = 230^2/1000 = 53\ \Omega \text{ (primär)}$$

Der niedrigste Phasenfehlerstrom entspricht:

$$\text{I-Fehler} = (MVA \times 1000)/(\sqrt{3} \times kV)$$

$$= (1000 \times 1000)/(\sqrt{3} \times 230)$$

$$= 2{,}5\ kA$$

Entsprechend der (van) Warrington-Formel ergibt sich ein Lichtbogenwiderstand von:

$$Ra = 4\ \Omega$$

Es können iterative Berechnungen durchgeführt werden, um den erwarteten Fehlerstrom genauer zu bestimmen (der kleiner wird, wenn die genauer bestimmten Werte von Ra in die Berechnung einbezogen werden). Da Ra aber im Vergleich zum anfangs berechneten Wert von Z relativ klein ausfällt, ist dieser Wert akzeptabel.

Zur Kompensierung der Ferneinspeisung kann ein kleiner zusätzlicher Faktor hinzugefügt werden, um zu berücksichtigen, dass der erwartete Fehlerstrom kleiner als der in der Berechnung verwendete Fehlerstrom ist. Anstatt also die Zone der Widerstandsreichweiten auf das Vierfache des berechneten Lichtbogenwiderstands einzustellen, könnte der Faktor 5 verwendet werden.

Aus der Verwendung des Faktors 5 resultiert eine Mindesteinstellung von:

$$\text{Phasenwiderstandsreichweite} = 5 \times Ra = 20\ \Omega \text{ (Primärwert)}$$

Die Phasenwiderstandsreichweite kann höher als dieser Wert eingestellt werden, z. B. anhand der Faustregel (2,3 – 0,0045 x Leitungslänge [km]) x Reichweite von Zone 1, wodurch er normalerweise höher als 20 Ω, aber niedriger als die Einstellung „Load Avoidance“ eingestellt werden würde.

Erdfehlerelemente

Der Fehlerwiderstand würde aus dem Lichtbogenwiderstand und dem Mastfußwiderstand bestehen. Eine typische Einstellung der Widerstandsreichweite wäre 40 Ω (primär).

Bei hochohmigen Erdfehlern könnte eine Situation auftreten, in der keine Distanzelemente ansprechen. In solchen Fällen sollte ergänzender Erdfehlerschutz (z. B. Schutz mit unterstütztem DEF) angewendet werden. Bei Verwendung von ergänzendem Erdfehlerschutz ist es nicht nötig, große Widerstandsreichweiten für Erdfehlerdistanzschutz zu verwenden, damit die Erdfehler-Widerstandsreichweite im Hinblick auf praktischer Anwendbarkeit eingestellt werden kann. Bei Nichtvorhandensein einer speziellen Anleitung wird folgende Einstellung für Zone 1 empfohlen:

- Kabel: Widerstandsreichweite = 3 x Reichweite von Zone 1
- Freileitungen: Wählen Sie eine Widerstandsreichweite im Bereich von [2,3 – 0,0045] x Leitungslänge (km) x Reichweite von Zone 1
- Leitungen mit einer Länge von mehr als 400 km: Wählen Sie eine Widerstandsreichweite = 0,5 x Reichweite von Zone 1

7.9.12 ANWENDUNGEN MIT HAUPTSPEISELEITUNG

Distanzschutz kann verwendet werden, um Leitungen mit drei Enden (Abzweigleitungen) zu schützen. Das Zusammenschalten von drei Anschlüssen beeinflusst jedoch die von den Distanzelementen erkannten Scheinimpedanzen und führt zu bestimmten Problemen.

Betrachten Sie beispielsweise die folgende Abbildung, die eine Hauptspeiseleitung mit den Anschlüssen A, B und C und einen Fehler in der Nähe von Anschluss B zeigt:

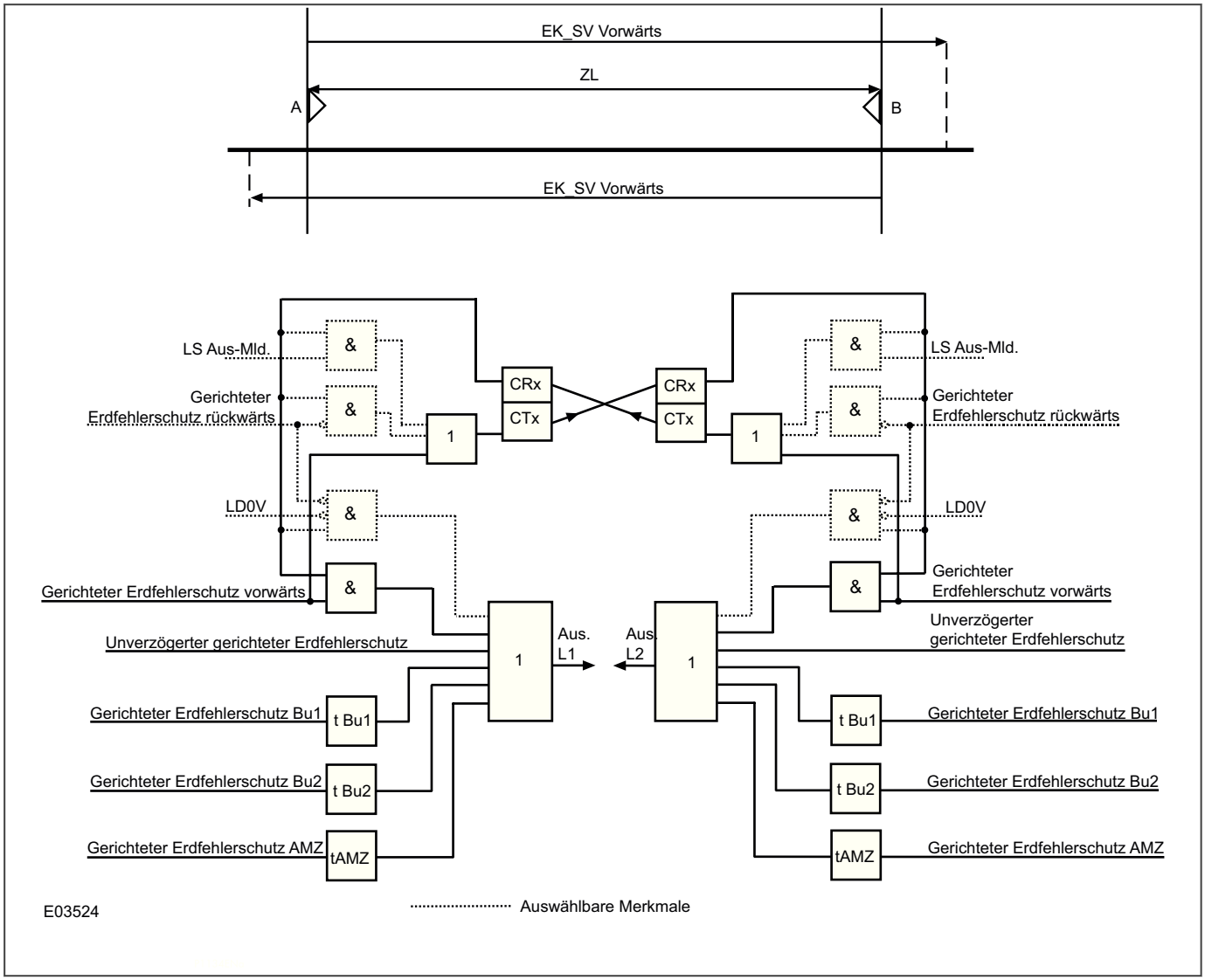


Abbildung 98: Scheinimpedanzen, die vom Distanzschutz an einer Hauptspeiseleitung erkannt werden

Die von den Distanzelementen an Anschluss A erkannte Impedanz ergibt sich aus:

$$Za = Zat + Zbt + [Zbt.(Ic/Ia)]$$

Bei Fehlern jenseits des T-Punkts und Einspeisung von den Anschlüssen A und C haben die Distanzelemente an A (und C) Unterreichweite. Wenn Anschluss C eine relativ starke Quelle ist, kann der Unterreichweiteneffekt an A bedeutend sein. Wenn Zone 2 auf einen typischen Wert von 120 % der Leitung AB eingestellt wird, kann das Element bei internen Fehlern eventuell nicht ansprechen. Zur Kompensation muss das Element der Zone 2 mit einem Faktor, der den Effekt der Einspeisung vom T-Punkt berücksichtigt, auf eine größere Überreichweite eingestellt werden.

Wenn also Einspeisung an einem Abzweigstromkreis vorhanden ist, sind alle Elemente der Zone 2 so einzustellen, dass sie auf beide ihrer Fernanschlüsse übergreifen, mit einem Faktor, der den Effekt der Einspeisung vom T-Punkt berücksichtigt.

Ebenso wie die Überreichweite von Elementen der Zone 2 muss auch die Unterreichweite von Elementen der Zone 1 sichergestellt werden. Elemente der Zone 1 an jedem Anschluss müssen bezogen auf die wahre Impedanz bis zum nächsten Anschluss auf Unterreichweite eingestellt werden (Begrenzung = keine Einspeisung am T-Punkt – daher kein Überreichweitenanteil).

Es ist möglich, die Reichweitenanforderungen mithilfe des alternativen Parametersatzes zu ändern, um die erwartete Einspeisung anzupassen. Die Anpassung der Parametersätze an die verschiedenen Bedingungen sowie das Wechseln zwischen Parametersätzen macht es möglich, die veränderlichen Reichweitenanforderungen zu erfüllen.

Für den Schutz von Hauptspeiseleitungen können auch trägergestützte Schaltungen in Verbindung mit Distanzelementen verwendet werden. Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe und Selektivschutzschaltungen mit Unterreichweite und Freigabe können verwendet werden, allerdings unterliegen sie einigen Beschränkungen. Blockierschaltungen sind im Allgemeinen am geeignetsten.

Eine vollständige Erläuterung der Anwendungen mit Hauptspeiseleitungen in trägergestützten Schaltungen ist im Kapitel „Trägergestützte Schaltungen“ zu finden.

KAPITEL 8

TRÄGERGESTÜTZTE SCHALTUNGEN

8.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 191
Einführung 192
Logik für unterstützte Distanzschaltungen 193
Schaltungslogik für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz 219
Logik für unterstützte Delta-Schaltungen 234
DE-Fernschutzschaltungen (DEUTSCHLAND VERSIONEN) 245
Anwendungshinweise 247

8.2 EINFÜHRUNG

Die Bereitstellung von Kommunikationskanälen zwischen den Anschlüssen einer geschützten Übertragungs- oder Verteilungsleitung ermöglicht die Anwendung von Geräteschutz.

Schutzgeräte an verschiedenen Anschlüssen können so konfiguriert werden, dass sie miteinander kommunizieren, damit Geräteschutzschaltungen implementiert werden können. Der Austausch von einfachen EIN-/AUS-Befehlssignalen erlaubt eine Realisierung des Geräteschutzes mit Distanzschutzschaltungen (unterstützte Distanzschaltungen), Schaltungen für gerichteten Erdfehlerschutz (unterstützter gerichteter Erdfehlerschutz) und, sofern anwendbar, Delta-Richtungsvergleichsschutzschaltungen (unterstützte Delta-Schaltungen). Schaltungen, bei denen ein Kommunikationskanal verwendet wird, um Befehlssignale zwischen Leitungsenden zu senden, sind als trägergestützte Schaltungen bekannt.

Die Begriffe „Simplex“ und „Duplex“ werden verwendet, um den Typ des verwendeten Kommunikationskanals zu beschreiben. Simplexkommunikation, zuweilen auch Halbduplexkommunikation genannt, erfordert nur einen einzigen Kommunikationskanal zwischen den Leitungsenden. Signale können in beide Richtungen gesendet werden, aber nicht gleichzeitig. Duplexkommunikation erfordert zwei Kommunikationskanäle zwischen den Leitungsenden (einen in jede Richtung). Duplexkommunikation erlaubt das gleichzeitige Senden und Empfangen von Signalen.

8.3 LOGIK FÜR UNTERSTÜTZTE DISTANZSCHALTUNGEN

Wenn trägergestützte Schaltungen in Verbindung mit Distanzschutz verwendet werden, können Sie auswählen, ob die Schaltungen nur in Verbindung mit Phasendistanzelementen, nur in Verbindung mit Erdfehler-/ Erddistanzelementen oder sowohl für Phasen- als auch Erdfehlerelemente verwendet werden.

8.3.1 IMPLEMENTIERUNG TRÄGERGESTÜTZTER SCHALTUNGEN

Bei Schutzanwendungen mit unterstützter Distanzschaltung werden Auslöseschaltungen verwendet, um ähnliche Geräte an verschiedenen Anschlüssen an der geschützten Leitung zu verbinden, damit Fehler an der Leitung schnell beseitigt werden können.

Bei Distanzschutzanwendungen werden die Distanzschutzelemente der Zone 1 normalerweise so eingestellt, dass nur 80 % einer Leitung vom Geräteort aus abgedeckt werden. Fehler an den anderen 20 % der Leitung werden im Allgemeinen von einem verzögerten Element der Zone 2 beseitigt, was Hunderte von Millisekunden nach Einsetzen des Fehlers dauern kann. Es gibt jedoch eine Grenze für den Lichtbogenwiderstand und den Erdwiderstand von Masten, der angemessen von den Distanzschutzgeräten abgedeckt werden kann, da die Abdeckung durch die Widerstandsreichweite der Geräte begrenzt ist. Wenn extrem hohe Werte des Erdschlusswiderstands erwartet werden, kann eine optionale Richtungsvergleichs-Erdfehlerschaltung (unterstützter gerichteter Erdfehlerschutz) verwendet werden, um die Distanzschaltungen zu ergänzen.

Unterstützte Distanzschaltungen sorgen für die schnelle Beseitigung von Fehlern im gesamten Stromkreis mithilfe von Befehlssignalen.

Für die Kommunikation zwischen lokalen und entfernten Anschlüssen kann InterMiCOM 64 (IM64) verwendet werden.

8.3.1.1 TRÄGERGESTÜTZTE SCHALTUNGSARTEN

Dieses Gerät hat zwei unabhängige trägergestützte Schaltungen (die unterstützten Schaltungen 1 und 2) Die zwei Schaltungen sind unabhängig, aber die Ausführung beider Schaltungen ist dieselbe. Jede der beiden trägergestützten Schaltungen bietet folgende Möglichkeiten:

- permissive Unterreichweitenschaltungen (PUR, PUTT)
- permissive Überreichweitenschaltungen (POR, POTT)
- Blockierschaltung (Block 1)
- Blockierschaltung (Block 2)
- Freigabe-POR-Schaltung
- Freigabe-PUR-Schaltungen
- Programm-Modus
- Programmierbare Freigabe

Zusätzliche unterstützte Schaltungen 1 enthalten:

- DE Z1e
- DE Perm. Z1e
- DE Block Z1e

Die Unterreichweitenoptionen können verwendet werden, um trägergestützte Distanzschaltungen zu realisieren. Die anderen Optionen können zusammen mit jeder trägergestützten Anwendung verwendet wird.

Die folgende Darstellung zeigt, wie die Schaltungen zugewiesen werden.

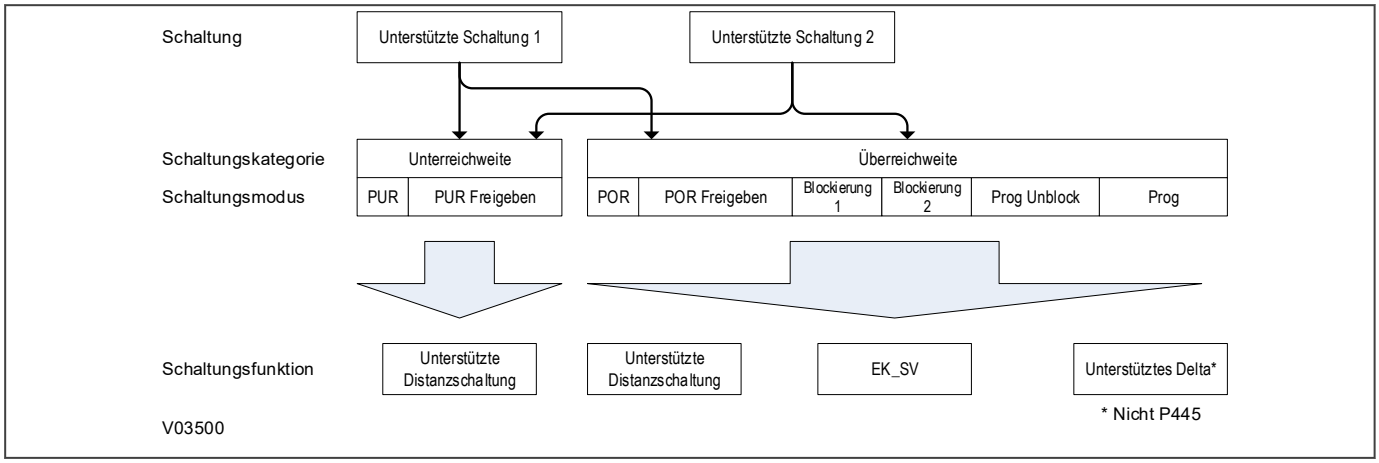


Abbildung 99: Schaltungszuweisung

8.3.1.2 VOREINGESTELLTE TRÄGERGESTÜTZTE SCHALTUNGEN

Dieses Gerät bietet Unterstützung für zwei trägergestützte Schaltungen, die parallel aktiv sein können. Die Schaltungen werden als „Signalvergleich1“ und „Signalvergleich2“ bezeichnet. Die Schaltungen sind so konzipiert, dass sie unabhängig voneinander mittels eines separaten Kommunikationskanals, der eigens für jede der Schaltungen bereitgestellt ist, aktiv werden können. Wenn nötig, können sie jedoch gemeinsam einen einzigen Kommunikationskanal nutzen. Wenn beide Schaltungen verwendet werden und einen Kanal gemeinsam nutzen und eine der Schaltungen die Übertragung eines Befehlssignals einleitet, erhalten beide Schaltungen den Befehl und reagieren entsprechend.

Wenn Sie keinen Signalvergleich verwenden möchten, müssen Sie die relevanten Einstellungen ***SV 1 Selektion*** und ***SV 2 Selektion*** (in der Spalte *SIGNALVERGLEICH*) auf `Ausgeschaltet` setzen. Wenn die Einstellung aktiviert ist (bzw. die Einstellungen aktiviert sind), haben Sie die Möglichkeit, Schaltungen auszuwählen: normale Übertragungsschaltungen, Blockierschaltungen oder spezielle programmierbare Schaltungen.

Sie können die von Ihnen gewünschte Schaltung auswählen und dann entscheiden, ob die Schaltung in Verbindung mit Distanzschutz und/oder gerichtetem Erdfehlerschutz verwendet werden soll.

Folgende Schaltungsoptionen stehen zur Verfügung:

- `Ausgeschaltet`: Kein System verwendet.
- `PUR`: Schaltung für permissive Auslösung der Unterreichweitenübertragung (PUPP, PUR oder PUTT)
- `PUR Freigeben`: Selektivschutzschaltung und Unterreichweite und Freigabe
- `POR`: Schaltung für permissive Auslösung der Überreichweitenübertragung (POP, POR oder POTT)
- `POR Freigeben`: Selektivschutzschaltung und Überreichweite und Freigabe
- `Sperren`: Ein Stromumkehrschutzsignal wird zur Qualifizierung der rückwärts gerichteten Elemente von Zone 4 gesendet.
- `Sperren 2`: Das erhaltene Stromumkehrschutzsignal wird zur Qualifizierung der rückwärts gerichteten Elemente von Zone 4 verwendet.
- `ProgramFreigeben`: Ermöglicht die Festlegung der Elemente, die zur Aktivierung der Signale für die Überreichweitenfreigabe verwendet werden.
- `Programm-Modus`: Ermöglicht die Festlegung der Elemente, die zur Aktivierung der Signale für die Auslösung der Überreichweitenübertragung verwendet werden, indem eine spezifische Sendemaske verwendet wird.

Zusätzliche unterstützte Schaltungen 1 enthalten:

- DE Z1e
- DE Perm. Z1e
- DE Block Z1e

Hinweis:
Die PUR-Schaltungen sind nur für Distanzschutz geeignet. Daher ist die Option für die Zuweisung eines anderen Schutzes nicht verfügbar, wenn eine PUR-Schaltung ausgewählt ist.

Hinweis:
Für die unterstützte Schaltung 1 können PUR, POR und Blockierschaltungen nur mit Ein- oder Dreikanalsignalisierung für Distanzschutz erreicht werden. Unterstützter gerichteter Erdfehlerschutz (Aided DEF) oder unterstütztes Delta (Aided Delta) kann nicht mit Dreikanalsignalisierung ausgeführt werden.

Achtung:
Es ist erforderlich, dass die Zonen 1, 2 und 4 die `PUR`/`POR`- und Sperrverfahren verwendet werden. In diesem Fall sollten die Zonen 1 und 2 vorwärtsgerichtet sein und Zone 4 sollte rückwärtsgerichtet sein. Daher sollten die unterstützten Distanzschaltungen zwangsweise vom Benutzer deaktiviert werden, wenn *Modus Einstellng* auf `Erweitert` gesetzt ist und eine Zonenrichtung gewählt wurde, die den unterstützten Schaltungen abträglich ist.

8.3.2 SELEKTIVSCHUTZSCHALTUNG MIT UNTERREICHWEITE UND FREIGABE

Die einfachste trägergestützte Schaltung für Distanzanwendungen ist die Selektivschutzschaltung mit Unterreichweite und Freigabe, die auch als PUR, PUP und PUTT bezeichnet wird. Wir verwenden normalerweise den Begriff PUR.

Um diese Schaltung zu verwenden, müssen Sie die entsprechende Einstellung (***SV 1 Selektion*** oder ***SV 2 Selektion***) in der Spalte *SIGNALVERGLEICH* auf `PUR` setzen.

Der Kanal für eine PUR-Schaltung wird getastet (d. h., dass das unterstützende Signal aktiviert wird), wenn ein Element mit Unterreichweite der Zone 1 anspricht. Wenn das entfernte Gerät einen Vorwärtsfehler erkennt und dieses Signal empfangen wird, spricht der Fernschutz ohne Verzögerung an. Fehler in den letzten 20 % der geschützten Leitung werden daher mit minimaler Zeitverzögerung beseitigt.

Hinweis:
Dies setzt eine typische Endzone von 20 % voraus, wenn Zone 1 auf 80 % der geschützten Leitung eingestellt ist.

Es folgen einige der Hauptfunktionen und Erfordernisse für eine Selektivschutzschaltung mit Unterreichweite und Freigabe.

- Nur ein Simplexkanal ist erforderlich.
- Die Schaltungssicherheit ist hoch, weil der Signalkanal nur bei Fehlern in der geschützten Leitung getastet wird.
- Wenn der Leistungsschalter am entfernten Anschluss offen ist, werden Fehler in den entfernten 20 % der Leitung mithilfe der Zeitverzögerung von Zone 2 des lokalen Schutzes beseitigt.
- Bei schwacher oder keiner Einspeisung vom entfernten Anschluss (Strom unter Schutzempfindlichkeit) werden Fehler in den entfernten 20 % der Leitung mithilfe der Zeitverzögerung von Zone 2 des lokalen Schutzes beseitigt.
- Wenn der Signalkanal ausfällt, bleibt die grundlegende Distanzschaltungsauslösung verfügbar.

Die PUR-Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: Signalaktivierung, wenn das Element von Zone 1 anspricht
- Selektivauslösungslogik: Auslösung, wenn das Element von Zone 2 anspricht UND das Signal „Trägergestützt“ empfangen wird

Die nachstehende Abbildung zeigt die vereinfachte Schaltungslogik:

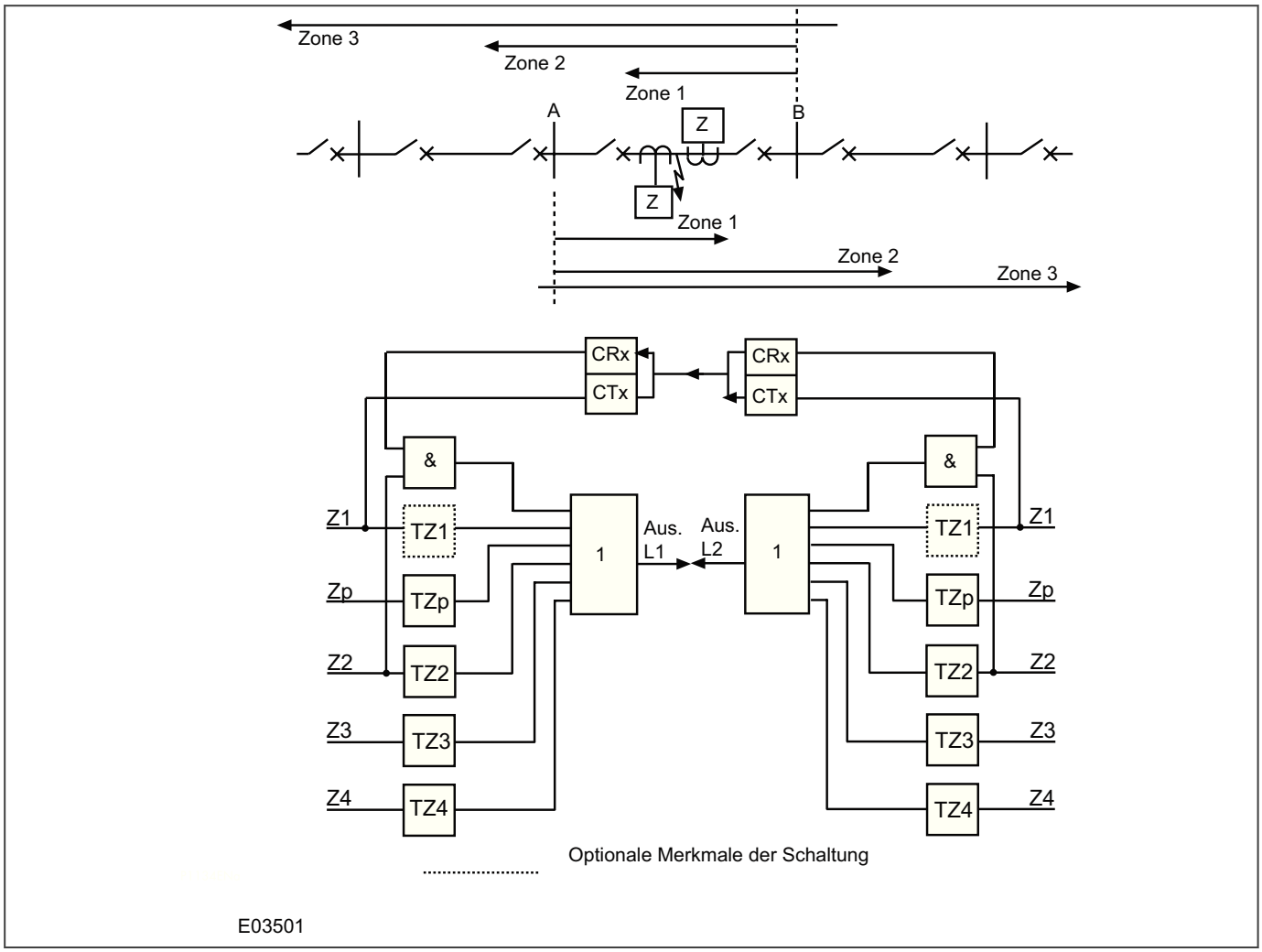


Abbildung 100: Unterstützte PUR-Distanzschaltung

8.3.3 SELEKTIVSCHUTZSCHALTUNG MIT ÜBERREICHWEITE UND FREIGABE

Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe werden auch als POR, POP oder POTT bezeichnet. Wir verwenden normalerweise den Begriff POR.

In einer Selektivschutzschaltung mit Überreichweite und Freigabe wird der Kanal getastet (d. h., das unterstützende Signal wird aktiviert), wenn ein Element mit Überreichweite der Zone 2 anspricht.

Um diese Schaltung zu verwenden, müssen Sie die entsprechende Einstellung (***SV 1 Selektion*** oder ***SV 2 Selektion***) in der Spalte *SIGNALVERGLEICH* auf `POR` setzen.

Wenn ein Fernschutzelement einen Vorwärtsfehler erkennt und ein POR-Signal empfängt, spricht der Schutz ohne Verzögerung an. Fehler in den letzten 20 % der geschützten Leitung werden daher mit minimaler Zeitverzögerung beseitigt.

Hinweis:
Dies setzt eine typische Endzone von 20 % voraus, wenn Zone 1 auf 80 % der geschützten Leitung eingestellt ist.

Es folgen einige der Hauptfunktionen und Erfordernisse für eine POR-Schaltung:

- Die Schaltung erfordert einen Duplex-Signalkanal, damit mögliche Fehlfunktionen verhindert werden, wenn ein Träger aufgrund eines externen Fehlers getastet wird. Da der Signalkanal bei Fehlern, die außerhalb der geschützten Zone liegen, getastet werden kann, ist es wichtig, dass die Signale nur vom bestimmungsgemäßen Empfänger empfangen werden und nur der bestimmungsgemäße Empfänger entsprechend reagiert. Ein Simplexkanal kann dies nicht gewährleisten.
- Für den Schutz von kurzen Übertragungsleitungen kann eine POR-Schaltung unter Umständen vorteilhafter als eine PUR-Schaltung sein. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Widerstandsreichweite der Elemente von Zone 2 (im Falle von Mho-Elementen) größer als die der Elemente von Zone 1 sein kann.
- Die Stromumkehrüberwachungslogik verhindert Fehlfunktionen von störungsfreien Leitungsschutzeinrichtungen bei schnellen Stromumkehrungen, die in Zweikreisleitungsanwendungen auftreten können, was durch sequentielles Öffnen von Leistungsschaltern verursacht werden kann.
- Wenn der Signalkanal ausfällt, bleibt die grundlegende Distanzschaltungsauslösung verfügbar.

Die POR-Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: Signalaktivierung, wenn das Element von Zone 2 anspricht.
- Selektivauslösungslogik: Auslösung, wenn das Element von Zone 2 anspricht UND das Signal „Kanalgestützt“ empfangen wird.

Die POR-Schaltung verwendet zudem die rückwärts gerichtete Zone 4 als Rückwärtsfehlerdetektor. Dies wird in der Stromumkehrlogik und in der Echofunktion für schwache Einspeisung verwendet und ist in der nachstehenden Abbildung als gepunktete Linie dargestellt:

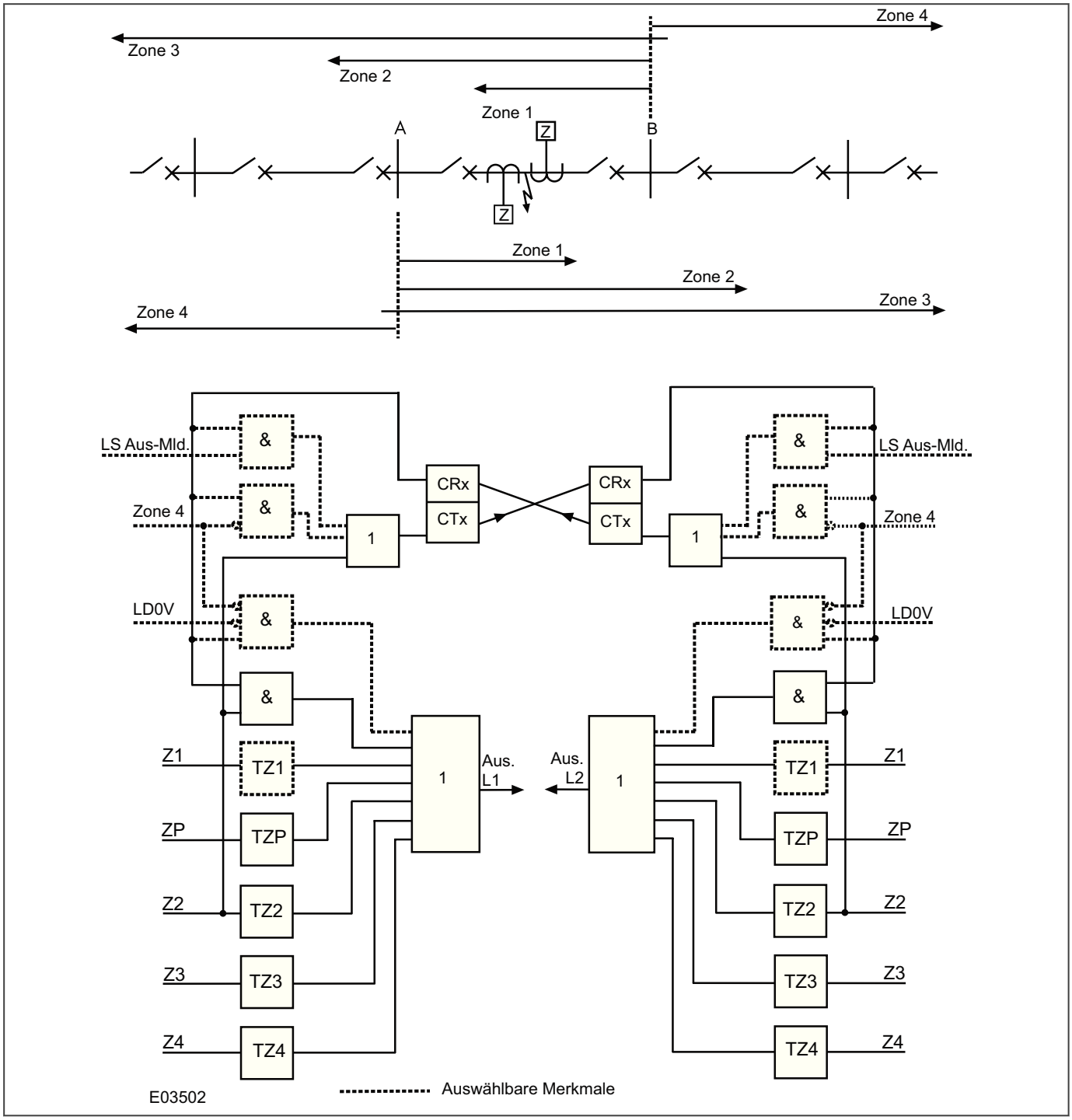


Abbildung 101: Unterstützte POR-Distanzschaltung

Die Effizienz der POR-Schaltung wird durch POR-Funktionen für Auslösungsverstärkung und schwache Einspeisung verbessert.

8.3.3.1 AUSLÖSUNGSVERSTÄRKUNG FÜR SELEKTIVSCHUTZ MIT ÜBERREICHWEITE

Die Sendelogik in der POR-Schaltung ist so aufgebaut, dass der lokale Schutz bei jedem Auslösebefehl am lokalen Ende ein „Kanalgestützt“-Signal an das entfernte Ende (bzw. die entfernten Enden) sendet. Dadurch ist es leichter, den Fehler an jedem Anschluss so schnell wie möglich zu isolieren. Das Sendesignal wird durch den Befehl ***General Auslös.*** generiert und wird über einen gerade verwendeten Kanal gesendet.

Diese Funktion wird als Verstärkung der Selektivauslösung bezeichnet. Sie soll sicherstellen, dass an allen geschützten Anschlüssen synchron ausgelöst wird.

8.3.3.2 FUNKTIONEN DES SELEKTIVSCHUTZES MIT ÜBERREICHWEITE BEI SCHWACHER EINSPEISUNG

Bei POR-Schaltungen kann spezielle Logik für schwache Einspeisung (WI) verwendet werden. Die Einstellung ***Schw.Einspsg(WI)*** ist in der Spalte *DIST. LOGIK* zu finden. ***Schw.Einspsg(WI)*** kann auf `Echo`, `Auslös. & Echo` oder `Ausgeschaltet` gesetzt werden.

Echo bei schwacher Einspeisung

Bei einer POR-Schaltung wird ein Signal normalerweise nur dann gesendet, wenn das entsprechende Signal, das dem Ansprechen der Sendezone zugeordnet ist, einen Fehler erkennt. In bestimmten Situationen jedoch kann die Fehlerstromeinspeisung an einem Leitungsende so schwach sein, dass sie nicht ausreicht, um eine der Distanzzonen anzusprechen. In einer anderen Situation, d. h., wenn ein Leistungsschalter an einem der Anschlüsse im offenen Zustand ist, ist die Stromeinspeisung gleich null. Diese Situationen werden als Zustände mit schwacher Einspeisung (WI) bezeichnet. Wenn solche Situationen keine besondere Beachtung finden, können sie zu einer langsamen Fehlerbeseitigung an dem Anschluss führen, welcher den Fehlerstrom einspeist (und Anschluss mit starker Einspeisung genannt wird). Dies würde normalerweise zu einer Auslösung nach Ablauf der Zeitverzögerung von Zone 2 (tZ2) führen. Um ein verzögertes Auslösen von Zone 2 zu vermeiden, kann ein Gerät, das auf schwache Einspeisung reagiert, so eingestellt werden, dass es Signale, die über die kanalgestützte Verbindung empfangen werden, ohne Verzögerung an das auslösende Schutzgerät zurückgibt. Dadurch können Geräte an Punkten mit starker Einspeisung sofort selektiv auslösen.

Die Echosendelogik für schwache Einspeisung funktioniert wie folgt:

- Es wurde kein Ansprechen der Distanzzone erkannt, aber ein „POR-unterstützt“-Signal wurde empfangen.

Echo bei schwacher Einspeisung und Auslösung

Die Echologik für schwache Einspeisung erzeugt eine unterstützte Auslösung an einem Anschluss mit starker Einspeisung, aber keine Auslösung bei schwacher Einspeisung. Wenn ***Schw.Einspsg(WI)*** auf `Auslös. & Echo` gesetzt wird, kann der an einer gestörten Leitung installierte Leistungsschalter bei schwacher Einspeisung auslösen. Drei Unterspannungselemente, ***UL1<***, ***UL2<*** und ***UL3<***, werden verwendet, um den Leitungsfehler am Anschluss mit schwacher Einspeisung zu erkennen. Diese Spannungsprüfung verhindert Auslösen bei gestörtem Betrieb des Kanals oder während der Kanalprüfung.

Die Logik für Echo bei schwacher Einspeisung und Auslösung funktioniert wie folgt:

- Es wurde kein Ansprechen einer Distanzzone erkannt, aber ein POR-Signal wurde empfangen UND eine ***U<***-Bedingung ist vorhanden.

Die Auslösung bei schwacher Einspeisung erfolgt zeitverzögert entsprechend dem Wert, der in der Einstellung ***WI AUS Übtrg.*** in der Spalte *DIST. LOGIK* eingestellt ist. Da phasengetrennte Unterspannungselemente verwendet werden, kann im Bedarfsfall das einphasige Auslösen für Auslösungen bei schwacher Einspeisung aktiviert werden. Wenn einphasiges Auslösen deaktiviert ist, findet bei schwacher Einspeisung dreiphasiges Auslösen statt, nachdem die ***WI AUS Übtrg.***-Zeit abgelaufen ist.

Auslösung bei schwacher Einspeisung kann mit der Einstellung ***Blk WIAus Strmls*** blockiert werden, wenn die Leitung stromlos ist (Alle P. stromlos), nachdem die einstellbare Zeit ***WIAus StrmlsVerz*** abgelaufen ist. Diese Funktion ist gemäß Voreinstellung `Ausgeschaltet`.

LS Aus Echo

Eine verfügbare Funktion ermöglicht, schnelles Auslösen über die gesamte Länge der geschützten Leitung beizubehalten, auch wenn ein Anschluss offen ist. Dabei handelt es sich um die Funktion ***LS Aus Echo***, die nach Ablauf der einstellbaren Zeit ***LS Aus Echo Zeit*** (250 ms gemäß Voreinstellung) ausgelöst wird, nachdem der Optokoppler ***LS Aus*** aktiviert wurde. Diese Zeitverzögerung verhindert ein unnötiges Echo bei offenem Anschluss infolge der Verzögerung im Abfall des Signals, das nach einer Auslösung gesendet wird. Es findet jedoch keine

Zeitverzögerung bei der Echorückgabe des Signals statt, wenn der Leistungsschalter bereits offen ist. Diese Funktion ist gemäß Voreinstellung `Freigegeben`.

8.3.4 ÜBERWACHUNGSVERLUST IN EINER SELEKTIVSCHALTUNG

Diese Schaltung ist speziell für die Kommunikation mittels Trägerfrequenzübertragung auf Hochspannungsleitungen gedacht (TFH).

Wenn die geschützte Leitung störungsfrei ist, wird eine Überwachungsfrequenz zwischen den Leitungsenden gesendet, um zu bestätigen, dass der Kanal in Betrieb ist. Wenn jedoch ein Fehler auftritt und ein Selektivauslösungssignal über die Leitung gesendet werden muss, wird die Trägerfrequenz der Stromleitung auf eine andere Frequenz (Auslösefrequenz) verschoben. Daher sollte die Distanzfunktion entweder die Überwachungsfrequenz oder die Auslösefrequenz empfangen, aber nicht beide zugleich. Bei bestimmten Fehlerarten kann ein Leitungsfehler die TFH-Signale abschwächen, sodass das Freigabesignal verloren geht und nicht am anderen Leitungsende empfangen wird. Um dieses Problem zu bewältigen, öffnet der Schutz, sobald die Überwachung verloren gegangen ist und keine Auslösefrequenz empfangen wird, ein Zeitfenster, in dem sich die Freigabelogik so verhält, als wenn ein Auslösesignal empfangen worden wäre. Zwei optoisolierte binäre Eingänge müssen zugewiesen werden: einer für den Kanalempfang, und der zweite für den Trägerverlust (die umgekehrte Funktion zu „Träger empfangen“).

Die Überwachungsverlustlogik wird in der nachstehenden Tabelle beschrieben:

Systembedingung	Selektivkanal empfangen	Überwachungsverlust	Permissiv Auslösung erlaubt	Warnung generiert
Störungsfreie Leitung	Nein	Nein	Nein	Nein
Interner Leitungsfehler	Ja	Ja	Ja	Nein
Freigabe	Nein	Ja	Ja, in einem Zeitfenster von 150 ms	Ja, bei Ansprechen um 150 ms verzögert
Signalisierung einer Unregelmäßigkeit	Ja	Nein	Nein	Ja, bei Ansprechen um 150 ms verzögert

Das Zeitfenster, in welchem die Freigabelogik aktiviert wird, beginnt 10 ms nach dem Verlust des Überwachungssignals und umfasst 150 ms. Die Verzögerung von 10 ms gibt den Signalisierungsgeräten Zeit für die Frequenzänderung, wie im Normalbetrieb. Für die Dauer von jeglichen Warnbedingungen wird die Erweiterungslogik der Zone 1 aktiviert, wenn die Einstellung ***Z1 Erweitg.verf.*** so eingestellt ist, dass sie bei Kanalfehlern anspricht.

8.3.5 STROMUMKEHRÜBERWACHUNGSLOGIK

Bei Zweikreisleitungen kann sich die Fehlerstromrichtung in einem Stromkreis ändern, wenn Leistungsschalter nacheinander öffnen, um den Fehler am Parallelstromkreis zu beseitigen. Die Änderung der Stromrichtung bewirkt, dass Distanzelemente mit Überreichweite den Fehler in der Richtung erkennen, welche der Richtung entgegengesetzt ist, in welcher der Fehler anfangs erkannt wurde (Einstellungen dieser Elemente überschreiten 150 % der Leitungsimpedanz an jedem Anschluss). Der Wettlauf zwischen Betätigung und Rücksetzung der Distanzelemente mit Überreichweite an jedem Leitungsanschluss kann selektive Überreichweite verursachen und dazu führen, dass Blockierschaltungen bei störungsfreier Leitung auslösen. Eine Systemkonfiguration, die zu Stromumkehrungen führen kann, wird in der nachstehenden Abbildung gezeigt. Bei einem Fehler an Leitung L1 in kurzer Entfernung zu Leistungsschalter B bewirkt das Auslösen des Leistungsschalters B, dass die Richtung des Stromflusses in Leitung L2 umgekehrt wird. Die Stromumkehrüberwachungslogik ist in diesem Gerät integriert, um falsches Auslösen von POR- und Blockierschaltungen bei Stromumkehrungsbedingungen zu verhindern.

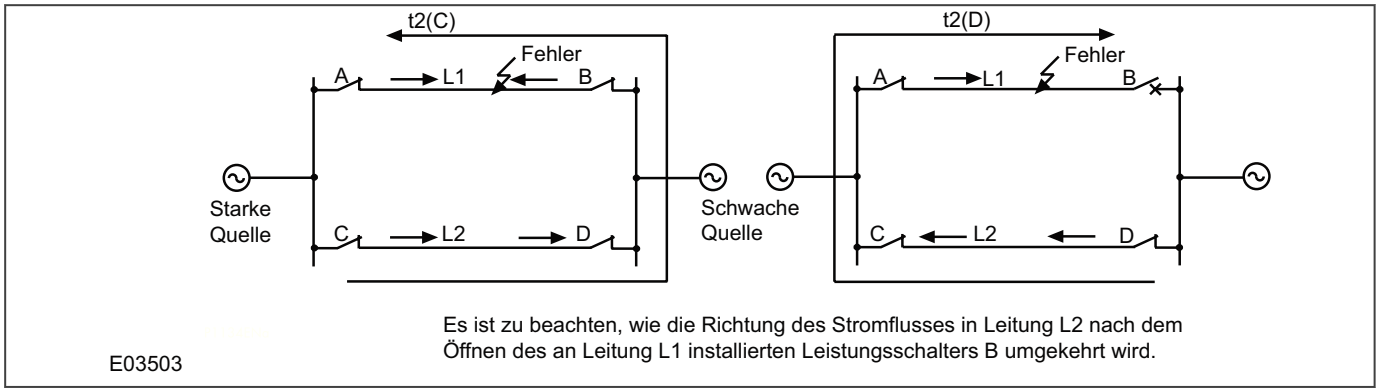


Abbildung 102: Beispiel einer Fehlerstrom-Richtungsumkehr

Die Stromumkehrüberwachung, die in die Schaltungslogik für Selektivschutz mit Überreichweite und Freigabe integriert ist, wird eingeleitet, wenn die Elemente der rückwärts gerichteten Zone 4 bei einer störungsfreien Leitung auslösen.

Sobald die Elemente der rückwärts gerichteten Zone 4 ausgelöst haben, werden die Selektivauslösungslogik und die Signalsendelogik an Schaltstation D blockiert. Die Rücksetzung der Zeitstufe zur Stromumkehrüberwachung wird eingeleitet, sobald die rückwärts gerichtete Zone 4 zurückgesetzt wird. Eine Zeitverzögerung (***tRichtungsumkehr***) ist erforderlich, wenn das Element für Auslösung mit Überreichweite am Ende D anspricht, bevor das Signal, das vom Schutz am Ende C gesendet wird, zurückgesetzt ist. Ansonsten würde dies bewirken, dass das Gerät an D übergreift. Die Selektivauslösung für die Geräte an den Schaltstationen D und C wird erneut aktiviert, sobald die gestörte Leitung isoliert und die Stromumkehrüberwachungszeit abgelaufen ist.

Die Stromumkehrüberwachung, die in die Blockierschaltungslogik integriert ist, wird eingeleitet, sobald ein Blockierelement anspricht, um die kanalgestützte Auslösung zu blockieren. Wenn der Strom umgekehrt wird und die Elemente der rückwärts gerichteten Zone 4 zurückgesetzt werden, wird das Blockiersignal von der ***tRichtungsumkehr***-Zeitstufe aufrechterhalten. Dadurch wird verhindert, dass die Schutzeinrichtungen in der störungsfreien Leitung infolge des sequentiellen Öffnens der Leistungsschalter in der gestörten Leitung übergreifen. Nachdem die gestörte Leitung isoliert wurde, werden die Elemente der rückwärts gerichteten Zone 4 an Schaltstation C und die vorwärts gerichteten Elemente an Schaltstation D zurückgesetzt.

Es sind zwei Varianten der Blockierschaltung verfügbar:

- Blockierung 1 (Anwendung der Umkehrüberwachung auf die Signalsendung)
- Blockierung 2 (Anwendung der Umkehrüberwachung auf den Signalempfang)

8.3.6 UNTERSTÜTZTE DISTANZBLOCKIERSCHALTUNGEN

Zwei vorgegebene Blockierschaltungen stehen zur Verfügung:

- Blockierung 1
- Blockierung 2

Die beiden Schaltungen sind ähnlich. Beide Schaltungen bieten Stromumkehrüberwachungssignal in Verbindung mit Elementen der rückwärts gerichteten Zone 4. In der Schaltung für Blockierung 1 gilt das Stromumkehrüberwachungssignal für das Sendesignal, während das Stromumkehrüberwachungssignal in der Schaltung für Blockierung 2 für das Empfangssignal gilt.

Der Signalkanal wird getastet, wenn Elemente der rückwärts gerichteten Zone 4 ansprechen. Wenn das Element der entfernten Zone 2 anspricht, löst es nach der Auslösungsverzögerung aus, sofern kein Blockiersignal empfangen wird. Es folgen einige der Hauptfunktionen und Erfordernisse für eine Blockierschaltung:

- Blockierschaltungen erfordern nur einen Simplexkommunikationskanal.
- Die rückwärts gerichtete Zone 4 wird verwendet, um ein Blockiersignal an das entfernte Ende zu senden, damit ungewolltes Auslösen verhindert wird.

- Wenn ein Simplexkanal verwendet wird, kann eine Blockierschaltung problemlos auf eine Leitung mit mehreren Anschlüssen angewendet werden, vorausgesetzt, dass bei internen Fehlern keine Ausspeisung stattfindet.
- Das Blockiersignal wird über eine störungsfreie Leitung übermittelt, wodurch Probleme mit Trägersignalausfällen in Hochspannungsleitungen vermieden werden.
- Blockierschaltungen bieten eine ähnliche Widerstandsreichweite für Schaltungen, die Selektivschutz mit Überreichweite und Freigabe bieten.
- Am Leitungsende der starken Quelle findet schnelles Auslösen statt, wenn Fehler im Bereich der geschützten Leitung auftreten, selbst dann, wenn eine schwache oder keine Einspeisung am anderen Ende der geschützten Leitung vorhanden ist.
- Wenn ein Leitungsanschluss offen ist, findet weiterhin schnelles Auslösen statt, wenn Fehler im Bereich der gesamten geschützten Leitung auftreten.
- Wenn der Signalkanal bei einem Fehler kein Blockiersignal sendet, findet schnelles Auslösen statt, wenn Fehler im Bereich der gesamten geschützten Leitung auftreten, aber auch dann, wenn Fehler im nächsten Leitungsabschnitt auftreten.
- Wenn der Signalkanal außer Betrieb genommen wird, arbeitet der Schutz im konventionellen Grundmodus.
- Eine in die Logik integrierte Zeitstufe zur Stromumkehrüberwachung verhindert ungewolltes Auslösen bei störungsfreien Stromkreisen, während Stromumkehrungen in Parallelstromkreisen stattfinden.

Die Blockierschaltungslogik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: Trägeraktivierung, wenn das Element der rückwärts gerichteten Zone 4 anspricht
- Auslöselogik: Auslösung, wenn das Element der Zone 2 anspricht, wenn kein Träger empfangen wurde, jedoch erst nach Ablauf der Verzögerung des „Unterstützt“-Signals.

Die nachstehende Abbildung zeigt die vereinfachte Schaltungslogik.

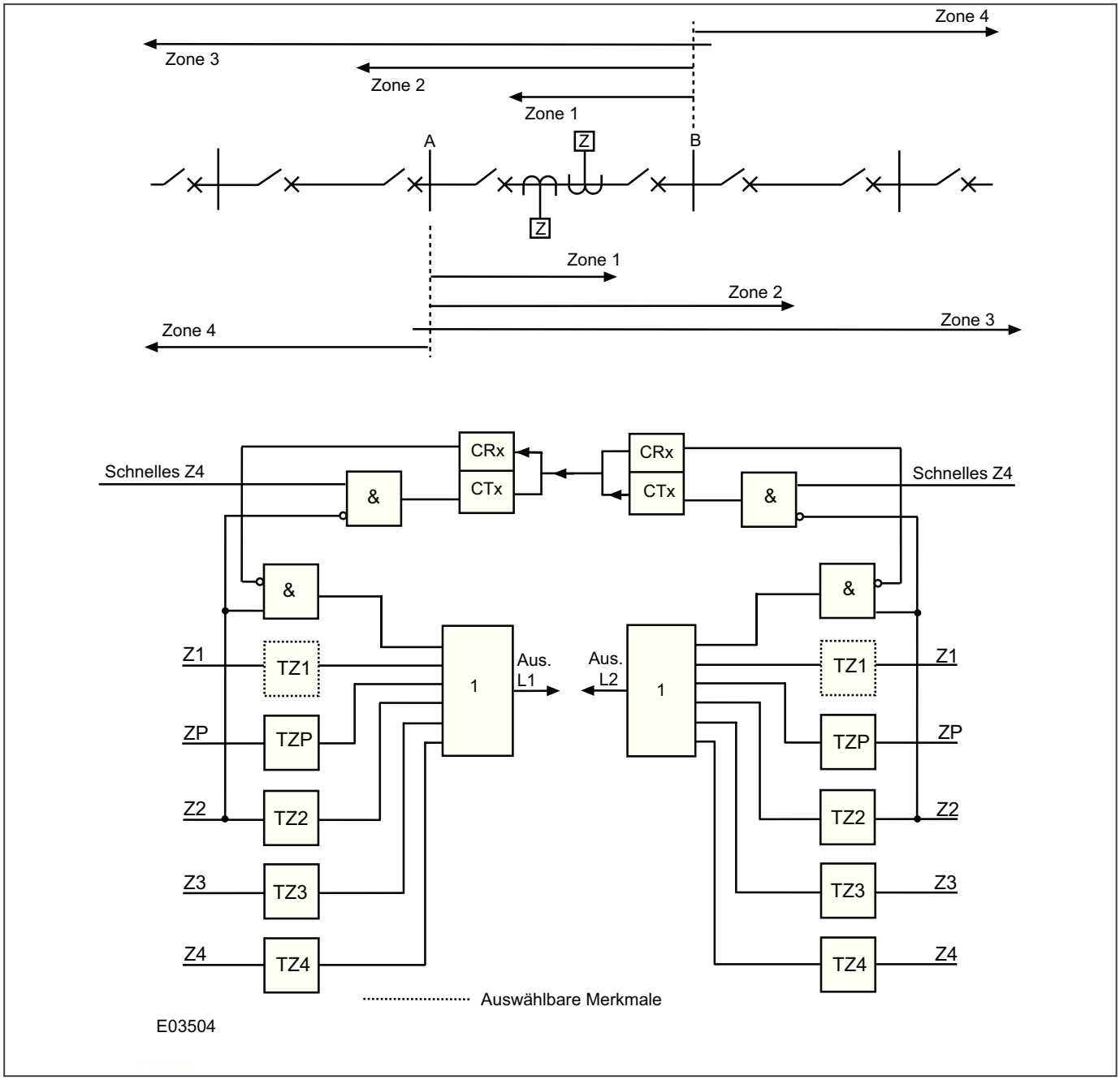


Abbildung 103: Unterstützte Distanzblockierschaltung (BOP)

8.3.7 UNTERSTÜTZTE DISTANZFREIGABESCHALTUNGEN

Die Freigabeschaltungen sind speziell für die Kommunikation mittels Trägerfrequenzübertragung auf Hochspannungsleitungen (TFH) gedacht, wobei verschiedene Frequenzen verwendet werden, um anzuzeigen, dass ein Überwachungssignal (kein Fehlerzustand) oder ein Auslösesignal (Fehlerzustand) an den entfernten Anschluss bzw. die entfernten Anschlüsse übertragen werden muss. Normalerweise muss entweder ein Überwachungssignal oder ein Auslösesignal gesendet und empfangen werden. Bei bestimmten Fehlerzuständen kann das TFH-Signal jedoch stark abgeschwächt werden oder sogar gänzlich verloren gehen. Bei solchen Zuständen erlauben Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe, dass selektives Auslösen für kurze Zeit nach dem Trägerverlust wirksam wird. Dadurch werden Fehler schnell und selektiv beseitigt.

Um diese Schaltung zu verwenden, müssen Sie zwei Eingänge zuweisen. Die binären Eingänge sind in mit den Eingangsfunktionen in der Standard-PSL zugeordnet. Die nachstehende Tabelle zeigt eine Standardzuordnung für die unterstützte Schaltung 1.

DDB-Signal (Opto-Eingang)	DDB-Signal
Eingang L3 (DDB: 34)	***SV1 Empfang*** (DDB: 493)
Eingang L4 (DDB: 35)	***SV1 Empf. Stör.*** (DDB: 492)

Das Signal ***SV1 Empfang*** entspricht dem Signal „Kanalempfang“ für System 1. Das Signal ***SV1 Empf. Stör.*** entspricht dem Signal „Kanal außer Betrieb“ oder „Trägerverlust“ („Trägerverlust“ ist das umgekehrte Signal zu „Träger empfangen“).

Neben der Verwendung der Standardzuordnung ist es möglich, die Signale bei Bedarf anderen Ausgängen zuzuordnen.

Das Zeitfenster, in welchem die Freigabelogik aktiviert wird, beginnt 10 ms nach dem Verlust des Überwachungssignals und umfasst 150 ms. Die Verzögerung von 10 ms gibt den Signalisierungsgeräten Zeit für die Frequenzänderung.

Hinweis:
*Wenn die Einstellung **Z1 Erweitg.verf.** so eingestellt ist, dass sie bei Kanalfehlern aktiv wird, folgt nach der Erkennung eines Kanalfehlers die Aktivierung der Erweiterungslogik von Zone 1.*

Die Schaltung bietet zudem Überwachungsverlustlogik, wie nachstehend beschrieben.

Systembedingung	Selektivkanal empfangen	Überwachungsverlust	Anregeabhängige Auslösung erlaubt	Warnung generiert
Störungsfreie Leitung	Nein	Nein	Nein	Nein
Interner Leitungsfehler	Ja	Ja	Ja	Nein
Freigabe	Nein	Ja	Ja, in einem Zeitfenster von 150 ms	Ja, bei Ansprechen um 150 ms verzögert
Signalisierung einer Unregelmäßigkeit	Ja	Nein	Nein	Ja, bei Ansprechen um 150 ms verzögert

8.3.8 LOGIKSCHALTBILDER FÜR UNTERSTÜTZTE DISTANZSCHALTUNGEN

8.3.8.1 SENDELOGIK FÜR UNTERSTÜTZTE DISTANZ

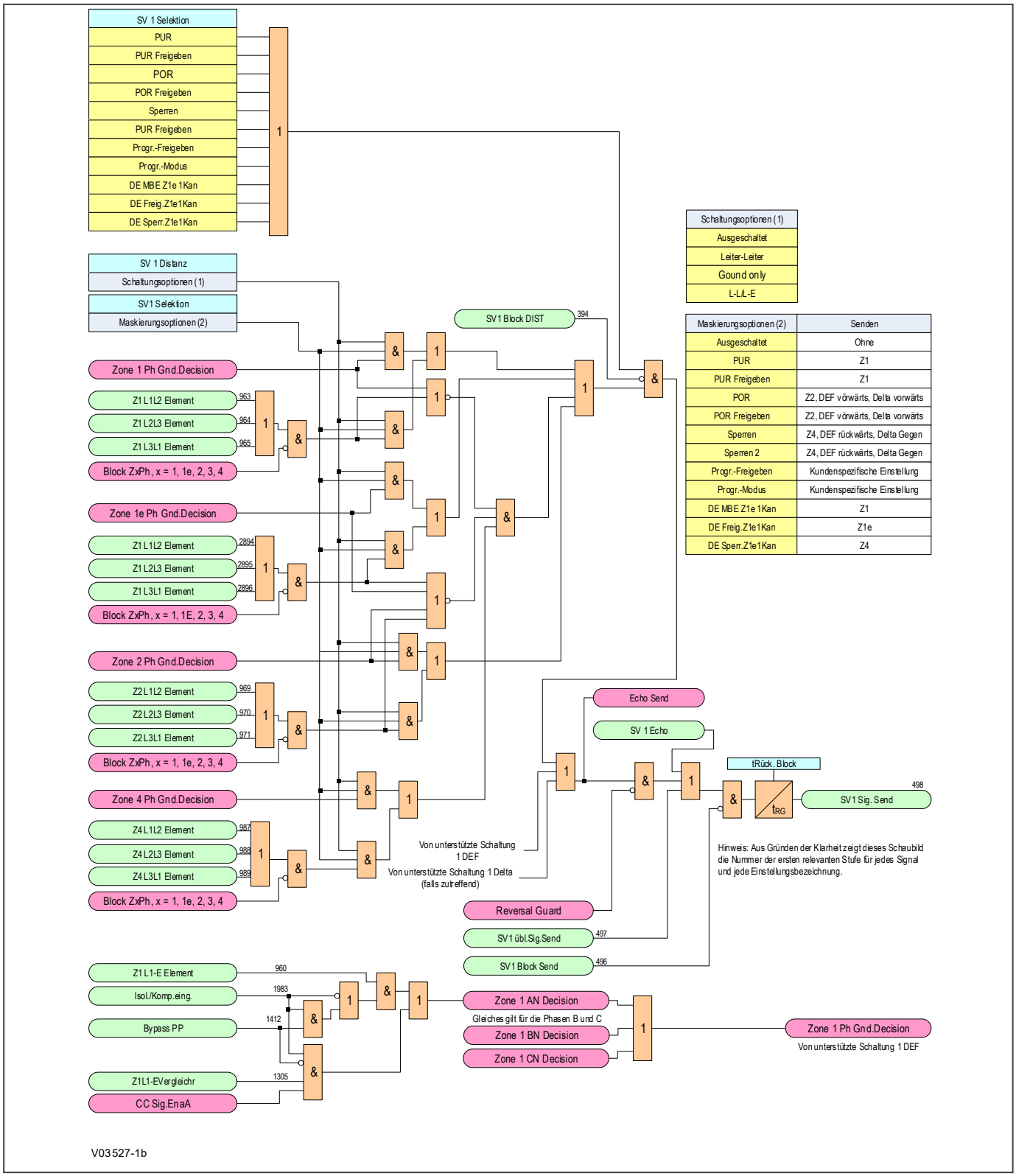


Abbildung 104: Sendelogik für unterstützte Distanz 1Ch

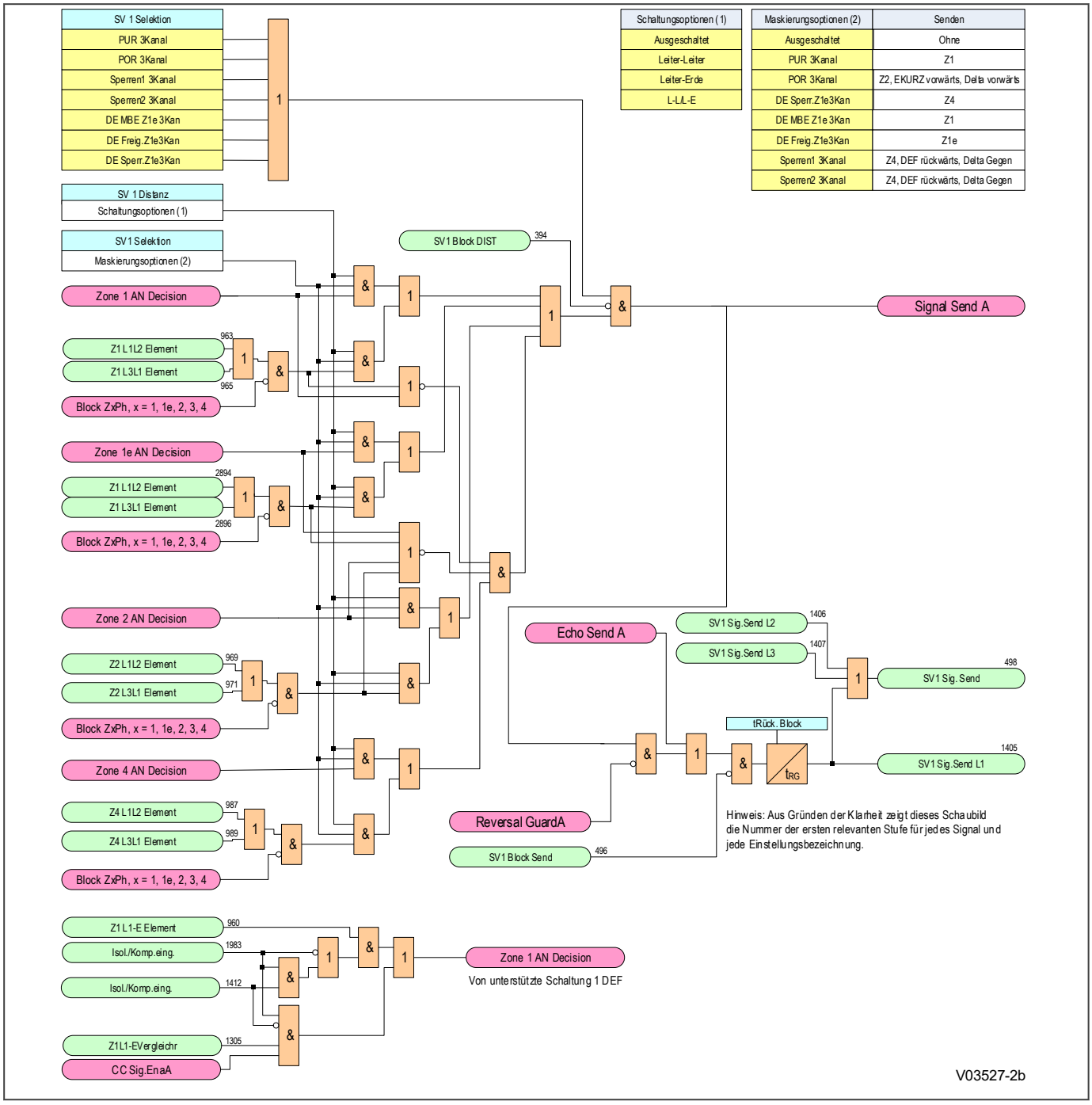


Abbildung 105: Sendelogik für unterstützte Distanz ACh

> *Hinweis:*
> *Die oben gezeigte Logik gilt für Kanal A. Die Kanäle B und C funktionieren nach ähnlichen Prinzipien.*

8.3.8.2 EMPFANGSLOGIK FÜR TRÄGERGESTÜTZTE SCHALTUNGEN

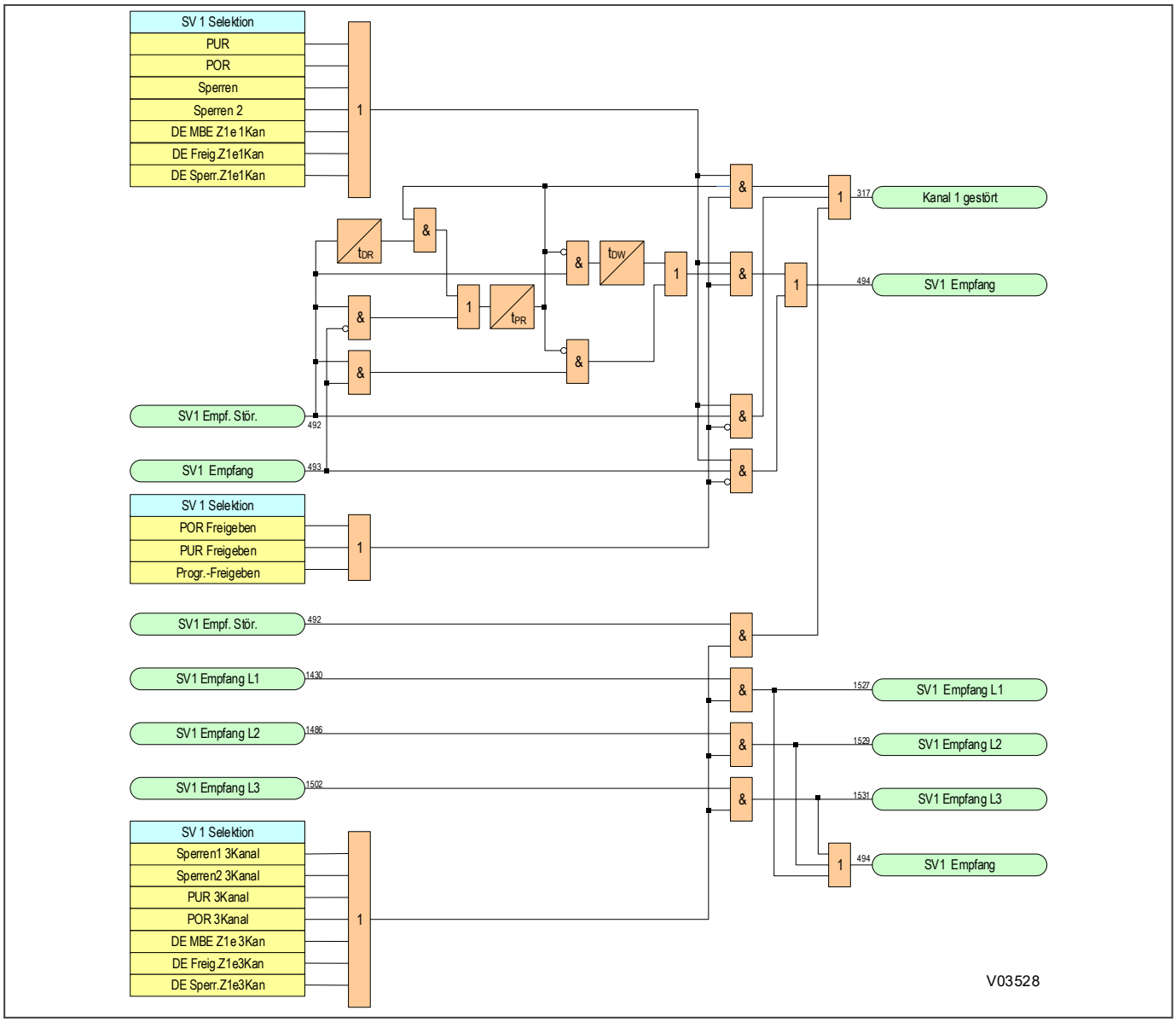


Abbildung 106: Empfangslogik für trägergestützte Schaltungen

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.3.8.3 AUSLÖSELOGIK FÜR UNTERSTÜTZTE DISTANZ

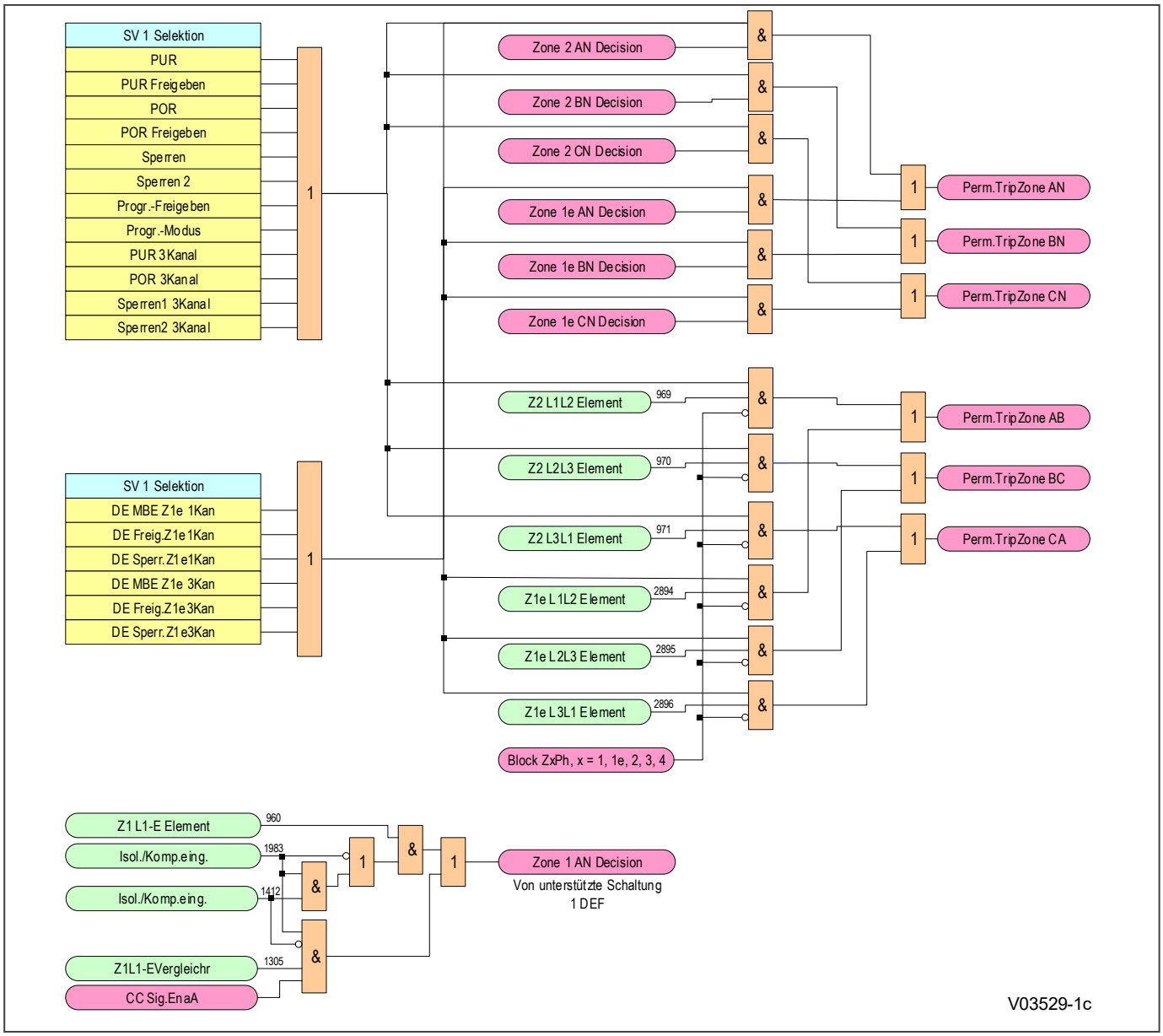


Abbildung 107: Auslöselogik für unterstützte Distanz 1Ch (1 von 2)

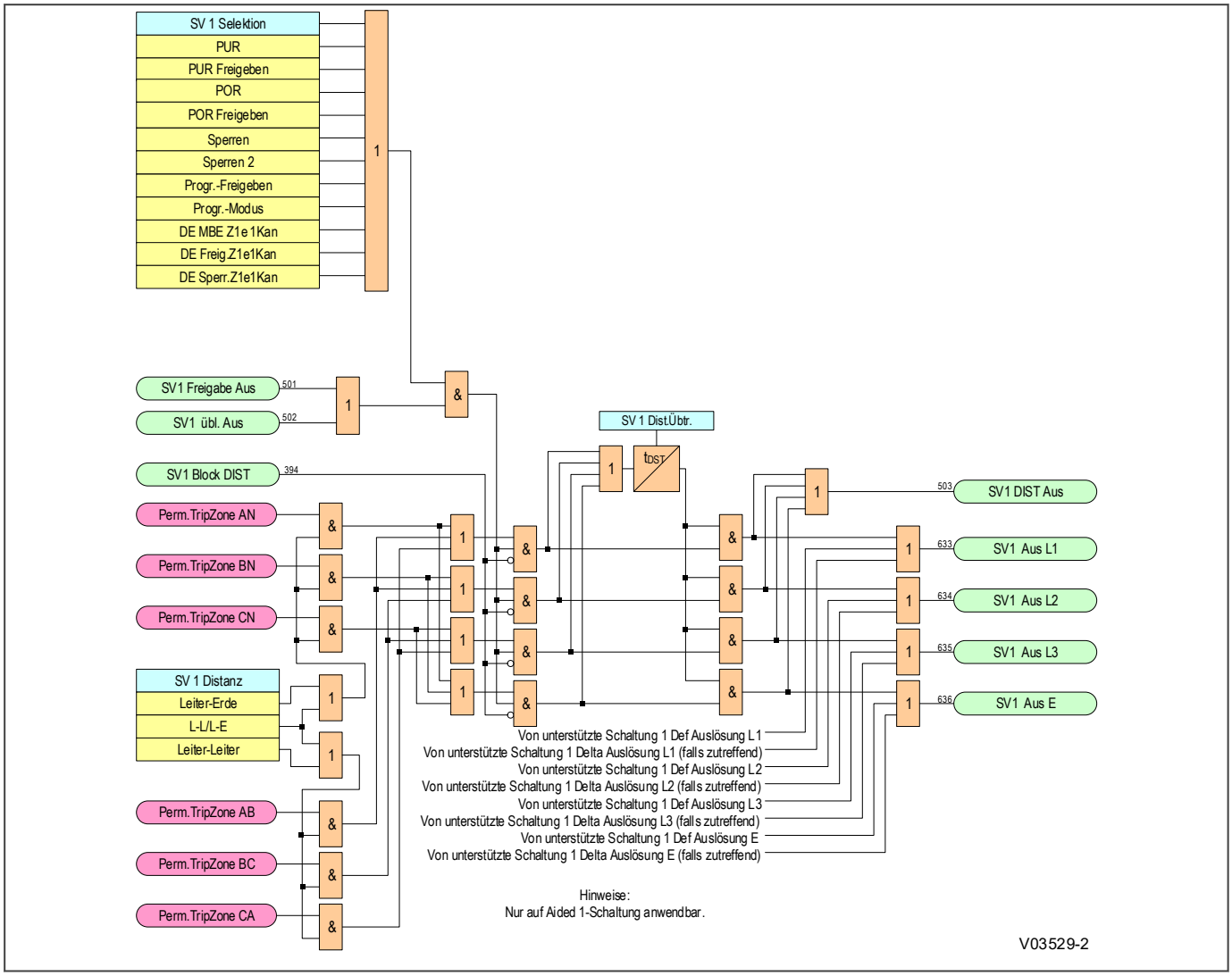


Abbildung 108: Auslöselogik für unterstützte Distanz 1Ch (2 von 2)

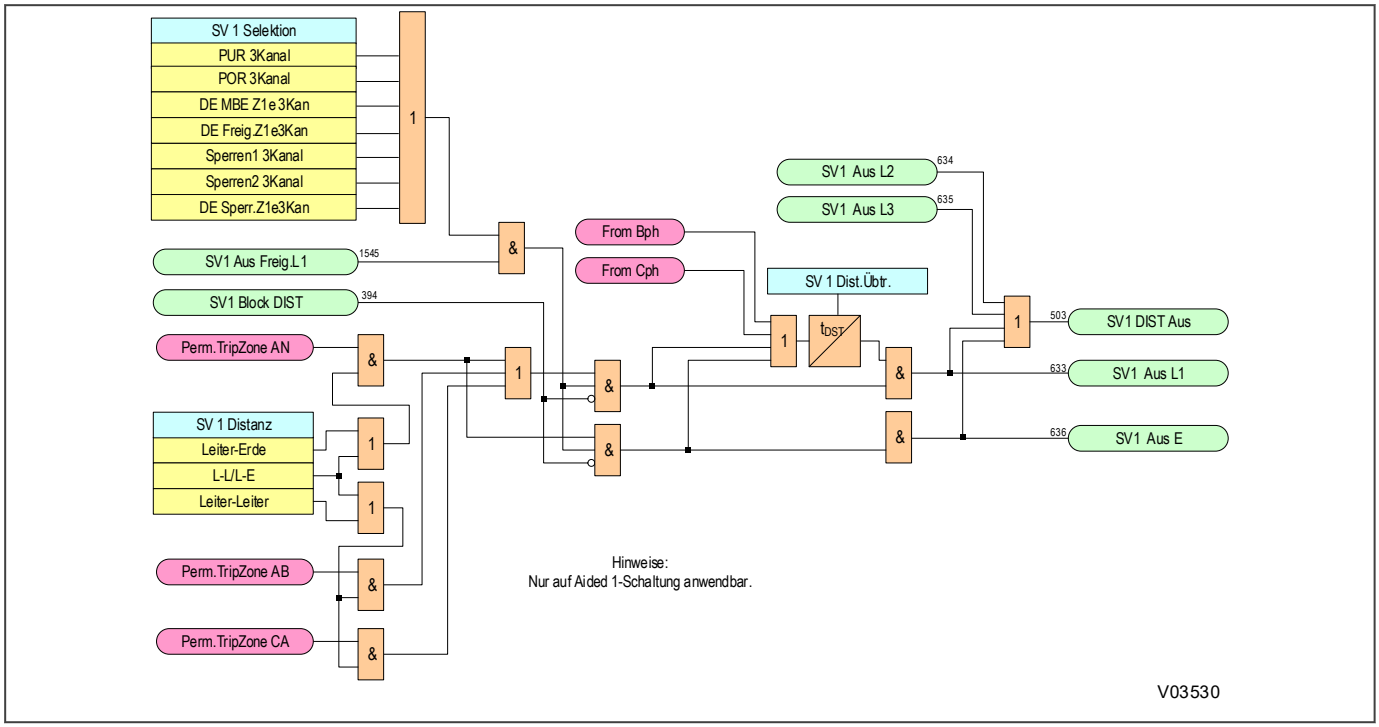


Abbildung 109: Auslöselogik für unterstützte Distanz ACh

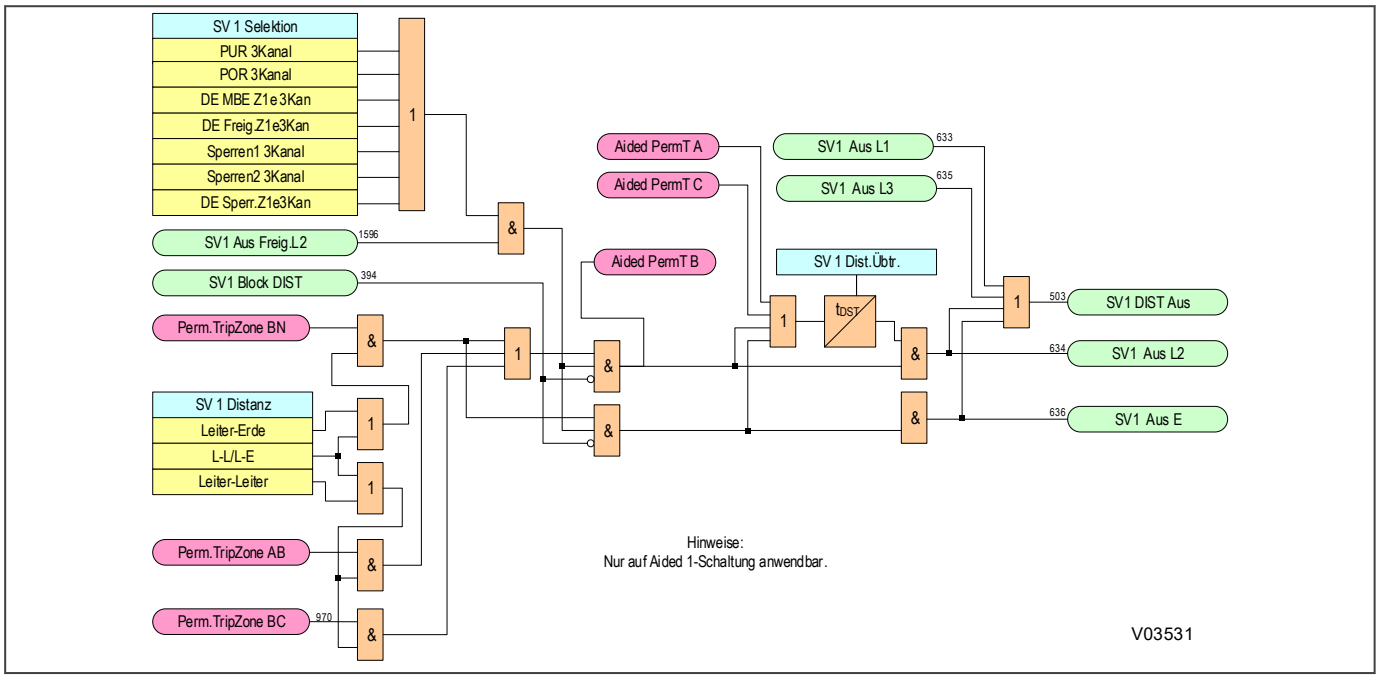


Abbildung 110: Auslöselogik für unterstützte Distanz BCh

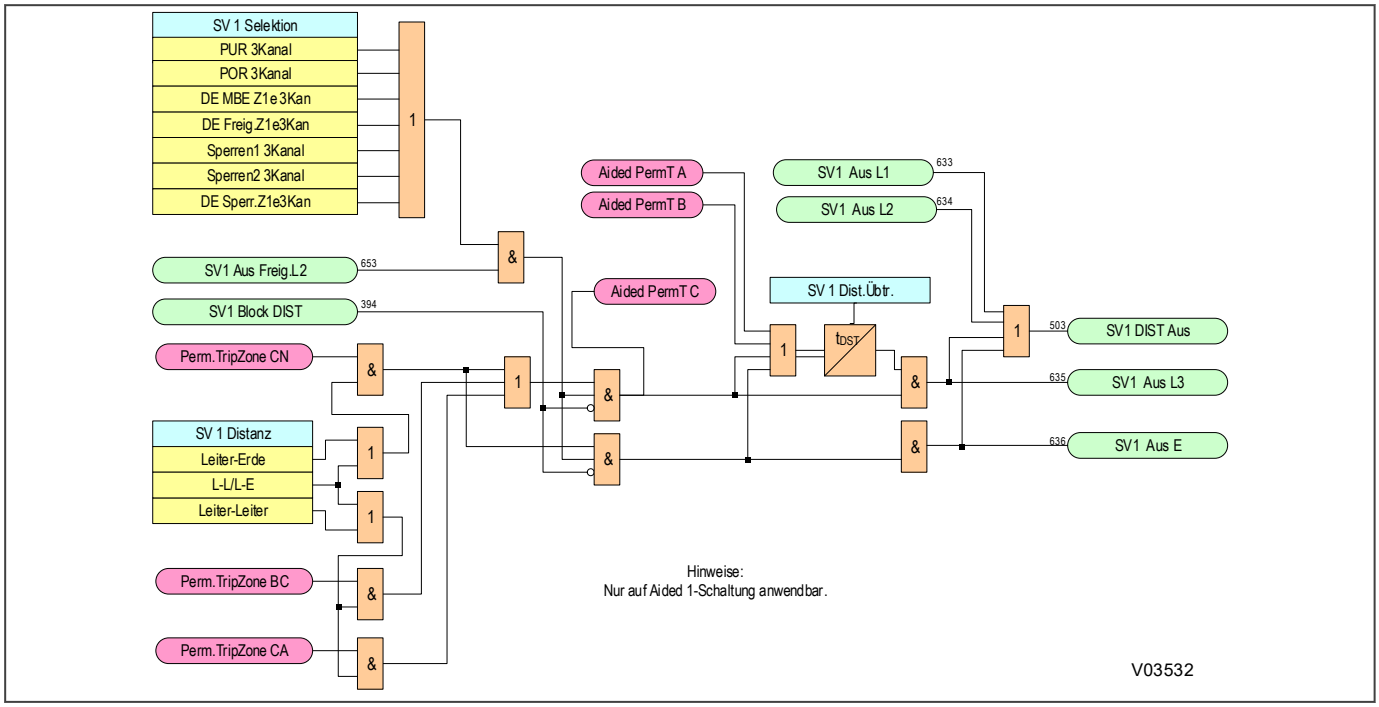


Abbildung 111: Auslöselogik für unterstützte Distanz CCh

8.3.8.4 LOGIK FÜR PUR-UNTERSTÜTZTES AUSLÖSEN

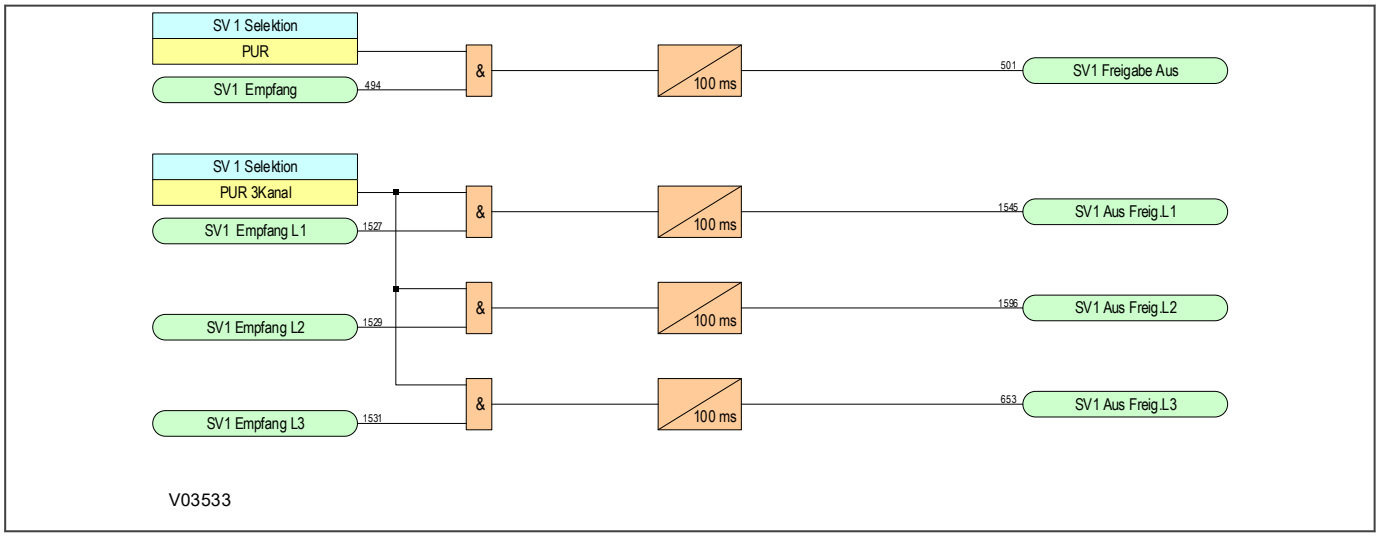


Abbildung 112: Logik für PUR-unterstütztes Auslösen

8.3.8.5 LOGIK FÜR POR-UNTERSTÜTZTES AUSLÖSEN

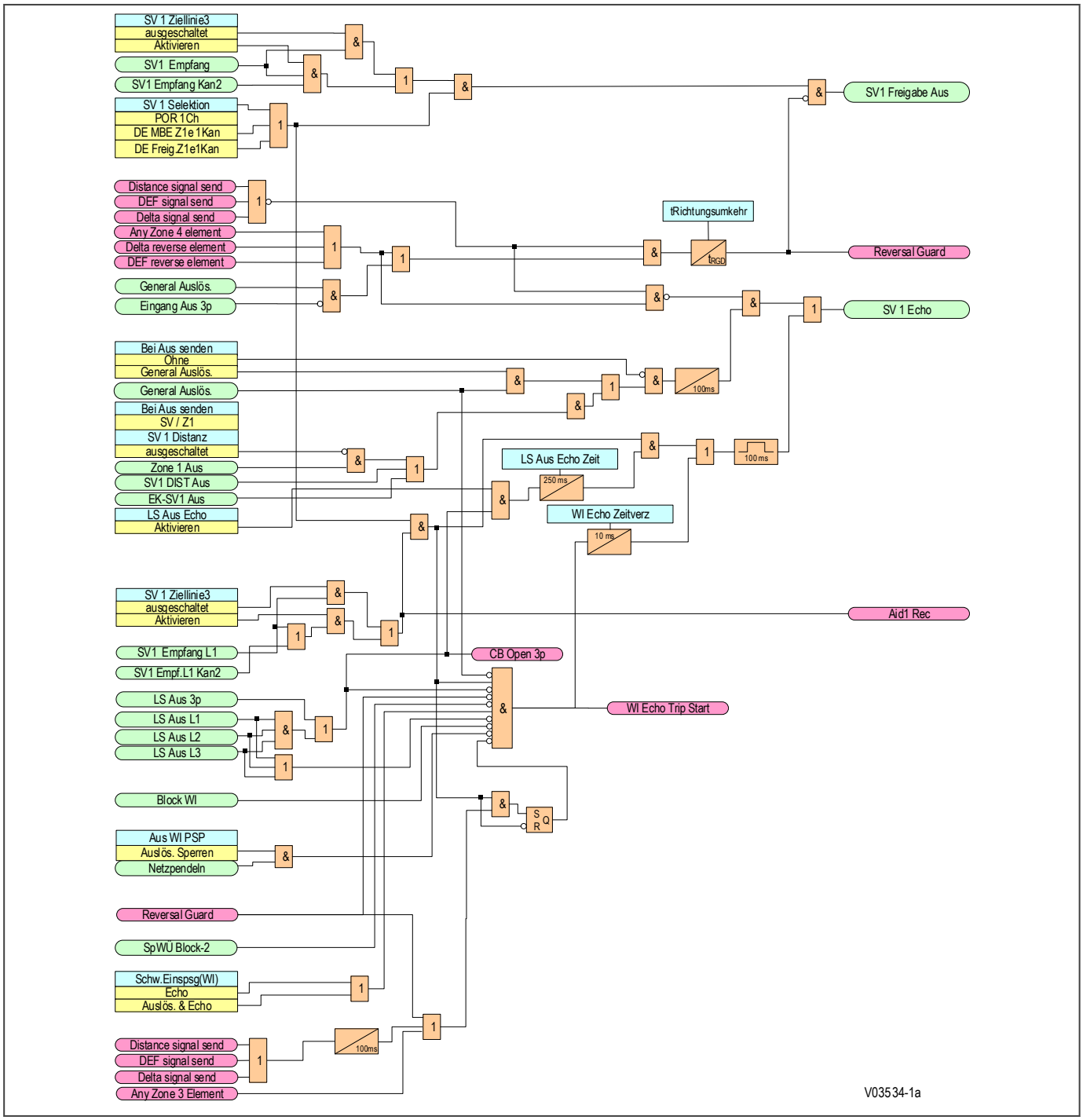


Abbildung 113: POR-unterstützte Auslöselogik 1Ch (1 von 2)

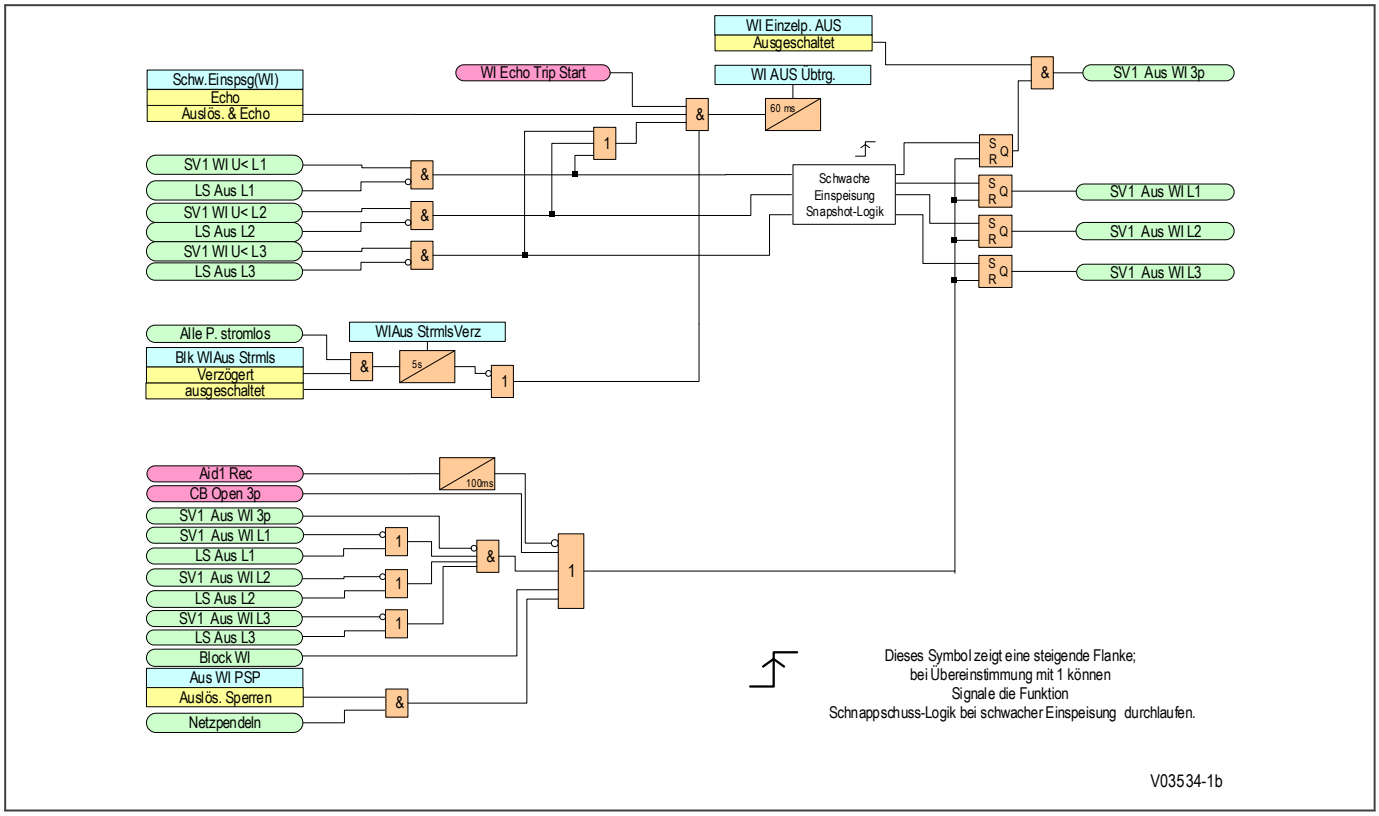


Abbildung 114: POR-unterstützte Auslöselogik 1Ch (2 von 2) – Auslösung bei schwacher Einspeisung

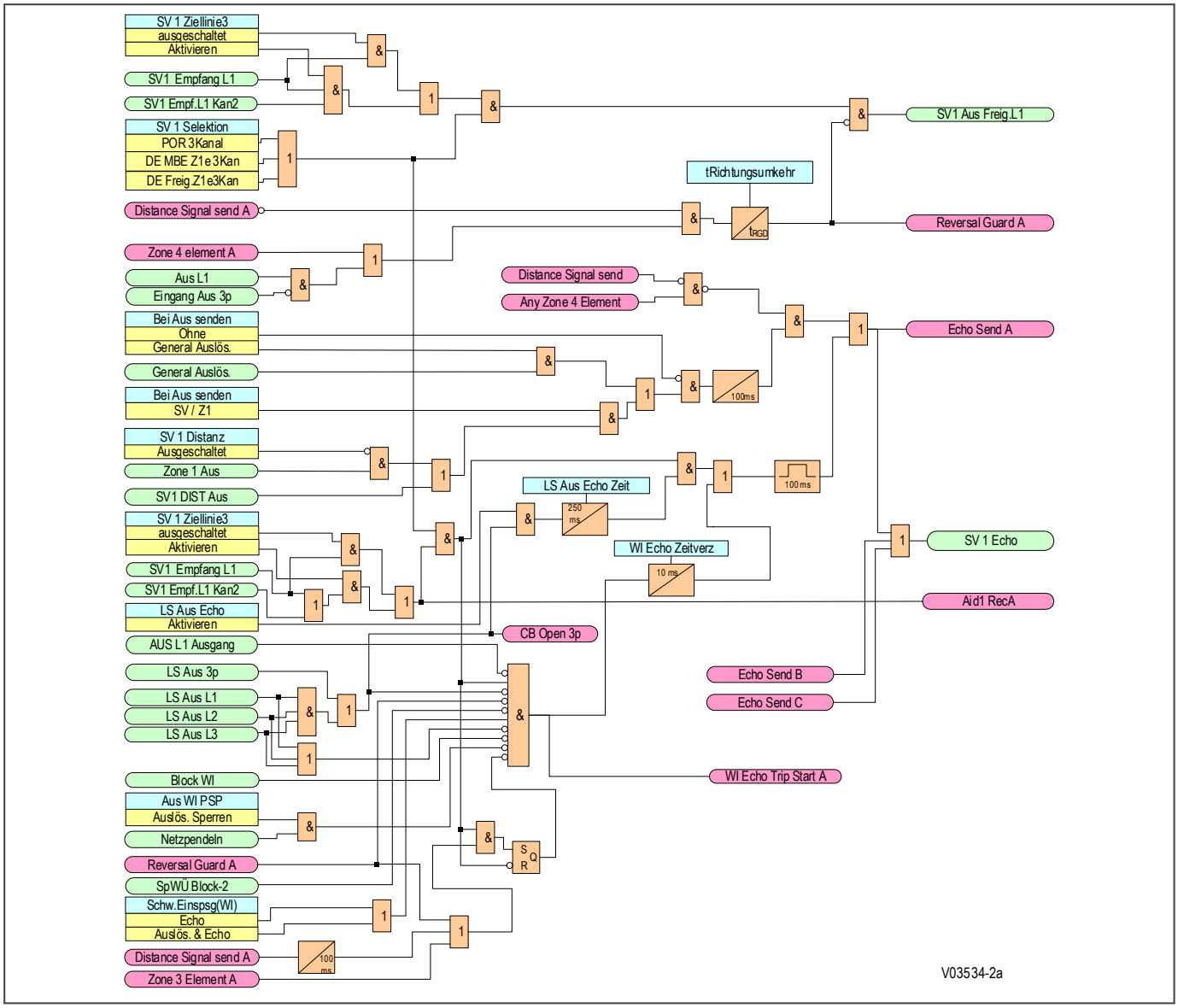


Abbildung 115: POR-unterstützte Auslöselogik ACh (1 von 2)

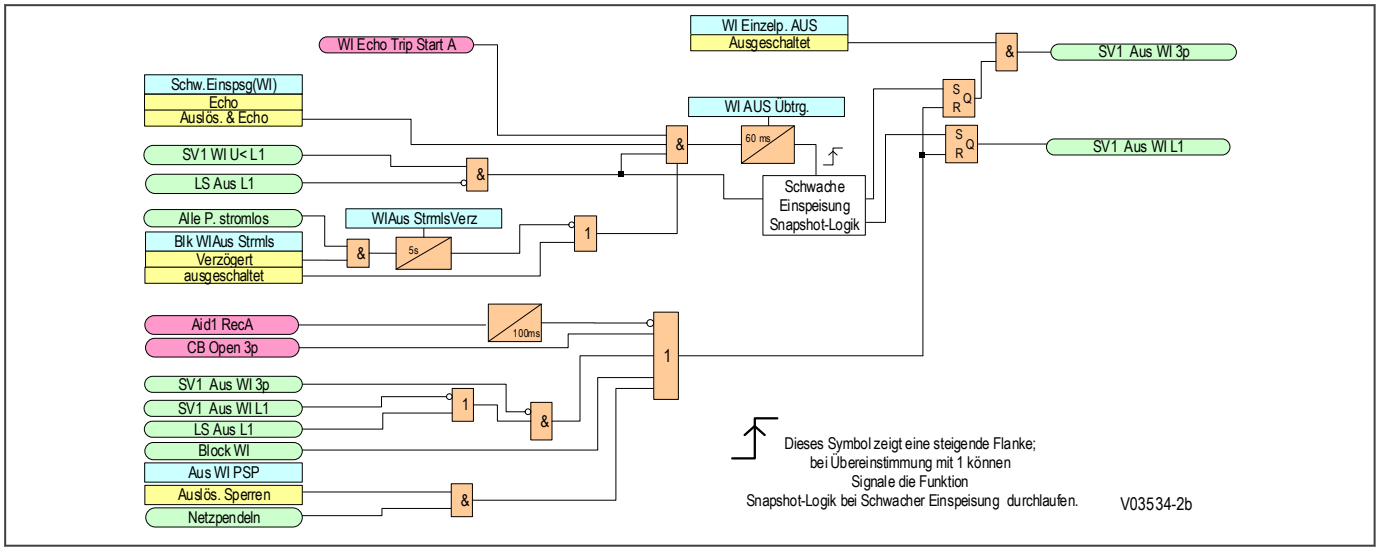


Abbildung 116: POR-unterstützte Auslöselogik ACh (2 von 2) – Auslösung bei schwacher Einspeisung

Hinweis:
Die oben gezeigte Logik gilt für Kanal A. Die Kanäle B und C funktionieren nach ähnlichen Prinzipien.

8.3.8.6 LOGIK FÜR POR-UNTERSTÜTZTES AUSLÖSEN

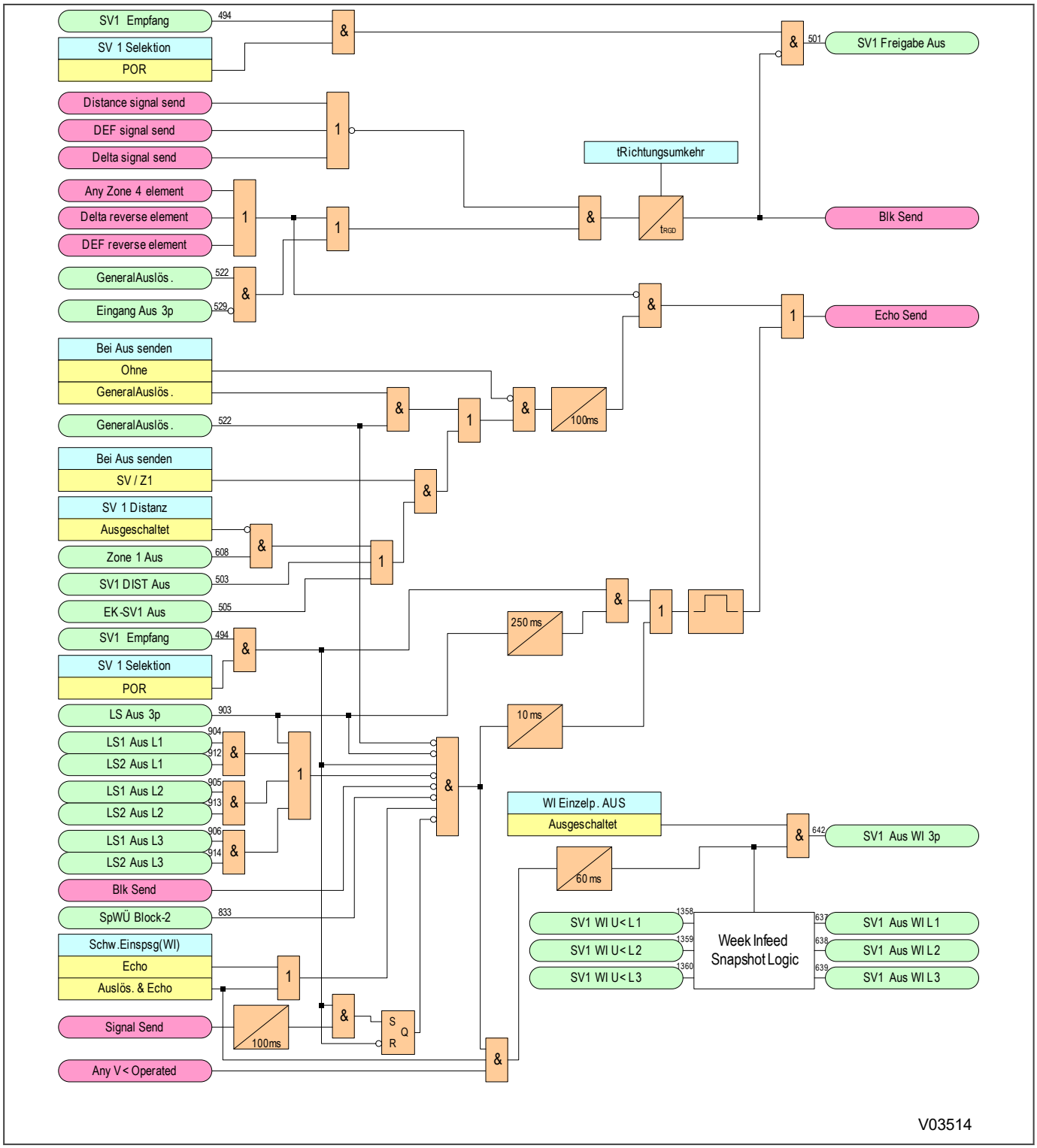


Abbildung 117: Logik für POR-unterstütztes Auslösen

8.3.8.7 AUSLÖSELOGIK DER UNTERSTÜTZTEN SCHALTUNG BLOCKIERUNG 1

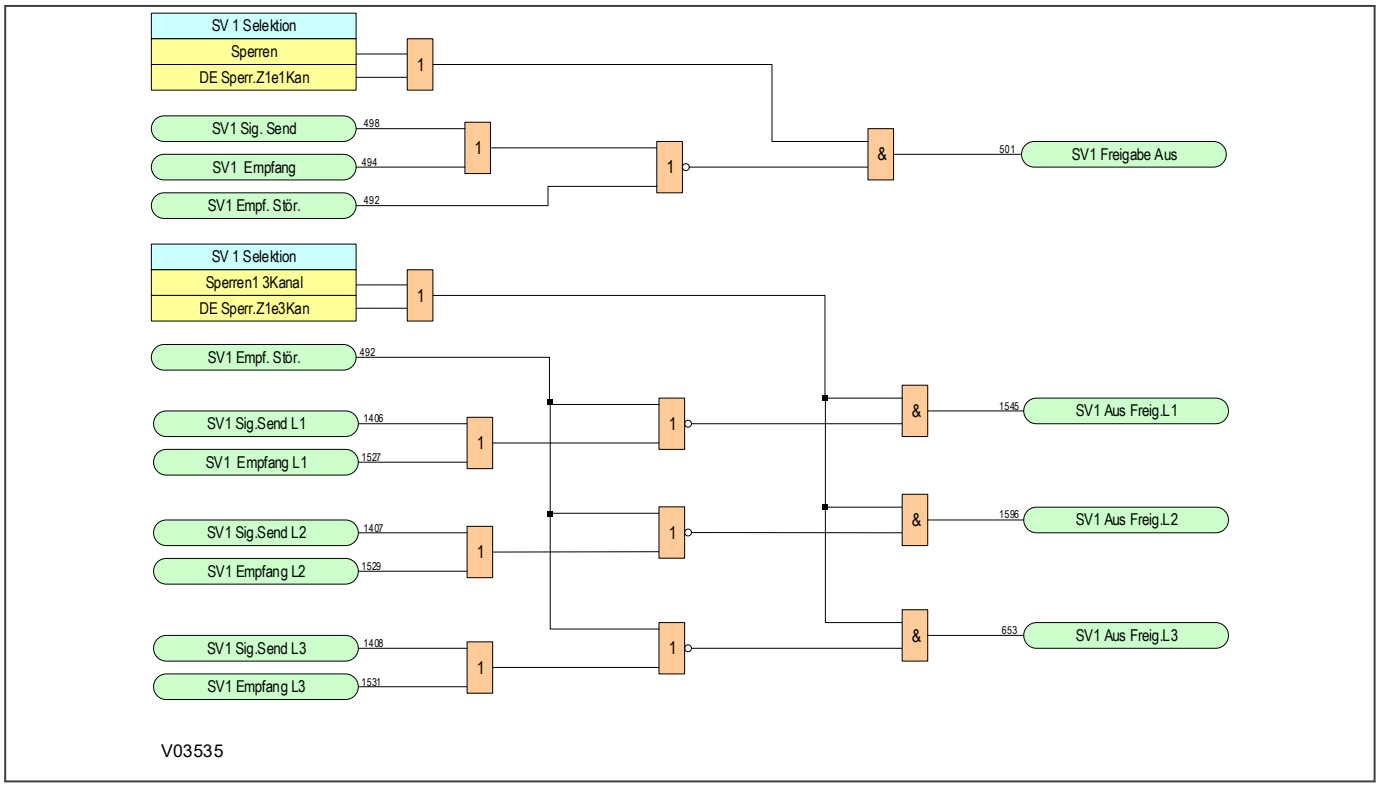


Abbildung 118: Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 1

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.3.8.8 AUSLÖSELOGIK DER UNTERSTÜTZTEN SCHALTUNG BLOCKIERUNG 2

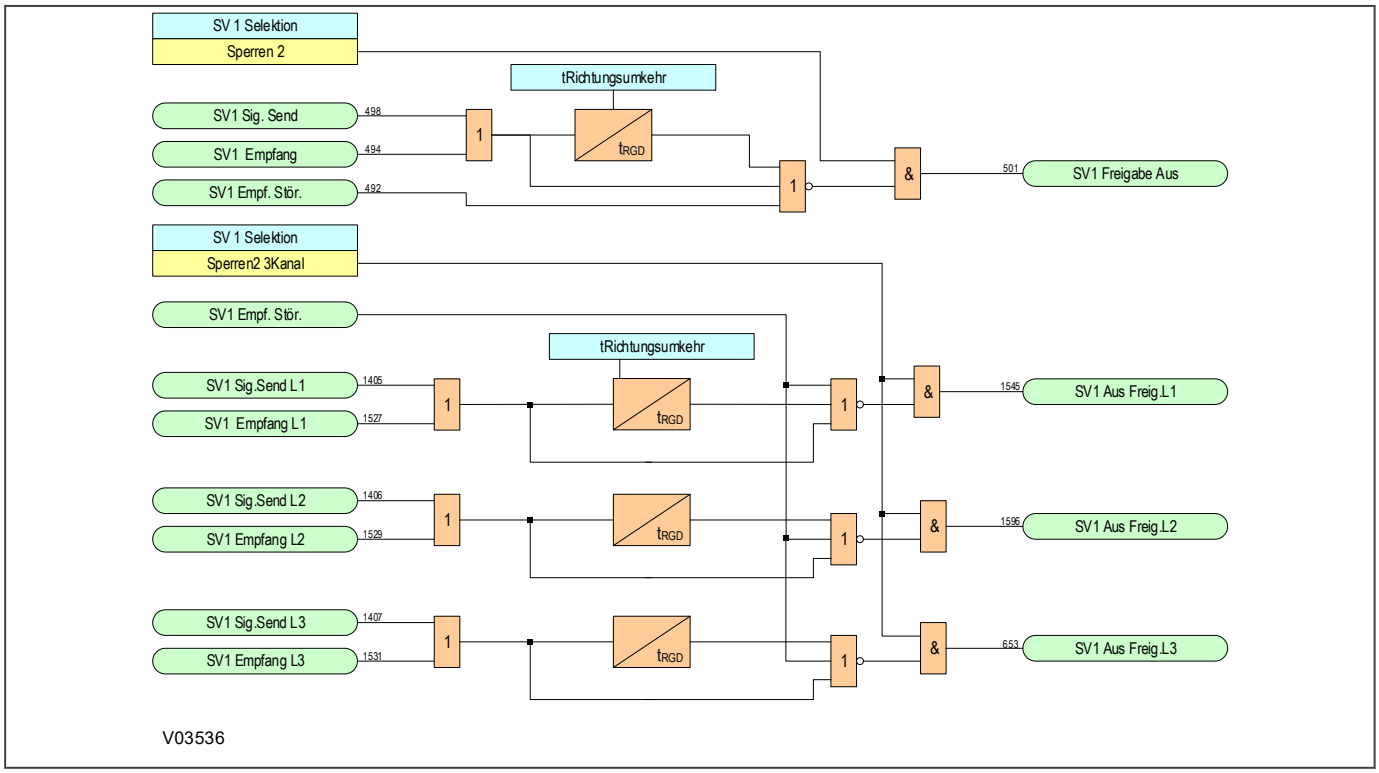


Abbildung 119: Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 2

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.4 SCHALTUNGSLOGIK FÜR UNTERSTÜTZTEN GERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZ

8.4.1 UNTERSTÜTZTER GERICHTETER ERDFEHLERSCHUTZ – EINFÜHRUNG

Die Erkennung hochohmiger Fehler mittels Distanzschutz kann schwierig sein. Manchmal wird ein gerichtetes Erdfehlerelement in Verbindung mit einer Kommunikationsschaltung verwendet, um Schutz gegen solche Fehler zu bieten. Die Verwendung von Logik für unterstütztes Auslösen in Verbindung mit dem gerichteten Erdfehlerelement erlaubt schnelleres Auslösen und kann im Bedarfsfall das einphasige Auslösen vereinfachen.

Um den unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz zu verwenden, benötigen Sie angemessene Kommunikationskanäle zwischen den Anschlüssen in der Schaltung. Die programmierbare Logik (PSL) erlaubt Ihnen, Signale für die Kommunikation über die Kanäle zuzuordnen. Die von Ihnen zugeordneten Signale können Signale sein, die an einen entfernten Anschluss gesendet werden, oder Signale, die von einem entfernten Anschluss erwartet werden. Es stehen zwei Schaltungen für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz zur Verfügung.

Bei unterstütztem gerichtetem Erdfehlerschutz wird der Reststrom (Erdfehlerstrom) mit einer Schwelle verglichen, um festzustellen, ob ein Fehler vorhanden ist, und mit einer Richtungsbestimmungsgröße, um die Richtung des Fehlers zu bestimmen. Anschließend werden Richtungsmessungen von Schutzanschlüssen in Verbindung mit Fernschutzsignalen zwischen den Anschlüssen und unterstützte Schaltungslogik verwendet, um festzustellen, ob der Fehler innerhalb der geschützten Leitung zu finden ist (was eine Auslösung zur Folge hat) oder außerhalb (was eine Stabilisierung zur Folge hat).

8.4.2 IMPLEMENTIERUNG

Unterstützter gerichteter Erdfehlerschutz kann in Verbindung mit Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe oder in Verbindung mit Blockierschaltungen verwendet werden.

Der unterstützte gerichtete Erdfehlerschutz wird mithilfe der Einstellung ***gericht. EF*** in der Spalte *KONFIGURATION* aktiviert. Dadurch werden die Einstellungen in der Spalte *EK_SV* sichtbar.

Der unterstützte gerichtete Erdfehlerschutz benötigt eine (über die Einstellung ***EK_SV Polarisat.*** gewählte) Polarisierungsgröße in Verbindung mit einer Kennlinienwinkeleinstellung (***EK_SV Kennwinkel***), um die Richtungsentscheidung zu treffen.

Bei allen Modellen kann für die Polarisation ein aus den Phasenspannungseingängen berechnetes Signal verwendet werden. Bei bestimmten Modellen mit mehr SpW-Eingängen kann ein direkt gemessener Eingang verwendet werden.

Sie haben die Wahl zwischen Nullsystempolarisierung oder Gegensystempolarisierung für das unterstützte gerichtete Erdfehlerelement. Wenn Sie Nullsystempolarisation wählen, haben Sie die Möglichkeit, eine innovative Funktion – virtuelle Strompolarisation (Virtual Current Polarization) – zu aktivieren, um die Effizienz der Funktion „Unterstützter gerichteter Erdfehlerschutz“ zu verbessern.

Der unterstützte gerichtete Erdfehlerschutz wird blockiert, wenn eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

- Ein ***General Auslös.***-Signal wird durch eine der integrierten Schutzfunktionen aktiviert
- Der Phasenwähler spricht bei mehreren Phasen an
- Eines der Signale ***Pol L1 stromlos***, ***Pol L2 stromlos*** oder ***Pol L3 stromlos*** wird aktiviert.

8.4.3 UNTERSTÜTZTER GERICHTETER ERDFEHLERSCHUTZ – POLARISATION

Es gibt zwei Möglichkeiten zur Bestimmung der Richtung eines Erdfehlers:

- Nullsystempolarisation
- Gegensystempolarisation

Für die Nullsystempolarisation wird normalerweise die Messung der Restspannung (UE) verwendet. Dies ist nur möglich, wenn ein Fünfschenkel-Spannungswandler oder drei Einphasen-Spannungswandler verwendet werden. Eine spezielle Form der Nullsystempolarisation, genannt virtuelle Strompolarisation, ist mit diesem Gerät ebenfalls möglich. Die virtuelle Strompolarisation erlaubt eine Richtungsbestimmung bei niedriger Polarisationsspannung.

8.4.3.1 NULLSYSTEMPOLARISIERUNG

Wenn Erdfehler auftreten, entsteht Restspannung. Diese Nullsystemgröße kann verwendet werden, um die Richtungsentscheidung des unterstützten gerichteten Erdfehlerschutzes zu polarisieren. Dieses Gerät kann die Restspannung berechnen, wenn es an eine entsprechende Spannungswandleranordnung angeschlossen ist.

Damit der unterstützte gerichtete Erdfehlerschutz ein berechnetes Spannungssignal verwenden kann, müssen die Dreiphasenspannungseingänge von einem Fünfschenkel-Spannungswandler oder von drei Einphasen-Spannungswandlern, deren primärer Sternpunkt geerdet ist, bereitgestellt werden. Diese Spannungswandleranordnungen erlauben den Durchgang von Restfluss, wodurch das Gerät die Möglichkeit hat, die erforderliche Restspannung zu berechnen. Ein Dreischenkel-Spannungswandler besitzt keinen Pfad für Restfluss und ist deshalb für Nullsystempolarisation ungeeignet.

Bei normalen Systembedingungen können aufgrund von Unsymmetrien im System, Ungenauigkeiten des Spannungswandlers und Gerätetoleranzen kleine Restspannungen vorhanden sein. Sie können eine Schwelle (***EK_SV UEp Param.***) einstellen, um unter diesen Bedingungen für Stabilität im Vergleich mit der Funktion EK_SV zu sorgen. Da die Restspannung (***Ures***) normalerweise 180° außerhalb der Phase mit Reststrom liegt, werden EK_SV-Elemente aus dem Wert von Ures polarisiert. Diese 180°-ige Phasenverschiebung wird im Gerät automatisch kompensiert.

Bei Produkten, die für die Steuerung von Anwendungen mit zwei Leistungsschaltern gedacht sind, können Sie den zweiten für Synchronkontrolle bestimmten Spannungswandler neu zuordnen, um einen gemessenen Spannungseingang für die Funktion „Aided DEF“ (unterstütztes DEF) bereitstellen. Dazu müssen Sie in der Spalte ***STW&SPW-VERHÄLTN*** die Option `VT2 Selektion`
auf *OFFENES DREIECK* setzen. Dadurch wird in der Spalte ***EK SV*** die Einstellung *EK SV UEGER EING* sichtbar, die auf `Gemessen` oder `Gerechnet` gesetzt werden kann.

8.4.3.1.1 VIRTUELLE STROMPOLARISIERUNG

Eine Technik, die als virtuelle Strompolarisierung (Virtual Current Polarizing) bezeichnet wird, erlaubt das Ansprechen des unterstützten gerichteten Erdfehlerschutzes auch dann, wenn die Polarisationsspannung unter der Schwelle ***EK SV UEp Param.*** liegt. Wenn der Phasenwähler für überlagerten Strom, der mit dem Distanzschutz zusammenwirkt, eine fehlerhafte Phase erkannt hat, z. B. L1, entfernt er diese Phase aus der Restberechnung UL1 + UL2 + UL3, wodurch nur UL2 + UL3 in der Berechnung verbleibt. Die resultierende Polarisierungsspannung ist groß und hat die gleiche Richtung wie –Ures. Dadurch kann der Schutz auch dann angewendet werden, wenn sehr starre Erdung hinter dem Schutz die Entwicklung von Restspannung verhindert.

Dieses Verfahren der Subtraktion der fehlerhaften Phase wird virtuelle Strompolarisierung genannt, weil es die Verwendung der Strompolarisierung von einem Stromwandler in einer Wandler-Stern-Erde-Verbindung hinter dem Gerät erübrigt.

Wenn Sie diese Funktion nicht verwenden möchten, setzen Sie ***Virtuell I Polar*** auf `Ausgeschaltet`, damit die fehlerhafte Phasenspannung nicht aus der Restspannungsberechnung entfernt wird. Der unterstützte gerichtete Erdfehlerschutz wird dann nur durch die Restspannung polarisiert.

Es folgen die Richtungskriterien für Nullsystempolarisation (virtuelle Strompolarisation):

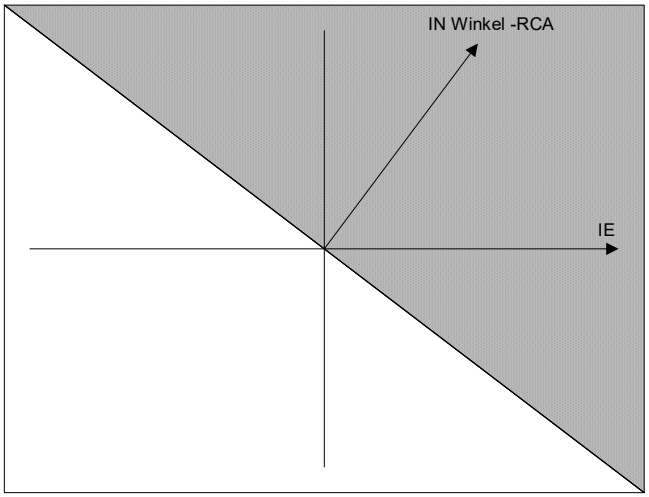
Vorwärts gerichtet

$$90° < (\text{Winkel(UEpol)} + 180°) - (\text{Winkel(IN)} - \text{RCA}) < 90°$$

Rückwärts gerichtet

$$90° > (\text{Winkel(UEpol)} + 180° - (\text{Winkel(IN)} - \text{RCA}) > 90°$$

Dies wird in folgender Abbildung dargestellt:



Für eine Vorwärtsrichtung muss - UE im schattierten Bereich liegen
Für eine Rückwärtsrichtung muss - UE im unschattierten Bereich liegen

V03522

Abbildung 120: Virtuelle Strompolarisation

Die Polarisierungsspannung (UEpol) entspricht den Angaben in der nachstehenden Tabelle, und RCA ist der Gerätekennlinienwinkel, der durch die Einstellung ***EK_SV. Kennwinkel*** definiert ist.

Ansprechen des Phasenwählers	UEpol
Fehler Phase L1	UL2 + UL3
Fehler Phase L2	UL1 + UL3
Fehler Phase L3	UL1 + UL2
Keine Auswahl	UE = UL1 + UL2 + UL3

Hinweis:
*Die virtuelle Strompolarisierung funktioniert, wenn die Einstellung **EK SV Polarisat.** auf `Nullsystem` gesetzt ist, die Einstellung **Virtuell I Polar** auf `Freigegeben`*
*gesetzt ist und die Spannung UE kleiner als der ausgewählte Wert der Einstellung **EK SV UEp Param.** ist.*

8.4.3.2 GEGENSYSTEMPOLARISIERUNG

Bei bestimmten Anwendungen ist die Verwendung der Restspannungspolarisation des unterstützten gerichteten Erdfehlerschutzes unter Umständen nicht möglich oder problematisch. Beispiele:

- Wenn ein Dreischenkel-Spannungswandler installiert ist, der keinen Pfad für Restfluss hat.
- Wenn die Anwendung eine Parallelleitung und ein Nullsystem aufweist, kann wechselseitige Kopplung vorhanden sein.

Die Probleme in diesen Anwendungen können mittels Gegensystemspannung für Polarisation abgeschwächt werden. Die Schwelle der Gegensystemspannung muss im Feld ***EK SV U2p Param.*** festgelegt werden.

Hinweis:
Diese Einstellung entspricht dem Dreifachen von U2.

Hinweis:
*Die Strommenge für den Betrieb des unterstützten DEF, wenn sie „nps polarisiert“ entspricht, ist der Reststrom, nicht der nps-Strom, d. h. die Einstellungen **EK SV Einst.vorw***
*und **EK SV Einst.rück** sind für den Reststrom bestimmt.*

Hinweis:
*Der für nps-Polarisierung erforderliche Mindestgegensystemstrom ist der mit der Einstellung **EK SV Einst.rück** festgelegte Wert,*

Es folgen die Richtungskriterien bei Gegensystempolarisation:

Vorwärts gerichtet

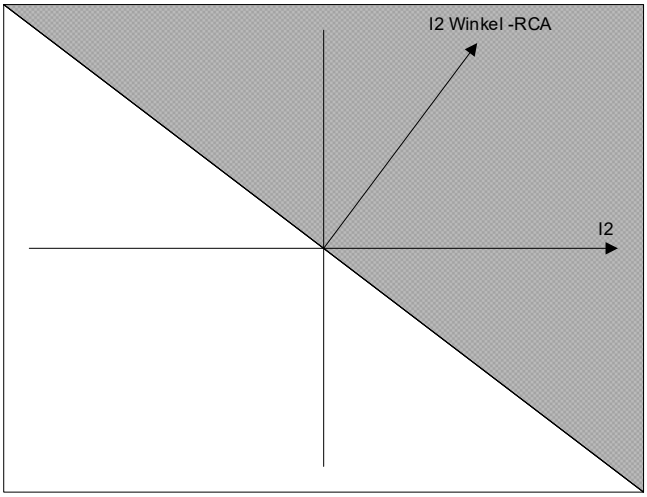
$$-90° < [(\text{Winkel}(U2) + 180°) - (\text{Winkel}(I2) - \text{RCA})] < 90°$$

Rückwärts gerichtet

$$-90° > [(\text{Winkel}(U2) + 180°) - \text{Winkel}(I2) - \text{RCA})] > 90°$$

wobei RCA der in der Einstellung ***EK SV Kennwinkel*** festgelegte Gerätekennlinienwinkel ist.

Dies wird in folgender Abbildung dargestellt:



Für eine Vorwärtsrichtung muss - UE2 im schattierten Bereich liegen
Für eine Rückwärtsrichtung muss - UE2 im unschattierten Bereich liegen

V03523

Abbildung 121: Richtungskriterien für Restspannungspolarisation

8.4.4 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR UNTERSTÜTZTEN GERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZ

Um unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz zu verwenden, müssen Sie die Polarisation und die Schwellen festlegen. Polarisation kann entweder mit Nullsystemsignalen oder Gegensystemsignalen erreicht werden.

Wenn unterstützter gerichteter Erdfehlerschutz verwendet wird, der mittels Nullsystem polarisiert ist, kann die typische Nullsystemspannung eines störungsfreien Systems bis zu 1 % (d. h. 3 % Restspannung) betragen, und der Spannungswandlerfehler kann 1 % pro Phase betragen. Eine ***UEpol Schw*** -Einstellung zwischen 1 % und 4 %.UE ist typisch, um falsche Erkennung von stationären Signalen zu vermeiden. Der Restspannungsmesswert, der in der Spalte *MESSUNGEN 1* angezeigt wird, kann bei der Bestimmung des erforderlichen Ansprechwertes bei der Inbetriebnahme helfen, da er den Wert der stationären Restspannung anzeigt. Die Funktion „Virtuelle

Strompolarisierung“ erzeugt eine Polarisierungsspannung, die ungeachtet des Vorhandenseins von UE immer groß ist.

Bei unterstütztem gerichtetem Erdfehlerschutz liegt der Reststrom bei Fehlerzuständen in einem Winkel, welcher der polarisierten Spannung nacheilt. Daher sind für Anwendungen des unterstützten gerichteten Erdfehlerschutzes negative Kennlinienwinkeleinstellungen erforderlich. Dies wird im Feld ***EK_SV Kennwinkel*** in den *ERDFEHLER*-Einstellungen festgelegt.

Folgende Winkeleinstellungen werden für ein mit Restspannung polarisiertes Gerät empfohlen:

- starr geerdete Verteilungsnetze: –45°
- starr geerdete Übertragungsnetze: –60°

Wenn die Einstellung ***Virtuell I Polar*** auf „Ausgeschaltet“ gesetzt ist, verhindert sie die Prüfung der fehlerhaften Phase und die nachfolgende Beseitigung der fehlerhaften Phasenspannung. Der unterstützte gerichtete Erdfehlerschutz wird dann nur durch die Restspannung polarisiert.

Für die Gegensystempolarisation müssen die Gerätekennlinienwinkeleinstellungen (***EK_SV Kennwinkel***) auf dem Winkel der vorgelagerten Gegensystem-Quellimpedanz basieren. Eine typische Einstellung ist –60°.

Die Einstellung ***EK_SV Einst.vorw*** bestimmt die Stromempfindlichkeit (Auslöseempfindlichkeit) der Schaltung für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz. Diese Einstellung muss höher als jede Unsymmetrie des stationären Reststroms sein. Eine typische Einstellung liegt zwischen 10 % und 20 % In.

Die Einstellung ***EK_SV Einst.rück*** bestimmt die Stromempfindlichkeit für den umgekehrten Erdfehler. Die Einstellung muss immer unter der Schwelle des unterstützten vorwärts gerichteten Erdfehlerschutzes liegen, damit die Blockierschaltungen richtig funktionieren und für Stabilität bei Stromumkehrung in Parallelleitungsanwendungen gesorgt werden kann. Die empfohlene Einstellung beträgt 2/3 der Einstellung „Unterstützter gerichteter Erdfehlerschutz vorwärts“.

Hinweis:
*Die Einstellung **EK_SV Einst.rück** muss über der maximalen stationären Reststromunsymmetrie liegen.*

8.4.5 SCHALTUNG FÜR UNTERSTÜTZTES DEF-POR

Die Schaltung weist die gleichen Merkmale und Voraussetzungen wie die entsprechende Distanzschaltung auf und bietet empfindlichen Schutz bei hochohmigen Erdfehlern.

Der Signalkanal wird getastet, wenn das vorwärts gerichtete Element ***EK_SV Einst.vorw*** anspricht. Wenn das entfernte Gerät ebenfalls einen Vorwärtsfehler erkannt hat, spricht es ohne weitere Verzögerung an, sobald es dieses Signal empfängt.

Die Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: Kanaltastung, wenn ***EK_SV Einst.vorw*** anspricht
- Selektivauslösungslogik: Auslösung, wenn ***EK_SV Einst.vorw*** anspricht UND die Kanaltastung empfangen wird

Die nachstehende Abbildung zeigt die Elementreichweiten und die vereinfachte Schaltungslogik der POR-Schaltung für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz.

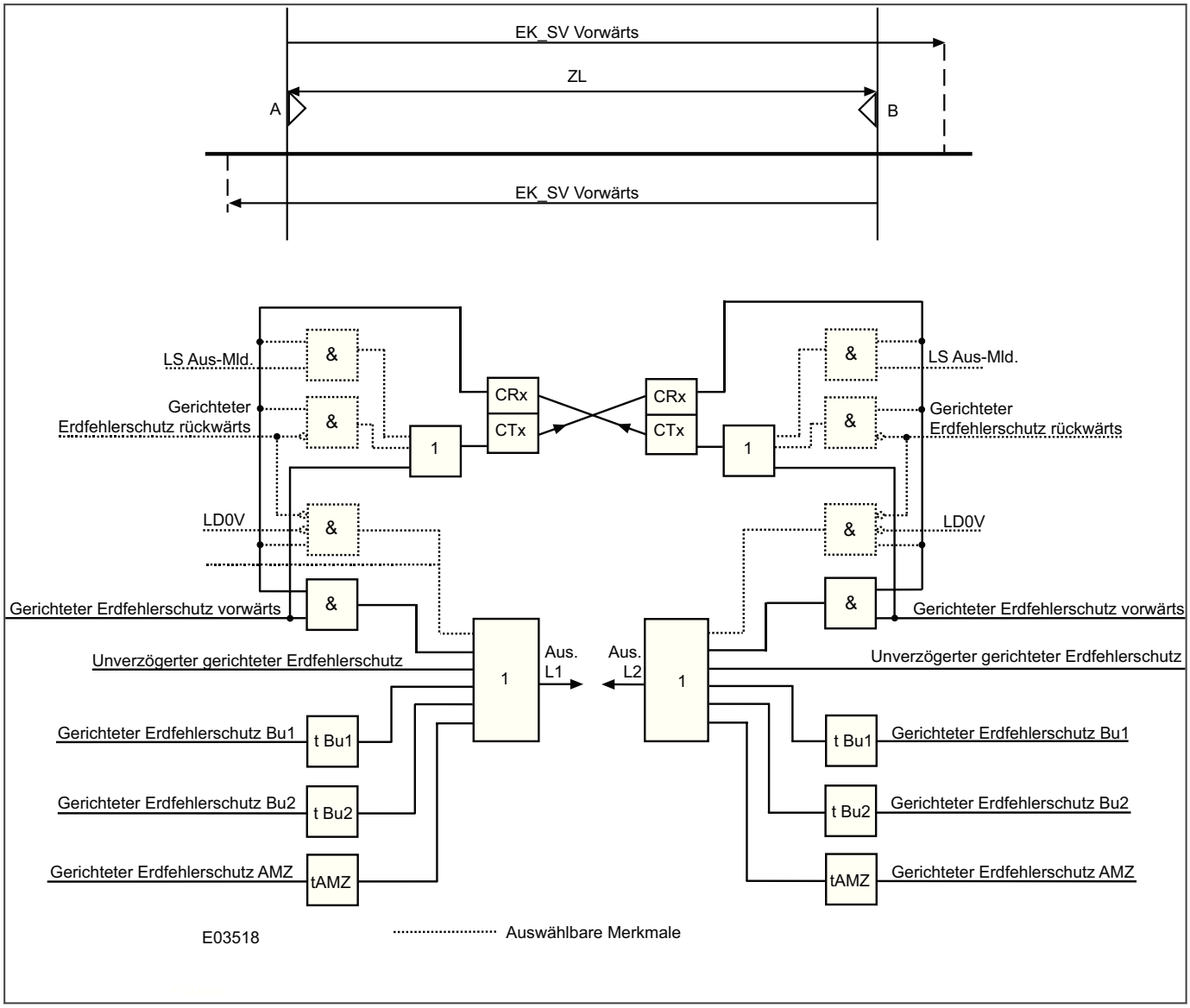


Abbildung 122: Schaltung für unterstütztes DEF-POR

8.4.6 EK-SV SPERRSYSTEM

Die Schaltung weist die gleichen Merkmale bzw. Voraussetzungen wie die entsprechende Distanzschaltung auf und bietet empfindlichen Schutz bei hochohmigen Erdfehlern.

Der Signalisierungskanal wird durch das Ansprechen des umgekehrten Elements EK_SV (***EK_SV Einst.rück***) getastet. Wenn das vorwärts gerichtete Element EK_SV (***EK_SV Einst.vorw***) des entfernten Geräts angesprochen hat, wird es aktiv, nachdem ***EK-SV 1 Übtr.*** abgelaufen ist und sofern keine Blockierung empfangen wurde.

In diesem Diagramm bezeichnet „t“ die Zeitverzögerung, die einem Element zugeordnet ist. Um Zeit einzuräumen, damit ein Blockiersignal ankommen kann, muss eine kurze Zeitverzögerung für das unterstützte Auslösen verwendet werden.

Die Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: Tastkanal, wenn ***EK_SV Einst.rück*** anspricht
- Auslöselogik: Auslösung, wenn ***EKURZ Vorwärts*** UND Kanal NICHT empfangen, nachdem ***EK-SV 1 Übtr.*** abgelaufen ist.

Die nachstehenden Abbildungen zeigen die Elementreichweiten und die vereinfachte Schaltungslogik der Blockierschaltung für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz.

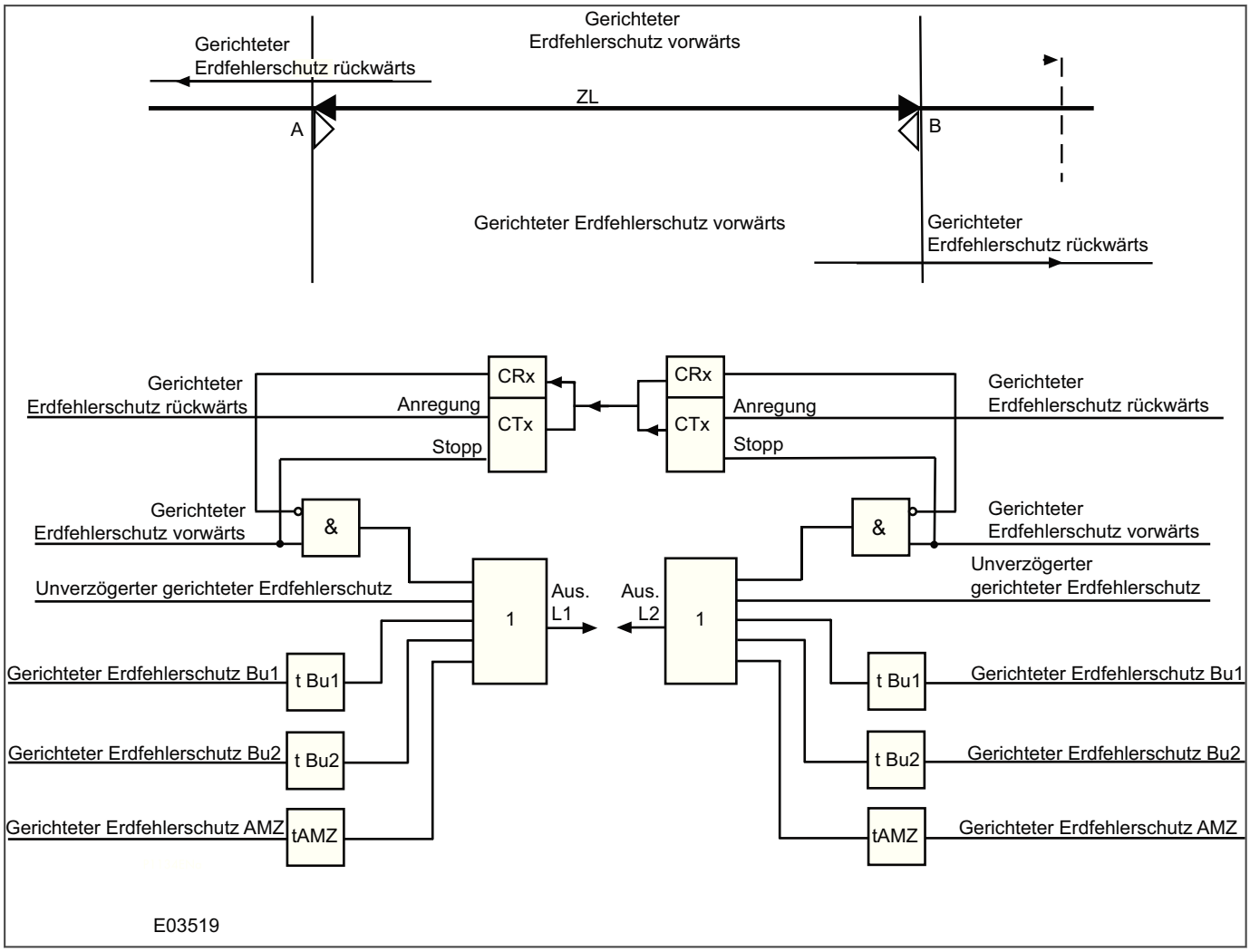


Abbildung 123: EK-SV Sperrsystem

8.4.7 LOGIKSCHALTBILDER FÜR UNTERSTÜTZTEN GERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZ

8.4.7.1 RICHTUNGSSIGNALE FÜR GERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZ

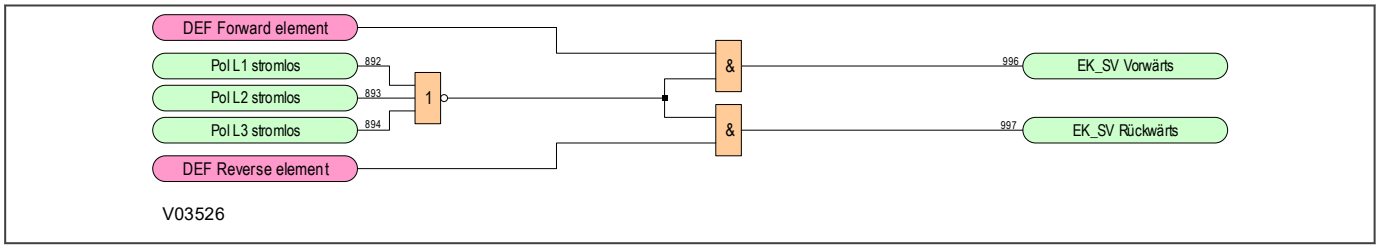


Abbildung 124: Richtungssignale für gerichteten Erdfehlerschutz

8.4.7.2 SENDELOGIK FÜR UNTERSTÜTZTEN GERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZ

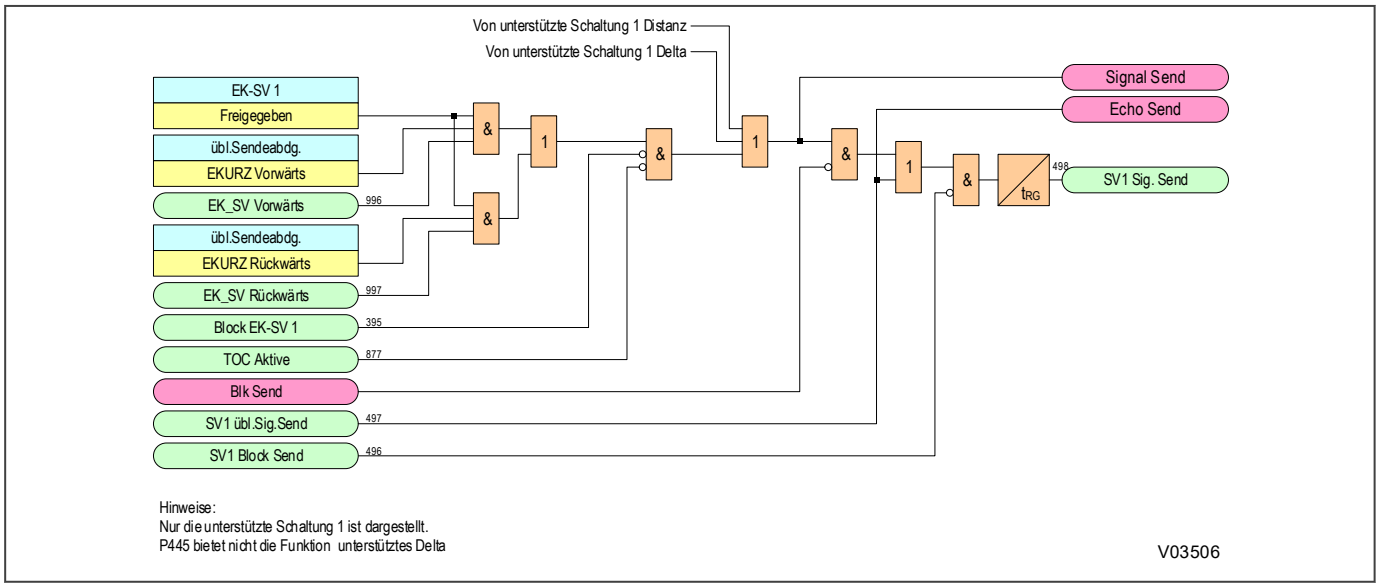


Abbildung 125: Sendelogik für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz

8.4.7.3 EMPFANGSLOGIK FÜR TRÄGERGESTÜTZTE SCHALTUNGEN

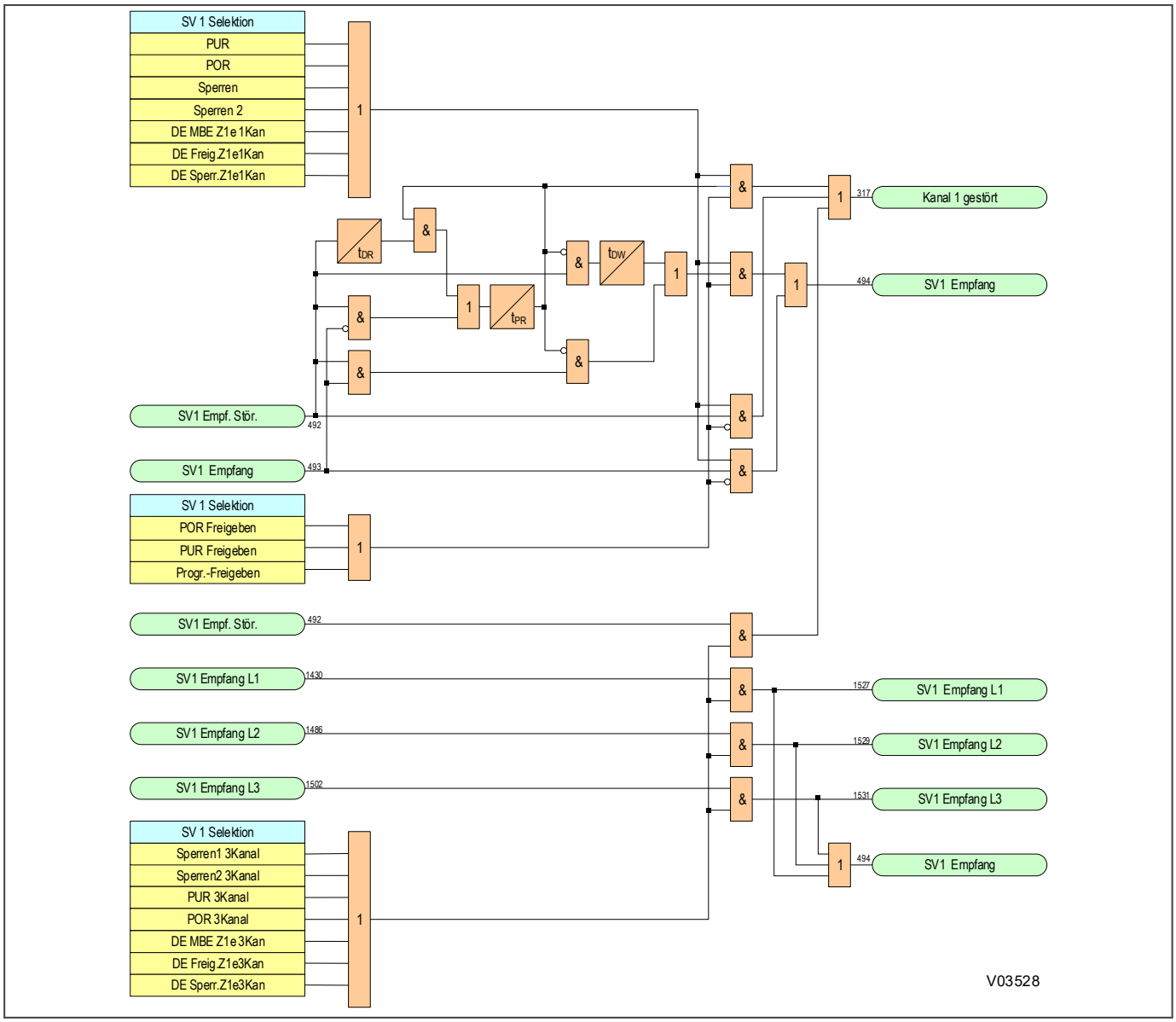


Abbildung 126: Empfangslogik für trägergestützte Schaltungen

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.4.7.4 AUSLÖSELOGIK FÜR UNTERSTÜTZTES DEF

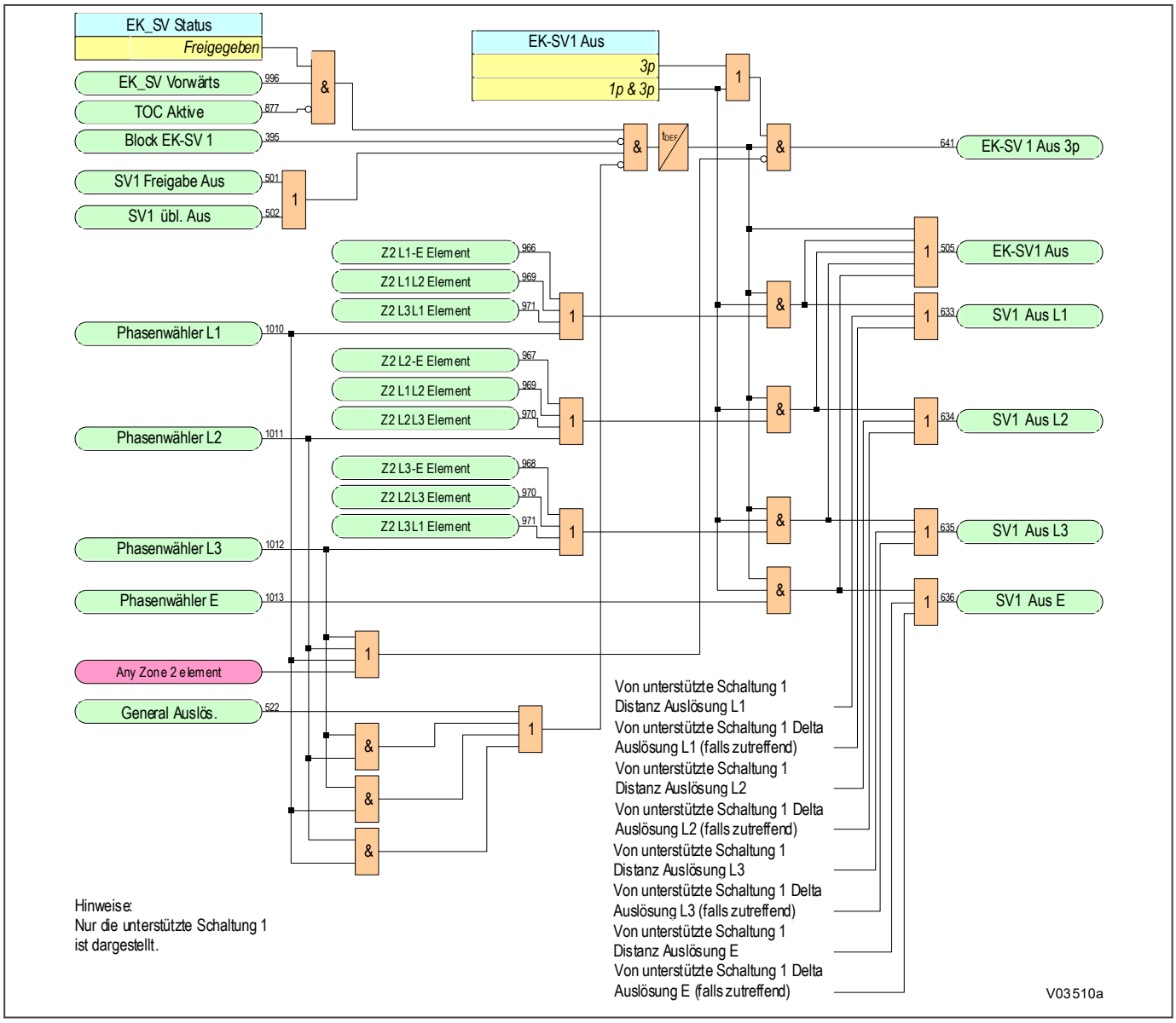


Abbildung 127: Auslöselogik für unterstütztes DEF

8.4.7.5 LOGIK FÜR POR-UNTERSTÜTZTES AUSLÖSEN

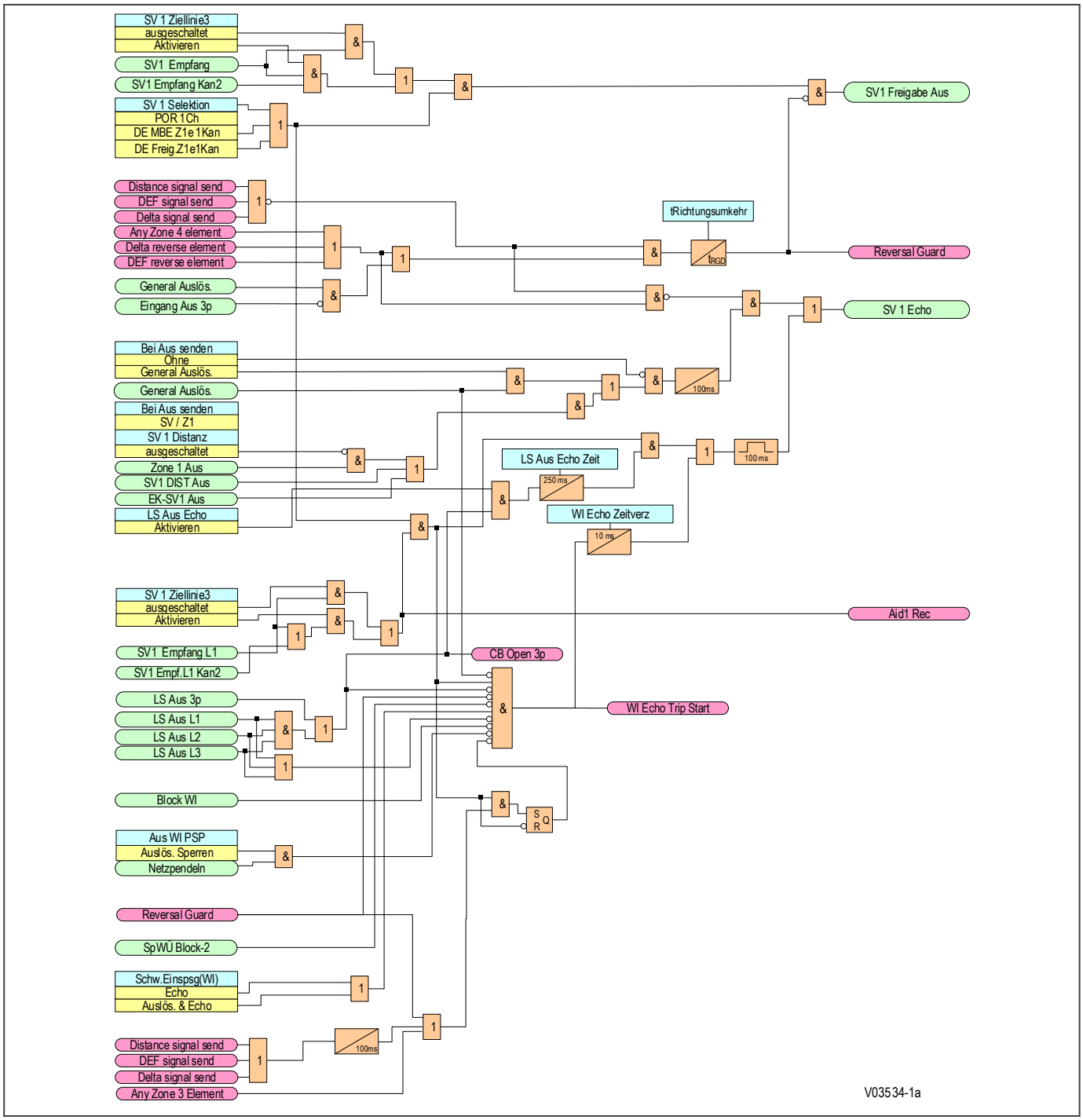


Abbildung 128: POR-unterstützte Auslöselogik 1Ch (1 von 2)

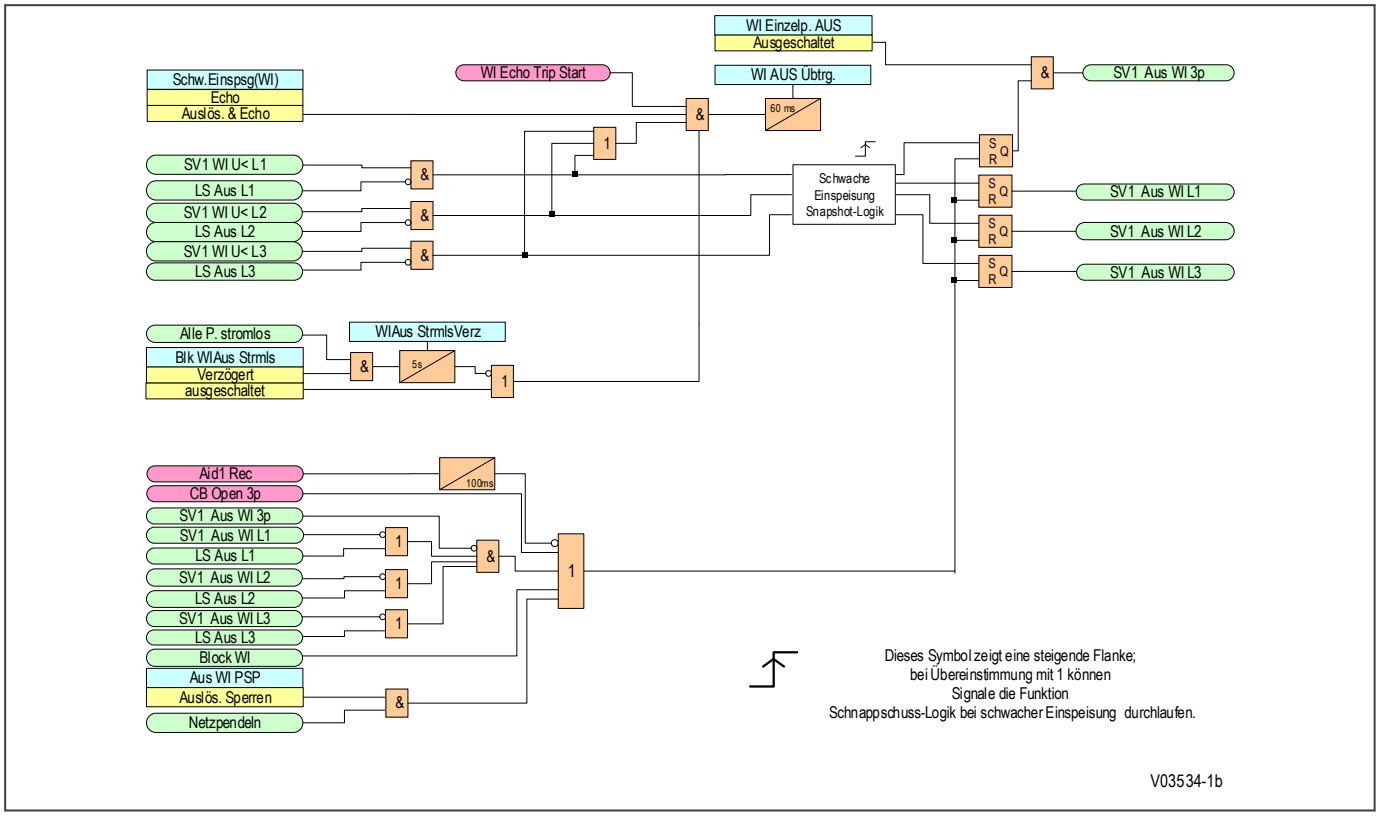


Abbildung 129: POR-unterstützte Auslöselogik 1Ch (2 von 2) – Auslösung bei schwacher Einspeisung

8.4.7.6 LOGIK FÜR POR-UNTERSTÜTZTES AUSLÖSEN

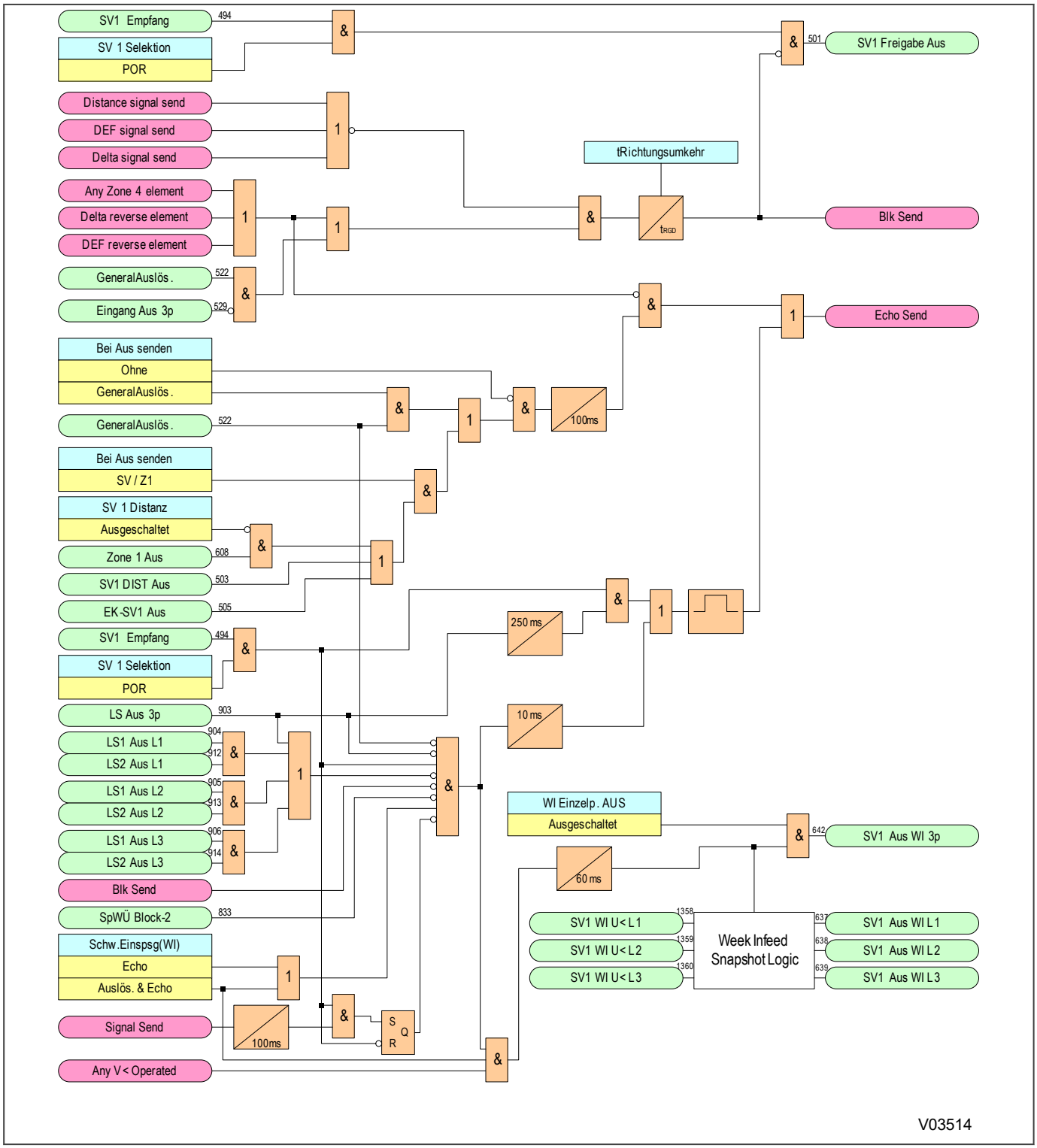


Abbildung 130: Logik für POR-unterstütztes Auslösen

8.4.7.7 AUSLÖSELOGIK DER UNTERSTÜTZTEN SCHALTUNG BLOCKIERUNG 1

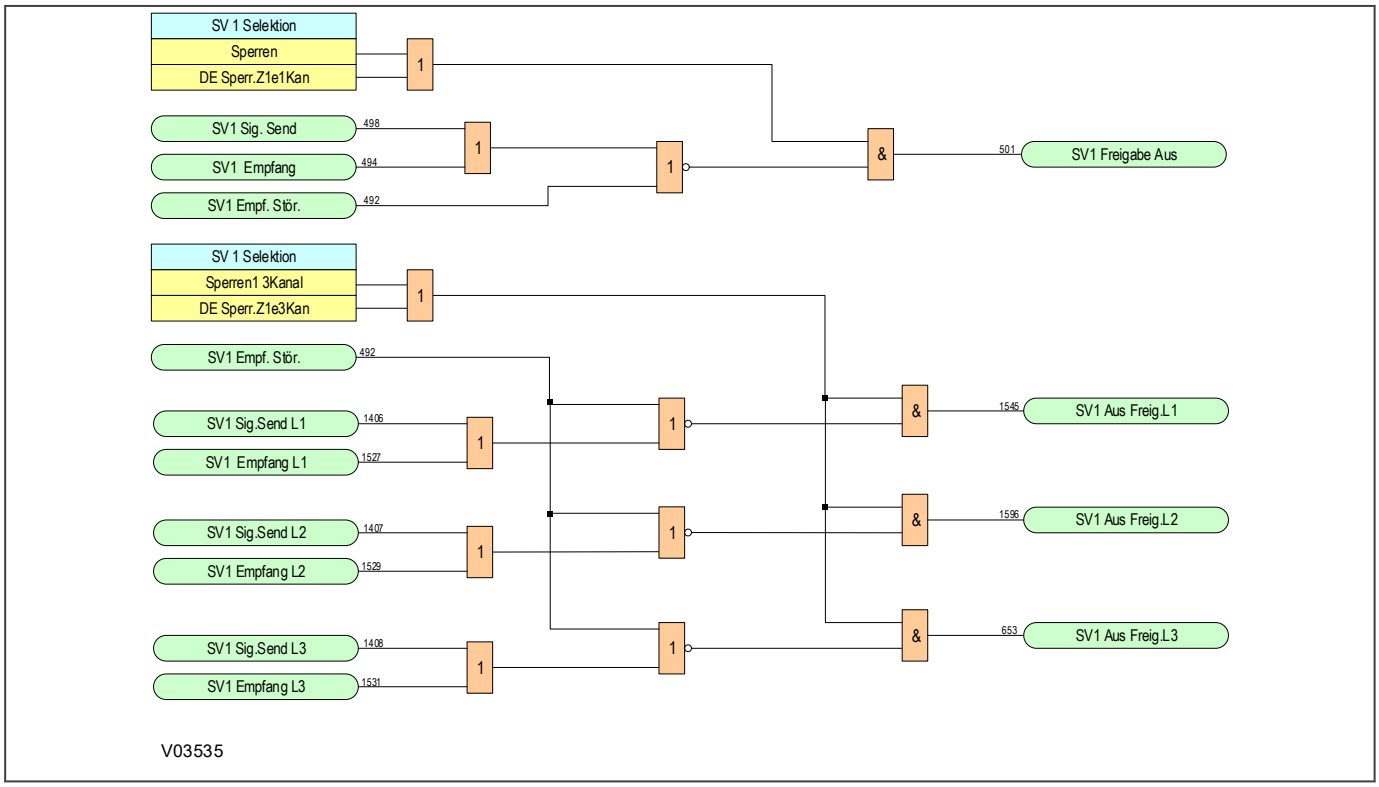


Abbildung 131: Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 1

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.4.7.8 AUSLÖSELOGIK DER UNTERSTÜTZTEN SCHALTUNG BLOCKIERUNG 2

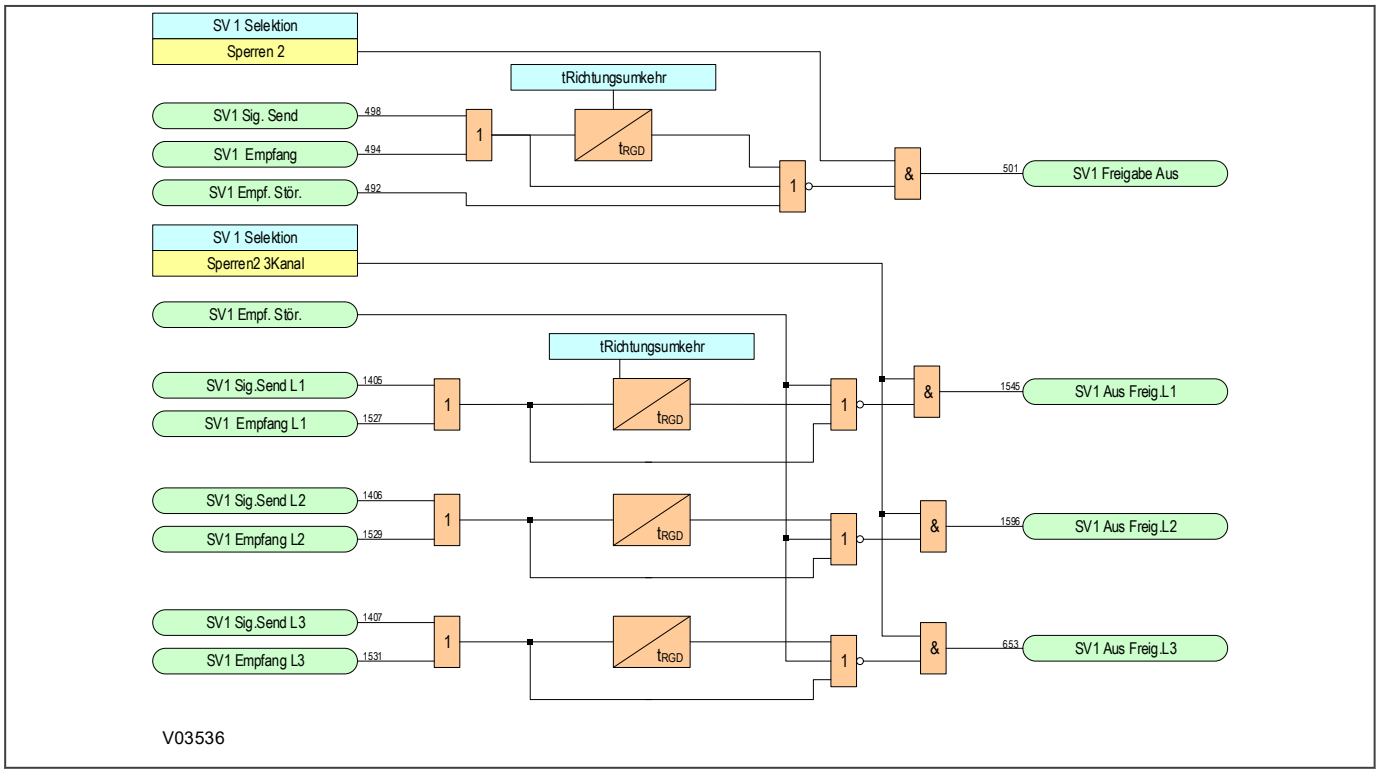


Abbildung 132: Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 2

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.5 LOGIK FÜR UNTERSTÜTZTE DELTA-SCHALTUNGEN

Wenn entweder eine Selektivschutzschaltung mit Überreichweite und Freigabe oder eine Blockierschaltung ausgewählt ist, kann diese zur Implementierung des Richtungsvergleichsschutzes (unterstützte Delta-Schaltungen) verwendet werden.

Achtung:
Unterstützte Delta-Schaltungen sollten nicht an einem Kommunikationskanal verwendet werden, wenn dieser verwendet wird, um eine unterstützte Distanzschaltung oder eine Schaltung für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz zu implementieren. Sie müssen sicherstellen, dass die Elemente der unterstützten Distanzschaltung und der Schaltung für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz deaktiviert sind, wenn Sie die unterstützte Delta-Schaltung (Richtungsvergleichsschutz) anwenden möchten.

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.5.1 UNTERSTÜTZTE DELTA-POR-SCHALTUNG

Der Kanal für eine unterstützte Delta-POR-Schaltung wird getastet, wenn die übergreifenden Delta-Vorwärts-Elemente ansprechen. Wenn das entfernte Gerät nach Empfang dieses Signals ebenfalls einen Vorwärtsfehler erkannt hat, spricht der Schutz an.

Wenn der Signalkanal ausfällt, ist die grundlegende Distanzschaltungsauslösung verfügbar.

Die Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: Kanaltastung, wenn ein Delta-Vorwärtsfehler erkannt wird
- Selektivauslösungslogik: Auslösung, wenn ein Delta-Vorwärtsfehler vorliegt UND ein getasteter Kanal empfangen wird.

Diese Schaltung ist in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

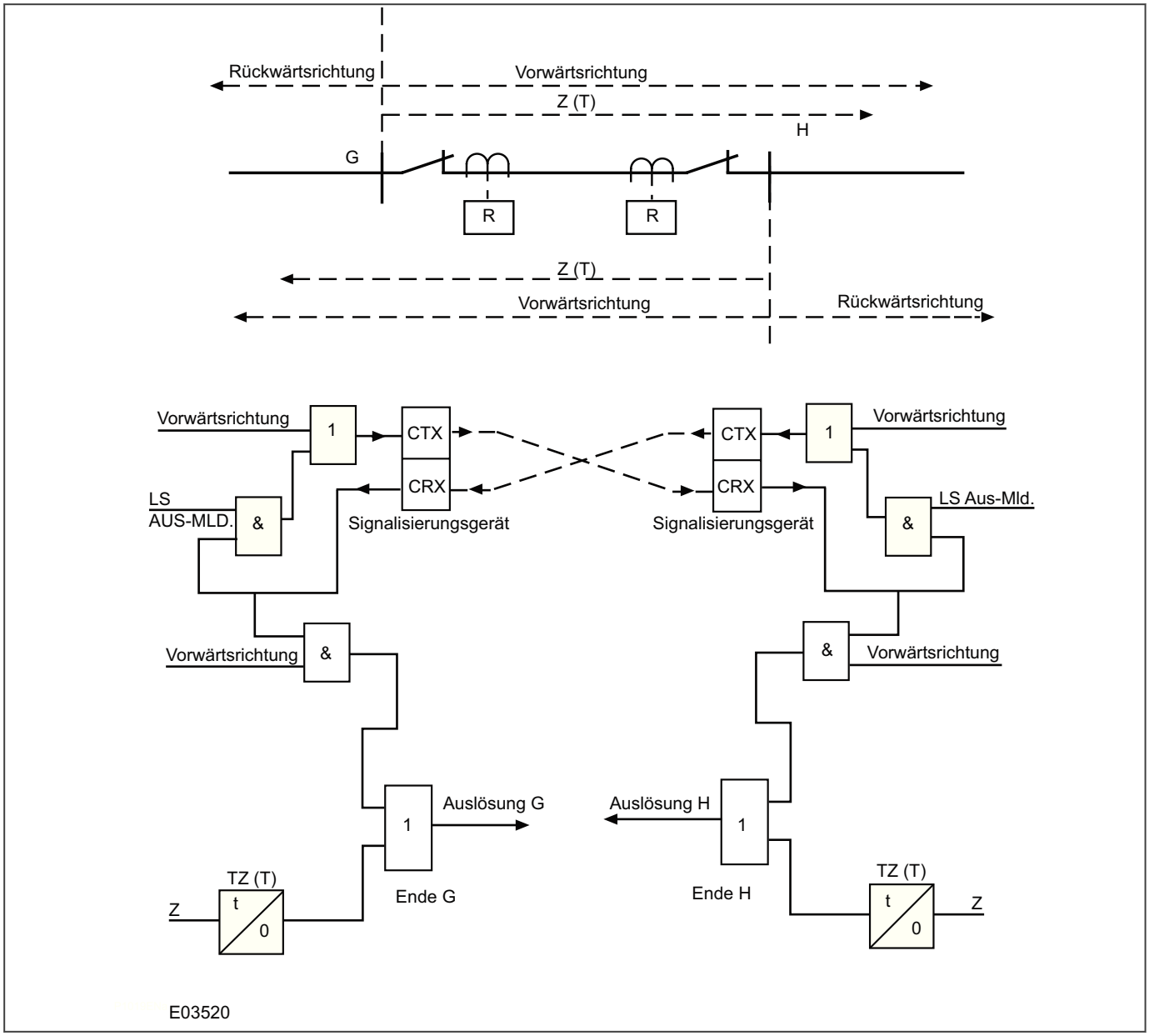


Abbildung 133: Unterstützte Delta-POR-Schaltung

8.5.2 UNTERSTÜTZTE DELTA-BLOCKIERSCHALTUNG

Der Signalkanal wird getastet, wenn die Delta-Rückwärts-Elemente ansprechen. Wenn das entfernte Gerät den Zustand „Delta vorwärts“ erkannt hat, löst es nach der Auslösungsverzögerung aus, sofern kein Blockiersignal empfangen wird.

Die Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: Kanaltastung, wenn ein Delta-Rückwärtsfehlerzustand erkannt wird
- Auslöselogik: Auslösung, wenn ein Delta-Vorwärtsfehlerzustand erkannt wird UND KEIN Signal „Getasteter Kanal“ empfangen wird, bevor die Verzögerungszeitstufe der unterstützten Delta-Schaltung abgelaufen ist.

Diese Schaltung ist in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

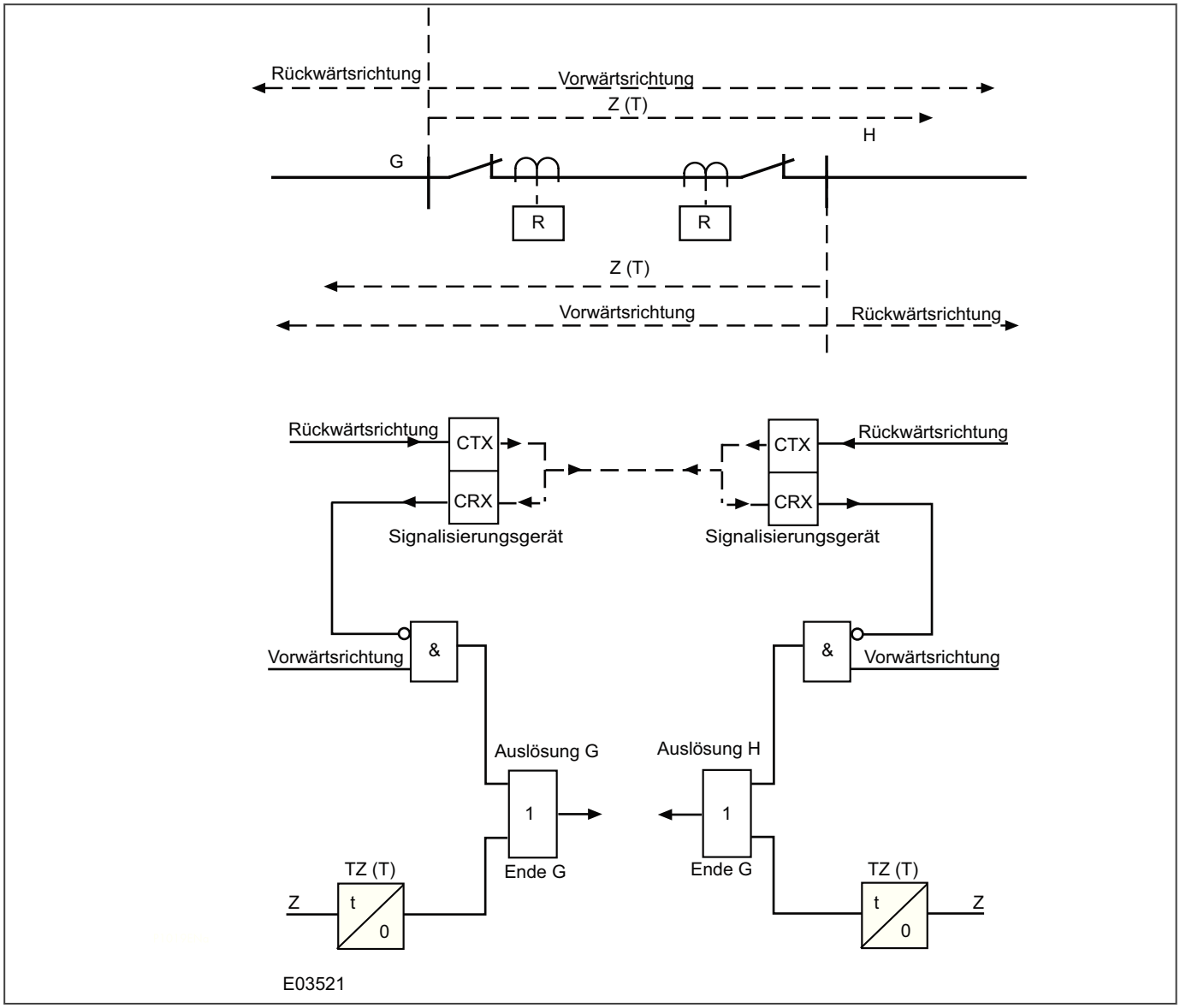


Abbildung 134: Unterstützte Delta-Blockierschaltung

8.5.3 LOGIKSCHALTBILDER FÜR UNTERSTÜTZTE DELTA-SCHALTUNGEN

8.5.3.1 SENDELOGIK FÜR UNTERSTÜTZTE DELTA-SCHALTUNGEN

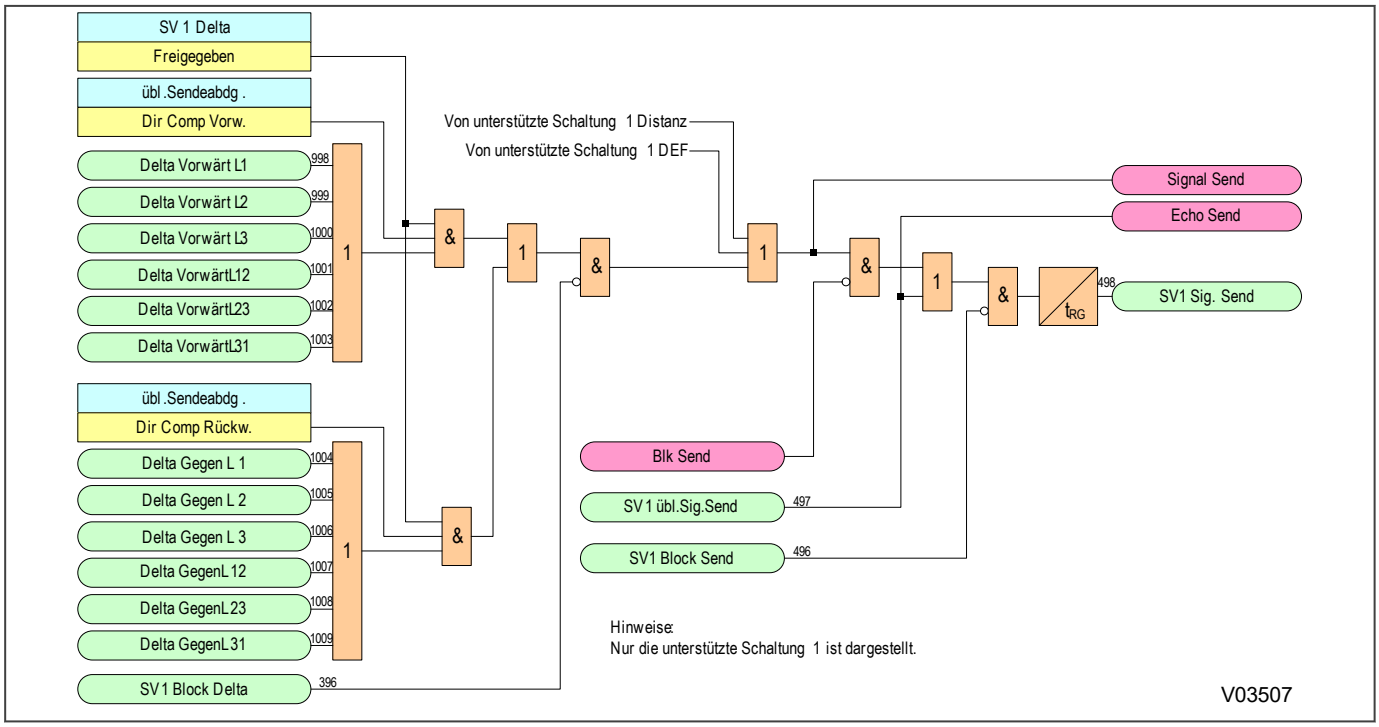


Abbildung 135: Sendelogik für unterstützte Delta-Schaltungen

8.5.3.2 EMPFANGSLOGIK FÜR TRÄGERGESTÜTZTE SCHALTUNGEN

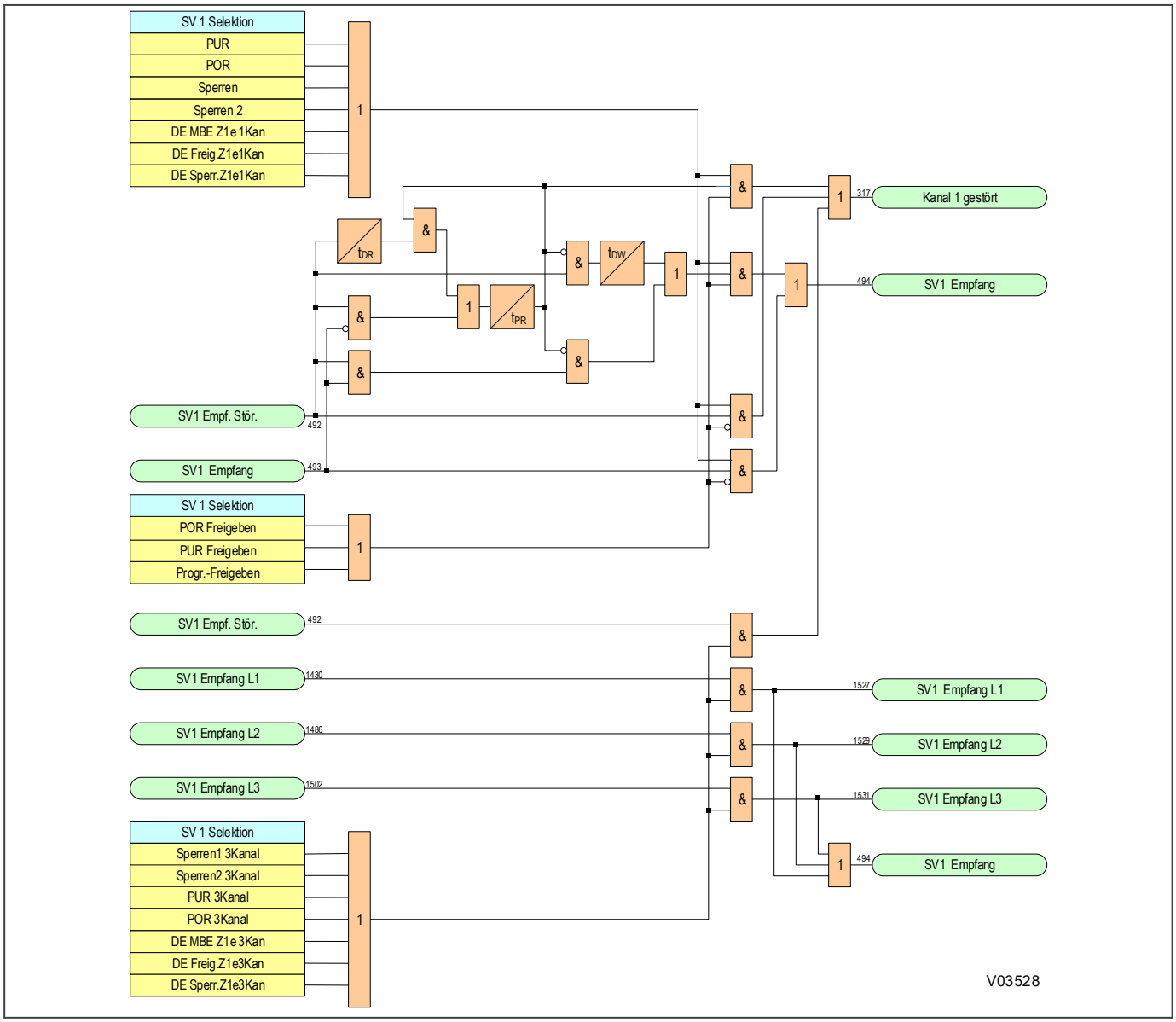


Abbildung 136: Empfangslogik für trägergestützte Schaltungen

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.5.3.3 AUSLÖSELOGIK FÜR UNTERSTÜTZTE DELTA-SCHALTUNGEN

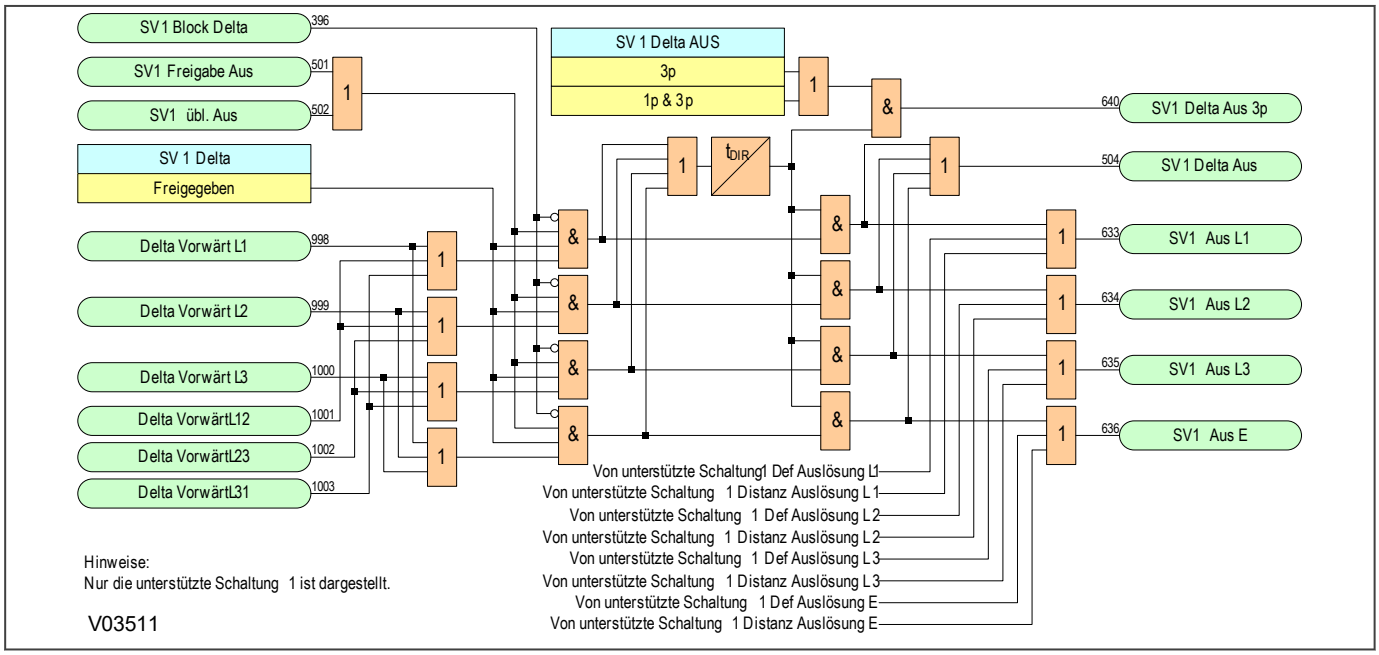


Abbildung 137: Auslöselogik für unterstützte Delta-Schaltungen

8.5.3.4 LOGIK FÜR POR-UNTERSTÜTZTES AUSLÖSEN

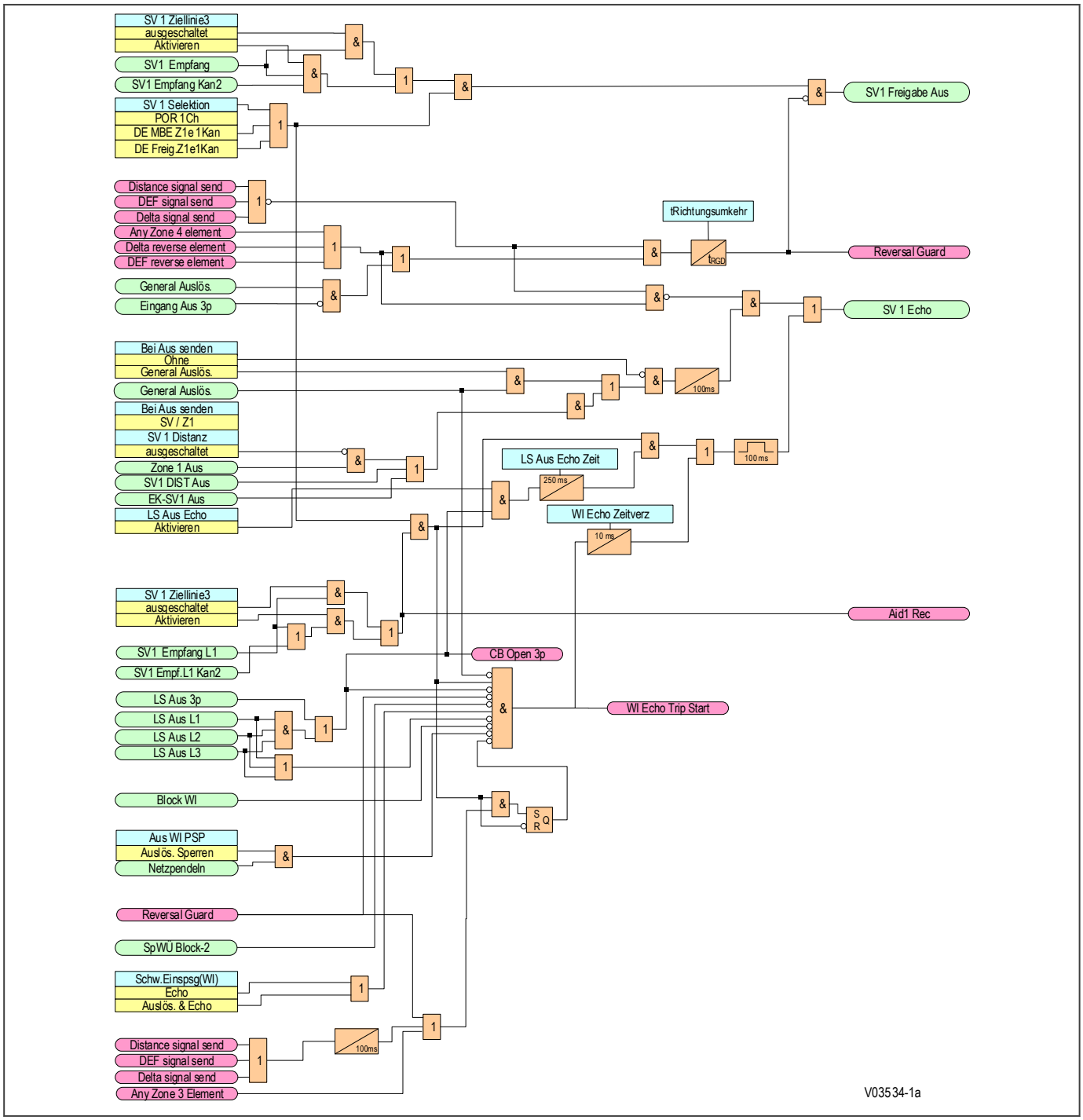


Abbildung 138: POR-unterstützte Auslöselogik 1Ch (1 von 2)

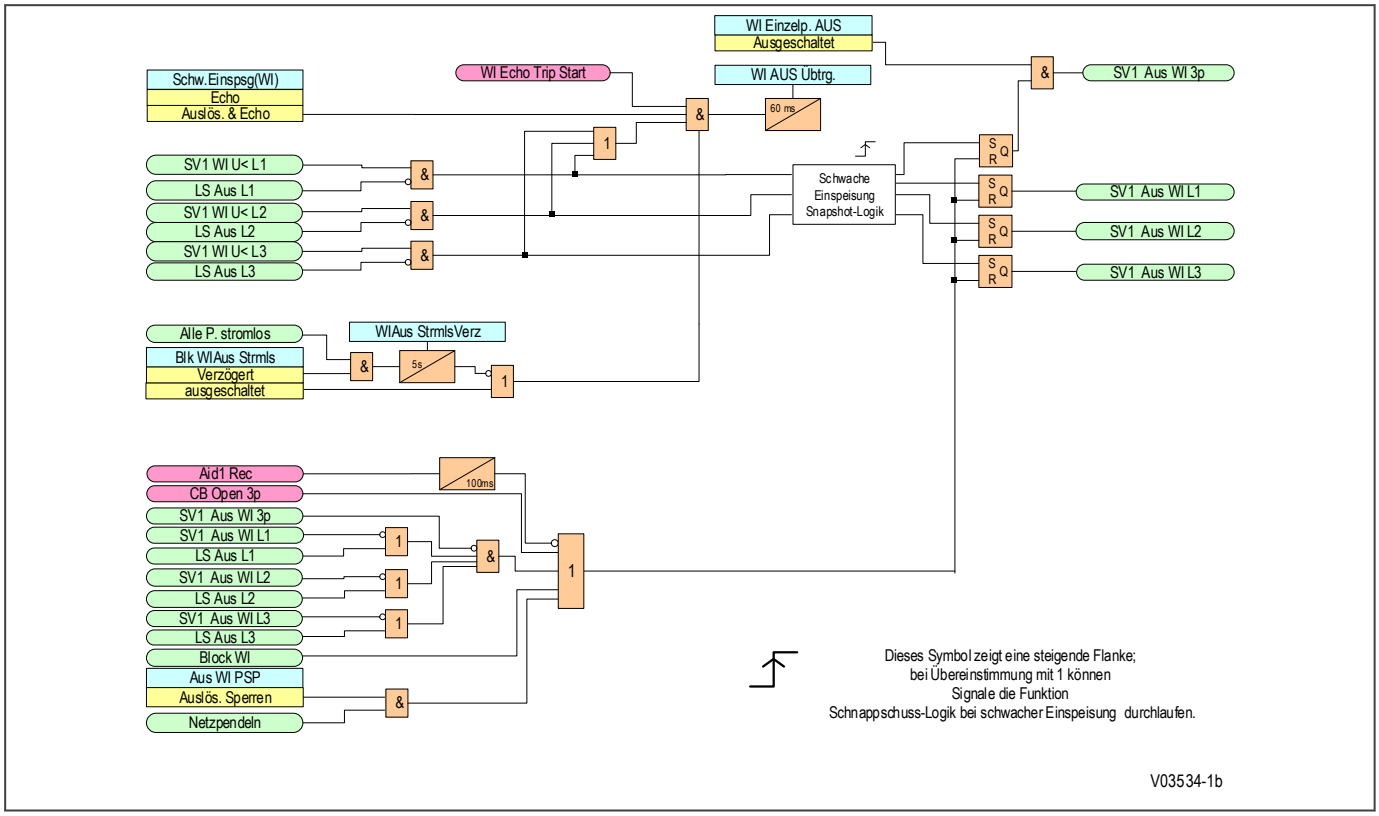


Abbildung 139: POR-unterstützte Auslöselogik 1Ch (2 von 2) – Auslösung bei schwacher Einspeisung

8.5.3.5 LOGIK FÜR POR-UNTERSTÜTZTES AUSLÖSEN

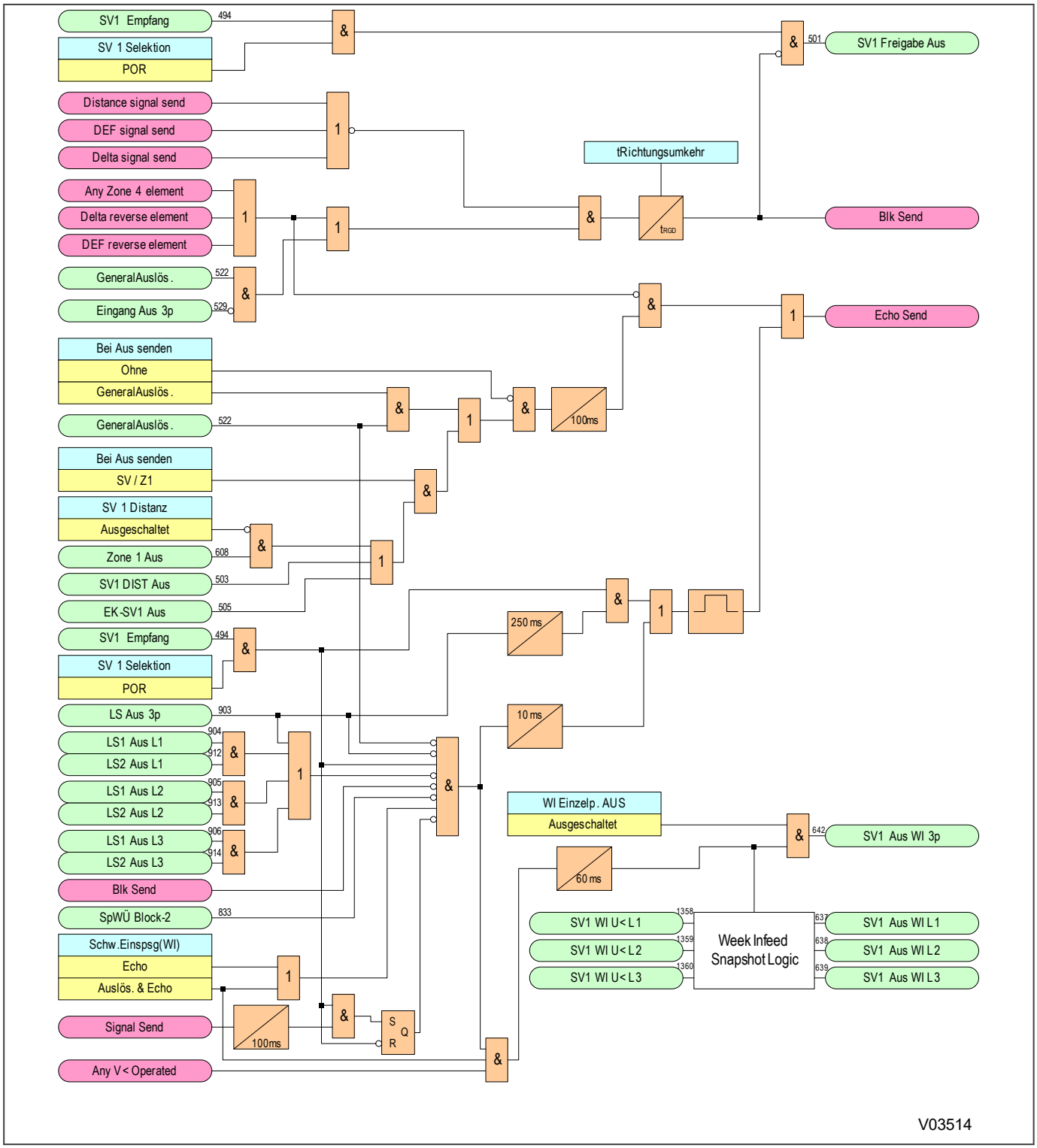


Abbildung 140: Logik für POR-unterstütztes Auslösen

8.5.3.6 AUSLÖSELOGIK DER UNTERSTÜTZTEN SCHALTUNG BLOCKIERUNG 1

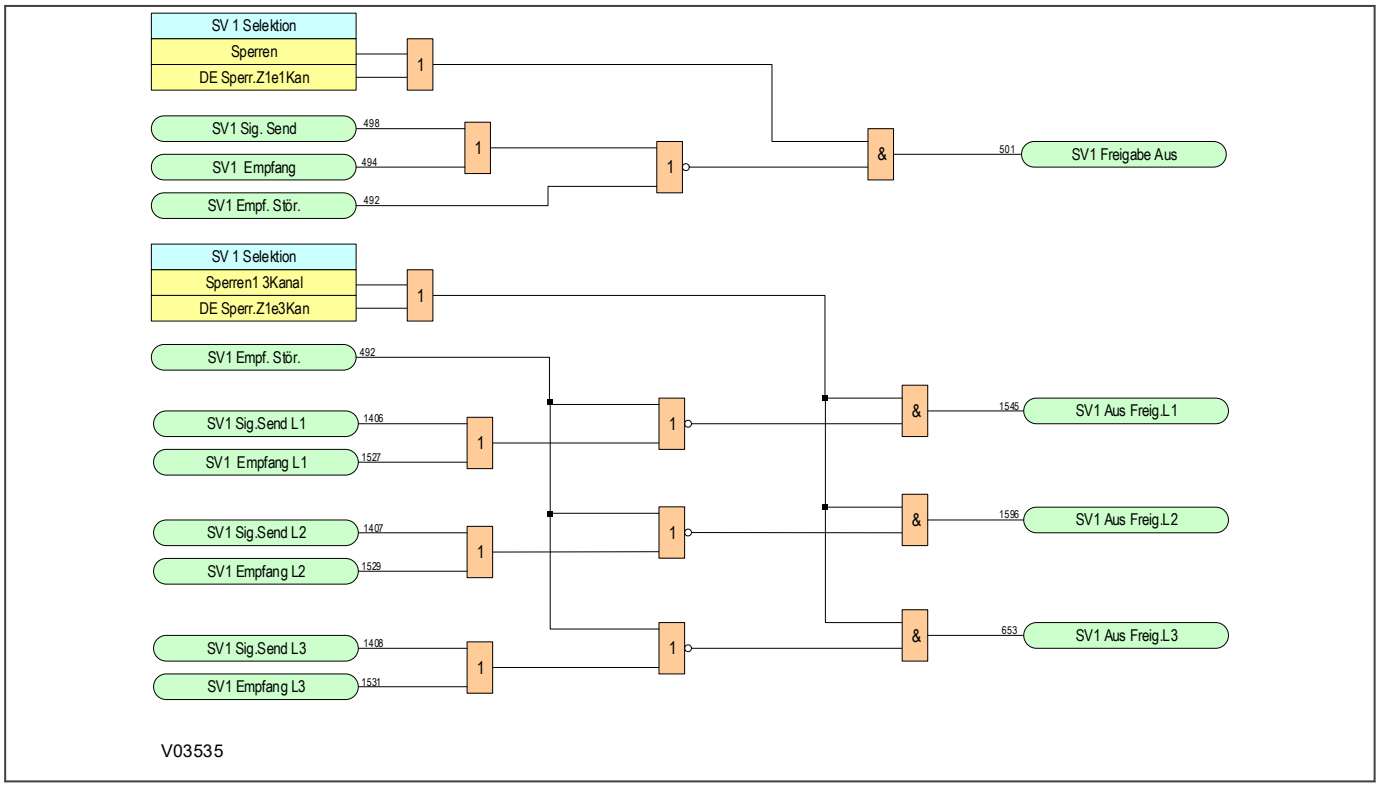


Abbildung 141: Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 1

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.5.3.7 AUSLÖSELOGIK DER UNTERSTÜTZTEN SCHALTUNG BLOCKIERUNG 2

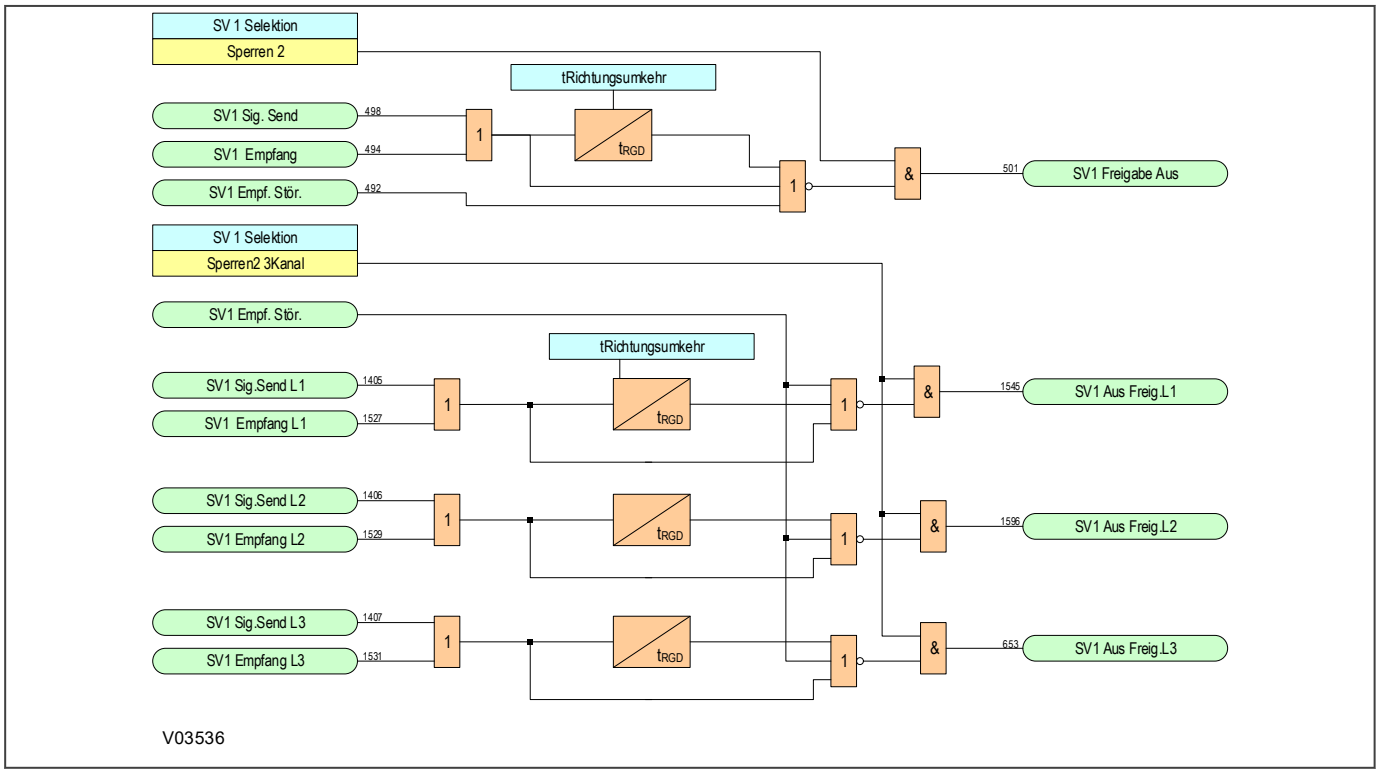


Abbildung 142: Auslöselogik der unterstützten Schaltung Blockierung 2

Hinweis:
Eine unterstützte Distanzschaltung erfordert Kommunikation des/der trägergestützten Befehlssignals/Befehlssignale zwischen den Leitungsenden. Wenn phasengetrennte trägergestützte Distanzschaltungen unterstützt werden, müssen drei Befehlssignale übermittelt werden (je eines zur Überwachung der Auslösung jeder Phase). Anderenfalls ist die Übermittlung eines einzelnen Befehls (der auf alle Phasen anwendbar ist) erforderlich.
Eine Schaltung mit unterstütztem Delta erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung eines zusammengesetzten Delta-Richtungssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden.
Eine Schaltung mit unterstütztem DEF erfordert einen separaten Kommunikationsbefehlskanal zur Übermittlung des trägergestützten Befehlssignals (das auf alle Phasen anwendbar ist) zwischen den Leitungsenden. Wenn eine trägergestützte Distanzschaltung mit dreipoliger Auslösung (d. h. NICHT phasengetrennt) implementiert wird, kann ein einzelnes, allgemeines, unterstütztes Trägersignal gemeinsam von ähnlichen trägergestützten Distanz- und DEF-Schaltungen verwendet werden.

8.6 DE-FERNSCHUTZSCHALTUNGEN (DEUTSCHLAND VERSIONEN)

Folgende Fernschutzschaltungen sind speziell für DE vorgesehen:

- Erweiterungsschaltung 1 Ch der DE-Zone 1 (***DE MBE Z1e 1Kan***) für Zusammenwirken mit einer Gemeinschaftskanalsendung
- Erweiterungsschaltung 3 Ch der DE-Zone 1 (***DE MBE Z1e 3Kan***) für Zusammenwirken mit einer Kanalsendung pro Phase
- Erweiterungsschaltung 1 Ch der permissiven DE-Zone 1 (***DE Freig.Z1e1Kan***) für Zusammenwirken mit einer Gemeinschaftskanalsendung
- Erweiterungsschaltung 3 Ch der permissiven DE-Zone 1 (***DE Freig.Z1e3Kan***) für Zusammenwirken mit einer Kanalsendung pro Phase
- DE-Blockierschaltung für 1 Kan. Einstellung ***DE Sperr.Z1e1Kan*** für Zusammenwirken mit einer Gemeinschaftskanalsendung
- DE-Blockierschaltung für 3 Kan. Einstellung ***DE Sperr.Z1e3Kan*** für Zusammenwirken mit einer Kanalsendung pro Phase

Diese Schaltungen sind nur in *SIGNALVERGLEICH1* vorhanden.

Diese Schaltungen funktionieren mit Zone „Z1e“. Diese Zone ist völlig unabhängig von *ZONE 1 EXTENSION* (ERWEITERUNG ZONE 1) (Z1x) unter *SIGNALVERGLEICH1* (UNTERSTÜTZTE SCHALTUNG 1). Diese Z1e ist eine unabhängige eigenständige Zone, die eingestellt werden kann und sich wie andere Zonen im Schutzgerät verhält. DE-Schaltungen verwenden die Zone Z1e, damit der permissive Kanal freigegeben und die permissive oder Freigabeauslösung zugelassen werden kann.

Diese Zone Z1e kann auf „Vorwärts“ oder „Rückwärts“ gesetzt werden. Hinweis: Bei Verwendung für die DE-Schaltungen muss die Zone für das Einleiten oder Zulassen der Fernschutzschaltung auf „Vorwärts“ gesetzt werden.

Bei Aktivierung einer dieser Schaltungen ist es möglich, die automatische Wiedereinschaltung einzuleiten oder zu blockieren. Siehe Einstellung GROUP x *AWE* ***Dist.gestüt. AWE\AWE einleiten*** oder ***Blockade AWE***.

8.6.1 BESCHREIBUNG DER DE-SCHALTUNG

Erweiterungsschaltung 1 Kann. der Zone 1 (*DE MBE Z1e 1Kan*) und Erweiterungsschaltung 3 Kan. der Zone 1 (*DE MBE Z1e 3Kan*)

Diese Schaltungen verwenden die vorhandene Schaltungslogik in Übereinstimmung mit „POR 1Kan“ und „POR 3Kan“, aber die Sende- und Empfangszonen sind folgende:

Sendelogik: Zone 1

Permissive Auslöselogik: Z1e UND Kanalempfang (ausgeführt auf der Basis pro Phase für ***DE MBE Z1e 3Kan***)

Die Schaltung löst aus, nachdem die Zeitverzögerung ***SV 1 Dist.Übtr.*** abgelaufen ist.

Erweiterungsschaltung 1 Kan. der permissiven Zone 1 (*DE Freig.Z1e1Kan*) und Erweiterungsschaltung 3 Kan. der permissiven Zone 1 ((*DE Freig.Z1e3Kan*)

Diese Schaltungen verwenden die vorhandene Schaltungslogik in Übereinstimmung mit „POR 1Kan“ und „POR 3Kan“, aber die Sende- und Empfangszonen sind folgende:

Sendelogik:Z1e

Permissive Auslöselogik:Z1e UND Kanalempfang (ausgeführt auf der Basis pro Phase für ***DE Freig.Z1e3Kan***)

Die Schaltung löst aus, nachdem die Zeitverzögerung ***SV 1 Dist.Übtr.*** abgelaufen ist.

Blockierschaltung für 1Kan. *DE Sperr.Z1e1Kan* und Blockierschaltung für 3Kan. *DE Sperr.Z1e3Kan*

Diese Schaltungen verwenden die vorhandene Schaltungslogik in Übereinstimmung mit „Sperren1 1Kan“ und „Sperren1 3Kan“ Blockierschaltung 1, aber die Sende- und Empfangszonen sind folgende:

Blockierungssendelogik: Zone 4

Auslöselogik: Z1e UND kein Kanalempfang (auf der Basis pro Phase für ***DE Sperr.Z1e3Kan***)

Die Schaltung löst aus, nachdem die Zeitverzögerung ***SV 1 Dist.Übtr.*** abgelaufen ist. In diesem Fall muss für die Auslösung genügend Zeit eingeräumt werden, damit das Fernrelaissignal anspricht und die Kanalverzögerung stattfinden kann.

Hinweis:
Wenn eine Schaltung als 3Kan. verwendet wird, kann weder Aided DEF noch Aided Delta verwendet werden.

8.7 ANWENDUNGSHINWEISE

8.7.1 UNTERSTÜTZTES DISTANZ-PUR-SYSTEM

Diese Schaltung erlaubt unverzögertes Auslösen der Zone 2 bei Empfang des Signals vom Element mit Unterreichweite des Schutzes am entfernten Ende.

Die Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: Zone 1
- Anregeabhängige Auslöselogik: Zone 2 plus Kanal empfangen

Die Einstellung der Verzögerungszeit (***SV 1 Dist.Übtr.***, ***SV 2 Dist.Übtr.***) sollte zur schnellen Beseitigung von Fehlern auf 0 ms eingestellt werden.

8.7.2 UNTERSTÜTZTES DISTANZ-POR-SYSTEM

Diese Schaltung erlaubt unverzögertes Auslösen der Zone 2 bei Empfang des Signals vom Element mit Überreichweite des Schutzes am entfernten Ende.

Die Logik ist die folgende

- Sendelogik: Zone 2
- Anregeabhängige Auslöselogik: Zone 2 plus Kanal empfangen

Die Einstellung der Verzögerungszeit (***SV 1 Dist.Übtr.***, ***SV 2 Dist.Übtr.***) sollte zur schnellen Beseitigung von Fehlern auf 0 ms eingestellt werden.

Die POR-Schaltung verwendet zudem das Schutzgerät der rückwärts gerichteten Zone 4 als Rückwärtsfehlerdetektor. Dies wird in der Stromumkehrlogik und in der optionalen Echofunktion für schwache Einspeisung verwendet.

Schwache Einspeisung(WI)

Wenn Auslösung bei schwacher Einspeisung verwendet wird, sind 70 % der bemessenen Sternspannung eine typische Spannungseinstellung. Die Auslösung bei schwacher Einspeisung ist entsprechend dem Wert ***WI AUS Übtrg.***, der normalerweise auf 60 ms eingestellt ist, zeitverzögert.

Stromumkehrüberwachung

Empfohlene Einstellung:

- ***tRichtungsumkehr*** = Maximale Rücksetzzeit des Signalisierungskanals + 60 ms.

8.7.3 UNTERSTÜTZTE DISTANZBLOCKIERSCHALTUNG

Diese Schaltung verwendet ein Element der rückwärts gerichteten Zone 4, um das Ansprechen eines Elements der vorwärts gerichteten Zone 2 des Schutzes am entfernten Ende zu blockieren.

Die Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: Rückwärts Zone 4
- Auslöselogik: Zone 2, plus Kanal NICHT empfangen

Um Zeit für das Eintreffen eines Sperrsignals zu geben, muss eine kurze Verzögerungszeit vor der Auslösung eingeräumt werden (***SV 1 Dist.Übtr.***, ***SV 2 Dist.Übtr.***). Empfohlene Verzögerung:

- Empfohlene Einstellung = maximale Signalkanal-Laufzeit + ein Netzfrequenzzyklus.

Hinweis:
Zwei Varianten eines Sperrsystems werden bereitgestellt, Sperren 1 und Sperren 2. Beide Systeme funktionieren in ähnlicher Weise, außer dass sich die Position der Umkehrschutzzeit in der Logik ändert. Blockierung 2 erlaubt zuweilen eine schnellere Freigabe, wenn sich ein Fehler vom externen Bereich auf den internen Bereich ausweitet, und damit auch schnelleres Auslösen.

Stromumkehrüberwachung

Empfohlene Einstellungen:

- Bei Verwendung von Duplex-Signalisierungskanälen: ***tRichtungsumkehr*** auf maximale Ansprechzeit des Signalisierungskanals + 20 ms setzen.
- Bei Verwendung eines Simplex-Signalisierungskanals: ***tRichtungsumkehr*** auf maximale Ansprechzeit des Signalisierungskanals minus minimale Rücksetzzeit des Signalisierungskanals plus 20 ms setzen.

8.7.4 POR-SCHALTUNG FÜR UNTERSTÜTZTEN GERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZ

Diese Schaltung erlaubt unverzögertes Auslösen des gerichteten Erdfehlerschutzes eines lokalen Anschlusses, wenn sie einen Vorwärtsfehler erkennt UND vom Schutz am entfernten Ende ein Signal mit der Information empfängt, dass der Schutz am entfernen Ende ebenfalls einen Vorwärtsfehler erkannt hat.

Die Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: gerichteter Erdfehlerschutz vorwärts
- Selektivauslösungslogik: gerichteter Erdfehlerschutz vorwärts plus Kanal empfangen

Die Zeitverzögerung wird normalerweise auf 0 ms eingestellt.

8.7.5 EK-SV SPERRSYSTEM

Diese Schaltung verhindert das Auslösen des gerichteten Erdfehlerschutzes eines lokalen Anschlusses, wenn sie vom Schutz am entfernten Ende ein Signal mit der Information empfängt, dass der Fehler in Rückwärtsrichtung und damit außerhalb der Zone liegt.

Die Logik funktioniert wie folgt:

- Sendelogik: EK_SV Gegen
- Auslöselogik: EK_SV Vorwärts plus Kanal NICHT empfangen, mit einer kleinen eingestellten Verzögerung

Um Zeit einzuräumen, damit ein Blockiersignal ankommen kann, muss eine kurze Zeitverzögerung für das unterstützte Auslösen verwendet werden. Die empfohlene Einstellung der Verzögerungszeit (***EK-SV 1 Übtr.***, ***EK-SV 2 Übtr.***) ist die maximale Ansprechzeit des Signalisierungskanals + 20 ms.

8.7.6 UNTERSTÜTZTES DELTA-POR-SYSTEM

Diese Schaltung erlaubt eine unverzögerte Delta-Auslösung eines lokalen Anschlusses, wenn sie einen Vorwärtsfehler erkennt UND vom Schutz am entfernten Ende ein Signal mit der Information empfängt, dass der Schutz am entfernten Ende ebenfalls einen Vorwärtsfehler erkannt hat.

- Sendelogik: Delta-Fehler Vorwärts
- Anregeabhängige Auslöselogik: Delta-Fehler Vorwärts plus Kanal empfangen

Die Verzögerungszeiten (***SV 1 Delta Übtr.***, ***SV 2 Delta Übtr.***) sollten zur schnellen Beseitigung von Fehlern auf 0 ms eingestellt werden.

Stromumkehrüberwachung

Stromumkehrungen während der Beseitigung von Fehlern an benachbarten Parallelleitungen sind mit Sorgfalt zu behandeln. Um Fehlfunktionen zu verhindern, muss eine Zeitstufe zur Stromumkehrüberwachung gesetzt werden.

Die empfohlene Einstellung (***tRichtungsumkehr***) ist die maximale Rücksetzzeit für den Signalisierungskanal + 35 ms.

8.7.7 UNTERSTÜTZTES DELTA-SPERRSYSTEM

Diese Schaltung verhindert eine Delta-Auslösung eines lokalen Anschlusses, wenn sie vom Schutz am entfernten Ende ein Signal mit der Information empfängt, dass der Fehler in Rückwärtsrichtung und damit außerhalb der Zone liegt.

- Sendelogik: Delta-Fehler rückwärts
- Auslöselogik: Delta-Fehler vorwärts plus Kanal NICHT empfangen, verzögert um Tp (eine kurze Verzögerungszeit)

Empfohlene Einstellung der Verzögerung (***SV 1 Delta Übtr.***, ***SV 2 Delta Übtr.***): maximale Ansprechzeit des Signalisierungskanals + 6 ms.

Stromumkehrüberwachung

Stromumkehrungen während der Beseitigung von Fehlern an benachbarten Parallelleitungen sind mit Sorgfalt zu behandeln. Um Fehlfunktionen zu verhindern, muss eine Zeitstufe zur Stromumkehrüberwachung gesetzt werden.

Die empfohlene Einstellung (***tRichtungsumkehr***) ist die maximale Rücksetzzeit für den Signalisierungskanal + 35 ms.

8.7.8 ANWENDUNGEN MIT HAUPTSPEISELEITUNG

Distanzschutz kann verwendet werden, um Leitungen mit drei Enden (Abzweigleitungen) zu schützen. Das Zusammenschalten von drei Anschlüssen beeinflusst jedoch die von den Distanzelementen erkannten Scheinimpedanzen und führt zu bestimmten Problemen.

Betrachten Sie beispielsweise die folgende Abbildung, die eine Hauptspeiseleitung mit den Anschlüssen A, B und C und einen Fehler in der Nähe von Anschluss B zeigt:

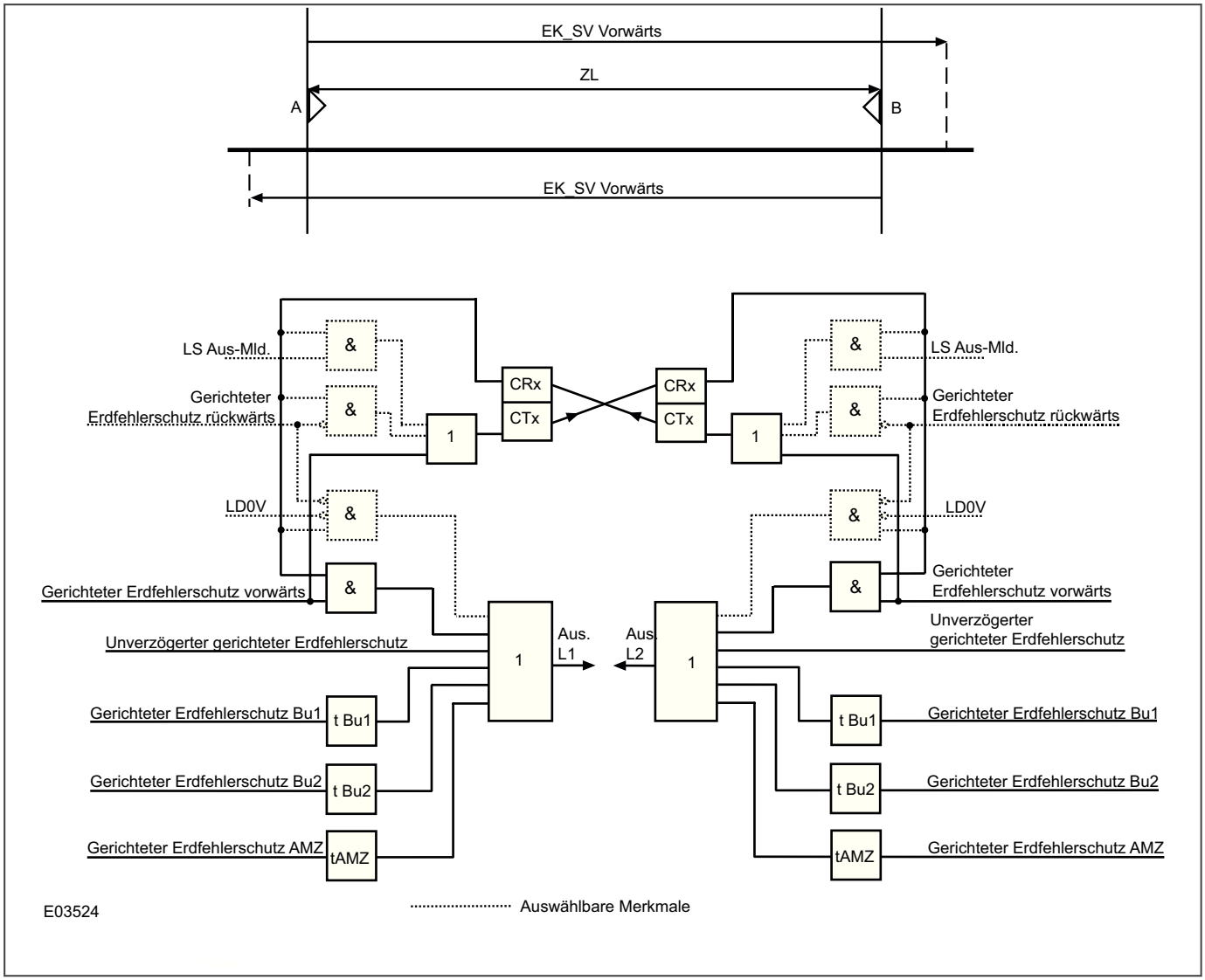


Abbildung 143: Scheinimpedanzen, die vom Distanzschutz an einer Hauptspeiseleitung erkannt werden

Die von den Distanzelementen an Anschluss A erkannte Impedanz ergibt sich aus:

$$Za = Zat + Zbt + [Zbt.(Ic/Ia)]$$

Bei Fehlern jenseits des T-Punkts und Einspeisung von den Anschlüssen A und C haben die Distanzelemente an A (und C) Unterreichweite. Wenn Anschluss C eine relativ starke Quelle ist, kann der Unterreichweiteneffekt an A bedeutend sein. Wenn Zone 2 auf einen typischen Wert von 120 % der Leitung AB eingestellt wird, kann das Element bei internen Fehlern eventuell nicht ansprechen. Zur Kompensation muss das Element der Zone 2 mit einem Faktor, der den Effekt der Einspeisung vom T-Punkt berücksichtigt, auf eine größere Überreichweite eingestellt werden.

Wenn also Einspeisung an einem Abzweigstromkreis vorhanden ist, sind alle Elemente der Zone 2 so einzustellen, dass sie auf beide ihrer Fernanschlüsse übergreifen, mit einem Faktor, der den Effekt der Einspeisung vom T-Punkt berücksichtigt.

Ebenso wie die Überreichweite von Elementen der Zone 2 muss auch die Unterreichweite von Elementen der Zone 1 sichergestellt werden. Elemente der Zone 1 an jedem Anschluss müssen bezogen auf die wahre Impedanz bis zum nächsten Anschluss auf Unterreichweite eingestellt werden (Begrenzung = keine Einspeisung am T-Punkt – daher kein Überreichweitenanteil).

Es ist möglich, die Reichweitenanforderungen mithilfe des alternativen Parametersatzes zu ändern, um die erwartete Einspeisung anzupassen. Die Anpassung der Parametersätze an die verschiedenen Bedingungen sowie das Wechseln zwischen Parametersätzen macht es möglich, die veränderlichen Reichweitenanforderungen zu erfüllen.

Für den Schutz von Hauptspeiseleitungen können auch trägergestützte Schaltungen in Verbindung mit Distanzelementen verwendet werden. Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe und Selektivschutzschaltungen mit Unterreichweite und Freigabe können verwendet werden, allerdings unterliegen sie einigen Beschränkungen. Blockierschaltungen sind im Allgemeinen am geeignetsten.

8.7.8.1 POR-SCHALTUNGEN FÜR HAUPTSPEISELEITUNGEN

Eine Selektivschutzschaltung mit Überreichweite und Freigabe (POR-Schaltung) erfordert die Verwendung von zwei Signalkanälen zwischen jedem Schutzgerätepaar. Bei einer Abzweigspeiseleitung wird nur dann eine permissive Auslösung ausgegeben, wenn der Betrieb der lokalen Zone 2 (oder Aided Z1 im Falle von DE-Schaltungen) vom Empfang der Signale von beiden Fernanschlüssen begleitet wird. Die „UND“-Funktion von empfangenen Signalen kann entweder mithilfe externer Logik oder innerhalb der internen programmierbaren Logik (PSL) implementiert werden.

Bei alternativer Verwendung der Einstellung ***SV 1 Ziellinie3*** in der Spalte *SIGNALVERGLEICH1* wird das Schutzgerät:

- ein UND-Gatter mit den zwei Empfangssignalen ***SV1 Empfang*** und ***Aid Ch.Rx.Ch2*** für unterstütztes Auslösen und die Auslösung bei schwacher Einspeisung verwenden
- ein ODER-Gatter mit den zwei eingehenden Empfangssignalen ***SV1 Empfang*** und ***Aid Ch.Rx.Ch2*** für Echozwecke verwenden

Dies ist zur Verwendung in den folgenden Szenarien vorgesehen. Betrachten Sie in der nachstehenden Abbildung die Schaltung mit den drei Enden. Mit dem STARKEN Ende A und den schwächeren Enden B und C werden die Schutzgeräte an den Enden B und C mit Echo (keine Auslösung bei schwacher Einspeisung) eingestellt. In diesem Fall können wir davon ausgehen, dass Zone 2 am Ende A alle Fehler bis zu den Sammelschienenenden B und C erkennen kann.

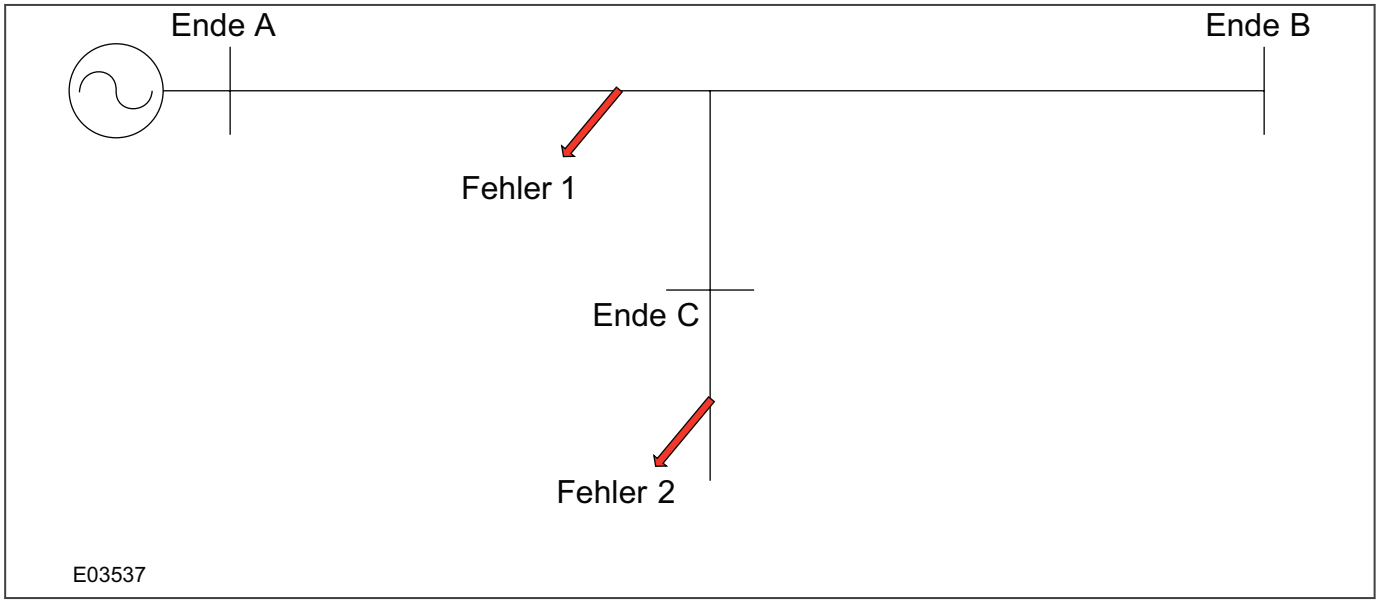


Abbildung 144: Beispiel für einen POR-Abzweigspeiseleitungsfehler

Für Fehler 1

- Ende A: Erkennt den Fehler in Zone 2 und sendet ein Signal an Ende C und B.
- Sendung Echo Ende B: Erkennt den Fehler nicht, und sendet, da es sich um ein ODER aus beiden Signaleingängen handelt, ein Signal zurück an A und C. Löst nicht aus, weil es sich nur um ein Echo handelt
- Sendung Echo Ende C: Erkennt den Fehler nicht, und sendet, da es sich um ein ODER aus beiden Signaleingängen handelt, ein Signal zurück an A und B. Es löst nicht aus, da es nur als Echo eingestellt ist
- Ende A: Löst aus, weil das permissive Element ein UND der Empfangssignale vom fehlerbehafteten Ende B und C ist und der Fehler in Zone 2 erkannt wurde

Ende B und C kann auch als „Auslösung bei schwacher Einspeisung“ eingestellt werden, solange diese Schutzgeräte ein Signal von beiden entfernten Enden empfangen und die Bedingungen erfüllt sind (Spannung unter Einstellung ***Wl U<Einst.***, Kein LS offen, keine Distanzauslösung usw.). Dann löst das Schutzgerät bei schwacher Einspeisung aus.

Für Fehler 2

- Ende A: Erkennt den Fehler in Zone 2 und sendet ein Signal an Ende C und B.
- Sendung Echo Ende B: Erkennt den Fehler nicht und sendet, da es sich um ein ODER aus beiden Signaleingängen handelt, ein Signal zurück an A und C. Es löst nicht aus, da es nur als Echo eingestellt ist
- Sendung Echo Ende C: Erkennt den Fehler in Rückwärtsrichtung und sendet daher kein Echo und löst nicht aus.
- Ende A: Löst nicht aus, da es sich bei der permissiven Auslösung um ein UND der beiden Signaleingänge vom fehlerbehafteten Ende B und C handelt und in diesem Fall KEIN von Ende C gesendetes Signal empfangen wurde

Um das Ansprechen bei internen Fehlern in einer POR-Schaltung sicherzustellen, muss der Schutz an jedem der drei Anschlüsse die Fähigkeit besitzen, einen Fehler überall an der geschützten Speiseleitung zu erkennen. Dies kann sehr umfangreiche Reichweiteneinstellungen für Zone 2 erfordern, damit die Scheinimpedanzen berücksichtigt werden, die von den Distanzelementen erkannt werden.

Obwohl POR-Schaltungen für Abzweigspeiseleitungen realisierbar sind, können die Signalisierungserfordernisse und die Einstellungen der sehr großen Zone 2 dieses Vorhaben unattraktiv machen.

Wenn Zone 2 zu groß sein muss, sind Schaltungen verfügbar, die äquivalent zu POR sind und eine unabhängige übergreifende Zone ***Z1e*** verwenden, die für diesen Zweck verwendet werden kann. Diese Schaltungen sind ***DE Freig.Z1e1Kan*** und ***DE Freig.Z1e3Kan***

8.7.8.2 PUR-SCHALTUNGEN FÜR HAUPTSPEISELEITUNGEN

Bei einer Selektivschutzschaltung mit Unterreichweite und Freigabe (PUR-Schaltung) wird der Signalkanal nur dann getastet, wenn interne Fehler vorliegen. Der Kanal wird getastet, wenn Zone 1 anspricht. Unterstütztes Auslösen findet an einem Empfangsanschluss statt, wenn dessen Einstellungsvoraussetzungen in Bezug auf die Übergreifzone 2 erfüllt sind.

Bei Anwendungen mit einer Hauptspeiseleitung wird eine Selektivauslösung an einem Anschluss eingeleitet, wenn das Ansprechen der Zone 2 des Anschlusses vom Empfang eines Signals begleitet wird, das von EINEM der entfernten Anschlüsse gesendet wird. Dadurch sind die Erfordernisse des Signalkanals für eine PUR-Schaltung weniger anspruchsvoll als bei einer POR-Schaltung. Es kann entweder ein normaler TFH-Signalkanal oder eine triangulierte Signalisierungsanordnung verwendet werden, was eine PUR-Schaltung für den Schutz einer Hauptspeiseleitung im Allgemeinen attraktiver als eine POR-Schaltung macht.

Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass es Fälle gibt, in denen bei PUR-Schaltungen kein unverzögertes Auslösen stattfindet. Die nachstehende Abbildung zeigt drei Fälle, in denen verzögertes Auslösen stattfindet:

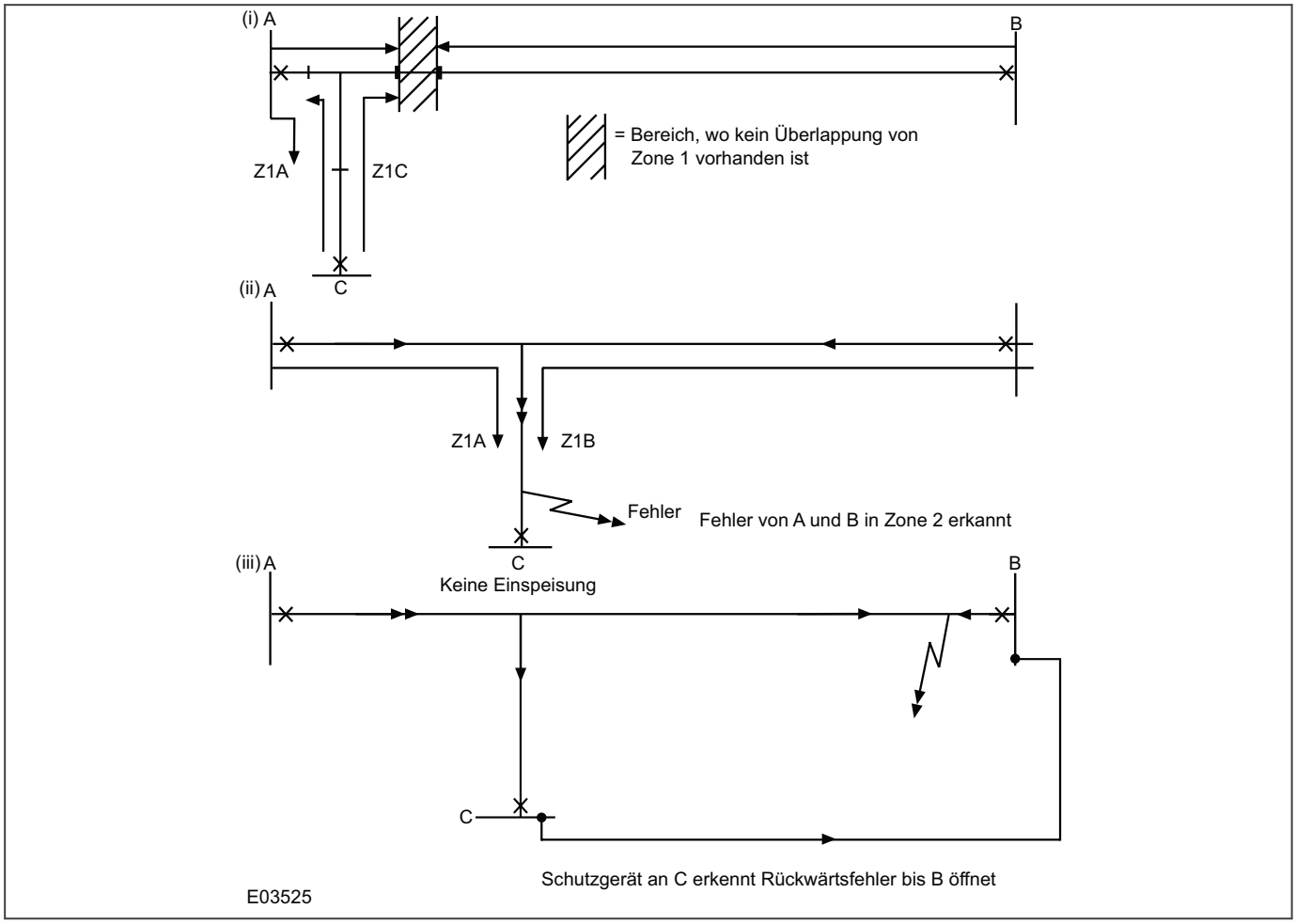


Abbildung 145: Problematische Fehlerszenarien bei einer PUR-Schaltungsanwendung für Hauptspeiseleitungen

- Szenario (i) zeigt einen kurzen Abzweig, der an einen nahen Anschluss und an einen entfernten Anschluss angeschlossen ist. In diesem Fall überlappen nicht alle Elemente der Zone 1, die auf 80 % der Länge der kürzesten Speiseleitung eingestellt sind, was zur Folge hat, dass ein Abschnitt nicht von einem Element der Zone 1 abgedeckt wird. Ein Fehler in diesem Abschnitt würde auf verzögertes Auslösen der Zone 2 zurückzuführen sein.
- Szenario (ii) zeigt ein Beispiel des Anschlusses C ohne Einspeisung. Die Differentialelemente an C sprechen bei Fehlern, die dicht am Anschluss auftreten, eventuell nicht an. Da der Fehler außerhalb der Reichweite der Zone 1 von A und B liegt, stützt sich die Beseitigung auf verzögertes Auslösen der Zone 2 an A und B.
- Szenario (iii) zeigt das Beispiel einer Ausspeisung von Anschluss C, die zur Einspeisung eines internen Fehlers über Anschluss B führt. In diesem Fall erkennt Anschluss C den Fehler erst dann, wenn der Leistungsschalter an B ausgelöst hat. Das Ergebnis wäre ein sequentielles (und damit verzögertes) Auslösen.

8.7.8.3 BLOCKIERSCHALTUNGEN FÜR HAUPTSPEISELEITUNGEN

Bei Blockierschaltungen kann schnelles Ansprechen bei Stromkreisen erreicht werden, in die kein Strom von einem oder mehreren Anschlüssen eingespeist wird. Daher sind Blockierschaltungen besonders für den Schutz von Hauptspeiseleitungen geeignet. Die Schaltung hat zudem den Vorteil, dass das Signalisierungserfordernis mit einem Simplexkanal realisiert werden kann.

Hinweis:
Triangulierte Simplexkanäle können je nach Vorzug anstelle eines normalen Simplexkanals verwendet werden.

Wie bei Selektivschutzschaltungen mit Unterreichweite und Freigabe (PUR-Schaltungen) ist eine Begrenzung einer implementierten Blockierschaltung ein Szenario, in dem Ausspeisung von einem Anschluss zur Einspeisung eines internen Fehlers über einen anderen Anschluss führt. Der Anschluss mit der Ausspeisung erkennt einen Rückwärtsfehlerzustand. Dies hat zur Folge, dass ein Blockiersignal an die beiden entfernten Anschlüsse gesendet wird. Der Fehler wird zwar beseitigt, aber das Auslösen wird verhindert, bis die Zeitverzögerung der Zone 2 abgelaufen ist.

KAPITEL 9

NICHTUNTERSTÜTZTE SCHALTUNGEN

9.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel werden die Distanzschaltungen beschrieben, die keine Kommunikation zwischen den Enden erfordern (nichtunterstützte Schaltungen).

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 256

Nichtunterstützte Schaltungen 257

Grundschaltungen 258

Schaltungen für das Auslösen beim Schließen 262

Zone 1-Erweiterungsschaltung 267

Lastverlustschaltung 269

9.2 NICHTUNTERSTÜTZTE SCHALTUNGEN

Dieses Gerät verfügt über einen Distanzschutz. Dieser Distanzschutz ist als selbständiger selektiver, Distanzschutz sowie in Verbindung mit einer Signalübertragungseinheit als vollwertige Haupt- und Reserveschutzeinrichtungen entwickelt worden.

Der Distanzschutz verfügt über Hauptschutzfunktionen (wie unverzögerte Distanzschutzfunktion, verzögerte Distanzschutzfunktion, sonstige Reserveschutzfunktionen). Der Distanzschutz verfügt darüber hinaus über eigenständige Schutzfunktionen die keine zusätzliche Kommunikation benötigen. Diese Schutzfunktionen werden als unterstützende Schutzfunktionen bezeichnet.

Diese unterstützenden Schutzfunktionen werden in folgenden Kategorien unterschieden:

- Grundfunktionen
- AUS bei Anregung (TOC)
- Zone 1 Erweiterung
- Lastverlustschaltung

Die Einstellungen für die unterstützenden Distanzschutzfunktionen sind in Spalte *SIGNALVERGLEICH* zu finden.

9.3 GRUNDSCHALTUNGEN

Der Betrieb der Grundschaltung wird immer dann ausgeführt, wenn die Distanzelemente aktiviert sind. In diesem Prozess wird die gemessene Leitungsimpedanz mit der Distanzmesszonenkonfiguration (Reichweiteneinstellungen und Zeitstufen) verglichen. Es ist möglich, für eine bestimmte Zone unverzögertes oder zeitverzögertes Auslösen oder Blockiersignale auszugeben, was von den Einstellungen der Zone und den gemessenen Impedanzwerten abhängig ist.

Es gibt neun Grundschaltungszonen: Zone 1, Zone 1e, Zone 2, Zone 3, Zone 4, Zone P, Zone Q, Zone R und Zone S.

Zu den Grundschaltungseinstellungen gehören:

- Eine Moduseinstellung, die für alle Zonen gilt
- Auslöseeinstellungen für jede Zone
- Phasenverzögerungseinstellungen für jede Zone
- Erdverzögerungseinstellungen für jede Zone

Für die Phasen- und Erdfehlerelemente jeder Zone können verschiedene Zeitverzögerungen eingestellt werden.

Außerdem stehen zur Ergänzung der Grundschaltung eigenständige Schaltungen (nichtunterstützte Distanzschaltungen) zur Verfügung, die für die rechtzeitige Beseitigung von bestimmten Fehlern sorgen, wenn trägergestützte Signalisierung nicht verfügbar oder nicht nötig ist. Diese Szenarien umfassen Auslösung beim Schließen (einschließlich Zuschaltung auf Kurzschluss und Auslösung bei Wiedereinschaltung), Lastverlust und Erweiterung der Zone 1.

Die Grundschaltung wird ständig ausgeführt, ungeachtet trägergestützter Schaltungen, die aktiviert sein könnten.

9.3.1 GRUNDSCHALTUNGSMODI

Das Ansprechen der Distanzzonen entsprechend ihren eingestellten Zeitverzögerungen wird Grundschaltung genannt. Die Grundschaltung ist ständig aktiv, ungeachtet kanalgestützter Schaltungen, die aktiviert sein könnten.

Die Einstellung ***Start Zeitstufen*** definiert, wie die mit den verschiedenen Distanzzonen verbundenen Zeitstufen im Grundplan durch Ansprechen (Anregung) von Zonenelementen angestoßen werden.

Im Modus `Standard` startet eine Zonenzeitstufe nur dann, wenn die Anregung der entsprechenden Distanzzone erfolgt.

Im Modus `Globale Anregung`, wird das DDB-Signal ***Dist. Anreg.*** (Jede Distanz Anregung) aktiviert, wenn eine Bedingung die Anregung eines freigegebenen Distanzelements verursacht. Dadurch werden die Zeitstufen gestartet, die mit allen aktivierten Zonen verbunden sind (Phasenzonenzeitstufen und Erdzonenzeitstufen werden gestartet). Die Zeitstufen werden zurückgesetzt, wenn das Signal
Dist. Anreg. (Jede Distanz Anregung) zurückgesetzt wird. Spricht ein Distanzzonen-Messelement an, wenn die zugehörige Zonenzeitstufe abläuft, wird für das Zonenelement eine Auslösung eingeleitet.

Der Modus `Globale Anregung` eignet sich besonders für die entstehenden Fehler, weil alle Zonenzeitstufen beim anfänglichen Auftreten eines Fehlers gestartet werden und bei Fehlern in weiteren Phasen nicht auf den Start einer Zeitstufe gewartet wird. Dies minimiert die Gesamtzeit der Fehlerbeseitigung, während sich der Fehler ausweitet.

Die zwei Modi werden durch die folgenden Logikschaltpläne beschrieben.

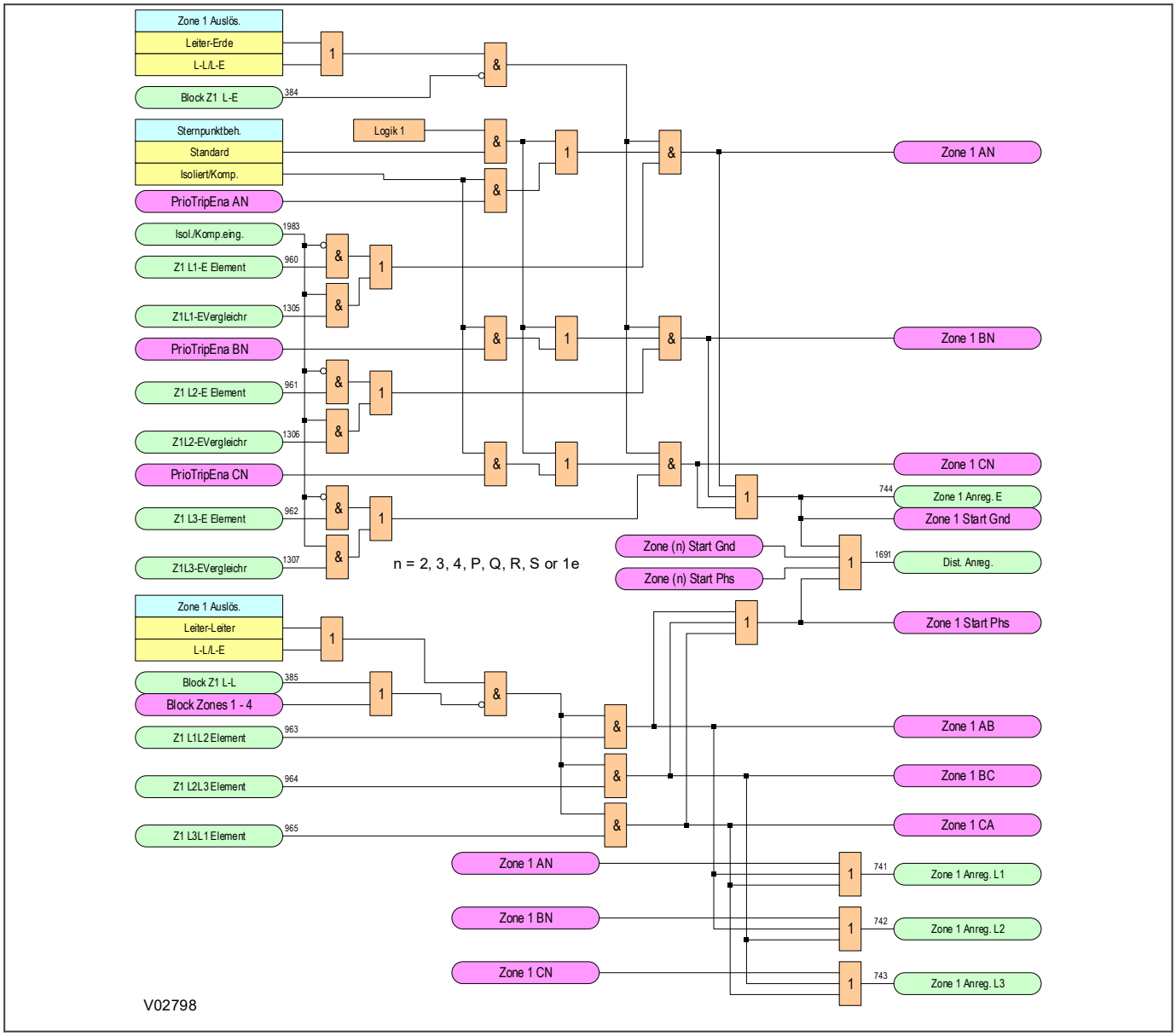


Abbildung 146: Zonenstartlogik

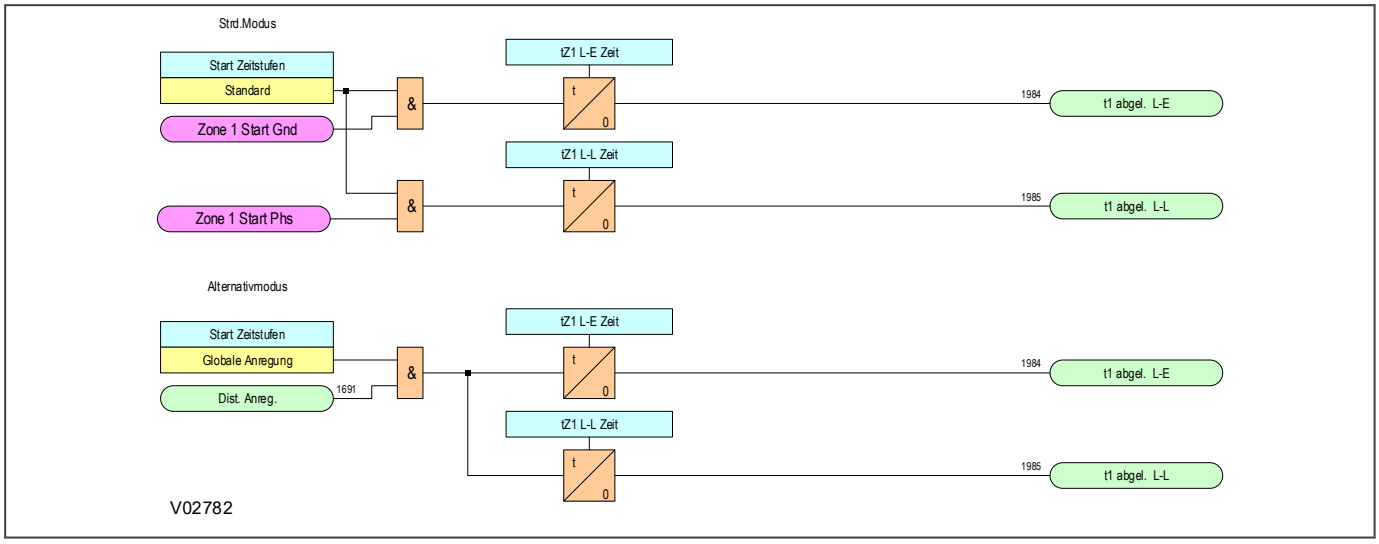


Abbildung 147: Zonenzeitstufenlogik

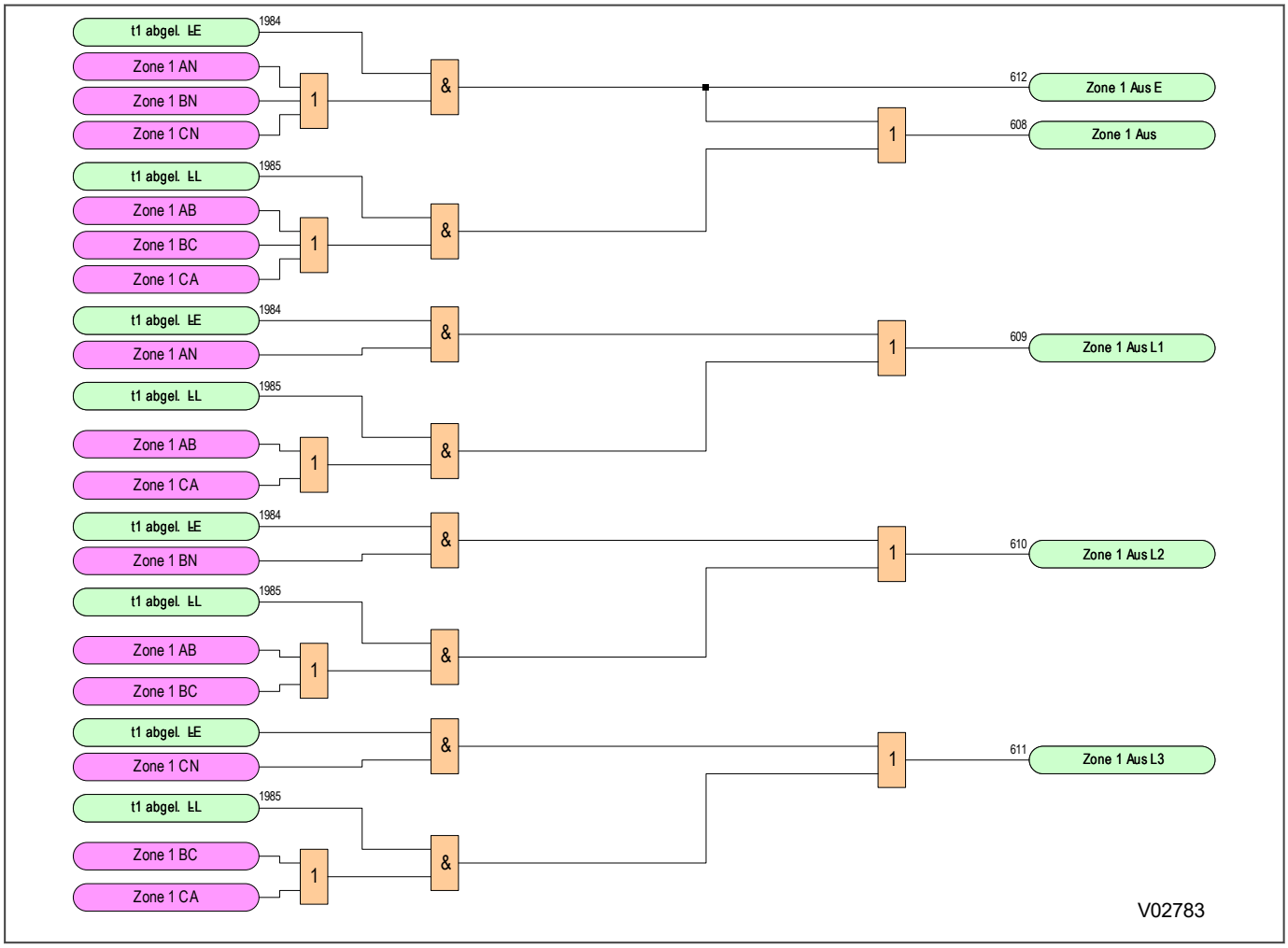


Abbildung 148: Zonenauslöselogik

9.3.2 EINSTELLUNG DER GRUNDSCHALTUNG

Die Zeitverzögerung der Zone 1 (tZ1) wird üblicherweise auf null gesetzt, wodurch unverzögert ausgelöst wird.

Die Zeitverzögerung der Zone 2 (tZ2) wird so eingestellt, dass sie auf die Fehlerbeseitigungszeit von Zone 1 für benachbarte Leitungen abgestimmt ist. Die gesamte Fehlerbeseitigungszeit besteht aus der Ansprechzeit der nachgeordneten Zone 1 plus zugehörige Ansprechzeit des Leistungsschalters. Außerdem muss eine Toleranz die Rücksetzung der Elemente der Zone 2 nach Beseitigung eines Fehlers an der benachbarten Leitung erlauben und Sicherheitsspielraum bieten. Eine typische Mindestzeitverzögerung der Zone 2 beträgt 200 ms.

Die Zeitverzögerung der Zone 3 (tZ3) wird normalerweise unter Berücksichtigung derselben Kriterien wie bei der Zeitverzögerung der Zone 2 eingestellt, mit der Ausnahme, dass die Verzögerung auf die Fehlerbeseitigung der nachgeordneten Zone 2 abgestimmt sein muss. Eine typische Mindestansprechzeit der Zone 3 liegt im Bereich von 400 ms.

Die Zeitverzögerung der Zone 4 (tZ4) muss auf Schutz für benachbarte Leitungen in Rückwärtsrichtung des Schutzes abgestimmt sein.

Separate Zeitverzögerungen können sowohl auf Phasen- als auch Erdfehlerzonen angewendet werden, z. B. wenn längere Erdfehlerverzögerungen zur Zeitstaffelung mit externem Erdüberstromschutz eingestellt werden.

Jede Zone (#), die über eine Leistungstransformatorreaktanz hinausreicht und Fehler auf der Sekundärseite innerhalb der Reaktanz misst, muss eine kleine Zeitverzögerung haben. Dadurch wird Auslösen durch Einschaltstrom bei Erregung des Transformators vermieden.

Allgemein gilt: Wenn die Einstellung der Zonenreichweite größer als 50 % der Transformatorreaktanz ist, die Zonenverzögerung auf 100 ms oder einen größeren Wert setzen. Alternativ kann der Detektorausgang der zweiten Harmonischen (der in der programmierbaren Logik verfügbar ist) zur Blockierung von Zonen verwendet werden, die bei Einschaltstrom auslösen könnten. Einstellungen für den Einschaltstromdetektor sind in der Spalte *ÜBERWACHUNG* zu finden.

Die nachstehende Abbildung zeigt eine typische Anwendung der Grundschaltung.

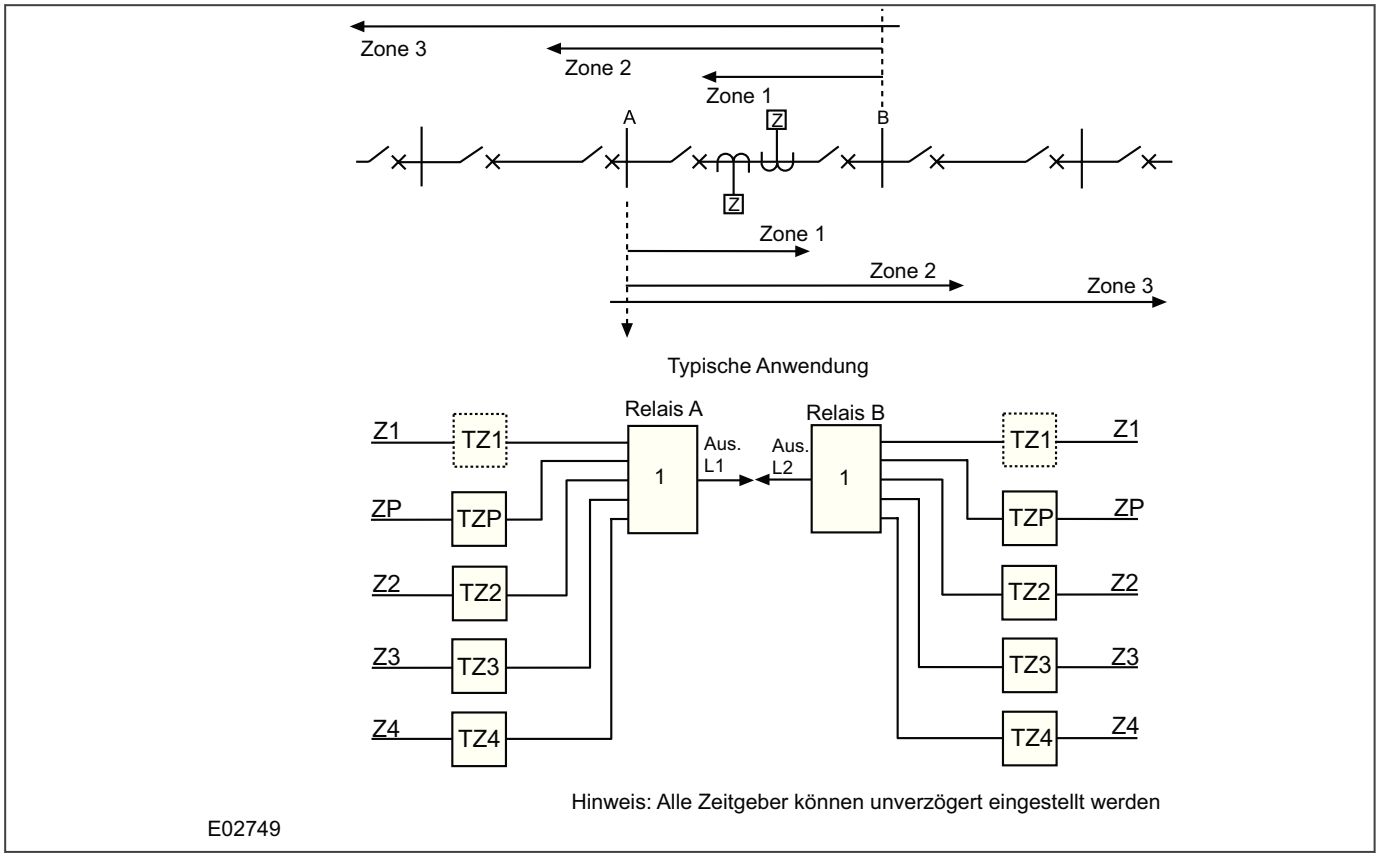


Abbildung 149: Einfache zeitgestaffelte Distanzschaltung

9.4 SCHALTUNGEN FÜR DAS AUSLÖSEN BEIM SCHLIEßEN

Logik wird für Situationen bereitgestellt, in denen spezielles Auslösen nach dem Schließen des zugehörigen Leistungsschalters erforderlich ist. Zwei Fälle der Logik des Auslösens beim Schließen (TOC) werden berücksichtigt:

- Zuschalten auf Kurzschluss (ZUKS)
- Auslösung bei Wiedereinschaltung (TOR)

ZUKS bietet unverzögertes Auslösen von ausgewählten Elementen, wenn beim manuellen Schließen des Leistungsschalters ein Fehler vorhanden ist.

TOR bietet unverzögertes Auslösen von ausgewählten Elementen, wenn bei einem Versuch der automatischen Wiedereinschaltung des Leistungsschalters ein andauernder Fehler vorhanden ist.

Die Funktionen ZUKS und TOR sind als Logik des Auslösens beim Schließen bekannt. Beide Funktionen wirken parallel, wenn sie der ZUKS- und TOR-Auslösematrix in der Einstellungsdatei zugeordnet werden.

Die Einstellung für Zuschaltung auf Kurzschluss (ZUKS) und Auslösung bei Wiedereinschaltung (TOR) sind im Abschnitt *AUS B.ERREG.* der Spalte *DIST. LOGIK* zu finden.

ZUKS und TOR werden durch Detektoren zur Erkennung von Strom ohne Spannung (Strom ohne Spg.-Pegeldetektoren) ergänzt. Diese Strom ohne Spg. -Pegeldetektoren werden mithilfe der Spannungs- und Stromeinstellungen eingestellt, die in der Spalte *LSV+POL STROMLOS* zu finden sind. Die gleichen Einstellungen werden für die Erkennung mittels Pol-stromlos-Logik verwendet. Eine Zeitverzögerung von 10 ms in der Logik verhindert einen möglichen Wettlauf zwischen sehr schnellen Überspannungs- und Unterstromdetektoren.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Funktion „Auslösen beim Schließen“ in Relation zu den Distanzzonen und die Funktion „Auslösen beim Schließen“ bei Steuerung durch „Strom ohne Spannung“-Pegeldetektoren.

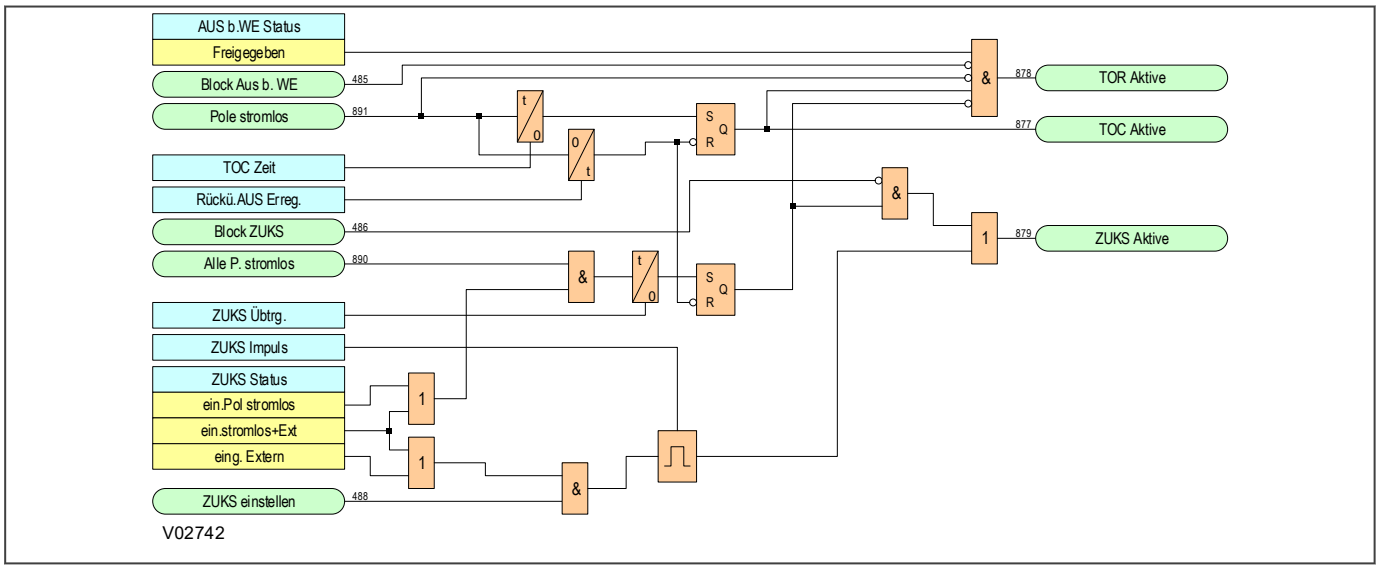


Abbildung 150: Logik für das Auslösen beim Schließen

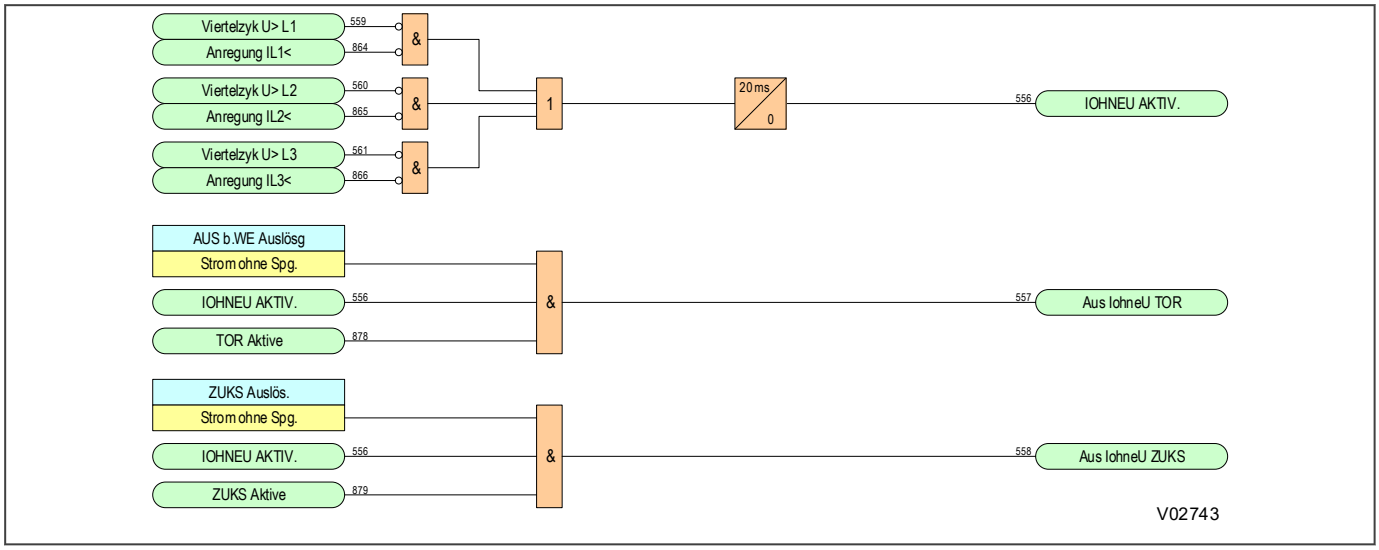


Abbildung 151: Auslösen beim Schließen auf der Basis von Strom ohne Spg.-Pegeldetektoren

9.4.1 ZUSCHALTEN AUF KURZSCHLUSS (ZUKS)

Unter der Einstellung ***ZUKS Status*** können Sie die Funktion ZUKS in drei verschiedene Varianten aktivieren. Sie kann:

- Aktivierung mit Hilfe der Pol-stromlos-Erkennungslogik. Bei Erkennung des Zustands „Pol stromlos“ startet die Zeitstufe ***ZUKS Übtrg.*** Nach Ablauf dieser Zeitstufe wird ZUKS für die Periode gemäß der Einstellung ***Rückü.AUS Erreg.*** aktiviert und bleibt aktiv.
- Aktivierung durch einen externen Impuls. Aktivierung der SOTF-Logik durch einen externen Impuls; Wenn der Eingang DDB ***ZUKS einstellen*** durch einen externen Impuls angeregt wird, Der externe Impuls kann zum Beispiel der Befehl zum Schließen des Leistungsschalters sein. ZUKS ist während der eingestellten Zeit ***ZUKS Impuls*** aktiviert.
- sowohl mithilfe der Pol-stromlos-Erkennungslogik als auch eines externen Impulses aktiviert werden.

Dreipoliges unverzögertes Auslösen (und AWE-Blockierung) erfolgt, wenn im ZUKS-Modus ein Fehler von den ausgewählten Zonen oder „Strom ohne Spg.“-Pegeldetektoren erkannt wird. Unabhängig davon, ob diese Funktion aktiviert oder deaktiviert ist, bleiben die normalen zeitverzögerten Elemente aktiv oder die Schaltung mit unterstütztem Kanal bleibt aktiv, sodass die Schaltung ausgelöst werden kann.

Die ***ZUKS Übtrg.*** ist eine Ansprechverzögerung, die nach dem Öffnen aller drei Pole des Leistungsschalters beginnt. Wenn der Leistungsschalter nach Ablauf der eingestellten Verzögerungszeit geschlossen wird, ist der ZUKS-Schutz aktiv. ZUKS bietet erweiterten Schutz für das manuelle Schließen des Leistungsschalters (nicht für AWE). Diese Einstellung ist nur dann sichtbar, wenn `Pol stromlos` oder `Pol stromlos+Impuls` zur Aktivierung von ZUKS ausgewählt wurden.

Im Modus „Zuschalten auf Kurzschluss“ löst der Schutz unverzögert für die hier ausgewählten Zonen aus. Damit der Schutz bei Fehlern auf der gesamten Leitungslänge anspricht, wählen Sie mithilfe der Einstellung „ZUKS Auslös.“ mindestens Zone 1 und Zone 2 aus. Wenn keine Elemente ausgewählt sind, wird der Schutz von normalen zeitverzögerten Elemente und der unterstützten Schaltung bereitgestellt.

Ist ein vom Benutzer einstellbares Zeitfenster, wärend der ZUKS-Schutz über die Einstellung ***ZUKS Impuls*** verfügbar ist. Diese Einstellung ist nur dann sichtbar, wenn `eing. Extern` oder `ein.stromlos+Ext` bei der Aktivierung von ZUKS ausgewählt wurden.

9.4.1.1 MODUS „EINSCHALTEN BEI FEHLER“

Um schnelle Isolierung von Fehlern sicherzustellen (z. B. mittels eines geschlossenen Dreiphasen-Erdungsschalters), ist diese Funktion bei Erregung mittels der entsprechenden Zonen oder Strom ohne Spg.-Pegeldetektoren zu aktivieren, was von der praktischen Anwendung im Versorgungsunternehmen abhängig ist.

Wenn Sammelschienen-Spannungswandler verwendet werden, wird kein ***Pol-stromlos***-Signal erzeugt. Leistungsschalter-Hilfskontakte für fehlerfreies Auslösen anschließen. Dies ist nicht nötig, wenn ZUKS durch einen externen Impuls aktiviert wird.

- ***ZUKS Übtrg.***: Die gewählte Zeit muss länger als die langsamste Pausenzeit der verzögerten automatischen Wiedereinschaltung sein, aber kürzer als die Zeit, in welcher der Bediener eine Schaltung erneut aktivieren kann, nachdem sie geöffnet/ausgelöst hatte. Wir empfehlen 110 Sekunden als typische Einstellung.
- ***ZUKS Impuls***: kann normalerweise auf 500 ms eingestellt werden. Diese Zeit genügt, um den Spannungsspeicher des Distanzschutzes vollständig aufzubauen.
- ***Rückü.AUS Erreg.***: Wir empfehlen 500 ms als übliche Einstellung (größer als die Länge von 16 Zyklen der Speicherpolarisierung, was vollständiges Laden des Speichers erlaubt, bevor der normale Schutz wieder aktiv wird).

9.4.1.2 ZUKS AUSLÖSUNG

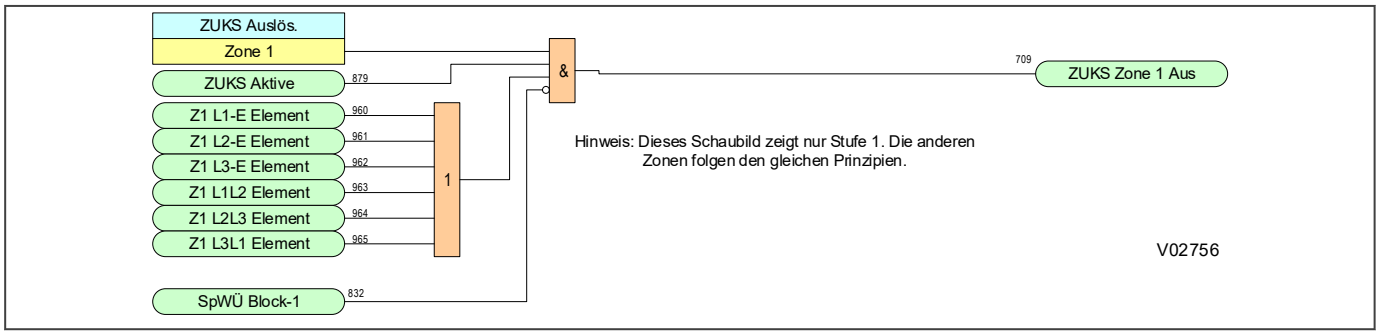


Abbildung 152: ZUKS Auslösung

9.4.1.3 ZUKS AUSLÖSUNG MIT STROM OHNE SPG.

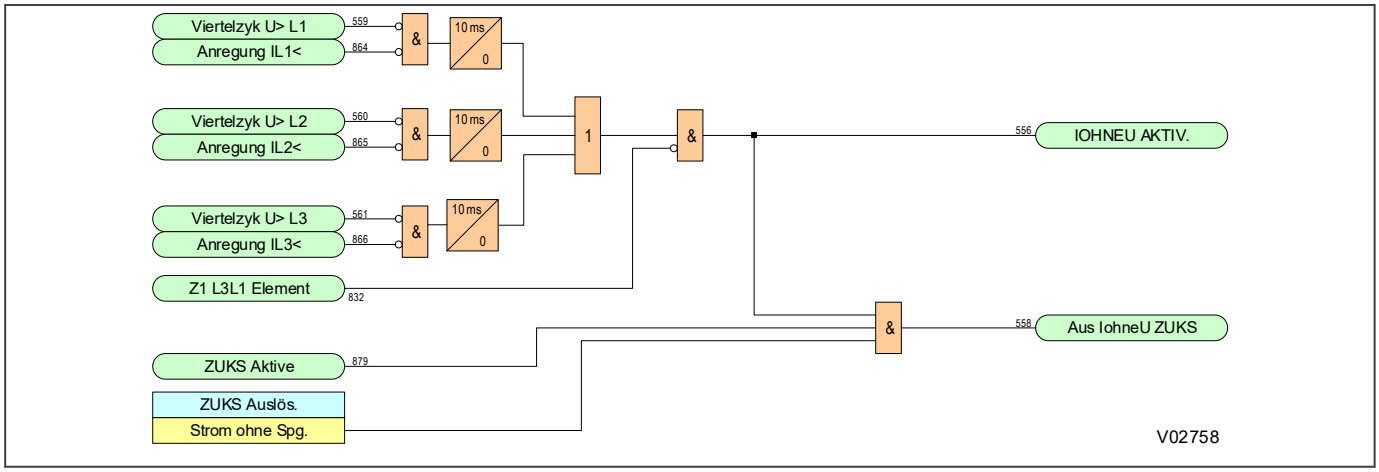


Abbildung 153: ZUKS Auslösung mit Strom ohne Spg.

9.4.2 AUSLÖSUNG BEI WIEDEREINSCHALTUNG (TOR)

Auslösung bei Wiedereinschaltung (TOR) ist ein spezieller Schutz, der nach der automatischen Wiedereinschaltung aktiv wird. Die Einstellung ***AUS b.WE Status*** wird verwendet, um TOR zu aktivieren bzw. zu deaktivieren. Wenn aktiviert, wird TOR nach Ablauf der „TOC Zeit“ aktiviert und ist bereit für die Anwendung, wenn ein Versuch der automatischen Wiedereinschaltung stattfindet.

Wenn diese Funktion aktiviert ist, spricht der Schutz einige Zeit nach Schließen des Leistungsschalters (LS) im Modus „Auslösung bei Wiedereinschaltung“ an. Dreiphasiges unverzögertes Auslösen findet statt, wenn ein Fehler von den ausgewählten Zonen oder Strom ohne Spg.-Pegeldetektoren erkannt wird. Unabhängig davon, ob diese

Funktion aktiviert oder deaktiviert ist, bleiben die normalen zeitverzögerten Elemente aktiv oder die Schaltung mit unterstütztem Kanal bleibt aktiv, sodass die Schaltung ausgelöst werden kann.

Die ZUKS- und TOR-Funktionen bleiben für die Dauer der Zeit ***Rückü.AUS Erreg.*** aktiv, sobald die Schaltung aktiviert wird. Die Verzögerungszeitstufe beginnt nach dem Schließen des Leistungsschalters und wird sowohl für den ZUKS- als auch den TOR-Schutz verwendet. Sobald diese Zeitstufe nach einer erfolgreichen Schließung abgelaufen ist, kehrt der Schutz in den normalen Modus zurück.

Eine vom Benutzer einstellbare Zeitverzögerung (***TOC Zeit***) beginnt, wenn der Leistungsschalter öffnet, wonach TOR aktiviert wird. Die Zeitverzögerung darf nicht die Mindestpausenzeiteinstellung der automatischen Wiedereinschaltung überschreiten, da beide Zeiten gleichzeitig beginnen und der TOR-Schutz bereit sein muss, wenn der Leistungsschalter bei potenziell andauernden Fehlern schließt.

Im Modus „Auslösung bei Wiedereinschaltung“ löst der Schutz unverzögert aus, wenn eine gewählte Distanzzone anspricht. Die Zone wählen Sie mithilfe der Einstellung ***AUS b.WE Auslösg*** aus. Zone 2 kann beispielsweise ohne Warten auf die normale Zeitverzögerung auslösen, wenn beim Schließen des Leistungsschalters ein Fehler in Zone 2 vorliegt. Außerdem kann „Strom ohne Spannung“ für die schnelle Fehlerbeseitigung bei Wiedereinschaltung der Leitung oder bei einem permanenten Fehler zugeordnet werden. Damit der Schutz bei Fehlern im gesamten Stromkreis anspricht, müssen mindestens die Zonen 1 und 2 ausgewählt werden. Wenn keine Elemente ausgewählt sind, wird der Schutz von normalen zeitverzögerten Elementen und der unterstützten Schaltung bereitgestellt. Die TOR-Auslösung ist dreiphasig und AWE wird blockiert.

9.4.2.1 MODUS DER AUSLÖSUNG BEI WIEDEREINSCHALTUNG

Um für schnelle Isolierung aller andauernden Fehler nach der Wiedereinschaltung des Leistungsschalters zu sorgen, ist diese Funktion bei Erregung mit entsprechenden gewählten Zonen oder Strom ohne Spg.-Pegeldetektoren zu aktivieren.

- ***TOC Zeit***: Die Auslösung bei Wiedereinschaltung (TOR) wird nach Ablauf der ***TOC Zeit*** aktiviert. Die Einstellung darf nicht die Mindesteinstellung der ***Pausenzeit*** der automatischen Wiedereinschaltung überschreiten, damit sichergestellt ist, dass TOR unmittelbar nach Ausgabe des Wiedereinschaltbefehls aktiv ist.
- ***Rückü.AUS Erreg.***: Wir empfehlen 500 ms als übliche Einstellung.

9.4.2.2 TOR-AUSLÖSELOGIK FÜR ENTSPRECHENDE ZONEN

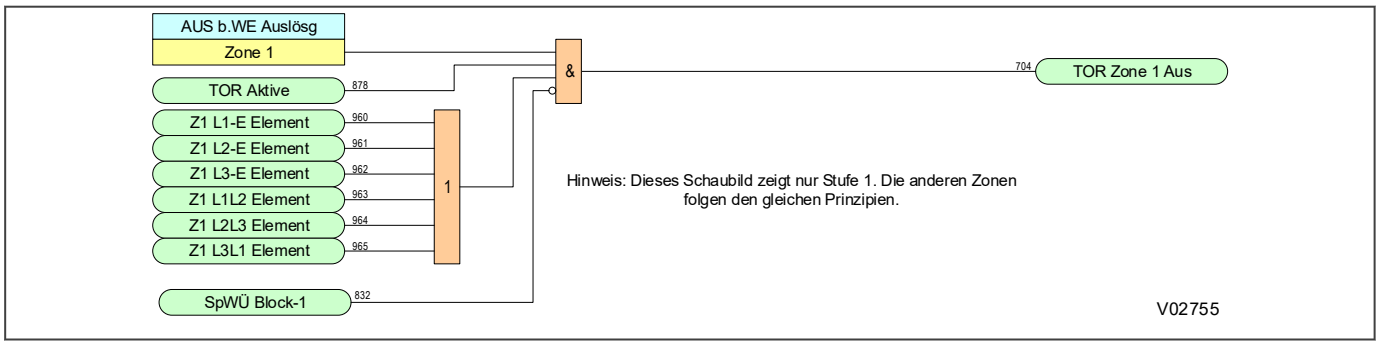


Abbildung 154: TOR-Auslöselogik für entsprechende Zonen

9.4.2.3 TOR-AUSLÖSELOGIK MIT STROM OHNE SPG.

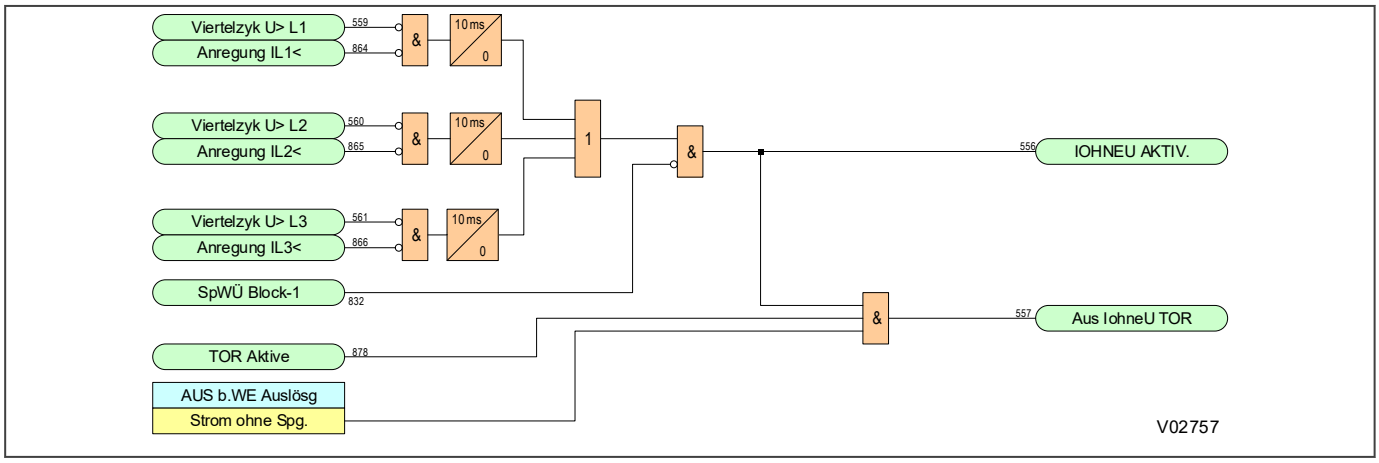


Abbildung 155: TOR-Auslöselogik mit Strom ohne Spg.

9.4.3 POLARISATION BEI STROMKREISERREGUNG

Während die Modi „Zuschalten auf Kurzschluss“ (ZUKS) und „Auslösung bei Wiedereinschaltung“ (TOR) aktiv sind, werden die gerichteten Distanzelemente teilweise von den anderen Phasen querpolarisiert. Es wird die gleiche Proportion von störungsfreier und gestörter Phasenspannung verwendet, die in der Einstellung ***PolarisationDist*** im Menü *EINSTELL.DISTANZ* angegeben ist.

Teilweise Querpolarisation wird daher bei normaler Speicherpolarisierung für die Dauer der ***TOC Zeit*** ersetzt. Wenn nicht ausreichend Polarisationsspannung verfügbar ist, wird ein leichter Rückwärtsversatz (etwa 25 % der Vorwärtsreichweite) in die Charakteristik der Zone 1 einbezogen, damit eine schnelle Beseitigung von Dreiphasenfehlern im Nahbereich möglich ist.

9.5 ZONE 1-ERWEITERUNGSSCHALTUNG

Automatische Wiedereinschaltung wird häufig bei radialen Freileitungsschaltungen verwendet, um die Versorgung nach einer vorübergehenden Störung wiederherzustellen. Eine Erweiterungsschaltung der Zone 1 kann auf eine Speiseleitung einer radialen Freileitung angewendet werden, um Hochgeschwindigkeitsschutz bei vorübergehenden Störungen an der gesamten geschützten Leitung zu bieten. Die nachstehende Abbildung zeigt die alternativen Reichweitenauswahlen für Zone 1: Z1 oder die erweiterte Reichweite Z1X.

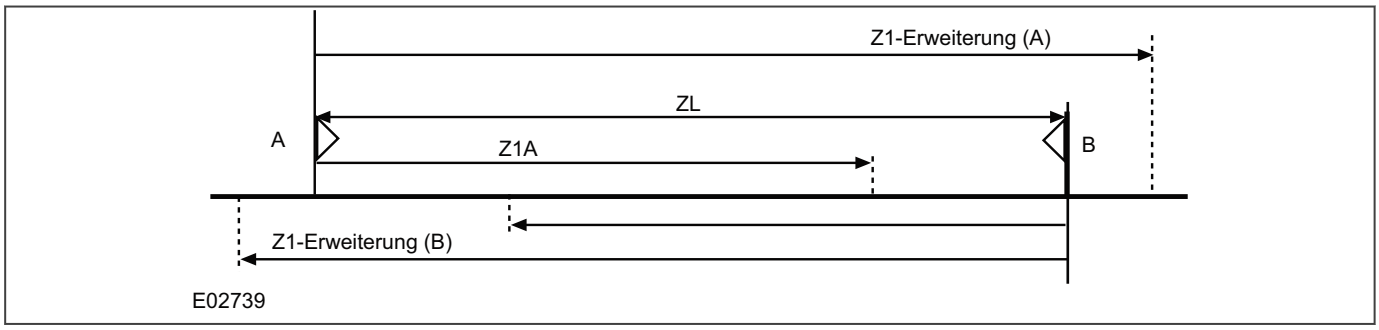


Abbildung 156: Zone 1-Erweiterungsschaltung

In dieser Schaltung ist Zone 1X aktiviert und so eingestellt, dass sie auf die geschützte Leitung übergreift. Ein Fehler in der Leitung führt zu unverzögertem Auslösen mit nachfolgender automatischer Wiedereinschaltung. (Dies gilt auch für einen Fehler am Ende, das zu 20 % nicht von Zone 1 abgedeckt ist.) Zone 1X hat Widerstandsreichweiten und Restkompensation ähnlich wie Zone 1. Die Wiedereinschaltvorrichtung verwendet wird, um Auslösen von Zone 1X zu blockieren, sodass das Gerät bei einer Wiedereinschaltung nur mit Grundschaltungslogik arbeitet, um bei permanenten Fehlern mit dem nachgeordneten Schutz zu harmonieren. Daher werden vorübergehende Störungen in der Leitung sofort beseitigt, wodurch die Wahrscheinlichkeit verringert wird, dass eine vorübergehende Störung permanent wird. Jedoch kann die Schaltung bei einigen Fehlern in der benachbarten Leitung auslösen, obwohl anschließend eine automatische Wiedereinschaltung mit entsprechender Schutzunterscheidung folgt. Der Leistungsschalter würde häufiger auslösen, und gleichzeitig würde die Versorgung einer Schaltstation vorübergehend verloren gehen.

Fehlerbedingte Auslösung	Z1X-Zeitverzögerung
Erste fehlerbedingte Auslösung	= tZ1
Fehlerbedingte Auslösung aufgrund eines andauernden Fehlers bei automatischer Wiedereinschaltung	= tZ2

Die Erweiterungsschaltung der Zone 1 kann deaktiviert, permanent aktiviert oder nur in Betrieb gesetzt werden, wenn der Kommunikationskanal ausfällt und die unterstützte Schaltung nicht einsatzbereit ist. In Verbindung mit einer kanalgestützten Schaltung kann Z1X so eingestellt werden, dass Z1X aktiviert wird, wenn Ch1 oder Ch2 ausfällt oder wenn alle Kanäle ausfallen oder wenn irgendein Kanal ausfällt.

Die Erweiterungsschaltungen der Zone 1 haben folgende Reichweiten:

- Bereich von ***Z1 Erwt. L-L*** 100 % bis 9999 % mit Schritten von 1 %
- Bereich von ***Z1 Erwt. L-E***100 % bis 9999 % mit Schritten von 1 %
- Bereich von ***Z1 Erwt. L-L R***100 % bis 200 % mit Schritten von 1 %
- Bereich von ***Z1 Erwt. L-E R***100 % bis 200 % mit Schritten von 1 %

Hinweis:
Die Messgenauigkeit jenseits 500/IN Ohm ist nicht garantiert. Das aus dem Multiplikator resultierende Ergebnis sollte nicht größer als 500/IN sein.

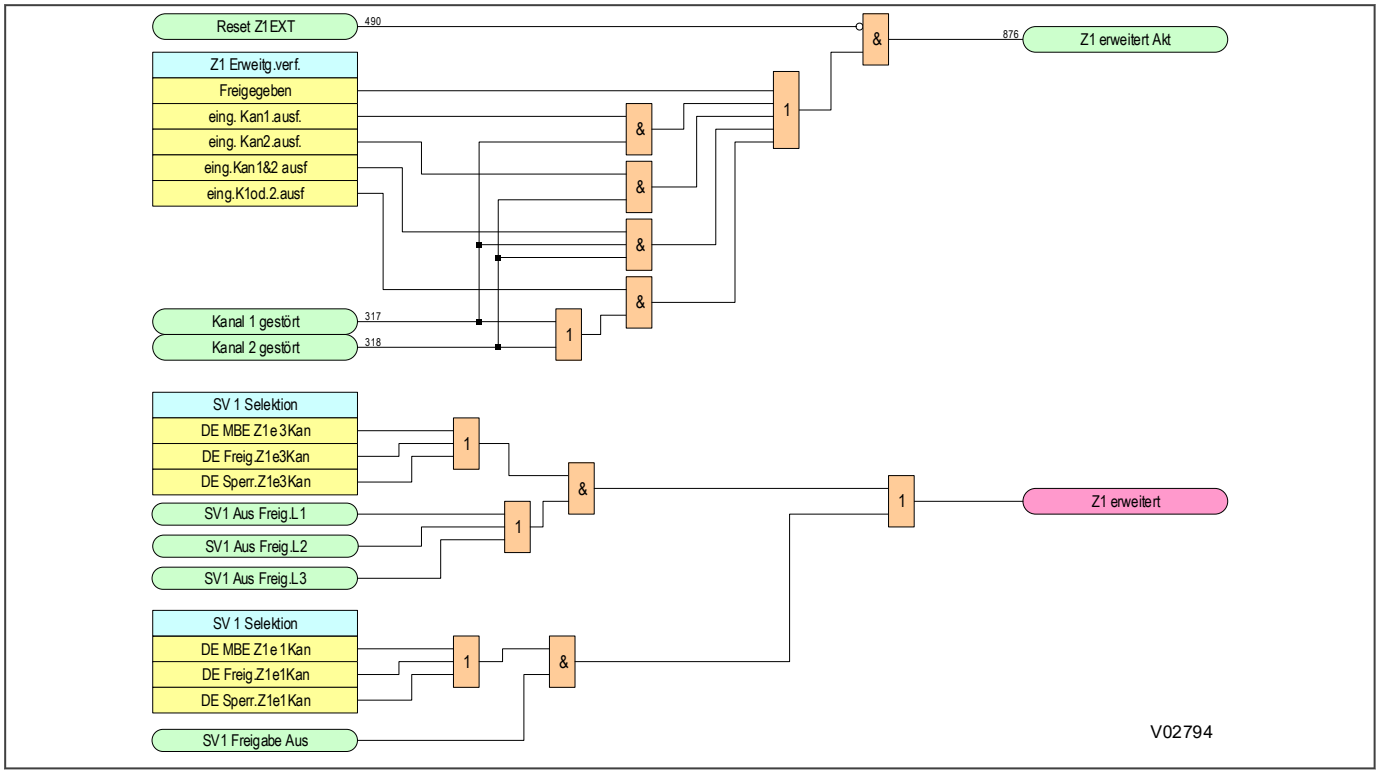


Abbildung 157: Erweiterungslogik der Zone 1

9.6 LASTVERLUSTSCHALTUNG

Bei den meisten Fehlern, die an einer an zwei Enden gespeisten Leitung oder Speiseleitung auftreten, bietet die Lastverlustschaltung schnellen Geräteschutz, benötigt aber keine Kommunikation.

Sie wird bei Schaltungen verwendet, die für dreipoliges Auslösen gedacht sind, und bietet Schutz bei Fehlern, von denen eine oder zwei Phasen betroffen sind. Sie ist nicht für Anwendungen mit einpoliger Auslösung geeignet und bietet keinen Schutz vor Dreiphasenfehlern.

Die Schaltung erfordert keine Kommunikation, kann aber in Verbindung mit trägergestützten Schaltungen verwendet werden, wenn Kommunikation verfügbar ist.

Die Lastverlustschaltung kann permanent aktiviert sein, permanent deaktiviert sein oder aktiviert, wenn ein Kommunikationsausfall das Auslösen der kanalgestützten Schaltung beeinträchtigt. In Verbindung mit einer kanalgestützten Schaltung kann der Lastverlust so eingestellt werden, dass er aktiviert wird, wenn nur Kanal 1 ausfällt oder nur Kanal 2 ausfällt oder beide Kanäle ausfallen oder einer der Kanäle ausfällt. Ein Kommunikationsausfall der unterstützten Schaltung wird von der Freigabelogik der Selektivschaltung erkannt, oder dann, wenn ein „Kanal außer Betrieb“-Eingang vorhanden ist.

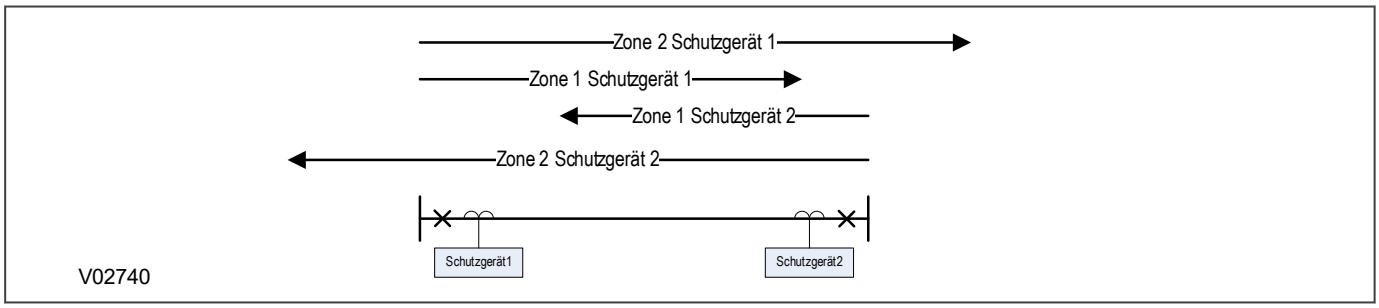


Abbildung 158: Schaltung für beschleunigtes Auslösen bei Lastverlust

Ein Fehler in der Reichweite von Zone 1 führt zu schnellem Auslösen des lokalen Leistungsschalters. Bei einem Endzonenfehler am Schutzgerät 1 (in der Nähe von Schutzgerät 2) wird der Fernleistungsschalter in Zone 1 durch das entfernte Gerät (Schutzgerät 2) ausgelöst. Das lokale Gerät (Schutzgerät 1) kann dies erkennen, indem es den Laststromverlust in fehlerfreien Phasen ermittelt. Dieser Zustand kann in Verbindung mit dem Ansprechen eines Vergleichers der Zone 2 am Schutzgerät 1P verwendet werden, um den lokalen Leistungsschalter auszulösen.

Bevor beschleunigtes Auslösen erfolgen kann, muss der Laststrom vor dem Fehler erkannt werden. Durch den Laststromverlust wird ein Zeitfenster geöffnet, in dem eine Auslösung stattfindet, wenn ein Vergleicher der Zone 2 anspricht. Eine typische Einstellung für dieses Zeitfenster ist 40 ms (siehe nachstehende Abbildung), die jedoch im Fenster ***LV Fenster*** geändert werden kann. Die beschleunigte Auslösung wird um 18 ms verzögert, um die Einleitung einer lastverlustbedingten Auslösung zu verhindern, die infolge einer Leistungsschalterpoldiskrepanz bei der Beseitigung eines externen Fehlers auftritt. Die lokale Fehlerbeseitigungszeit kann wie folgt berechnet werden:

$$t = Z1d + 2CB + LDr + 18\ ms$$

dabei gilt:

- Z1d = maximale Auslösezeit der nachgeordneten Zone 1
- CB = Ansprechzeit des Leistungsschalters
- LDr = Rücksetzzeit des vorgeschalteten Pegeldetektors (***LV <1***)

Bei Schaltungen mit Lastabgriff an der geschützten Leitung ist bei der Einstellung des Lastverlustes mit Bedacht vorzugehen, um sicherzustellen, dass die Einstellung des Unterstrompegeldetektors über dem abgegriffenen Laststrom liegt. Wenn aktiviert, wirkt die Lastverlustfunktion mit der gewählten Hauptdistanzschaltung zusammen. Dadurch können Endzonenfehler schnellstens beseitigt werden, wenn die Grundschaltung aktiviert ist. Auch können Endzonenfehler im Falle eines Kanalausfalls schnellstens beseitigt werden, wenn signalgestützte Schaltungen mit Selektivauslösung verwendet werden.

Hinweis:
Auslösung bei Lastverlust ist nur verfügbar, wenn dreipolige Auslösung verwendet wird.

Hinweis:
*Die Aktivierung des DDB-Signals **General Auslös.** oder des DDB-Signals **Block LoL** verhindert die Auslösung von LV.*

Nachstehend ist ein detaillierter Lastverlust-Logikschaltplan dargestellt:

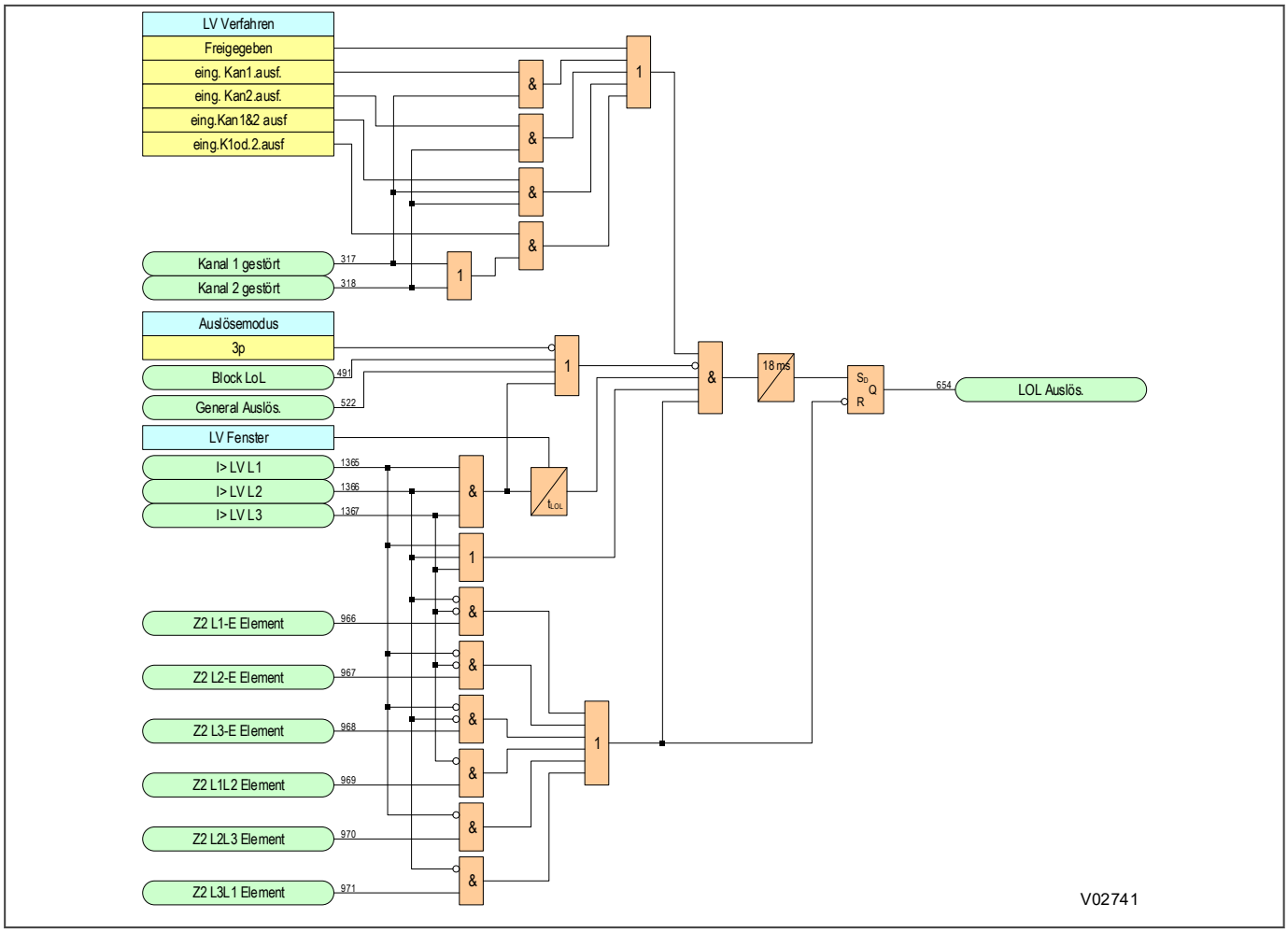


Abbildung 159: Lastverlustlogik

KAPITEL 10

NETZPENDELUNGSFUNKTIONEN

10.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel werden spezielle Blockier- und Schutzfunktionen beschrieben, welche die Netzpendelungsanalyse nutzen.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 272

Einführung zur Pendelsperre 273

Pendelsperre 276

Außer-Tritt-Schutz 292

10.2 EINFÜHRUNG ZUR PENDELSPERRE

Netzpendelungen sind Veränderungen im Leistungsfluss und treten dann auf, wenn die Spannungsphasenwinkel an verschiedenen Stellen der Erzeugung relativ zueinander verschoben werden. Sie können von Ereignissen verursacht werden, wie z. B. das Auftreten eines Fehlers und die nachfolgende Beseitigung. Netzpendelungen lassen sich als stabil oder instabil klassifizieren.

Bei einer stabilen Netzpendelung kehren alle Stromerzeugungsquellen nach einer Störung in einen Zustand zurück, in dem sie synchrone Spannungen erzeugen. Bei einer instabilen Netzpendelung kann mindestens eine Stromerzeugungsquelle nicht in den Zustand zurückkehren, der synchron mit dem übrigen Netz ist. In diesem Falle verschieben sich die Pole einer Stromerzeugungsquelle im Verhältnis zu den Polen einer anderen. Dieser Zustand ist als Polschlupf bekannt.

Eine Netzpendelung kann bewirken, dass die Impedanz, die dem Distanzschutz präsentiert wird, sich vom normalen Lastbereich weg und zu einem oder mehreren seiner Auslösebereiche hin bewegt. Bei Nichtbeachtung kann dies zu einer ungewollten oder unkontrollierten Auslösung führen.

Hinweis:
Da Netzpendelungen keine Erde einschließen, sind nur Phase-Phase-Impedanzen betroffen.

Bei stabilen Netzpendelungen sollte der Distanzschutz nicht auslösen. Zur Verhinderung einer Auslösung steht normalerweise die Funktion Pendelsperre (PSB) zur Verfügung, die den Distanzschutz ergänzt.

Bei instabilen Netzpendelungen kann eine Strategie für die Einleitung einer kontrollierten Systemauftrennung vorhanden sein. In diesem Fall sollte der Distanzschutz bei einem Stabilitätsverlust nicht auslösen. Wenn instabile Netzpendelungen oder Polschlupfzustände zu erwarten sind, können bestimmte Punkte im Netz als Aufspaltungspunkte bestimmt werden, an denen das Netz aufgetrennt wird, wenn instabile (oder potenziell instabile) Zustände eintreten. Eine strategische Auftrennung des Systems kann durch zweckgebundenen Schutz mittels Außer-Tritt-Auslösung (OOS- oder Außer-Tritt-Schutz) erreicht werden. Es kann auch möglich sein, eine Auftrennung zu erreichen, indem die Dauer der Blockierung des Ansprechens eines bestimmten Distanzschutzes bei Netzpendelungszuständen strategisch begrenzt wird.

Eine Methode, die Aufschluss über die Stabilität des Stromversorgungsnetzes und Polschlupf gibt, wird „Kriterium der gleichen Bereiche“ genannt. Dies basiert auf einer Reihe von Betriebskurven, die in der nachstehenden Abbildung dargestellt sind:

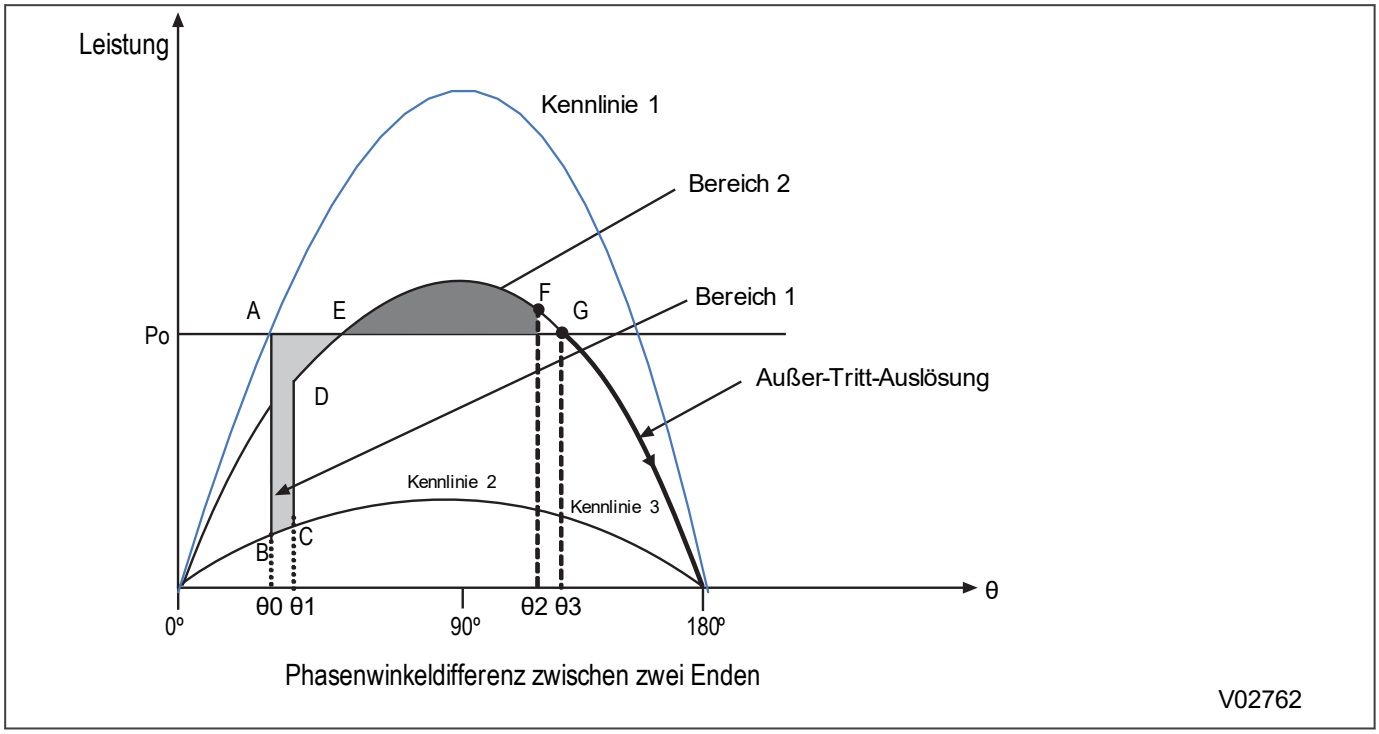


Abbildung 160: Stromübertragung in Bezug auf die Winkeldifferenz zwischen zwei Erzeugungsquellen

Die Abbildung zeigt das Verhalten eines Stromnetzes mit parallelen Leitungen, die zwei Erzeugungsquellen verbinden.

- Kurve 1 stellt den Netzbetrieb vor Auftreten des Fehlers durch parallele Linien dar, wobei Po die übertragene Leistung ist.
- Kurve 2 stellt die übertragene Leistung während eines Phase-Phase-Erdfehlers dar.
- Kurve 3 stellt eine neue Leistungskurve nach Auslösung durch die fehlerhafte Leitung dar.

Bei Einsetzen des Fehlers bewegt sich der Ansprechpunkt A nach B, einem verringerten Leistungsübertragungsniveau. Daher ist ein Überschuss an Leistung (A nach B) am Leitungsanfang und ein entsprechendes Defizit an Leistung am Leitungsende vorhanden. Die Generatoren am Leitungsanfang beginnen schneller zu laufen, und die Generatoren am Leitungsende werden langsamer, wodurch der Phasenwinkel θ größer wird, und der Ansprechpunkt bewegt sich an Kurve 2 entlang, bis der Fehler beseitigt ist (Punkt C). An diesem Punkt entspricht der Phasenwinkel dem Wert θ1. Der Ansprechpunkt bewegt sich nun nach Punkt D auf der Kurve 3, welche die Leistungsübertragungskurve repräsentiert, wenn nur eine Leitung in Betrieb ist. Es ist immer noch ein Leistungsüberschuss am Leitungsanfang und ein Defizit am Leitungsende vorhanden, sodass die Generatoren weiter an Synchronismus verlieren und der Ansprechpunkt sich weiter an Kurve 3 entlang bewegt.

Wenn die Generatoren an irgendeinem Punkt zwischen E und G (Punkt F) mit der gleichen Drehzahl laufen, wird der Phasenwinkel nicht mehr größer. Gemäß dem Kriterium der gleichen Bereiche tritt dies dann auf, wenn Bereich 2 gleich Bereich 1 ist. Der Leitungsanfang beginnt nun langsamer zu werden, während das Leitungsende schneller zu werden beginnt. Daher wird der Phasenwinkel kleiner und der Ansprechpunkt bewegt sich nach E zurück. Wenn der Ansprechpunkt an E vorbeigeht, wird das Defizit am Netzleitungsanfang wieder zu einem Überschuss, und der Überschuss am Leitungsende wird zu einem Defizit. Dadurch beginnen die Generatoren am Leitungsanfang schneller zu laufen, während die Generatoren am Leitungsende langsamer werden. Wenn keine Verluste auftreten, pendelt der Netzansprechpunkt um Punkt E auf Kurve 3, aber in der Praxis wird die Schwankung gedämpft, und das Netz beruhigt sich schließlich am Ansprechpunkt E.

Wenn also Fläche 1 kleiner als Fläche 2 ist, pendelt das Netz, bleibt aber synchron. Dieses Pendeln wird für gewöhnlich als korrigierbares oder stabiles Netzpendeln bezeichnet. Wenn das Netz hingegen an Punkt G vorbeigeht und die Winkeldifferenz zwischen Leitungsanfang und Leitungsende weiter zunimmt, verliert das Netz den Synchronismus und wird instabil. Dies passiert dann, wenn die anfängliche Leistungsübertragung Po so hoch

ist, dass der Bereich 1 größer ist als der Bereich 2. Diese Netzpendelung ist nicht korrigierbar und wird für gewöhnlich als Außer-Tritt- oder Polschlupf-Bedingung bezeichnet. In solch einem Fall kann der normale Netzbetrieb nur durch Netztrennung und anschließende erneute Synchronisierung wiederhergestellt werden.

Der Punkt G wird bei etwa 120° gezeigt, was jedoch unterschiedlich sein kann. Wenn beispielsweise die vor dem Fehler übertragene Leistung (Po) hoch war und der Fehler langsam beseitigt wurde, wäre Fläche 1 größer. Damit sich das Netz von einem solchen Fall erholt, müsste der Winkel θ näher bei 90º liegen. Wenn die vor dem Fehler übertragene Leistung Po niedrig war und der Fehler schnell beseitigt wurde, wäre Bereich 1 klein, und der Winkel θ könnte bei stabil bleibendem Netz dichter an 180º heranrücken.

10.3 PENDELSPERRE

Eine Netzpendelung kann bewirken, dass die Impedanz, welche für die Distanzfunktion präsentiert wird, sich vom normalen Lastbereich weg und zu einer oder mehreren seiner Auslösezonen hin bewegt. Stabile Netzpendelungen sollen kein Auslösen des Distanzschutzes verursachen. Daher wird die Distanzschutzfunktion für die betreffende Zone blockiert, wenn die Netzpendelung als stabil betrachtet wird. Instabile Netzpendelungen sollen entweder zur Auslösung des entsprechenden Schutzelements oder einer Systemaufspaltung führen. Daher muss das Distanzschutzelement auch bei instabilen Netzpendelungen blockiert werden, wenn eine Strategie für eine kontrollierte Systemaufspaltung vorhanden ist.

10.3.1 ERKENNUNG VON NETZPENDELUNG

Es gibt zwei Modi zur Erkennung der Netzpendelung: `Erweitert` und `konventionell`. Dies kann mit der Einstellung ***PSP Status*** eingestellt werden.

Der Modus Erweitert stellt den Betrieb "einstellungsfrei" zur Verfügung. Dabei wird eine überlagerte Stromtechnik angewendet (auch als Delta-Technik bekannt). Diese Technik eignet sich für Netzpendelungen im normalen bis schnellen Frequenzbereich (> 0,5 Hz)

Zur Erkennung von langsameren Netzpendelungen (<0.5 Hz) wird eine zusätzliche Technik verwendet, die auf Impedanzkurven basiert. Diese so genannte Technik des langsamen Pendelns aktiviert die Pendelsperrfunktion, wenn die Netzpendelung zu langsam für die Anwendung der Delta-Technik ist. Die Impedanzmethode verwendet Zone 7 und Zone 8 konzentrische vierseitige Impedanzcharakteristik. Die Erkennung der Netzpendelung wird durch Messen der für den Impedanzverlauf benötigte Zeit für die Querung durch Zone 8 in Zone 7 (Delta Z) erzielt. Im Modus `konventionell` wird für alle Netzpendelungen die Impedanzmethode verwendet.

Sobald eine Netzpendelung erkannt ist, geschieht Folgendes:

- Die entsprechenden Distanzelemente werden blockiert (wenn die Blockierung aktiviert ist).
- Alle Zonen werden auf die selbstpolarisierte Mho-Kennlinien mit 10 % Versatzreichweite umschaltet, wodurch für maximale Stabilität während der Pendelung gesorgt wird.

10.3.1.1 EINSTELLUNGSFREIE ERKENNUNG VON NETZPENDELUNG

Mit „einstellungsfrei“ meinen wir, dass es nicht nötig ist, charakteristische Kriterien zu definieren. Es sind lediglich Einstellungen vorzunehmen, die definieren, was im Falle einer Netzpendelung zu tun ist (Auslösung erlauben, blockieren oder mit Verzögerung freigeben).

Die einstellungsfreie Technik zur Erkennung von Netzpendelung verwendet einen Detektor zur Erkennung von überlagertem Strom (ΔI), wie im Phasenwähler verwendet. Bei jeder Phasenschleife (L1-L2, L2-L3, L3-L1) wird der effektiv gemessene Strom mit dem Strom verglichen, der genau zwei Zyklen vorher gemessen wurde (vorhanden in einem 2-Zyklus-FIFO-Puffer). Wenn eine Differenz zwischen den beiden Werten (ΔI) besteht, deutet dies darauf hin, dass etwas an der betreffenden Stromschleife passiert.

Der überlagerte Strom (ΔI) wird mit einer eingestellten Schwelle (eingestellt bei 5 % In) verglichen, um ein Schaltsignal PH1 zu erzeugen. Dieses Schaltsignal wird als Eingang für die Pendelsperrfunktion verwendet. Es bewirkt zudem, dass die im 2-Zyklus-FIFO-Puffer gehaltenen Stromabtastwerte zum Zweck weiterer Stromvergleiche im Speicher gespeichert werden.

Überlagerte Ströme treten sowohl bei Fehlerzuständen als auch bei Netzpendelungen auf. Bei Fehlerzuständen gehen die überlagerten Anteile normalerweise nicht über zwei Zyklen hinaus. Unter Netzpendelungsbedingungen bleiben überlagerte Anteile jedoch länger als zwei Zyklen hinaus bestehen. Wir können diesen Fakt nutzen, um zwischen Fehlern und Netzpendelungen zu unterscheiden.

Bei einer Netzpendelung (wenn kein Fehler vorliegt) zeigt der Phasenwähler eine Dreiphasen-Auswahl oder eine Phase-Phase-Auswahl an, wenn ein Pol stromlos ist. Wenn also die überlagerten Anteile drei Zyklen lang fortbestehen und während der drei Zyklen eine Meldung – „Dreiphasig mit einem stromlosen Pol“ – in Bezug auf eine fehlerhafte Phase vorliegt, wurde eine Netzpendelung erkannt und die entsprechenden Signale werden aktiviert.

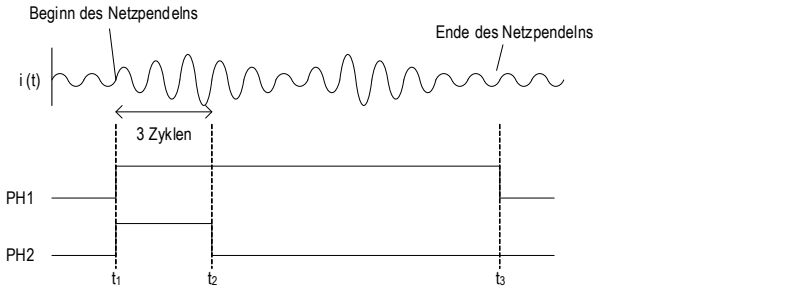
Nachdem ein Netzpendelungszustand erkannt wurde, wird die vom Phasenwähler verwendete Schwelle ΔI erhöht, und die im Zwei-Zyklus-Puffer gehaltenen Stromwerte werden gespeichert. Dadurch werden Fehler erfasst, die auftreten können, während eine Netzpendelung im Gange ist.

Bei einem Fehlerzustand muss der Detektor zur Erkennung von überlagertem Strom nach zwei Zyklen zurückgesetzt werden, weil die Fehlerstromwerte, sobald sie in den FIFO-Puffer gelangen, mit dem vorhandenen Fehlerstrom verglichen werden und der überlagerte Strom wieder auf null abfällt. Dadurch kann die Funktion zur Erkennung von Netzpendelung zurückgesetzt werden.

Konfigurieren der einstellungsfreien Erkennung von Netzpendelung

Die auf überlagertem Strom basierende Erkennung von Netzpendelung erfordert keine Systemuntersuchung. Sie müssen nur entscheiden, ob eine Zone blockiert werden soll oder auslösen darf, wenn eine Netzpendelung erkannt wurde. Dies tun Sie Zone für Zone, indem Sie die zonenspezifischen Einstellungen verwenden. ***Zone 1 L-L PSP*** ist beispielsweise die Einstellung der Zone 1. Die verfügbaren Optionen sind `Blockade`, `Auslös. Möglich` oder `Verzög. Deblock`.

10.3.1.1.1 ZEITSTEUERUNG DER PHASENWÄHLERSIGNALE



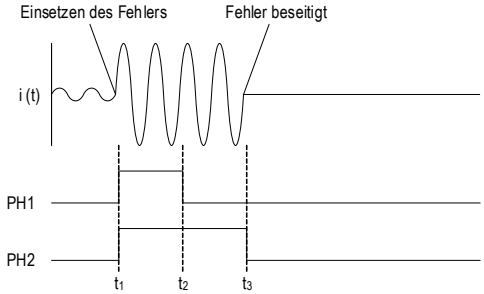
t_1: Δ i überschreitet Schwelle 1 (5 % In), daher wechseln PH1 und PH2 in den Zustand H (hoch)

t_2: Schwelle 2 aufgerufen. PH2 wechselt in den Zustand L (niedrig), wenn die Schwelle heraufgesetzt wird. PH1 bleibt im Zustand H (hoch), weil weiterhin ein Δ i vorhanden ist

t_3: PH1 wechselt in den Zustand L (niedrig), da das Netzpendeln nachgelassen hat, und Δi fällt unter Schwelle 1

V02769

Abbildung 161: Zeitsteuerung des Phasenwählers bei einem Netzpendelungszustand



t_1: Δ i überschreitet Schwelle 1 (5 % In), daher wechseln PH1 und PH2 in den Zustand H (hoch)

t_2: Fehlerstromwert erscheint im Zwei-Zyklus-Puffer. Dies entspricht dem vorhandenen Fehlerstrom, Daher wird Δ i auf null reduziert. PH1 wechselt daher in den Zustand L (niedrig). PH2 bleibt im Zustand H (hoch), weil der Wert im PH2-Speicher ein gespeicherter Wert ist.

t_3: Der Fehler ist beseitigt, daher wechselt PH2 in den Zustand L (niedrig). PH1 bleibt selbst dann im Zustand L (niedrig), wenn ein neues Δ I vorhanden ist, weil auch der absolute Stromwert berücksichtigt wird.

V02770

Abbildung 162: Zeitsteuerung des Phasenwählers bei einem Fehlerzustand

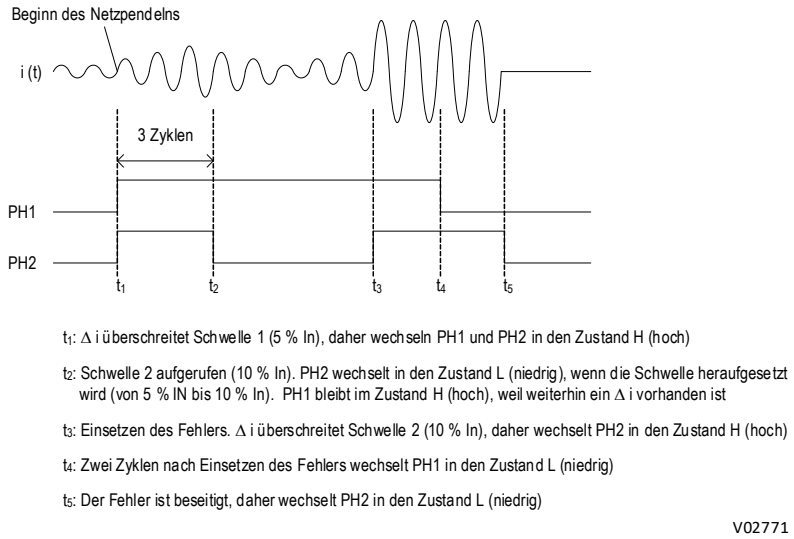


Abbildung 163: Zeitsteuerung des Phasenwählers bei einem Fehler während einer Netzpendelung

10.3.1.2 ERKENNUNG VON LANGSAMER NETZPENDELUNG

Wenn der überlagerte Strom bei langsamer Netzpendelung (0,5 Hz und weniger) unter der Mindestschwelle (5%In) bleibt, die für den Detektor für überlagerten Strom (ΔI) benötigt wird, kann eine andere Erkennungsmethode verwendet werden. Diese Methode wird Erkennung von langsamer Pendelung genannt. Diese Methode erfordert die Aktivierung der Einstellung ***Langsame PSP***.

Hinweis:
Wenn die Einstellung „Langsame PSP“ nicht aktiviert ist, können keine sehr langsamen Netzpendelungen (< 0,5 Hz) erkannt werden.

Die Methode „langsame Netzpendelung“ basiert auf veränderlichen Impedanzmesswerten und verwendet ein Paar konfigurierbare konzentrische polygonale Zonen auf der Impedanzebene (Zone 7 und Zone 8). Da langsame Netzpendelungen keine Erde einschließen, basieren die Impedanzmesswerte auf Mitsystemgrößen, und es sind nur Phase-Phase-Messungen erforderlich. Die Charakteristik ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

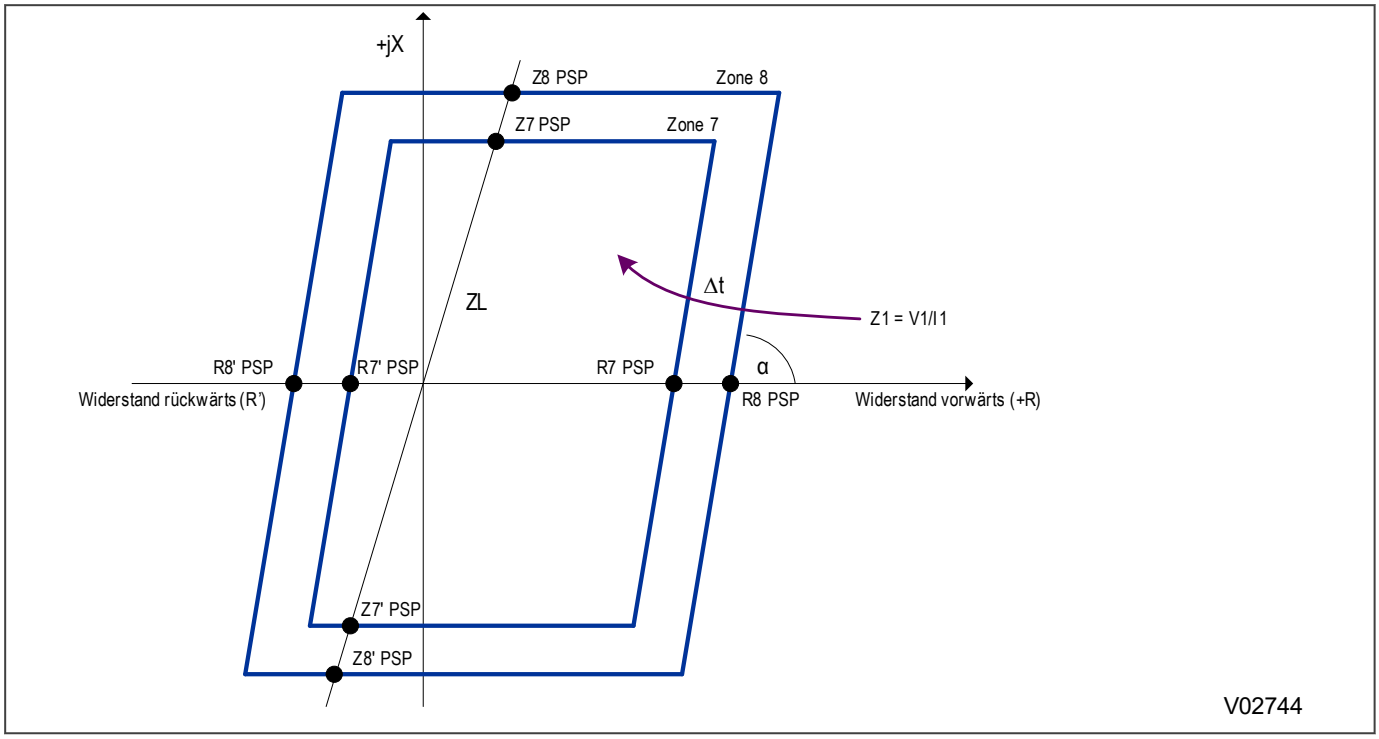


Abbildung 164: Charakteristik der Erkennung von langsamer Netzpendelung

Die verstrichene Zeit definiert die Änderungsgeschwindigkeit der Impedanz. Bei einer hohen Änderungsgeschwindigkeit ist die Änderung auf einen Fehler zurückzuführen. Bei einer niedrigen Änderungsgeschwindigkeit zeigt der Schutz eine langsame Netzpendelung an. Wenn also die Zeit, die für das Durchlaufen der Impedanz von Zone 8 und das Eintreten in Zone 7 benötigt wird, größer als die von der Zeitstufe PSP definierte Zeit ist, wird davon ausgegangen, dass eine langsame Netzpendelung im Gange ist. Wenn die Zeit, die für das Durchlaufen der Impedanz von Zone 8 und das Fehler Zone 7 benötigt wird, kleiner als die von der Zeitstufe PSP definierte Zeit ist, wird von einem Fehler ausgegangen.

Mit anderen Worten: Eine Netzpendelung wird angezeigt, wenn die folgende Bedingung wahr ist:

$\Delta\tau >$ ***Zeitstufe PSP***

Sowohl die Charakteristik von Zone 7 als auch die Charakteristik von Zone 8 basiert auf der Messung der Mitsystemimpedanz; $Z_1 = V_1/I_1$. Der für die Messungen von Zone 7 und Zone 8 erforderliche Mindeststrom (Empfindlichkeit) beträgt 5%In.

Konfiguration der Erkennung von langsamer Netzpendelung

Die Erkennung von langsamer Netzpendelung und die Pendelsperre müssen zunächst mithilfe der Einstellung ***Langsame PSP*** aktiviert werden. Danach müssen Sie die Einstellungen der Widerstands- und Impedanzreichweite konfigurieren, um die konzentrischen polygonalen Charakteristiken für die Zonen 7 und 8 zu definieren:

R7 PSP: Vorwärtswiderstandsreichweite für Zone 7

R7' PSP: Rückwärtswiderstandsreichweite für Zone 7

R8 PSP: Vorwärtswiderstandsreichweite für Zone 8

R8' PSP: Rückwärtswiderstandsreichweite für Zone 8

Z7 PSP: Vorwärtsimpedanzreichweite für Zone 7

Z7' PSP: Rückwärtsimpedanzreichweite für Zone 7

Z8 PSP: Vorwärtsimpedanzreichweite für Zone 8

Z8' PSP: Rückwärtsimpedanzreichweite für Zone 8

Auch müssen Sie den Impedanzphasenwinkel α konfigurieren. Dieser ist für Zone 7 und Zone 8 gleich. Zu diesem Zweck müssen Sie ***Alpha Z7/Z8*** zwischen 20 und 90 einstellen.

Die Einstellung ***Zeitstufe PSP*** definiert die für den Impedanzverlauf erforderliche Mindestzeit zum Durchqueren von Zone 8 und Eintreten in Zone 7 ($\Delta\tau$), bevor angenommen wird, dass eine Netzpendelung stattgefunden hat. Eine Netzpendelung wird angezeigt, wenn $\Delta\tau >$ ***Zeitstufe PSP***.

10.3.1.3 ERKENNUNG VON NETZPENDELUNG (ALARMIERUNG UND BLOCKIERUNG)

Erkennung von Netzpendelungen

Eine Netzpendelung kann bewirken, dass die Impedanz, welche von einem Distanzschutzgerät erfasst wird, sich vom normalen Lastbereich weg und zu einer oder mehreren ihrer Auslösekurven hin bewegt. Im Falle einer stabilen Netzpendelung ist es wichtig, dass das Schutzgerät nicht auslöst. Auch sollte das Schutzgerät nicht während eines Stabilitätsverlustes auslösen, da eine Versorgungsstrategie für eine kontrollierte Netzunterbrechung während eines solchen Ereignisses aktiv sein könnte.

Die Erkennung von Netzpendelung durch das 5th Generation ist eine fortschrittliche Technik, die einen Detektor für überlagerten Strom (ΔI) verwendet, der ähnlich wie das oben beschriebene Phasenauswahlprinzip funktioniert. Für den Netzpendelungsdetektor wird der Strom jedoch immer mit den zwei vorhergehenden Zyklen verglichen. Bei einem Fehlerzustand wird dieser Netzpendelungsdetektor (PSD) nach zwei Zyklen zurückgesetzt, da kein überlagerter Strom erkannt wird.

Bei einer Netzpendelung misst der PSD den überlagerten Strom über einen Zeitraum von mehr als zwei Zyklen, und die Dauer des Bestehenbleibens des überlagerten Stroms wird verwendet, um zwischen einem Fehler und einer Netzpendelung zu unterscheiden. Es wird angenommen, dass eine Netzpendelung im Gange ist, wenn eine Dreiphasenauswahl oder eine Phase-zu-Phase-Auswahl bei einem offenen Pol auf diese Weise produziert wird und länger als drei Zyklen bestehen bleibt, wie in der obigen Abbildung dargestellt. An diesem Punkt können die erforderlichen Distanzzonen blockiert werden, um eine Auslösung zu vermeiden, falls die Pendelimpedanzen in eine Auslösezone übergehen sollten.

Um langsame Netzpendelungen zu erkennen, wenn der überlagerte Strom unter der Mindestschwelle (5%In) bleibt, kann eine ergänzende Erkennungsmethode verwendet werden. Diese Methode erfordert die Einstellung von Zone 5. Für die Einstellung von Zone 5 ist keine Netzuntersuchung erforderlich; es müssen nur die Reichweiten R5 und R5’ eingestellt werden, sodass sie unter die kleinstmöglichen Lastimpedanz liegen, wie im Abschnitt „Anwendung“ erläutert. Wenn die Fehlerimpedanz mindestens einen Zyklus lang ohne Phasenauswahl innerhalb einer Zone 5 bleibt, wird die langsame Pendelung angegeben. Diese ergänzende Methode funktioniert parallel zur automatischen einstellungsfreien Technik, die oben erläutert ist.

Zone 5 hat zwei Zwecke: Außer-Tritt-Schutz und Erkennung von langsamer Pendelung. Es gibt keinen Konflikt in den Einstellungen von Zone 5, d. h., die Einstellungen von Zone 5 für Außer-Tritt-Schutz (sofern angewendet) sind ideal für die Erkennung von langsamer Pendelung.

Vorgänge bei Erkennung von Netzpendelung

Sobald eine Netzpendelung erkannt wird, finden folgende Vorgänge statt:

- Die Distanzelemente ausgewählter Zonen werden blockiert, vorausgesetzt, dass die Blockierung aktiviert ist.
- Alle Zonen werden auf selbstpolarisierte Mho-Charakteristiken umgestellt, damit während der Pendelung maximale Stabilität vorhanden ist.
- Ein Pendelsperrenalarm wird ausgegeben, wenn die Pendelimpedanz in eine Distanzzone eintritt. Durch Eintritt in eine Impedanzzone wird vermieden, dass eine Alarmierung aufgrund von momentanen Schwachstrompendelungen erfolgt, die rasch nachlassen.
- Wenn eine Netzpendelung im Gange ist, wird die vom Phasenwähler verwendete Mindestschwelle auf das Zweifache des maximalen überlagerten Stroms, der in der Pendelung vorherrscht, erhöht. Daher wird der Phasenwähler zurückgesetzt, sobald eine Netzpendelung erkannt wird. Er kann dann verwendet werden, um während einer Netzpendelung einen Fehler zu erkennen.

Erkennung eines Fehlers während einer Netzpendelung

Während einer Netzpendelung wird ein Fehler erkannt, wenn der Phasenwähler auf der Basis seiner erhöhten Schwelle aktiv ist. Daher verursacht jede Aktivität des Phasenwählers eine PSP-Freigabe und erlaubt eine Auslösung. Beispielszenarien:

- Ein Fehler bewirkt, dass der gemessene Deltastrom auf das Zweifache des Werts ansteigt, der während der Pendelung gespeichert wurde (eine Veränderung in Delta I statt des erwarteten allmählichen Übergangs in eine Netzpendelung).

Vorgänge bei Erkennung eines Fehlers während einer Netzpendelung (nur Distanzoption)

- Das Blockiersignal wird nur aus Zonen entfernt, die bei Erkennung eines Fehlers innerhalb von zwei Zyklen beginnen. Dies verbessert die Stabilität bei externen Fehlern während des Auftretens von Netzpendelungen. Jede Messzone, die eine Impedanz innerhalb ihrer Charakteristik erkannte, bevor der Phasenwähler den Fehler erkannte, bleibt blockiert. Dadurch wird das Risiko einer Auslösung bei einer Pendelimpedanz minimiert, die auf natürliche Weise die Zone 1 durchlaufen könnte und anderenfalls eine ungewollte Auslösung verursachen würde, wenn alle Zonen bei Einsetzen des Fehlers freigegeben wären. Jede Messzone, die jenseits des aus zwei Zyklen bestehenden Fensters anspricht, bleibt blockiert. Dadurch wird das Risiko einer Auslösung bei einer andauernden Pendelung minimiert, welche die Zone 1 durchlaufen könnte und anderenfalls eine ungewollte Auslösung verursachen würde, wenn allen Zonen eine Freigabe erlaubt wäre.

Einstellungen der Netzpendelung

Die Erkennung der Netzpendelung ist einstelllungsfrei und wird durch die Erkennung von langsamer Pendelung unterstützt, welche die Zone 5 verwendet und keine Netzuntersuchung erfordert. Die einzige Einstellung, die dem Benutzer neben Zone 5 zur Verfügung steht, ist die Entscheidung, ob eine Zone blockiert werden sollte oder ob ihr Auslösen erlaubt wird, nachdem eine Netzpendelung erkannt wurde. Es ist möglich, wie folgt für jede einzelne Zone eine Betriebsart auszuwählen:

Auslös. Möglich	Wenn ein Netzpendelungsort über eine Dauer, die der Zonenzeitverzögerung entspricht, innerhalb einer Auslösezonencharakteristik bleibt, wird erlaubt, dass die Auslösung stattfindet;
Blockade	zur Beibehaltung der Stabilität der betreffenden Zone, auch dann, wenn eine Netzpendelung in die Zone eintreten sollte;
Verzög. Deblock	zur Beibehaltung der Blockierung über eine festgelegte Dauer. Wenn die Netzpendelung nach Ablauf des Fensters „PSB Timeout Set“ (festgelegtes PSP-Zeitlimit) immer noch vorhanden ist, wird eine normale Auslösung erlaubt.

Andere Einstellungsmöglichkeiten:

- Die Auswahl von PSP als „Anzeige“ löst nur einen Alarm aus, ohne Zonen zu blockieren.
- Die Funktion „Freigabezeit“ erlaubt, eine Pendelsperre nach Ablauf einer festgelegten Dauer zu entfernen. Bei einer andauernden Pendelung, die sich nicht stabilisiert, werden blockierte Zonen freigegeben, sodass sie ein Mal auslösen können, sobald die Zeitstufe abgelaufen ist. Bei der Festlegung, welche Schutzgeräte freigegeben werden, sollte der Benutzer berücksichtigen, welche Orte, an denen Schutzgeräte eingesetzt werden, natürliche Trennstellen für den Inselbetrieb der Stromversorgungsanlage sind.
- Die „PSP Rückst.zeit“ ist eine Zeitverzögerung der Abfallzeitstufe, welche die PSP-Erkennung auch dann aufrechterhält, wenn sich eine Pendelung offensichtlich stabilisiert hat. Sie wird verwendet, um sicherzustellen, dass die Erkennung an den Punkten, wo der Pendelstrom ein natürliches Minimum durchläuft und die Delta I-Erkennung zurückgesetzt werden könnte, nicht ausfällt/flattert. Sie kann daher verwendet werden, um sicherstellen, dass Netzpendelungen kontinuierlich angezeigt wird, wenn Polschlupf (ein instabiler Außer-Tritt-Zustand) im Gange ist.

Nachstehend folgt ein vereinfachtes Logikdiagramm, das die Funktionsweise der Pendelsperre zeigt:

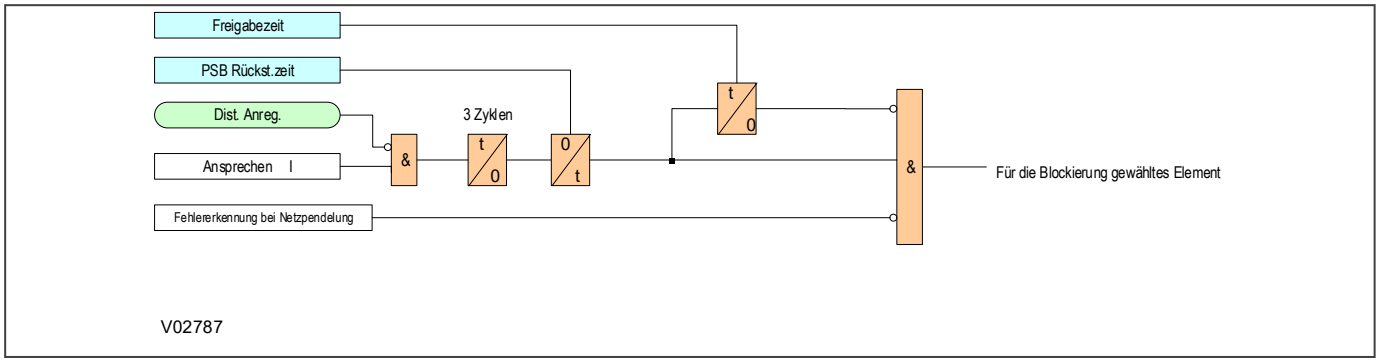


Abbildung 165: Logik der Pendelsperre

Außer-Tritt-Erkennung und -Auslösung

Außer-Tritt-Schutz wird verwendet, um das Stromversorgungsnetz in mehrere stabile Stromerzeugungsbereiche aufzutrennen und für Lastausgleich bei instabilen Stromschwankungen zu sorgen. Die Punkte, an denen das Stromversorgungsnetz aufgetrennt wird, werden anhand von eingehenden Netzstabilitätsuntersuchungen bestimmt.

Die Außer-Tritt-Funktion des 5th Generation hat vier Einstelloptionen:

1. Ausgeschaltet
2. „Predictive OST“
3. Ausser Tritt
4. „Predictive OST“ oder „Ausser Tritt“

Wenn auf `Ausgeschaltet` gesetzt, ist die Außer-Tritt-Funktion nicht anwendbar. Das 5th Generation bietet zudem die Möglichkeit, das Netz durch Auswahl von „Predictive OST“ (manchmal auch als „frühzeitige OST“ bezeichnet) im Voraus aufzutrennen, um die Winkelveränderung zwischen zwei Enden zu minimieren und die Stabilität in den aufgetrennten Bereichen zu unterstützen. Die dritte Einstelloption besteht darin, das Netz bei Erkennung des Außer-Tritt-Zustands aufzutrennen, z. B. wenn Polschlupf auftritt. Die vierte Option ist eine Kombination der beiden.

Außer-Tritt-Erkennung

Die Außer-Tritt-Erkennung basiert auf dem bewährten $\Delta Z/\Delta t$-Prinzip in Verbindung mit zwei konzentrischen Polygonkennlinien, wie in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

Kennlinientyp

Beide Polygonkennlinien sind unabhängig und haben unabhängige Einstellungen für ihre entsprechenden Reaktanz- und Widerstandsreichweiten.

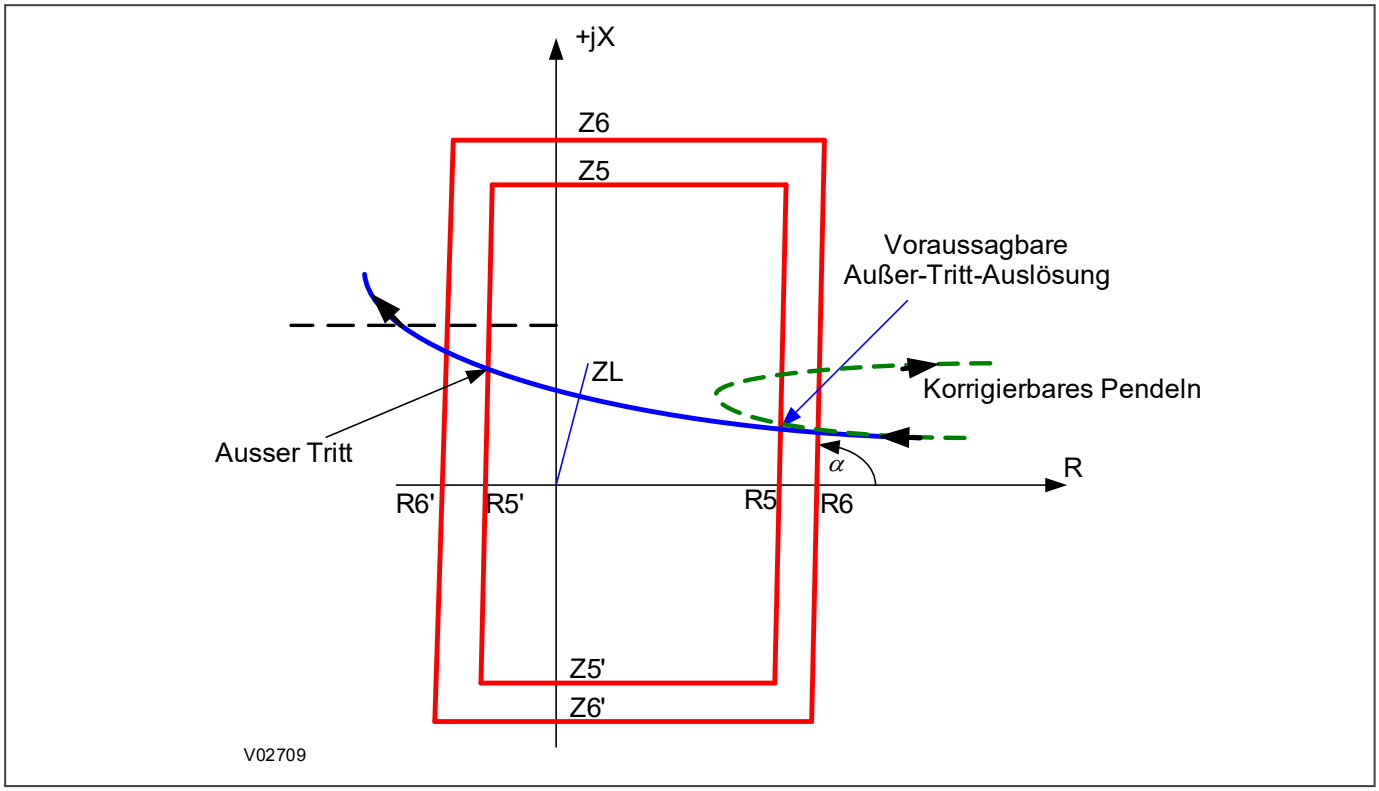


Abbildung 166: Kennlinie der Außer-Tritt-Erkennung

Sowohl die innere (Zone 5) als auch die äußere (Zone 6) Charakteristik (siehe oben) ist in Form der Mitsystemimpedanz einstellbar, wodurch sichergestellt werden kann, dass die richtige Außer-Tritt-Erkennung während einer Pendelung bei offenem Pol verwendet wird. Daher gibt es nur eine Polygoncharakteristik der Mitsystemimpedanz von Z5 und Z6 anstelle von sechs Charakteristiken für jede gemessene Schleife. Die gemessene Mitsystemimpedanz wird wie folgt berechnet:

Z1 = U1/I1

Dabei sind U1 und I1 die Mitsystemspannung und der Mitsystemstrom, die aus den gemessenen Phasengrößen berechnet werden. Es ist zu beachten, dass es bei symmetrischen Leistungsschwankungen keinen Unterschied zwischen Phasenimpedanzschleifen und Mitsystemimpedanzschleifen gibt, während die Phasen- und Mitsystemimpedanzen bei Schwankungen mit offenem Pol unterschiedlich sind. Diese Tatsache muss während der Prüfung/Inbetriebnahme berücksichtigt werden.

Alle vier ohmschen Lastausblendungen sind parallel und verwenden die allgemeine Winkeleinstellung „α“, die dem Winkel der Gesamtnetzimpedanz ZT (= ZS + ZL + ZR) entspricht, wobei ZS und ZR äquivalente Mitsystemimpedanzen an den Sende- und Empfangsenden sind und ZL die mitläufige Leitungsimpedanz ist. Neigung der Reaktanzlinie und Restkompensation wird nicht realisiert.

In der obigen Abbildung stellt der durchgehende Impedanzverlauf den Ort für die nicht korrigierbare Leistungsschwankung dar, was auch als Polschlupf oder Außer-Tritt-Zustand bekannt ist. Der gepunktete Impedanzverlauf hingegen stellt eine korrigierbare Leistungsschwankung dar, die normalerweise als Pendelung bezeichnet wird.

Funktionsprinzip

Der Außer-Tritt-Erkennungsalgorithmus basiert auf der Messung der Geschwindigkeit der Mitsystemimpedanz, die den Bereich ΔZ durchläuft. Sobald die gemessene Mitsystemimpedanz das äußere Polygon berührt, wird eine Zeitstufe gestartet.

Wenn die Störung vom Eintritt in Zone 6 bis zum Eintritt in Zone 5 weniger als 25 ms dauert, betrachtet das Schutzgerät dies als einen Netzfehler und nicht als Außer-Tritt-Auslösebedingung. Die Zeitstufe von 25 ms ist in der

Logik festgelegt und kann nicht vom Benutzer geändert werden. Bei einem Netzfehler ist die Geschwindigkeit der Änderung von einer Last zu einem Fehler hoch, aber das Schutzgerät spricht bei unbedeutenden Fehlern langsamer an, insbesondere bei hochohmigen Fehlern innerhalb der Zonenansprechkennlinien und dicht an der Z5-Grenze. Daher bietet die feste Zeit von 25 ms genügend Zeit für das Ansprechen eines Distanzelements und damit für die Unterscheidung zwischen einem Fehler und einer extrem schnellen Leistungsschwankung.

Wenn die Störung länger als 25 ms dauert, aber ab Eintritt in Zone 6 bis zum Eintritt in Zone 5 weniger Zeit als die eingestellte Zeit DeltaT in Anspruch nimmt, wird dies als sehr schnelle Schwankung betrachtet. Daher löst das Schutzgerät aus, wenn die Einstelloption 2 oder 4 gewählt wurde. Die Mindesteinstellung von DeltaT beträgt 30 ms und räumt einen Spielraum von 5 ms mit der festen Zeitstufe von 25 ms ein.

Wenn die Störung länger als die eingestellte Zeit DeltaT für den Eintritt in Zone 5 nach Eintritt in Zone 6 dauert, wird das als langsame Schwankung betrachtet. Bei Eintritt in Z5 zeichnet das Schutzgerät die Polarität des ohmschen Teils der Mitsystemimpedanz auf. Zwei Szenarien sind möglich:

1. Wenn der ohmsche Teil der Mitsystemimpedanz Z5 mit der gleichen Polarität verlässt, die zuvor bei Eintritt in Zone 5 aufgezeichnet wurde, wird dies als korrigierbare Pendelung betrachtet. Es wird keine Auslösung veranlasst.
2. Wenn der ohmsche Teil der Mitsystemimpedanz bei Verlassen von Zone 5 eine Polarität aufweist, die der Polarität entgegengesetzt ist, die bei Eintritt in Zone 5 aufgezeichnet wurde, wird ein Außer-Tritt-Zustand erkannt, dem eine Auslösung folgt, wenn die Einstelloption 3 oder 4 gewählt wurde. Es ist zu beachten, dass in einer Situation, in welcher die Zeitstufe DeltaT nicht abgelaufen war und die Einstelloption 3 gewählt wurde, ebenfalls ein Außer-Tritt-Zustand erkannt wird, dem ein OST-Vorgang folgt.

Da der Auslösemodus für den erkannten Außer-Tritt-Zustand immer „3 ph trip“ (dreiphasige Auslösung) ist, werden die DDB-Signale „Predictive OST“ und „Ausser Tritt“ der 3ph-Auslösung in der Standard-PSL zugeordnet. Außerdem blockiert der Außer-Tritt-Vorgang die AWE-Funktion. Die Verzögerungszeit der Außer-Tritt-Auslösung (TOST) dient auch dazu, den Befehl für die Außer-Tritt-Auslösung (OST) zu verzögern, bis der Winkel zwischen den internen Spannungen zwischen den zwei Enden bei 240 Grad liegt und sich 360 Grad nähert. Dadurch wird die Spannungsbelastung des Leistungsschalters begrenzt. Im Falle eines Fehlers während des Pendelungszustands wird die Außer-Tritt-Auslösefunktion blockiert.

Der Außer-Tritt-Algorithmus ist völlig unabhängig von den Distanzelementen und der einstellungsfreien Funktion zur Erkennung von Netzpendelung. Die Lastausblendung hat keinen Einfluss auf die Außer-Tritt-Kennlinien. Beim Außer-Tritt-Vorgang muss mindestens ein Mitsystemstrom von 5%In vorhanden sein.

Der Außer-Tritt-Algorithmus ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

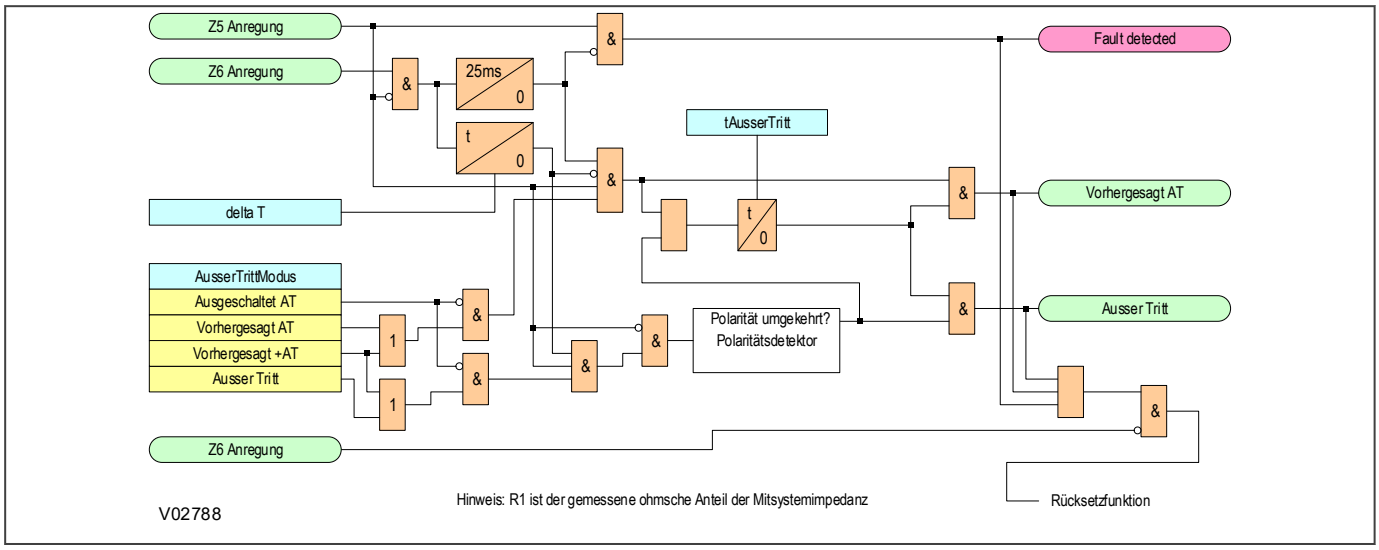


Abbildung 167: Außer-Tritt-Logik

10.3.2 ERKENNUNG EINES FEHLERS WÄHREND EINER NETZPENDELUNG

Fehler sind durch schrittweise Änderungen im überlagerten Strom (ΔI) erkennbar, im Gegensatz zur eher allmählichen Übergangssymptomatik einer Netzpendelung.

Wenn eine Netzpendelung im Gange ist, wird die Schwelle für den Phasenwähler auf einen Wert erhöht, der zweimal so groß ist wie der maximale vorherrschende überlagerte Strom, der durch die Pendelung verursacht wird. Ein Fehler führt dazu, dass ein ΔI-Wert diese erhöhte Schwelle überschreitet, wodurch der Fehler vom Phasenwähler erkannt wird. Durch das Ansprechen des Phasenwählers in dieser Situation wird die PSP-Funktion freigegeben, um das Auslösen der Distanzelemente zu erlauben.

Um für Stabilität bei externen Fehlern zu sorgen, wird das Blockiersignal nur aus den Zonen entfernt, die innerhalb der zwei Zyklen beginnen, in denen der Phasendetektor den Fehler erkennt:

Jedes Distanzelement, dass eine Impedanz innerhalb seiner Charakteristik misst, bevor der Phasenwähler den Fehler erkennt, bleibt blockiert. Dadurch wird Auslösen bei einer Pendelimpedanz verhindert, die zufällig eine schnell ansprechende Zone durchläuft und falsches Auslösen verursachen kann, wenn alle Elemente ohne Qualifikation freigegeben wurden.

Jedes Distanzelement, dass eine Impedanz innerhalb seiner Charakteristik misst, nachdem das Zwei-Zyklus-ΔI-Fenster des Phasenwählers abgelaufen ist, bleibt blockiert. Dadurch wird Auslösen bei einer andauernden Pendelung verhindert, die eine schnell ansprechende Zone durchläuft und falsches Auslösen verursachen kann, wenn dem Element erlaubt ist, eine Freigabe nach einer unqualifizierten Phasenwählerrücksetzung durchzuführen.

10.3.3 KONFIGURATION DER PENDELSPERRE

Um die Netzpendelungsfunktion zu verwenden, müssen Sie sicherstellen, dass die Einstellung ***Pendelsperre*** in der Spalte KONFIGURATION auf `Freigegeben` gesetzt ist. Sie können „Pendelsperre“ auf `Anzeige` (Warnungen werden ausgegeben, aber es wird keine Blockierung erzwungen) oder „Blockade“ setzen (Blockierungen werden erzwungen).

Um zu definieren, welche Aktion von der PSP-Funktion ausgeführt werden soll, müssen Sie die Distanzzonen einstellen. Die Distanznetzpendelzonen für Phase und Erde stehen in der Spalte *PENDELSPERRE* zur Verfügung.

Für jede der PSP-Zonen stehen folgende Optionen zur Verfügung:

`Auslös. Möglich`: Wenn eine Netzpendelungsortskurve für eine Dauer in der Distanzkurve bleibt, die der Zeitverzögerung des Elements entspricht, wird die Auslösung erlaubt.

`Blockade`: Verhindert Auslösen des Elements, selbst dann, wenn eine Netzpendelungsortskurve in die Kurve des Elements eintritt.

`Verzög. Deblock` : Diese Einstellung sorgt für die Beibehaltung der Blockierung für eine eingestellte Dauer, nachdem eine Netzpendelung erkannt wurde. Um diese Einstellung verwenden zu können, müssen Sie ***PSP Freigabe*** auf `Freigegeben` setzen, und anschließend stellen Sie die gewünschte ***Freigabezeit*** für die Aufhebung der Blockierung ein.

> *Hinweis:*
> *Die Zeitstufe **Freigabezeit** gilt für alle Elemente.*

Die ***Freigabezeit*** wird verwendet, um die Dauer des Vorhandenseins der Pendelung zu bestimmen. Damit wird bezweckt, zwischen einer stabilen und einer instabilen Pendelung zu unterscheiden. Wenn sich die Pendelung nach Ablauf der Zeit noch nicht stabilisiert hat, kann die Blockierung der ausgewählten Zonen freigegeben werden, wonach das System aufgetrennt werden kann. Wenn keine Freigabe erforderlich ist, das Maximum (10 s) einstellen.

Der PSP-Funktion ist eine weitere Zeitstufe zugeordnet. Es handelt sich um die Zeitstufe ***PSP Rückst.zeit***. Diese Zeitstufe dient der Beibehaltung der Erkennung von Netzpendelungen über eine bestimmte Dauer, nachdem die überlagerte Stromerkennung (ΔI) zurückgesetzt wurde. ΔI tendiert in jedem Netzpendelungszyklus naturgemäß

zweimal gegen null (um die Strommaxima- und -minima im Pendelungselement). Eine kurze Zeitverzögerung sorgt für kontinuierliches Ansprechen der Pendelsperre (PSP) während dieser ΔI-Minima.

Die Einstellung ***PSP Rückst.zeit*** wird verwendet, um den PSP-Status beizubehalten, wenn ΔI während des Pendelungszyklus naturgemäß niedrig ist (in der Nähe der Strommaxima und -minima in der Pendelungshüllkurve). Eine typische Einstellung von 0,2 s wird verwendet, um die Erkennung beizubehalten, bis ΔI die Möglichkeit hat, erneut zu erscheinen.

Die Einstellung ***Aus WI PSP*** bestimmt, was geschieht, wenn eine Netzpendelung erkannt wird, während die Auslösefunktion „Schwache Einspeisung(WI)“ verwendet wird und die Schwache Einspeisung länger andauert, als in ***WI AUS Übtrg.*** definiert ist. Wenn `Blockade` gewählt ist, wird der Betrieb bei schwacher Einspeisung für die Dauer der Pendelung deaktiviert. Wenn `Verzög. Deblock` gewählt ist, wird die Blockierung des Elements mit Schwacher Einspeisung entfernt, nachdem die Abfall-Zeitstufe ***Freigabezeit*** abgelaufen ist, auch wenn die Pendelung noch vorhanden ist. Dies erlaubt eine Netztrennung, wenn sich Pendelungen nicht stabilisieren. In der Betriebsart `Auslös. Möglich` bleibt das Element mit Schwacher Einspeisung von der Erkennung der Netzpendelung unbeeinflusst.

10.3.4 LASTAUSBLENDUNGSGRENZE FÜR NETZPENDELUNG

Wenn die Lastausblendung des Produkts aktiviert ist, gilt Folgendes für Phase-Phase-Schleifen:

Impedanzwerte, die länger als ein Zyklus innerhalb der Lastausblendungsgrenzen und dicht bei diesen liegen, deuten auf Netzpendelung hin. Der Netzpendelungsbereich ist im folgenden Schaubild durch den schattierten Bereich dargestellt.

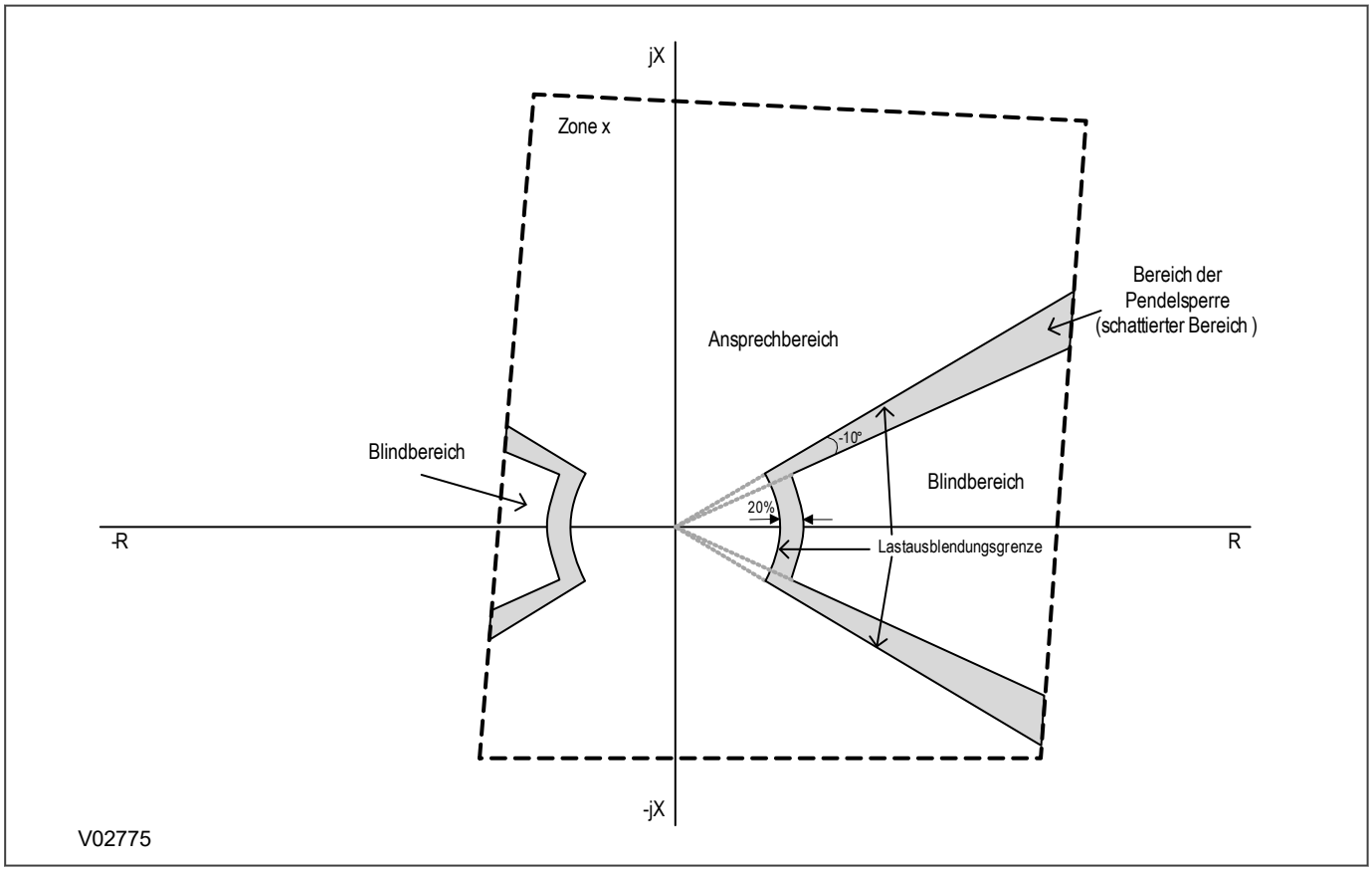


Abbildung 168: Bedingungen für Lastausblendungsgrenzen

Der Bereich ist durch Linien definiert, die mit Winkeln von 10° näher an der Widerstandsachse als die Linien liegen, die durch die Winkeleinstellung der Lastausblendung (***WinkelLastausL-L*** und ***WinkelLastausL-E***-10°, im obigen Schaubild im schattierten Netzpendelungsbereich dargestellt) und einen kreisförmigen Lichtbogen mit einem

Radius erstellt werden, der konzentrisch mit und äquivalent zu einem Wert ist, der 20 % größer als die Impedanzeinstellung der Lastausblendung ist (**Z< Blinder Imp Ph** und **Z< Blinder Imp Gnd** +20 %, wie im obigen Schaubild im schattierten Netzpendelungsbereich dargestellt).

> *Hinweis:*
> *Diese Netzpendelungsbedingungen sind völlig unabhängig von dem langsamen Pendeln bei Zone 7 und Zone 8.*

10.3.5 LOGIK DER PENDELSPERRE

Die Funktion der Netzpendelung folgt dem nachstehenden Logikschaltplan:

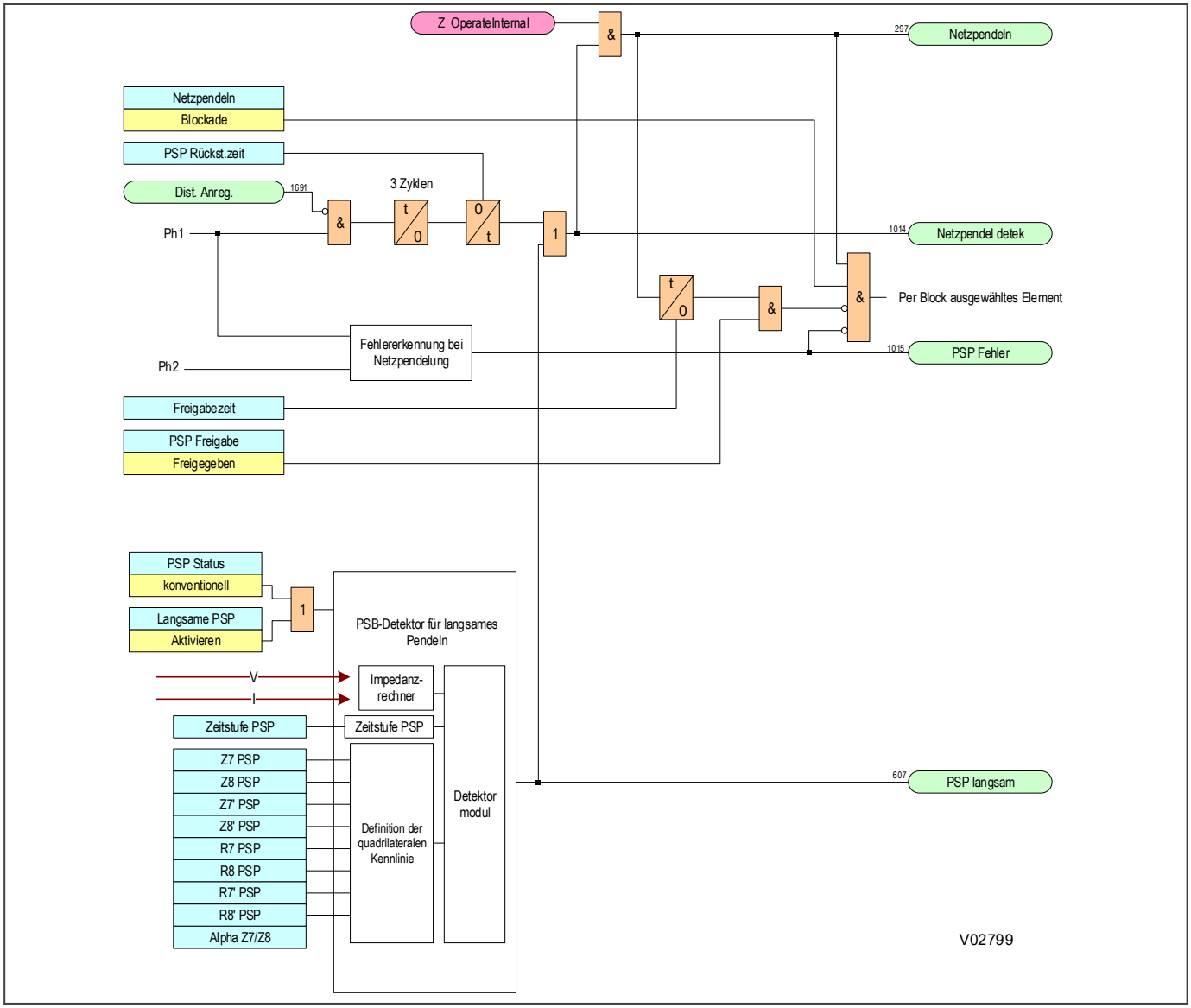


Abbildung 169: Logik der Pendelsperre

> *Hinweis:*
> *Dies ist eine vereinfachte Darstellung zum Hervorheben der Ausgänge der Pendelsperrfunktion.*

10.3.6 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR DIE PENDELSPERRE

Die Pendelsperre (PSP) sollte normalerweise nur in Übertragungsnetzanwendungen aktiviert werden. Auf Verteilungsebene werden keine Netzpendelungen erwartet.

Die in diesem Gerät verwendete Technik zur Erkennung von Netzpendelung kann Netzpendelungen von mehr als 0,5 Hz erkennen, ohne dass Sie Parameter einstellen müssen. Diese Methode stützt sich auf Techniken zur Erkennung des Anteils des überlagerten Stroms (ΔI), wodurch Netzpendelungen automatisch erkannt werden können. Die Schwelle für die Erkennung einer Netzpendelung ist 5 % In. Bei Netzschwankungen mit weniger als 0,5 Hz kann der kontinuierliche ΔI-Phasenstrom, der Bestandteil der Erkennungstechnik ist, kleiner als die Schwelle (5 % In) sein. Dann funktioniert die Technik eventuell nicht. Langsame Pendelungen treten normalerweise nach plötzlichen Laständerungen oder einpoliger Auslösung in schwachen Netzen auf, wo die Verschiebung der anfänglichen Leistungsübertragung nicht stark ist. In der Regel sind Pendelungen von bis zu 1 Hz korrigierbar, aber die Pendelimpedanz kann unter Umständen länger als erwartet innerhalb der Distanzkurve bleiben, bevor die Schwankungen vom Netz gedämpft werden. Zur Sicherstellung der Netzstabilität bei sehr langsamen Pendelungen empfehlen wir daher, die Einstellung ***Langsame PSP*** auf `Freigegeben` zu setzen, um den automatischen einstellungsfreien Erkennungsalgorithmus zu ergänzen.

Zum Konfigurieren der langsamen Netzpendelung müssen Sie die ohmschen und Blindleistungsgrenzen der Vierecke von Zone 7 und Zone 8 einstellen. Auch müssen Sie die ***Zeitstufe PSP*** einstellen, die den kritischen Zeitraum des Übergangs zwischen den beiden Zonen definiert und für die langsame Pendelung charakteristisch ist.

Unabhängig davon, welcher Netzpendelungsdetektor für die Anwendung der Pendelsperre verantwortlich ist, wird die Aufhebung der Pendelsperre durch zwei Einstellungen definiert: ***PSP Rückst.zeit*** und (wenn eine Freigabemethodik verwendet wird) ***Freigabezeit***.

10.3.6.1 EINSTELLUNG DER OHMSCHEN GRENZEN

Das Viereck der Zone 7 muss alle Distanzelemente einschließen, die bei einem Netzpendelungszustand blockiert werden sollen. Das Viereck der Zone 8 muss kleiner als die kleinste mögliche Lastimpedanz eingestellt sein. Der Sicherheitsspielraum für beide Bedingungen muss mindestens 20 % betragen, auch muss ein Spielraum von mindestens 10 % zwischen Zone 7 und Zone 8 bereitgestellt werden:

$$R8 > 1{,}1\ (R7)$$

Wir empfehlen, die Größen von R7’ und R8’ auf die gleichen Werte wie die von R7 bzw. R8 einzustellen:

$$R7' = -R7,\ R8' = -R8.$$

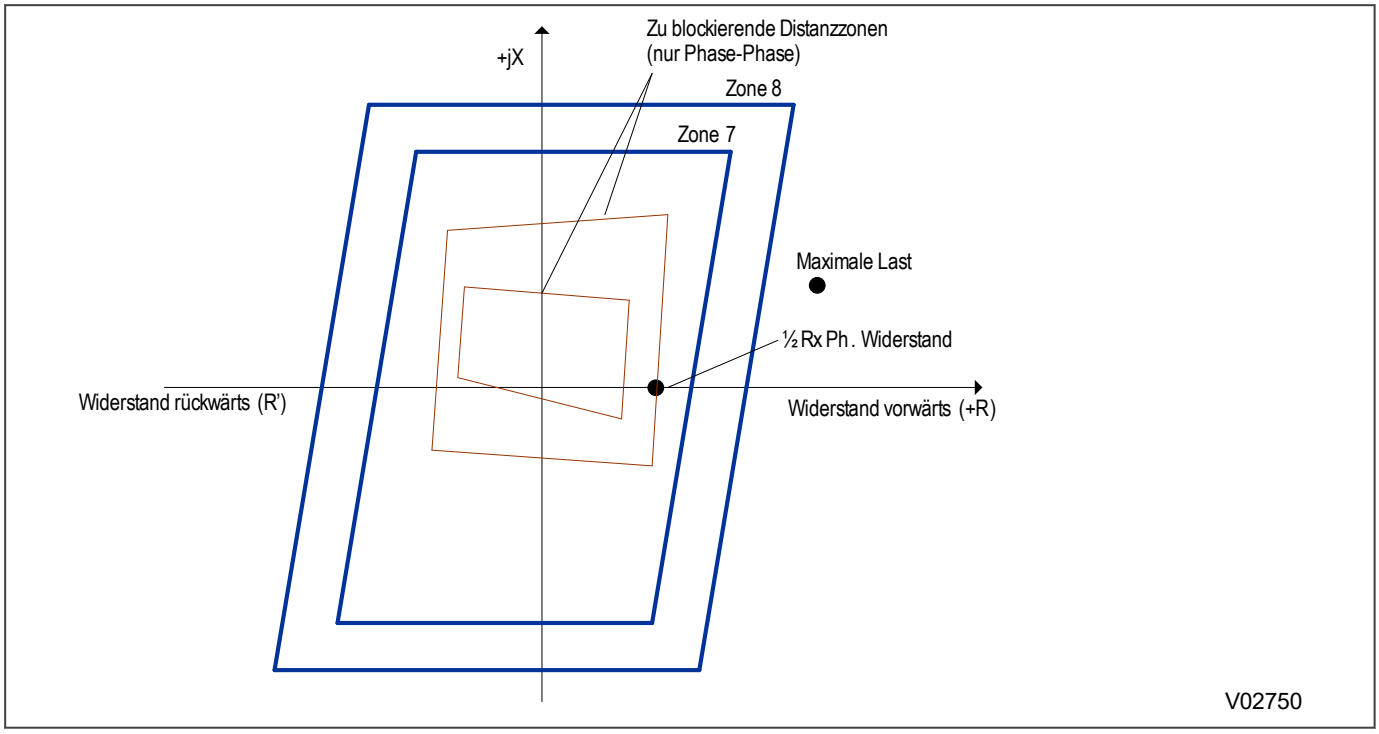


Abbildung 170: Einstellung der Widerstandsreichweiten

10.3.6.2 EINSTELLUNG DER BLINDLEISTUNGSGRENZEN

Die innenliegende Zone 7 ist größer als die Gesamtimpedanz Z_T einzustellen, welche die lokale Quellimpedanz Z_S, die Leitungsimpedanz Z_L und die Fernquellimpedanz Z_R einschließt. Nur Mitsystemimpedanzen sind zu berücksichtigen. Der Sicherheitsspielraum für diese Bedingung muss mindestens 20 % betragen. Der empfohlene Spielraum zwischen Z7- und Z8-Einstellungen beträgt 10 %:

$$Z8 = 1{,}1\ (Z7)$$

Wir empfehlen, die Größen von Z7' und Z8' auf die gleichen Werte wie die von Z7 bzw. Z8 einzustellen:

$$Z7' = -Z7,\ Z8' = -Z8$$

Der Winkel Alpha ist auf den gleichen Wert wie der Winkel der Gesamtimpedanz Z_T einzustellen:

$$\alpha = \angle Z_T$$

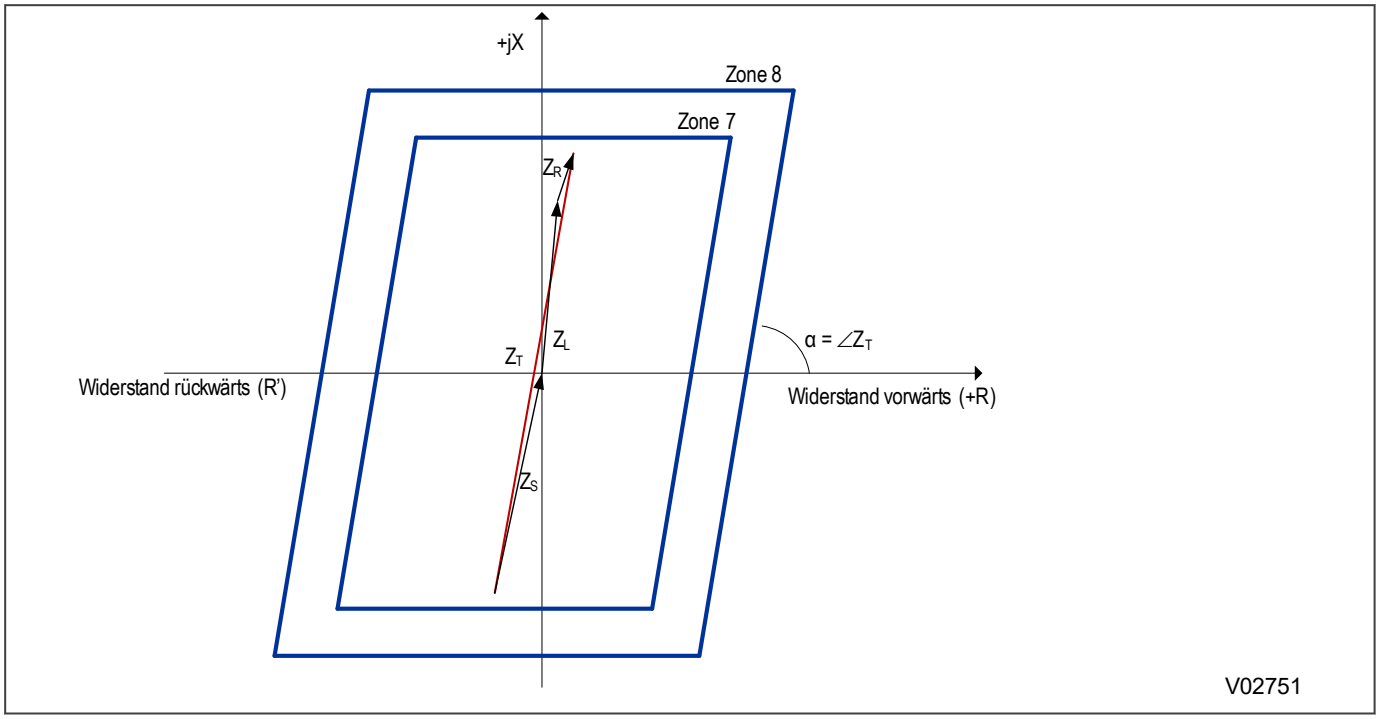


Abbildung 171: Einstellungen der Blindleistungsreichweite

10.3.6.3 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR DIE PSP-ZEITSTUFE

Die Einstellung der PSP-Zeitstufe kann wie folgt berechnet werden:

$$\Delta t = \frac{(\theta_1 - \theta_2) \cdot f_{nom}}{f_{PS}}$$

wobei

- die Winkel θ_1 und θ_2 sind in der nachstehenden Abbildung definiert
- f_{nom} ist die Nennfrequenz
- f_{PS} ist die maximale Netzpendelungsfrequenz, die zu berücksichtigen ist

Da jede Netzpendelung mit f_{PS} >= 0,5 Hz vom einstellungsfreien Delta-Stromalgorithmus ermittelt werden kann, müssen nur Netzpendelungen mit f_{PS} < 0,5 für die Erkennung langsamer Netzpendelungen berücksichtigt werden. Wir empfehlen, f_{PS} auf 1 Hz zu setzen, weil dieser Wert genügend Sicherheitsspielraum bietet.

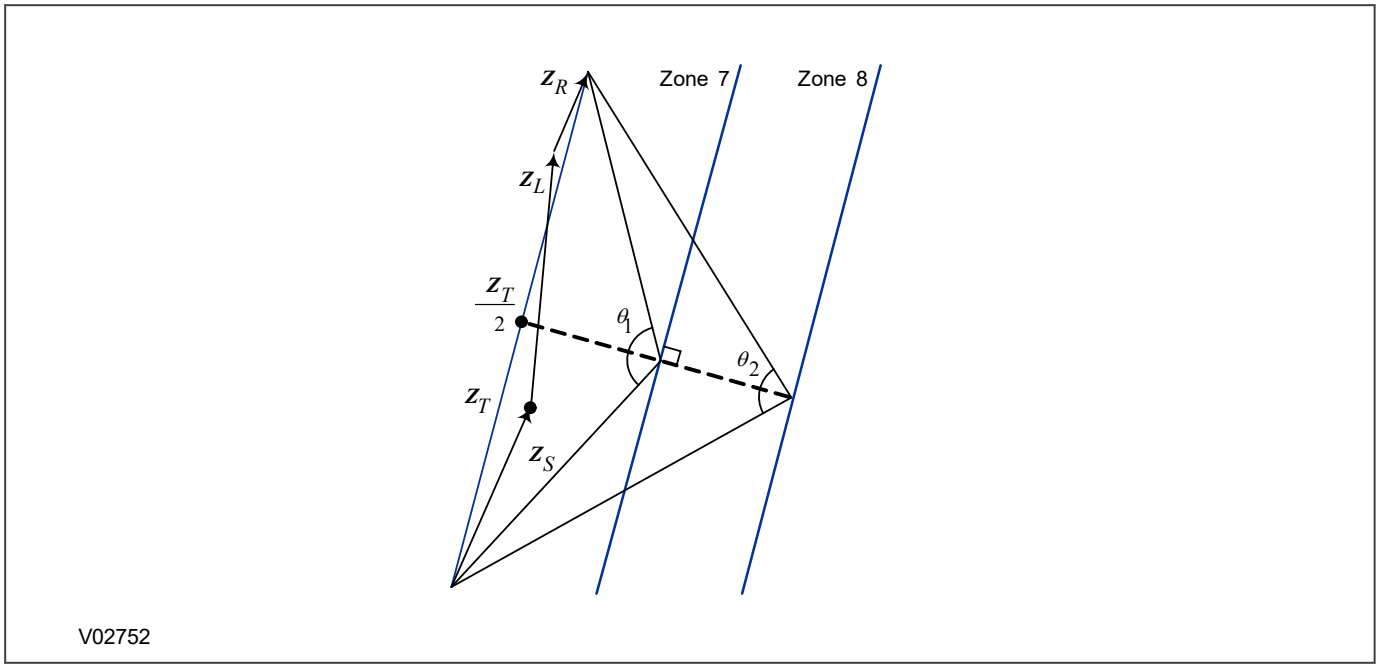


Abbildung 172: Einstellungsrichtlinien für die PSP-Zeitstufe

10.4 AUßER-TRITT-SCHUTZ

Außer-Tritt-Erkennung basiert auf der Geschwindigkeit und der Bewegungsbahn der gemessenen Mitsystemimpedanz, die eine bestimmte Kennlinie durchläuft. Bei Netzstörungen, z. B. Fehlern und Netzpendelungen, bewegt sich die gemessene Impedanz von den normalen Lastwerten weg. Netzpendelungen, bei denen die Nennspannungswinkel sich relativ zueinander ändern, können entweder stabil (korrigierbar) oder instabil (nicht korrigierbar) sein. Die instabilen Netzpendelungen führen zu einem Außer-Tritt-Zustand.

Bei stabilen Netzpendelungen schwanken die relativen Phasenwinkel, aber diese Schwankungen werden schwächer, und der Synchronismus zwischen Stromerzeugungsquellen wird beibehalten. Die Erkennung von stabilen Netzpendelungen ist erforderlich, um ungewolltes Auslösen von Impedanzschutzelementen zu verhindern, wenn die Pendelimpedanz vorübergehend die Fehlerimpedanzzone durchläuft.

Instabile Netzpendelungen (die destruktiv sein können) führen dazu, dass Stromerzeugungsquellen den Synchronismus verlieren. Dies wird Polschlupf genannt. Die Erkennung instabiler Netzpendelungen erlaubt kontrolliertes Auslösen, damit die Netze in stabile Bereiche aufgetrennt werden können, wodurch der Synchronismus in jedem Bereich beibehalten werden kann. Dies wird Außer-Tritt-Auslösung (OOS oder OST) genannt.

Neben dem Auslösen bei Außer-Tritt-Zuständen ist es möglich, Außer-Tritt-Zustände vorherzusagen. Dies erlaubt kontrolliertes Auslösen und nachfolgende Trennung des Netzes, um stabilen Betrieb wiederherzustellen, bevor Polschlupf auftritt. Dies wird vorausschauende Außer-Tritt-Auslösung genannt.

Außer-Tritt- und vorausschauender Außer-Tritt-Schutz basiert auf veränderlichen Impedanzmesswerten und verwendet ein Paar von konfigurierbaren konzentrischen quadrilateralen Kennlinien auf der Impedanzebene (Zone 5 und Zone 6).

Außer-Tritt-Schutz wird verwendet, um das Stromversorgungsnetz in mehrere stabile Stromerzeugungsbereiche aufzutrennen und für Lastausgleich bei instabilen Netzschwankungen zu sorgen. Die Punkte, an denen das Stromversorgungsnetz aufgetrennt wird, werden anhand von eingehenden Netzstabilitätsuntersuchungen bestimmt.

10.4.1 AUßER-TRITT-ERKENNUNG

Die Außer-Tritt-Erkennung basiert auf dem bewährten $\Delta Z/\Delta t$-Prinzip in Verbindung mit zwei konzentrischen Vieleckkennlinien, wie unten gezeigt:

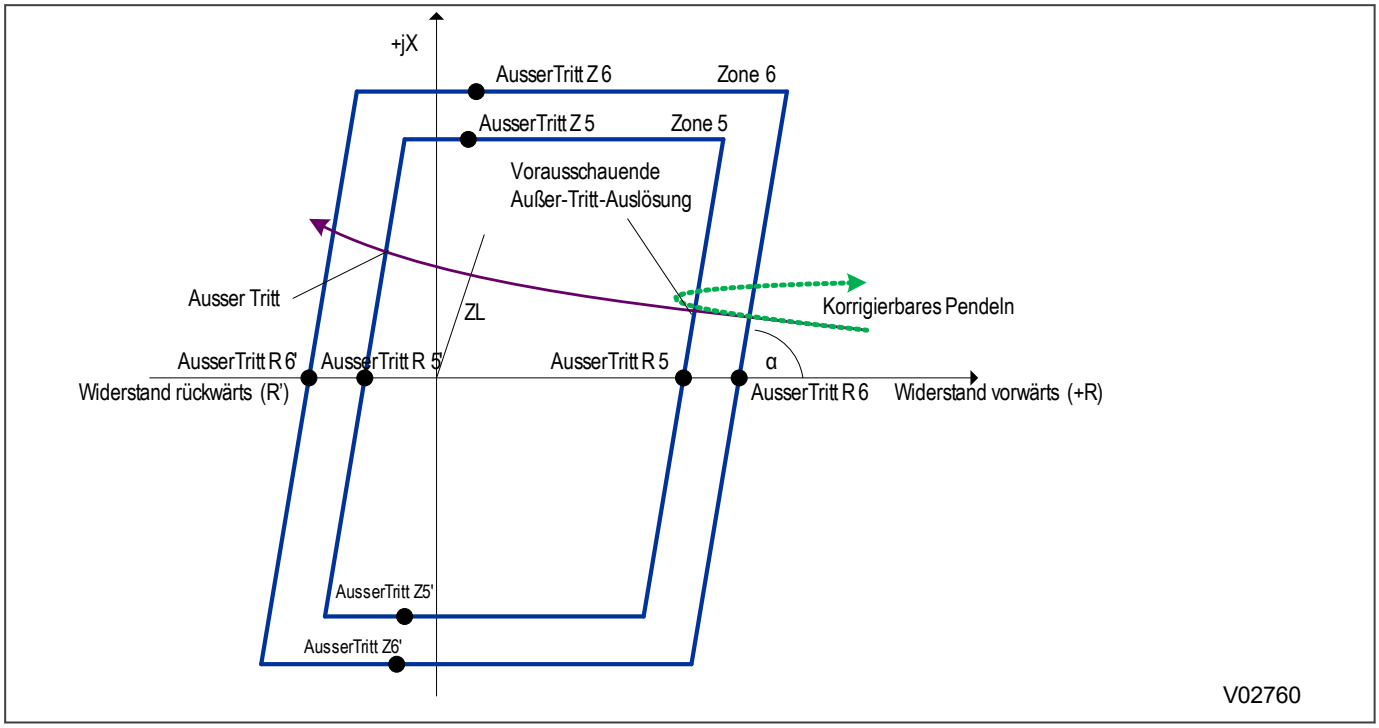


Abbildung 173: Kennlinie der Außer-Tritt-Erkennung

Das Prinzip der Außer-Tritt-Auslösung verwendet Mitsystemimpedanzen. Die Mitsystemimpedanz wird mit $Z_1 = U_1/I_1$ berechnet, wobei U_1 und I_1 die Mitsystemspannungs- und -stromgrößen sind, die aus den gemessenen Phasengrößen berechnet werden. Die konzentrischen Vierecke sind für Zone 5 und Zone 6 bestimmt. Zone 5 umfasst mögliche Netzfehlerimpedanzen und liegt in Zone 6. Da die Vierecke der Außer-Tritt-Auslösung und der vorausschauenden Außer-Tritt-Auslösung auf Mitsystemimpedanzen basieren, werden alle Außer-Tritt-Zustände von einer einzigen Messung abgedeckt. Beide Vierecke sind unabhängig und haben unabhängige Reichweiteneinstellungen.

Alle vier ohmschen Blinder sind parallel und verwenden die allgemeine Winkeleinstellung (α), die dem Winkel der Gesamtnetzimpedanz ($Z_T = Z_S + Z_L + Z_R$) entspricht, wobei Z_S und Z_R äquivalente Mitsystemimpedanzen an den Leitungsanfängen und Leitungsenden sind und Z_L die mitläufige Leitungsimpedanz ist. Die Reaktanzlinien sind ebenfalls parallel, da weder eine Reaktanzlinienneigung noch Restkompensation implementiert ist.

Die in der Abbildung als violette Volllinie dargestellte Impedanzbewegungsbahn stellt die Ortskurve für die nicht korrigierbare Netzpendelung dar, die als Polschlupf oder Außer-Tritt-Zustand bekannt ist. Die gepunktete grüne Impedanzbewegungsbahn stellt eine korrigierbare Netzpendelung dar.

10.4.2 FUNKTIONSPRINZIP DES AUßER-TRITT-SCHUTZES

Die Außer-Tritt-Funktion hat vier verschiedene Einstelloptionen, die nur sichtbar sind, wenn die ***Pendelsperre*** in der Spalte *KONFIGURATION* aktiviert ist:

- `Ausgeschaltet AT`: Deaktiviert die Außer-Tritt-Funktion.
- `Vorhergesagt AT`: Trennt das System im Voraus auf. Minimiert die Winkelverschiebung zwischen zwei Enden und trägt zur Stabilität in den aufgetrennten Bereichen bei.
- `Ausser Tritt Aus`: Trennt das System auf, wenn ein Außer-Tritt-Zustand erkannt wird, d. h. wenn Polschlupf auftritt.
- `Vorhergesagt +AT`: Für diese Betriebsart sind beide Methoden verfügbar, und die endgültige Auslösebedingung wird entweder auf der Basis der vorausschauenden Methode oder der Methode „Ausser Tritt Aus“ erkannt.

Der Außer-Tritt-Erkennungsalgorithmus basiert auf der Geschwindigkeit der gemessenen Mitsystemimpedanz, welche die Kennlinie durchläuft. Wenn die Mitsystemimpedanz in das außenliegende Viereck (Zone 6) eintritt, wird eine Zeitstufe gestartet. Die Zeitstufe wird gestoppt, nachdem die Mitsystemimpedanz das innenliegende Viereck (Zone 5) durchlaufen hat. Diese Zeit nennen wir Zeit des Übergangs von Zone 6 zu Zone 5.

Wenn diese Zeit kleiner als 25 ms ist, betrachtet der Schutz dies als einen Fehler des Stromversorgungssystems und nicht als Außer-Tritt-Zustand. Diese Zeit von 25 ms ist fest eingestellt und kann nicht verändert werden. Bei einem Fehler des Stromversorgungssystems ist die Geschwindigkeit der Änderung von einer Lastimpedanz zu einer Fehlerimpedanz hoch, aber der Schutz spricht bei unbedeutenden Fehlern, die dicht an einer Zonengrenze auftreten, eventuell langsamer an. Dies ist insbesondere bei hochohmigen Fehlern innerhalb der Zonenansprechkennlinie und dicht an der Grenze von Zone 5 der Fall. Die feste Zeit von 25 ms bietet genügend Zeit für das Ansprechen eines Distanzelements und damit für die Unterscheidung zwischen einem Fehler und einer extrem schnellen Netzpendelung.

Wenn die Übertragung zwischen Zone 6 und Zone 5 länger als 25 ms, aber weniger als die eingestellte Zeit ***delta T*** dauert, wird dies als sehr schnelle Netzpendelung betrachtet und der Schutz löst aus, wenn entweder die Option `Vorhergesagt AT` oder die Option `Vorhergesagt +AT` ausgewählt und die Außer-Tritt-Auslöse-Verzögerungszeit (***tAusserTritt***) abgelaufen ist. Die ***delta T***-Mindesteinstellung beträgt 30 ms und räumt einen Spielraum von 5 ms mit der festen Zeitstufe von 25 ms ein.

Wenn der Übergang von Zone 6 nach Zone 5 länger als die eingestellte Zeit ***delta T*** dauert, wird dies als langsame Netzpendelung betrachtet. Beim Eintreten in Zone 5 zeichnet der Schutz die Polarität des ohmschen Teils der Mitsystemimpedanz auf. In dieser Situation sind zwei Ergebnisse möglich:

- Wenn der ohmsche Teil der Mitsystemimpedanz die Zone 5 mit der gleichen Polarität verlässt, die zuvor beim Eintreten in Zone 5 aufgezeichnet wurde, wird dies als korrigierbare Pendelung betrachtet. In diesem Fall löst der Schutz nicht aus.
- Wenn der ohmsche Teil der Mitsystemimpedanz beim Verlassen der Zone 5 eine Polarität aufweist, die der zuvor beim Eintreten in Zone 5 aufgezeichneten Polarität entgegengesetzt ist, wird ein Außer-Tritt-Zustand erkannt. Danach folgt eine Auslösung, wenn entweder `Vorhergesagt AT` oder `Vorhergesagt +AT` gewählt ist.

Da der Auslösemodus für den erkannten Außer-Tritt-Zustand immer dreiphasig ist, werden die DDB-Signale ***Vorhergesagt AT*** und ***Ausser Tritt*** dem dreiphasigen Auslösesignal in der voreingestellten programmierbaren Logik zugeordnet.

Die Zeitverzögerung der Außer-Tritt-Auslösung (***tAusserTritt***) verzögert den Außer-Tritt-Auslösebefehl, bis die Winkel zwischen den internen Spannungen zwischen den beiden Enden bei 240 Grad liegen und sich zu 360 Grad hin schließen. Dadurch wird die Spannungsbelastung des Leistungsschalters begrenzt. Wenn während des Pendelungszustands ein Fehler auftritt, wird die Außer-Tritt-Funktion blockiert.

Der Außer-Tritt-Algorithmus ist völlig unabhängig von den Distanzelementen und der Funktion zur Erkennung von Netzpendelung. Die Lastausblendung beeinflusst nicht die Außer-Tritt-Kennlinien. Bei anderen ähnlichen Funktionen wird im Allgemeinen ein Mindestmitsystemstrom von 5 % In für das Ansprechen der Außer-Tritt-Funktion benötigt.

10.4.3 AUßER-TRITT-LOGIKSCHALTBILD

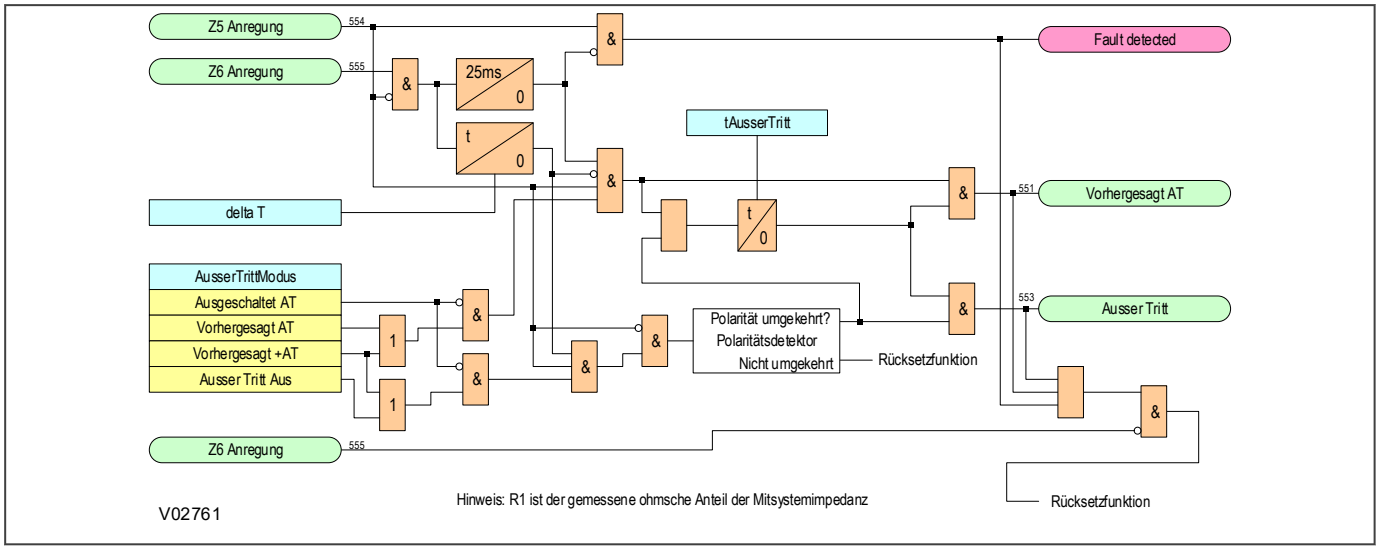


Abbildung 174: Außer-Tritt-Logikschaltbild

10.4.4 AUßER-TRITT-ANWENDUNGSHINWEISE

Dieses Gerät bietet integrierten Außer-Tritt-Schutz, wodurch kein separates eigenständiges Außer-Tritt-Gerät benötigt wird. Dieser Abschnitt bietet Orientierung, wie der Außer-Tritt-Schutz zu konfigurieren ist.

Wenn Sie eine der *vorausschauenden* Außer-Tritt-Optionen (`Vorhergesagt AT` oder `Vorhergesagt +AT)` verwenden, müssen Sie eingehende Systemuntersuchungen durchführen, um genaue Einstellungen zu bestimmen. Dies ist nötig, da eine hohe Genauigkeit der Einstellungen erforderlich ist, um verfrühte Systemaufspaltung im Falle von starken Netzschwankungen zu vermeiden, die nicht zu Polschlupfzuständen führen.

Die Verwendung der *nicht vorausschauenden* Einstellung „Ausser Tritt Aus“ ist einfacher. Zum Festlegen dieser Einstellung müssen Sie nur die Gesamtnetzimpedanz, Z_T, und die Systemaufspaltungspunkte kennen.

10.4.4.1 EINSTELLUNG DES AUßER-TRITT-MODUS

Die Einstellung „AusserTrittModus“ bietet vier Optionen:

- `Ausgeschaltet AT`
- `Vorhergesagt AT`
- `Ausser Tritt Aus`
- `Vorhergesagt +AT`

Die Einstellung von `Ausser Tritt Aus` ist die am häufigsten verwendete Methode, wenn dieser Schutz angewendet wird. `Ausser Tritt Aus` ist zu verwenden, wenn Außer-Tritt-Zustände wahrscheinlich sind. Wenn Außer-Tritt-Zustände erkannt werden, wird der Außer-Tritt-Befehl ausgegeben, um das System an vordefinierten Punkten aufzuspalten. Ein Nachteil der Option `Ausser Tritt Aus` im Vergleich zu den vorausschauenden Optionen ist, dass das Auslösen ein wenig länger dauert, sodass die Netzschwankungen nach der Trennung weiter eskalieren und die aufgetrennten Teile separat instabil werden können. Ein Vorteil ist jedoch, dass die Entscheidung, das System aufzutrennen, immer gültig ist, auch dann, wenn keine genauen Systemdaten und Einstellungsparameter bereitgestellt werden können.

Die vorausschauenden Einstelloptionen `Vorhergesagt AT` und `Vorhergesagt +AT` werden für Systeme empfohlen, bei denen das Auftreten von Außer-Tritt-Zuständen möglich ist und eine frühzeitige Systemauftrennung die Phasenverschiebung zwischen Stromerzeugungsquellen minimieren soll. Dadurch werden die Chancen für eine schnellstmögliche Stabilisierung der getrennten Teile des Systems optimiert. Die Verwendung dieser Einstellungen bedarf besonderer Aufmerksamkeit, um sicherzustellen, dass die Leistungsschalter an den verschiedenen

Anschlüssen nicht öffnen, wenn die Spannungen an den verschiedenen Enden gegenphasig sind. Der Grund hierfür ist, dass die meisten Leistungsschalter nicht dafür gedacht sind, Strom bei einer Spannung zu unterbrechen, die zweimal so groß wie die Nennspannung ist. Der Versuch, den Strom bei einer Spannung zu unterbrechen, die zweimal so groß wie die Nennspannung ist, kann zu Überschlag und Beschädigung des Leistungsschalters führen.

„Vorausschauende“ Einstellungen sollen schnelle Netzschwankungen erkennen und eine entsprechende Auslösung einleiten. Wenn vorausschauendes Auslösen in Verbindung mit einem Leistungsschalter verwendet wird, der die Fähigkeit besitzt, in zwei Zyklen auszulösen, können sich die beiden Spannungswinkel zum Zeitpunkt der Öffnung des Leistungsschalters in entgegengesetzte Richtungen bewegen. Wenn Sie also die vorausschauenden Einstellungen verwenden, müssen Sie Einstellungen verwenden, die sicherstellen, dass der Leistungsschalter ausreichend früh öffnet, bevor sich die Phasendifferenz zwischen den verschiedenen Anschlüssen an 180º annähert. Das bedeutet, dass genaue Einstellungen nur anhand von umfassenden Systemuntersuchungen bestimmt werden können.

Die Einstellung `Vorhergesagt +AT` bietet zwei Stufen von OST. Wenn das Pendeln eines Stromnetzes sehr schnell ist, muss die Kombination von ΔR (die Differenz zwischen den Widerstandsreichweiten von Zone 5 und Zone 6) und den „***Delta T***“-Einstellungen so eingestellt werden, das `Vorhergesagt AT` anspricht. Wenn die Schwankung langsamer ist, ist die Bedingung für die vorausschauende Außer-Tritt-Auslösung nicht erfüllt und die Auslösung wird daher vom vorgefundenen Außer-Tritt-Zustand diktiert. Damit die Außer-Tritt-Bedingung erfüllt wird, muss der ohmsche Anteil der Impedanz die Zone 5 mit einer Polarität verlassen, welche der Polarität entgegengesetzt ist, die der Anteil beim Eintreten in die Zone aufwies. Ist die Polarität entgegengesetzt, wenn Zone 5 zurückgesetzt wird, löst die Außer-Tritt-Funktion aus. Ist die Polarität die gleiche, wenn Zone 5 zurückgesetzt wird, löst die Außer-Tritt-Funktion nicht aus. Auf diese Weise wird zwischen einer langsamen nicht korrigierbaren Schwankung und korrigierbaren Pendelungen unterschieden.

Deaktivieren Sie die Außer-Tritt-Funktion bei Anwendungen an Leitungen, bei denen nicht korrigierbare Netzschwankungen nicht oder nicht mit hoher Stärke erwartet werden. Dies gilt für leistungsfähige zusammengeschaltete Netze mit dreiphasiger Auslösung.

10.4.4.1.1 BESTIMMUNG DER GRENZEN DER AUßER-TRITT-KENNLINIE

Die nachstehende Abbildung zeigt die Außer-Tritt-Kennlinie in Verbindung mit der Netzimpedanz, ZT, und insbesondere die Beziehung mit der Widerstandsreichweite des Elements der Zone 5.

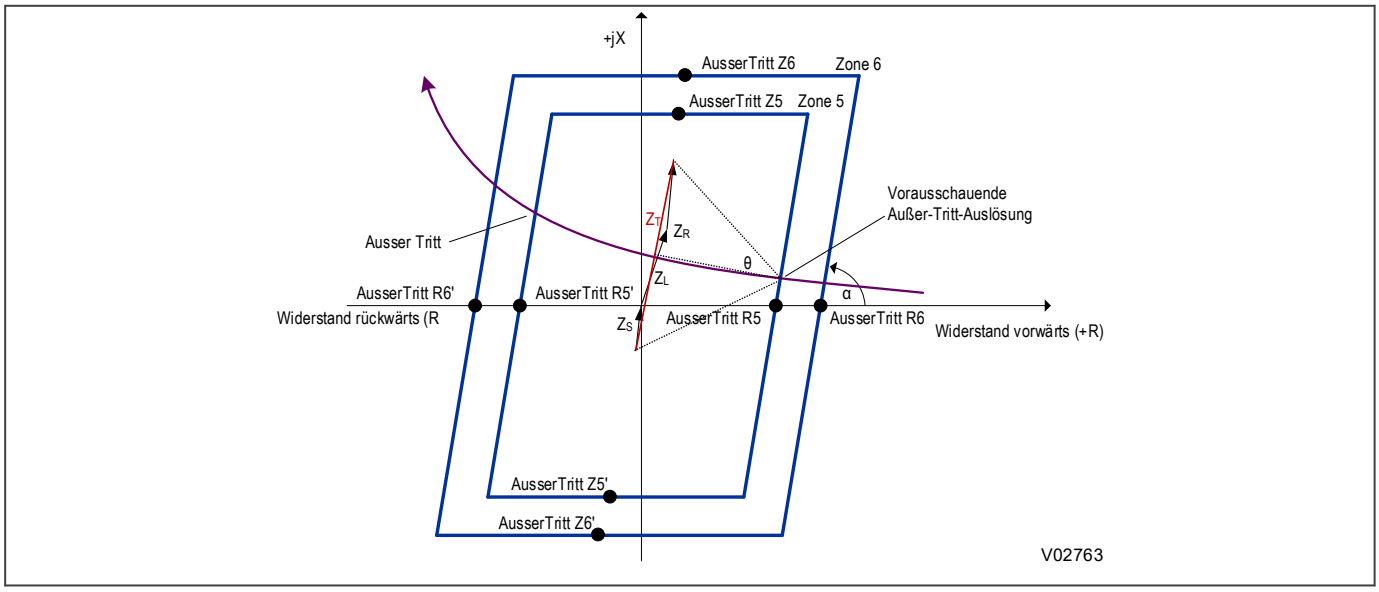


Abbildung 175: Bestimmung der Außer-Tritt-Einstellung für den ohmschen Anteil des Mitsystems „AusserTritt R5“

Z_T ist die Mitsystemimpedanz des Gesamtnetzes, die $Z_S + Z_L + Z_R$ entspricht, wobei Z_S und Z_R die äquivalenten Mitsystemimpedanzen an den Leitungsanfängen und Leitungsenden sind und Z_L die mitläufige Leitungsimpedanz ist.

θ ist die Winkeldifferenz zwischen den Spannungen an den Leitungsanfängen und Leitungsenden, hinter denen keine Systemwiederherstellung möglich ist.

Um die Einstellungen für die Außer-Tritt-Funktion zu bestimmen, muss die innere Mindestwiderstandsreichweite von „AusserTritt R5“ (R5min) berechnet werden.

Die obige Abbildung zeigt:

$$R5min = (Z_T/2) / \tan(\theta/2$$

Als Nächstes muss das Maximum (Grenzwert) für die äußere Widerstandsreichweite ***AusserTritt R6*** (R6max) berechnet werden. Bei ungünstigstem angenommenen Leistungsfaktor von 0,85 und kleinstem möglichen Z_T-Winkel α darf Punkt A nicht auf den Lastbereich übergreifen (siehe nachstehende Abbildung).

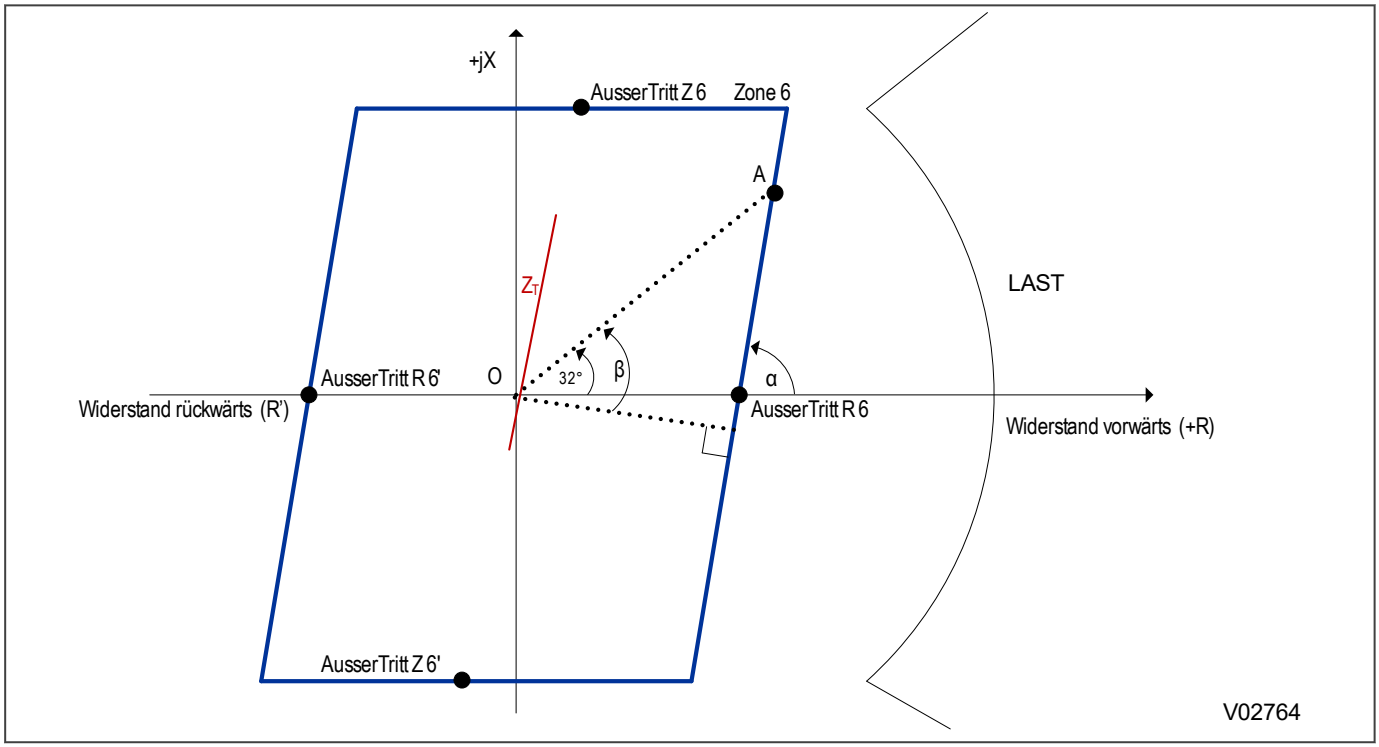


Abbildung 176: Bestimmung von AusserTritt R6max

$$\beta = 32 + 90 - \alpha$$

$$Z\ Last\ min = OA$$

Dabei gilt:

- Z Last min ist der Mindestlastimpedanzradius
- 32º ist der Lastwinkel, welcher dem niedrigeren Leistungsfaktor von 0,85 entspricht
- α ist der Lastausblendungswinkel (Ausblendungswinkel), der mit dem Z_T-Winkel übereinstimmt

Daraus folgt:

$$R6max < Z\ Last\ min(\cos \beta)$$

Beginnend mit den Grenzwerten R5min und R6max werden die tatsächlichen Reichweiten ***AusserTritt R5*** und ***AusserTritt R6*** in Verbindung mit der Einstellung ***Delta T*** festgelegt.

Hinweis:
Die Reichweite von R6max muss größer als die maximale Widerstandsreichweite jeder Distanzzone sein, damit die Zeitstufen, 25 ms und Delta T, fehlerfrei gestartet werden. Die Reichweite von R5min kann jedoch so eingestellt werden, dass sie unter der maximalen Widerstandsreichweite der Distanz liegt (innerhalb der Distanzkennlinie), wenn eine ausgedehnte Widerstandsreichweite erforderlich ist, was bedeutet, dass der Außer-Tritt-Schutz keine Beschränkung für die Viereckanwendungen darstellt.

Wir empfehlen, für jede Zone die positiven und negativen Grenzen gleichgroß einzustellen, d. h. AusserTritt R5' = AusserTritt R5, AusserTritt Z5' = AusserTritt Z5, AusserTritt R6' = AusserTritt R6 und AusserTritt Z6' = AusserTritt Z6.

10.4.4.1.2 EINSTELLUNG VON AUSSERTRITT Z5 UND AUSSERTRITT Z6

Die Einstellung der Reaktanzlinien ***AusserTritt Z5*** und ***AusserTritt Z6*** hängt davon ab, in welcher Entfernung vom Schutzort die Netzschwankungen erkannt werden müssen. Normalerweise gibt es nur einen Punkt für die anfängliche Aufspaltung des Systems. Dieser Punkt wird durch Systemuntersuchungen bestimmt. Aus diesem Grunde muss der Außer-Tritt-Schutz am betreffenden Ort aktiviert und an allen anderen Orten deaktiviert werden. Zur Erkennung von Außer-Tritt-Zuständen müssen die Einstellungen ***AusserTritt Z5'***, ***AusserTritt Z5***, ***AusserTritt Z6'*** und ***AusserTritt Z6*** so eingestellt werden, dass sie die Gesamtnetzimpedanz Z_T gut umfassen. Eine mögliche typische Einstellung:

$$\textit{AusserTritt Z5} = \textit{AusserTritt Z5'} = Z_T$$

Die Einstellungen ***AusserTritt Z6*** und ***AusserTritt Z6'*** sind nicht von großer Wichtigkeit und können auf 1,1 x ***AusserTritt Z5*** eingestellt werden.

10.4.4.1.3 EINSTELLUNG VON AUSSERTRITT R5, AUSSERTRITT R6 UND DELTA T

Die oben bestimmten Einstellungen R5min und R6max sind *Grenz*werte. Die tatsächlichen Werte ***AusserTritt R5*** und ***AusserTritt R6*** müssen in Relation zur Zeitstufe ***Delta T*** bestimmt werden.

Vorausschauende Außer-Tritt-Einstellung

Für die Einstellung `Vorhergesagt AT` ist Folgendes wichtig:

- ***AusserTritt R6*** auf gleich R6max setzen
- ***AusserTritt R5*** so dicht wie machbar an R6max setzen

Der Zweck, die Einstellung ***AusserTritt R5*** nach rechts zu verschieben, besteht darin, schnelle Schwankungen so schnell wie möglich zu erkennen, um genügend Zeit für das Auslösen des Leistungsschalters zu gewinnen, bevor die beiden Quellspannungen in entgegengesetzten Richtungen liegen. Die einzige Beschränkung ist die Begrenzung der Mindestzeitverzögerung ***Delta T*** von 30 ms und die Geschwindigkeit der Schwankung.

Stellen Sie die Zeit ***Delta T***so ein, dass sie nicht abläuft, nachdem die Mitsystemimpedanz den Bereich ***AusserTritt R6*** – ***AusserTritt R5*** durchlaufen hat.

Bei dieser Einstellung müssen Sie die Änderungsgeschwindigkeit der Pendelimpedanz kennen, wenn diese den Bereich ***AusserTritt R6*** – ***AusserTritt R5*** durchläuft. Dies muss daher auf Netzuntersuchungen basieren.

Hinweis:
*Sie können nicht von der Annahme ausgehen, dass die Änderungsgeschwindigkeit der Mitsystemimpedanz beim Durchlaufen des Bereichs **AusserTritt R6** – **AusserTritt R5** dieselbe ist wie die durchschnittliche Änderungsgeschwindigkeit der Mitsystemimpedanz für den gesamten Pendelungszyklus. Eine falsche Annahme kann zu einer falschen vorausschauenden Außer-Tritt-Auslösung führen.*

Hinweis:
*Bei einem Fehler wird der Bereich **AusserTritt R6** – **AusserTritt R5** in weniger als 25 ms durchlaufen. Deshalb werden selbst sehr schnelle Schwankungen von bis zu 7 Hz nicht fälschlicherweise für einen Fehlerzustand gehalten, und die vorausschauende Außer-Tritt-Auslösung findet nicht statt.*

Außer-Tritt-Einstellung

Für die Einstelloption `Ausser Tritt Aus` ist solch eine genaue Einstellung der Lastausblendungen und der Zeit ***Delta T*** nicht nötig. Das ist darauf zurückzuführen, dass bei einem großen ∆R-Bereich und einer kurzen ***Delta T***-Einstellung jede Schwankung erfolgreich erkannt wird. Jedoch muss die Fehlerimpedanz den ∆R-Bereich schneller durchlaufen als die Einstellung ***Delta T***.

Daher ist bei der `Ausser Tritt Aus`-Einstellung anzunehmen, dass θ = 120° ist, und Folgendes einzustellen:

- ***AusserTritt R5*** = ***AusserTritt R5'*** = R5min = Z_T/3,46
- ***AusserTritt R6*** = ***AusserTritt R6'*** = R6max
- ***Delta T*** = 30 ms

Delta T läuft immer ab. Daher sichert der oben angegebene Einstellwert die Erkennung eines großen Bereichs von Schwankungen, die mit sehr langsamen Schwankungen beginnen (und von korrigierbaren Pendelungen verursacht werden), bis zur schnellsten Schwankungsgrenze von 7 Hz. Es ist zu beachten, dass jede Fehlerimpedanz den Bereich ***AusserTritt R6*** – ***AusserTritt R5*** in kürzerer Zeit als die einstellbare Mindestzeit ***Delta T*** von 30 ms durchläuft.

Vorausschauende und Außer-Tritt-Einstellung

Die Empfehlungen für `Vorhergesagt +AT` sind dieselben wie für `Vorhergesagt AT`.

10.4.4.1.4 EINSTELLUNG DER AUßER-TRITT-ZEITVERZÖGERUNG

Für jede der vorausschauenden Außer-Tritt-Einstellungen muss die Einstellung der Außer-Tritt-Zeitverzögerung (***tAusserTritt***) auf null gesetzt werden.

Für die Einstellung `Ausser Tritt Aus` müsste ***tAusserTritt*** normalerweise auf null gesetzt werden, aber wenn Sie möchten, dass der Leistungsschalter bei einem Winkel anspricht, der dichter an 360º liegt (wenn die Spannungen phasengleich sind), können Sie eine Zeitverzögerung anwenden.

10.4.4.1.5 EINSTELLUNG DES LASTAUSBLENDUNGSWINKELS

Den ***Winkel Z5/Z6***, α, genauso wie den Winkel der Gesamtnetzimpedanz, Z_T einstellen.

10.4.4.1.6 AUßER-TRITT-FUNKTION FÜR SERIELL KOMPENSIERTE LEITUNGEN

Die maximalen Phasenströme während eines Außer-Tritt-Zustands gehen kaum über 2 In hinaus, was der Mindestpendelimpedanz entspricht, die Zone 1 durchläuft. Da der Umgehungswert der Metalloxid-Varistoren (MOV) normalerweise auf 2 bis 3 In eingestellt wird, sprechen diese nicht bei Netzschwankungen an und haben daher bei den meisten Anwendungen keinen Einfluss auf die Außer-Tritt-Funktion.

Im schlimmsten Fall werden bei einer Fehlerbeseitigung an einer Parallelleitung Netzschwankungen ausgelöst. Etwa das Zweifache des Laststroms beginnt durch den übrigen Stromkreis zu fließen. Der Strom nimmt weiter zu und überschreitet schließlich die MOV-Schwelle. Da der Bereich ***AusserTritt R6*** - ***AusserTritt R5*** normalerweise weit weg von Zone 1 eingestellt wird, ist es unwahrscheinlich, dass die Bewegungsbahn der Mitsystemimpedanz den eingestellten ∆R-Bereich durchlaufen kann, nachdem die Metalloxid-Varistoren ansprechen. Wenn Metalloxid-Varistoren im ∆R-Bereich ansprechen, kann eine Zeitstufe, die gestartet wurde, unter Umständen zurückgesetzt und erneut gestartet werden, oder die Impedanz kann etwas länger im ∆R-Bereich bleiben. Das ist darauf zurückzuführen, dass die ohmschen und kapazitiven Anteile während des Ansprechens der Metalloxid-Varistoren zur gemessenen Impedanz hinzuaddiert werden (siehe nachstehende Abbildung). Dieser Effekt kann die ***Delta T***-Messung beeinflussen, wenn die Einstellung `Vorhergesagt AT` verwendet wird. Wenn die Empfehlung, R5min so dicht wie im Rahmen der gegebenen Bedingungen möglich an R6max zu setzen, befolgt wird, ist es

unwahrscheinlich, dass die Pendelströme die MOV-Schwelle im ΔR-Bereich überschreiten. Wenn eine Untersuchung zeigt, dass die Metalloxid-Varistoren innerhalb des ΔR-Bereichs ansprechen könnten, empfehlen wir, den `Vorhergesagt +AT`-Betriebsmodus einzustellen, um alle Eventualitäten zu berücksichtigen.

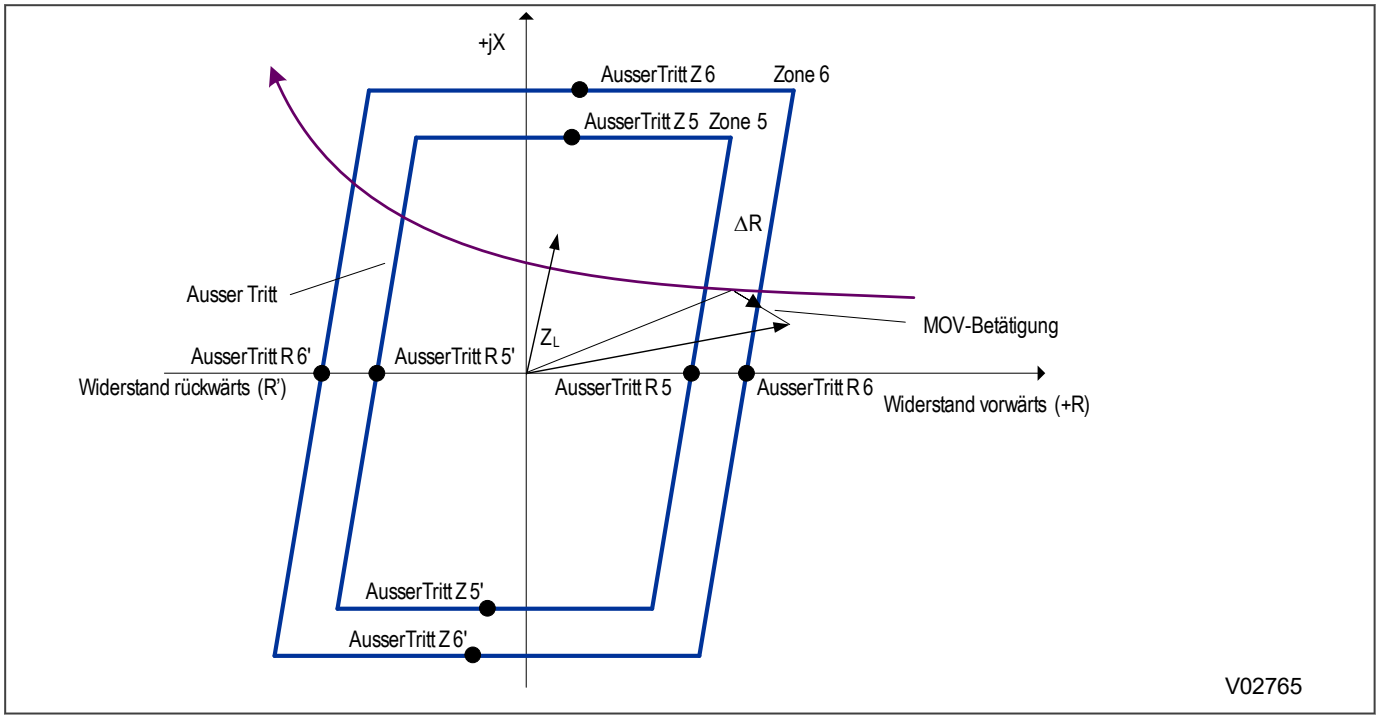


Abbildung 177: Beispiel der Rücksetzung einer Zeitstufe nach Ansprechen der Metalloxid-Varistoren

> *Hinweis:*
> *Wenn die Einstellung **Ausser Tritt Aus** gewählt ist, läuft die Zeitstufe, wenn ausgelöst, ab, während die Netzschwankungen andauern. Daher hat das Ansprechen des Metalloxid-Varistors keinen Einfluss auf die Außer-Tritt-Funktion.*

10.4.4.2 ALARMIERUNG UND BLOCKIERUNG BEI NETZPENDELUNGEN

Die in das 5th Generation integrierte PSB-Technik hat den bedeutenden Vorteil, anpassungsfähig zu sein und keine benutzerdefinierten Schwellen zu erfordern, damit Pendelungen erkannt werden, die schneller als 0,5 Hz sind. Das PSB stützt sich auf die im Schutzgerät integrierten Deltatechniken, die Pendelungen automatisch erkennen. Während der Leistungsschwankungen, die langsamer als 0,5 Hz sind, kann der kontinuierliche ΔI-Phasenstrom, der ein Bestandteil der Technik zur Erkennung von Pendelungszuständen ist, unter die empfindliche Schwelle von ΔI = 0,05 In fallen und dann nicht anwendbar sein. Diese langsamen Pendelungen treten normalerweise nach plötzlichen Laständerungen oder einpoliger Auslösung in schwachen Netzen auf, wo die Verschiebung der anfänglichen Leistungsübertragung nicht schwerwiegend ist. Die langsamen Pendelungen von bis zu 1 Hz sind von Natur aus korrigierbare Pendelungen, aber die Pendelimpedanz kann länger innerhalb der Distanzcharakteristik bleiben, bis die Schwankungen vom Netz abgedämpft werden. Zur Sicherstellung der Netzstabilität bei sehr langsamen Pendelungen wird daher empfohlen, eine Lastausblendung einzusetzen, um den Algorithmus der automatischen einstellungsfreien Erkennung zu ergänzen. Zone 5 wird als Lastausblendung zur Erkennung von langsamer Pendelung und auch für den Außer-Tritt-Schutz (OST-Schutz) verwendet, der im nächsten Abschnitt beschrieben ist. Die Einstellungen von Zone 5 sind daher sichtbar, auch wenn der OST-Schutz deaktiviert ist. Der Zustand der langsamen Pendelung wird angegeben, wenn über eine Dauer von mehr als einem Zyklus ohne Phasenauswahlvorgang eine Mitsystemimpedanz innerhalb von Zone 5 erkannt wird. Die Erkennung von langsamer Pendelung ist parallel zum Mechanismus der automatischen Erkennung von Pendelungen aktiv.

Für die Einstellung von Zone 5 ist keine Netzberechnung erforderlich; es ist nur wichtig, Zone 5 kleiner als die minimale mögliche Lastimpedanz mit einer Sicherheitspanne einzustellen:

Falls der Außer-Tritt-Schutz aktiviert ist, sind die Einstellungen R5, R5', Z5 und Z5' für die Erkennung von sehr langsamen Pendelungen angemessen. Wenn der Außer-Tritt-Schutz jedoch deaktiviert ist, folgende Einstellung vornehmen:

R5 = R5' = 0,85 x Z<

Z5 = Z5' = 2 x ZLeitung

wobei Z< der Lastausblendungsradius ist.

Der Benutzer entscheidet, welche Zonen blockiert werden müssen.

Zwei Zeitstufen sind verfügbar:

Die Einstellung ***PSP Rückst.zeit*** wird verwendet, um den PSP-Status beizubehalten, wenn ΔI während des Pendelungszyklus naturgemäß niedrig ist (in der Nähe der Strommaxima und -minima in der Pendelungshüllkurve). Eine typische Einstellung von 0,2 s wird verwendet, um die Erkennung beizubehalten, bis ΔI die Möglichkeit hat, erneut zu erscheinen.

Die ***Freigabezeit*** wird verwendet, um die Dauer des Vorhandenseins der Pendelung zu bestimmen. Damit wird bezweckt, zwischen einer stabilen und einer instabilen Pendelung zu unterscheiden. Wenn sich die Pendelung nach Ablauf der Zeit noch nicht stabilisiert hat, kann die Blockierung der ausgewählten Zonen freigegeben werden, wonach das Netz aufgetrennt werden kann. Wenn keine Freigabe am Einsatzort des Schutzgeräts erforderlich ist, das Maximum (10 s) einstellen.

Bei Verteilungsnetzen, in denen Netzpendelungen normalerweise nicht auftreten, kann PSB deaktiviert werden.

10.4.4.3 KRITISCHER STABILITÄTSWINKEL

Was versteht man unter dem Winkel zwischen zwei Enden, wenn eine Leistungsschwankung als Polschlupf angegeben werden könnte?

Betrachten Sie die in der folgenden Abbildung gezeigten Leistungswinkelkurven.

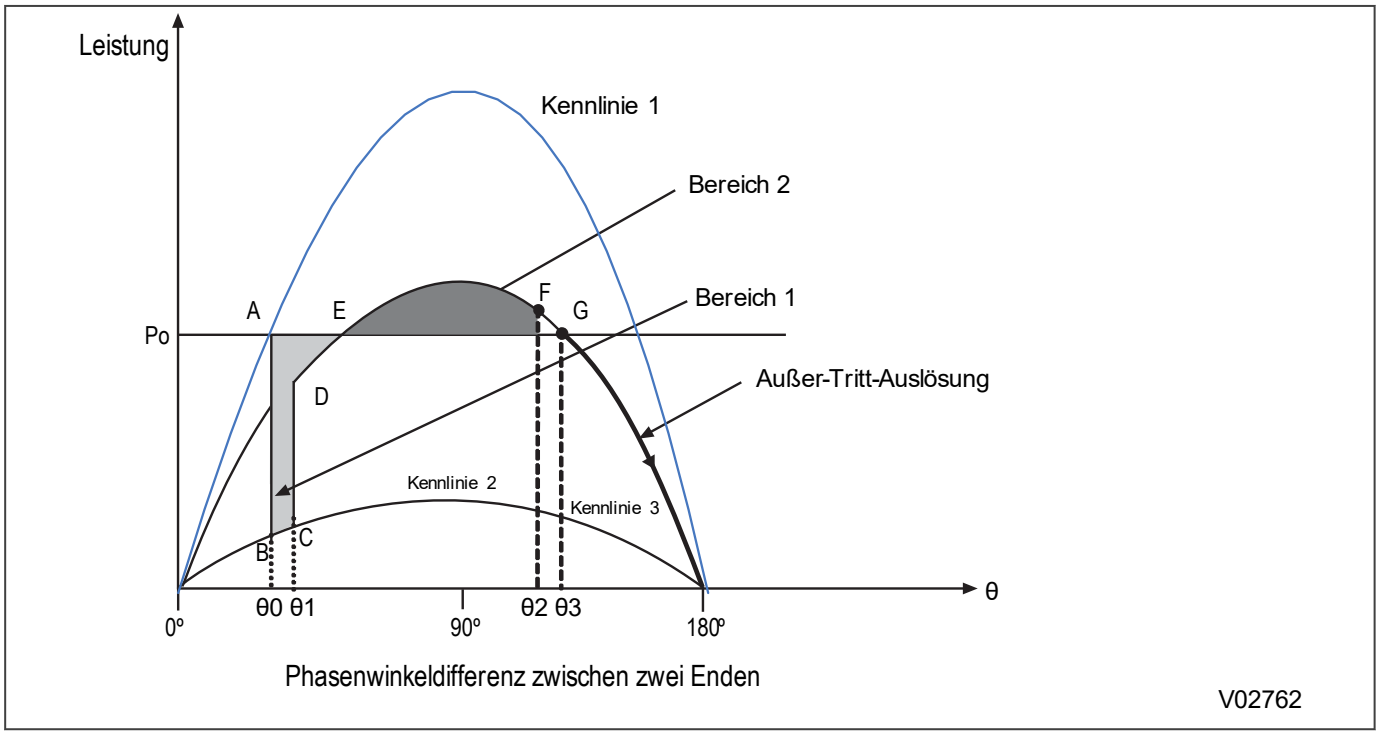


Abbildung 178: Leistungsübertragung in Relation zur Winkeldifferenz θ zwischen zwei Enden

In der obigen Abbildung sind Leistungswinkelkurven ohne Durchführung von AR dargestellt:

Kurve 1 – Netzbetrieb vor Auftreten des Fehlers über parallele Leitungen, wobei Po die übertragene Leistung ist

Kurve 2 – bedeutende Verringerung der übertragenen Leistung während eines Zwei-Phasen-zu-Erde-Fehlers

Kurve 3 – neue Leistungskurve bei Auslösung der Parallelleitung (Fehler beseitigt)

Es ist zu sehen, dass sich der Ansprechpunkt A bei einem Fehler mit einem geringeren Übertragungsniveau zu B hinbewegt. Daher ist ein Überschuss an Leistung ΔP = AB am Leitungsanfang und ein entsprechendes Defizit am Leitungsende vorhanden. Die Maschinen am Leitungsanfang beginnen schneller zu laufen, und die Maschinen am Leitungsende werden langsamer, wodurch der Phasenwinkel θ größer wird, und der Ansprechpunkt bewegt sich an Kurve 2 entlang, bis der Fehler beseitigt wird, wenn der Phasenwinkel θ1 ist. Der Ansprechpunkt bewegt sich nun zu Punkt D auf der Kurve 3 hin, welche eine in Betrieb stehende Leitung darstellt. Es ist immer noch ein Leistungsüberschuss am Leitungsanfang und ein Leistungsdefizit am Leitungsende vorhanden, sodass die Maschinen weiter an Synchronismus verlieren und der Ansprechpunkt sich weiter an Kurve 3 entlang bewegt. Wenn die Maschinen an irgendeinem Punkt zwischen E und G (Punkt F) mit der gleichen Drehzahl laufen, wird der Phasenwinkel nicht mehr größer. Gemäß dem Kriterium der gleichen Bereiche tritt dies dann auf, wenn Bereich 2 gleich Bereich 1 ist. Der Leitungsanfang beginnt nun langsamer zu werden, und das Leitungsende beginnt schneller zu werden. Dementsprechend beginnt der Phasenwinkel kleiner zu werden, und der Ansprechpunkt bewegt sich nach E zurück. Wenn der Ansprechpunkt an E vorbeigeht, wird das Defizit am Leitungsanfang wieder zu einem Überschuss, und der Überschuss am Leitungsende wird zu einem Defizit, wodurch die Maschinen am Leitungsanfang schneller und die Maschinen am Leitungsende langsamer zu laufen beginnen. Wenn keine Verluste auftreten, pendelt der Netzansprechpunkt um Punkt E auf Kurve 3, aber in der Praxis wird die Schwankung gedämpft, und das Netz beruhigt sich schließlich am Ansprechpunkt E.

Zur Wiederaufnahme des Betriebs bleibt das Netz synchron, wenn Bereich 1 < Bereich 2 ist. Dieses Pendeln wird für gewöhnlich als korrigierbares Netzpendeln bezeichnet. Wenn das Netz hingegen an Punkt G vorbeigeht und die Winkeldifferenz zwischen Leitungsanfang und Leitungsende weiter zunimmt, verliert das Netz den Synchronismus und wird instabil. Dies passiert dann, wenn die anfängliche Leistungsübertragung Po wie in der Abbildung oben zu hoch eingestellt wurde ist, sodass der Bereich 1 größer als der Bereich 2 ist. Diese Netzpendelung ist nicht korrigierbar und wird für gewöhnlich als Außer-Tritt-, Außertrittfall- oder Polschlupfzustand bezeichnet. Danach kann der normale Netzbetrieb nur durch Netztrennung und erneute Synchronisierung der Maschinen wiederhergestellt werden.

In der obigen Abbildung liegt der Punkt G bei etwa 120 Grad, was jedoch nicht in allen Fällen wahr ist. Wenn beispielsweise die vor dem Fehler übertragene Leistung (Po) zu hoch war und der Fehler langsam beseitigt wurde, wäre der Bereich 1 größer, wodurch der Winkel θ fast 90 Grad groß sein müsste, damit sich das Netz erholen könnte. Wenn die vor dem Fehler übertragene Leistung Po hingegen niedrig war und der Fehler schnell beseitigt wurde, wäre der Bereich 1 klein, sodass der Winkel θ auf der Basis der Bereichskompensation dichter an 180 Grad liegen würde und das Netz weiterhin stabil bleiben würde.

Die tatsächliche Winkeldifferenz, bei welcher das Netz instabil wird, kann nur durch eine spezielle Netzuntersuchung bestimmt werden, aber auf der Grundlage der empfohlenen Einstellungen, d. h. die Wahl der Einstellung „Ausser Tritt“, wird angenommen, dass der typische Winkel, nach dessen Überschreitung sich das Netz nicht erholt, 120 Grad beträgt.

Empfohlene Einstelloptionen

Das Schutzgerät bietet vier Einstelloptionen:

1. Ausgeschaltet
2. „Predictive OST“
3. Ausser Tritt
4. „Predictive OST“ oder „Ausser Tritt“

Festlegung von Option 1 für alle Leitungen, ausgenommen für die Leitung, wo Auslösung infolge von nicht korrigierbaren Leistungsschwankungen erforderlich ist, oder für das Netz, wenn keine starken Leistungsschwankungen auftreten – hauptsächlich in gut verbundenen Netzen mit dreiphasiger Auslösung.

Die Einstelloption 2 (und 4) ist die beste Einstelloption aus Sicht der Netzstabilität, wurde aber in der Vergangenheit möglicherweise nicht häufig eingesetzt. Manche Versorgungsunternehmen bevorzugen eine frühzeitige Netzauftrennung, um die Winkelveränderung zwischen den Enden zu minimieren und die Chancen zu maximieren, dass sich die übrigen zwei Hälften so schnell wie möglich stabilisieren. Bei Anwendung dieser Methode ist mit

besonderer Sorgfalt vorzugehen, um sicherzustellen, dass das Öffnen des Leistungsschalters nicht stattfindet, wenn die internen Spannungen an zwei Enden gegenphasig sind. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass die meisten Leistungsschalter nicht dafür gedacht sind, bei zweifacher Nennspannung zu unterbrechen, und jeder Versuch, an diesem Punkt zu unterbrechen, würde zu Überschlag und einem möglichen Schaden am Leistungsschalter führen. Tatsache ist, dass die Einstellung von Option 2 (und 4) hauptsächlich dem Zweck dient, schnelle Leistungsschwankungen zu erkennen und entsprechend auszulösen. Wenn dies mit der Ansprechzeit eines typischen 2-Zyklen-Leistungsschalters verbunden ist, können sich die Winkel der zwei Spannungen zum Zeitpunkt der Öffnung des Leistungsschalters schnell in entgegengesetzte Richtungen bewegen. Daher müssen bei Wahl dieser Einstelloption die obigen Gegebenheiten berücksichtigt werden, damit das tatsächliche Öffnen des Leistungsschalters lange genug vor dem Zeitpunkt stattfindet, an dem sich die Winkeldifferenz zwischen zwei Enden 180 Grad nähert. Auf dieser Basis müssen genaue Einstellungen festgelegt werden, die sich auf umfassende Netzuntersuchungen stützen.

Einstelloption 3 ist die am häufigsten verwendete Methode. Sobald Außer-Tritt-Zustände erkannt wurden, wird das Netz durch den OST-Befehl an vorherbestimmten Punkten aufgetrennt. Die leichten Nachteile dieser Methode im Vergleich zu Option 2 (und 4) sind die, dass die Leistungsschwankung weiter eskaliert, wodurch die Schwierigkeiten zunehmen, die damit verbunden sind, die aufgetrennten Teile stabil zu halten. Der Vorteil ist jedoch der, dass der Zeitpunkt des Ansprechens des Leistungsschalters („Auslösewinkel“) einfach kontrollierbar ist und die Entscheidung, das Netz aufzutrennen, sinnvoll ist, auch dann, wenn bei der Festlegung der Netzdaten und Einstellungsparameter Fehler gemacht wurden. Diese zusätzliche Sicherheit wird erreicht, indem die Änderung der Polarität des ohmschen Teils der Mitsystemimpedanz bei Verlassen von Zone 5 (Rücksetzung) gemessen und bestätigt wird.

Die Einstelloption 4 bietet zwei Stufen der Außer-Tritt-Erkennung und -Auslösung. Wenn die Leistungsschwankung sehr schnell ist, muss die Kombination der Einstellung ΔR und Delta t (wie oben erläutert) so festgelegt werden, dass „Predictive OST“ wirksam wird. Wenn die Schwankung jedoch langsamer ist, wird die Bedingung für „Predictive OST“ nicht erfüllt und „Ausser Tritt“ spricht später nach Rücksetzung von Z5 an, unter der Voraussetzung, dass die Änderung der Polarität der ohmschen Komponente erkannt wurde. Dies dient dem Zweck, zwischen einer langsameren nicht korrigierbaren Schwankung und korrigierbaren Pendelungen unterscheiden zu können.

Bestimmung der Lastausblendungsgrenzen

Beachten Sie die Außer-Tritt-Kennlinie im Vergleich zum Winkel θ zwischen zwei Enden.

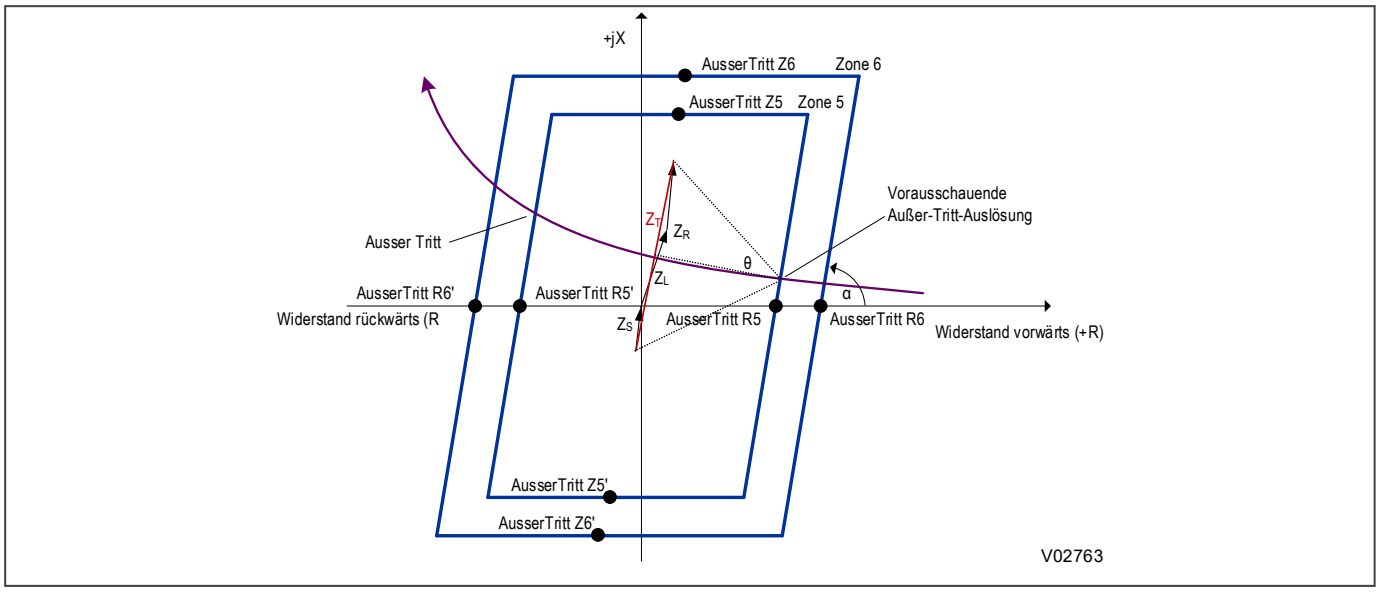


Abbildung 179: Bestimmung der Einstellung für die ohmsche Mitsystemkomponente R5

Zuerst die minimale innere Widerstandsreichweite R5 bestimmen.

Die obige Abbildung zeigt:

$$R5\min = \frac{\frac{ZT}{2}}{\tan^{\theta}/_{2}}$$

Hierbei ist ZT eine Gesamtmitsystemimpedanz, die ZS + ZL + ZS entspricht, wobei ZS und ZR äquivalente Mitsystemimpedanzen an den Sende- und Empfangsenden sind und ZL die mitläufige Leitungsimpedanz ist. „θ“ ist eine Winkeldifferenz zwischen den internen Spannungen an den Sende- und Empfangsenden, bei deren Überschreitung keine Netzerholung möglich ist.

Der nächste Schritt ist die Bestimmung des Maximums (Grenzwert) für die äußere Widerstandsreichweite R6. Es muss sichergestellt werden, dass Punkt A in Abbildung 8 nicht den Lastbereich für den schlechtesten angenommenen Leistungsfaktor von 0,85 und den kleinstmöglichen ZT-Winkel α überschreitet.

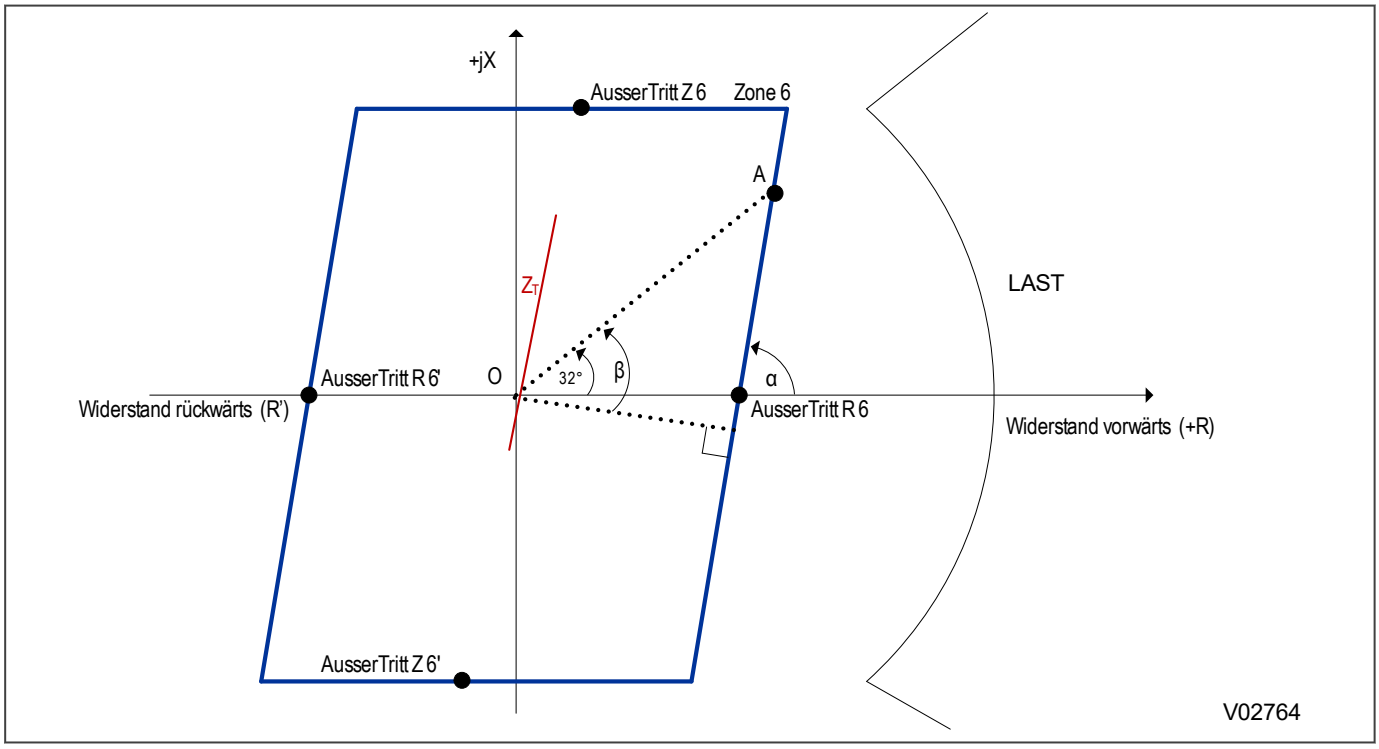


Abbildung 180: Bestimmung von $R6_{MAX}$

β = 32 + 90 – α

Z Last min = OA

$R6_{MAX}$ < ZLast min x cos β

Wobei:

- ZLast min ist der berechnete minimale Lastimpedanzradius, über dem sich bereits eine ausreichende Spanne aufgebaut hat.
- 32 Grad ist der Lastwinkel, der dem niedrigeren Leistungsfaktor von 0,85 entspricht.
- „α“ ist der Lastausblendungswinkel, der dem ZT-Winkel entspricht.

Die Einstellung des negativen Widerstands R5’ sollte R5 entsprechen, damit die Bedingung „load import“ (Lastimport) erfüllt werden kann. Die tatsächlichen Reichweiten R5 und R6 (einschließlich der entsprechenden Reichweiten R5’ und R6’) werden beginnend mit den Grenzwerten $R5_{MIN}$ und $R6_{MAX}$ in Verbindung mit der nachstehenden Einstellung „Delta t“ festgelegt.

Hinweis:
Die Reichweite $R6_{MAX}$ muss größer als die maximale Widerstandsreichweite jeder Distanzzone sein, damit sichergestellt ist, dass die 25 ms und die „Delta t"-Zeitstufen fehlerfrei ausgelöst werden. Die Reichweite R5MIN kann jedoch so eingestellt werden, dass sie unter der distanzbezogenen maximalen Widerstandsreichweite (innerhalb der Distanzcharakteristik) liegt, wenn eine umfassende Widerstandsabdeckung erforderlich ist, was bedeutet, dass der Außer-Tritt-Schutz keine Beschränkung für Vierfachanwendungen darstellt.

Die Einstellung der Reaktanzlinien Z5 und Z6 hängt davon ab, in welcher Entfernung vom Einsatzort des Schutzgeräts Leistungsschwankungen erkannt werden sollen. Normalerweise gibt es nur einen Punkt, wo das Netz anfangs aufgetrennt werden kann, und dieser Punkt wird anhand von Netzuntersuchungen bestimmt. Aus diesem Grunde muss der Außer-Tritt-Schutz am betreffenden Ort aktiviert und an allen anderen Orten deaktiviert werden. Um Außer-Tritt-Zustände zu erkennen, müssen die Einstellungen Z5'-Z5 und Z6'-Z6 so eingestellt werden, dass sie bequem die Gesamtnetzimpedanz ZT umfassen, wie in der obigen Abbildung gezeigt. Die folgende typische Einstellung könnte verwendet werden:

Z5 = Z5' = 1/2 x 2 ZT = ZT

Die Einstellungen Z6 und Z6' sind nicht von großer Wichtigkeit und können auf Z6 = Z6' = 1,1 x Z5 festgelegt werden.

Bestimmung der Einstellungen Delta t, R5 und R6

Die oben festgelegten Einstellungen $R5_{MIN}$ und $R6_{MAX}$ sind nur Grenzwerte; die tatsächlichen Einstellungen R5 und R6 müssen in Relation zur Zeitstufe „Delta t" bestimmt werden.

Einstellung „Predictive OST":

Folgendes ist für die Einstellung „Predictive OST" wichtig:

- R6 (und R6') muss gleich $R6_{MAX}$ sein.
- R5 so dicht wie möglich an $R6_{MAX}$ setzen.

Der Zweck, die Einstellung R5 nach rechts zu verschieben, besteht darin, schnelle Schwankungen so schnell wie möglich zu erkennen, um genügend Zeit für das Auslösen des Leistungsschalters zu gewinnen, bevor die beiden Quellspannungen in entgegengesetzten Richtungen liegen. Die einzige Beschränkung ist die Begrenzung der Mindestzeitverzögerung „Delta t" von 30 ms und die Geschwindigkeit der Schwankung. „Delta t" so einstellen, dass die folgende Bedingung erfüllt wird:

Hinweis:
„Delta t" läuft nicht ab, nachdem eine Mitsystemimpedanz den R6-R5-Bereich durchlaufen hat.

Für diese Einstellung ist die Kenntnis der genauen Änderungsgeschwindigkeit der Pendelimpedanz bei der Durchquerung des R6-R5-Bereichs unerlässlich, die auf Netzuntersuchungen basieren muss.

Die Annahme, dass die Änderungsgeschwindigkeit der Mitsystemimpedanz während der Durchquerung des R6-R5-Bereichs der durchschnittlichen Änderungsgeschwindigkeit des gesamten Pendelungszyklus entspricht, ist falsch und kann leicht zu falschem Ansprechen von „Predictive OST" führen.

Hinweis:
Da der R6-R5-Bereich bei Auftreten des Fehlers in weniger als 25 ms durchlaufen wird, werden selbst sehr schnelle Schwankungen von 7 Hz nicht mit dem Fehlerzustand verwechselt und „Predictive OST" wird nicht aktiv.

Außer-Tritt-Einstellung:

Für die Einstelloption „Ausser Tritt" ist keine genaue Einstellung von Lastausblendungen und „Delta t" erforderlich. Dies liegt folgender Gegebenheit zugrunde:

Je größer der ∆R-Bereich und je kürzer die ∆t-Einstellung, desto größer die Sicherheit, dass jede Schwankung erfolgreich erkannt wird. Die einzige Bedingung ist die, dass die Fehlerimpedanz den ∆R-Bereich schneller als die ∆t-Einstellung durchlaufen muss.

Daher ist bei der Einstellung „Ausser Tritt“ davon auszugehen, dass θ = 120 ist, und Folgendes einzustellen:

- R5 = R5’ = $R5_{MIN}$ = ZT/3,46
- R6 = R6’ = $R6_{MAX}$
- Delta t = 30 ms

Zu berücksichtigen ist, dass „Delta t“ immer abläuft, und aus diesem Grunde sichert die obige Einstellung die Erkennung eines breiten Spektrums von Schwankungen, beginnend mit sehr langsamen Schwankungen, die von korrigierbaren Pendelungen verursacht werden, bis hin zu schnellsten Schwankungen von 7 Hz. Es ist zu beachten, dass jede Fehlerimpedanz den R6-R5-Bereich in einer Zeit durchläuft, die kürzer als die kleinste einstellbare „Delta t“-Zeit von 30 ms ist.

Einstellung „Predictive OST“ oder „Ausser Tritt“:

Wie bei „Predictive OST“ oben.

Einstellung „tAusserTritt“ (Auslöseverzögerung)

„tAusserTritt“ muss für die Einstellung der obigen Optionen 2 und 4 auf null gesetzt werden.

Für die Einstellung der Option 3 sollte „tAusserTritt“ normalerweise auf null gesetzt werden. Dies ist nur dann der Fall, wenn ein Benutzer beabsichtigt, den Leistungsschalter bei einem Winkel auszulösen, der dichter an 360 Grad liegt (wenn die Spannungen phasengleich sind) und es möglich wäre, eine Zeitverzögerung anzuwenden.

Einstellung des Lastausblendungswinkels

Den Lastausblendungswinkel „α“ genauso wie den ZT-Winkel der Gesamtnetzimpedanz einstellen.

Außer-Tritt-Funktion bei seriell kompensierten Leitungen

Die maximalen Phasenströme während eines Außer-Tritt-Zustands gehen kaum über 2xIn RMS hinaus, was der Mindestpendelimpedanz entspricht, die Zone 1 durchläuft. Da der Umgehungswert der Metalloxid-Varistoren (MOV) normalerweise auf 2 bis 3 In eingestellt wird, sprechen diese nicht bei Leistungsschwankungen an und haben daher bei den meisten Anwendungen keinen Einfluss auf die Außer-Tritt-Funktion.

Gehen Sie vom ungünstigsten Fall aus, wenn die Leistungsschwankungen nach Beseitigung eines Fehlers in der Parallelleitung ausgelöst werden. In diesem Fall beginnt etwa das Zweifache des Laststroms durch den restlichen Stromkreis zu fließen, weiter zuzunehmen und schließlich die MOV-Schwelle zu überschreiten. Da der R6-R5-Bereich normalerweise weit weg von Zone 1 eingestellt ist, ist es unwahrscheinlich, dass der Verlauf der Mitsystemimpedanz infolge des Ansprechens des Metalloxid-Varistors den eingestellten ∆R-Bereich durchläuft. Wenn Metalloxid-Varistoren nicht im ∆R-Bereich ansprechen (siehe nachstehende Abbildung) kann eine Zeitstufe, die gestartet wurde, zurückgesetzt und erneut gestartet werden, oder die Impedanz kann etwas länger innerhalb des ∆R-Bereichs bleiben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass während des Ansprechens des Metalloxid-Varistors ohmsche und kapazitive Komponenten zur gemessenen Impedanz hinzugefügt werden, wie in der nachstehenden Abbildung gezeigt. Dieser Effekt kann die „Delta t“-Messung beeinflussen, wenn die Einstellung „Predictive OST“ verwendet wird. Wenn die Empfehlung, R5MIN so dicht wie möglich an R6MAX einzustellen, befolgt wird, ist es sehr unwahrscheinlich, dass die Pendelströme die MOV-Schwelle innerhalb des ∆R-Bereichs überschreiten. Wenn eine Untersuchung zeigt, dass die Metalloxid-Varistoren innerhalb des ∆R-Bereichs ansprechen können, wird empfohlen, die Betriebsart „Predictive OST and OST“ (Vorausschauender Außer-Tritt-Betrieb und Außer-Tritt-Betrieb) zu verwenden, um alle Eventualitäten abzudecken.

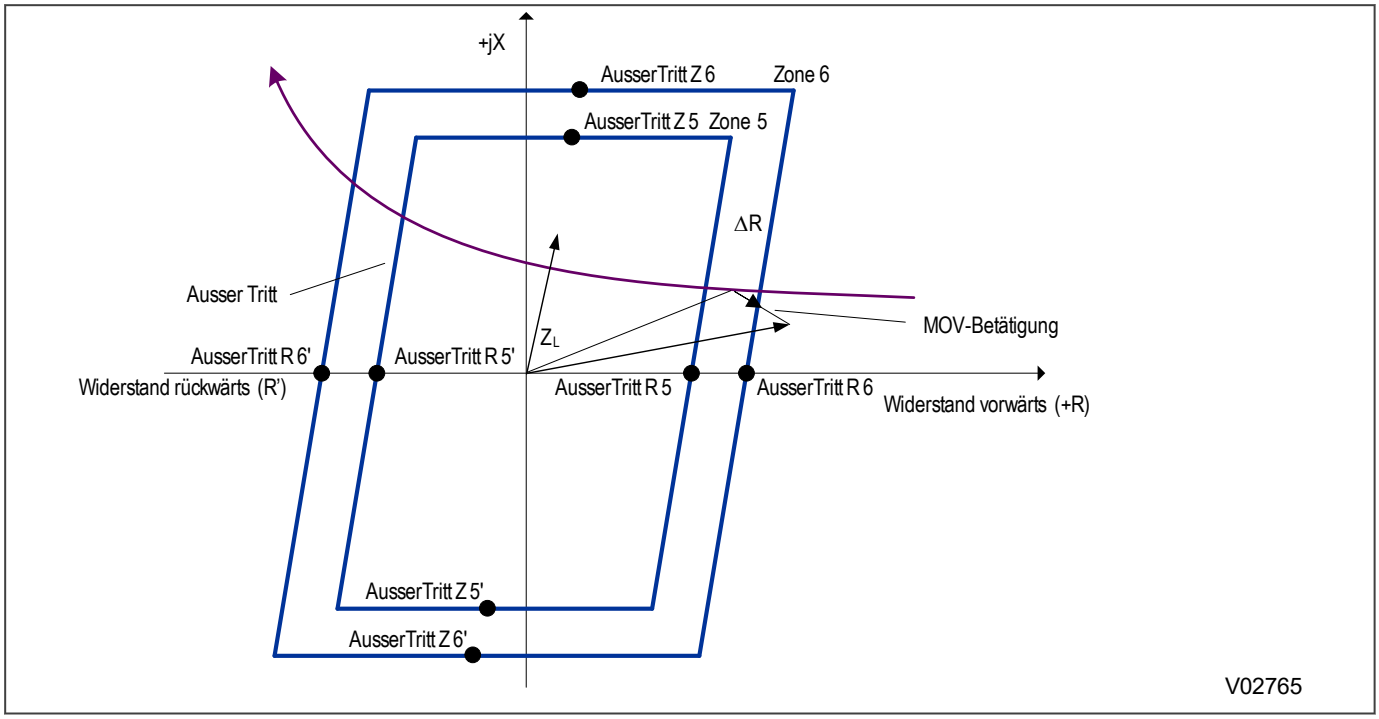


Abbildung 181: Beispiel einer Zeitstufe, die aufgrund des MOV-Betriebs zurückgesetzt wurde

Hinweis:
Wenn die Einstellung „Ausser Tritt“ gewählt ist, läuft die Zeitstufe, wenn ausgelöst, ab, während die Leistungsschwankungen andauern. Daher hat das Ansprechen des Metalloxid-Varistors keinen Einfluss auf die Außer-Tritt-Funktion.

KAPITEL 11

AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG

11.1 KAPITELÜBERSICHT

Ausgewählte Modelle dieses Produkts bieten die ausgeklügelte Funktion AWE. Das Ziel dieses Kapitels ist die Beschreibung der Funktionsweise, einschließlich Grundlagen, Logikdiagrammen und Anwendungen.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 309

Einführung zur automatischen Wiedereinschaltung 310

Umsetzung der automatischen Wiedereinschaltung 313

Logikmodule (einzelner LS) 321

Logikmodule (Dual-LS) 351

Einstellungsrichtlinien 405

11.2 EINFÜHRUNG ZUR AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG

Etwa 80 bis 90 Prozent der Störungen in Übertragungs- und Verteilungsleitungen sind von Natur aus kurzzeitig, d. h., die meisten Störungen sind nicht von langer Dauer und klären sich von selbst, sofern eine Trennung erfolgt ist. Ein allgemeines Beispiel für eine vorübergehende Störung ist ein Isolatorüberschlag, der beispielsweise durch einen Blitz, durch kollidierende Leiter oder durch vom Wind getragene Trümmer verursacht werden kann. Schutzfunktionen, die den Überschlag erkennen, bewirken, dass einer oder mehrere Leistungsschalter ausgelöst werden und die Störung eventuell behoben wird. Wenn die Quelle entfernt ist, tritt die Störung bei Wiederinbetriebnahme der Leitung nicht erneut auf.

Die verbleibenden 10 bis 20 Prozent der Störungen sind entweder teilweise permanent oder permanent. Ein kleiner Zweig eines Baumes, der auf eine Leitung fällt, kann eine teilweise permanente Störung verursachen. In diesem Fall würde die Ursache der Störung nicht durch die sofortige Auslösung der Schaltung beseitigt, sondern könnte während einer Auslösungsverzögerung einfach verbrennen oder verschwinden. Permanente Störungen können gebrochene Leiter, Wandlerfehler, Kabelfehler oder Maschinenfehler sein, die geortet und repariert werden müssen, bevor die Stromversorgung wieder hergestellt werden kann. Bei vielen Störungen ist folgendes Verhalten zu beobachten: Wenn bei einer gestörten Leitung unverzüglich eine Störung ausgelöst wird und dem Störlichtbogen genügend Zeit für die Entionisierung gegeben wird, bewirkt eine erneute Wiedereinschaltung der Leistungsschalter, dass die Leitung erfolgreich wieder in Betrieb genommen wird.

Es werden Pläne für die automatische Wiedereinschaltung verwendet, um einen Leistungsschalter nach einer bestimmten Zeit automatisch wieder einzuschalten, nachdem er infolge der Betätigung eines Schutzelements geöffnet wurde. Bei EHV-Übertragungsnetzen ist die Wiedereinschaltung normalerweise durch einphasiges Ansprechen mit hoher Geschwindigkeit beim ersten Versuch der Wiedereinschaltung charakterisiert. Dies soll zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität bei einer vorübergehenden Störung beitragen. In Hoch- und Mittelspannungsverteilungsnetzen wird die automatische Wiedereinschaltung hauptsächlich für Endspeiseleitungen eingesetzt, bei denen im Allgemeinen keine Probleme mit der Systemstabilität auftreten. Bei Anwendungen dieser Art ist die automatische Wiedereinschaltung im Allgemeinen durch verzögertes dreiphasiges Ansprechen mit möglicherweise mehreren Wiedereinschaltungsversuchen charakterisiert.

Die automatische Wiedereinschaltung ist sehr vorteilhaft für Stromkreise mit zeitgestaffeltem Schutz, da sie einen unverzögerten Schutz und eine sehr schnelle erste Auslösung erlaubt. Bei einer schnellen Auslösung wird die Dauer eines Stromlichtbogens, der aus einer Störung einer oberirdischen Leitung resultiert, auf ein Minimum reduziert. Dadurch wird die Wahrscheinlichkeit einer Beschädigung der Leitung verringert. Anderenfalls kann aus einer vorübergehenden Störung eine permanente Störung werden. Der unverzögerte Schutz verhindert zudem, dass die Sicherungen in Hauptspeiseleitungen durchbrennen. Außerdem ist weniger Wartungsaufwand für den Leistungsschalter nötig, da eine Lichtbogen-Vorheizung beseitigt ist. Wenn der unverzögerte Schutz zusammen mit der automatischen Wiedereinschaltung eingesetzt wird, ist die Schaltung normalerweise so eingerichtet, dass der unverzögerte Schutz nach der ersten Auslösung blockiert wird. Wenn also die Störung nach der Wiedereinschaltung weiterhin auftritt, sorgt der zeitgestaffelte Schutz für eine selektive Auslösung durch Isolierung des gestörten Bereichs. Bei bestimmten Anwendungen, bei denen die meisten Störungen mit großer Wahrscheinlichkeit kurzzeitig auftreten, ist es jedoch nicht unüblich, mehr als eine unverzögerte Auslösung zu gestatten, bevor der unverzögerte Schutz blockiert wird.

Einige Schaltungen erlauben nach der ersten unverzögerten Auslösung eine Reihe von Wiedereinschaltungen und zeitgestaffelten Auslösungen, die zu einer Beseitigung von teilweise permanenten Störungen führen können. Solch eine Schaltung kann auch verwendet werden, um das Ansprechen von Sicherungen in Hauptspeiseleitungen zu gestatten, bei denen der Fehlerstrom niedrig ist.

Bei Speiseleitungen, die teilweise aus oberirdischen und teilweise aus unterirdischen Leitungen bestehen, sollte die Entscheidung, eine automatische Wiedereinschaltung zu installieren, von einer Analyse der Daten (Kenntnis der Häufigkeit des Auftretens vorübergehender Störungen) abhängig gemacht werden. Dies hat den Grund, dass bei solchen Speiseleitungen eine größere Zahl von teilweise permanenten und permanenten

Störungen als bei rein oberirdischen Speiseleitungen zu erwarten ist. In solch einem Fall sind die Vorteile der automatischen Wiedereinschaltung gering. Sie kann sogar nachteilig sein, da eine Wiedereinschaltung bei einer gestörten Leitung wahrscheinlich zu einer Vergrößerung des Schadens führt.

11.2.1 ADAPTIVE AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG – ÜBERSICHT

Die Anwendung von einphasiger Wiedereinschaltung mit hoher Geschwindigkeit trägt zur Verbesserung der Netzstabilität bei, da die Netzspannung und das Kurzschlussniveau erhöht werden. Für eine erfolgreiche einphasige Wiedereinschaltung sollte die Wiedereinschaltungszeit größer als die Entionisierungsdauer des Störlichtbogens sein, die in Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren wie Dauer des Fehlers, Netzspannung, Fehlerort, atmosphärische Bedingungen, kapazitive Kopplung benachbarter Leiter und vielen anderen Faktoren unterschiedlich sein kann. Generell ist die Stromkreisspannung der vorherrschende Faktor, der die Entionisierungszeit beeinflusst. Bei einer einpoligen automatischen Wiedereinschaltung gibt es einen weiteren Effekt, der bedeutenden Einfluss auf den Erfolg der automatischen Wiedereinschaltung hat. Der primäre Lichtbogenstrom wird durch Trennung der fehlerhaften Phasen von den Quellen unterbrochen, indem die Leistungsschalter an beiden Enden der Leitung geöffnet werden. Danach kann ein sekundärer Lichtbogen die Beseitigung des Fehlers verhindern. Während der einpoligen Pausenzeit induziert die kapazitive und induktive Kopplung der anderen zwei Phasen eine Spannung im offenen Phasenleiter, welche den sekundären Lichtbogen speist. Der sekundäre Lichtbogen ist der Lichtbogen zwischen der offenen Phase und Erde, welcher durch kapazitive Kopplung von den zwei fehlerfreien Phasen gespeist wird. Die an der getrennten Phase gemessene Spannung wird durch ohmsches nichtlineares Verhalten des sekundären Lichtbogens charakterisiert. Wenn der sekundäre Lichtbogen gelöscht wird, geht der äquivalente Stromkreis zu einen linearen kapazitiven Verhalten der Phase-zu-Erde-Kapazität des offenen Leiters über. Die Spannung und der Strom gehen nach erfolgreicher Wiedereinschaltung in den normalen Zustand zurück.

In den meisten Fällen wird eine feste Pausenzeiteinstellung auf die AWE-Schaltung der Übertragungsleitung angewendet. Dies kann ein Problem verursachen, wenn die Pausenzeit nicht lang genug für die vollständige Entionisierung des Störlichtbogens ist. Eine Wiedereinschaltung vor der Lichtbogenlöschung kann in einer nochmaligen Lichtbogenbildung resultieren und dazu führen, dass der Leitungsschutz erneut auslöst, was eine höhere Belastung des Stromnetzes mit sich bringen kann. Unter bestimmten Bedingungen kann die nach dem Fehler folgende Wiedereinschaltung die Netzstabilität gefährden oder die Ausrüstung beschädigen. Daher ist es wünschenswert, eine adaptive Hochgeschwindigkeitsschaltung für Wiedereinschaltung mit anpassungsfähigen Pausenzeitintervallen zur Verfügung zu haben, damit der Leistungsschalter nur dann schließt, wenn der Störlichtbogen gelöscht ist.

Die patentierte Technik der adaptiven automatischen Wiedereinschaltung (AWE) dieses Schutzgeräts überwindet dieses Problem in Anwendungen der einpoligen automatischen Wiedereinschaltung, indem ermittelt wird, ob der Störlichtbogen gelöscht ist oder nicht, und die Pausenzeit entsprechend angepasst wird. Die adaptive automatische Wiedereinschaltung verwendet das Muster der Spannung der fehlerhaften Phase in der komplexen Ebene, welche mit den zwei anderen Spannungen der fehlerfreien Phase verglichen wird, um im Falle eines einphasigen Erdfehlers in der Übertragungsleitung zwischen vorübergehenden und dauerhaften Fehlern zu unterscheiden. Außerdem kann sie im Falle eines vorübergehenden Fehlers ermitteln, wann der Lichtbogen gelöscht ist, wodurch der Erfolg der Hochgeschwindigkeits-Wiedereinschaltung unterstützt werden kann.

Wenn der Fehler bei einem einphasigen Fehler dauerhaft ist, tritt nach der Trennung der Leitung im Laufe der Zeit keine Änderung der Größe und des Winkels der Spannung der fehlerhaften Phase ein. Hingegen erhöht sich bei einem vorübergehenden Fehler die Größe der Spannung der fehlerhaften Phase, während sich der Lichtbogenwiderstand erhöht, bis der Lichtbogen gelöscht ist. Außerdem eilt der Winkel der Spannung der fehlerhaften Phase in dem Moment, in dem der Lichtbogen gelöscht wird, dem Winkel der Spannung der fehlerhaften Phase unmittelbar nach der Trennung der Leitung um 90 nach.

Die folgenden Fakten können beim sekundären Lichtbogen des einphasigen Fehlers beobachtet werden.

Fakt 1. Im Falle eines dauerhaften Fehlers bleiben die Größe und der Winkel der Spannung der fehlerhaften Phase nach der Leitungstrennung nahezu konstant, nachdem die Einschwingvorgänge gedämpft wurden.

Fakt 2. Im Falle eines vorübergehenden Fehlers fällt die Spannung sofort nach der Leitungstrennung und steigt dann langsam, bis der Lichtbogen gelöscht ist.

Fakt 3. Im Falle eines vorübergehenden Fehlers verkleinert sich der Winkel δ entweder sofort und vergrößert sich dann langsam, oder er vergrößert sich von Anfang an, bis der Lichtbogen gelöscht ist.

δ ist der Winkel zwischen der Summe der Spannungen der fehlerfreien Phasen (δh, δk) und der fehlerhaften Phase (δs) am Leitungsende, δ = δh + δk – δs.

|Us| ist die Spannung der fehlerhaften Phase am Leitungsende.

Zum Beispiel ist |Us| bei einem Fehler der Phase L1 die Spannung von Phase L1 und δ ist der Winkel zwischen der Summe der Spannungen der fehlerfreien Phasen L2 und L3 (δh, δk) und der fehlerhaften Spannung von Phase L1 am Leitungsende (δs), δ = δB + δC – δA.

Fakt 4. Sobald der Lichtbogen gelöscht ist, wird die Spannung der fehlerhaften Phase (|Us|) im Falle eines vorübergehenden Fehlers nach einem kleinen Abfall entweder konstant, oder wird bei einer konstanten DC-Komponente schwankend.

Fakt 5. Sobald der Lichtbogen gelöscht ist, wird der Winkel δ im Falle eines vorübergehenden Fehlers konstant, oder wird bei einer konstanten DC-Komponente schwankend.

Auf der Basis der obigen Fakten wird ein neuer Algorithmus verwendet, um einen dauerhaften Fehler und im Falle eines vorübergehenden Fehlers die Zeit der Lichtbogenlöschung zu ermitteln. Die Funktion der adaptiven Wiedereinschaltung wird durch den offenen Zustand des Leistungsschalters eingeleitet, der auch für die Auswahl fehlerhafter Phasen verwendet wird. Die Unterbrechung des Leistungsschalters sollte in weniger als zwei Zyklen erkannt werden, damit die schnell gelöschten Lichtbögen erkannt werden. Wenn der Fehler ein einphasiger Erdschluss ist, wird die Spannung der fehlerhaften Phase ausgewählt, und der Algorithmus der adaptiven Wiedereinschaltung kann initiiert werden.

Der Winkel δ wird berechnet, und die Spannung der fehlerhaften Phase (|Us|) wird überwacht, um die Bezugszeit (t_{ref}) zu bestimmen. t_{ref} ist die Zeit, zu der |Us| beginnt, sich nach dem Abfall, der nach der Leitungstrennung stattfindet, zu erhöhen. t_{ref} kann nach der Initialisierung einfach durch Berechnung des Minimums |Us| bestimmt werden. Wenn |Us| größer als ihr Mindestwert für einen Zyklus bleibt, werden der Zeitpunkt nach dem entsprechenden Zyklus und der entsprechende δ der Bezugszeit t_{ref} und δ_{ref} zugewiesen. Wenn die Bezugszeit nicht innerhalb von zehn Zyklen nach der Initialisierung des Algorithmus gefunden werden kann, werden der Zeitpunkt nach den zehn Zyklen und der entsprechende δ der Bezugszeit t_{ref} und δ_{ref} zugewiesen. Letzteres tritt normalerweise nur bei dauerhaften Fehlern ein, weil sich die Größe der Spannung nach der Leitungstrennung nicht erhöht.

Nach der Initialisierung des Algorithmus, werden δ und |Us| tiefpassgefiltert, wodurch alle ungewollten Einschwingvorgänge abgedämpft werden. Dann wird die Langzeitfensterberechnung der gefilterten Signale durch Anpassung einer Leitung an die letzten sechs Zyklen der Daten ermöglicht. Die Neigung der installierten Leitung wird für die Langzeitfensterberechnung verwendet. Diese Methode erlaubt eine reibungslose und zuverlässige Schätzung für Berechnungen von δ und |Us|..

Fakt 1 kann verwendet werden, um einen dauerhaften Fehler zu ermitteln. Dies kann durch Prüfung von δ, δd und |Us|d getan werden. Wenn |Us| und δ fast konstant bleiben, werden die Ableitungen δ_d und $|Us|_d$ sehr klein (fast null), und ($\delta - \delta_{ref}$) wird ebenfalls sehr klein.

Die Fakten 2 bis 5 können verwendet werden, um den vorübergehenden Fehler und den Zeitpunkt der Löschung des Lichtbogens zu ermitteln. In Übereinstimmung mit den Fakten 2 und 4 nimmt |Us| nach t_{ref} langsam zu, bis der Lichtbogen gelöscht ist. Das bedeutet, dass t_{ref}, |Us|d positiv ist, bis der Lichtbogen gelöscht ist, wobei $|Us|_d$ entweder negativ und dann null oder schwankend mit einer Null-DC-Komponente wird. In Übereinstimmung mit den Fakten 3 und 5 nimmt δ nach t_{ref} langsam zu, bis der Lichtbogen gelöscht ist. Das bedeutet, dass $_{ref}$, δ_d positiv ist, bis der Lichtbogen gelöscht ist, wobei δ_d entweder null oder schwankend mit einer Null-DC-Komponente wird. Durch Prüfung der oben genannten Kriterien ist es möglich, den dauerhaften Fehler und den vorübergehenden Fehler mittels der Zeit der Lichtbogenlöschung leicht zu ermitteln.

11.3 UMSETZUNG DER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG

Bevor diese Funktion beschrieben wird, muss zunächst folgende Terminologie verstanden werden:

- Ein **Versuch** ist ein Versuch, einen Leistungsschalter mithilfe der AWE-Funktion zu schließen.
- **Mehrere Versuche**: Es werden mehrere Versuche unternommen.
- **Einzelversuch**: Nur ein einziger **Versuch** wird unternommen.
- **Pausenzeit** bezeichnet die Zeit zwischen der Einleitung einer automatischen Wiedereinschaltung und dem Versuch, den Leistungsschalter zu schließen. Die Pausenzeit ist normalerweise eine feste Zeitverzögerung, kann aber als adaptive Zeit für Schaltungen mit einpoliger automatischer Wiedereinschaltung eingestellt werden, wobei sie bei einem vorübergehenden einphasigen Fehler von der Zeit der Lichtbogenlöschung abhängig ist.
- **Sperrzeit** ist die Zeit nach der Einleitung der Schließung des Leistungsschalters und der Rücksetzung der AWE-Schaltung, wenn der Versuch der automatischen Wiedereinschaltung erfolgreich war und der Schutz keinen nachfolgenden Fehlerzustand erkennt.
- **Automatische Wiedereinschaltung mit hoher Geschwindigkeit** ist eine generelle Bezeichnung für eine Anwendung der automatischen Wiedereinschaltung, bei der die **Pausenzeit** kleiner als eine Sekunde ist.
- **Verzögerte automatische Wiedereinschaltung** ist eine generelle Bezeichnung für eine Anwendung der automatischen Wiedereinschaltung, bei der die **Pausenzeit** größer als eine Sekunde ist.

Dieses Gerät bietet automatische Wiedereinschaltung mit mehreren Versuchen und eignet sich sowohl für automatische Wiedereinschaltung mit hoher Geschwindigkeit als auch verzögerte automatische Wiedereinschaltung.

Die AWE-Funktion kann so eingestellt werden, dass Zyklen mit einem, zwei, drei oder vier Wiedereinschaltungsversuchen ausgeführt werden können. Pausenzeiten können für alle Versuche unabhängig eingestellt werden.

Wenn ein Leistungsschalter nach einer Pausenzeit erfolgreich geschlossen wird, beginnt die Sperrzeit. Wenn der Leistungsschalter nicht wieder auslöst, wird die AWE-Funktion nach Ablauf der Sperrzeit zurückgesetzt. Wenn der Schutz erneut während der Sperrzeit auslöst, geht die Sequenz zum nächsten Versuch im programmierten Zyklus über. Wenn alle programmierten Wiedereinschaltungsversuche durchgeführt wurden und der Leistungsschalter nicht geschlossen bleibt, wechselt die AWE-Funktion in den Sperrzustand, wonach manuelles Eingreifen erforderlich ist.

Ein AWE-Zyklus kann durch Ansprechen eines internen oder externen Schutzelements ausgelöst werden, unter der Voraussetzung, dass das Schutzelement richtig zugeordnet ist und der Leistungsschalter geschlossen ist, wenn der Schutz anspricht.

Sie haben die Möglichkeit, die Pausenzeit bei folgenden Zuständen einzuleiten:

- Schutzauslösung
- Rücksetzung des Schutzes
- Stromlose Leitung
- Auslösung des Leistungsschalters

Nach Ablauf der relevanten Pausenzeit und unter entsprechenden Netzbedingungen wird ein Signal zum Schließen des Leistungsschalters gegeben. Für das Schließen müssen folgende Netzbedingungen erfüllt sein:

- Die Netzspannungen sind synchron
- Oder die Leitung ist stromlos, während die Sammelschiene aktiv ist, oder die Leitung ist aktiv, während die Sammelschiene stromlos ist, was vom internen Synchronkontrollelement angezeigt wird
- Und die Schließfeder des Leistungsschalters bzw. eine andere Energiequelle ist voll aufgeladen, was vom Eingang „Leistungsschalter störungsfrei“ angezeigt wird

Das Signal zum Schließen des Leistungsschalters wird entfernt, sobald der Leistungsschalter schließt.

Wenn der Schutz auslöst und der Leistungsschalter während der Sperrzeit öffnet, fährt die AWE-Funktion entweder mit dem nächsten Versuch im programmierten Zyklus fort oder wechselt in den Sperrzustand, sofern alle programmierten Wiedereinschaltungsversuche durchgeführt wurden. Jedes Mal, wenn ein Schließversuch unternommen wird, wird der Sequenzzähler um 1 inkrementiert und die Sperrzeit beginnt erneut.

Die automatische Wiedereinschaltung wird in der Spalte *AWE* des entsprechenden Parametersatzes konfiguriert. Die Funktion ist standardmäßig deaktiviert. Sie müssen die Funktion in der Spalte *KONFIGURATION* aktivieren, um sie verwenden zu können.

Bei der Funktion „Automatische Wiedereinschaltung“ (AWE-Funktion) handelt es sich um eine logische Steuerung, die in der Software implementiert ist. Sie verarbeitet Eingänge gemäß einer definierten Logik und generiert entsprechende Ausgänge. Die Logik wird durch benutzerdefinierte Einstellungen und Befehle gesteuert. Zur Erleichterung des Verständnisses der komplexen Steuerungslogik ist sie in kleinere logische Funktionen untergliedert, die zusammengenommen das komplette System bilden. Dieser Abschnitt endet mit einer Zusammenfassung von Folgendem:

- Logische Eingänge für die AWE-Funktion
- Logische Ausgänge von der AWE-Funktion
- Steuersequenz der automatischen Wiedereinschaltung
- Problemorientierter Aufbau der Systemlogik

11.3.1 AWE-LOGIKEINGÄNGE VON EXTERNEN QUELLEN

Logikeingänge steuern das Verhalten der AWE-Funktion. Die Logikeingänge werden mithilfe von DDB-Signalen in der PSL zugeordnet.

In der Regel kommen die Eingänge von externen Geräten, die mit optoisolierten Eingängen verbunden sind. Sie können auch von Kommunikationseingängen kommen, und manche werden intern berechnet.

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die logischen Eingänge, die von externen Quellen kommen.

11.3.1.1 EINGANG „LS STÖRUNGSFREI“

Damit Leistungsschalter schließen können, ist Energie erforderlich. Diese Energie kommt normalerweise von einer Feder (federbelasteter Leistungsschalter) oder von Gasdruck (gasdruckbelasteter Leistungsschalter). Nach dem Schließen muss im Leistungsschalter wieder genügend Energie aufgebaut werden, damit er erneut geschlossen werden kann.

DDB-Signaleingänge für die AWE-Funktion erlauben, dass der Zustand der Leistungsschalter in der Logik zugeordnet wird. Wenn aktiviert, bestätigen diese Signale, dass genügend Energie verfügbar ist, um den Leistungsschalter zu schließen und auszulösen, bevor die Ausgabe eines Befehls zum Schließen des Leistungsschalters eingeleitet wird. Wenn das Signal, das den Funktionszustand des Leistungsschalters anzeigt, sich im Zustand „niedrig“ befindet und über eine definierte Dauer, die in der „LS störungsfrei“-Zeitstufe festgelegt ist, in diesem Zustand bleibt, wird der Leistungsschalter gesperrt und bleibt offen.

Wenn das Signal „Leistungsschalter störungsfrei“ nicht in der PSL zugeordnet wird, kehrt das DDB-Signal in den voreingestellten Zustand „hoch“ zurück, wodurch die automatische Wiedereinschaltung wieder durchgeführt werden kann.

11.3.1.2 BLOCKIEREN DES AWE-EINGANGS

Ein logischer Eingang kann verwendet werden, um die AWE-Funktion zu blockieren. Das Signal wird dem DDB-Signal ***AWE block ext.*** in der PSL zugeordnet.

Durch Ansteuerung des Eingangs wird das automatische Schalten von angeschlossenen Leistungsschaltern blockiert. Eine laufende automatische Wiedereinschaltung wird zurückgesetzt und blockiert, aber nicht gesperrt. Diese Funktion stellt sicher, dass die automatische Schaltung keine manuellen Schaltvorgänge behindert. Eine typische Anwendung ist eine Ringbusschaltung, bei welcher das manuelle Schalten im Ring ausgeführt wird und eine automatische Wiedereinschaltung zu einer Störung führen würde.

Wenn bei Geräten mit Einphasenauslösung und AWE ein Einphasen-AWE-Zyklus läuft und nach Ausgabe des AWE-Blockiersignals ein einzelner Pol des Leistungsschalters ausgelöst wird, wird der Leistungsschalter angewiesen, bei allen Phasen auszulösen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass sich alle Pole im gleichen Zustand befinden (und das Verklemmen eines Pols vermieden wird), wenn anschließend versucht wird, den Leistungsschalter zu schließen.

11.3.1.3 BLOCKIERUNG DES AWE-EINGANGS

Externe Eingänge können verwendet werden, um die AWE-Funktion zu blockieren. Wenn bei Aktivierung des Signals die automatische Wiedereinschaltung in Ausführung ist, wird eine Sperre erzwungen.

Diese Funktion wird in der Regel verwendet, wenn die automatische Wiedereinschaltung bei manchen Schutzfunktionen erforderlich ist und bei anderen nicht. Ein Beispiel ist ein Transformatorabzweig. Hier kann die automatische Wiedereinschaltung vom Abzweigschutz eingeleitet werden, wird aber vom Transformatorschutz blockiert.

Auch kann die Funktion verwendet werden, wenn wahrscheinlich ist, dass ein AWE-Zyklus aufgrund der Bedingungen fehlschlägt, die im Zusammenhang mit der geschützten Schaltung gelten, beispielsweise während der Pausenzeit, wenn ein Leistungsschalter anzeigt, dass er nicht schaltfähig ist.

11.3.1.4 EINGANG ZUR RÜCKSETZUNG EINER SPERRE

Wenn ein Zustand, der eine Sperre erzwungen hat, beseitigt ist, kann die Sperre zurückgesetzt werden, indem ein Logikeingang angesteuert wird, der in der PSL entsprechend zugeordnet ist. Durch die Ansteuerung des Eingangs werden auch AWE-Warnungen zurückgesetzt.

11.3.1.5 POLDISKREPANZEINGANG

Leistungsschalter mit unabhängigen Mechanismen für jeden Pol (Phase) verfügen normalerweise auch über einen Mechanismus für Fälle, in denen Phasen nicht beieinander liegen. Dies führt dazu, dass alle drei Phasen automatisch ausgelöst werden, wenn sie entweder alle nicht offen oder alle nicht geschlossen sind.

Während einer einphasigen automatischen Wiedereinschaltung wird notwendigerweise ein Poldiskrepanzzustand herbeigeführt, aber das Poldiskrepanzgerät sollte nicht bei diesem Zustand ansprechen. Dies kann erreicht werden, indem ein verzögert wirkendes Poldiskrepanzgerät mit der Verzögerung verwendet wird, die länger als die Pausenzeit der einpoligen automatischen Wiedereinschaltung ist (Einstellung ***1p AWE Paus-Zt.***).

Auch kann ein Eingang für externe Geräte verwendet werden, um auf einen Poldiskrepanzzustand hinzuweisen. Der durch ein externes Gerät aktivierte Poldiskrepanzeingang zeigt an, dass alle drei Pole eines Leistungsschalters nicht in der gleichen Position stehen. Wenn in der PSL zugeordnet, wird durch Ansteuern des Eingangs eine Dreiphasenauslösung erzwungen (unter der Voraussetzung, dass keine einphasige automatische Wiedereinschaltung im Gange ist). Ansonsten kann ein Signal, das auf eine laufende einphasige automatische Wiedereinschaltung hinweist, verwendet werden, um das externe Poldiskrepanzgerät zu blockieren.

11.3.1.6 ANZEIGE EINER EXTERNEN AUSLÖSUNG

Die Schutzauslösung eines anderen Geräts kann verwendet werden, um die AWE-Funktion zu initiieren. Diese externen Auslöseeingänge sind standardmäßig zugeordnet, wodurch die automatische Wiedereinschaltung und der Leistungsschalterversagerschutz eingeleitet werden (sofern diese Funktionen aktiviert sind). Diese Eingänge sind nicht den Auslöseausgängen zugeordnet. Bei entsprechender Zuordnung in der PSL kann das externe Gerät dieses Gerät jedoch verwenden, um angeschlossene Leistungsschalter auszulösen.

11.3.2 AWE-LOGIKEINGÄNGE

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die Logikeingänge, die intern berechnet werden.

11.3.2.1 SIGNALE FÜR DIE EINLEITUNG EINER AUSLÖSUNG

Die Auslöseeingänge für die Phasen L1, L2 und L3 werden verwendet, um die ein- und dreiphasige automatische Wiedereinschaltung einzuleiten. Damit die automatische Wiedereinschaltung funktioniert, müssen Sie sicherstellen, dass diese Auslöseeingangssignale in der PSL entsprechend zugeordnet bleiben.

11.3.2.2 LS-STATUSEINGÄNGE

LS-Statusinformationen müssen als logische Eingänge verfügbar sein, damit die automatische Wiedereinschaltung funktioniert. Sie können wählen, ob „LS Aus-Mld.“, „LS Ein-Mld.“, oder beides als Eingang verwendet werden soll. Die Einstellungen sind in der Spalte *LS STEUERUNG* des Menüs vorzunehmen, und es ist sicherzustellen, dass die PSL-Zuordnung des gewählten Eingangs bzw. der gewählten Eingänge richtig ist.

11.3.2.3 SYSTEMPRÜFSIGNALE

Die Funktionen „Systemprüfung“ und „Synchronisierungsprüfung“ werden von der AWE-Logik verwendet, um sicherzustellen, dass die AWE-Funktion nur dann eingesetzt wird, wenn sich das System in einem geeigneten Zustand befindet.

11.3.3 AWE-LOGIKAUSGÄNGE

Ausgangssignale werden bereitgestellt, um auf eine laufende automatische Wiedereinschaltung (AWE läuft) hinzuweisen. Ein „AWE läuft“-Signal wird aktiviert, wenn eine Sequenz der automatischen Wiedereinschaltung beginnt. Es bleibt beginnend mit Einleitung im Zustand „hoch“, entweder bis zur Sperre oder bis zur erfolgreichen Durchführung der automatischen Wiedereinschaltung.

Eine Sperrung der automatischen Wiedereinschaltung bewirkt, dass „AWE läuft“- und zugehörige Signale zurückgesetzt werden. Signale sind verfügbar, damit angezeigt werden kann, dass eine automatische Wiedereinschaltung im Gange ist und Leistungsschalter erfolgreich geschlossen wurden.

11.3.4 STEUERSEQUENZ DER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG

Die Sequenz der automatischen Wiedereinschaltung wird durch so genannte Pausenzeitstufen gesteuert. Pausenzeitsteuerungseinstellungen werden verwendet, um die Bedingungen auszuwählen, die zur Aktivierung der Pausenzeitstufe in der jeweiligen Sequenz der automatischen Wiedereinschaltung (z. B. Schutzauslösung, Schutzrücksetzung, Schließen des LS usw.) führen. In diesem Abschnitt werden typische AWE-Steuersequenzen beschrieben, in denen Pausenzeitstufen beginnen, wenn der Schutz zurückgesetzt wird.

Hinweis:
Bei einer AWE-Sequenz mit mehreren Versuchen werden mehrere Pausenzeitstufen verwendet (eine für jeden Versuch). Alle Pausenzeitstufen werden aktiviert, wenn die Sequenz eingeleitet wird, aber jede einzelne Zeitstufe wird nur dann gestartet, wenn ein bestimmter Versuch ausgelöst wird, welcher der Zeitstufe zugeordnet ist.

11.3.4.1 AWE-STEUERSEQUENZ – VORÜBERGEHENDE STÖRUNG

Die nachstehende Abbildung zeigt die Steuersequenz für eine automatische Wiedereinschaltung mit einem Versuch bei einer vorübergehenden Störung, die verschwindet, wenn die gestörte Leitung getrennt wird.

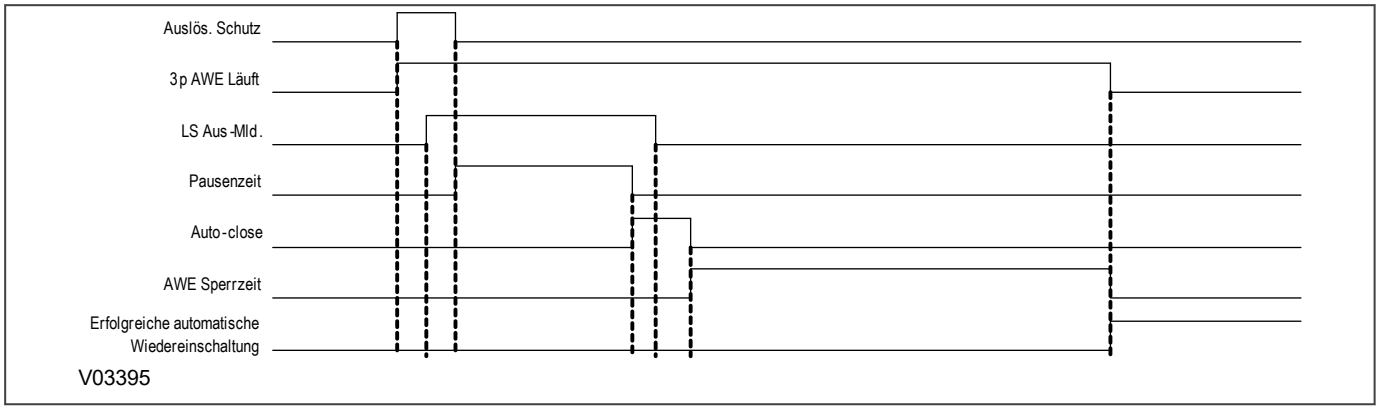


Abbildung 182: AWE-Sequenz bei einer vorübergehenden Störung

Nach Einsetzen der Störung spricht der Schutz an und gibt ein Auslösesignal aus. Gleichzeitig wird das „AWE läuft“-Signal aktiviert. Kurz danach öffnet der Leistungsschalter, wie durch das Signal „LS Aus-Mld.“ angezeigt. Durch das Öffnen des LS verschwindet die Störung und der Schutz wird zurückgesetzt. Sobald dies geschieht, wird die Pausenzeitstufe gestartet und der Ausgang bleibt im Zustand „hoch“, bis die eingestellte Pausenzeit abgelaufen ist, wonach sie zurückgesetzt wird und die Wiedereinschaltvorrichtung den Befehl zum automatischen Schließen des Leistungsschalters ausgibt. Da die Störung beseitigt wurde, schließt der Leistungsschalter und bleibt geschlossen. Wenn der Impuls „Automatisches Schließen“ beendet ist, beginnt die Sperrzeitstufe zu laufen. Wenn keine weitere Störung erkannt wird, bevor die Sperrzeitstufe abläuft, wird die automatische Wiedereinschaltung als erfolgreich betrachtet, was durch das Signal „Erfolgreiche automatische Wiedereinschaltung“ angezeigt wird.

11.3.4.2 AWE-STEUERSEQUENZ – VORÜBERGEHENDE STÖRUNG – DUAL-LS

Die nachstehende Abbildung zeigt die Steuersequenz für eine automatische Wiedereinschaltung von zwei Leistungsschaltern (zwei LS) mit einem Versuch bei einer vorübergehenden Störung, die verschwindet, wenn die gestörte Leitung getrennt wird.

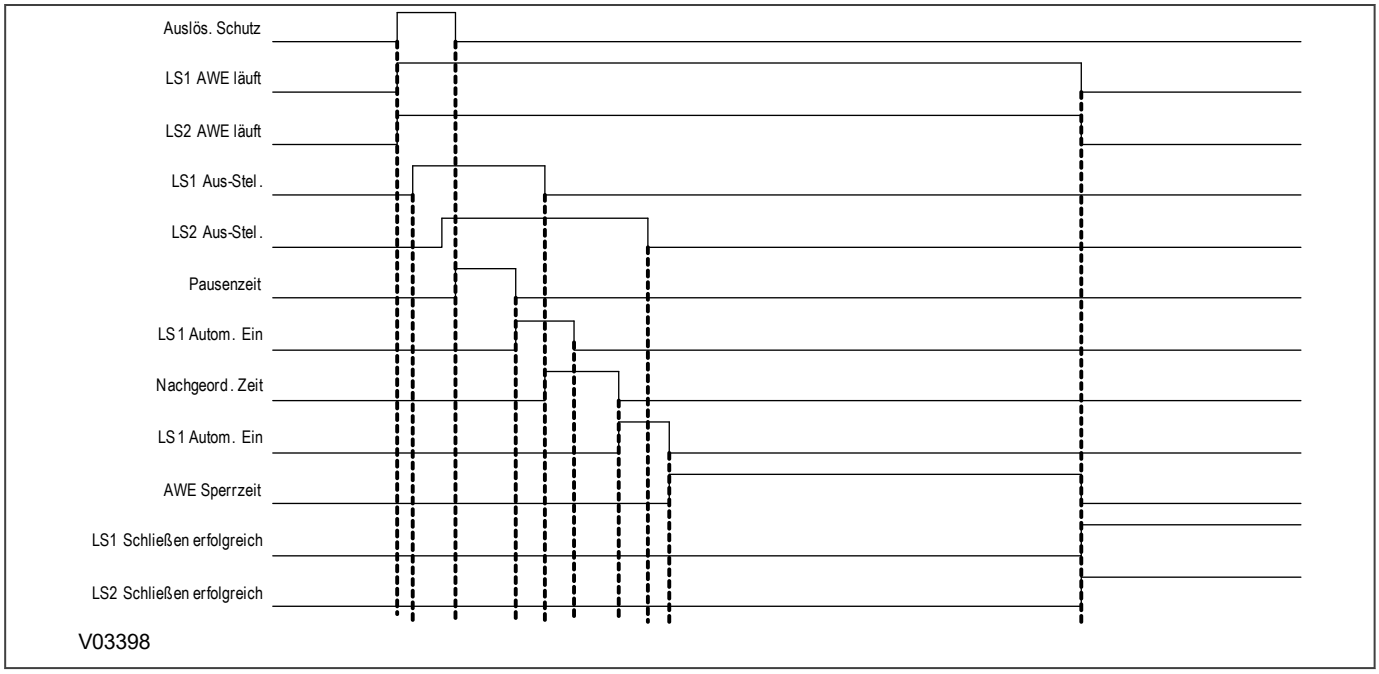


Abbildung 183: Automatische Wiedereinschaltung von zwei Leistungsschaltern bei einer vorübergehenden Störung

Nach Einsetzen der Störung spricht der Schutz an und gibt ein Auslösesignal aus. Gleichzeitig wird für jeden LS ein „AWE läuft“-Signal aktiviert. Kurz danach öffnet LS1, wie durch das Signal „LS1 Aus-Stel.“ angezeigt, und nach

einer kurzen Verzögerung öffnet LS2. Durch das Öffnen von LS2 verschwindet die Störung und der Schutz wird zurückgesetzt. Sobald dies geschieht, wird die Pausenzeitstufe gestartet und der Ausgang bleibt im Zustand „hoch“, bis die eingestellte Pausenzeit abgelaufen ist, wonach sie zurückgesetzt wird und die Wiedereinschaltvorrichtung den Befehl zum automatischen Schließen von LS1 ausgibt. Wenn LS1 schließt, wird die Zeitstufe für den nachgeordneten LS gestartet. Wenn die Zeitstufe für den nachgeordneten LS abläuft, gibt die Wiedereinschaltvorrichtung einen Befehl zum automatischen Schließen aus, um LS2 zu schließen. Nachdem LS2 geschlossen hat, da die Störung beseitigt wurde, bleiben beide Leistungsschalter geschlossen. Wenn der Impuls „Automatisches Schließen 2“ beendet ist, beginnt die Sperrzeitstufe zu laufen. Wenn keine weitere Störung erkannt wird, bevor die Sperrzeitstufe abläuft, wird die automatische Wiedereinschaltung als erfolgreich betrachtet, was durch die Signale „Erfolgreiche automatische Wiedereinschaltung“ angezeigt wird.

11.3.4.3 AWE-STEUERSEQUENZ – ENTSTEHENDE/TEILWEISE PERMANENTE STÖRUNG

Die nachstehende Abbildung zeigt die Steuersequenz für eine automatische Wiedereinschaltung mit einem Versuch, bei der die Störung nicht durch den ersten AWE-Zyklus beseitigt wird. Die Sequenz beginnt in ähnlicher Weise wie bei einer vorübergehenden Störung, aber in diesem Fall ist die Störung nicht vorübergehend (sie kann permanent sein oder sich zu einer Störung entwickeln, von der mehrere Phasen betroffen sind). Dieser Fall zeigt das Einsetzen einer entstehenden Störung, bevor die Sperrzeit abgelaufen ist. Wenn die Wiedereinschaltvorrichtung erkennt, dass der Schutz ausgelöst hat, wird der Zyklus beendet. Die Wiedereinschaltvorrichtung wechselt in den Sperrzustand und das Signal „AWE läuft“ wird zurückgesetzt.

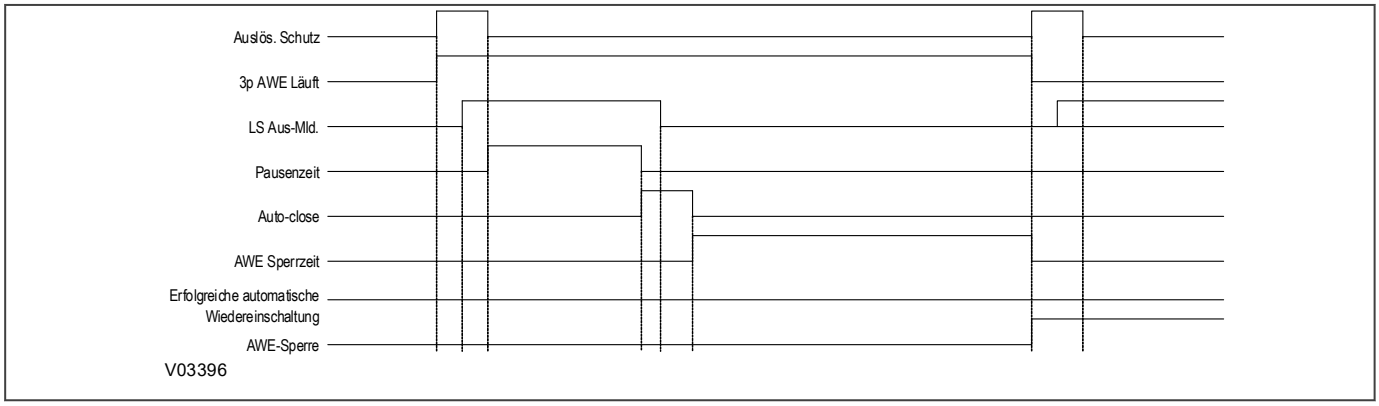


Abbildung 184: AWE-Sequenz bei einer entstehenden oder permanenten Störung

11.3.4.4 AWE-STEUERSEQUENZ – ENTSTEHENDE/TEILWEISE PERMANENTE STÖRUNG – DUAL-LS

Die nachstehende Abbildung zeigt die Steuersequenz für eine automatische Wiedereinschaltung mit einem Versuch, bei welcher die Störung nicht durch den ersten AWE-Zyklus beseitigt wird. Die Sequenz beginnt in ähnlicher Weise wie bei einer vorübergehenden Störung, aber in diesem Fall ist die Störung nicht vorübergehend (sie kann permanent sein oder sich zu einer Störung entwickeln, von der mehrere Phasen betroffen sind). Dieser Fall zeigt das Einsetzen einer entstehenden Störung, bevor die Sperrzeit abgelaufen ist. Wenn die Wiedereinschaltvorrichtung erkennt, dass der Schutz ausgelöst hat, wird der Zyklus beendet. Die Wiedereinschaltvorrichtung wechselt in den Sperrzustand und die „AWE läuft“-Signale werden zurückgesetzt.

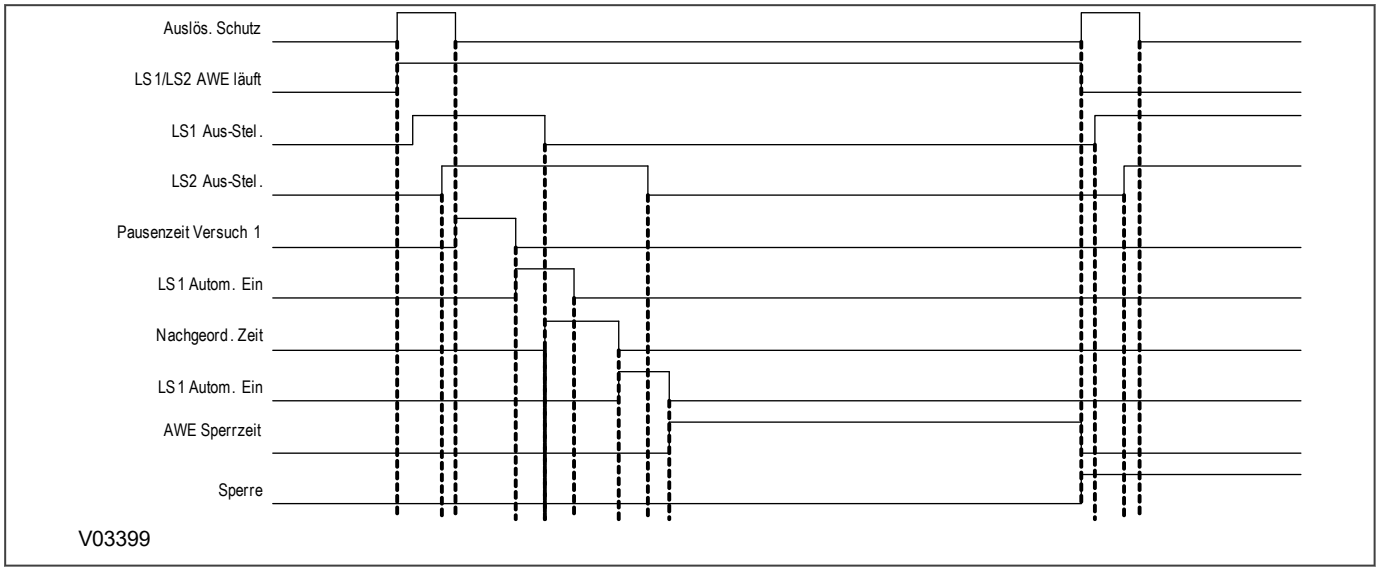


Abbildung 185: AWE-Sequenz bei einer entstehenden oder permanenten Störung in einer Anwendung mit zwei LS

11.3.4.5 AWE-STEUERSEQUENZ – ENTSTEHENDE/TEILWEISE PERMANENTE STÖRUNG – EINPHASIG

Wenn die Wiedereinschaltvorrichtung auf einphasiges“ Ansprechen eingestellt ist, ist einphasiges Ansprechen nur beim ersten Versuch erlaubt. Nachfolgende Auslösungen sind nur dann dreiphasig, wenn die automatische Wiedereinschaltung erfolgreich war oder gesperrt wurde (siehe nachstehende Abbildung).

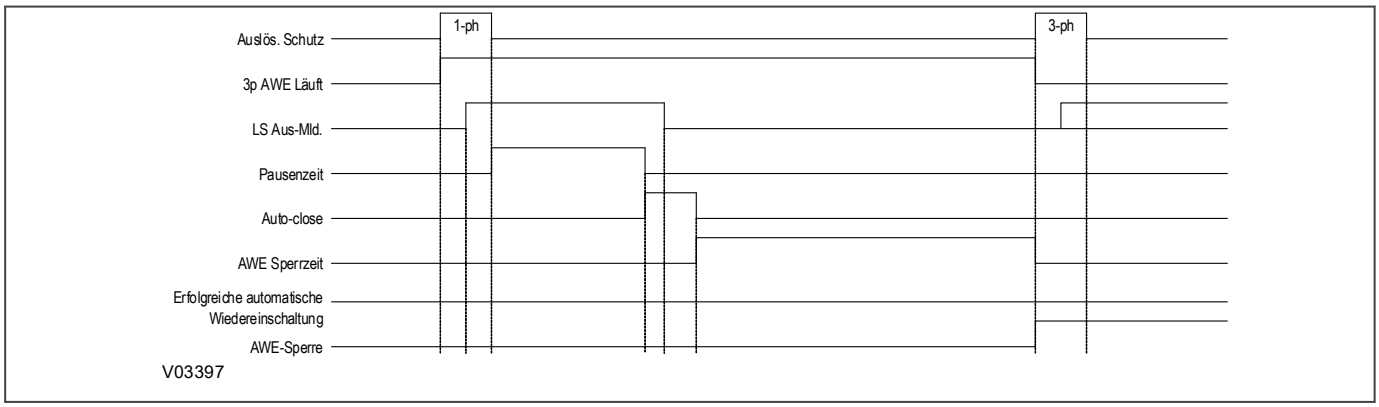


Abbildung 186: AWE-Sequenz bei einer entstehenden oder permanenten Störung – einphasiges Ansprechen

11.3.4.6 AWE-STEUERSEQUENZ – ANHALTENDE STÖRUNG

Die nachstehende Abbildung zeigt den Start der Steuersequenz für eine automatische Wiedereinschaltung mit mehreren Versuchen, bei welcher der Einphasenfehler nicht durch den ersten AWE-Zyklus beseitigt wird. Die Sequenz beginnt in ähnlicher Weise wie bei einer vorübergehenden Störung, aber in diesem Fall ist die Störung nicht vorübergehend (sie kann permanent sein oder sich zu einer Störung entwickeln, von der mehrere Phasen betroffen sind). Dieser Fall zeigt das Einsetzen einer zweiten Störung, bevor die Sperrzeit abgelaufen ist. Hier fällt Folgendes auf: Nach der ersten Auslösung zwingt die Wiedereinschaltvorrichtung die zwei Leistungsschalter zu dreipoligem Betrieb, und im Vergleich zum Dreiphasenzyklus werden für den Einphasenzyklus verschiedene Pausenzeitstufen verwendet.

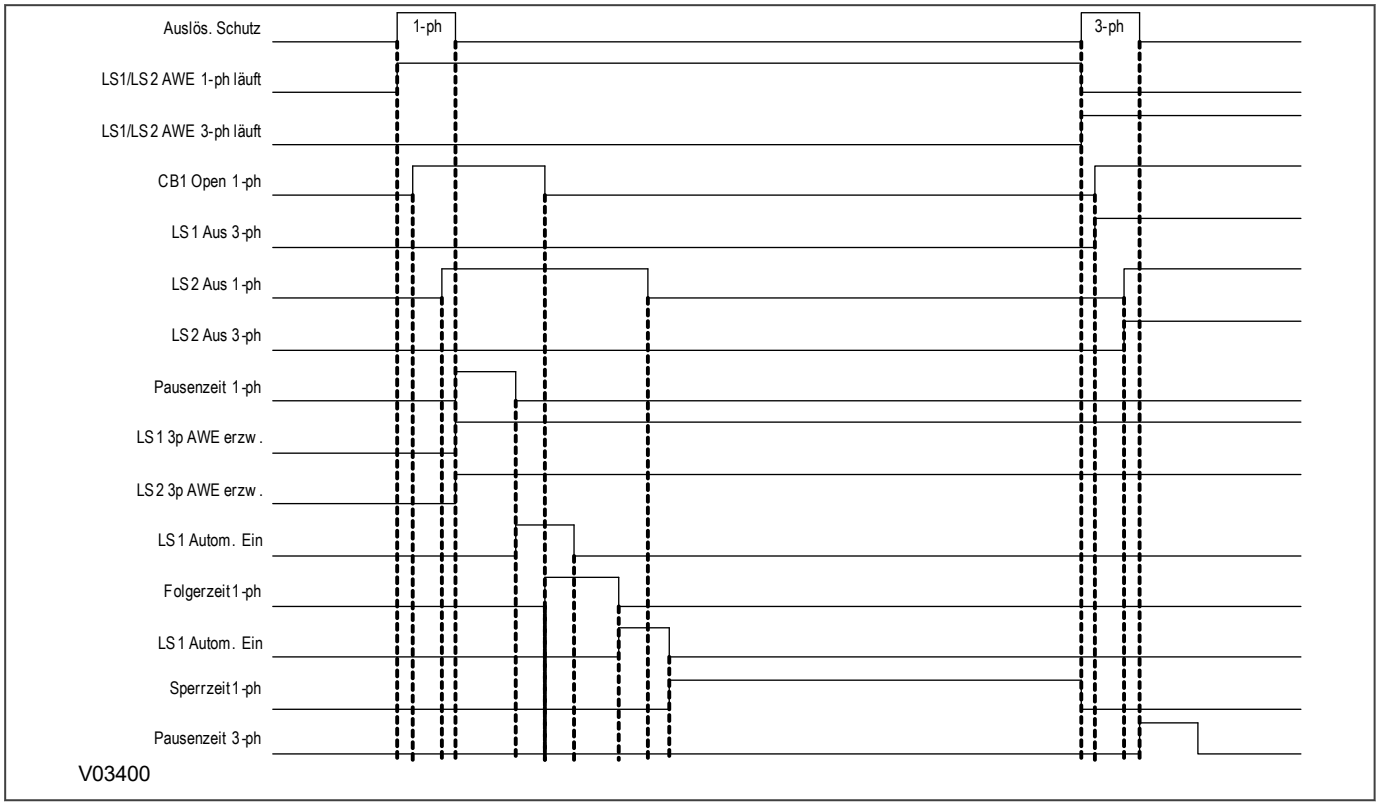


Abbildung 187: AWE-Sequenz bei einer anhaltenden Störung in einer Anwendung, die für mehrere Versuche, zwei LS und einphasiges Ansprechen ausgelegt ist

Hinweis:
Bei einer dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung kann – nur beim ersten Versuch – mithilfe einer Einstellung eine automatische Wiedereinschaltung durchgeführt werden, ohne zu prüfen, ob die Spannungen synchron sind. Diese Einstellung, „VLS1SP 1.Versuch“ bzw. „VLS2SP 1.Versuch“ kann aktiviert werden, um Synchronkontrollen bei Versuch 1 für LS1 oder LS2 durchzuführen, oder deaktiviert werden, um keine Kontrollen durchzuführen.

11.4 LOGIKMODULE (EINZELNER LS)

Dieser Abschnitt enthält eine Reihe von Logikschaltbildern für Einzel-LS-Modelle zur Erläuterung der AWE-Funktion. Bei den meisten der Logikschaltbilder handelt es sich um logische Module, aus denen das AWE-Gesamtsystem besteht. Manche der gezeigten Schaltbilder stehen nicht in direkter Beziehung zur automatischen Wiedereinschaltung, jedoch werden auf ihnen Eingänge und Geräteausgänge dargestellt, die vom AWE-System verwendet werden. Die in diesem Abschnitt enthalten Schaltbilder werden der Vollständigkeit halber gezeigt.

„Mod“-Nummern bezeichnen die betreffenden Modulnummern der festen Logik (wie in der Beschreibung der Abbildung erwähnt).

Rot dargestellte „Mod“-Nummern bezeichnen Modulnummern, die nur auf die Dual-Leistungsschalter-Logik bezogen sind.

11.4.1 ÜBERWACHUNG DES LS-STATUS

Die Logik der LS-Statusüberwachung, die ein Teil der Überwachungs- und Steuerfunktion ist, wird in diesem Kapitel eingehend beschrieben. Das Logikschaltbild wird in diesem Abschnitt erneut gezeigt, weil einige der Ausgänge dieses Logikmoduls als Eingänge für manche AWE-Logikmodule verwendet werden.

11.4.1.1 SCHALTBILD DER LS-ZUSTANDSÜBERWACHUNGSLOGIK

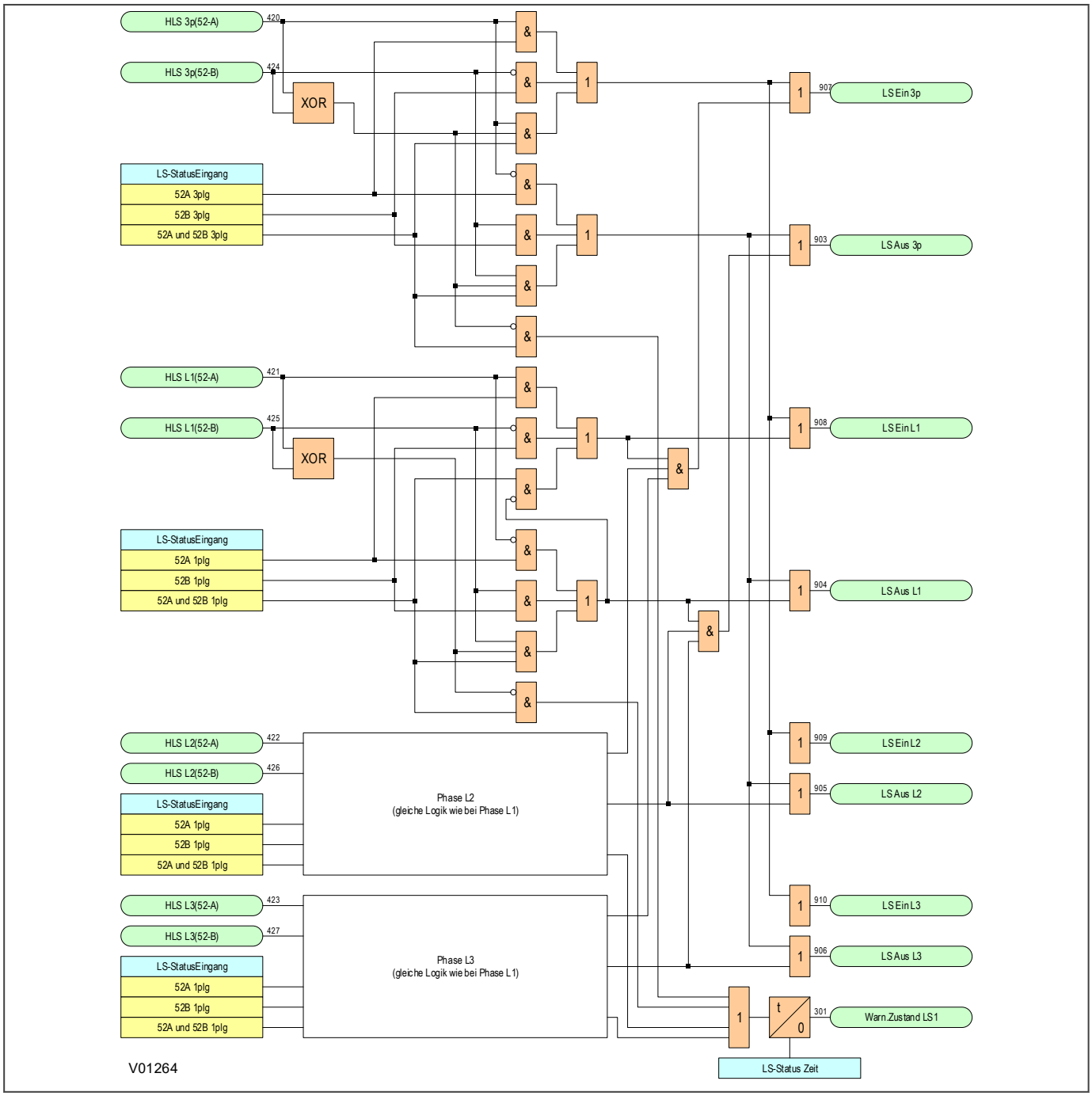


Abbildung 188: Schaltbild der LS-Zustandsüberwachungslogik (Modul 1)

11.4.2 LOGIK FÜR LEISTUNGSSCHALTER IM OFFENEN ZUSTAND

Das „Logikmodul für Leistungsschalter im offenen Zustand“ produziert interne Signale, die den Status „offen“ von einer oder mehreren Phasen anzeigen. Diese Signale werden von einigen der AWE-Logikmodule verwendet.

11.4.2.1 LEISTUNGSSCHALTER IM OFFENEN ZUSTAND – LOGIKSCHALTBILD

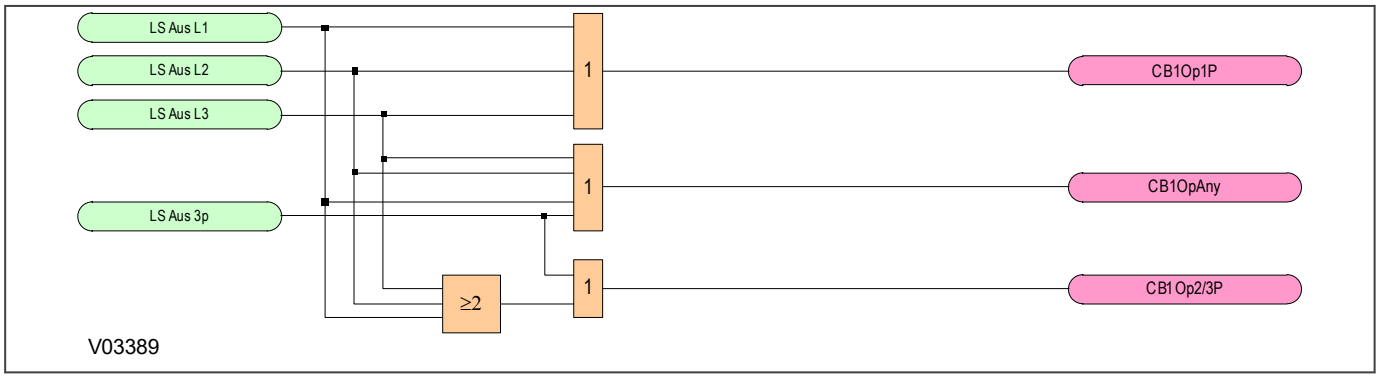


Abbildung 189: Leistungsschalter im offenen Zustand – Logikschaltbild (Modul 3)

11.4.3 LOGIK FÜR LEISTUNGSSCHALTER, DIE IN BETRIEB SIND

Wenn eine automatische Wiedereinschaltung eingeleitet wird, muss ein Leistungsschalter in Betrieb sein, damit die automatische Wiedereinschaltung fortgesetzt werden kann. Ein Leistungsschalter wird als in Betrieb betrachtet, wenn er für eine Dauer geschlossen war, die länger als die in der Einstellung „LS iB-Zt“ festgelegte Dauer ist.

Für Anwendungen mit schnellen LS-Hilfsschaltern steht die Zeitverzögerungseinstellung „CB IS Memory Time“ zur Verfügung. Diese wird verwendet, um einen störungsfreien Betrieb sicherzustellen, wenn eine Verzögerung zwischen der Auslösung des Leistungsschalters und der Erkennung durch den Schutz erwartet wird.

Wenn ein AWE-Zyklus beginnt, bleibt das „in Betrieb“-Signal für einen Leistungsschalter gesetzt, bis der AWE-Zyklus abgeschlossen ist.

Das „Leistungsschalter in Betrieb“-Signal wird zurückgesetzt, wenn der Leistungsschalter öffnet oder wenn das entsprechende „AWE läuft“-Signal zurückgesetzt wird.

11.4.3.1 IN BETRIEB STEHENDER LEISTUNGSSCHALTER – LOGIKSCHALTBILD

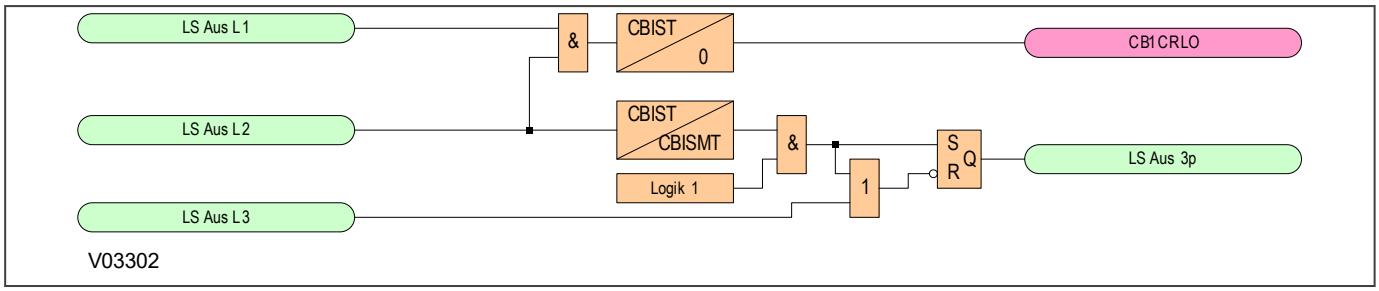


Abbildung 190: In Betrieb stehende Leistungsschalter – Logikschaltbild (Modul 4)

11.4.3.2 AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG OK – LOGIKSCHALTBILD

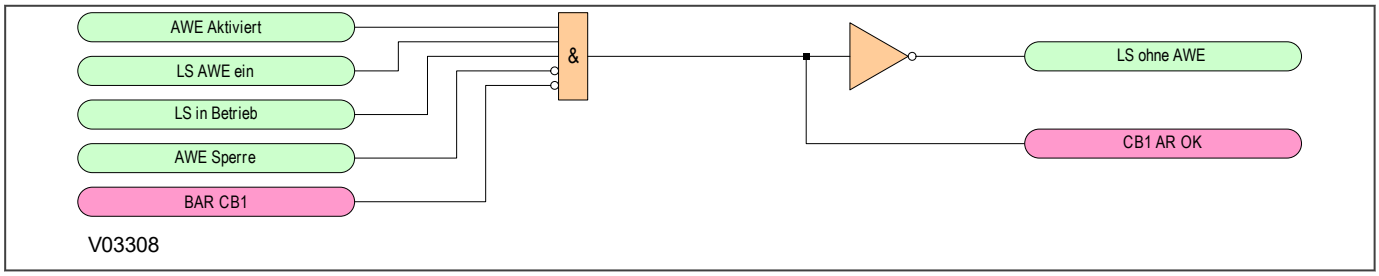


Abbildung 191: Automatische Wiedereinschaltung OK – Logikschaltbild (Modul 8)

11.4.4 AKTIVIERUNG DER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG

Die AWE-Funktion muss zunächst in der Spalte *KONFIGURATION* aktiviert werden, bevor sie in Betrieb genommen werden kann. Die Inbetriebsetzung kann durch Folgendes vorgenommen werden:

- Unter Verwendung eines Opto-Eingangs, der dem DDB-Signal „***AWE einschalten***“ zugeordnet ist
- Setzen des DDB-Signals ***AWE Ein Puls*** (verwenden Sie ***AWE Aus Puls***, um die Funktion außer Betrieb zu nehmen)
- Programmieren einer Funktionstaste am Bedienfeld.
- Wenn anwendbar, mithilfe der IEC 60870-5-103-Kommunikation

Zudem ist ein weiteres Validierungssignal erforderlich, damit die automatische Wiedereinschaltung eingeschaltet werden kann. Dies ist das DDB-Signal ***LS AWE ein***. Sobald die AWE in Betrieb genommen ist, wird das DDB-Signal ***AWE Aktiviert*** aktiviert, und das Feld ***AWE Status*** in der Spalte *LS STEUERUNG* wird entsprechend gesetzt.

11.4.4.1 AKTIVIERUNG DER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

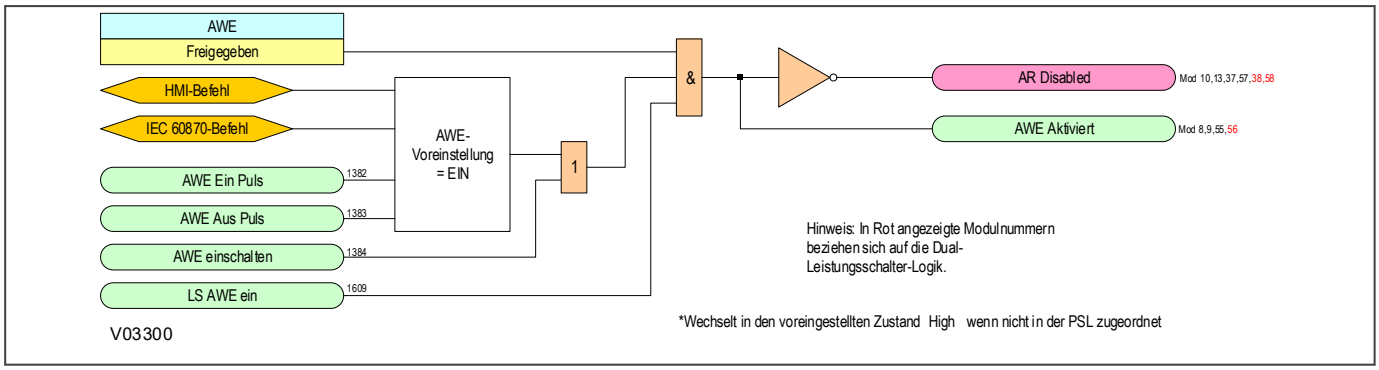


Abbildung 192: Aktivierung der automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Modul 5)

11.4.5 AWE-MODI

Das Gerät kann eine einphasige und/oder dreiphasige automatische Wiedereinschaltung durchführen. Der AWE-Modus wird mit der Einstellung ***AWE Modus*** in der Spalte *AWE* konfiguriert. Sie können wählen aus:

- Einphasig (`1P AWE`)
- Dreiphasig (`3P AWE`)
- Einphasig und Dreiphasig (`1/3P AWE`)
- Gesteuert durch Befehle von DDB-Signalen, die optoisolierten Eingängen in der PSL (`AWE Bin.Eing.`) zugeordnet werden müssen.

Einphasige automatische Wiedereinschaltung ist nur beim ersten Versuch eines AWE-Zyklus zulässig. In einem AWE-Zyklus mit mehreren Versuchen ist die zweite Auslösung dreiphasig, nachfolgende Auslösungen sind ebenfalls dreiphasig.

Bei mehrphasigen Fehlern können Sie die Einstellung ***Mehrphasen AWE*** in der Spalte *AWE* verwenden, um folgende Optionen zu konfigurieren:

- AWE für alle Fehlerarten zulassen (`AWE zulassen`)
- AWE bei zwei- und dreiphasigen Fehlern blockieren (`Block. AWE 2p&3p`)
- AWE bei dreiphasigen Fehlern blockieren (`Block. AWE 3p`)

11.4.5.1 EIN- UND DREIPHASIGE AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG

Nur einphasige automatische Wiedereinschaltung

Wenn die einphasige automatische Wiedereinschaltung aktiviert ist, erlaubt die Logik nur einen einzigen Versuch der automatischen Wiedereinschaltung. Bei einem einphasigen Fehler beginnt die Einphasen-Pausenzeitstufe ***1p AWE Paus-Zt.*** zu laufen, und das DDB-Signal ***1p AWE läuft*** wird aktiviert, was bedeutet, dass die einphasige automatische Wiedereinschaltung in Ausführung ist. In solch einem Fall löst die Logik bei einem Mehrphasenfehler eine Dreiphasen-Auslösung aus und kehrt dann in den Sperrzustand zurück.

Nur dreiphasige automatische Wiedereinschaltung

Während der dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung werden bei einem Fehler die Dreiphasen-Pausenzeitstufen ***3pAWE PZt1.Vers.***, ***3pAWE PZt2.Vers.***, ***3pAWE PZt3.Vers.*** und ***3pAWE PZt4.Vers.*** gestartet, und das DDB-Signal ***3p AWE läuft*** wird aktiviert, was bedeutet, dass die dreiphasige automatische Wiedereinschaltung in Ausführung ist.

Wenn nur die dreiphasige automatische Wiedereinschaltung aktiviert ist, erzwingt die Logik eine Dreiphasen-Auslösung, indem das DDB-Signal ***AWE 3p erzwingen*** für Einphasenfehler gesetzt wird.

Ein- und dreiphasige automatische Wiedereinschaltung

Wenn die einphasige und die dreiphasige automatische Wiedereinschaltung aktiviert sind und der erste Fehler ein Einphasenfehler ist, wird die einphasige Pausenzeit ***1p AWE Paus-Zt.*** gestartet und das Signal „Einphasige AWE läuft“ wird aktiviert. Wenn der erste Fehler ein Mehrphasenfehler ist, wird die Dreiphasen-Pausenzeitstufe ***3pAWE PZt1.Vers.*** gestartet, und das Signal „Dreiphasige AWE läuft“ wird aktiviert. Wenn per Einstellung mehrere Wiedereinschaltungen zugelassen sind (***AWE Versuche*** >1), werden bei nachfolgenden Fehlern dreiphasige Auslösungen veranlasst, indem das Signal für das Erzwingen einer dreipoligen Auslösung gesetzt wird. Die dreiphasigen Pausenzeiten ***3pAWE PZt2.Vers.***, ***3pAWE PZt3.Vers.*** und ***3pAWE PZt4.Vers.*** (Pausenzeiten 2, 3, 4) werden für die zweite, dritte und vierte Auslösung (Versuche) gestartet. Das DDB-Signal ***3p AWE läuft*** wird aktiviert. Wenn sich ein Einphasenfehler während der einphasigen Pausenzeit (***1p AWE Paus-Zt.***) zu einem Mehrphasenfehler entwickelt, wird die einphasige automatische Wiedereinschaltung gestoppt. Das Signal „Einphasige AWE läuft“ wird zurückgesetzt, das Signal „Dreiphasige AWE läuft“ wird gesetzt, und die dreiphasige Pausenzeitstufe ***3pAWE PZt1.Vers.*** wird gestartet.

11.4.5.2 AKTIVIERUNG DER AWE-MODI – LOGIKSCHALTBILD

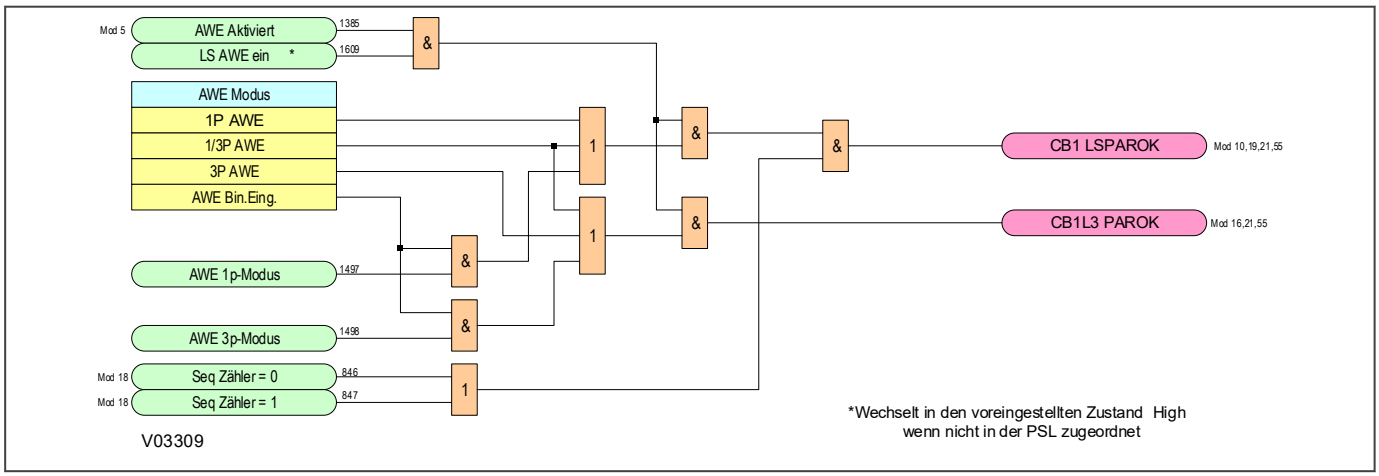


Abbildung 193: Aktivierung der AWE-Modi – Logikschaltbild (Modul 9)

11.4.6 LOGIK FÜR DIE ERZWINGUNG EINER DREIPHASIGEN AUSLÖSUNG WÄHREND EINES AWE-ZYKLUS

Nach einer einphasigen Auslösung während des laufenden AWE-Zyklus und nach Rücksetzung der Schutzelemente werden die Auslösungsschalter auf dreiphasig umgeschaltet.

Schutzvorgänge, die bei nachfolgenden Fehlern stattfinden, während der AWE-Zyklus weiterhin läuft, werden dreiphasig ausgelöst.

11.4.6.1 ERZWINGEN EINER DREIPHASIGEN AUSLÖSUNG WÄHREND EINES AWE-ZYKLUS – LOGIKSCHALTBILD

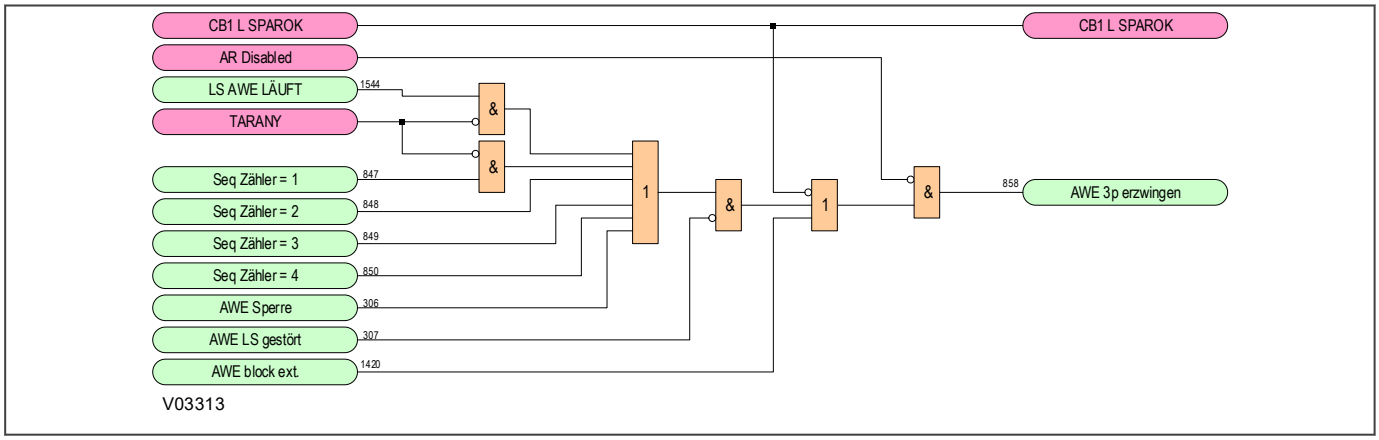


Abbildung 194: Erzwingen einer dreiphasigen Auslösung – Logikschaltbild (Modul 10)

Bei Erzwingen einer dreiphasigen Auslösung wird das DDB-Signal ***AWE 3p erzwingen*** aktiviert.

11.4.7 LOGIK FÜR DEN ANSTOSS EINER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG

Eine automatische Wiedereinschaltung wird nur dann gestartet, wenn die automatische Wiedereinschaltung für den Leistungsschalter aktiviert und der Leistungsschalter in Betrieb ist. Wenn ein AWE-Zyklus gestartet wird, wird Automatische Wiedereinschaltung läuft (AWE läuft) angezeigt. Die Anzeige bleibt bis zum Ende des Zyklus bestehen. Mit dem Erfolg der automatischen Wiedereinschaltung oder einer Sperre ist der Zyklus beendet.

AWE-Zyklen können durch Folgendes angestoßen werden:

- Schutzfunktionen des Geräts
- eine „Auslösung Testen”-Funktion
- Externe Schutzgeräte
- Kombinationen von Folgefehlern

Interne Schutzfunktionen

Viele der Schutzfunktionen des Geräts können so programmiert werden, dass sie die automatische Wiedereinschaltung starten oder blockieren. Die zugehörigen Einstellungen befinden sich in der Spalte AWE. Die verfügbaren Optionen sind `Keine Aktion`, `AWE einleiten` oder `Blockade AWE`. Bei Einstellung von `Blockade AWE` wird durch Auslösen der Schutzfunktion die automatischen Wiedereinschaltung blockiert und eine Sperre erzwungen.

Funktion „Aulösung Testen“

Das Befehlsfeld ***AWE Testen*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* kann zur Einleitung eines AWE-Zyklus verwendet werden. Jede Option bietet einen 100-ms-Impulsausgang. Mit der Option „Kein Betrieb“ kann das Befehlsfeld verlassen werden, ohne einen Test einzuleiten.

Externe Schutzgeräte

Die Schutzauslösung von einem anderen Gerät kann verwendet werden, um eine automatische Wiedereinschaltung per PSL anzustoßen. Diese externen Auslöseeingangssignale sind standardmäßig zugeordnet, um eine automatische Wiedereinschaltung anzustoßen. Diese Eingänge sind nicht den Auslöseausgängen zugeordnet. Mit entsprechender Zuordnung in der PSL kann das externe Gerät dieses Gerät zur Auslösung von daran angeschlossenen Leistungsschaltern verwenden.

Kombinationen von Folgefehlern

Die automatische Wiedereinschaltung wird normalerweise durch eine einzelne Bedingung (wie einen einpoligen Fehler) angestoßen. Wenn sich die Systembedingungen jedoch so entwickeln, dass andere Bedingungen auftreten, die eine automatische Wiedereinschaltung anstoßen könnten, muss sich die Dynamik der AWE-Logik anpassen. Wenn sich zum Beispiel ein einpoliger zu einem mehrpoligen Fehler entwickelt, muss sich folglich die automatische Wiedereinschaltung entsprechend anpassen. Zu diesem Zweck werden Meldungen erzeugt, die Zustände, wie sich entwickelnde Fehler, Wiederauslösung des Schutzes, Kombinationen des Anstoßes durch interne Schutzfunktionen, externe Schutzfunktionen oder Testfunktionen, die die Ablaufsteuerung der AWE steuern, anzeigen.

Aufzeichnungen der Anstoß-Bedingungen werden gespeichert und zur Ablaufsteuerung verwendet. Ein Anstoß kann von einer im Gerät integrierten Schutzfunktion, von einem externen Schutz und internen Quellen, wie der AWE-Testfunktion erfolgen. Der Anstoß kann durch die Phasen, die zum Anstoß geführt haben, weiter qualifiziert werden. Diese Bedingungen werden in Signalen, die ein „MEM“-Speicher oder „AWE“ im Signalnamen führen, gespeichert.

11.4.7.1 EINLEITUNG EINER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

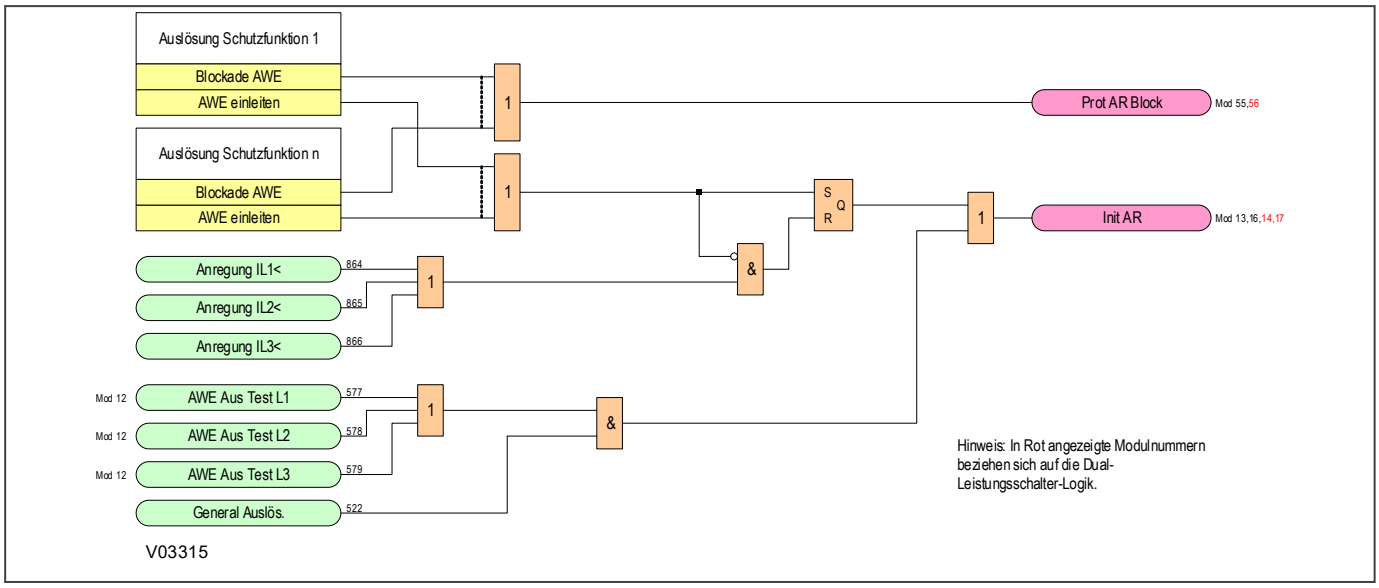


Abbildung 195: Einleitung einer automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Modul 11)

11.4.7.2 PRÜFUNG DER AUSLÖSUNG DER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

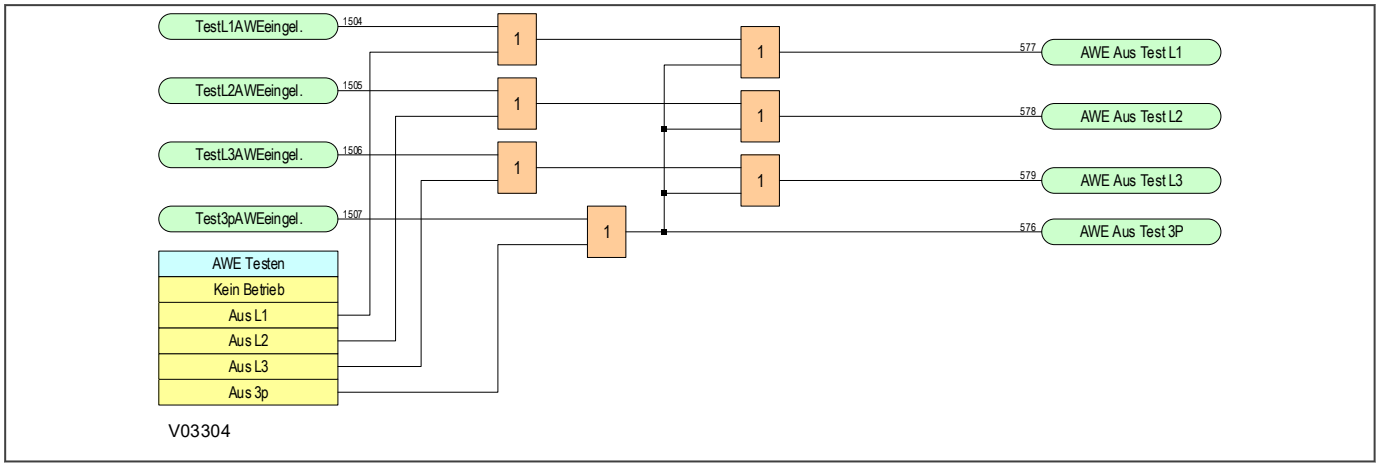


Abbildung 196: Prüfung der Auslösung der automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Modul 12)

11.4.7.3 EINLEITUNG EINER EXTERNEN AUSLÖSUNG DER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

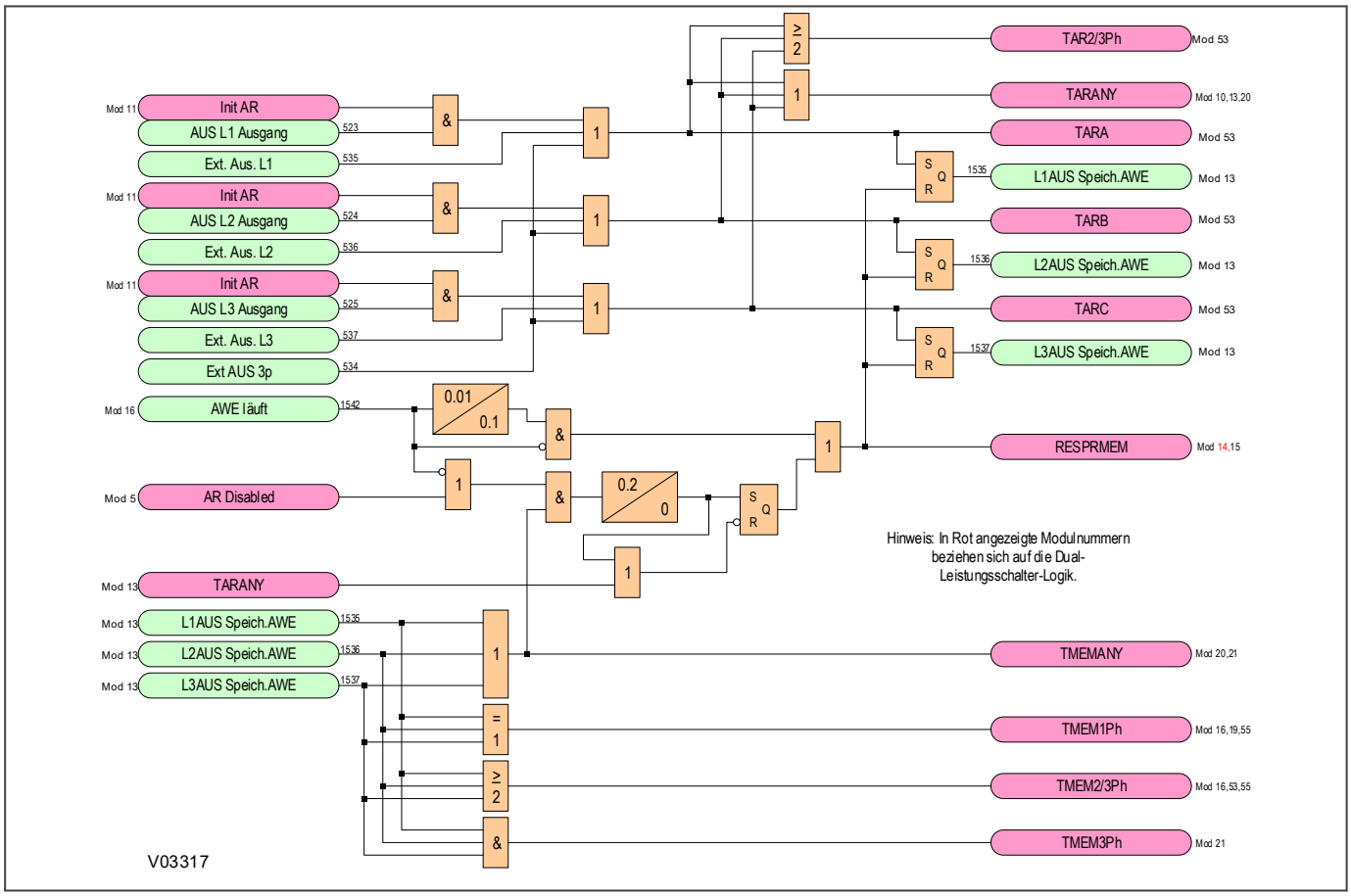


Abbildung 197: Einleitung der automatischen Wiedereinschaltung durch externe Auslösung oder entstehende Zustände (Modul 13)

Hinweis:
Diese Signale müssen wie im standardmäßigen PSL-Schema gezeigt zugeordnet sein.

11.4.7.4 ERNEUTE SCHUTZAUSLÖSUNG UND ENTSTEHENDE FEHLER – LOGIKSCHALTBILD

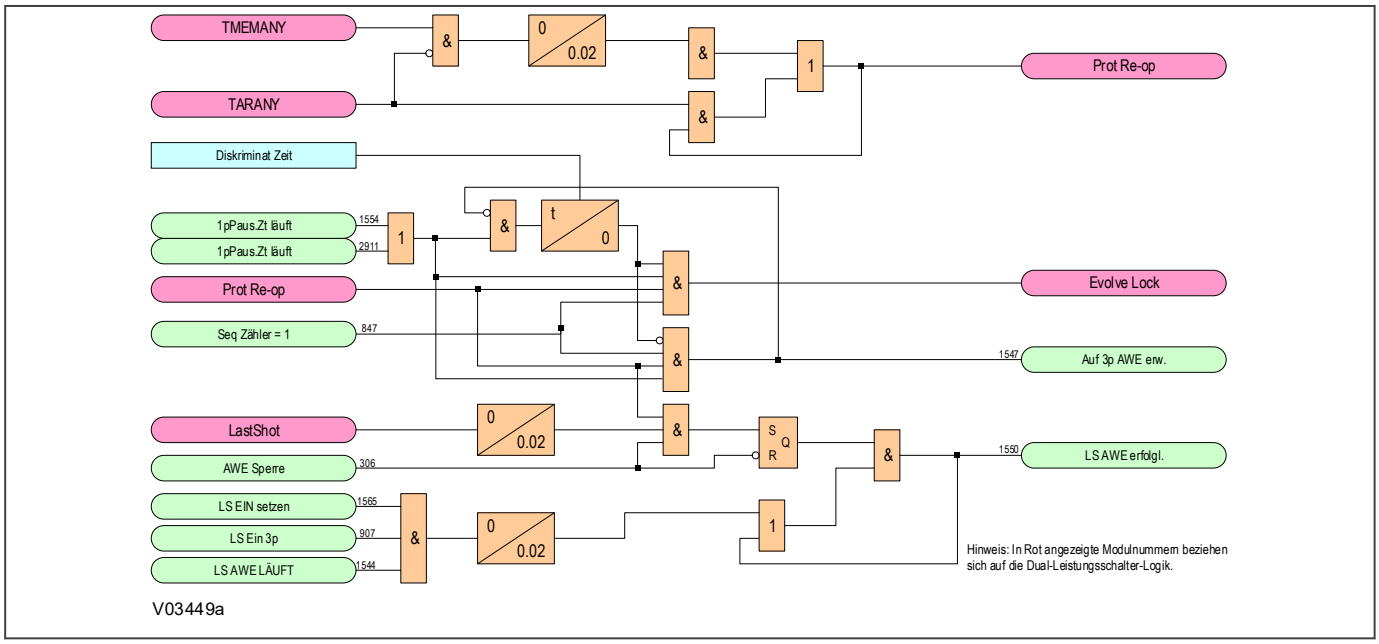


Abbildung 198: Erneute Schutzauslösung und entstehende Fehler – Logikschaltbild (Modul 20)

11.4.7.5 FEHLERSPEICHER-LOGIKSCHALTBILD

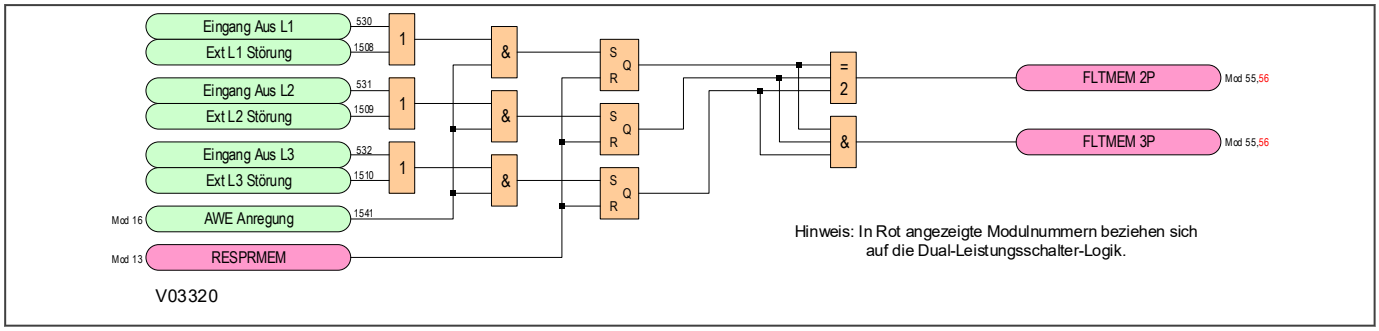


Abbildung 199: Fehlerspeicher-Logikschaltbild (Modul 15)

11.4.8 AWE LÄUFT

Das Modul „3p AWE Läuft“ produziert verschiedene Signale, um andere Module und Funktionen zu informieren, dass eine automatische Wiedereinschaltung im Gange ist.

11.4.8.1 LAUFENDE AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

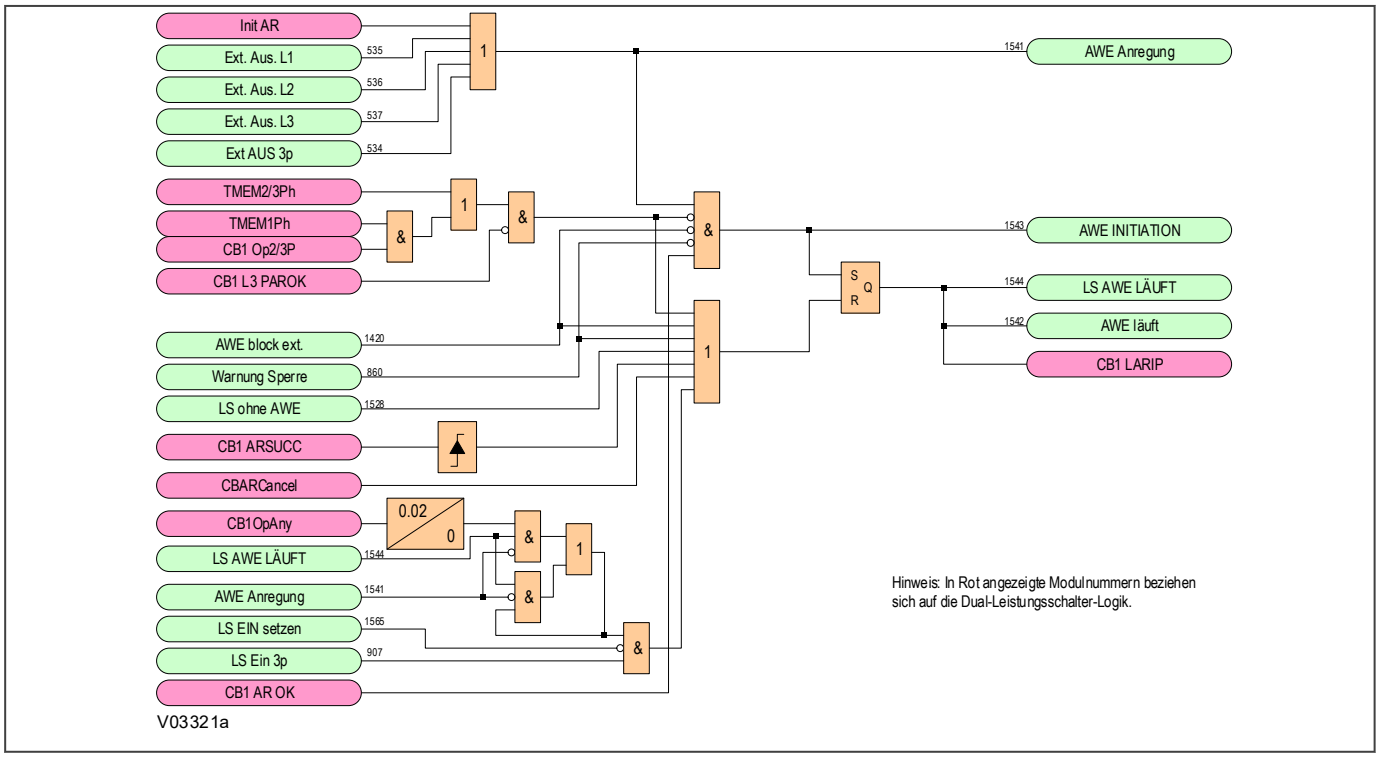


Abbildung 200: Laufende automatische Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Modul 16)

11.4.9 SEQUENZZÄHLER

Die AWE-Logik enthält einen Zähler zum Zählen der AWE-Versuche. Dieser wird als Sequenzzähler bezeichnet. Der Sequenzzähler hat den Wert null, wenn keine automatische Wiedereinschaltung läuft. Nach einer Auslösung und der nachfolgenden Einleitung einer automatischen Wiedereinschaltung wird der Sequenzzähler inkrementiert. Der Zähler liefert Ausgangssignale, die anzeigen, wie viele Einleitungsereignisse in einem AWE-Zyklus stattgefunden haben. Diese Signale dienen der Information des Benutzers und werden in der Logik verwendet, um die entsprechenden Pausenzeiten auszuwählen oder bei einer anhaltenden Störung eine Sperre zu erzwingen.

Es ist möglich, den ersten AWE-Versuch zu überspringen, indem die Einstellung ***AWE Wegl.Vrsch 1*** aktiviert wird. Wenn dies getan ist, überspringt der Sequenzzähler den ersten AWE-Versuch (Versuch 1) und geht unmittelbar nach Einleitung der automatischen Wiedereinschaltung zum zweiten Versuch (Versuch 2) über. Jedes Mal, wenn der Schutz auslöst, wird der Sequenzzähler um 1 inkrementiert. Die AWE-Logik vergleicht den Sequenzzählerwert mit der Anzahl der Einstellung ***AWE Versuche***. Wenn der Zählerwert diese Einstellung überschreitet, wird die automatische Wiedereinschaltung gesperrt. Wenn die automatische Wiedereinschaltung erfolgreich ist, wird der Sequenzzähler auf null zurückgesetzt.

11.4.9.1 AWE-SEQUENZZÄHLER – LOGIKSCHALTBILD

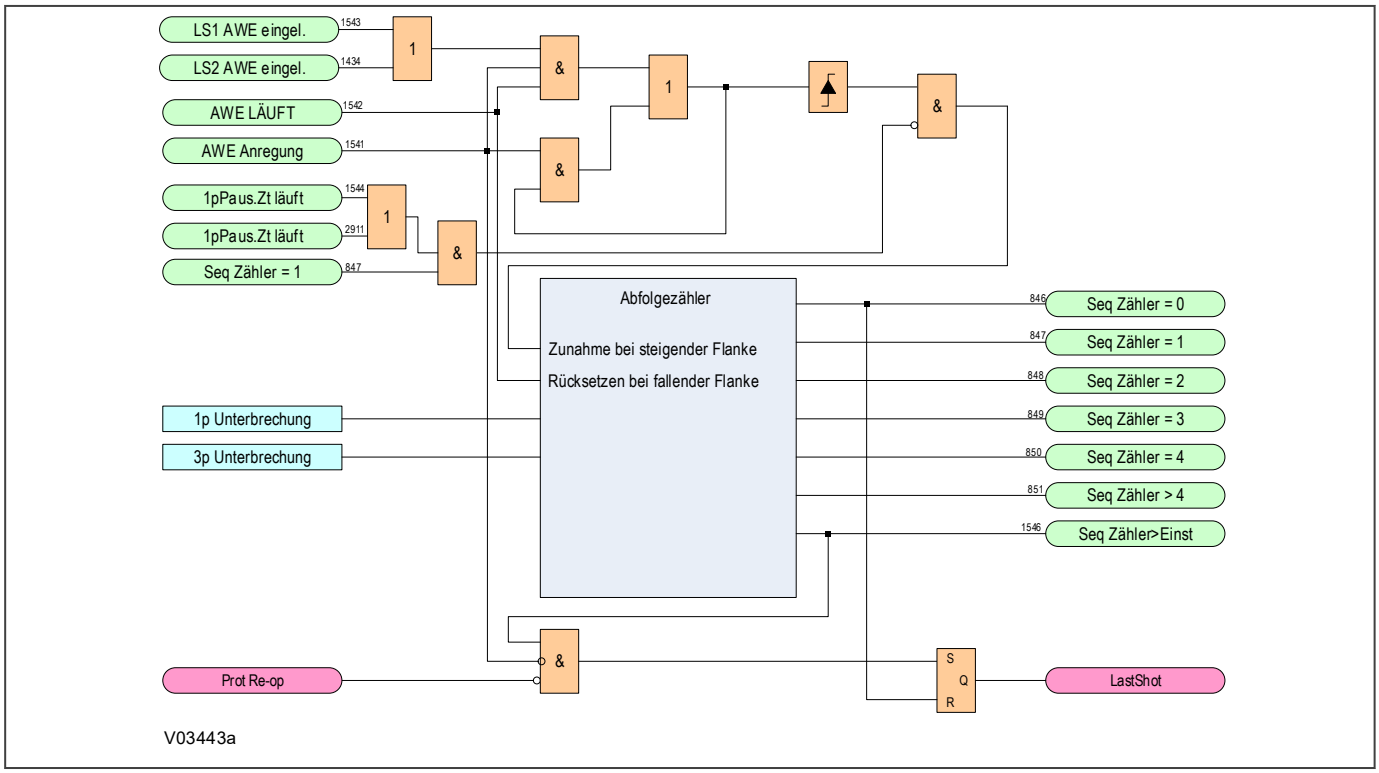


Abbildung 201: AWE-Sequenzzähler – Logikschaltbild (Modul 18)

11.4.10 AUSWAHL DES AWE-ZYKLUS

Die Logik für die Auswahl des AWE-Zyklus entscheidet, ob die automatische Wiedereinschaltung ein- oder dreiphasig beginnt.

11.4.10.1 AUSWAHL EINES EINPHASIGEN AWE-ZYKLUS – LOGIKSCHALTBILD

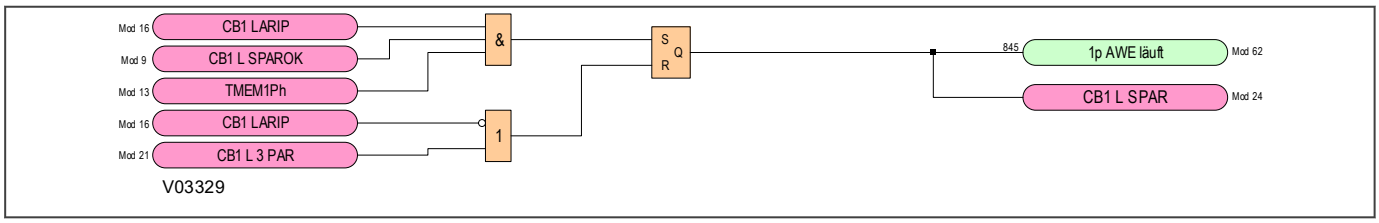


Abbildung 202: Auswahl eines einphasigen AWE-Zyklus – Logikschaltbild (Modul 19)

11.4.10.2 AUSWAHL EINES DREIPHASIGEN AWE-ZYKLUS

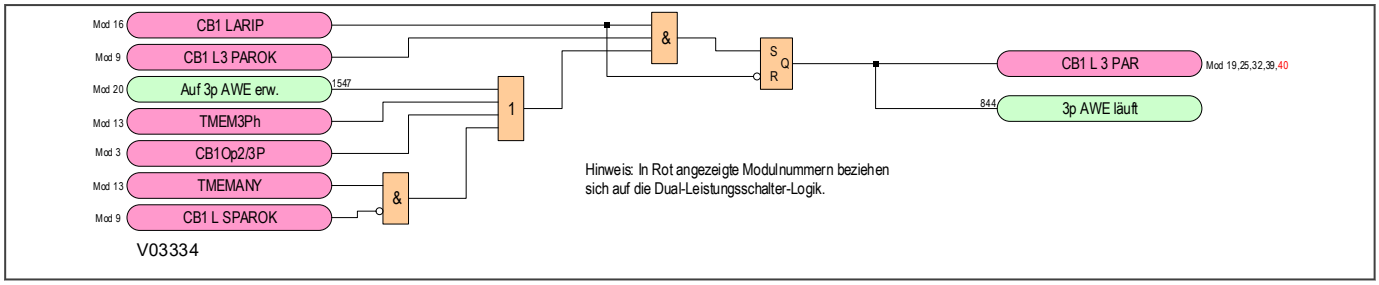


Abbildung 203: Auswahl eines dreiphasigen AWE-Zyklus – Logikschaltbild (Modul 21)

11.4.11 PAUSENZEITSTEUERUNG

Sobald ein AWE-Zyklus begonnen hat, werden die Bedingungen für die Aktivierung der Pausenzeit durch die Menüeinstellungen, den Zustand des Leistungsschalters, den Schutzzustand, die Art des AWE-Zyklus (ein- oder dreiphasig) und die optoisolierten Eingänge von externen Quellen bestimmt.

Drei Einstellungen tragen zur Steuerung des Beginns der Pausenzeit bei:

- ***Schutz Anr.PZt.***
- ***3pPZtAnr.Lstrls***
- ***LS Ein Start PZt***

Die Einstellung ***Schutz Anr.PZt.*** bestimmt, wie der Schutzvorgang eine Pausenzeit einleitet. Die Einstellung ist immer sichtbar und hat drei Optionen: `Schutz-Rückset.`, `Schutz angespr.` (Schutzauslösung) und `ausgeschaltet`. Die letztere Option sollte aktiviert werden, wenn Sie nicht wollen, dass der Schutzvorgang eine Pausenzeit auslöst. Mithilfe dieser Optionen werden die Grundbedingungen für den Beginn der Pausenzeit festgelegt.

Wenn per Auswahl bestimmt wird, dass durch einen Schutzvorgang eine Pausenzeit ausgelöst wird, kann dies von einer Prüfung der Leitung auf Stromlosigkeit abhängig gemacht werden.

Wenn per Auswahl bestimmt wird, dass durch einen Schutzrücksetzung eine Pausenzeit ausgelöst wird, kann dies von einer Prüfung abhängig gemacht werden, die bestätigt, dass der Leistungsschalter offen ist (***LS Ein Start PZt***), bevor die Pausenzeit beginnt. Bei Anwendungen mit dreiphasiger Auslösung steht eine weitere Option zur Verfügung, mit der geprüft werden kann, ob die Leitung stromlos ist (***3pPZtAnr.Lstrls***), bevor die Pausenzeit gestartet wird.

Wenn ***Schutz Anr.PZt.*** deaktiviert ist, muss der Leistungsschalter öffnen, damit die Pausenzeit beginnen kann. Bei Anwendungen mit dreiphasiger Auslösung steht eine Option zur Verfügung, mit der geprüft werden kann, ob die Leitung stromlos ist (***3pPZtAnr.Lstrls***), bevor die Pausenzeit gestartet wird. Um zu prüfen, ob die Leitung stromlos ist, setzen Sie ***3pPZtAnr.Lstrls*** auf `Freigegeben`. Um zu prüfen, ob der Leistungsschalter offen ist, setzen Sie ***LS Ein Anr.PZt.*** auf `Freigegeben`.

11.4.11.1 AKTIVIERUNG DES BEGINNS DER PAUSENZEIT – LOGIKSCHALTBILD

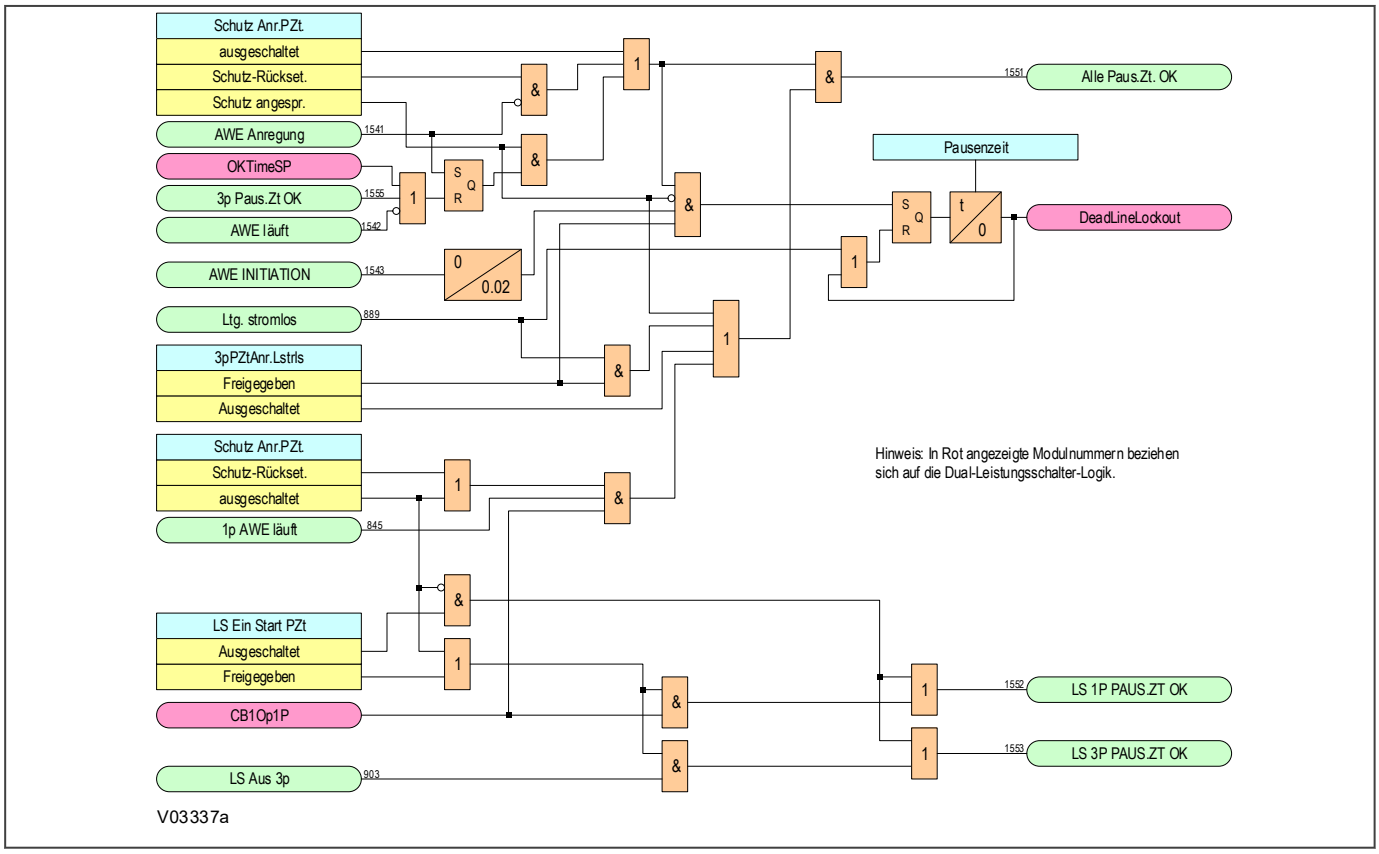


Abbildung 204: Aktivierung des Beginns der Pausenzeit – Logikschaltbild (Modul 22)

11.4.11.2 EINPHASIGE PAUSENZEIT UND LOGIK DER ADAPTIVEN AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG (AWE)

Die AWE-Schaltung ist adaptiv, wenn die Einstellung ***Adaptive SP WE*** auf `Freigegeben` gesetzt ist. Die adaptive automatische Wiedereinschaltung ist nur bei Anwendungen der einpoligen automatischen Wiedereinschaltung verfügbar. Bei aktivierter adaptiver automatischer Wiedereinschaltung ist ***1p AWE Paus-Zt.*** verborgen, und zwei neue Zeitgebereinstellungen sind sichtbar: ***SP Min Paus_zeit*** und ***SP Max Paus_zeit***. Diese zwei Zeitstufen sind die Grenzen der einpoligen Pausenzeit.

Der Ermittlungsalgorithmus Fehlertyp und Lichtbogenlöschung (FTAE) wird initiiert, wenn die Einstellung ***Adaptive SP WE*** auf `Freigegeben` gesetzt und das Signal ***OkTimeSP*** der Pausenzeit hoch ist, wie in Modul 24 gezeigt.

Die Signale für offenen Zustand des Leistungsschalters (***LS Aus L1***/***LS Aus L2***/***LS Aus L3***) werden verwendet, um die Trennung bei einem einphasigen Erdschluss zu bestimmen. Die Phasenspannungsinformationen werden an einen Puffer mit sechs Zyklen weitergegeben, und der Winkel δ und |Us| sowie Ableitungen werden an das ***FTAED***-Modul weitergegeben.

Die vom ***FTAED***-Modul kommenden Ausgangssignale sind die Signale ***P_Fault***, ***T_Fault*** sowie ***Arc complete*** (Lichtbogen vollständig), welche die Ermittlung eines dauerhaften Fehlers, die Ermittlung eines vorübergehenden Fehlers und die Lichtbogenlöschung anzeigen.

Das Signal ***T_Fault*** ist während eines vorübergehenden Fehlers hoch, und das Signal „Arc complete“ ist nur nach der kompletten Entionisierung des fehlerhaften Lichtbogens bei vorübergehenden Fehlern hoch. Während eines dauerhaften Fehlers ist das Ausgangssignal ***P_Fault*** des AWE-Moduls hoch und wird zum AWE-Sperrlogikschaltpaln (Modul 55) weitergeleitet, um weitere Vorgänge der automatischen Wiedereinschaltung bei Bedarf zu stoppen.

Die Signale ***CB1SPDTCOMP*** und ***CB1SPATCOMP*** in Modul 24 sind Eingänge für den Logikschaltplan für automatisches Schließen des Leistungsschalters (Modul 32). Das Signal ***CB1SPDTCOMP*** ist hoch, wenn die Einstellung ***Adaptive SP WE*** *0* ist und ***CB1SPATCOMP*** ist hoch, wenn die Einstellung ***Adaptive SP WE*** *1* ist.

11.4.11.3 EINPHASIGE PAUSENZEIT – LOGIKSCHALTBILD

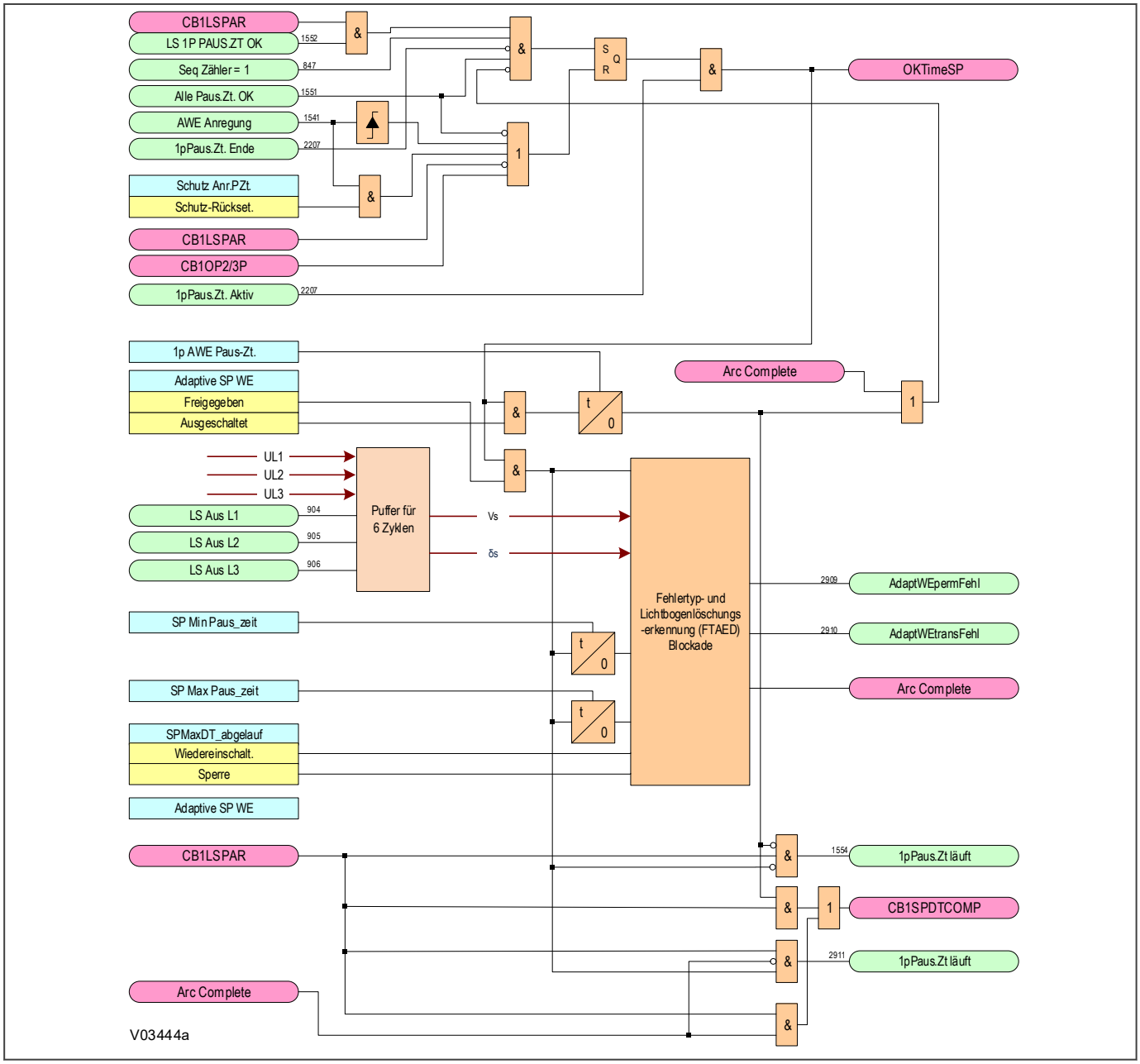


Abbildung 205: Einphasige Pausenzeit – Logikschaltbild (Modul 24)

11.4.11.4 DREIPHASIGE PAUSENZEIT – LOGIKSCHALTBILD

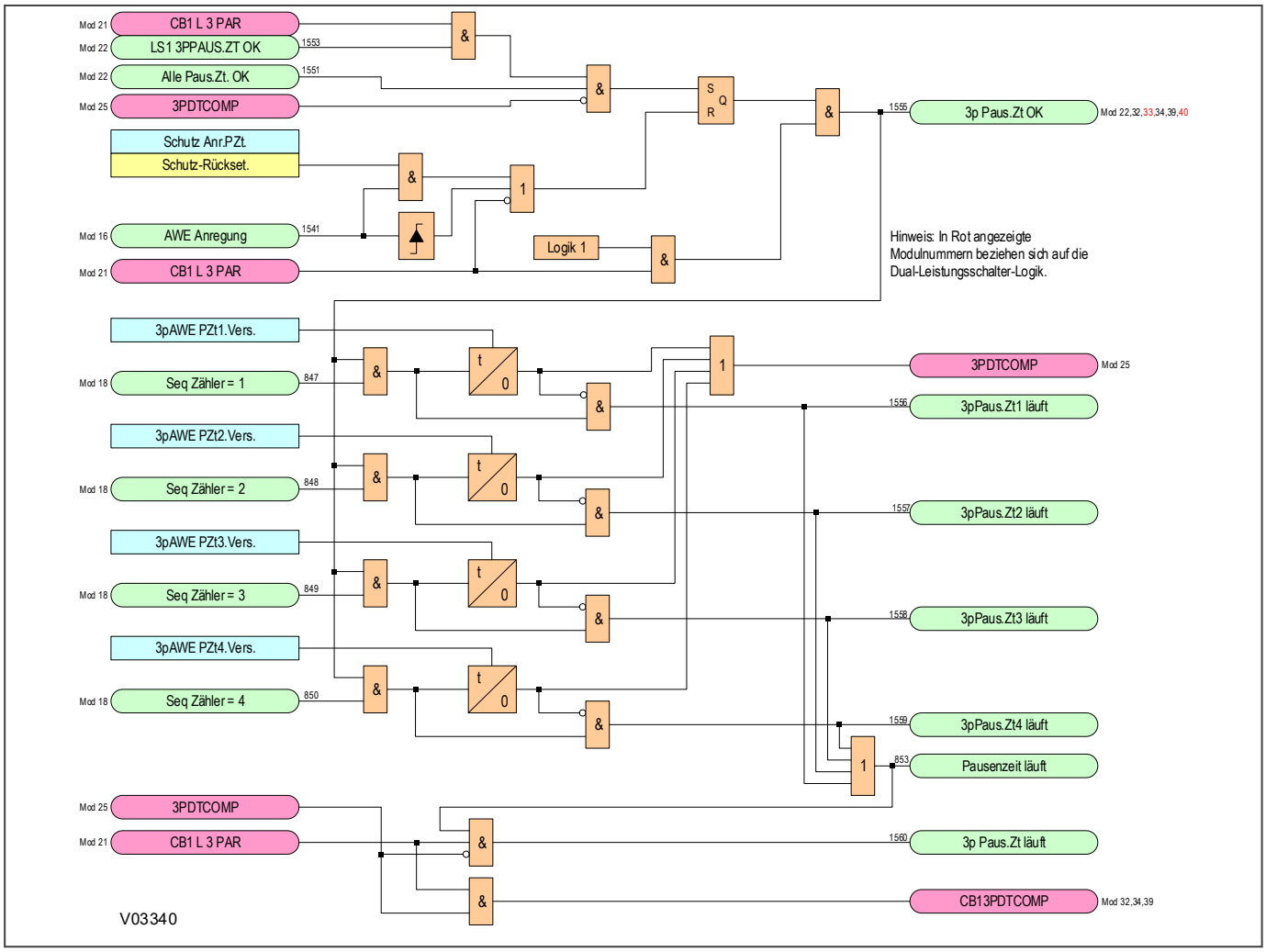


Abbildung 206: Dreiphasige Pausenzeit – Logikschaltbild (Modul 25)

11.4.12 AUTOMATISCHES SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

Die Logik für das automatische Schließen wird wirksam, wenn Pausenzeiten abgelaufen sind.

Die Logik für das automatische Schließen prüft, ob alle erforderlichen Bedingungen erfüllt sind, bevor ein Befehl für automatisches Schließen an die Steuerung des Leistungsschalters gegeben wird.

Bevor ein Leistungsschalter geschlossen werden kann, muss er funktionstüchtig sein (d. h. er muss genügend Energie zum Schließen haben und wenn nötig erneut auslösen können) und er darf nicht gesperrt sein.

Bei einer dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung muss der Leistungsschalter bei allen drei Phasen offen sein und die entsprechenden Systemprüfbedingungen müssen erfüllt sein. Bei einer einphasigen automatischen Wiedereinschaltung muss der Leistungsschalter der betreffenden Phase offen sein.

Der Befehl zum automatischen Schließen ist ein Impuls, der 100 Millisekunden dauert. Ein weiterer Befehl (***LS EIN setzen***) für das Schließen des Leistungsschalters wird aktiviert, ebenso wie der Befehl für automatisches Schließen. Dieses Signal bleibt bis zum Ende des AWE-Zyklus oder bis zum nächsten Schutzvorgang gesetzt. Diese Befehle werden verwendet, um die Sperrzeitlogik und die AWE-Versuchszählerlogik zu initiieren.

11.4.12.1 AUTOMATISCHES SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS – LOGIKSCHALTBILD

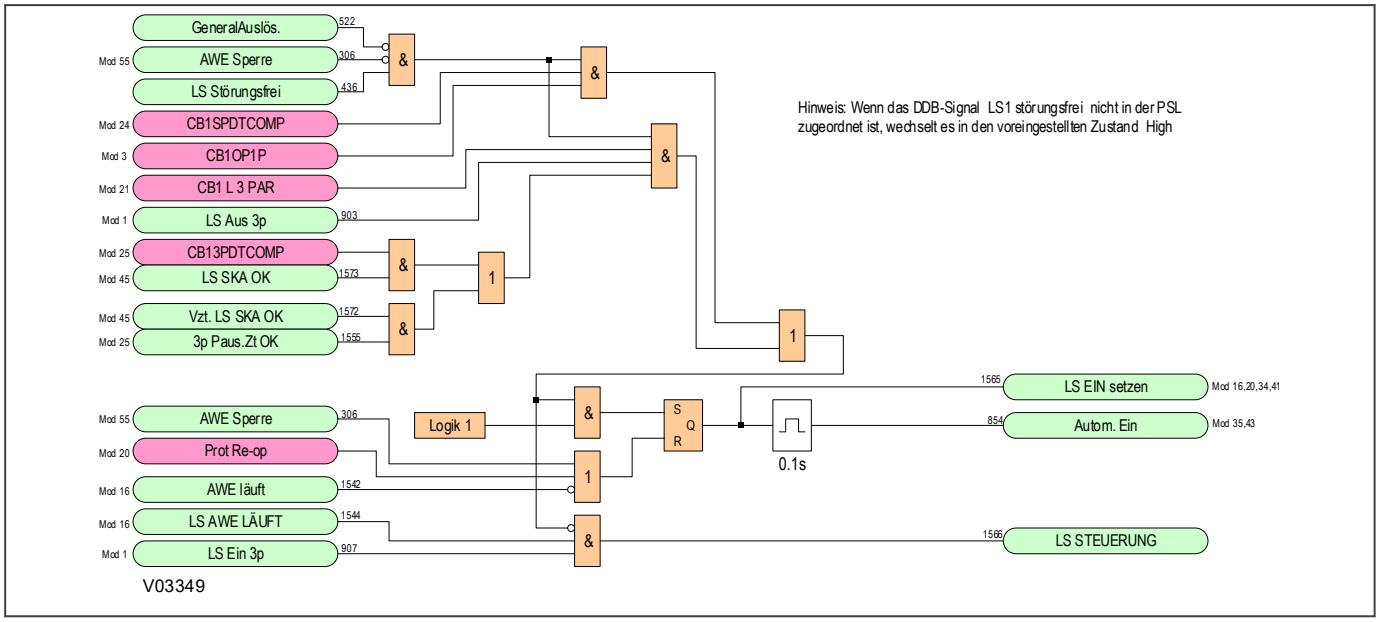


Abbildung 207: Automatisches Schließen des Leistungsschalters – Logikschaltbild (Modul 32)

11.4.13 AWE SPERRZEIT

Wenn der Schutz vor Ablauf der Sperrzeit erneut anspricht, wird der entsprechende Sequenzzähler inkrementiert. Gleichzeitig werden „Pausenzeit abgelaufen“ (….DTCOMP)-Signale zurückgesetzt, und die Logik wird auf die nächste Pausenzeit vorbereitet, die beginnt, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Außerdem wird durch den Vorgang das Signal, welches das Schließen des Leistungsschalters veranlassen würde, zurückgesetzt. Auch wird die Sperrzeitstufe gestoppt und zurückgesetzt. Die Sperrzeit beginnt erneut, wenn das Signal zum Schließen des Leistungsschalters nach Ablauf einer Pausenzeit in einem nachfolgenden AWE-Zyklus in den Zustand „hoch“ übergeht. Wenn das Signal „Reclaim extend time“ gesetzt ist, kann die Sperrzeit nicht ablaufen, und der AWE-Zyklus wird zurückgesetzt, bevor der zeitverzögerte Schutz vollständig angesprochen hat.

Wenn der Leistungsschalter geschlossen ist und nach Ablauf der Sperrzeit nicht erneut ausgelöst hat, werden Signale ausgegeben, die anzeigen, dass die automatische Wiedereinschaltung erfolgreich durchgeführt wurde. Diese Signale inkrementieren die relevanten Zähler (für erfolgreiche Versuche der automatischen Wiedereinschaltung des Leistungsschalters) und setzen das relevante „AWE läuft“-Signal zurück.

Die von der Logik generierten „AWE erfolgreich“-Signale können durch verschiedene Befehle und Optionen, die in den Einstellungen des Menüs *LS-STEUERUNG* verfügbar sind, wie folgt zurückgesetzt werden:

Wenn ***RstAWE OKdrchMMI*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, können alle Signale mithilfe des Befehls ***Rst.unabh.AWE OK*** über das Menü *LS STEUERUNG* zurückgesetzt werden.

Wenn ***RstAWE OKohneAWE*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, können die Signale für jeden Leistungsschalter zurückgesetzt werden, indem vorübergehend ein „AWE deaktiviert“-Signal generiert wird, was von der gezeigten Logik abhängig ist.

Wenn ***Ext Rst AWE OK*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, können die Signale zurückgesetzt werden, indem ein externes Eingangssignal aktiviert wird, das in der PSL entsprechend zugeordnet ist.

Wenn ***RstAWE OKdurchVz*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, werden die Signale automatisch zurückgesetzt, nachdem eine in ***AWE Rst-Zeit OK*** festgelegte Verzögerungszeit verstrichen ist.

11.4.13.1 VORBEREITUNG DER EINLEITUNG EINER SPERRE – LOGIKSCHALTBILD

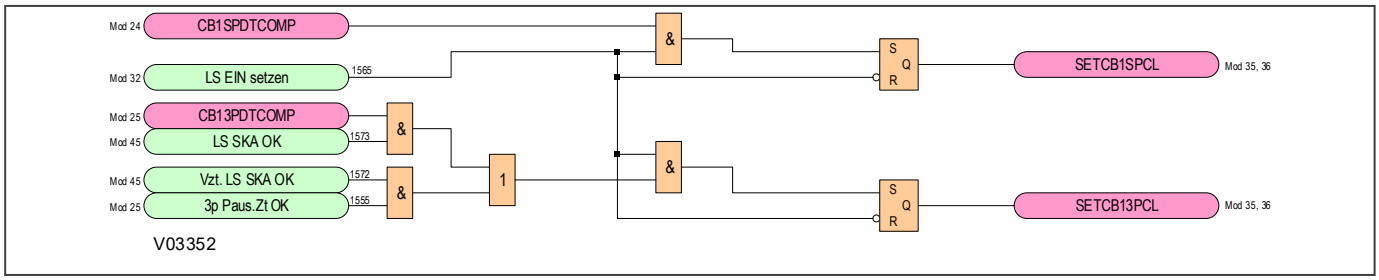


Abbildung 208: Vorbereitung der Einleitung einer Sperre – Logikschaltbild (Modul 34)

11.4.13.2 SPERRZEIT – LOGIKSCHALTBILD

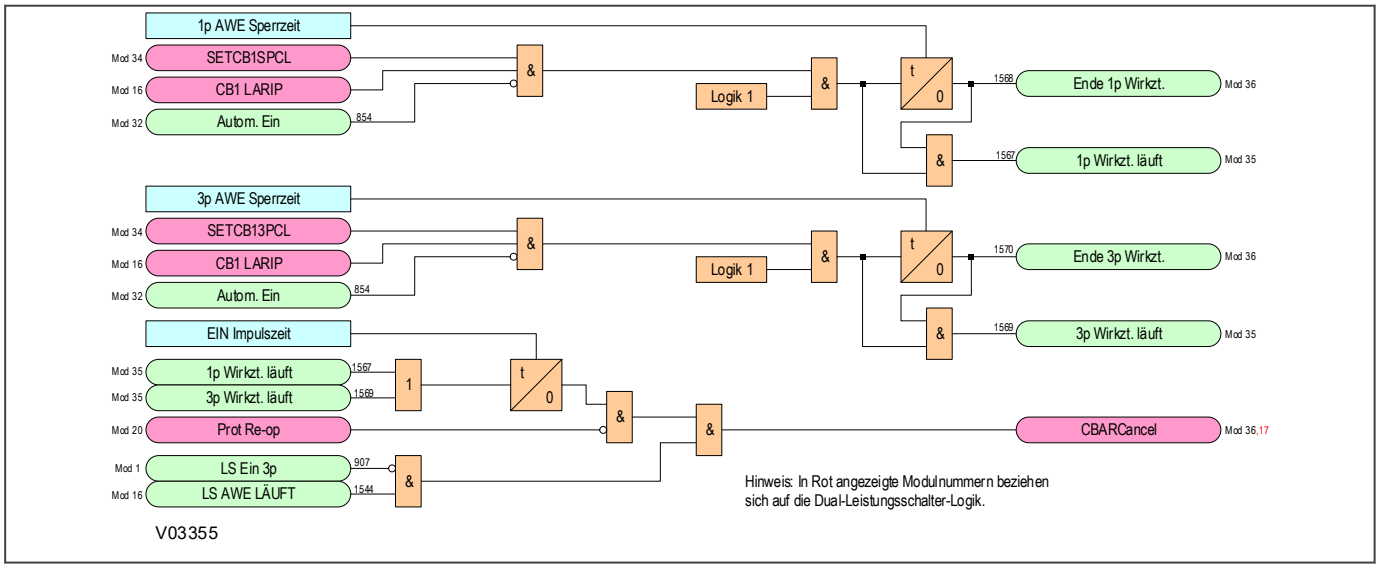


Abbildung 209: Sperrzeit – Logikschaltbild (Modul 35)

11.4.13.3 „AWE ERFOLGREICH“-SIGNALE – LOGIKSCHALTBILD

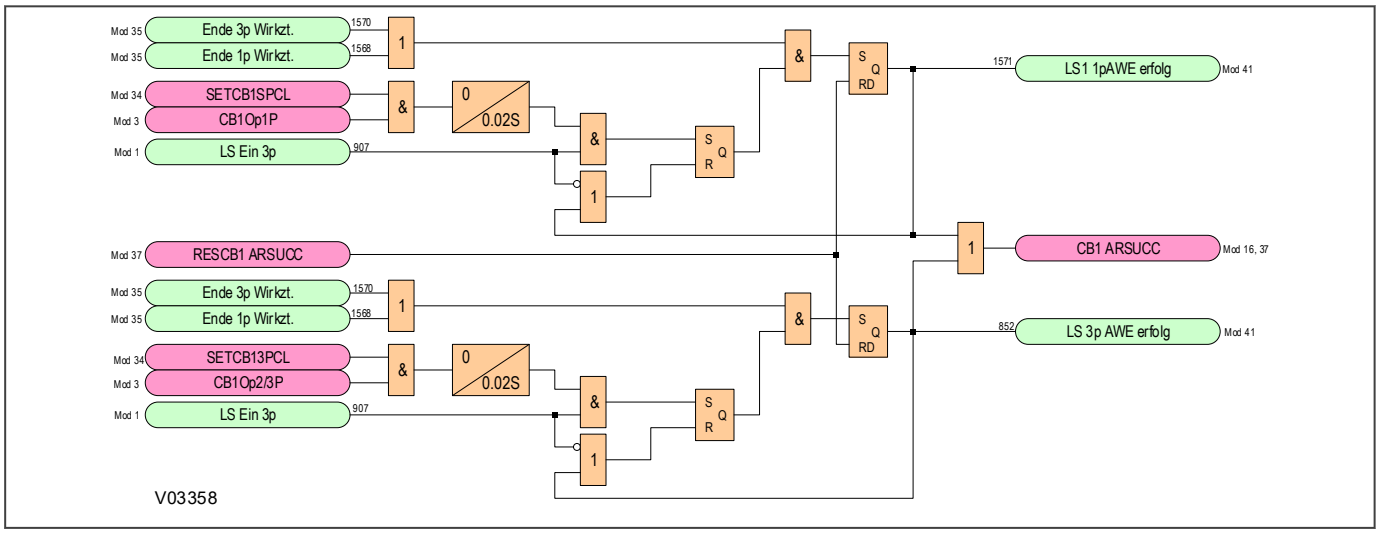


Abbildung 210: „AWE erfolgreich“-Signale – Logikschaltbild (Modul 36)

11.4.13.4 ANZEIGE DES ERFOLGREICHEN RÜCKSETZENS EINER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

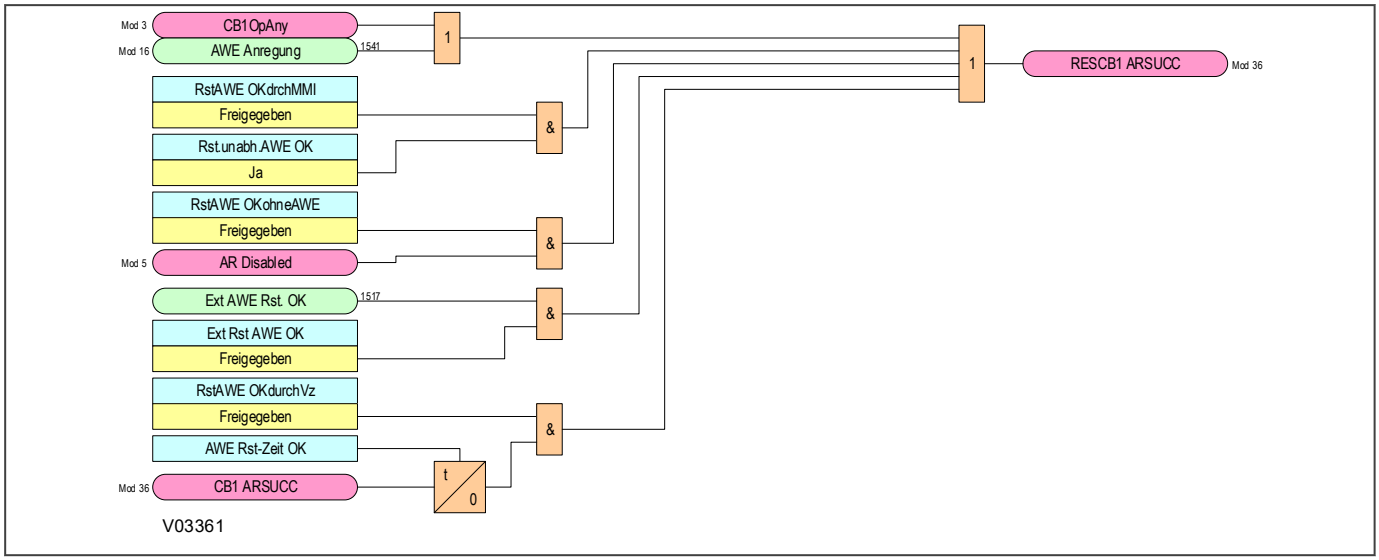


Abbildung 211: Anzeige des erfolgreichen Rücksetzens einer automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Modul 37)

11.4.14 „LS STÖRUNGSFREI“ UND SYSTEMPRÜFZEITSTUFEN

Diese Logik liefert Signale zum Abbrechen der automatischen Wiedereinschaltung, wenn der Leistungsschalter nicht funktionstüchtig ist (z. B. niedriger Gasdruck) oder die Systemprüfbedingungen nicht erfüllt sind (z. B. erfordliche Leitungs- und Sammelschienenbedingungen), sobald die Schaltung für das Schließen des Leistungsschalters bereit ist.

Nach Ablauf der Pausenzeit startet die Logik eine „AWE störungsfrei“-Zeitstufe. Wenn ein „LS störungsfrei“-Signal in den Zustand „hoch“ übergeht, bevor die „AWE störungsfrei“-Zeit abgelaufen ist, wird die Zeitstufe gestoppt, und wenn alle anderen relevanten LS-Schließbedingungen erfüllt sind, gibt die Schaltung ein Signal für das automatische Schließen des Leistungsschalters aus. Wenn das „LS störungsfrei“-Signal im Zustand „niedrig“ bleibt, wird am Ende der „AWE störungsfrei“-Zeit eine „LS gestört“-Warnung ausgegeben. Dadurch wird der Abbruch der AWE-Sequenz erzwungen.

Außerdem startet die Logik nach Ablauf einer dreiphasigen Pausenzeit eine Zeitstufe für die AWE-Synchronkontrolle. Wenn das „LS-Synchronkontrolle OK“-Signal in den Zustand „hoch“ übergeht, bevor die Zeit abgelaufen ist, wird die Zeitstufe gestoppt, und wenn alle anderen relevanten LS-Schließbedingungen erfüllt sind, gibt die Schaltung ein Signal für das automatische Schließen des Leistungsschalters aus. Wenn das „LS-Synchronkontrolle OK“-Signal im Zustand „niedrig“ bleibt und die Zeitstufe für die AWE-Synchronkontrolle abläuft, wird eine Warnung ausgegeben, um zu informieren, dass die Synchronkontrolle nicht zufriedenstellend war, wonach der AWE-Zyklus abgebrochen wird.

11.4.14.1 STÖRUNGSFREIER LS UND SYSTEMPRÜFZEITSTUFEN – LOGIKSCHALTBILD

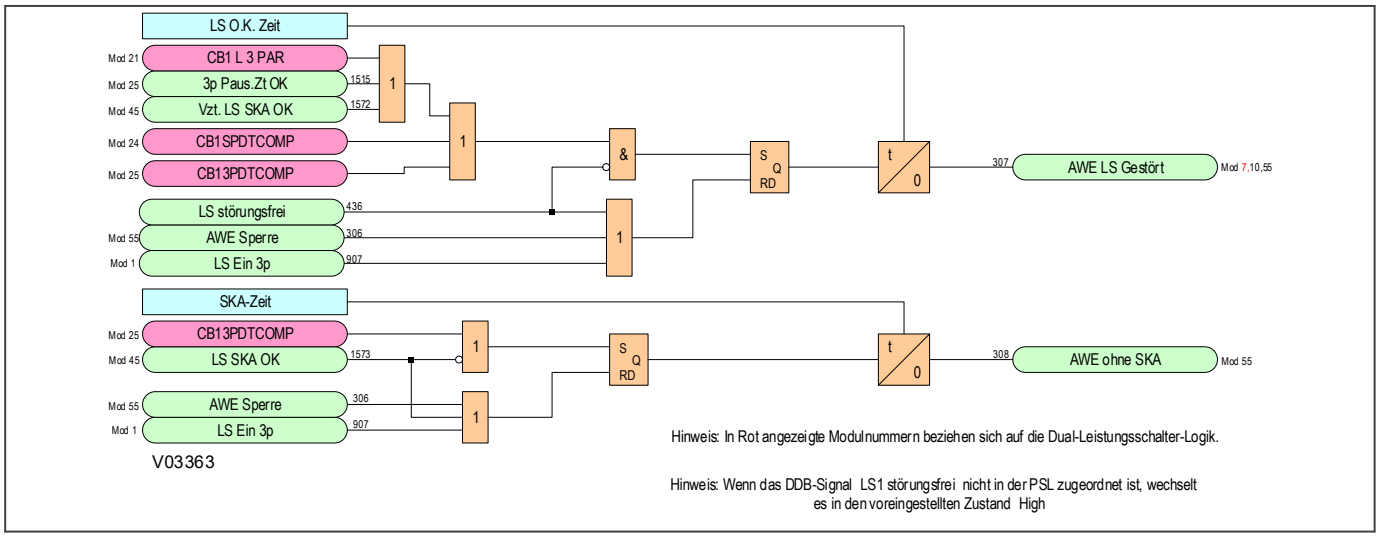


Abbildung 212: Störungsfreier LS und störungsfreie Systemprüfzeitstufen – Logikschaltbild (Modul 39)

11.4.15 ZÄHLER FÜR AWE-VERSUCHE

Für die Analyse der automatischen Wiedereinschaltung von Leistungsschaltern stehen eine Reihe von Zählern zur Verfügung. Die Zähler sind im nichtflüchtigen Speicher gespeichert, sodass die Daten erhalten bleiben, selbst bei einem Ausfall der Hilfsversorgung. Auf die Zählwerte kann über die Spalte *LS STEUERUNG* zugegriffen werden. Die Zähler können manuell oder durch Aktivierung eines Eingangs zurückgesetzt werden, der in der PSL entsprechend zugeordnet ist.

Die Logik bietet für jeden Leistungsschalter folgende zusammenfassende Informationen:

- Gesamtanzahl von Versuchen (Anzahl von AWE-Versuchen)
- Anzahl von einphasigen AWE-Sequenzen, die beim ersten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl von dreiphasigen AWE-Sequenzen, die beim ersten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl von dreiphasigen AWE-Sequenzen, die beim zweiten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl von dreiphasigen AWE-Sequenzen, die beim dritten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl von dreiphasigen AWE-Sequenzen, die beim vierten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl fehlgeschlagenen AWE-Zyklen, was zur Erzwingung der Sperrung eines Leistungsschalters führte

11.4.15.1 ZÄHLER FÜR AWE-VERSUCHE – LOGIKSCHALTBILD

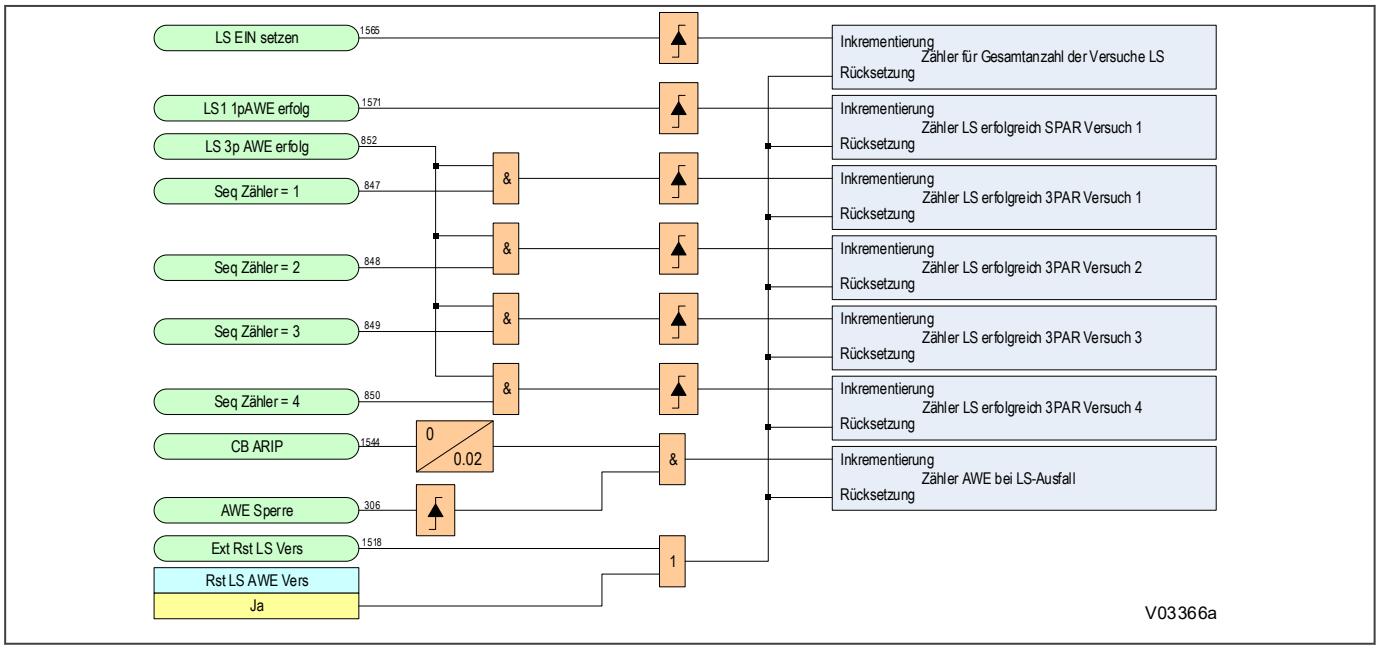


Abbildung 213: Zähler für AWE-Versuche – Logikschaltbild (Modul 41)

11.4.16 LS-STEUERUNG

11.4.16.1 SCHALTBILD DER LS-STEUERUNGSLOGIK

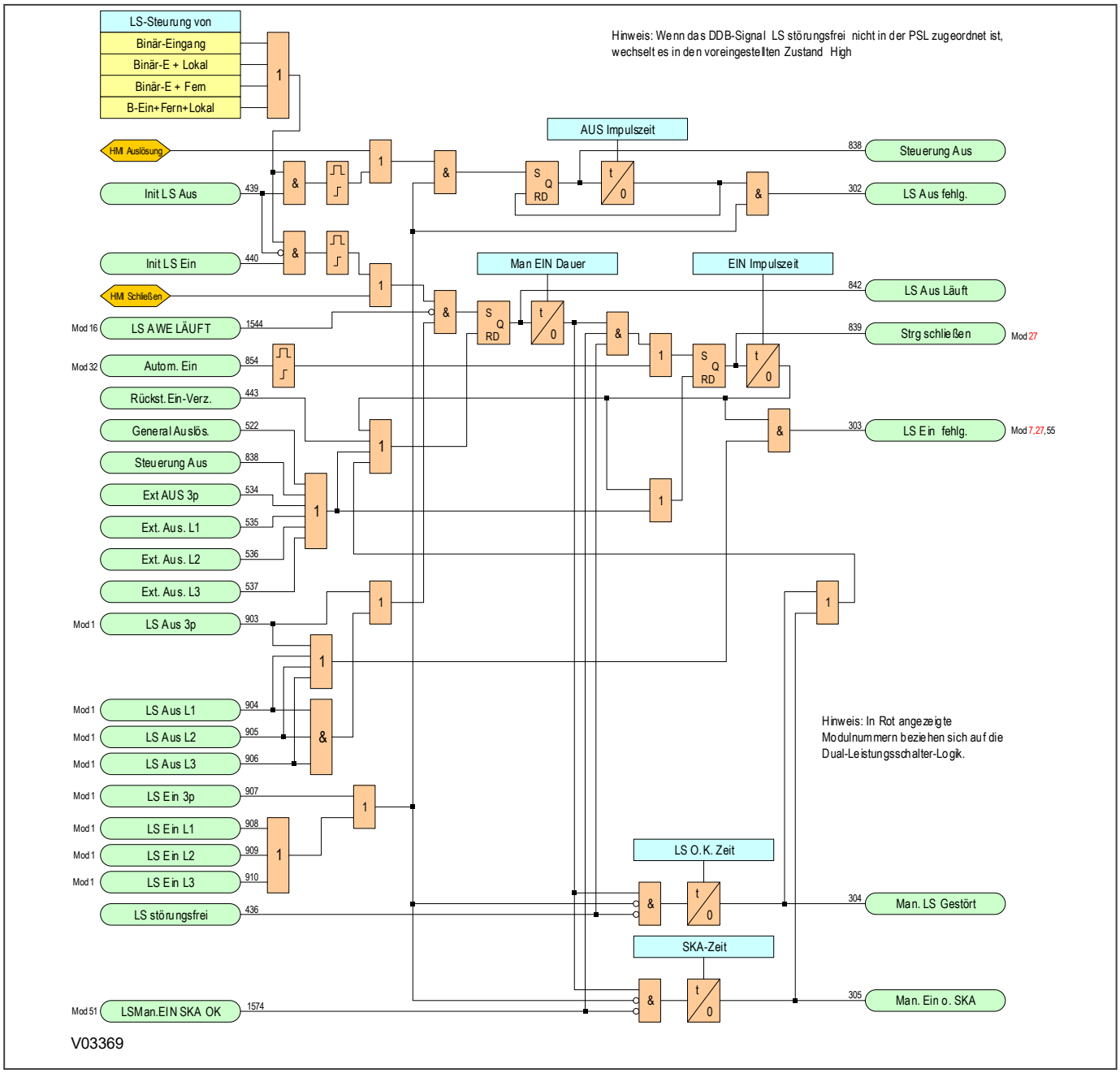


Abbildung 214: Schaltbild der LS-Steuerungslogik (Modul 43)

11.4.17 ÜBERWACHUNG DER LS-AUSLÖSEZEIT

Die LS-Auslösezeit-Überwachungslogik prüft, ob der Leistungsschalter korrekt ausgelöst wurde, nachdem ein Schutzauslösesignal ausgegeben wurde. Sobald das Schutzauslösesignal ausgegeben wird, wird ein Zeitgeber gestartet, der durch die Einstellung ***AUS Impulszeit*** in der Spalte *LS STEUERUNG* gesteuert wird.

Wenn der Leistungsschalter korrekt auslöst, wird der Zeitgeber zurückgesetzt. Wenn die automatische Wiedereinschaltung aktiviert ist und der Zeitgeber zurückgesetzt wird, läuft der Zyklus weiter. Wenn der Leistungsschalter innerhalb der festgelegten Zeit nicht korrekt auslöst, wird eine Sperrung des AWE-Zyklus

erzwungen, und über ein Signal wird gemeldet, dass der Leistungsschalter bei Ansprechen eines Schutzes nicht ausgelöst hat.

11.4.17.1 LS-AUSLÖSEZEITÜBERWACHUNG – LOGIKSCHALTBILD

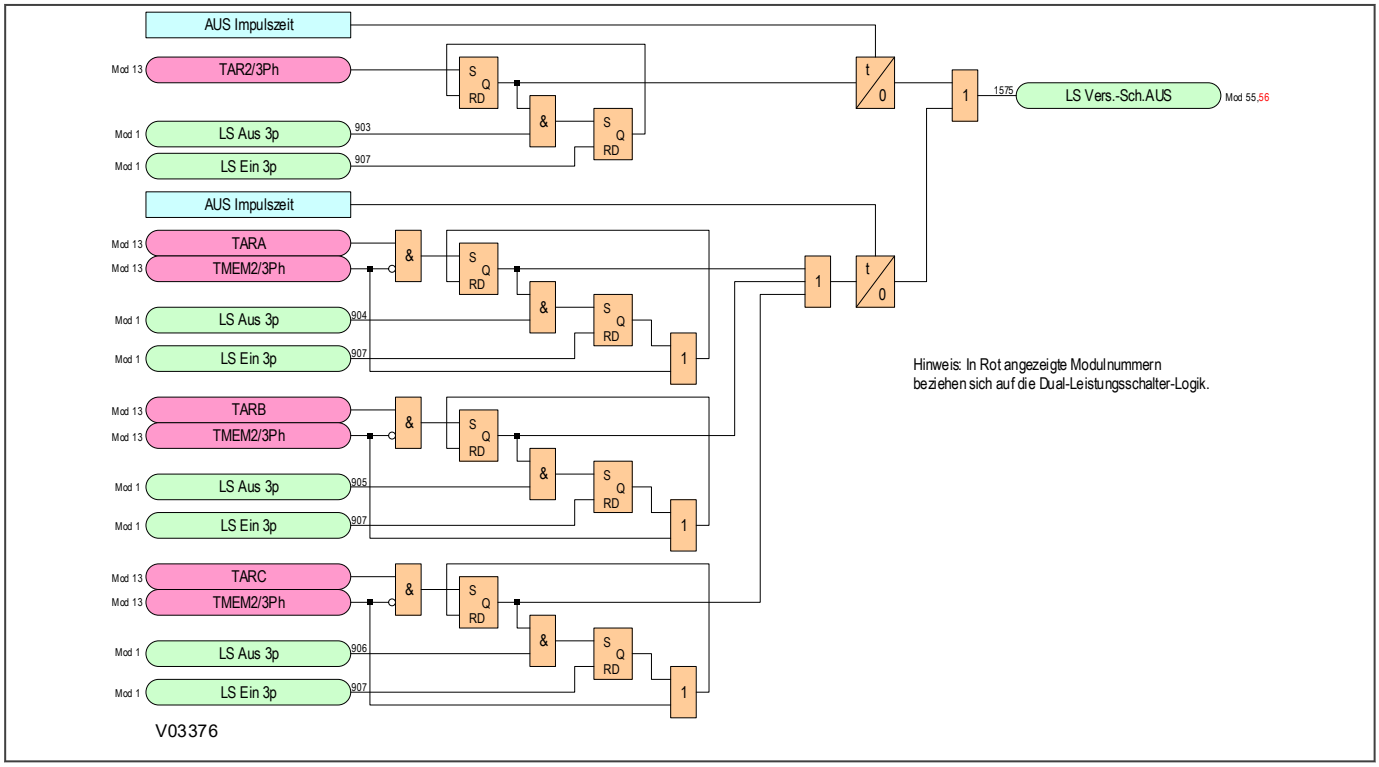


Abbildung 215: LS-Auslösezeitüberwachung – Logikschaltbild (Modul 53)

11.4.18 AWE-SPERRE

Eine Reihe von Ereignissen verursacht eine AWE-Sperre. Wenn dies geschieht, wird eine „AWE-Sperre“-Warnung ausgegeben. Unter dieser Bedingung kann erst dann eine automatische Wiedereinschaltung eingeleitet werden, wenn die Sperre zurückgesetzt ist.

Die folgenden Ereignisse erzwingen eine AWE-Sperre:

- Schutzauslösung während der Sperrzeit. Wenn nach dem letzten AWE-Versuch der Schutz während der Sperrzeit ausgelöst wird, geht der AWE-Zyklus zur AWE-Sperre über, und die AWE-Funktion bleibt deaktiviert, bis der AWE-Sperrzustand zurückgesetzt wird.
- Anhaltender Störfall. Eine Störung wird als hartnäckig bzw. anhaltend betrachtet, wenn der Schutz nach dem letzten erlaubten Versuch erneut anspricht.
- AWE blockieren. Wenn das DDB-Signal „AWE blockieren“ aktiviert wird, während die AWE läuft, geht der Zyklus zur Sperre über.
- Auswahl einer Schutzfunktion. Wenn „Blockade AWE“ in der Spalte AWE für eine bestimmte Schutzfunktion definiert ist, bedeutet das, dass die AWE durch die Auslösung des Schutzes blockiert wird und eine Sperre erzwungen wird.
- Leistungsschalter kann nicht schließen. Wenn ein Leistungsschalter nicht schließen kann, wird die AWE blockiert und eine Sperre erzwungen.

- Der Leistungsschalter bleibt am Ende der Sperrzeit offen. Eine AWE-Sperre wird erzwungen, wenn der Leistungsschalter am Ende der Sperrzeit offen ist.
- Der Leistungsschalter kann nicht schließen, wenn ein Schließbefehl gegeben wird.
- Der Leistungsschalter löst nicht korrekt aus.
- Dreiphasige Pausenzeit, die durch eine „Leitung stromlos“-Übertretung ausgelöst wurde. Wenn die Leitung nicht innerhalb der ***Pausenzeit***-Einstellung stromlos gemacht wird, erzwingt die Logik eine Sperre der AWE-Sequenz. Der Zeitpunkt des Zeitgeberstarts wird in der Einstellung ***3pPZtAnr.Lstrls*** festgelegt.

- Mehrphasenfehler. Die Logik kann so eingestellt werden, dass AWE entweder bei Zwei- oder Dreiphasenfehlern oder nur bei Dreiphasenfehlern blockiert wird. Dann gilt die Einstellung ***Mehrphasen AWE*** in der Spalte *AWE*.
- Einphasenfehler, der sich zu einem Mehrphasenfehler entwickelt. Für diese Funktion wird eine Unterscheidungszeit (***Diskriminat Zeit*** in den *AWE* -Einstellungen) bereitgestellt. Wenn sich ein Einphasenfehler nach Ablauf der Unterscheidungszeit zu einem Zwei- oder Dreiphasenfehler entwickelt, wird das interne Signal „Evolve Lock“ aktiviert und die automatische Wiedereinschaltung wird zu einer Sperre gezwungen.

11.4.18.1 LS-SPERRE – LOGIKSCHALTBILD

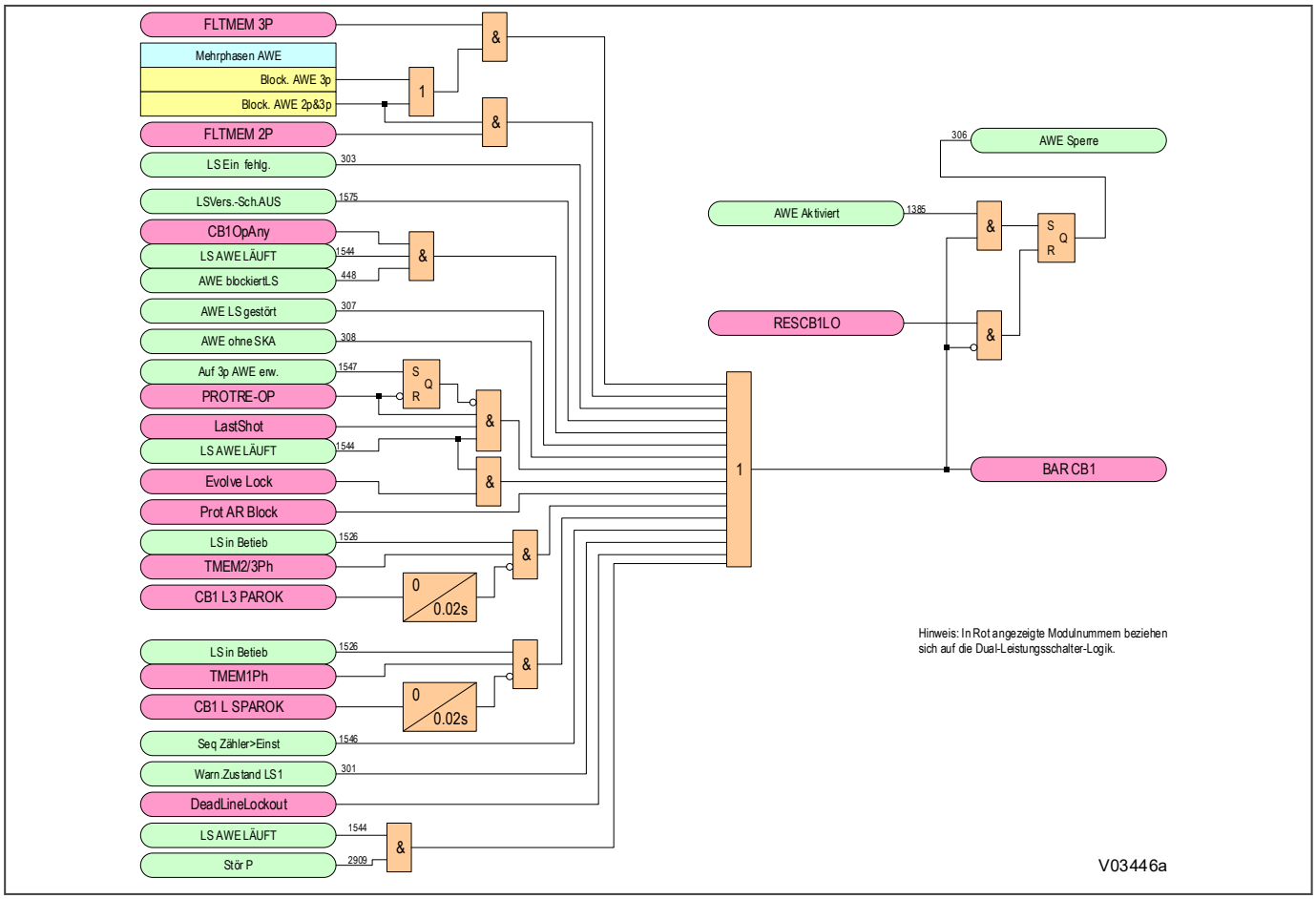


Abbildung 216: AWE-Sperre – Logikschaltbild (Modul 55)

11.4.19 RÜCKSETZUNG DER LS-SPERRE

Sperrzustände, die durch LS-Überwachungsfunktionen verursacht werden, können entsprechend dem Zustand von ***RstLSÜw.Sp durch*** mithilfe der Einstellung, die in der Spalte *LS STEUERUNG* zu finden ist, zurückgesetzt werden. Es gibt zwei Optionen: `LS Ein` und `Bedienfeld`.

Wenn auf `LS Ein` gesetzt, wird eine Zeitgebereinstellung, ***Rst Vz LS-Üw. Sp***, sichtbar. Wenn der Leistungsschalter schließt, beginnt die Zeit ***Rst Vz LS-Üw. Sp***. Die Sperre wird zurückgesetzt, wenn der Zeitgeber abgelaufen ist.

Wenn auf `Bedienfeld` gesetzt, wird ***Rst LS-Üw. Sp*** sichtbar. Dieser Befehl kann verwendet werden, um die Sperre über eine Benutzerschnittstelle zurückzusetzen.

Eine AWE-Sperre führt zur Ausgabe einer AWE-Sperrwarnung. AWE-Sperrzustände können mithilfe verschiedener Befehle und Einstelloptionen zurückgesetzt werden, die in der Spalte *LS STEUERUNG* zu finden sind.

Wenn ***RstSp durchLS iB*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, wird eine Sperre zurückgesetzt, sofern der Leistungsschalter erfolgreich manuell geschlossen wurde. Dafür muss der Leistungsschalter lange genug geschlossen bleiben, sodass er in den Zustand „In Betrieb“ übergeht.

Wenn ***Rst Sp durchMMI*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, kann die LS-Sperre über eine Benutzerschnittstelle zurückgesetzt werden, indem der Befehl zum Zurücksetzen der LS-Sperre in der Spalte *LS STEUERUNG* verwendet wird.

Wenn ***Rst Sp ohne AWE*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, kann die LS-Sperre zurückgesetzt werden, indem vorübergehend ein ***AR disabled***-Signal erzeugt wird.

Wenn ***Rst Sp durch Vz*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, wird die LS-Sperre nach einer Zeitverzögerung zurückgesetzt, die mit ***Rst Zeit Sperre*** eingestellt ist.

Wenn ***RstSp drchExtDDB*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, kann die LS-Sperre durch Aktivierung eines externen Eingangs zurückgesetzt werden, der in der PSL dem entsprechenden DDB-Signal für die Rücksetzung der Sperre zugeordnet ist.

11.4.19.1 SCHALTBILD FÜR DAS RÜCKSETZEN DER LS-SPERRLOGIK

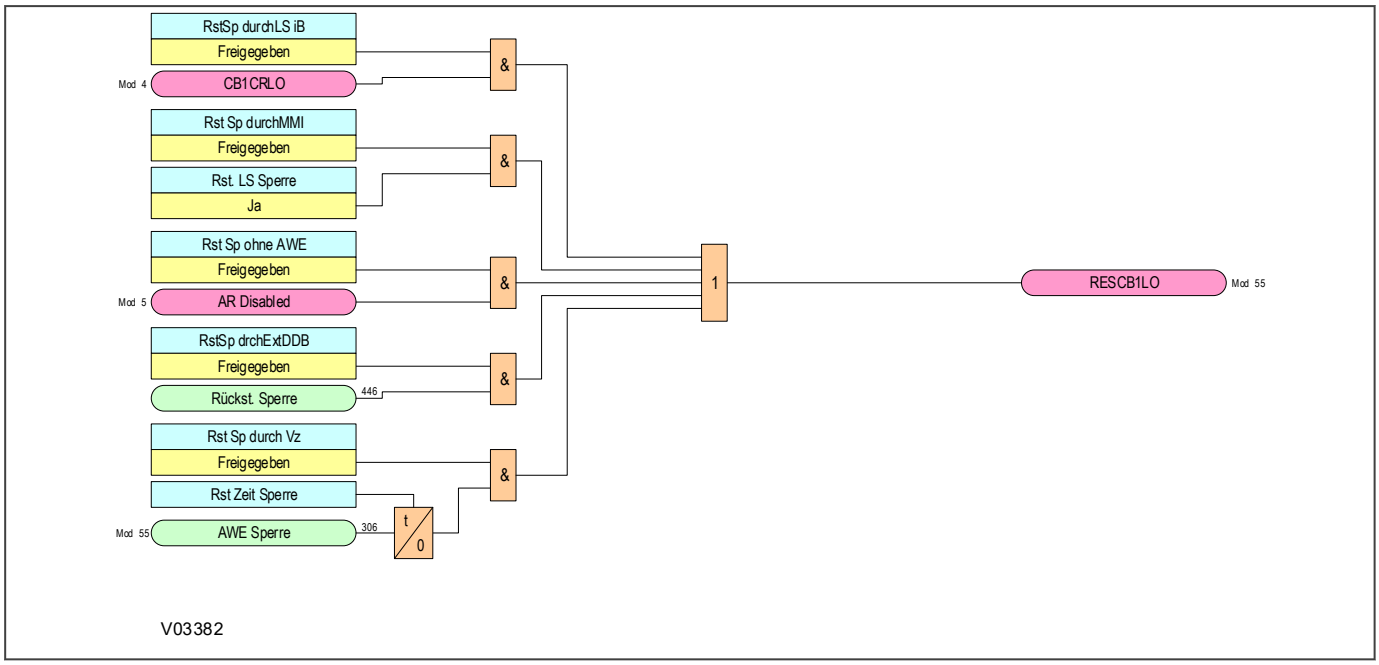


Abbildung 217: Schaltbild für das Rücksetzen der LS-Sperrlogik (Modul 57)

11.4.20 POLDISKREPANZ

Bei einem dreipoligen LS deuten bestimmte Kombinationen von offenen und geschlossenen Polen auf ein Problem hin. Die Poldiskrepanzlogik kombiniert ein Anzeichen eines Poldiskrepanzzustands von der LS-Überwachungslogik mit Signalen von der internen AWE-Logik, um eine kombinierte Poldiskrepanzanzeige für den LS zu erzeugen.

11.4.20.1 POLDISKREPANZ-LOGIKSCHALTBILD

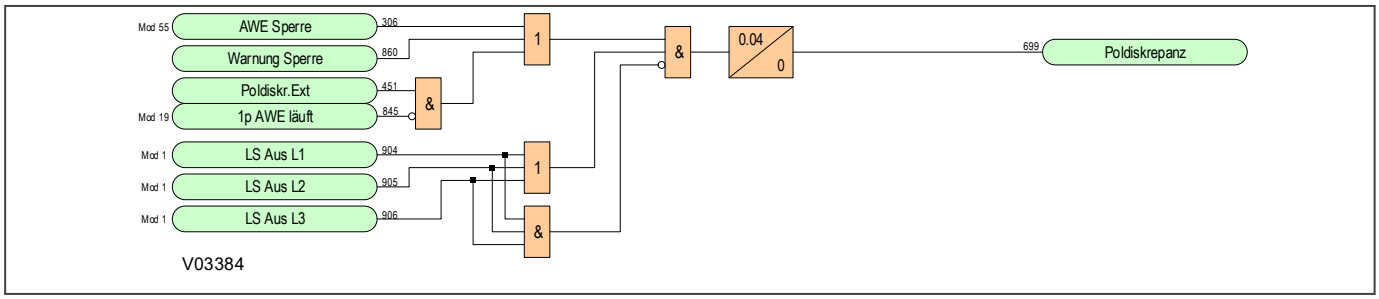


Abbildung 218: Poldiskrepanz-Logikschaltbild (Modul 62)

11.4.21 LS-AUSLÖSUNGSUMWANDLUNG

Leistungsschalter sollten nur einpolig oder dreipolig auslösen. Die Auslösungsumwandlungslogik stellt sicher, dass die Auslösung entweder einpolig oder dreipolig ist. Die Auslösungsumwandlungslogik stellt sicher, dass alle Zustände, die eine dreipolige Auslösung verursachen sollen, dies auch tatsächlich tun. Die Anzahl der Phasen, die eine Auslösung verursacht haben, wird angezeigt.

11.4.21.1 LS-AUSLÖSUNGSUMWANDLUNG – LOGIKSCHALTBILD

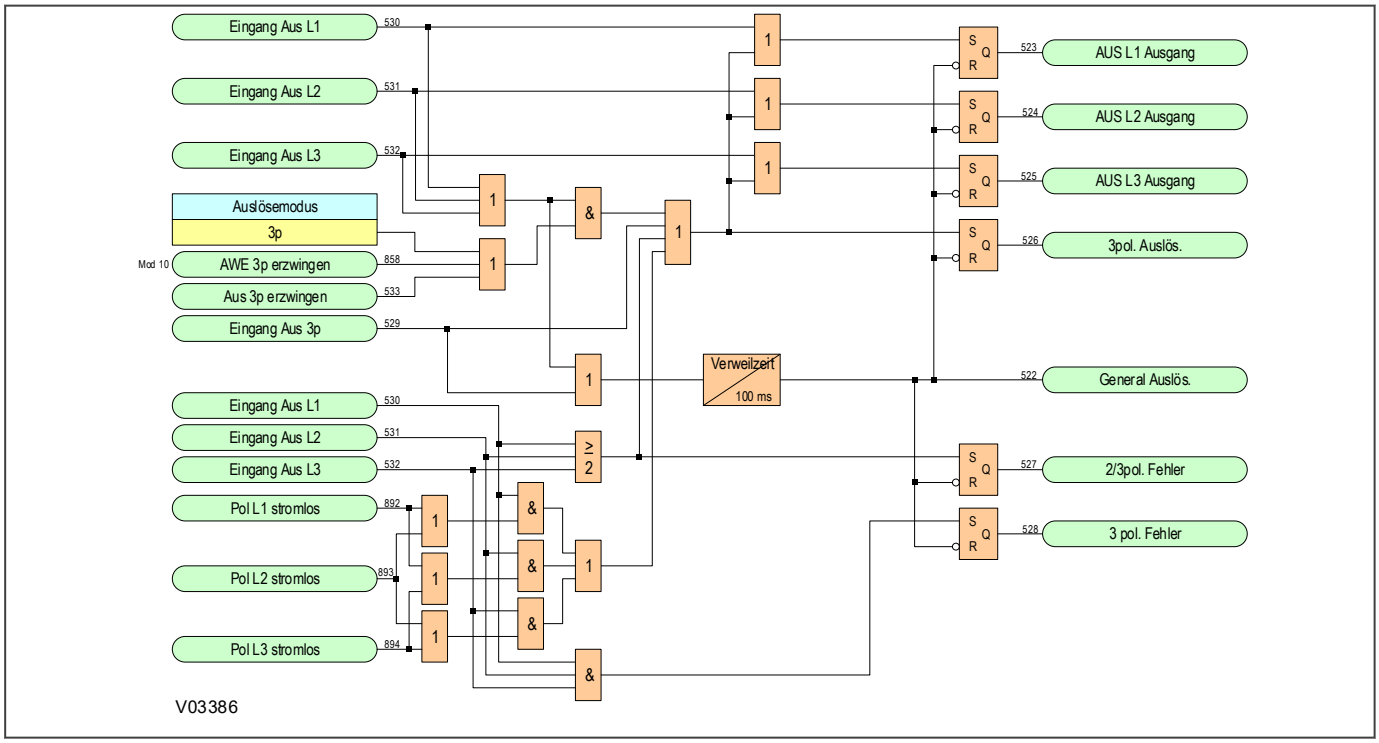


Abbildung 219: LS-Auslösungsumwandlung – Logikschaltbild (Modul 63)

11.4.22 PRÜFUNGEN FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

Bei einer einphasigen automatischen Wiedereinschaltung sind weder Spannungs- noch Synchronisierungsprüfungen nötig, da der Synchronisierungsstrom in den zwei störungsfreien Phasen fließt. Bei einer dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung können Sie beim ersten Versuch (nur beim ersten Versuch) auswählen, ob der Versuch der Wiedereinschaltung ohne Synchronisierungsprüfung durchgeführt werden soll. Die Einstellung, die eine automatische Wiedereinschaltung ohne Prüfung des Synchronisierungszustands erlaubt, ist ***LS SP 1.Versuch***.

Anderenfalls sind Synchronisierungsprüfungen für Spannungen, relative Frequenzen und relative Phasenwinkel erforderlich, um sicherzustellen, dass günstige Bedingungen vorliegen, bevor ein Versuch unternommen wird, den Leistungsschalter zu schließen.

Die folgenden Schaltbilder zeigen die Prüfungen für das Schließen des Leistungsschalters.

11.4.22.1 ÜBERWACHUNG DER SPANNUNG FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

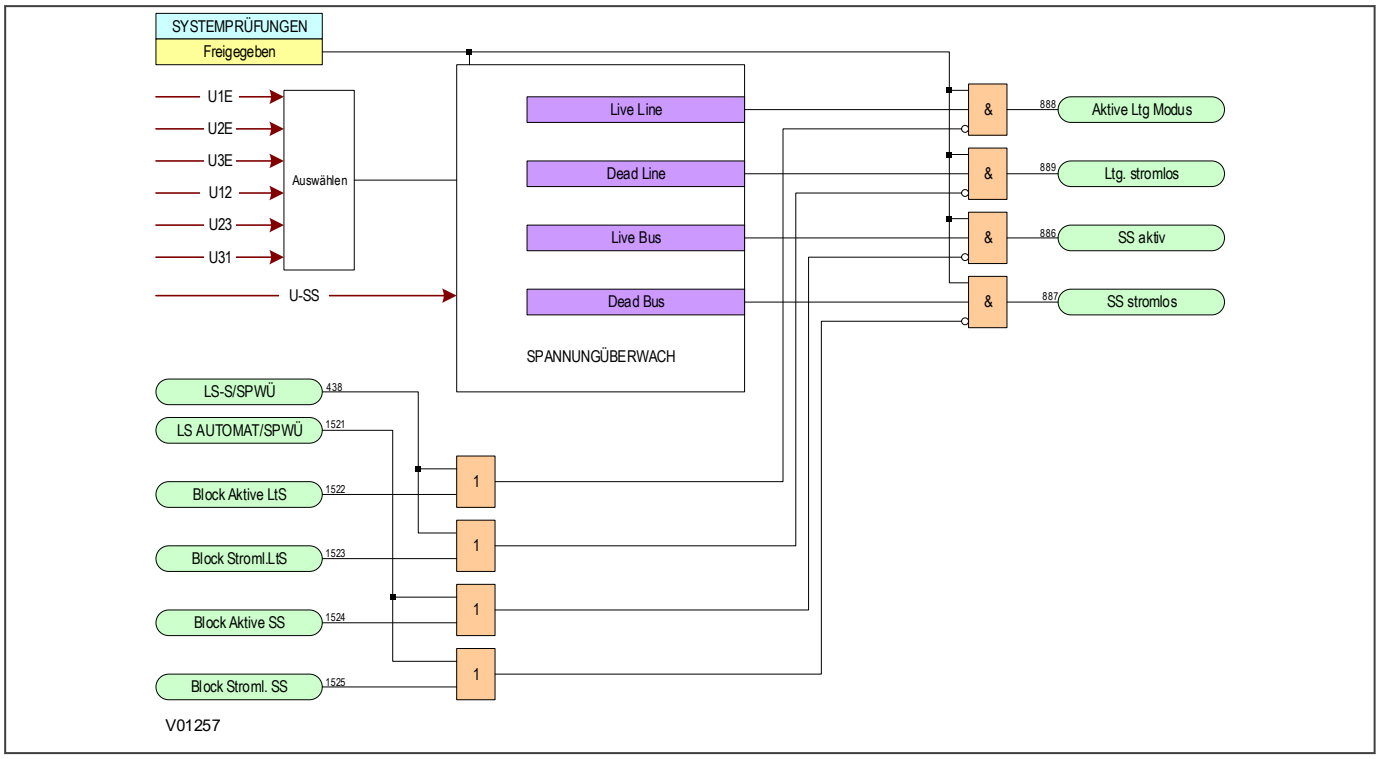


Abbildung 220: Überwachung der Spannung für das Schließen des Leistungsschalters (Modul 59)

11.4.22.2 ÜBERWACHUNG DER SYNCHRONISIERUNGSPRÜFUNG FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

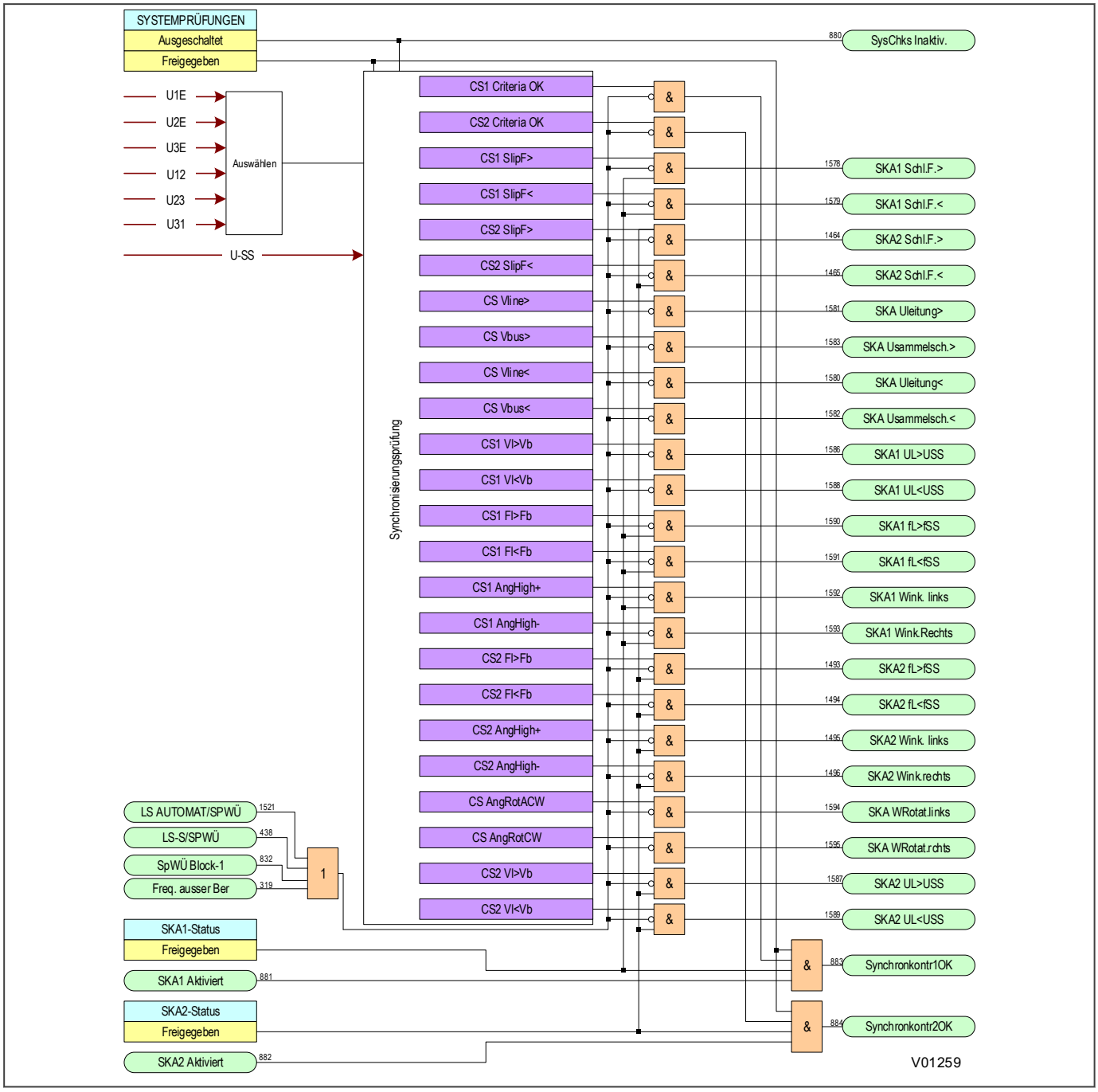


Abbildung 221: Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen des Leistungsschalters (Modul 60)

11.4.23 SYNCHRONISIERUNGSPRÜFUNGEN FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

Nach der logischen Prüfung der Ausgangüberwachungen, welche das Schließen des Leistungsschalters überwachen, werden Signale generiert, die melden, dass der Leistungsschalter geschlossen werden kann.

Signale werden bereitgestellt, um anzuzeigen, dass die Bedingungen für das manuelle Schließen des Leistungsschalters erfüllt sind (***LSMan.EIN SKA OK***). Auch werden Signale bereitgestellt, um anzuzeigen, dass die Bedingungen für das automatische Schließen des Leistungsschalters erfüllt sind (***LS SKA OK*** und ***Vzt. LS SKA OK***). Das Signal ***Vzt. LS SKA OK*** erlaubt die automatische Wiedereinschaltung des Leistungsschalters, ohne dass auf das Ende der Pausenzeit gewartet werden muss.

Bei einer einphasigen automatischen Wiedereinschaltung ist weder eine Spannungsprüfung noch eine Synchronisierungsprüfung nötig, da der Synchronisierungsstrom in den zwei störungsfreien Phasen fließt. Eine dreiphasige automatische Wiedereinschaltung kann durchgeführt werden, ohne zu prüfen, ob die Spannungen beim ersten Versuch (nur beim ersten Versuch) synchron sind. Die Einstellungen, die eine automatische Wiedereinschaltung ohne Prüfung des Spannungssynchronismus beim ersten Versuch ermöglichen, sind:

- ***VLS1SP 1.Versuch*** für Leistungsschalter 1 als vorgeordneter Leistungsschalter,
- ***NLS1SP 1.Versuch*** für Leistungsschalter 1 als nachgeordneter Leistungsschalter,
- ***VLS2SP 1.Versuch*** für Leistungsschalter 2 als vorgeordneter Leistungsschalter,
- ***VLS2SP 1.Versuch*** für Leistungsschalter 2 als nachgeordneter Leistungsschalter.

Wenn der Leistungsschalter geschlossen hat, aktiviert die AWE-Funktion ein DDB-Signal, ***LS1 EIN setzen***, das anzeigt, dass ein Versuch unternommen wurde, den Leistungsschalter zu schließen. An diesem Punkt beginnt die Sperrzeit. Wenn der Leistungsschalter nach Ablauf der Sperrzeit geschlossen bleibt, ist der AWE-Zyklus abgeschlossen, und Signale werden generiert, um anzuzeigen, dass die automatische Wiedereinschaltung erfolgreich durchgeführt wurde. Diese sind:

- ***LS1 1pAWE erfolg*** (einphasige AWE LS1)
- ***LS2 1pAWE erfolg*** (einphasige AWE LS2)
- ***LS1 3pAWE erfolg*** (dreiphasige AWE LS1)
- ***LS2 3pAWE erfolg*** (dreiphasige AWE LS2)

Diese Signale inkrementieren die relevanten Zähler (für erfolgreiche Versuche der automatischen Wiedereinschaltung des Leistungsschalters) und setzen das relevante „AWE läuft“-Signal zurück.

Die relevanten Zähler für erfolgreiche Versuche der automatischen Wiedereinschaltung des Leistungsschalters sind:

- ***LS1 1PAWE ERFOLG*** (einphasige AWE LS1)
- LS1 3p AWE erfolg 1.Versuch (dreiphasige AWE LS1, Versuch 1)
- LS1 3p AWE erfolg 2.Versuch (dreiphasige AWE LS1, Versuch 2)
- LS1 3p AWE erfolg 3.Versuch (dreiphasige AWE LS1, Versuch 3)
- LS1 3p AWE erfolg 4.Versuch (dreiphasige AWE LS1, Versuch 4)
- ***LS2 1PAWE ERFOLG*** (einphasige AWE LS2)
- LS2 3p AWE erfolg 1.Versuch (dreiphasige AWE LS2, Versuch 1)
- LS2 3p AWE erfolg 2.Versuch (dreiphasige AWE LS2, Versuch 2)
- LS2 3p AWE erfolg 3.Versuch (dreiphasige AWE LS2, Versuch 3)
- LS2 3p AWE erfolg 4.Versuch (dreiphasige AWE LS2, Versuch 4)

11.4.23.1 SYSTEMPRÜFUNG FÜR DREIPHASIGE AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

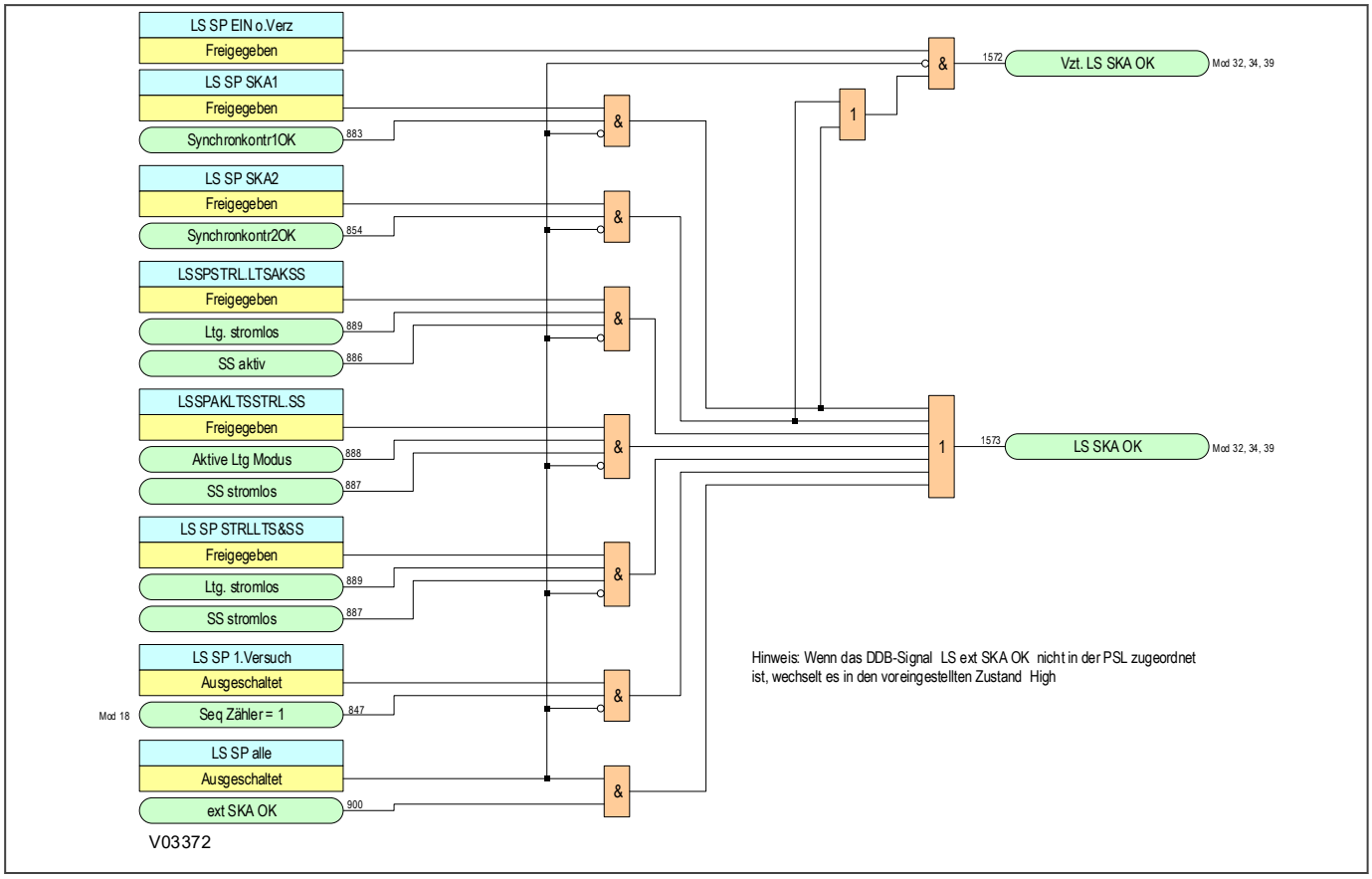


Abbildung 222: Systemprüfung für dreiphasige automatische Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Modul 45)

11.4.23.2 SYSTEMPRÜFUNG FÜR MANUELLES SCHLIEßEN DES LS – LOGIKSCHALTBILD

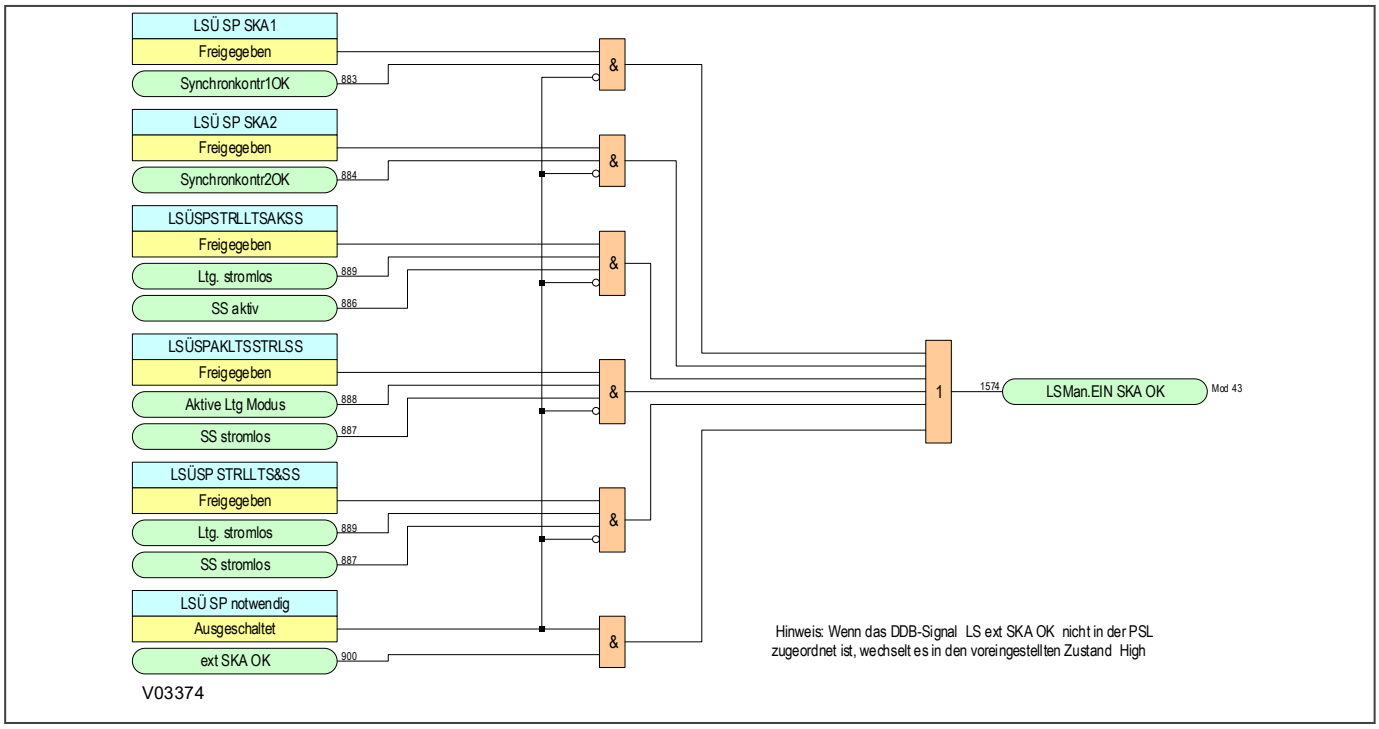


Abbildung 223: Systemprüfung für manuelles Schließen des LS – Logikschaltbild (Modul 51)

11.5 LOGIKMODULE (DUAL-LS)

Dieser Abschnitt enthält eine Reihe von Logikschaltbildern für Dual-LS-Modelle zur Erläuterung der AWE-Funktion. Bei den meisten der Logikschaltbilder handelt es sich um logische Module, aus denen das AWE-Gesamtsystem besteht. Manche der gezeigten Schaltbilder stehen nicht in direkter Beziehung zur automatischen Wiedereinschaltung, jedoch werden auf ihnen Eingänge und Geräteausgänge dargestellt, die vom AWE-System verwendet werden. Die in diesem Abschnitt enthalten Schaltbilder werden der Vollständigkeit halber gezeigt.

11.5.1 ÜBERWACHUNG DES LS-STATUS

Die Logik der LS-Statusüberwachung, die ein Teil der Überwachungs- und Steuerfunktion ist, wird in diesem Kapitel eingehend beschrieben. Das Logikschaltbild wird in diesem Abschnitt erneut gezeigt, weil einige der Ausgänge dieses Logikmoduls als Eingänge für manche AWE-Logikmodule verwendet werden.

11.5.1.1 LS-ZUSTANDSÜBERWACHUNG

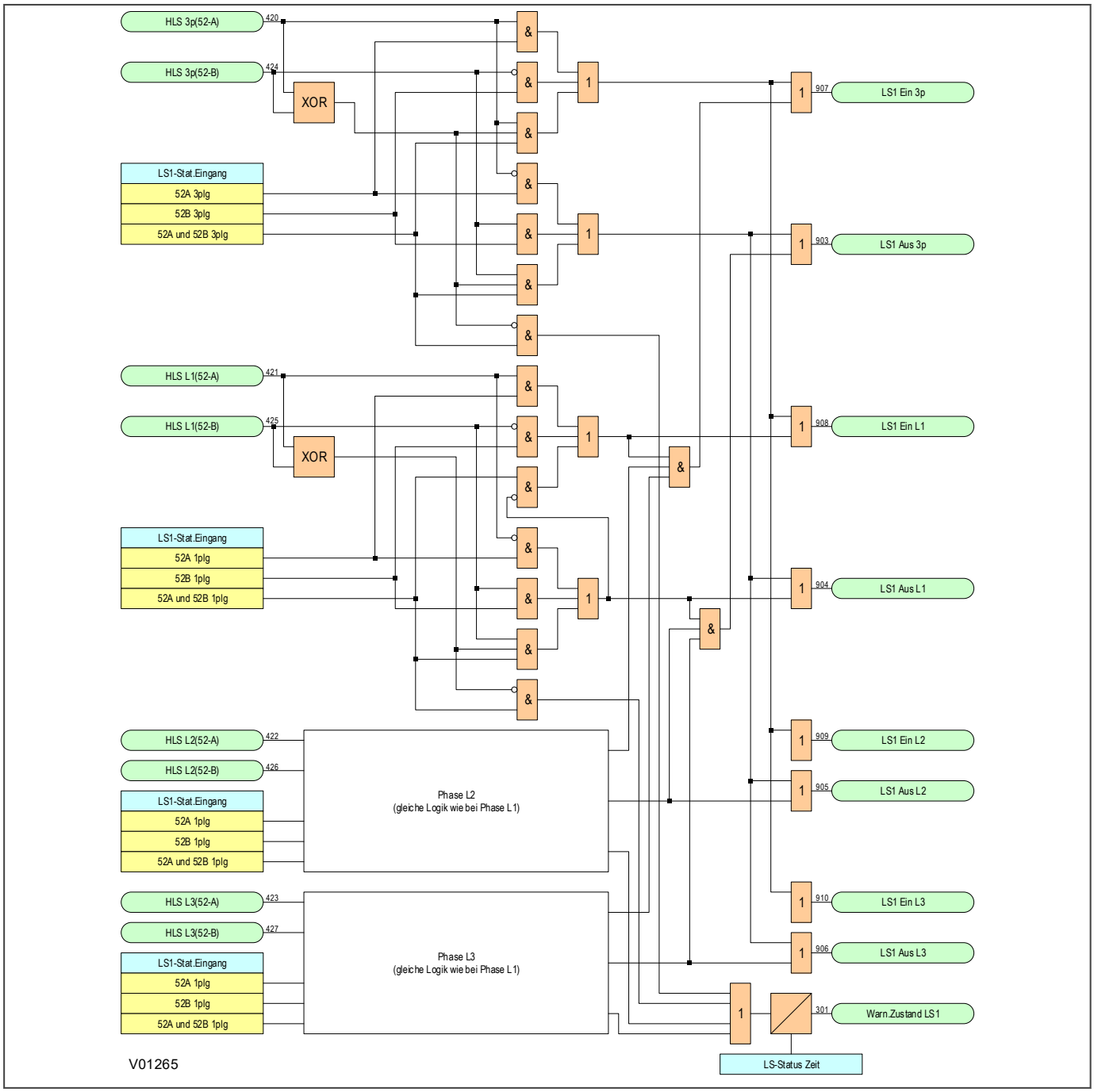


Abbildung 224: Schaltbild der LS-Zustandslogik (Modul 1)

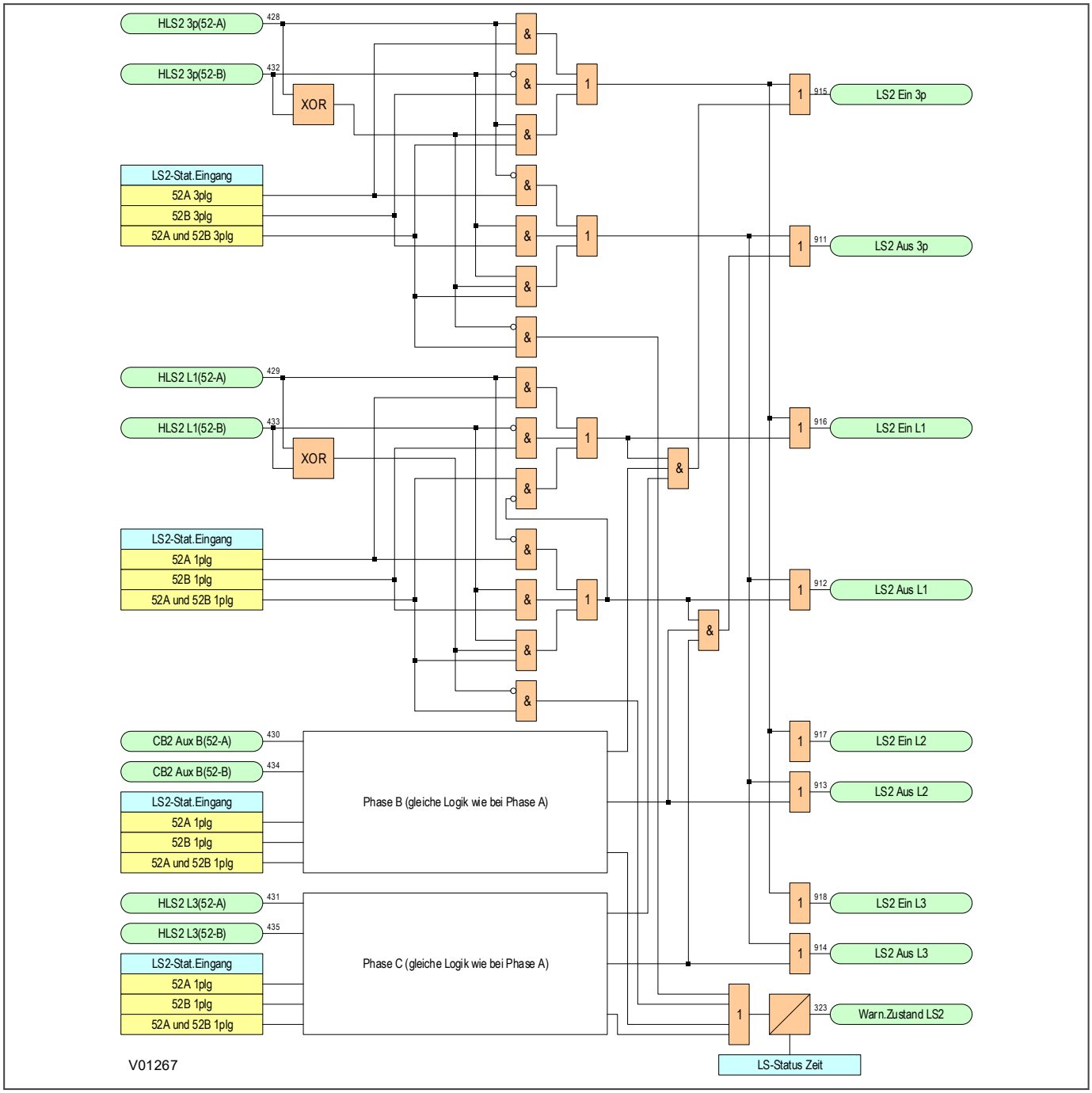


Abbildung 225: Schaltbild der LS-Zustandslogik (Modul 2)

11.5.2 LOGIK FÜR LEISTUNGSSCHALTER IM OFFENEN ZUSTAND

Das „Logikmodul für Leistungsschalter im offenen Zustand“ produziert interne Signale, die den Status „offen“ von einer oder mehreren Phasen anzeigen. Diese Signale werden von einigen der AWE-Logikmodule verwendet.

11.5.2.1 LEISTUNGSSCHALTER IM OFFENEN ZUSTAND – LOGIKSCHALTBILD

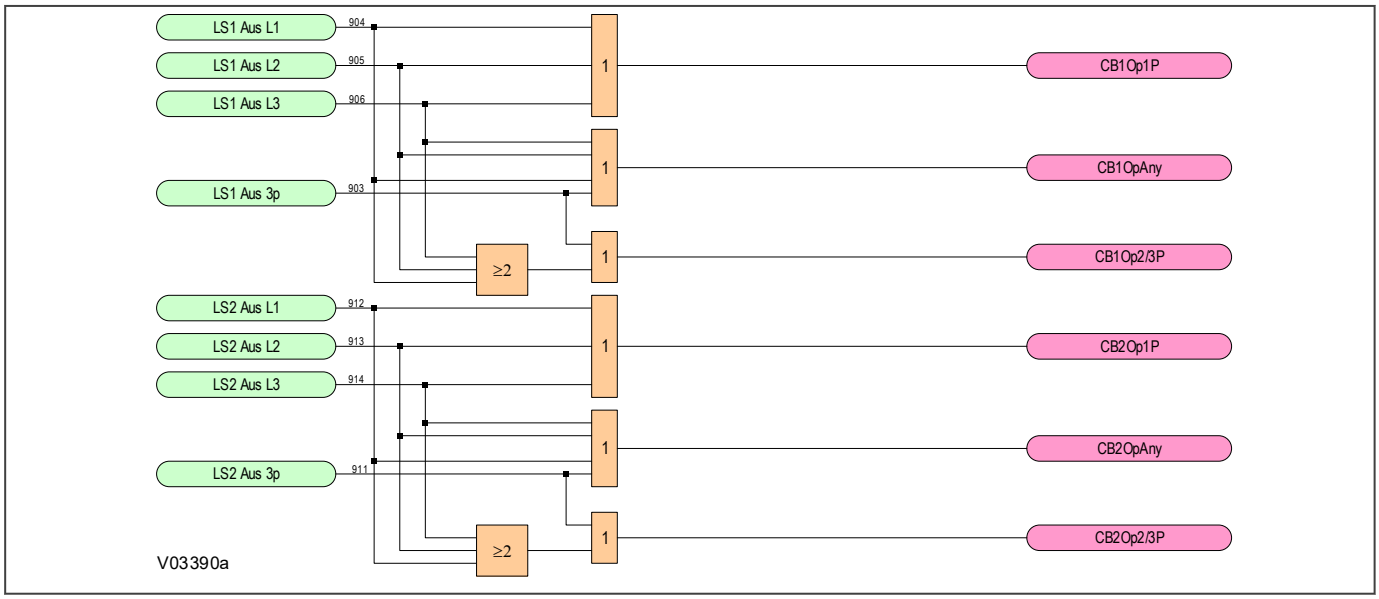


Abbildung 226: Leistungsschalter im offenen Zustand – Logikschaltbild (Modul 3)

11.5.3 LOGIK FÜR LEISTUNGSSCHALTER, DIE IN BETRIEB SIND

Wenn eine automatische Wiedereinschaltung eingeleitet wird, muss ein Leistungsschalter in Betrieb sein, damit die automatische Wiedereinschaltung fortgesetzt werden kann. Ein Leistungsschalter wird als in Betrieb betrachtet, wenn er für eine Dauer geschlossen war, die länger als die in der Einstellung „LS iB-Zt“ festgelegte Dauer ist.

Für Anwendungen mit schnellen LS-Hilfsschaltern steht die Zeitverzögerungseinstellung „CB IS Memory Time“ zur Verfügung. Diese wird verwendet, um einen störungsfreien Betrieb sicherzustellen, wenn eine Verzögerung zwischen der Auslösung des Leistungsschalters und der Erkennung durch den Schutz erwartet wird.

Wenn ein AWE-Zyklus beginnt, bleibt das „in Betrieb“-Signal für einen Leistungsschalter gesetzt, bis der AWE-Zyklus abgeschlossen ist.

Das „Leistungsschalter in Betrieb“-Signal wird zurückgesetzt, wenn der Leistungsschalter öffnet oder wenn das entsprechende „AWE läuft“-Signal zurückgesetzt wird.

11.5.3.1 IN BETRIEB STEHENDER LEISTUNGSSCHALTER – LOGIKSCHALTBILD

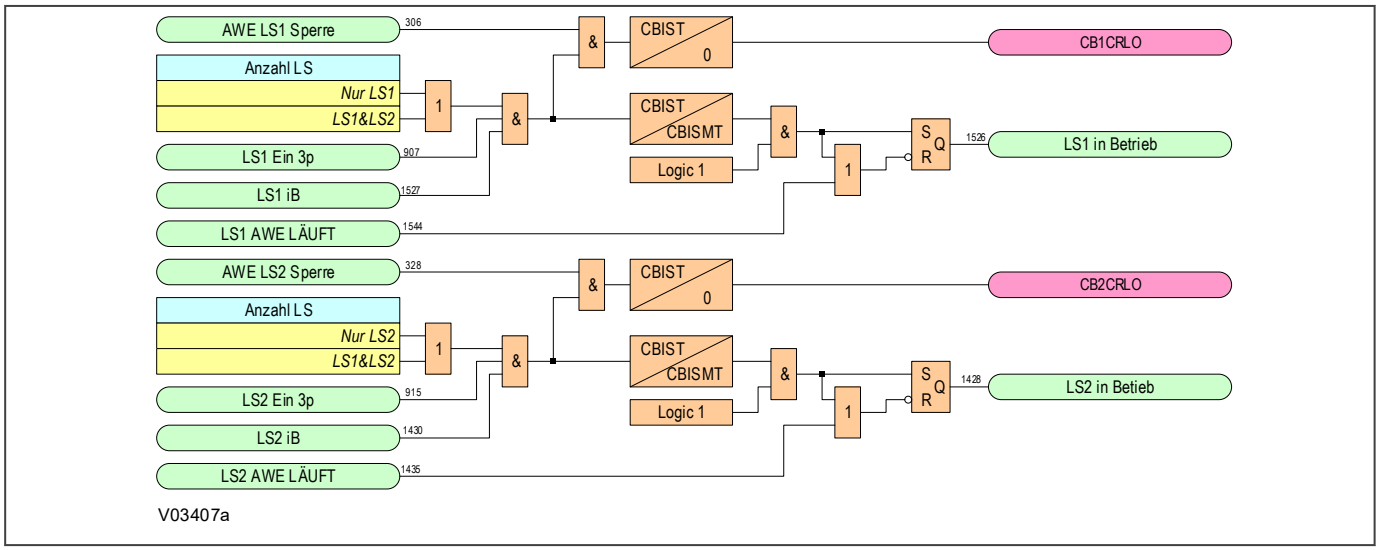


Abbildung 227: In Betrieb stehende Leistungsschalter – Logikschaltbild (Modul 4)

11.5.4 LOGIK FÜR DIE AKTIVIERUNG DER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG

Die AWE-Funktion muss zunächst in der Spalte *KONFIGURATION* aktiviert werden, bevor sie in Betrieb genommen werden kann. Sie kann durch Folgendes in Betrieb genommen werden:

- Einen Opto-Eingang, der dem DDB-Signal ***AWE einschalten*** zugeordnet ist
- Pulsieren des DDB-Signals ***AWE Ein Puls*** (verwenden Sie ***AWE Aus Puls***, um die Funktion außer Betrieb zu nehmen)
- Programmieren einer Funktionstaste am Bedienfeld.
- Wenn anwendbar, mithilfe der IEC 60870-5-103-Kommunikation

Zudem sind weitere Validierungssignale erforderlich, damit die automatische Wiedereinschaltung eingeschaltet werden kann. Dies sind die DDB-Signale ***LS1 AWE ein*** und ***LS2 AWE ein***. Sobald die AWE in Betrieb genommen ist, wird das DDB-Signal ***AWE Aktiviert*** aktiviert, und das Feld ***AWEin Status*** in der Spalte *LS STEUERUNG* wird entsprechend gesetzt.

11.5.4.1 AKTIVIERUNG DER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

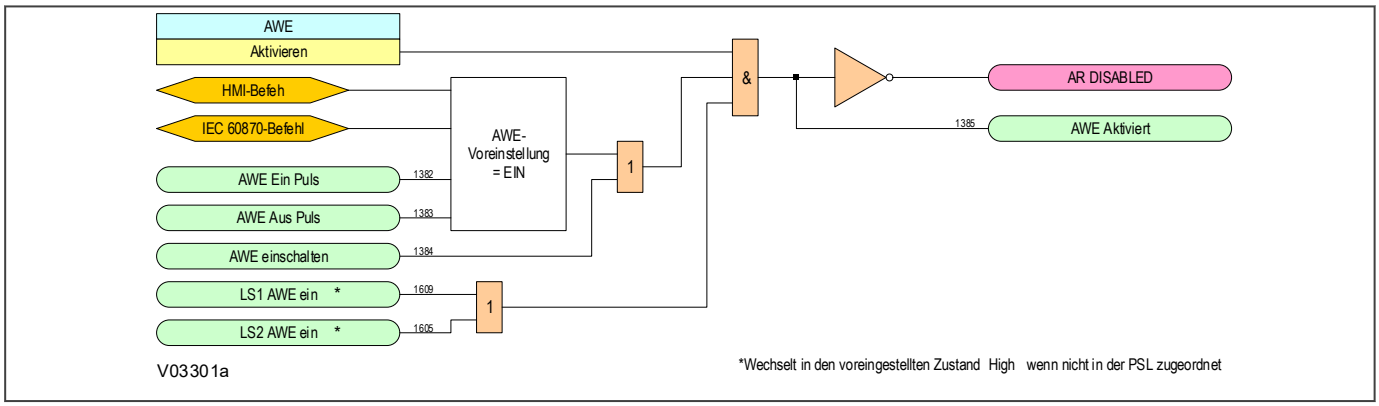


Abbildung 228: Aktivierung der automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Modul 5)

11.5.5 AWE – VORGEORDNETER/NACHGEORDNETER LS

Sie können entweder LS1 als vorgeordneten und LS2 als nachgeordneten LS oder LS2 als vorgeordneten und LS1 als nachgeordneten LS einstellen.

11.5.5.1 AUSWAHL VORGEORDNETER/NACHGEORDNETER LS – LOGIKSCHALTBILD

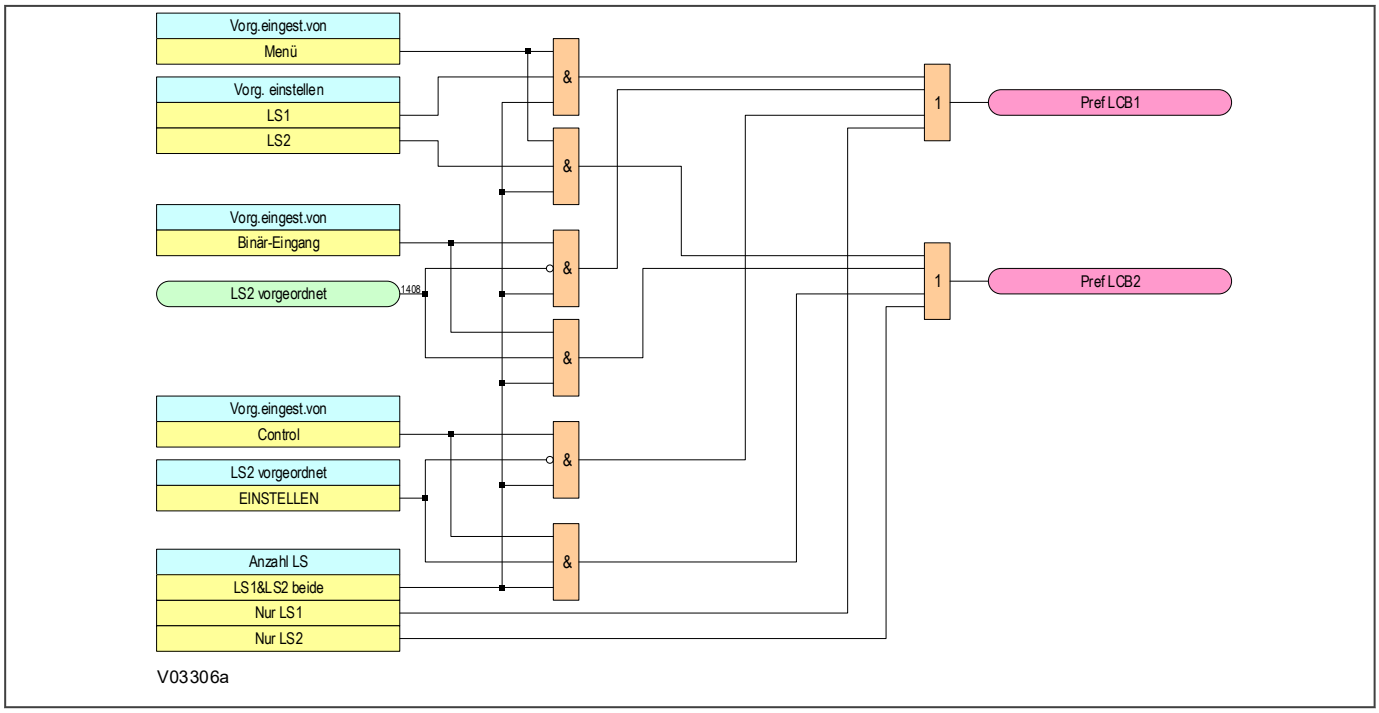


Abbildung 229: Auswahl vorgeordneter/nachgeordneter LS – Logikschaltbild (Modul 6)

11.5.5.2 VORGEORDNETER/NACHGEORDNETER LS – LOGIKSCHALTBILD

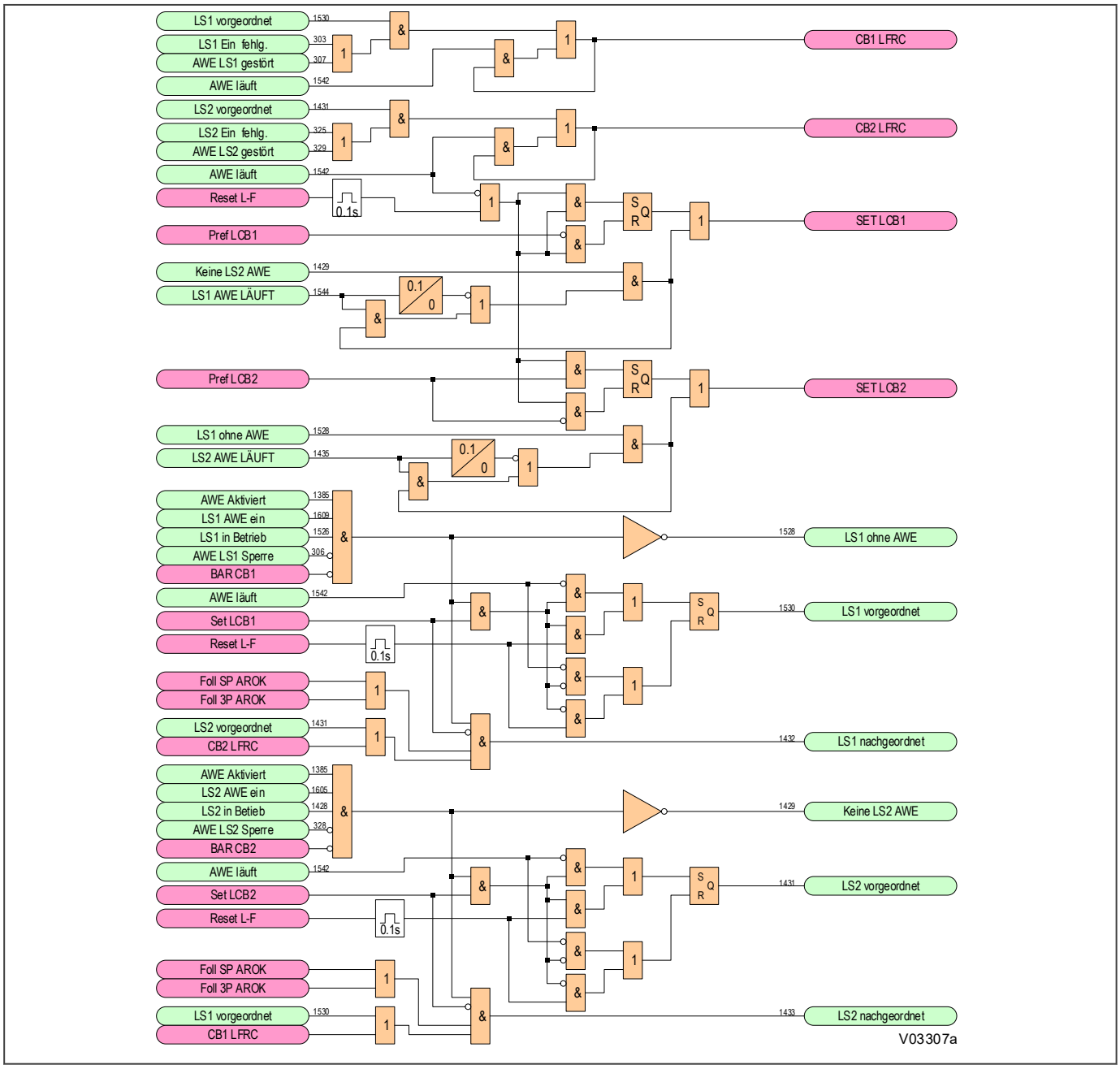


Abbildung 230: Vorgeordneter/nachgeordneter LS – Logikschaltbild (Module 7 und 8)

11.5.6 AWE-MODI

Das Gerät kann eine einphasige und/oder dreiphasige automatische Wiedereinschaltung durchführen. Der AWE-Modus wird mit der Einstellung ***AWE Modus*** in der Spalte *AWE* konfiguriert. Sie können wählen aus:

- Einphasig (`1P AWE`)
- Dreiphasig (`3P AWE`)
- Einphasig und Dreiphasig (`1/3P AWE`)
- Gesteuert durch Befehle von DDB-Signalen, die optoisolierten Eingängen in der PSL (`AWE Bin.Eing.`) zugeordnet werden müssen.

Einphasige automatische Wiedereinschaltung ist nur beim ersten Versuch eines AWE-Zyklus zulässig. In einem AWE-Zyklus mit mehreren Versuchen ist die zweite Auslösung dreiphasig, nachfolgende Auslösungen sind ebenfalls dreiphasig.

Bei mehrphasigen Fehlern können Sie die Einstellung ***Mehrphasen AWE*** in der Spalte *AWE* verwenden, um folgende Optionen zu konfigurieren:

- AWE für alle Fehlerarten zulassen (`AWE zulassen`)
- AWE bei zwei- und dreiphasigen Fehlern blockieren (`Block. AWE 2p&3p`)
- AWE bei dreiphasigen Fehlern blockieren (`Block. AWE 3p`)

11.5.6.1 EIN- UND DREIPHASIGE AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG

Dieser Abschnitt gilt für Geräte mit zwei Leistungsschaltern. Wenn Signale und Einstellungen für jeden der zwei Leistungsschalter vorhanden sind, wird nur der erste Leistungsschalter (LS1) gezeigt, um die Klarheit und sichere Wiederholung zu verbessern. Wenn Einstellungen und Signale „LS1“ einschließen, gilt dies auch für „LS2“.

Nur einphasige automatische Wiedereinschaltung

Wenn die einphasige automatische Wiedereinschaltung aktiviert ist, erlaubt die Logik nur einen einzigen Versuch der automatischen Wiedereinschaltung. Bei einem einphasigen Fehler beginnt die Einphasen-Pausenzeitstufe ***1p AWE Paus-Zt.*** zu laufen, und das DDB-Signal ***1p AWE läuft LS1*** wird aktiviert, was bedeutet, dass die einphasige automatische Wiedereinschaltung im Gange ist. In solch einem Fall löst die Logik bei einem Mehrphasenfehler eine Dreiphasen-Auslösung aus und kehrt dann in den Sperrzustand zurück.

Nur dreiphasige automatische Wiedereinschaltung

Während der dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung werden bei einem Fehler die Dreiphasen-Pausenzeitstufen ***3pAWE PZt1.Vers.***, ***3pAWE PZt2.Vers.***, ***3pAWE PZt3.Vers.*** und ***3pAWE PZt4.Vers.*** gestartet, und das DDB-Signal ***3p AWE läuft LS1*** wird aktiviert, was bedeutet, dass die dreiphasige automatische Wiedereinschaltung im Gange ist.

Wenn nur die dreiphasige automatische Wiedereinschaltung aktiviert ist, erzwingt die Logik eine Dreiphasen-Auslösung, indem das DDB-Signal ***LS1 3p AWE erzw.*** für Einphasenfehler gesetzt wird.

Ein- und dreiphasige automatische Wiedereinschaltung

Wenn die einphasige und die dreiphasige automatische Wiedereinschaltung aktiviert sind und der erste Fehler ein Einphasenfehler ist, wird die einphasige Pausenzeit ***1p AWE Paus-Zt.*** gestartet und das Signal „Einphasige AWE läuft“ wird aktiviert. Wenn der erste Fehler ein Mehrphasenfehler ist, wird die Dreiphasen-Pausenzeitstufe ***3pAWE PZt1.Vers.*** gestartet, und das Signal „Dreiphasige AWE läuft“ wird aktiviert. Wenn per Einstellung mehrere Wiedereinschaltungen zugelassen sind (***AWE Versuche*** >1), werden bei nachfolgenden Fehlern dreiphasige Auslösungen veranlasst, indem das Signal für die Erzwingung einer dreipoligen Auslösung gesetzt wird. Die dreiphasigen Pausenzeiten ***3pAWE PZt2.Vers.***, ***3pAWE PZt3.Vers.*** und ***3pAWE PZt4.Vers.*** (Pausenzeiten 2, 3, 4) werden für die zweite, dritte und vierte Auslösung (Versuche) gestartet. Das DDB-Signal ***3p AWE läuft LS1*** wird aktiviert. Wenn sich ein Einphasenfehler während der einphasigen Pausenzeit (***1p AWE Paus-Zt.***) zu einem Mehrphasenfehler entwickelt, wird die einphasige automatische Wiedereinschaltung gestoppt. Das Signal „Einphasige AWE läuft“ wird zurückgesetzt, das Signal „Dreiphasige AWE läuft“ wird gesetzt, und die dreiphasige Pausenzeitstufe ***3pAWE PZt1.Vers.*** wird gestartet.

11.5.6.2 AKTIVIERUNG DER AWE-MODI – LOGIKSCHALTBILD

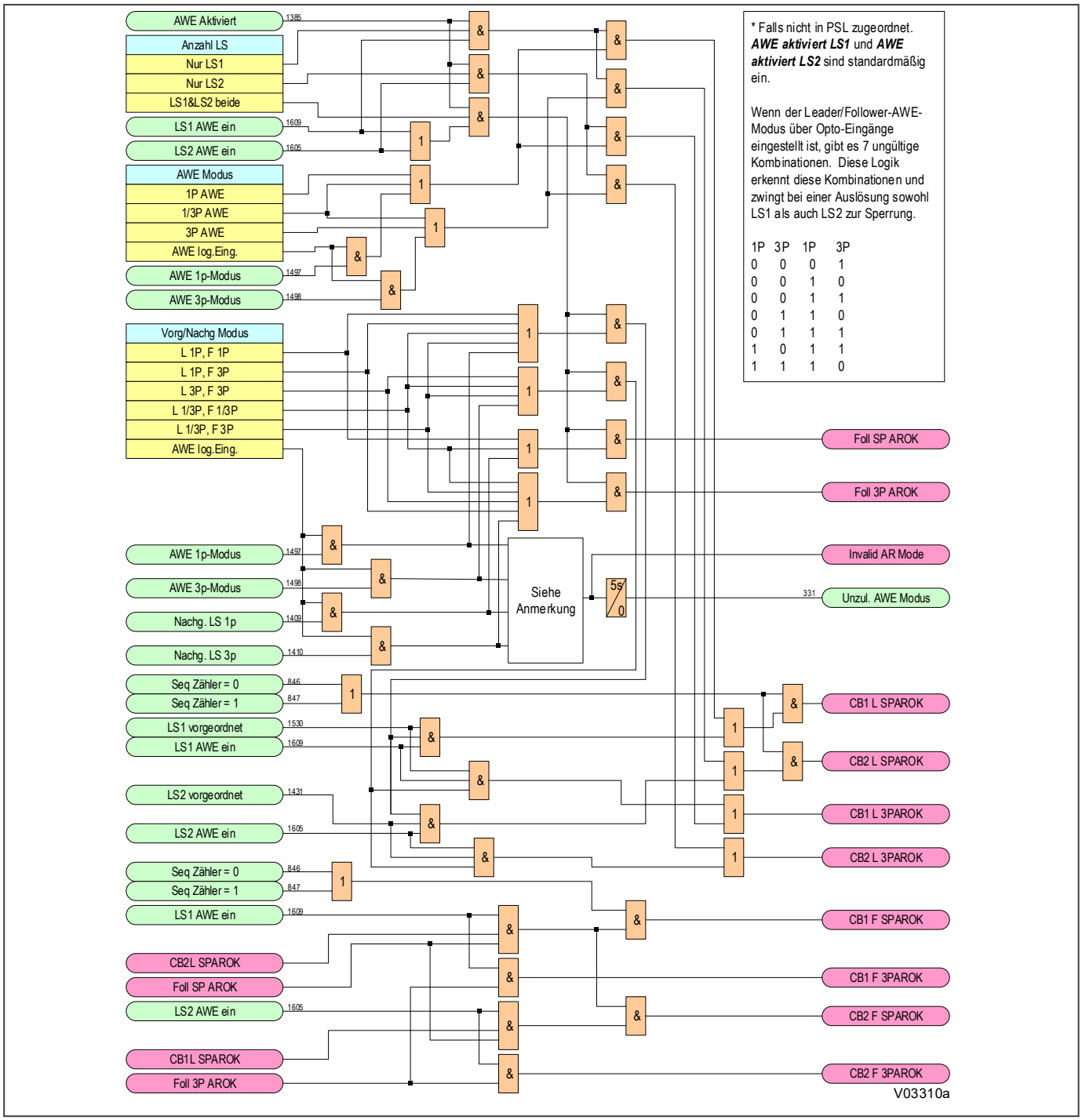


Abbildung 231: Aktivierung der AWE-Modi – Logikschaltbild (Modul 9)

11.5.7 LOGIK FÜR DIE ERZWINGUNG EINER DREIPHASIGEN AUSLÖSUNG WÄHREND EINES AWE-ZYKLUS

Nach einer einphasigen Auslösung während des laufenden AWE-Zyklus und nach Rücksetzung der Schutzelemente werden die Auslösungsschalter auf dreiphasig umgeschaltet.

Schutzvorgänge, die bei nachfolgenden Fehlern stattfinden, während der AWE-Zyklus weiterhin läuft, werden dreiphasig ausgelöst.

11.5.7.1 ERZWINGUNG EINER DREIPHASIGEN AUSLÖSUNG – LOGIKSCHALTBILD

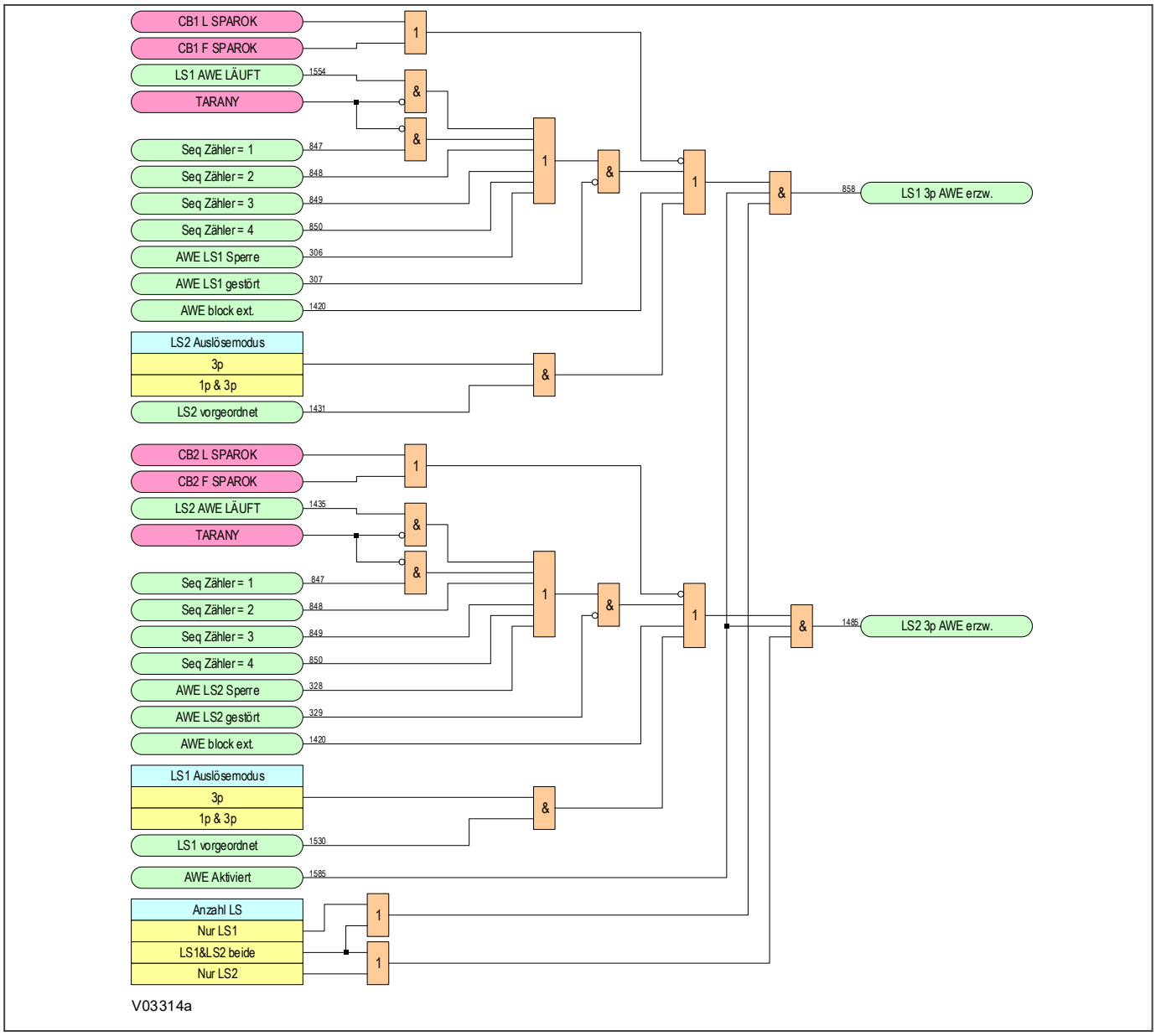


Abbildung 232: Erzwingen einer dreiphasigen Auslösung – Logikschaltbild (Modul 10)

11.5.8 LOGIK FÜR DEN ANSTOSS EINER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG

Eine automatische Wiedereinschaltung wird nur dann gestartet, wenn die automatische Wiedereinschaltung für den Leistungsschalter aktiviert und der Leistungsschalter in Betrieb ist. Wenn ein AWE-Zyklus gestartet wird, wird Automatische Wiedereinschaltung läuft (AWE läuft) angezeigt. Die Anzeige bleibt bis zum Ende des Zyklus bestehen. Mit dem Erfolg der automatischen Wiedereinschaltung oder einer Sperre ist der Zyklus beendet.

AWE-Zyklen können durch Folgendes angestoßen werden:

- Schutzfunktionen des Geräts
- eine „Auslösung Testen”-Funktion
- Externe Schutzgeräte
- Kombinationen von Folgefehlern

Interne Schutzfunktionen

Viele der Schutzfunktionen des Geräts können so programmiert werden, dass sie die automatische Wiedereinschaltung starten oder blockieren. Die zugehörigen Einstellungen befinden sich in der Spalte AWE. Die verfügbaren Optionen sind `Keine Aktion`, `AWE einleiten` oder `Blockade AWE`. Bei Einstellung von `Blockade AWE` wird durch Auslösen der Schutzfunktion die automatischen Wiedereinschaltung blockiert und eine Sperre erzwungen.

Funktion „Aulösung Testen“

Das Befehlsfeld ***AWE Testen*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* kann zur Einleitung eines AWE-Zyklus verwendet werden. Jede Option bietet einen 100-ms-Impulsausgang. Mit der Option „Kein Betrieb“ kann das Befehlsfeld verlassen werden, ohne einen Test einzuleiten.

Externe Schutzgeräte

Die Schutzauslösung von einem anderen Gerät kann verwendet werden, um eine automatische Wiedereinschaltung per PSL anzustoßen. Diese externen Auslöseeingangssignale sind standardmäßig zugeordnet, um eine automatische Wiedereinschaltung anzustoßen. Diese Eingänge sind nicht den Auslöseausgängen zugeordnet. Mit entsprechender Zuordnung in der PSL kann das externe Gerät dieses Gerät zur Auslösung von daran angeschlossenen Leistungsschaltern verwenden.

Kombinationen von Folgefehlern

Die automatische Wiedereinschaltung wird normalerweise durch eine einzelne Bedingung (wie einen einpoligen Fehler) angestoßen. Wenn sich die Systembedingungen jedoch so entwickeln, dass andere Bedingungen auftreten, die eine automatische Wiedereinschaltung anstoßen könnten, muss sich die Dynamik der AWE-Logik anpassen. Wenn sich zum Beispiel ein einpoliger zu einem mehrpoligen Fehler entwickelt, muss sich folglich die automatische Wiedereinschaltung entsprechend anpassen. Zu diesem Zweck werden Meldungen erzeugt, die Zustände, wie sich entwickelnde Fehler, Wiederauslösung des Schutzes, Kombinationen des Anstoßes durch interne Schutzfunktionen, externe Schutzfunktionen oder Testfunktionen, die die Ablaufsteuerung der AWE steuern, anzeigen.

Aufzeichnungen der Anstoß-Bedingungen werden gespeichert und zur Ablaufsteuerung verwendet. Ein Anstoß kann von einer im Gerät integrierten Schutzfunktion, von einem externen Schutz und internen Quellen, wie der AWE-Testfunktion erfolgen. Der Anstoß kann durch die Phasen, die zum Anstoß geführt haben, weiter qualifiziert werden. Diese Bedingungen werden in Signalen, die ein „MEM“-Speicher oder „AWE“ im Signalnamen führen, gespeichert.

11.5.8.1 EINLEITUNG EINER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

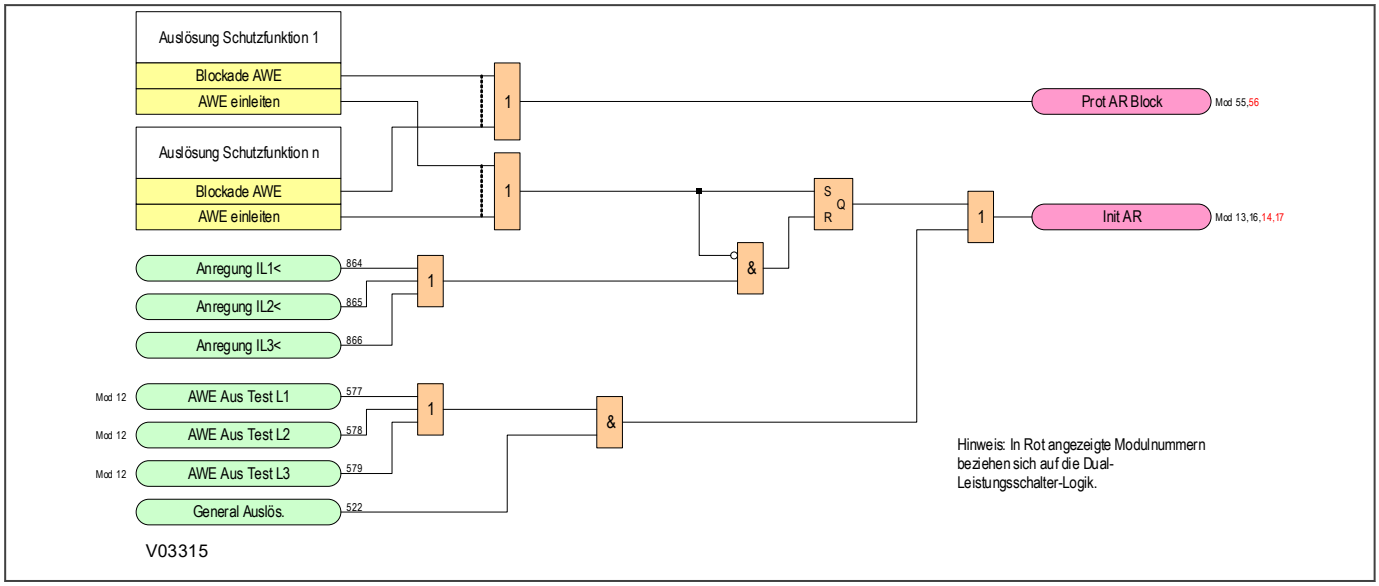


Abbildung 233: Einleitung einer automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Modul 11)

11.5.8.2 PRÜFUNG DER AUSLÖSUNG DER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

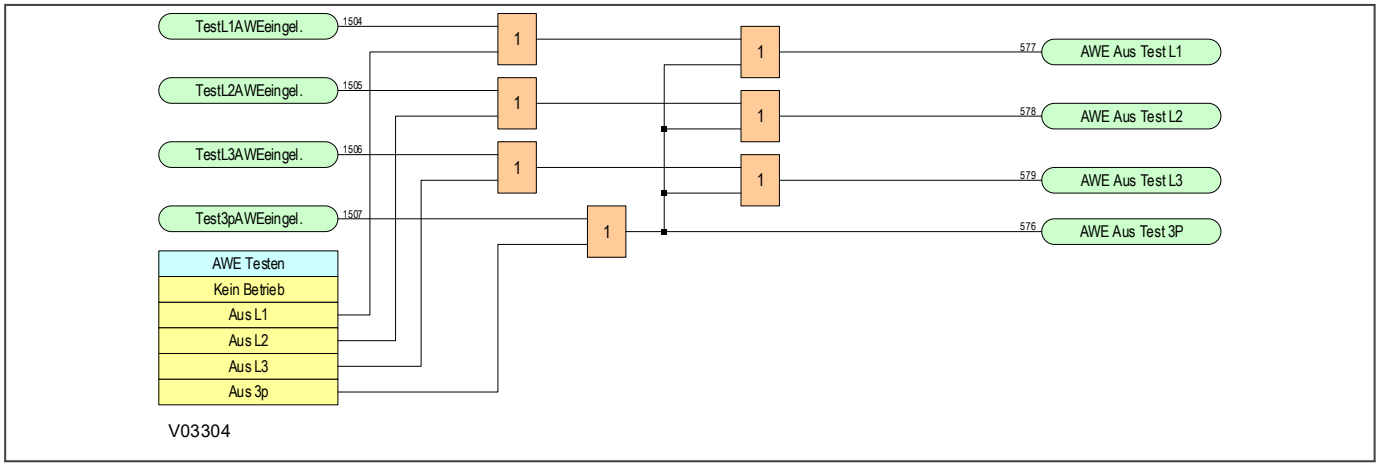


Abbildung 234: Prüfung der Auslösung der automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Modul 12)

11.5.8.3 EXTERNE AUSLÖSUNG – LOGIKSCHALTBILD FÜR LS1

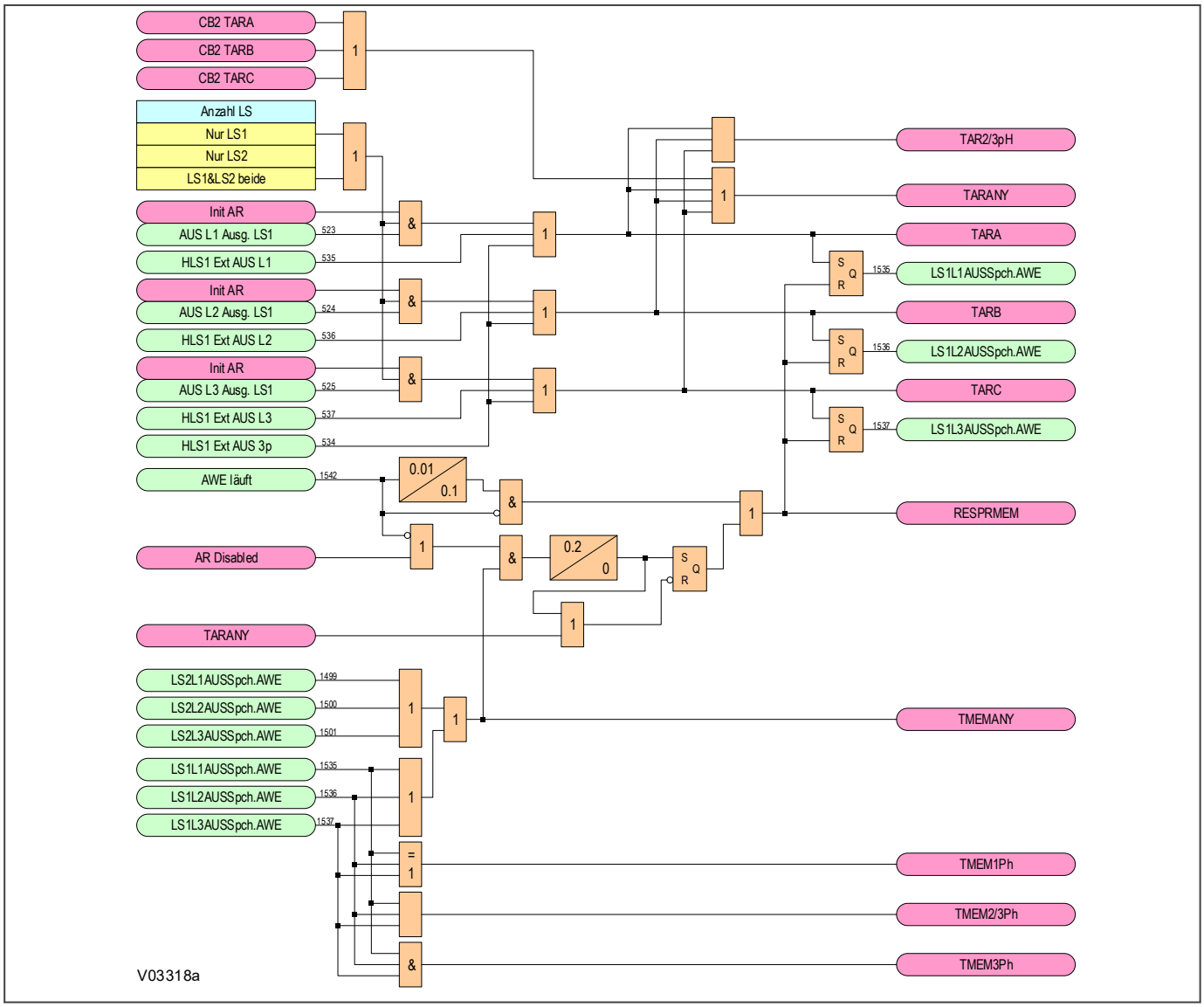


Abbildung 235: Einleitung der automatischen Wiedereinschaltung durch eine interne einzelne und dreiphasige Auslösung oder eine externe Auslösung für LS1 (Modul 13)

Hinweis:
Für eine einphasige automatische Wiedereinschaltung müssen diese Signale wie im standardmäßigen PSL-Schema gezeigt zugeordnet sein.

11.5.8.4 EXTERNE AUSLÖSUNG – LOGIKSCHALTBILD FÜR LS2

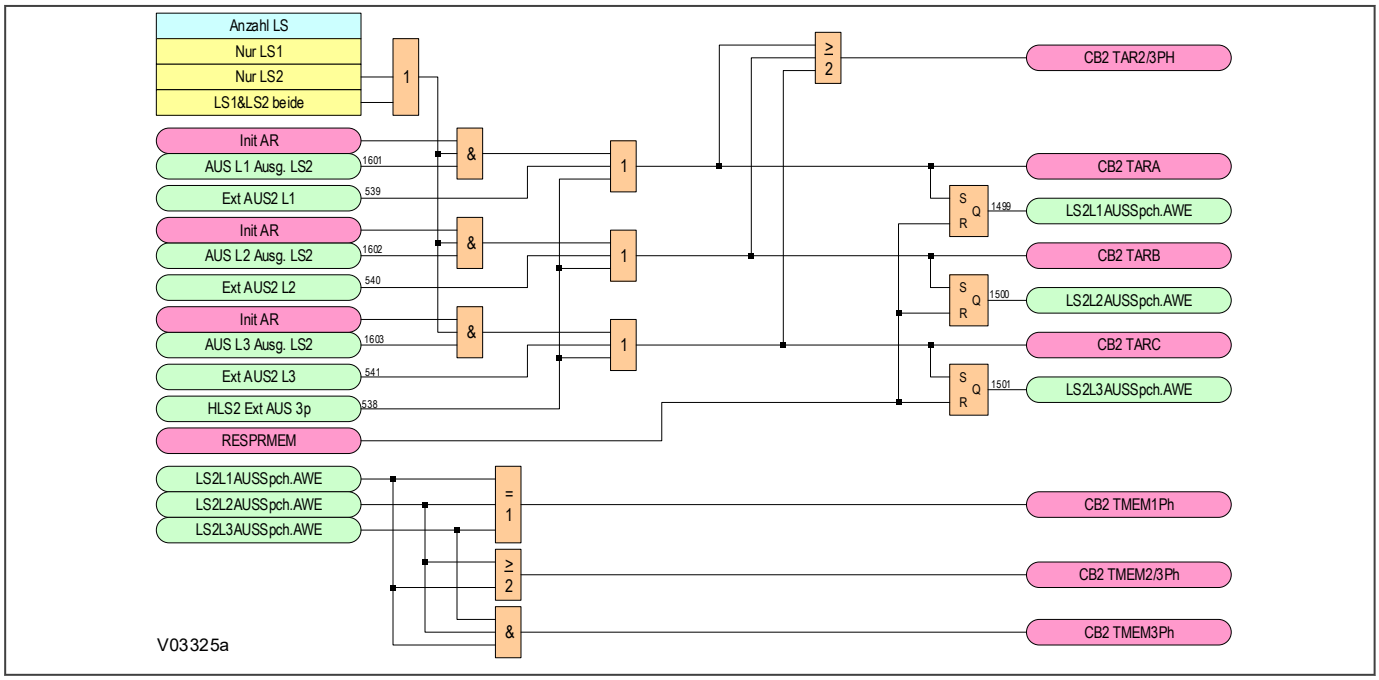


Abbildung 236: Einleitung der automatischen Wiedereinschaltung durch eine interne einzelne und dreiphasige Auslösung oder eine externe Auslösung für LS2 (Modul 14)

Hinweis:
Für eine einphasige automatische Wiedereinschaltung müssen diese Signale wie im standardmäßigen PSL-Schema gezeigt zugeordnet sein.

11.5.8.5 ERNEUTE SCHUTZAUSLÖSUNG UND ENTSTEHENDE FEHLER – LOGIKSCHALTBILD

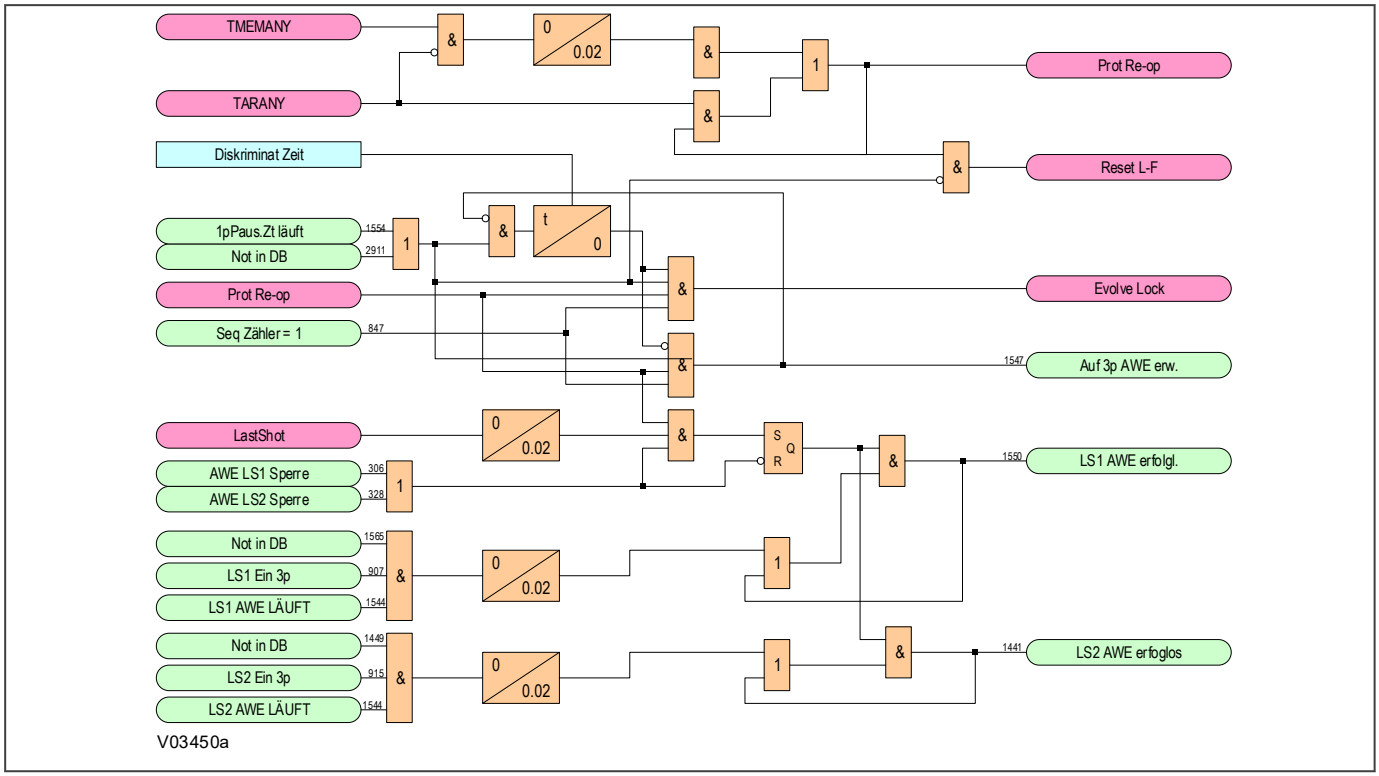


Abbildung 237: Erneute Schutzauslösung und entstehende Fehler – Logikschaltbild (Modul 20)

11.5.8.6 FEHLERSPEICHER-LOGIKSCHALTBILD

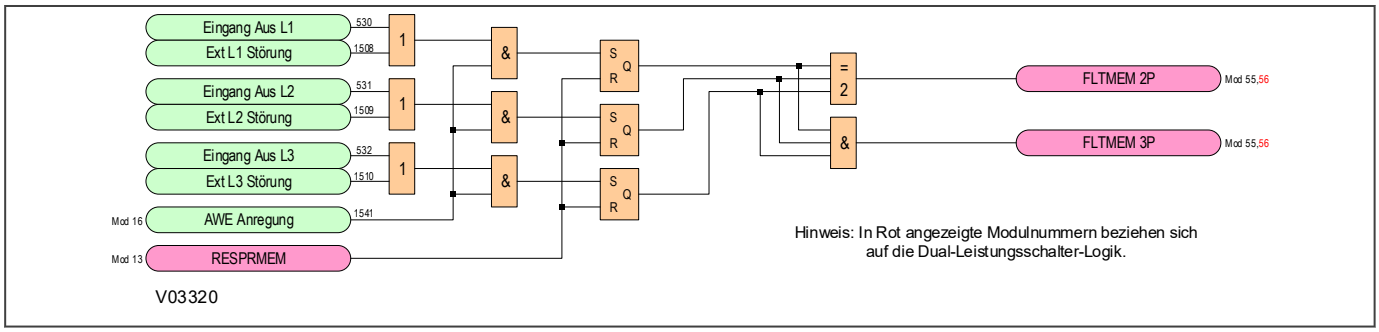


Abbildung 238: Fehlerspeicher-Logikschaltbild (Modul 15)

11.5.9 AWE LÄUFT

Das Modul „3p AWE Läuft“ produziert verschiedene Signale, um andere Module und Funktionen zu informieren, dass eine automatische Wiedereinschaltung im Gange ist.

11.5.9.1 LAUFENDE AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD FÜR LS1

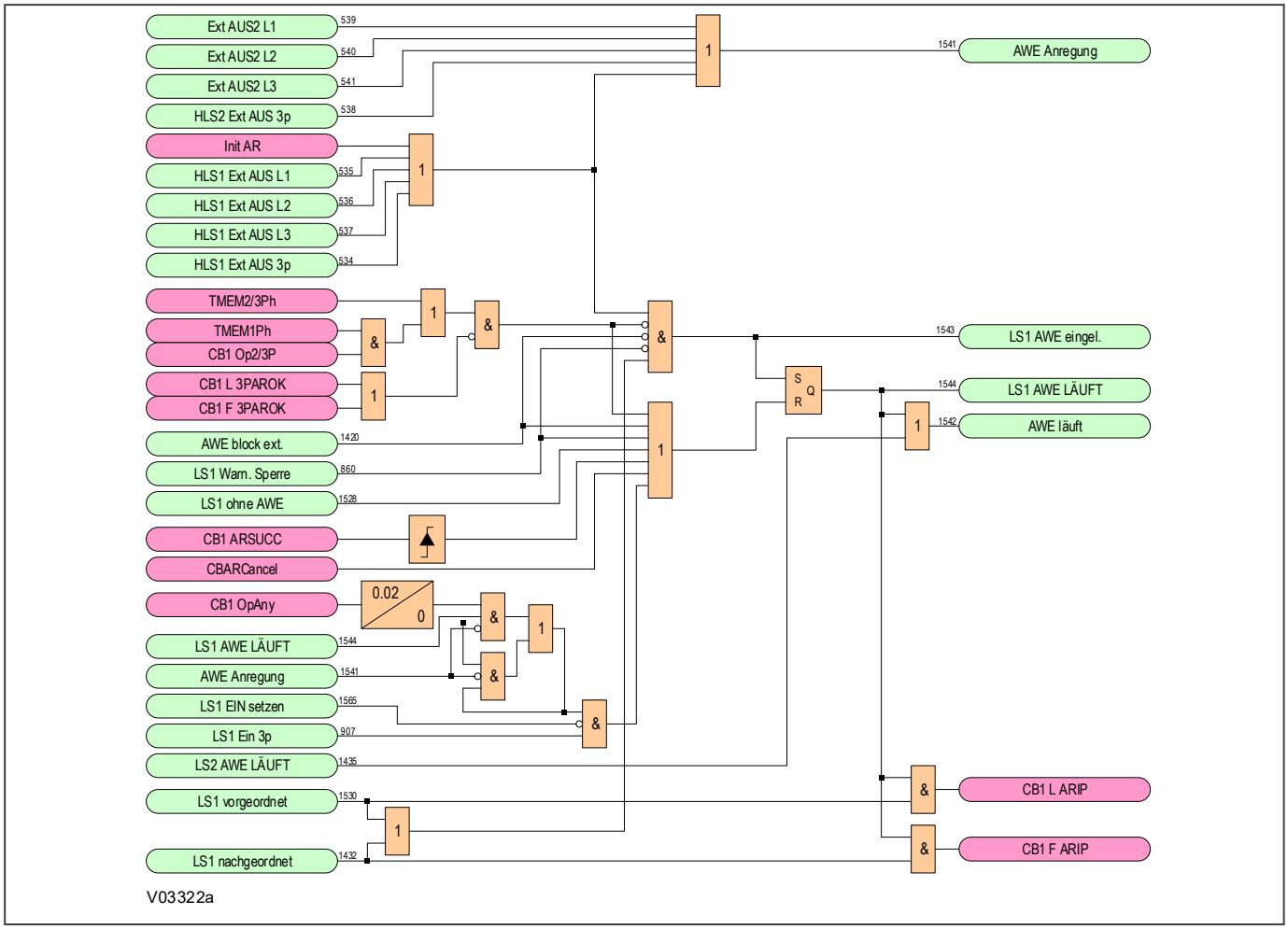


Abbildung 239: Laufende automatische Wiedereinschaltung – Logikschaltbild für LS1 (Modul 16)

11.5.9.2 LAUFENDE AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD FÜR LS2

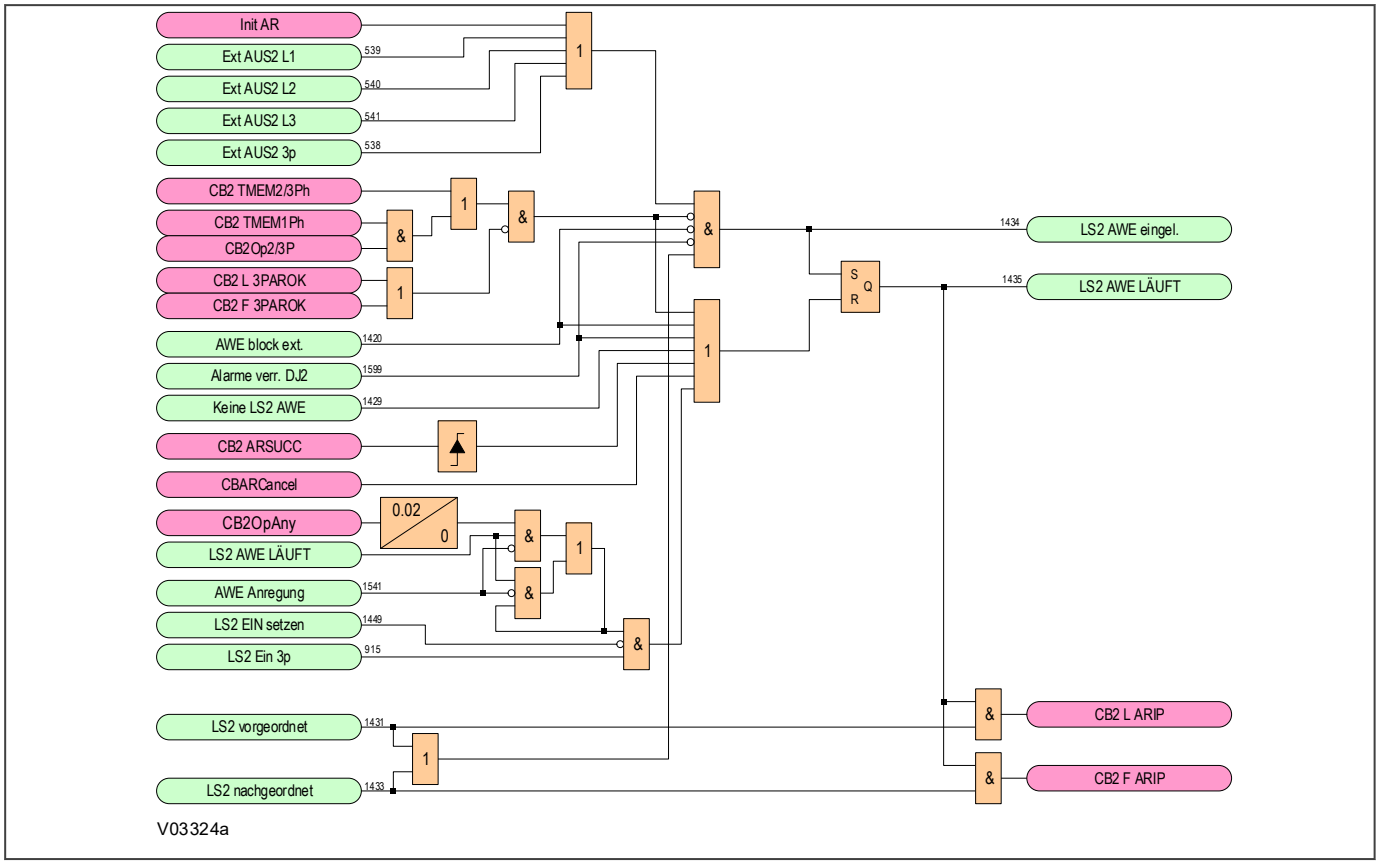


Abbildung 240: Laufende automatische Wiedereinschaltung – Logikschaltbild für LS2 (Modul 17)

11.5.10 SEQUENZZÄHLER

Die AWE-Logik enthält einen Zähler zum Zählen der AWE-Versuche. Dieser wird als Sequenzzähler bezeichnet. Der Sequenzzähler hat den Wert null, wenn keine automatische Wiedereinschaltung läuft. Nach einer Auslösung und der nachfolgenden Einleitung einer automatischen Wiedereinschaltung wird der Sequenzzähler inkrementiert. Der Zähler liefert Ausgangssignale, die anzeigen, wie viele Einleitungsereignisse in einem AWE-Zyklus stattgefunden haben. Diese Signale dienen der Information des Benutzers und werden in der Logik verwendet, um die entsprechenden Pausenzeiten auszuwählen oder bei einer anhaltenden Störung eine Sperre zu erzwingen.

Es ist möglich, den ersten AWE-Versuch zu überspringen, indem die Einstellung ***AWE Wegl.Vrsch 1*** aktiviert wird. Wenn dies getan ist, überspringt der Sequenzzähler den ersten AWE-Versuch (Versuch 1) und geht unmittelbar nach Einleitung der automatischen Wiedereinschaltung zum zweiten Versuch (Versuch 2) über. Jedes Mal, wenn der Schutz auslöst, wird der Sequenzzähler um 1 inkrementiert. Die AWE-Logik vergleicht den Sequenzzählerwert mit der Anzahl der Einstellung ***AWE Versuche***. Wenn der Zählerwert diese Einstellung überschreitet, wird die automatische Wiedereinschaltung gesperrt. Wenn die automatische Wiedereinschaltung erfolgreich ist, wird der Sequenzzähler auf null zurückgesetzt.

11.5.10.1 AWE-SEQUENZZÄHLER – LOGIKSCHALTBILD

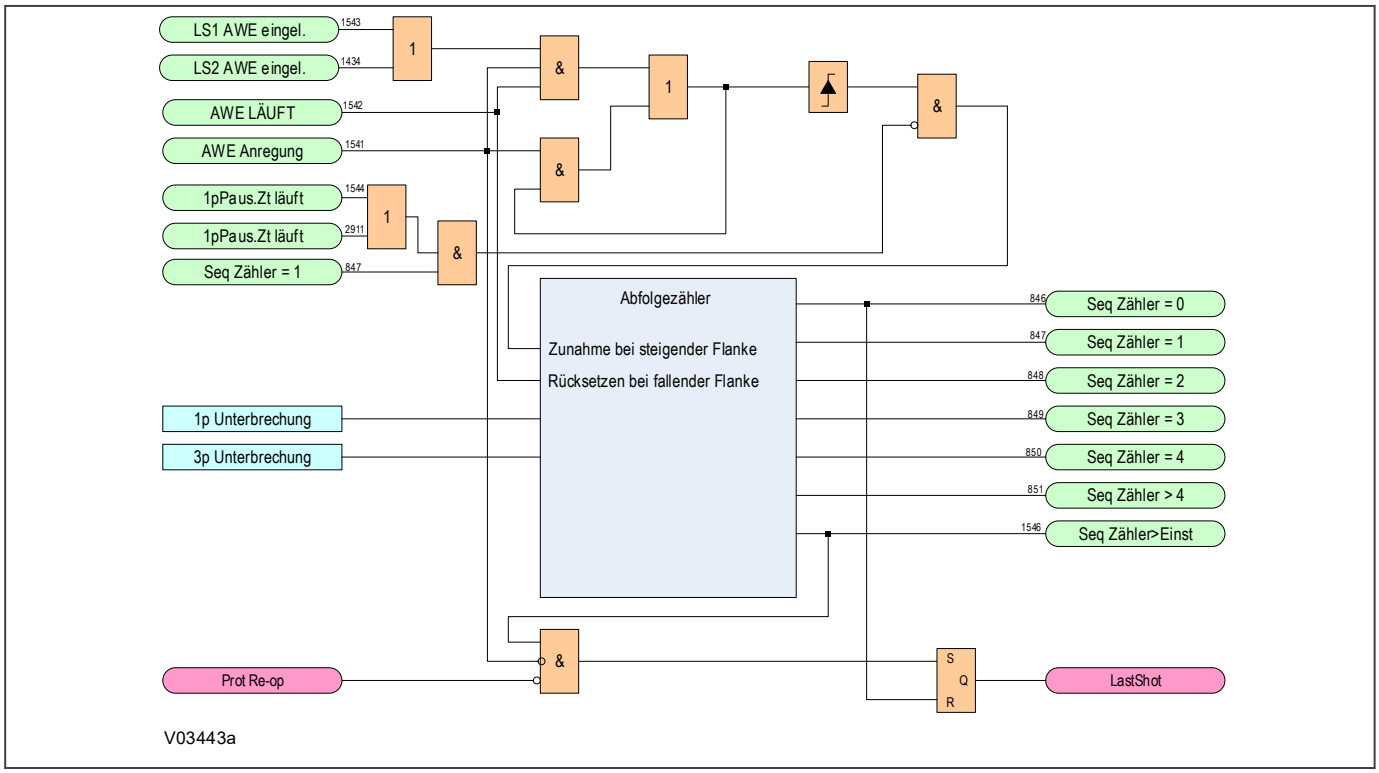


Abbildung 241: AWE-Sequenzzähler – Logikschaltbild (Modul 18)

11.5.11 AUSWAHL DES AWE-ZYKLUS

Die Logik für die Auswahl des AWE-Zyklus entscheidet, ob die automatische Wiedereinschaltung ein- oder dreiphasig beginnt.

11.5.11.1 AUSWAHL EINES EINPHASIGEN AWE-ZYKLUS – LOGIKSCHALTBILD

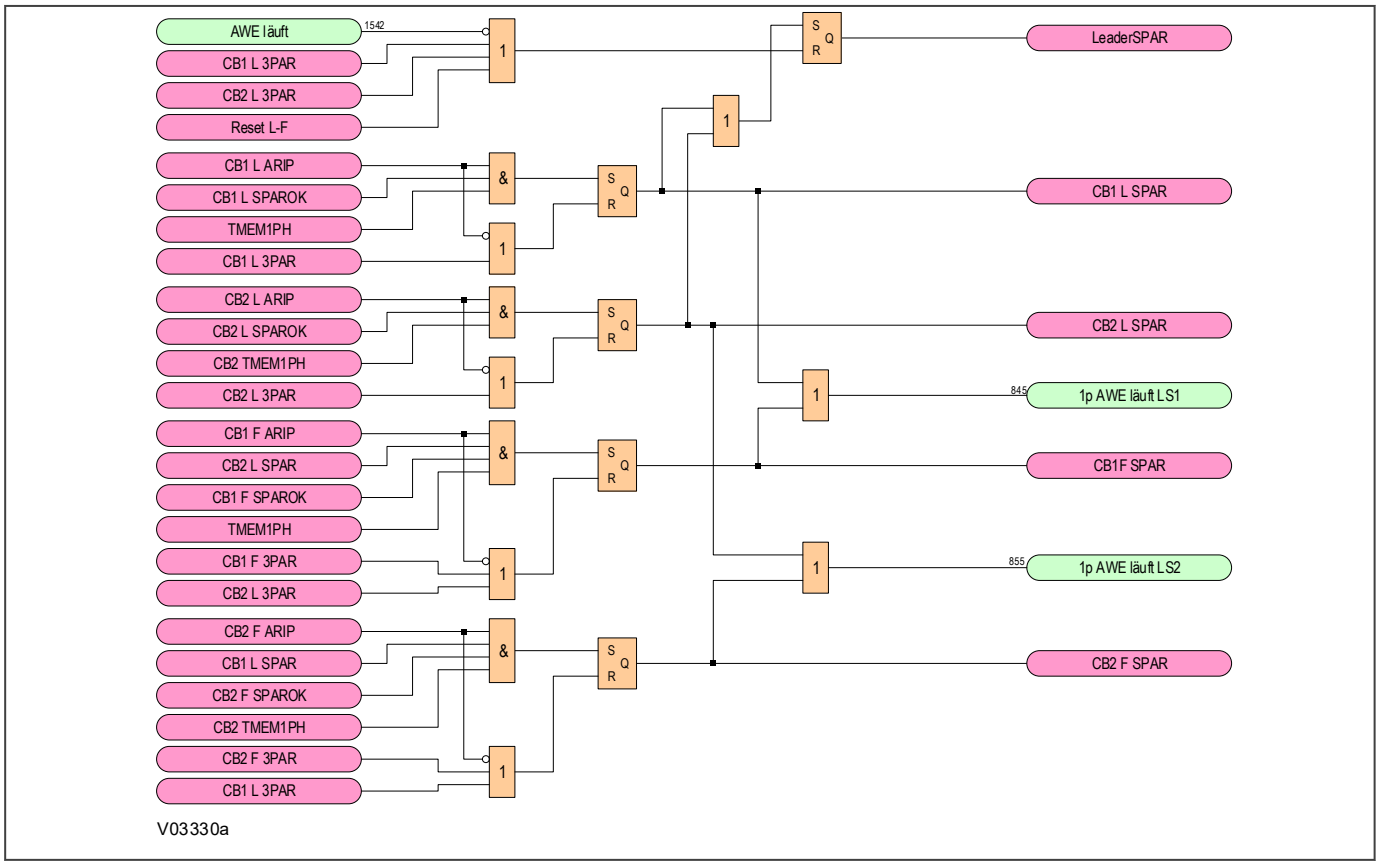


Abbildung 242: Auswahl eines einphasigen AWE-Zyklus – Logikschaltbild (Modul 19)

11.5.11.2 AUSWAHL EINES DREIPHASIGEN AWE-ZYKLUS

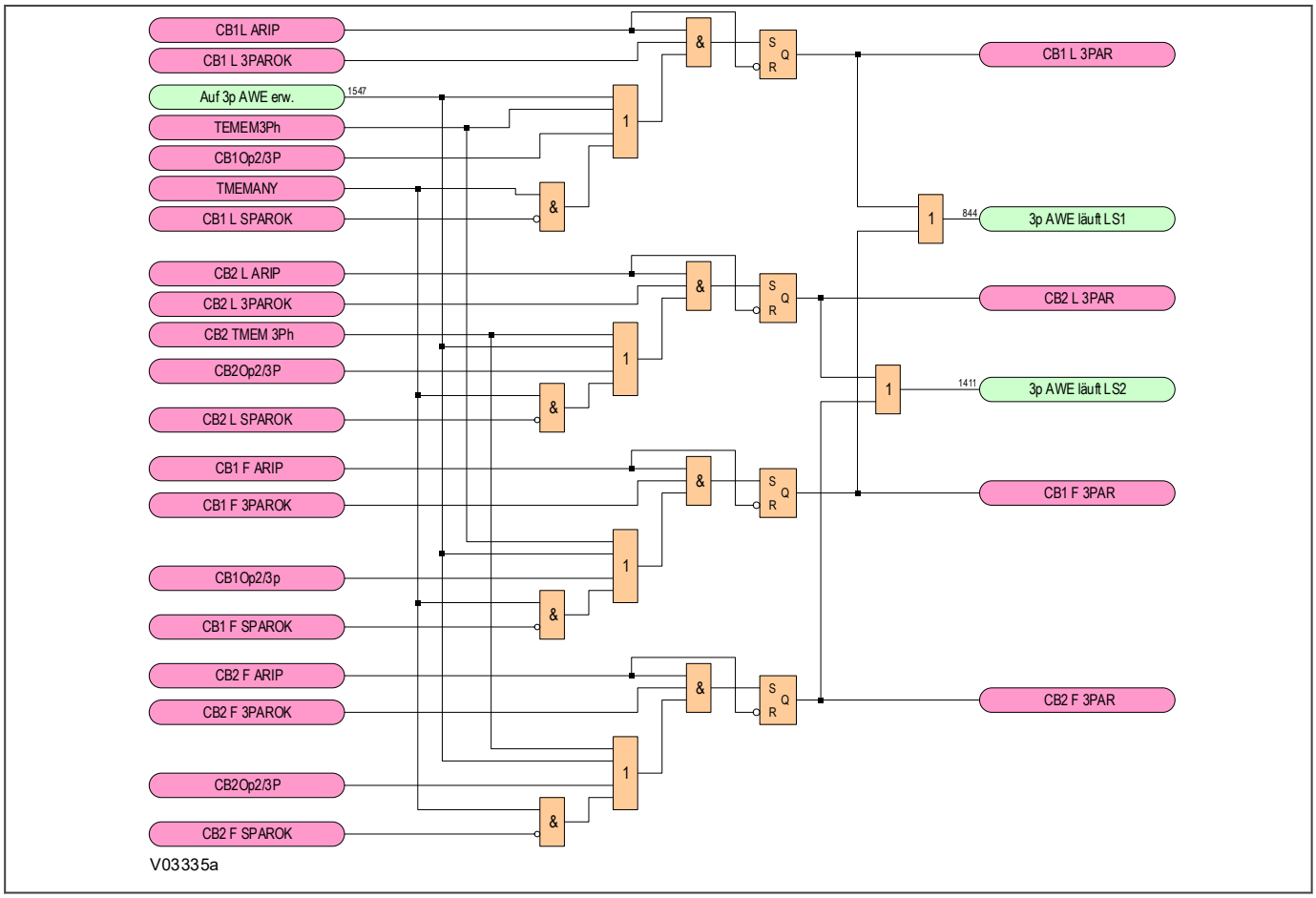


Abbildung 243: Auswahl eines dreiphasigen AWE-Zyklus – Logikschaltbild (Modul 21)

11.5.12 PAUSENZEITSTEUERUNG

Sobald ein AWE-Zyklus begonnen hat, werden die Bedingungen für die Aktivierung der Pausenzeit durch die Menüeinstellungen, den Zustand des Leistungsschalters, den Schutzzustand, die Art des AWE-Zyklus (ein- oder dreiphasig) und die optoisolierten Eingänge von externen Quellen bestimmt.

Drei Einstellungen tragen zur Steuerung des Beginns der Pausenzeit bei:

- ***Schutz Anr.PZt.***
- ***3pPZtAnr.Lstrls***
- ***LS Ein Start PZt***

Die Einstellung ***Schutz Anr.PZt.*** bestimmt, wie der Schutzvorgang eine Pausenzeit einleitet. Die Einstellung ist immer sichtbar und hat drei Optionen: `Schutz-Rückset.`, `Schutz angespr.` (Schutzauslösung) und `ausgeschaltet`. Die letztere Option sollte aktiviert werden, wenn Sie nicht wollen, dass der Schutzvorgang eine Pausenzeit auslöst. Mithilfe dieser Optionen werden die Grundbedingungen für den Beginn der Pausenzeit festgelegt.

Wenn per Auswahl bestimmt wird, dass durch einen Schutzvorgang eine Pausenzeit ausgelöst wird, kann dies von einer Prüfung der Leitung auf Stromlosigkeit abhängig gemacht werden.

Wenn per Auswahl bestimmt wird, dass durch einen Schutzrücksetzung eine Pausenzeit ausgelöst wird, kann dies von einer Prüfung abhängig gemacht werden, die bestätigt, dass der Leistungsschalter offen ist (***LS Ein Start PZt***), bevor die Pausenzeit beginnt. Bei Anwendungen mit dreiphasiger Auslösung steht eine weitere Option zur

Verfügung, mit der geprüft werden kann, ob die Leitung stromlos ist (***3pPZtAnr.Lstrls***), bevor die Pausenzeit gestartet wird.

Wenn ***Schutz Anr.PZt.*** deaktiviert ist, muss der Leistungsschalter öffnen, damit die Pausenzeit beginnen kann. Bei Anwendungen mit dreiphasiger Auslösung steht eine Option zur Verfügung, mit der geprüft werden kann, ob die Leitung stromlos ist (***3pPZtAnr.Lstrls***), bevor die Pausenzeit gestartet wird. Um zu prüfen, ob die Leitung stromlos ist, setzen Sie ***3pPZtAnr.Lstrls*** auf `Freigegeben`. Um zu prüfen, ob der Leistungsschalter offen ist, setzen Sie ***LS Ein Anr.PZt.*** auf `Freigegeben`.

11.5.12.1 AKTIVIERUNG DES BEGINNS DER PAUSENZEIT – LOGIKSCHALTBILD

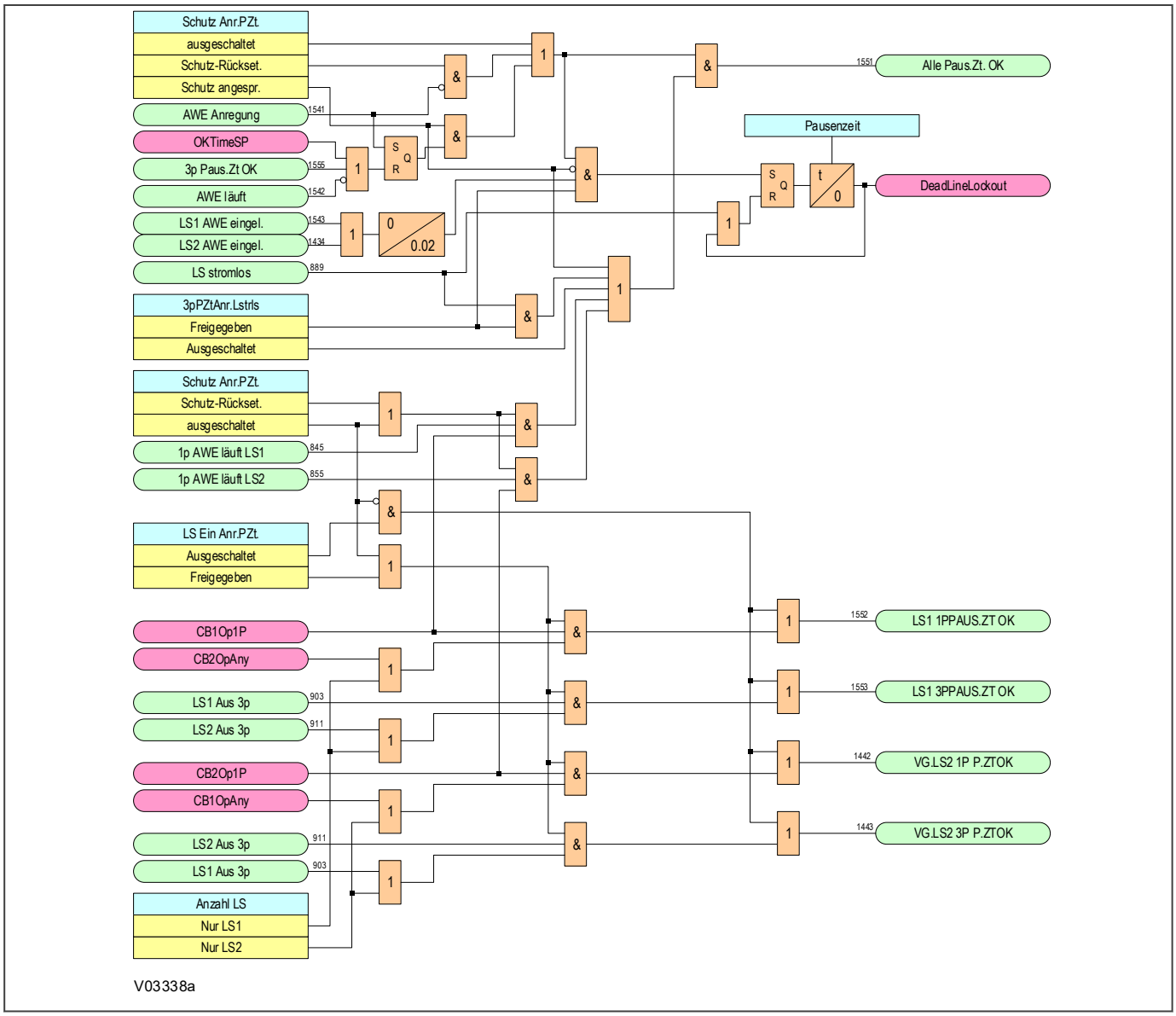


Abbildung 244: Aktivierung des Beginns der Pausenzeit – Logikschaltbild (Modul 22)

11.5.12.2 EINPHASIGE PAUSENZEIT UND LOGIK DER ADAPTIVEN AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG (AWE)

Die AWE-Schaltung ist adaptiv, wenn die Einstellung ***Adaptive SP WE*** auf `Freigegeben` gesetzt ist. Die adaptive automatische Wiedereinschaltung ist nur bei Anwendungen der einpoligen automatischen Wiedereinschaltung verfügbar. Bei aktivierter adaptiver automatischer Wiedereinschaltung ist ***1p AWE Paus-Zt.*** verborgen, und zwei

neue Zeitgebereinstellungen sind sichtbar: ***SP Min Paus_zeit*** und ***SP Max Paus_zeit***. Diese zwei Zeitstufen sind die Grenzen der einpoligen Pausenzeit.

Der Ermittlungsalgorithmus Fehlertyp und Lichtbogenlöschung (FTAE) wird initiiert, wenn die Einstellung ***Adaptive SP WE*** auf `Freigegeben` gesetzt und das Signal ***OkTimeSP*** der Pausenzeit hoch ist, wie in Modul 24 gezeigt.

Die Signale für offenen Zustand des Leistungsschalters (***LS Aus L1***/***LS Aus L2***/***LS Aus L3***) werden verwendet, um die Trennung bei einem einphasigen Erdschluss zu bestimmen. Die Phasenspannungsinformationen werden an einen Puffer mit sechs Zyklen weitergegeben, und der Winkel δ und |Us| sowie Ableitungen werden an das ***FTAED***-Modul weitergegeben.

Die vom ***FTAED***-Modul kommenden Ausgangssignale sind die Signale ***P_Fault***, ***T_Fault*** sowie ***Arc complete*** (Lichtbogen vollständig), welche die Ermittlung eines dauerhaften Fehlers, die Ermittlung eines vorübergehenden Fehlers und die Lichtbogenlöschung anzeigen.

Das Signal ***T_Fault*** ist während eines vorübergehenden Fehlers hoch, und das Signal „Arc complete“ ist nur nach der kompletten Entionisierung des fehlerhaften Lichtbogens bei vorübergehenden Fehlern hoch. Während eines dauerhaften Fehlers ist das Ausgangssignal ***P_Fault*** des AWE-Moduls hoch und wird zum AWE-Sperrlogikschaltpaln (Modul 55) weitergeleitet, um weitere Vorgänge der automatischen Wiedereinschaltung bei Bedarf zu stoppen.

Die Signale ***CB1SPDTCOMP*** und ***CB1SPATCOMP*** in Modul 24 sind Eingänge für den Logikschaltplan für automatisches Schließen des Leistungsschalters (Modul 32). Das Signal ***CB1SPDTCOMP*** ist hoch, wenn die Einstellung ***Adaptive SP WE*** `0` ist und ***CB1SPATCOMP*** ist hoch, wenn die Einstellung ***Adaptive SP WE*** `1` ist.

11.5.12.3 VORGEORDNETER LS EINPHASIGE PAUSENZEIT – LOGIKSCHALTBILD

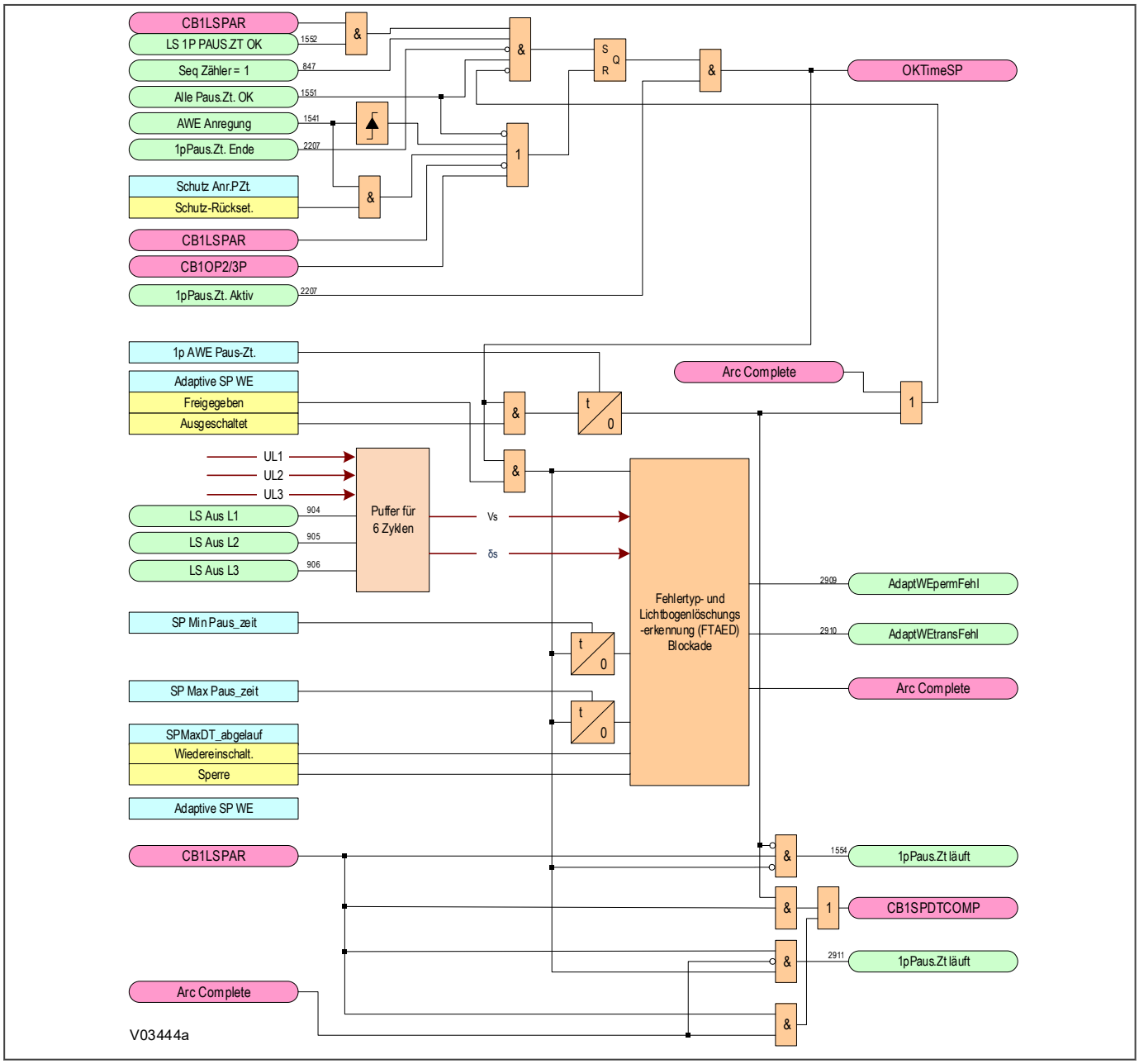


Abbildung 245: Vorgeordneter LS einphasige Pausenzeit – Logikschaltbild (Modul 24)

11.5.12.4 VORGEORDNETER LS DREIPHASIGE PAUSENZEIT – LOGIKSCHALTBILD

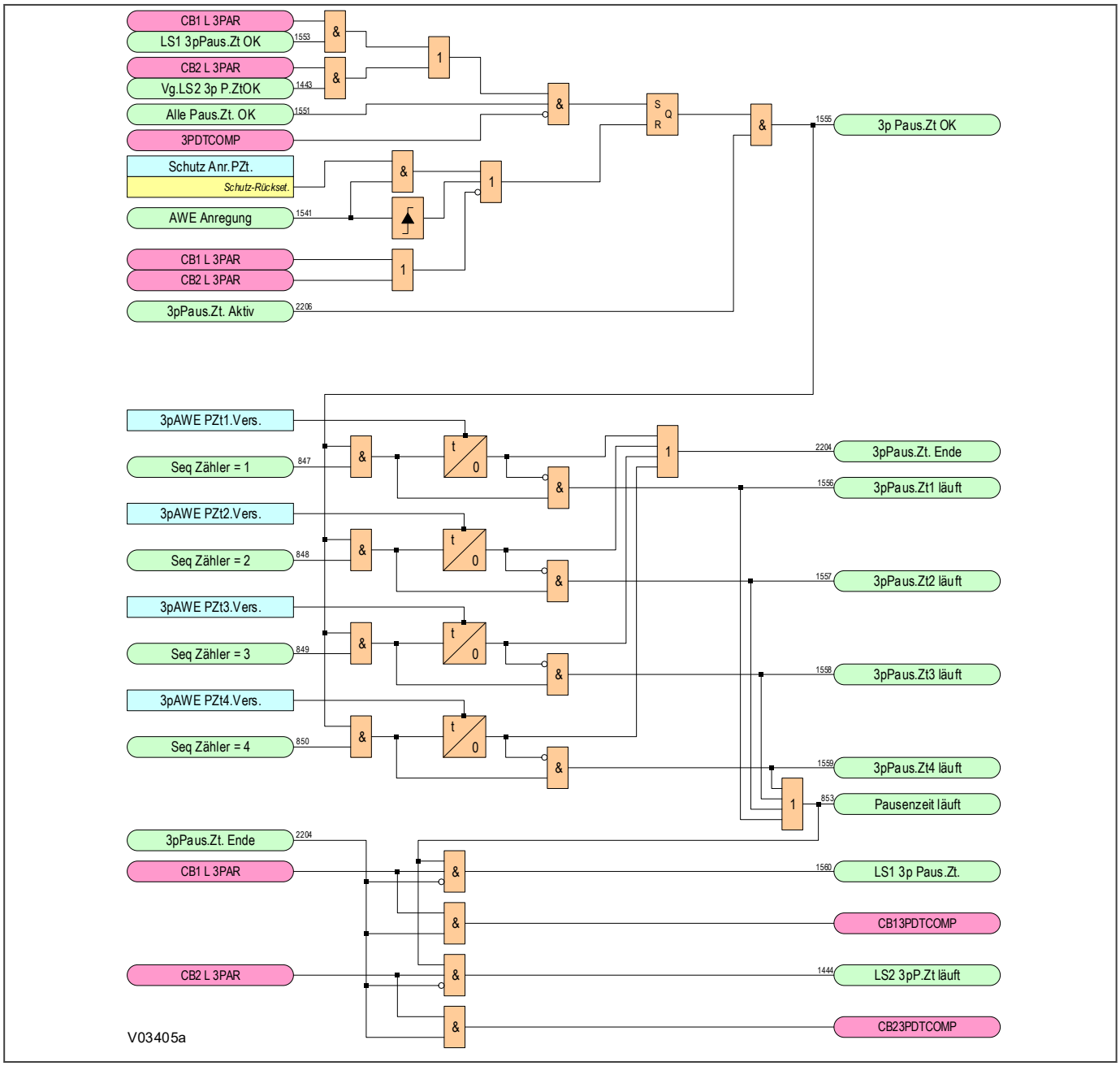


Abbildung 246: Vorgeordneter LS dreiphasige Pausenzeit – Logikschaltbild (Modul 25 und Modul 26)

11.5.12.5 AKTIVIERUNG DES NACHGEORDNETEN LS – LOGIKSCHALTBILD

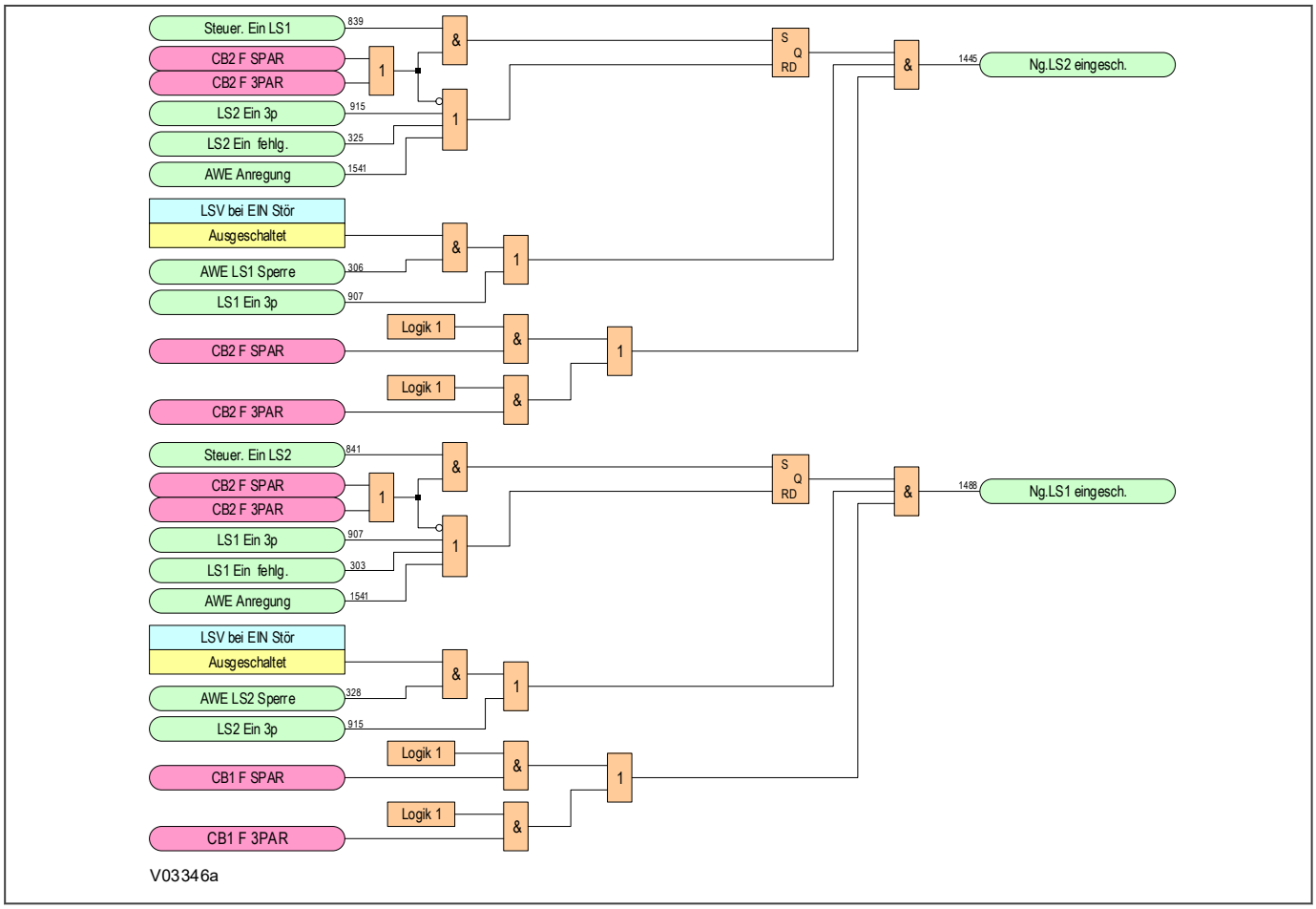


Abbildung 247: Aktivierung des nachgeordneten LS – Logikschaltbild (Modul 27)

11.5.12.6 NACHGEORDNETER LS EINPHASIGE ABLAUFSTEUERUNG – LOGIKSCHALTBILD

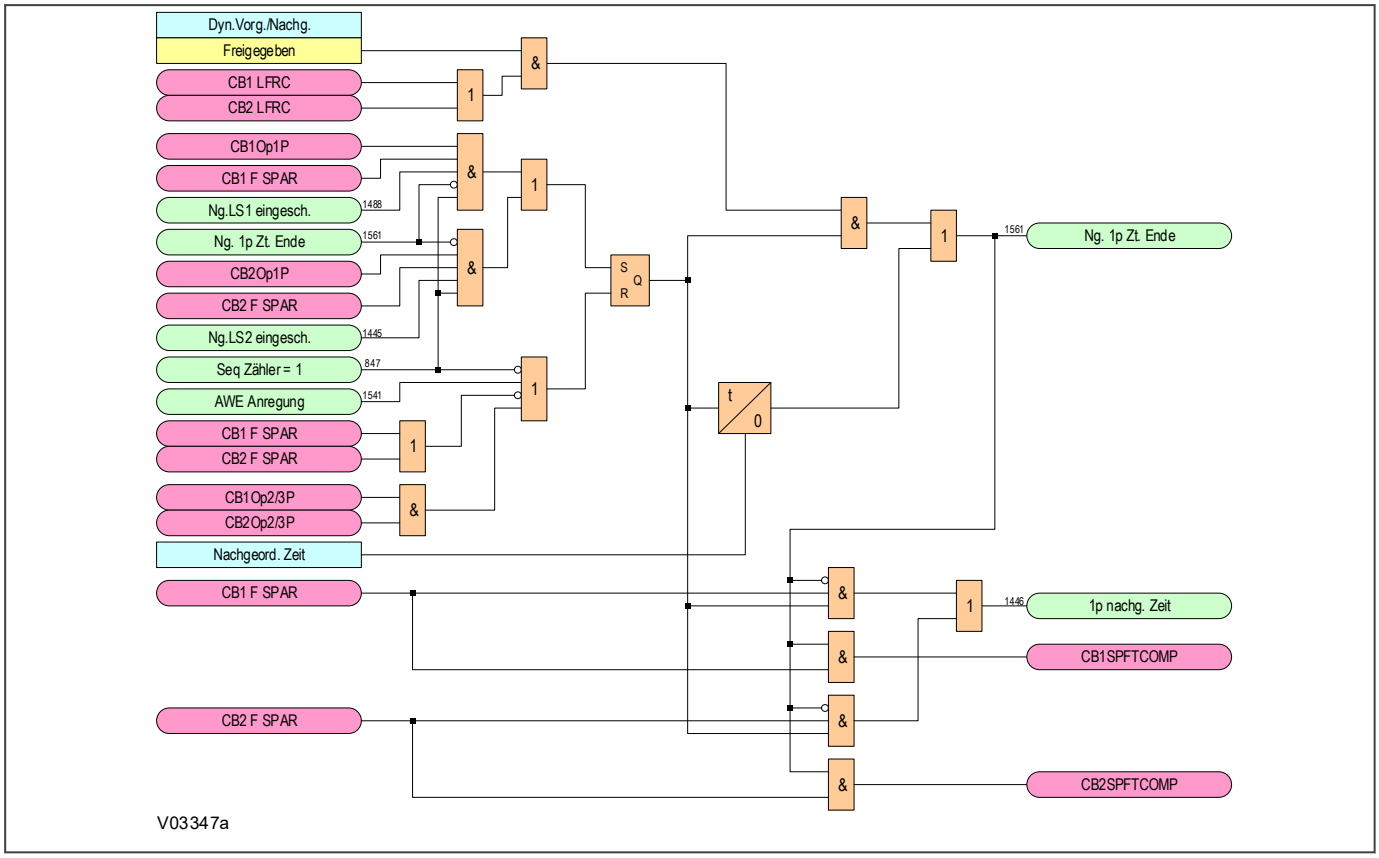


Abbildung 248: Nachgeordneter LS einphasige Ablaufsteuerung – Logikschaltbild (Modul 28)

11.5.12.7 NACHGEORDNETER LS DREIPHASIGE ABLAUFSTEUERUNG – LOGIKSCHALTBILD

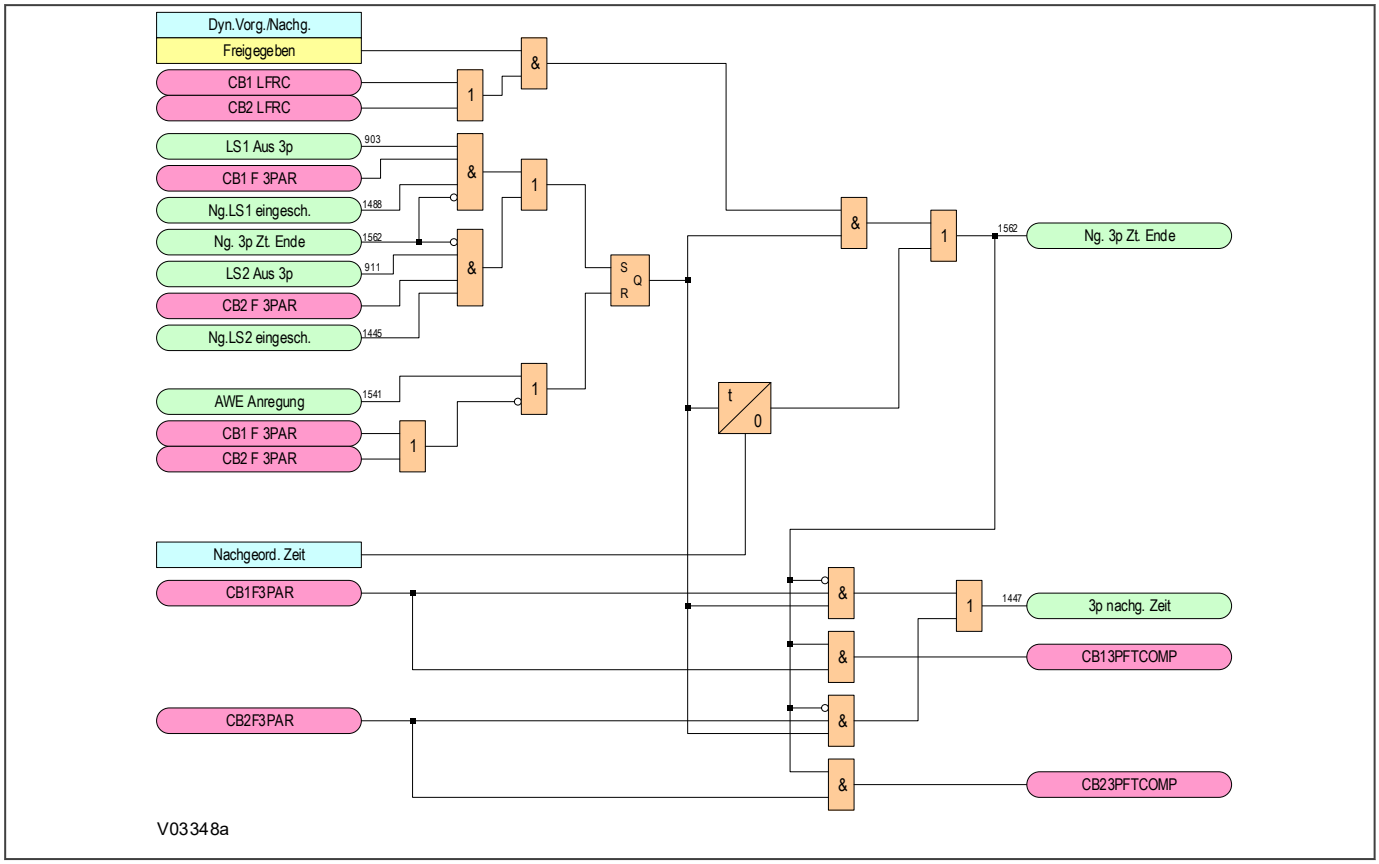


Abbildung 249: Nachgeordneter LS dreiphasige Ablaufsteuerung – Logikschaltbild (Modul 29)

11.5.13 AUTOMATISCHES SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

Die Logik für das automatische Schließen wird wirksam, wenn Pausenzeiten abgelaufen sind.

Die Logik für das automatische Schließen prüft, ob alle erforderlichen Bedingungen erfüllt sind, bevor ein Befehl für automatisches Schließen an die Steuerung des Leistungsschalters gegeben wird.

Bevor ein Leistungsschalter geschlossen werden kann, muss er funktionstüchtig sein (d. h. er muss genügend Energie zum Schließen haben und wenn nötig erneut auslösen können) und er darf nicht gesperrt sein.

Bei einer dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung muss der Leistungsschalter bei allen drei Phasen offen sein und die entsprechenden Systemprüfbedingungen müssen erfüllt sein. Bei einer einphasigen automatischen Wiedereinschaltung muss der Leistungsschalter der betreffenden Phase offen sein.

Der Befehl zum automatischen Schließen ist ein Impuls, der 100 Millisekunden dauert. Ein weiterer Befehl (***LS EIN setzen***) für das Schließen des Leistungsschalters wird aktiviert, ebenso wie der Befehl für automatisches Schließen. Dieses Signal bleibt bis zum Ende des AWE-Zyklus oder bis zum nächsten Schutzvorgang gesetzt. Diese Befehle werden verwendet, um die Sperrzeitlogik und die AWE-Versuchszählerlogik zu initiieren.

11.5.13.1 AUTOMATISCHES SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS – LOGIKSCHALTBILD

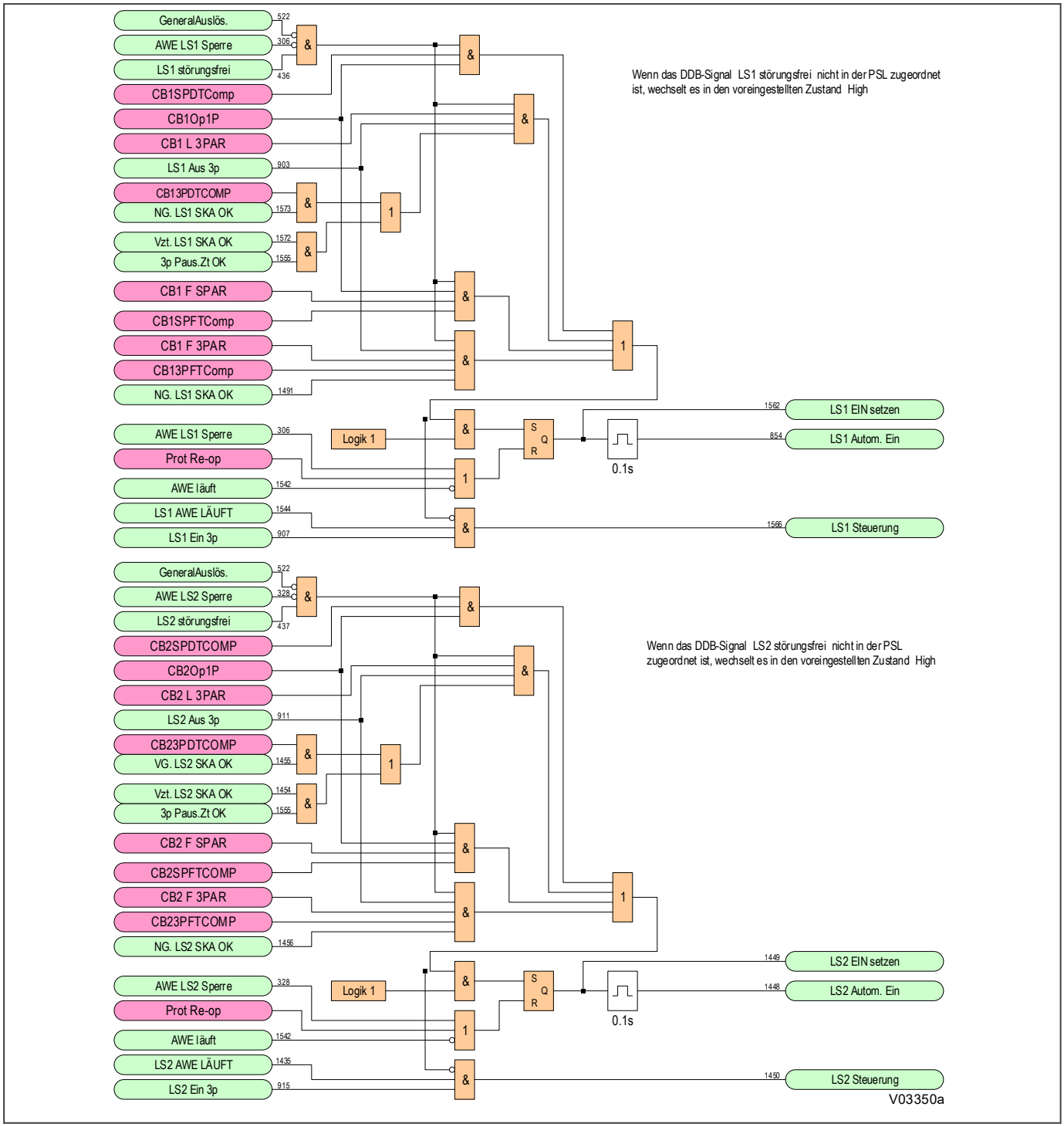


Abbildung 250: Automatisches Schließen des Leistungsschalters – Logikschaltbild (Module 32 und 33)

11.5.14 AWE SPERRZEIT

Wenn der Schutz vor Ablauf der Sperrzeit erneut anspricht, wird der entsprechende Sequenzzähler inkrementiert. Gleichzeitig werden „Pausenzeit abgelaufen“ (….DTCOMP)-Signale zurückgesetzt, und die Logik wird auf die nächste Pausenzeit vorbereitet, die beginnt, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Außerdem wird durch den

Vorgang das Signal, welches das Schließen des Leistungsschalters veranlassen würde, zurückgesetzt. Auch wird die Sperrzeitstufe gestoppt und zurückgesetzt. Die Sperrzeit beginnt erneut, wenn das Signal zum Schließen des Leistungsschalters nach Ablauf einer Pausenzeit in einem nachfolgenden AWE-Zyklus in den Zustand „hoch“ übergeht. Wenn das Signal „Reclaim extend time“ gesetzt ist, kann die Sperrzeit nicht ablaufen, und der AWE-Zyklus wird zurückgesetzt, bevor der zeitverzögerte Schutz vollständig angesprochen hat.

Wenn der Leistungsschalter geschlossen ist und nach Ablauf der Sperrzeit nicht erneut ausgelöst hat, werden Signale ausgegeben, die anzeigen, dass die automatische Wiedereinschaltung erfolgreich durchgeführt wurde. Diese Signale inkrementieren die relevanten Zähler (für erfolgreiche Versuche der automatischen Wiedereinschaltung des Leistungsschalters) und setzen das relevante „AWE läuft“-Signal zurück.

Die von der Logik generierten „AWE erfolgreich“-Signale können durch verschiedene Befehle und Optionen, die in den Einstellungen des Menüs *LS-STEUERUNG* verfügbar sind, wie folgt zurückgesetzt werden:

Wenn ***RstAWE OKdrchMMI*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, können alle Signale mithilfe des Befehls ***Rst.unabh.AWE OK*** über das Menü *LS STEUERUNG* zurückgesetzt werden.

Wenn ***RstAWE OKohneAWE*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, können die Signale für jeden Leistungsschalter zurückgesetzt werden, indem vorübergehend ein „AWE deaktiviert“-Signal generiert wird, was von der gezeigten Logik abhängig ist.

Wenn ***Ext Rst AWE OK*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, können die Signale zurückgesetzt werden, indem ein externes Eingangssignal aktiviert wird, das in der PSL entsprechend zugeordnet ist.

Wenn ***RstAWE OKdurchVz*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, werden die Signale automatisch zurückgesetzt, nachdem eine in ***AWE Rst-Zeit OK*** festgelegte Verzögerungszeit verstrichen ist.

11.5.14.1 VORBEREITUNG DER EINLEITUNG EINER SPERRE – LOGIKSCHALTBILD

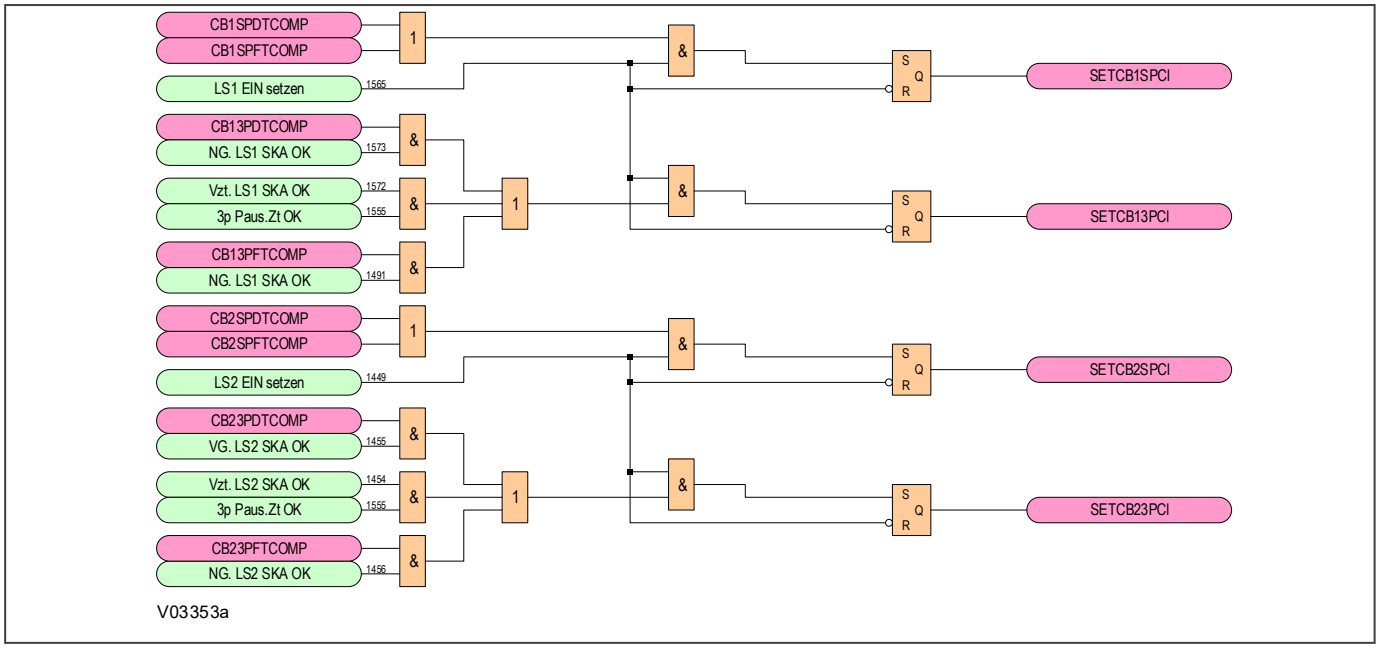


Abbildung 251: Vorbereitung der Einleitung einer Sperre – Logikschaltbild (Modul 34)

11.5.14.2 SPERRZEIT – LOGIKSCHALTBILD

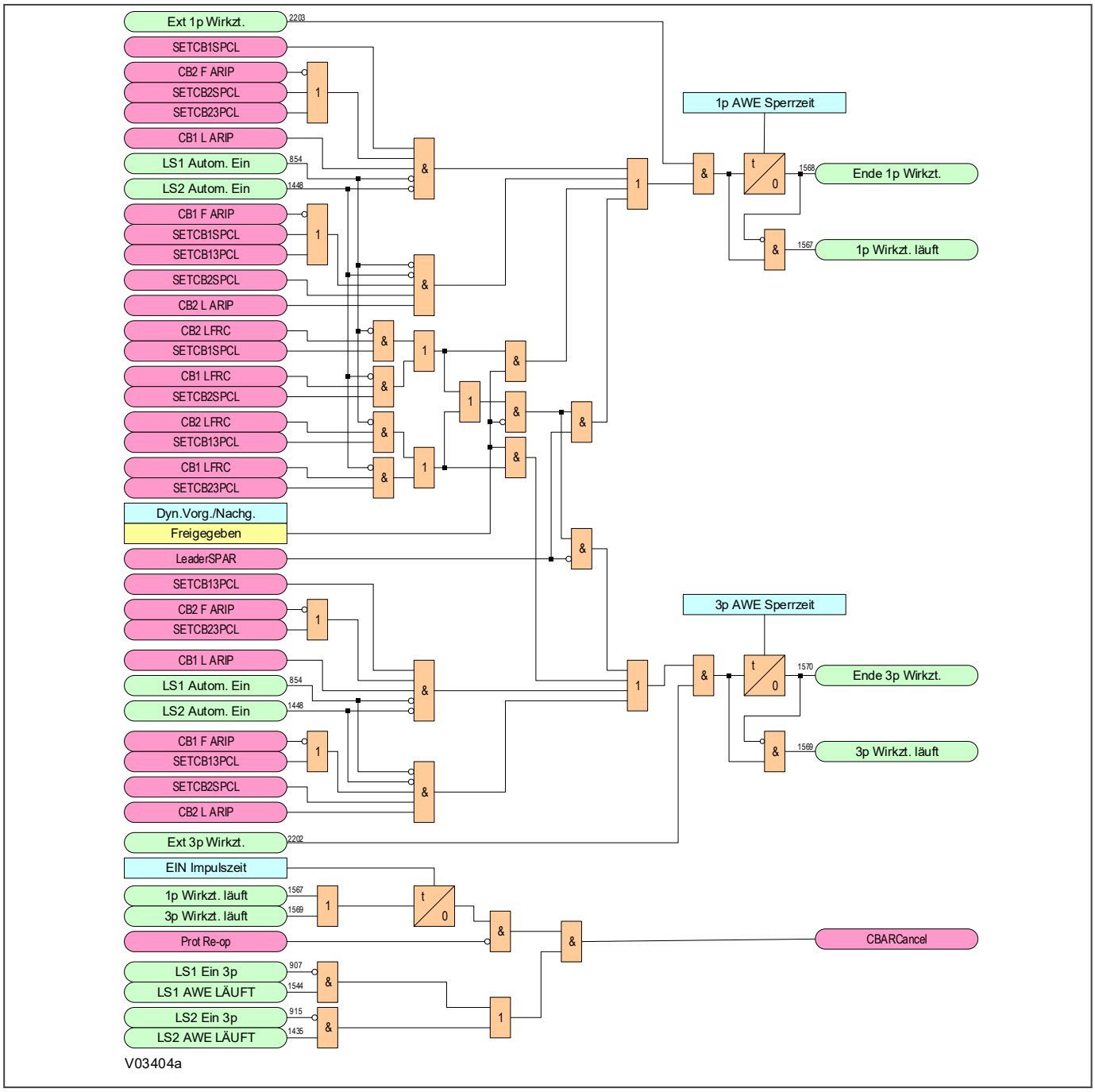


Abbildung 252: Sperrzeit – Logikschaltbild (Modul 35)

11.5.14.3 „AWE ERFOLGREICH“-SIGNALE – LOGIKSCHALTBILD

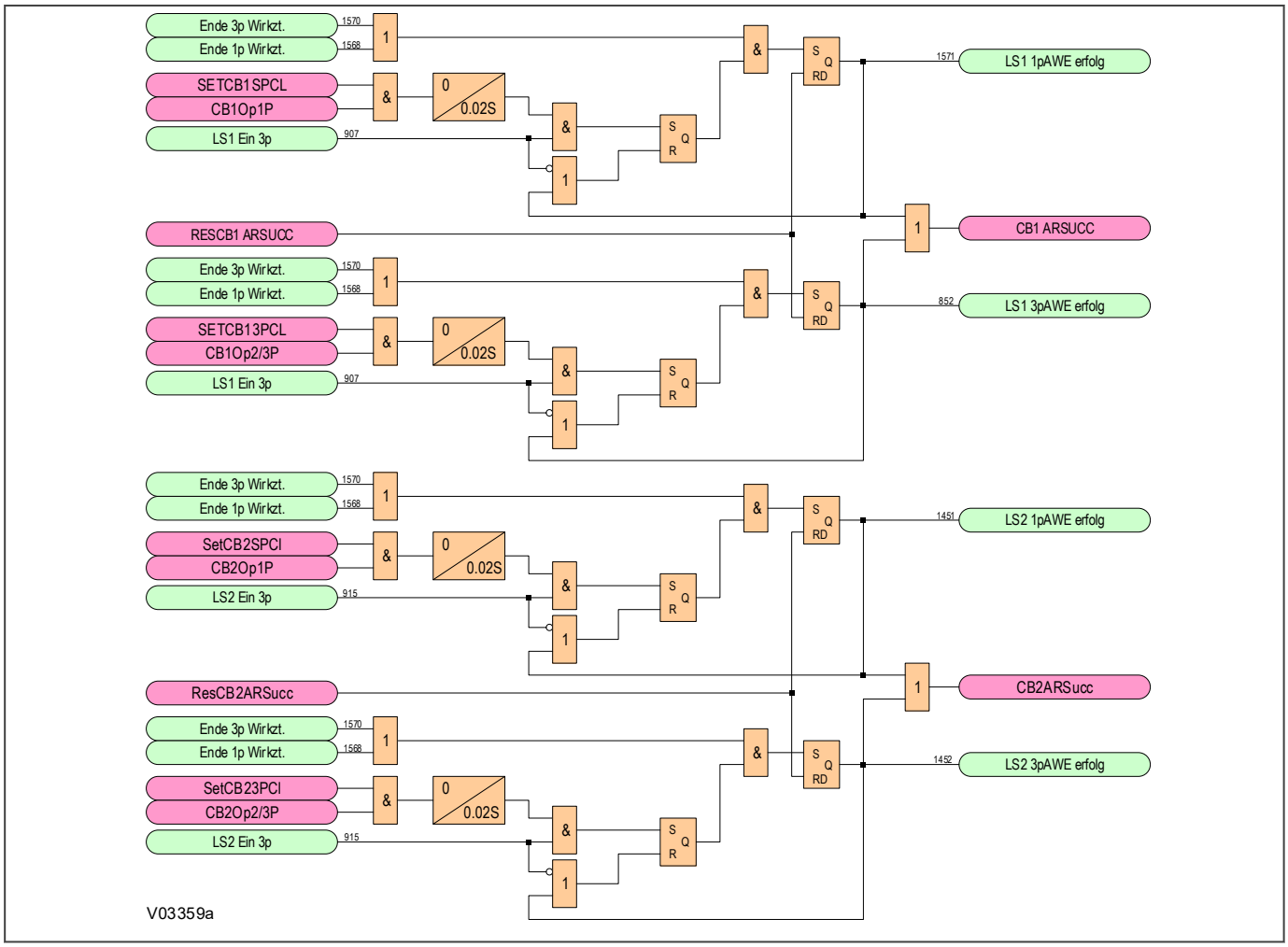


Abbildung 253: „AWE erfolgreich“-Signale – Logikschaltbild (Modul 36)

11.5.14.4 ANZEIGE DES ERFOLGREICHEN RÜCKSETZENS EINER AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG – LOGIKSCHALTBILD

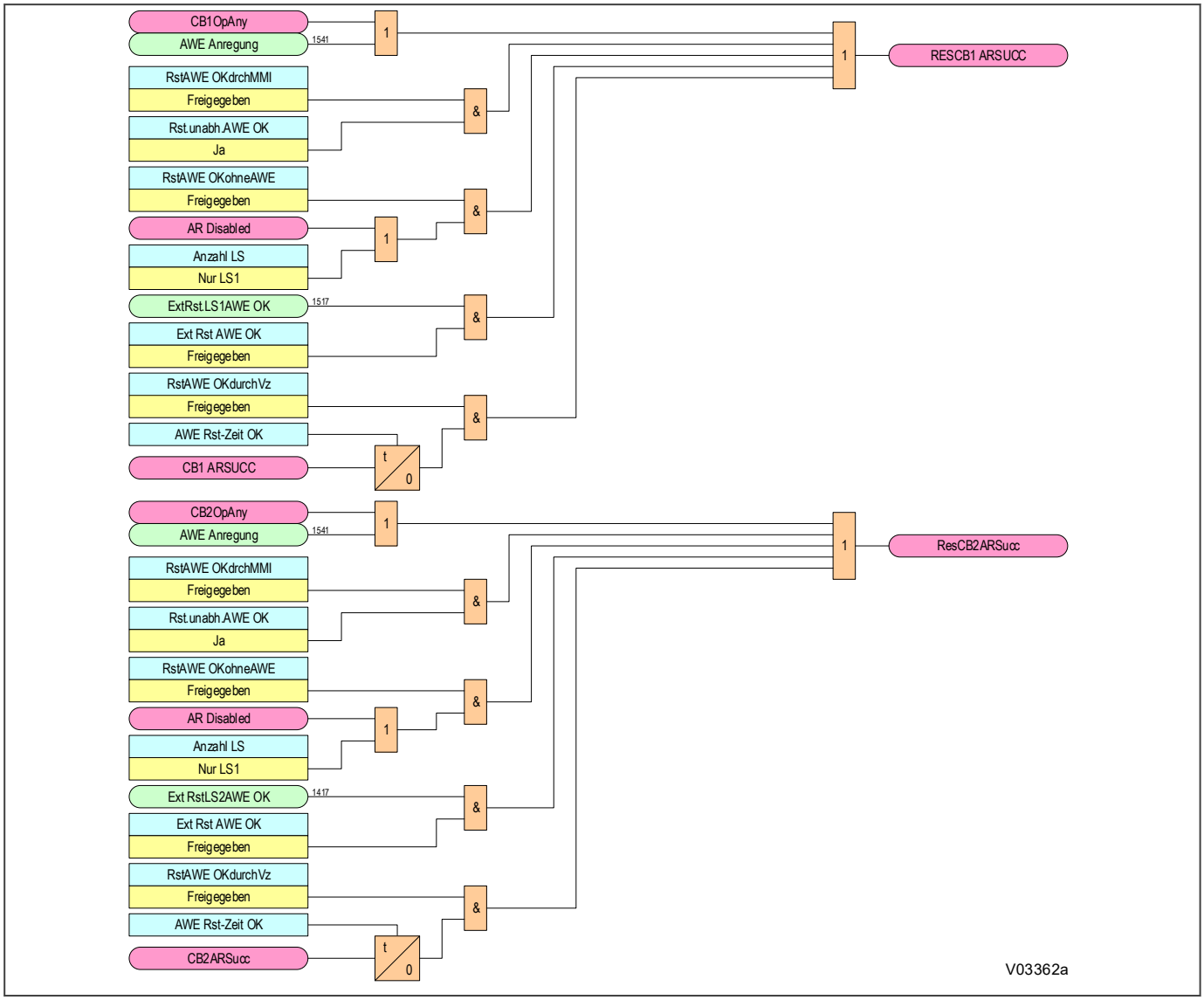


Abbildung 254: Anzeige des erfolgreichen Rücksetzens einer automatischen Wiedereinschaltung – Logikschaltbild (Module 37 und 38)

11.5.15 „LS STÖRUNGSFREI“ UND SYSTEMPRÜFZEITSTUFEN

Diese Logik liefert Signale zum Abbrechen der automatischen Wiedereinschaltung, wenn der Leistungsschalter nicht funktionstüchtig ist (z. B. niedriger Gasdruck) oder die Systemprüfbedingungen nicht erfüllt sind (z. B. erfordliche Leitungs- und Sammelschienenbedingungen), sobald die Schaltung für das Schließen des Leistungsschalters bereit ist.

Nach Ablauf der Pausenzeit startet die Logik eine „AWE störungsfrei“-Zeitstufe. Wenn ein „LS störungsfrei“-Signal in den Zustand „hoch“ übergeht, bevor die „AWE störungsfrei“-Zeit abgelaufen ist, wird die Zeitstufe gestoppt, und wenn alle anderen relevanten LS-Schließbedingungen erfüllt sind, gibt die Schaltung ein Signal für das automatische Schließen des Leistungsschalters aus. Wenn das „LS störungsfrei“-Signal im Zustand „niedrig“ bleibt, wird am Ende der „AWE störungsfrei“-Zeit eine „LS gestört“-Warnung ausgegeben. Dadurch wird der Abbruch der AWE-Sequenz erzwungen.

Außerdem startet die Logik nach Ablauf einer dreiphasigen Pausenzeit eine Zeitstufe für die AWE-Synchronkontrolle. Wenn das „LS-Synchronkontrolle OK“-Signal in den Zustand „hoch“ übergeht, bevor die Zeit abgelaufen ist, wird die Zeitstufe gestoppt, und wenn alle anderen relevanten LS-Schließbedingungen erfüllt sind, gibt die Schaltung ein Signal für das automatische Schließen des Leistungsschalters aus. Wenn das „LS-Synchronkontrolle OK“-Signal im Zustand „niedrig“ bleibt und die Zeitstufe für die AWE-Synchronkontrolle abläuft, wird eine Warnung ausgegeben, um zu informieren, dass die Synchronkontrolle nicht zufriedenstellend war, wonach der AWE-Zyklus abgebrochen wird.

11.5.15.1 STÖRUNGSFREIER LS UND SYSTEMPRÜFZEITSTUFEN – LOGIKSCHALTBILD

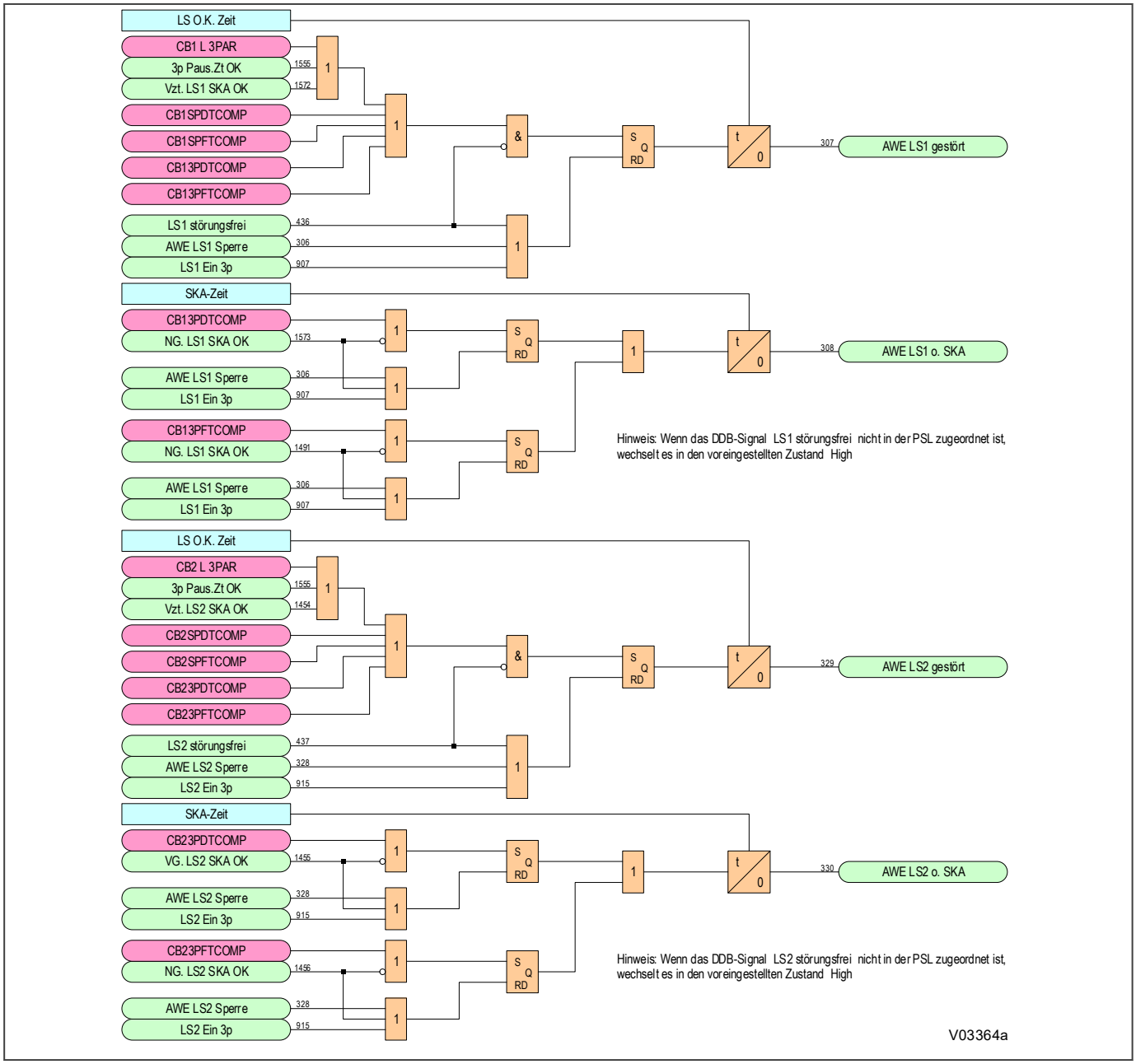


Abbildung 255: Störungsfreier LS und störungsfreie Systemprüfzeitstufen – Logikschaltbild (Module 38 und 40)

11.5.16 ZÄHLER FÜR AWE-VERSUCHE

Für die Analyse der automatischen Wiedereinschaltung von Leistungsschaltern stehen eine Reihe von Zählern zur Verfügung. Die Zähler sind im nichtflüchtigen Speicher gespeichert, sodass die Daten erhalten bleiben, selbst bei einem Ausfall der Hilfsversorgung. Auf die Zählwerte kann über die Spalte *LS STEUERUNG* zugegriffen werden. Die Zähler können manuell oder durch Aktivierung eines Eingangs zurückgesetzt werden, der in der PSL entsprechend zugeordnet ist.

Die Logik bietet für jeden Leistungsschalter folgende zusammenfassende Informationen:

- Gesamtanzahl von Versuchen (Anzahl von AWE-Versuchen)
- Anzahl von einphasigen AWE-Sequenzen, die beim ersten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl von dreiphasigen AWE-Sequenzen, die beim ersten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl von dreiphasigen AWE-Sequenzen, die beim zweiten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl von dreiphasigen AWE-Sequenzen, die beim dritten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl von dreiphasigen AWE-Sequenzen, die beim vierten Versuch erfolgreich abgeschlossen werden konnten
- Anzahl fehlgeschlagenen AWE-Zyklen, was zur Erzwingung der Sperrung eines Leistungsschalters führte

11.5.16.1 ZÄHLER FÜR AWE-VERSUCHE – LOGIKSCHALTBILD

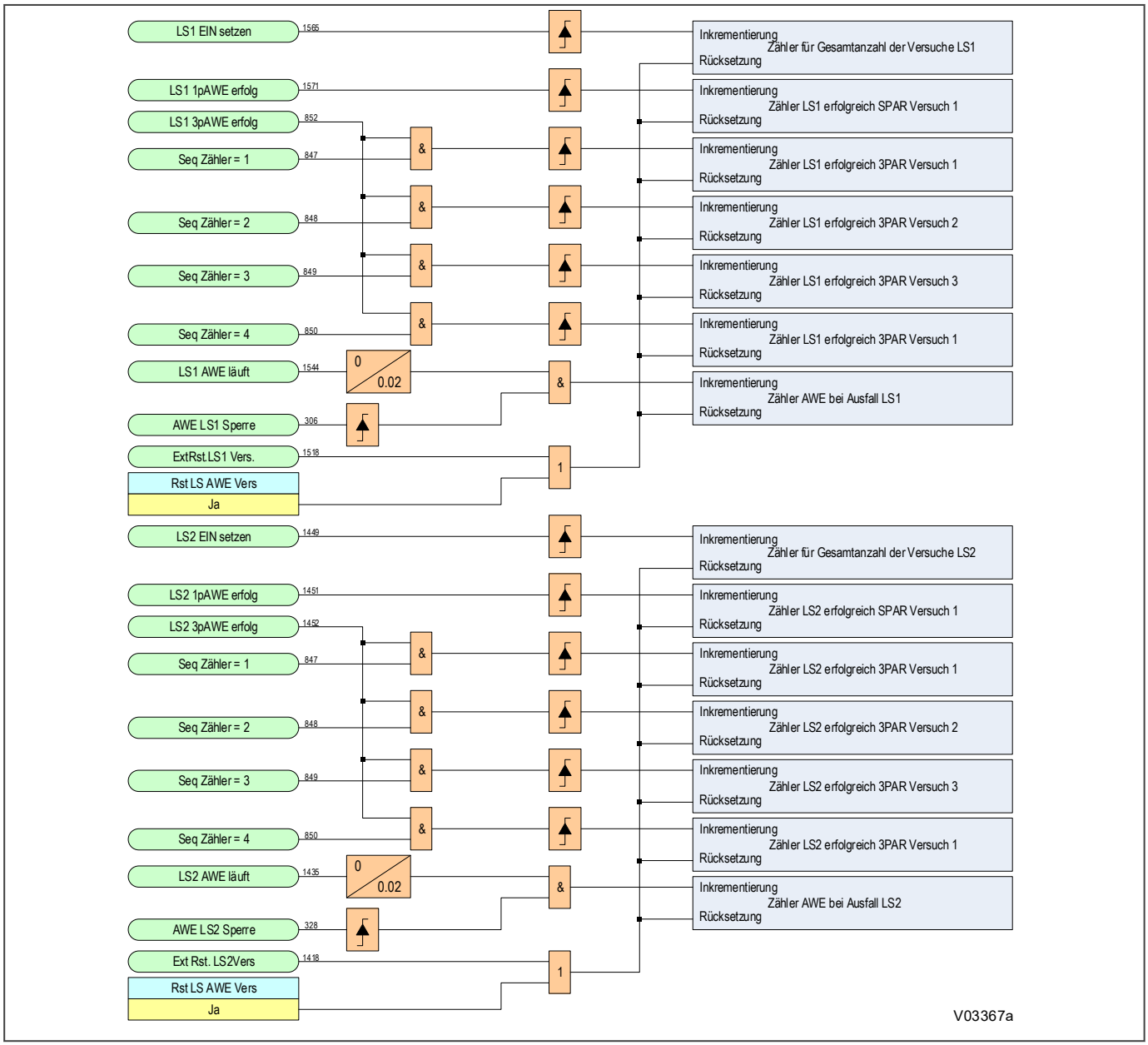


Abbildung 256: Zähler für AWE-Versuche – Logikschaltbild (Module 41 und 42)

11.5.17 LS-STEUERUNG

11.5.17.1 SCHALTBILD DER LS-STEUERUNGSLOGIK

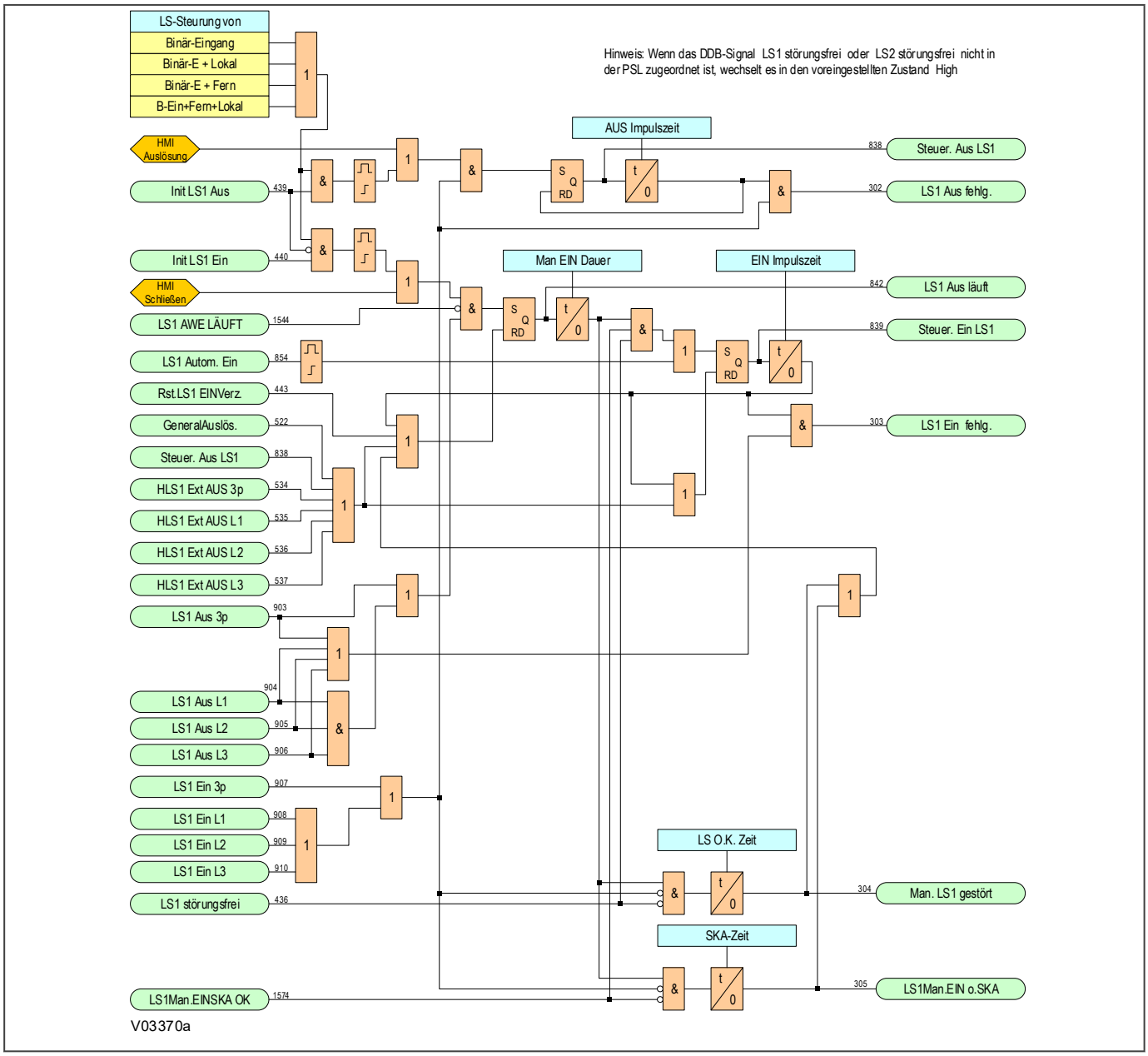


Abbildung 257: LS1-Steuerungslogik (Modul 43)

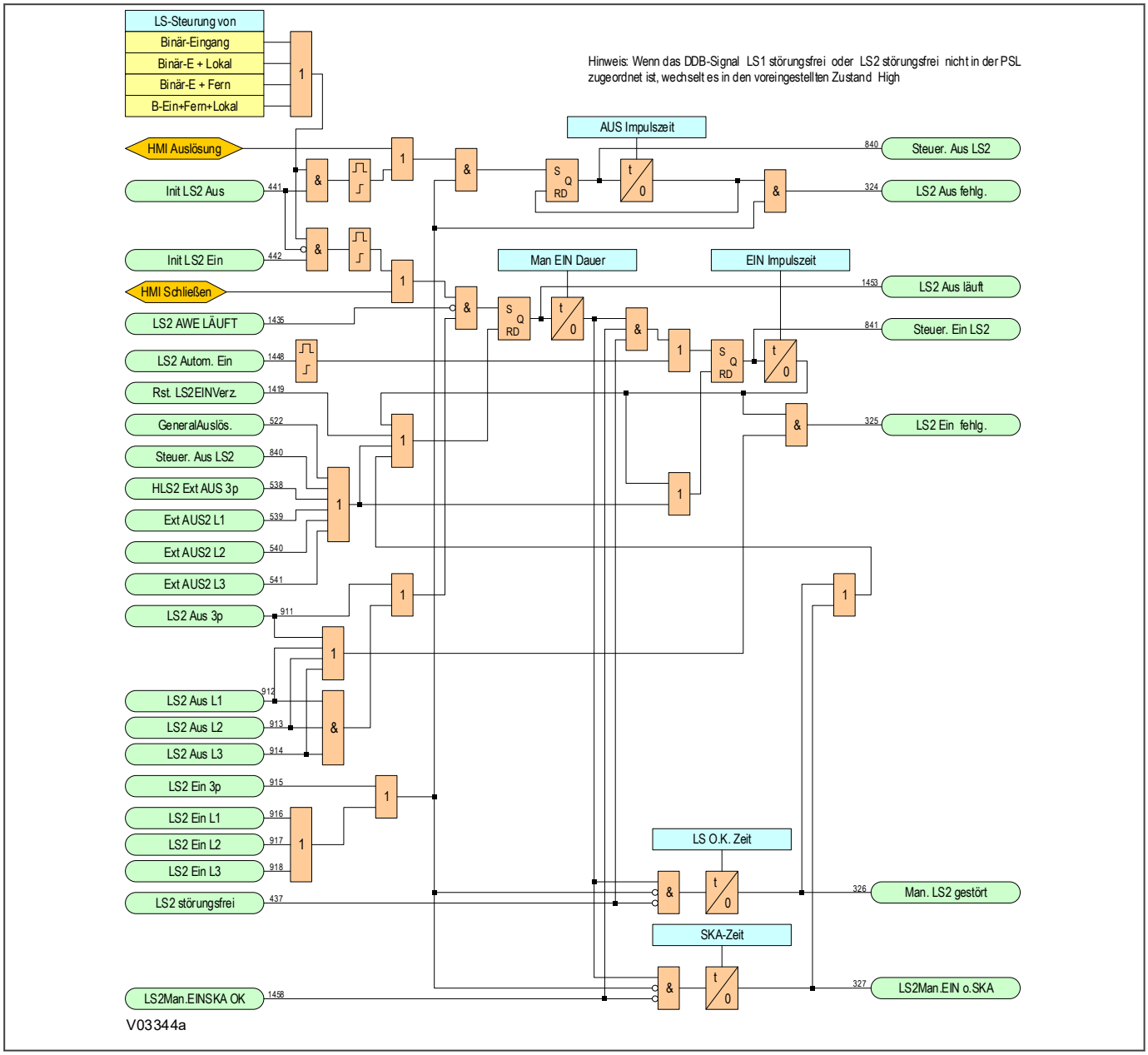


Abbildung 258: LS2-Steuerungslogik (Modul 44)

11.5.18 ÜBERWACHUNG DER LS-AUSLÖSEZEIT

Die LS-Auslösezeit-Überwachungslogik prüft, ob der Leistungsschalter korrekt ausgelöst wurde, nachdem ein Schutzauslösesignal ausgegeben wurde. Sobald das Schutzauslösesignal ausgegeben wird, wird ein Zeitgeber gestartet, der durch die Einstellung ***AUS Impulszeit*** in der Spalte *LS STEUERUNG* gesteuert wird.

Wenn der Leistungsschalter korrekt auslöst, wird der Zeitgeber zurückgesetzt. Wenn die automatische Wiedereinschaltung aktiviert ist und der Zeitgeber zurückgesetzt wird, läuft der Zyklus weiter. Wenn der Leistungsschalter innerhalb der festgelegten Zeit nicht korrekt auslöst, wird eine Sperrung des AWE-Zyklus erzwungen, und über ein Signal wird gemeldet, dass der Leistungsschalter bei Ansprechen eines Schutzes nicht ausgelöst hat.

11.5.18.1 LS-AUSLÖSEZEITÜBERWACHUNG – LOGIKSCHALTBILD

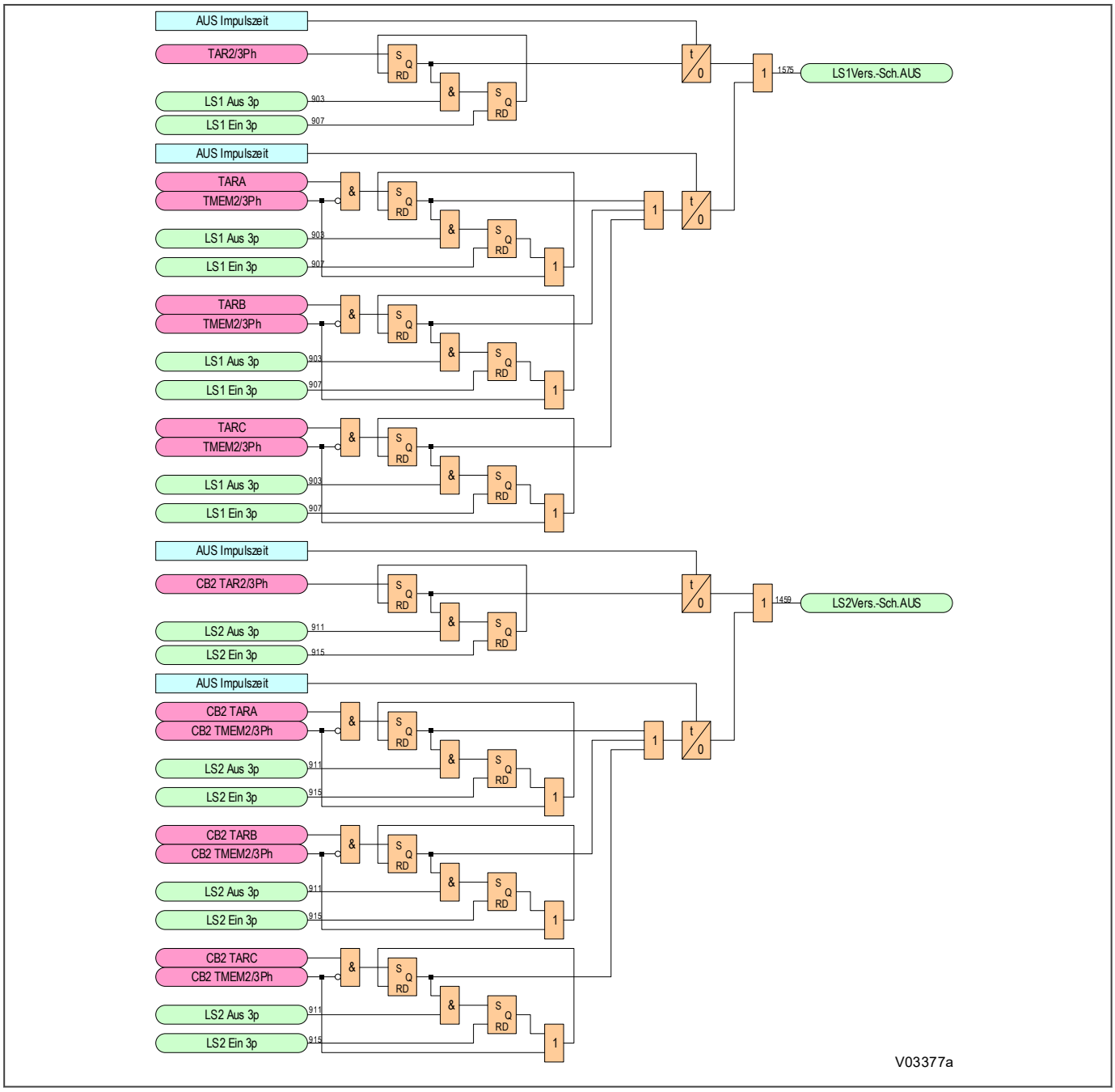


Abbildung 259: LS-Auslösezeitüberwachung – Logikschaltbild (Module 53 und 54)

11.5.19 AWE-SPERRE

Eine Reihe von Ereignissen verursacht eine AWE-Sperre. Wenn dies geschieht, wird eine „AWE-Sperre“-Warnung ausgegeben. Unter dieser Bedingung kann erst dann eine automatische Wiedereinschaltung eingeleitet werden, wenn die Sperre zurückgesetzt ist.

Die folgenden Ereignisse erzwingen eine AWE-Sperre:

- Schutzauslösung während der Sperrzeit. Wenn nach dem letzten AWE-Versuch der Schutz während der Sperrzeit ausgelöst wird, geht der AWE-Zyklus zur AWE-Sperre über, und die AWE-Funktion bleibt deaktiviert, bis der AWE-Sperrzustand zurückgesetzt wird.
- Anhaltender Störfall. Eine Störung wird als hartnäckig bzw. anhaltend betrachtet, wenn der Schutz nach dem letzten erlaubten Versuch erneut anspricht.
- AWE blockieren. Wenn das DDB-Signal „AWE blockieren“ aktiviert wird, während die AWE läuft, geht der Zyklus zur Sperre über.
- Auswahl einer Schutzfunktion. Wenn „Blockade AWE“ in der Spalte AWE für eine bestimmte Schutzfunktion definiert ist, bedeutet das, dass die AWE durch die Auslösung des Schutzes blockiert wird und eine Sperre erzwungen wird.
- Leistungsschalter kann nicht schließen. Wenn ein Leistungsschalter nicht schließen kann, wird die AWE blockiert und eine Sperre erzwungen.
- Der Leistungsschalter bleibt am Ende der Sperrzeit offen. Eine AWE-Sperre wird erzwungen, wenn der Leistungsschalter am Ende der Sperrzeit offen ist.
- Der Leistungsschalter kann nicht schließen, wenn ein Schließbefehl gegeben wird.
- Der Leistungsschalter löst nicht korrekt aus.
- Dreiphasige Pausenzeit, die durch eine „Leitung stromlos“-Übertretung ausgelöst wurde. Wenn die Leitung nicht innerhalb der ***Pausenzeit***-Einstellung stromlos gemacht wird, erzwingt die Logik eine Sperre der AWE-Sequenz. Der Zeitpunkt des Zeitgeberstarts wird in der Einstellung ***3pPZtAnr.Lstrls*** festgelegt.
- Nachgeordneten LS blockieren, wenn „Vorgeordneter LS kann nicht schließen“ gesetzt wird. Wenn die Einstellung ***LSV bei EIN Stör*** in der Spalte *AWE* auf `Aktivieren` gesetzt ist, wird der aktive nachgeordnete Leistungsschalter gesperrt, wenn der vorgeordnete Leistungsschalter nicht erneut schließen kann.
- Ungültige Auswahl des vorgeordneten/nachgeordneten LS unter Verwendung eines optoisolierten Eingangs. Wenn der Modus „AWE vorgeordneter/nachgeordneter LS“ gemäß den *AWE*-Einstellungen so eingestellt ist, dass er mithilfe der optoisolierten Eingänge ausgewählt werden soll, werden beide Leistungsschalter bei einer Auslösung gesperrt, wenn die Logik eine ungültige AWE-Moduskombination erkennt.

11.5.19.1 LS-SPERRE – LOGIKSCHALTBILD

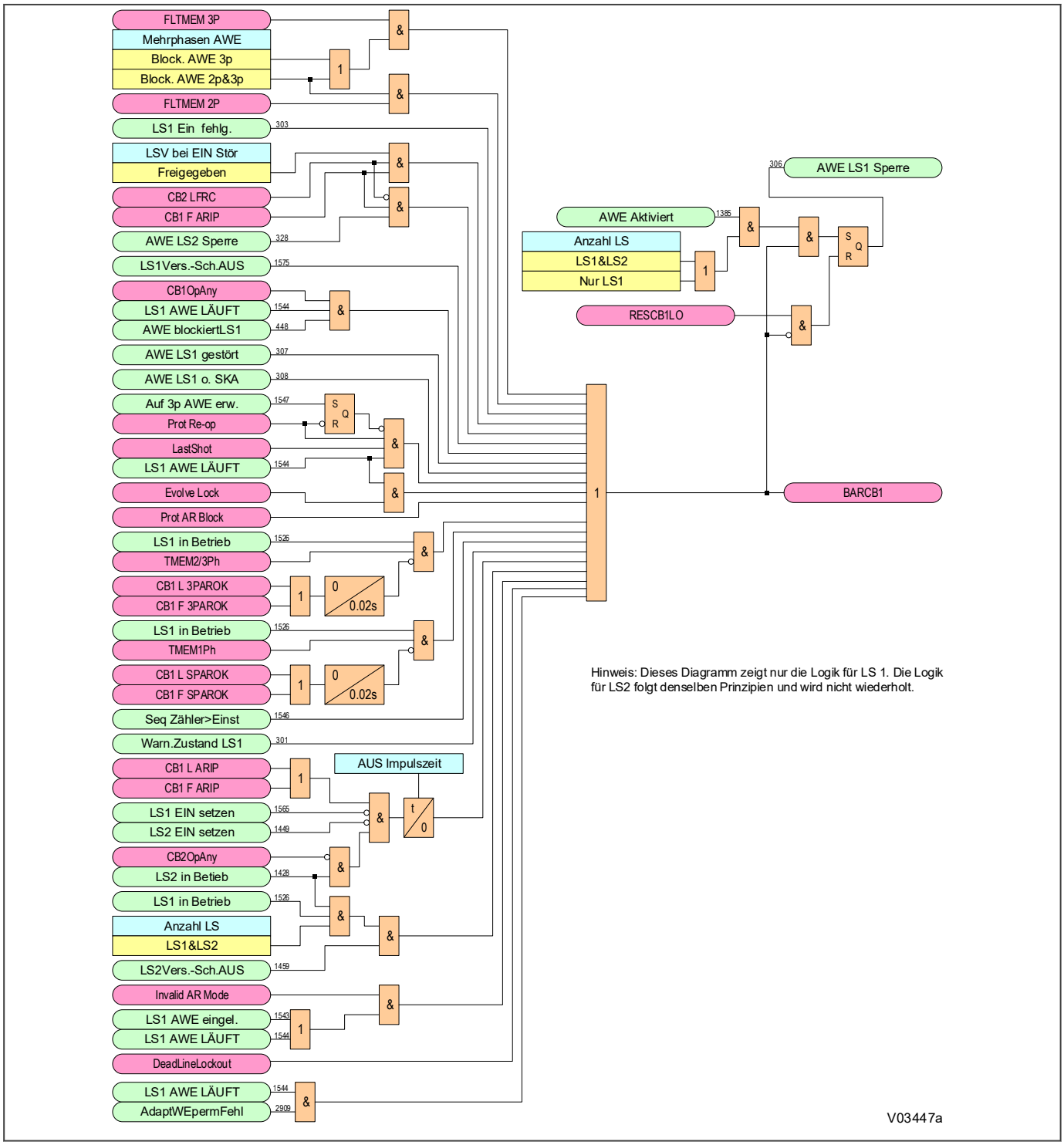


Abbildung 260: LS1-Sperre – Logikschaltbild (Modul 55)

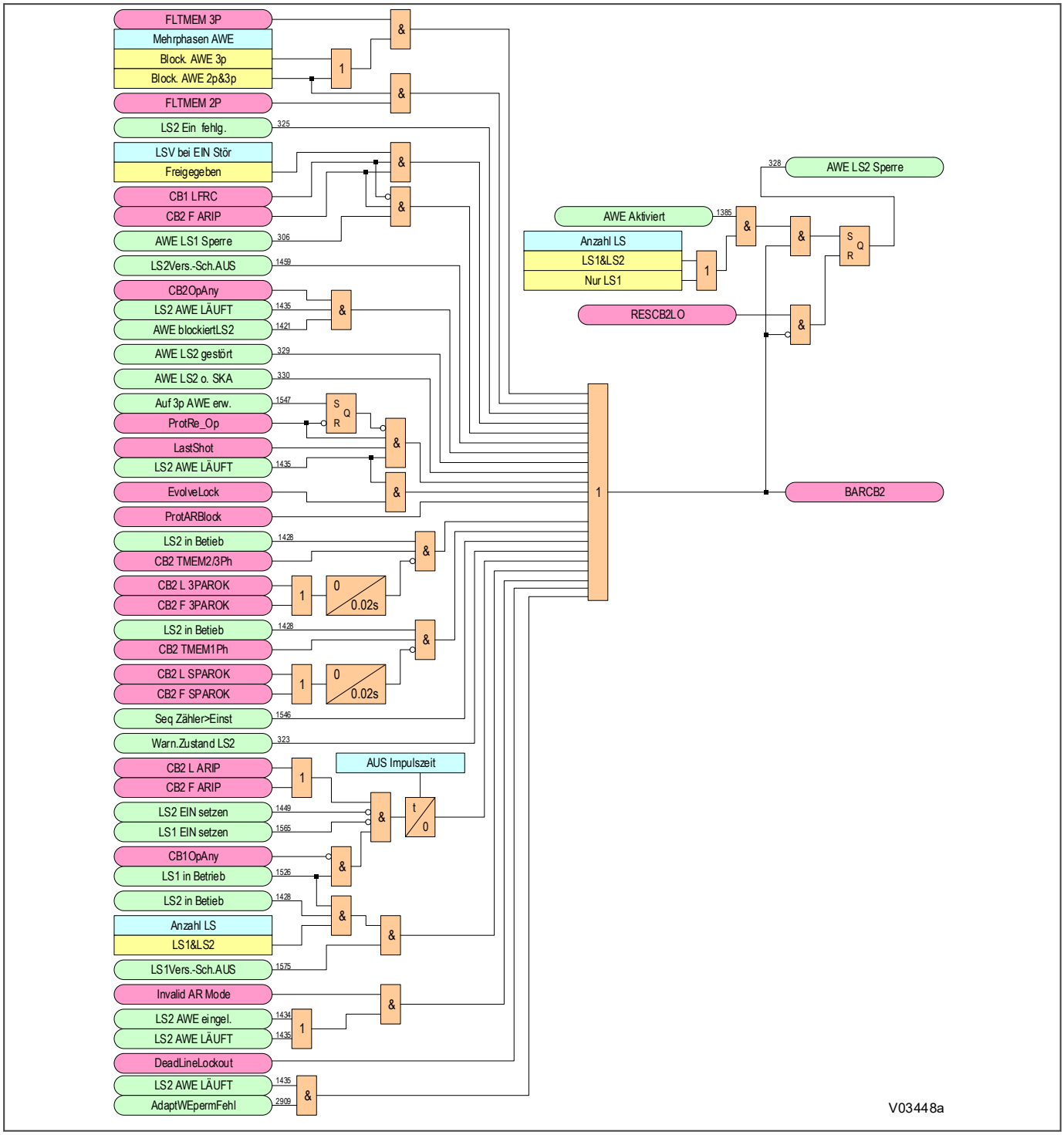


Abbildung 261: LS2-Sperre – Logikschaltbild (Modul 56)

11.5.20 RÜCKSETZUNG DER LS-SPERRE

Sperrzustände, die durch LS-Überwachungsfunktionen verursacht werden, können entsprechend dem Zustand von ***RstLSÜw.Sp durch*** mithilfe der Einstellung, die in der Spalte *LS STEUERUNG* zu finden ist, zurückgesetzt werden. Es gibt zwei Optionen: `LS Ein` und `Bedienfeld`.

Wenn auf `LS Ein` gesetzt, wird eine Zeitgebereinstellung, ***Rst Vz LS-Üw. Sp***, sichtbar. Wenn der Leistungsschalter schließt, beginnt die Zeit ***Rst Vz LS-Üw. Sp***. Die Sperre wird zurückgesetzt, wenn der Zeitgeber abgelaufen ist.

Wenn auf `Bedienfeld` gesetzt, wird ***Rst LS-Üw. Sp*** sichtbar. Dieser Befehl kann verwendet werden, um die Sperre über eine Benutzerschnittstelle zurückzusetzen.

Eine AWE-Sperre führt zur Ausgabe einer AWE-Sperrwarnung. AWE-Sperrzustände können mithilfe verschiedener Befehle und Einstelloptionen zurückgesetzt werden, die in der Spalte *LS STEUERUNG* zu finden sind.

Wenn ***RstSp durchLS iB*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, wird eine Sperre zurückgesetzt, sofern der Leistungsschalter erfolgreich manuell geschlossen wurde. Dafür muss der Leistungsschalter lange genug geschlossen bleiben, sodass er in den Zustand „In Betrieb“ übergeht.

Wenn ***Rst Sp durchMMI*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, kann die LS-Sperre über eine Benutzerschnittstelle zurückgesetzt werden, indem der Befehl zum Zurücksetzen der LS-Sperre in der Spalte *LS STEUERUNG* verwendet wird.

Wenn ***Rst Sp ohne AWE*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, kann die LS-Sperre zurückgesetzt werden, indem vorübergehend ein ***AR disabled***-Signal erzeugt wird.

Wenn ***Rst Sp durch Vz*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, wird die LS-Sperre nach einer Zeitverzögerung zurückgesetzt, die mit ***Rst Zeit Sperre*** eingestellt ist.

Wenn ***RstSp drchExtDDB*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, kann die LS-Sperre durch Aktivierung eines externen Eingangs zurückgesetzt werden, der in der PSL dem entsprechenden DDB-Signal für die Rücksetzung der Sperre zugeordnet ist.

11.5.20.1 SCHALTBILD FÜR DAS RÜCKSETZEN DER LS-SPERRLOGIK

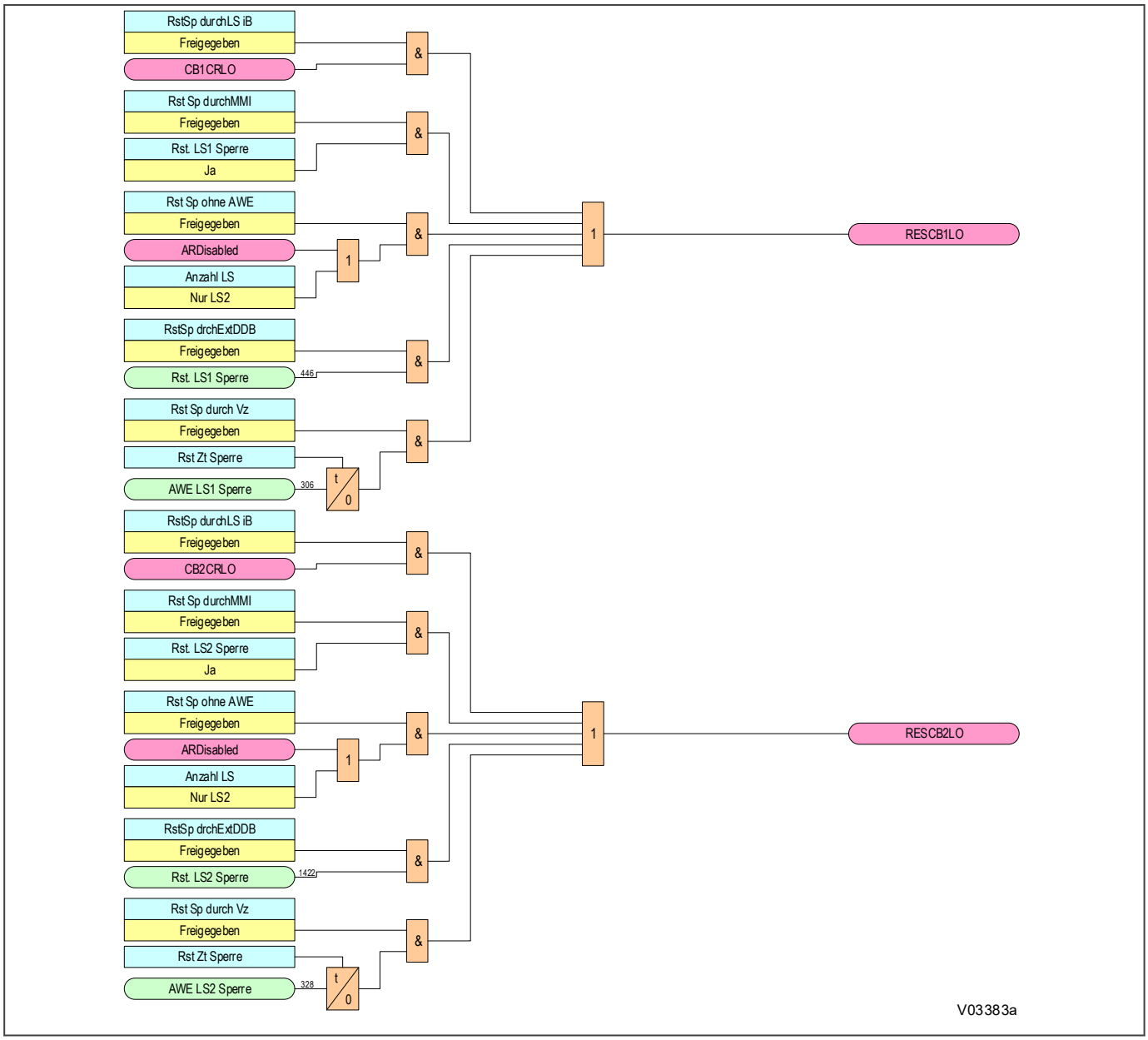


Abbildung 262: Schaltbild für das Rücksetzen der LS-Sperrlogik (Module 57 und 58)

11.5.21 POLDISKREPANZ

Bei einem dreipoligen LS deuten bestimmte Kombinationen von offenen und geschlossenen Polen auf ein Problem hin. Die Poldiskrepanzlogik kombiniert ein Anzeichen eines Poldiskrepanzzustands von der LS-Überwachungslogik mit Signalen von der internen AWE-Logik, um eine kombinierte Poldiskrepanzanzeige für den LS zu erzeugen.

11.5.21.1 POLDISKREPANZ-LOGIKSCHALTBILD

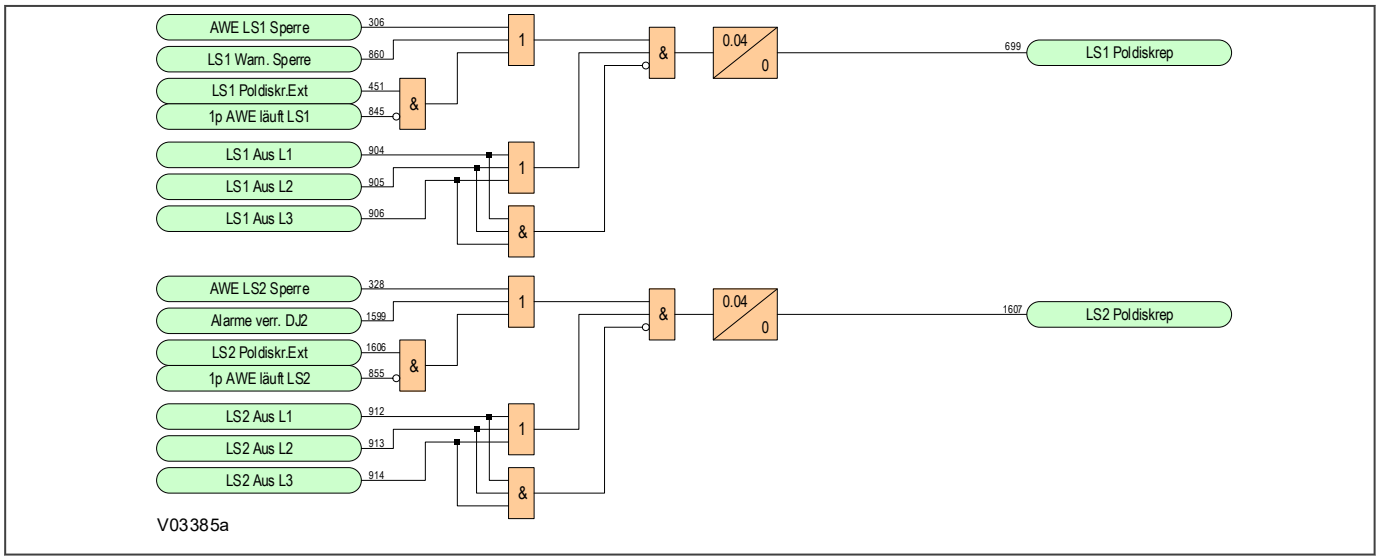


Abbildung 263: Poldiskrepanz-Logikschaltbild (Modul 62)

11.5.22 LS-AUSLÖSUNGSUMWANDLUNG

Leistungsschalter sollten nur einpolig oder dreipolig auslösen. Die Auslösungsumwandlungslogik stellt sicher, dass die Auslösung entweder einpolig oder dreipolig ist. Die Auslösungsumwandlungslogik stellt sicher, dass alle Zustände, die eine dreipolige Auslösung verursachen sollen, dies auch tatsächlich tun. Die Anzahl der Phasen, die eine Auslösung verursacht haben, wird angezeigt.

11.5.22.1 LS-AUSLÖSUNGSUMWANDLUNG – LOGIKSCHALTBILD

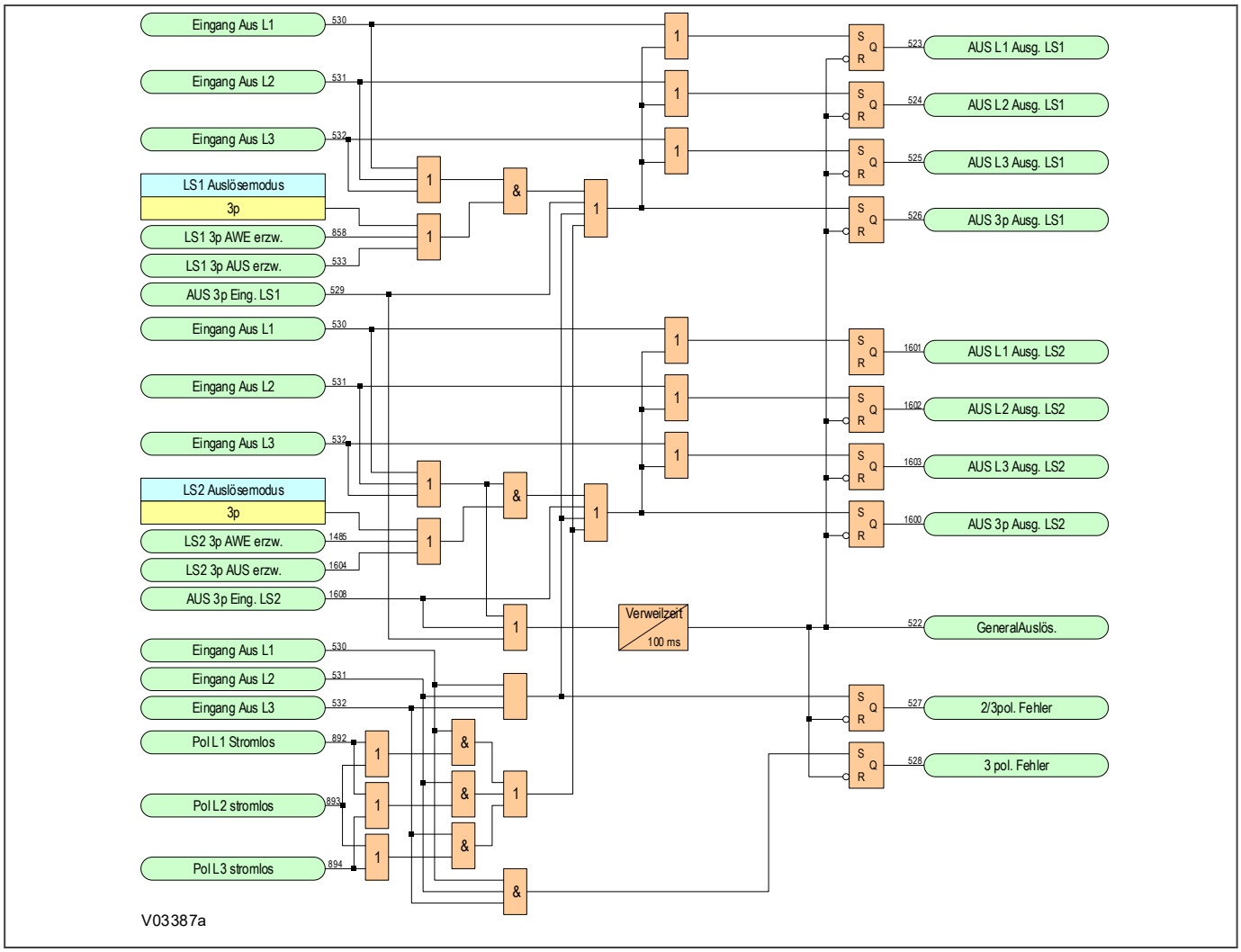


Abbildung 264: LS-Auslösungsumwandlung – Logikschaltbild (Modul 63)

11.5.23 PRÜFUNGEN FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

Bei einer einphasigen automatischen Wiedereinschaltung sind weder Spannungs- noch Synchronisierungsprüfungen nötig, da der Synchronisierungsstrom in den zwei störungsfreien Phasen fließt. Bei einer dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung können Sie beim ersten Versuch (nur beim ersten Versuch) auswählen, ob der Versuch der Wiedereinschaltung ohne Synchronisierungsprüfung durchgeführt werden soll. Die Einstellung, die eine automatische Wiedereinschaltung ohne Prüfung des Synchronisierungszustands erlaubt, ist ***LS SP 1.Versuch***.

Anderenfalls sind Synchronisierungsprüfungen für Spannungen, relative Frequenzen und relative Phasenwinkel erforderlich, um sicherzustellen, dass günstige Bedingungen vorliegen, bevor ein Versuch unternommen wird, den Leistungsschalter zu schließen.

Die folgenden Schaltbilder zeigen die Prüfungen für das Schließen des Leistungsschalters.

11.5.23.1 ÜBERWACHUNG DER SPANNUNG FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

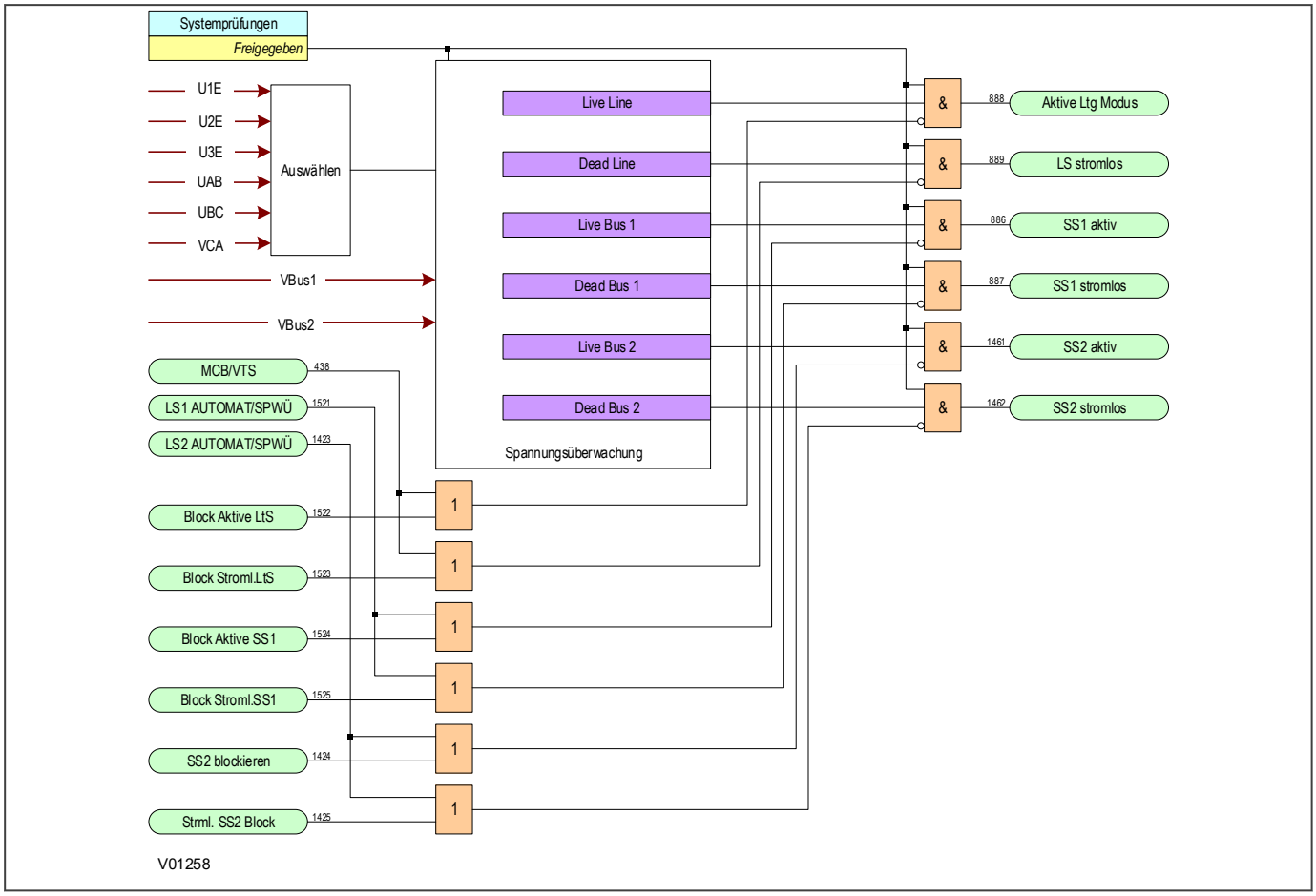


Abbildung 265: Überwachung der Spannung für das Schließen des Leistungsschalters (Modul 59)

11.5.23.2 ÜBERWACHUNG DER SYNCHRONISIERUNGSPRÜFUNG FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

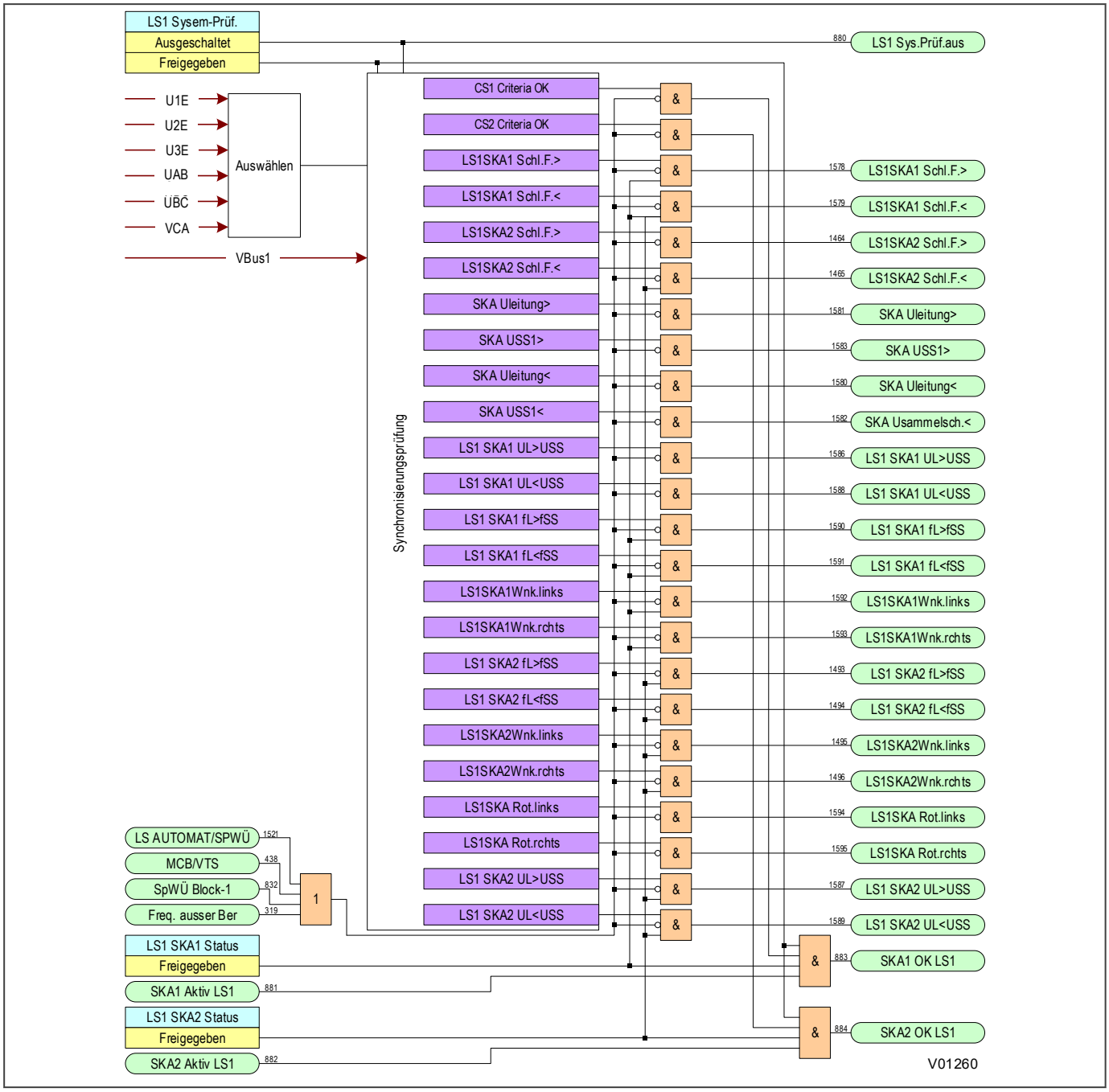


Abbildung 266: Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen von LS1 (Modul 60)

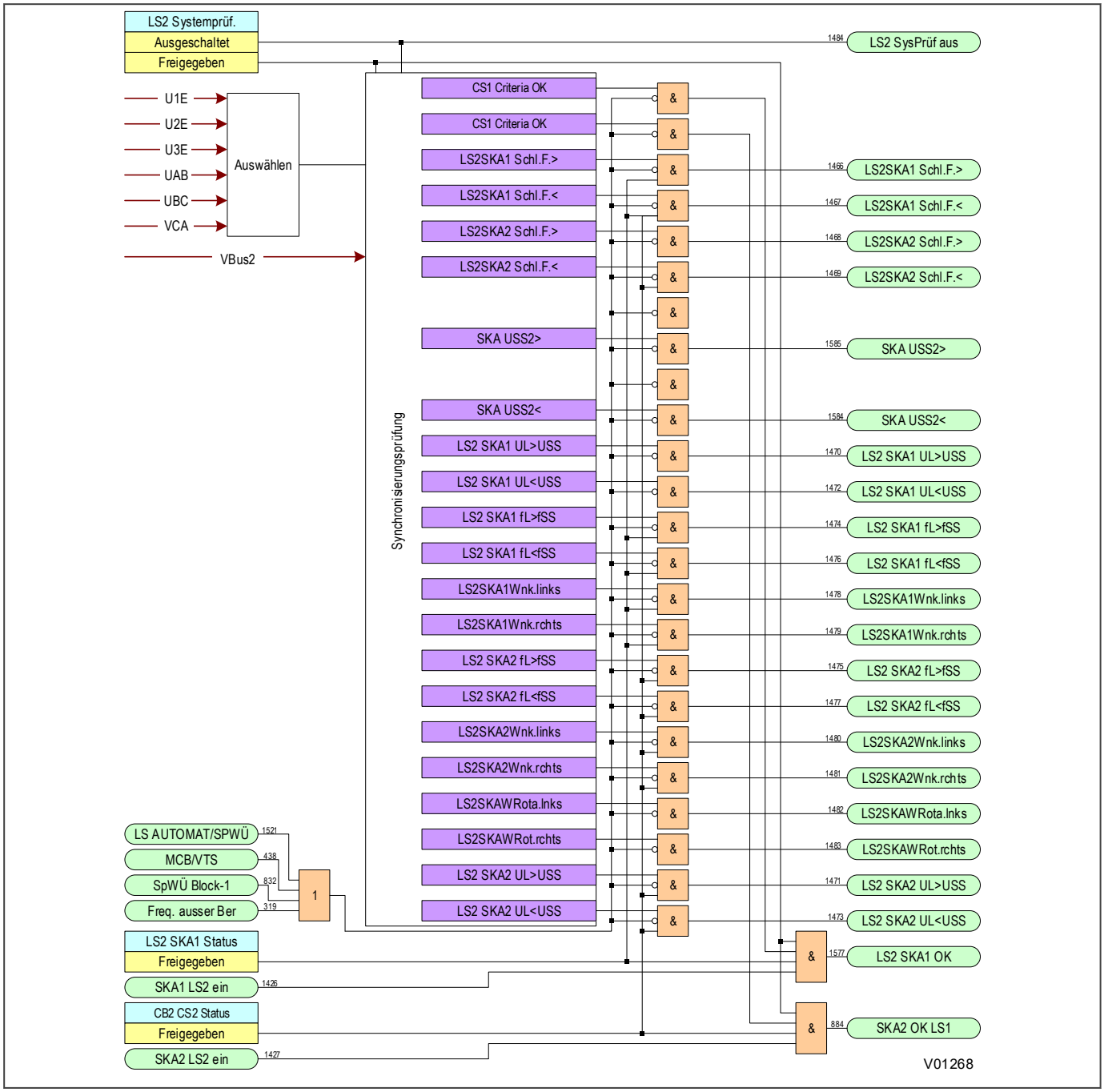


Abbildung 267: Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen von LS2 (Modul 61)

11.5.24 SYNCHRONISIERUNGSPRÜFUNGEN FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

Nach der logischen Prüfung der Ausgangüberwachungen, welche das Schließen des Leistungsschalters überwachen, werden Signale generiert, die melden, dass der Leistungsschalter geschlossen werden kann.

Signale werden bereitgestellt, um anzuzeigen, dass die Bedingungen für das manuelle Schließen des Leistungsschalters erfüllt sind (***LSMan.EIN SKA OK***). Auch werden Signale bereitgestellt, um anzuzeigen, dass die Bedingungen für das automatische Schließen des Leistungsschalters erfüllt sind (***LS SKA OK*** und ***Vzt. LS SKA OK***). Das Signal ***Vzt. LS SKA OK*** erlaubt die automatische Wiedereinschaltung des Leistungsschalters, ohne dass auf das Ende der Pausenzeit gewartet werden muss.

Bei einer einphasigen automatischen Wiedereinschaltung ist weder eine Spannungsprüfung noch eine Synchronisierungsprüfung nötig, da der Synchronisierungsstrom in den zwei störungsfreien Phasen fließt. Eine dreiphasige automatische Wiedereinschaltung kann durchgeführt werden, ohne zu prüfen, ob die Spannungen beim ersten Versuch (nur beim ersten Versuch) synchron sind. Die Einstellungen, die eine automatische Wiedereinschaltung ohne Prüfung des Spannungssynchronismus beim ersten Versuch ermöglichen, sind:

- ***VLS1SP 1.Versuch*** für Leistungsschalter 1 als vorgeordneter Leistungsschalter,
- ***NLS1SP 1.Versuch*** für Leistungsschalter 1 als nachgeordneter Leistungsschalter,
- ***VLS2SP 1.Versuch*** für Leistungsschalter 2 als vorgeordneter Leistungsschalter,
- ***VLS2SP 1.Versuch*** für Leistungsschalter 2 als nachgeordneter Leistungsschalter.

Wenn der Leistungsschalter geschlossen hat, aktiviert die AWE-Funktion ein DDB-Signal, ***LS1 EIN setzen***, das anzeigt, dass ein Versuch unternommen wurde, den Leistungsschalter zu schließen. An diesem Punkt beginnt die Sperrzeit. Wenn der Leistungsschalter nach Ablauf der Sperrzeit geschlossen bleibt, ist der AWE-Zyklus abgeschlossen, und Signale werden generiert, um anzuzeigen, dass die automatische Wiedereinschaltung erfolgreich durchgeführt wurde. Diese sind:

- ***LS1 1pAWE erfolg*** (einphasige AWE LS1)
- ***LS2 1pAWE erfolg*** (einphasige AWE LS2)
- ***LS1 3pAWE erfolg*** (dreiphasige AWE LS1)
- ***LS2 3pAWE erfolg*** (dreiphasige AWE LS2)

Diese Signale inkrementieren die relevanten Zähler (für erfolgreiche Versuche der automatischen Wiedereinschaltung des Leistungsschalters) und setzen das relevante „AWE läuft“-Signal zurück.

Die relevanten Zähler für erfolgreiche Versuche der automatischen Wiedereinschaltung des Leistungsschalters sind:

- ***LS1 1PAWE ERFOLG*** (einphasige AWE LS1)
- LS1 3p AWE erfolg 1.Versuch (dreiphasige AWE LS1, Versuch 1)
- LS1 3p AWE erfolg 2.Versuch (dreiphasige AWE LS1, Versuch 2)
- LS1 3p AWE erfolg 3.Versuch (dreiphasige AWE LS1, Versuch 3)
- LS1 3p AWE erfolg 4.Versuch (dreiphasige AWE LS1, Versuch 4)
- ***LS2 1PAWE ERFOLG*** (einphasige AWE LS2)
- LS2 3p AWE erfolg 1.Versuch (dreiphasige AWE LS2, Versuch 1)
- LS2 3p AWE erfolg 2.Versuch (dreiphasige AWE LS2, Versuch 2)
- LS2 3p AWE erfolg 3.Versuch (dreiphasige AWE LS2, Versuch 3)
- LS2 3p AWE erfolg 4.Versuch (dreiphasige AWE LS2, Versuch 4)

11.5.24.1 PRÜFUNG DER DREIPHASIGEN AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG FÜR EINEN VORGEORDNETEN LS – LOGIKSCHALTBILD

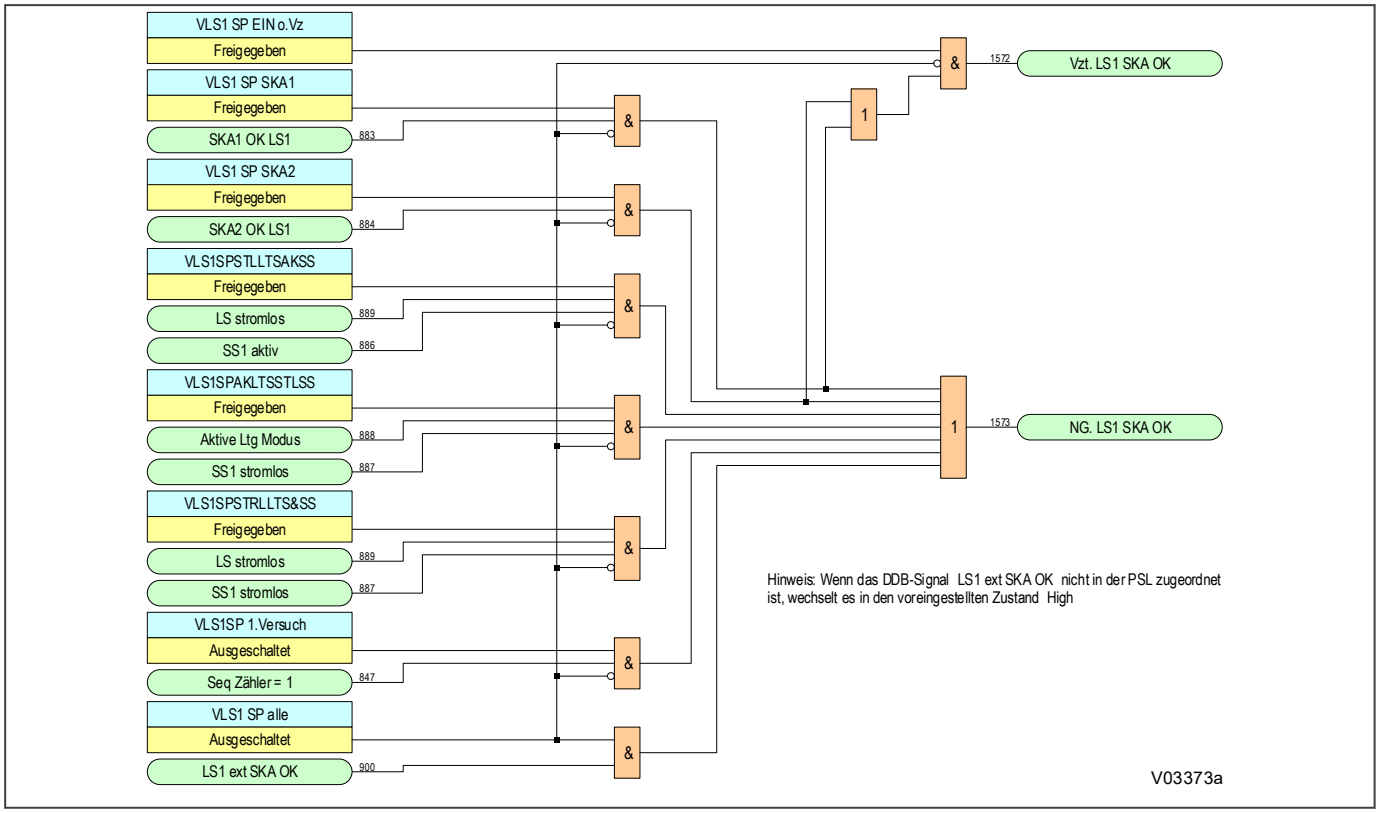


Abbildung 268: Logikschaltbild der Systemprüfung für eine dreiphasige automatische Wiedereinschaltung für LS1 als vorgeordneter LS (Modul 45)

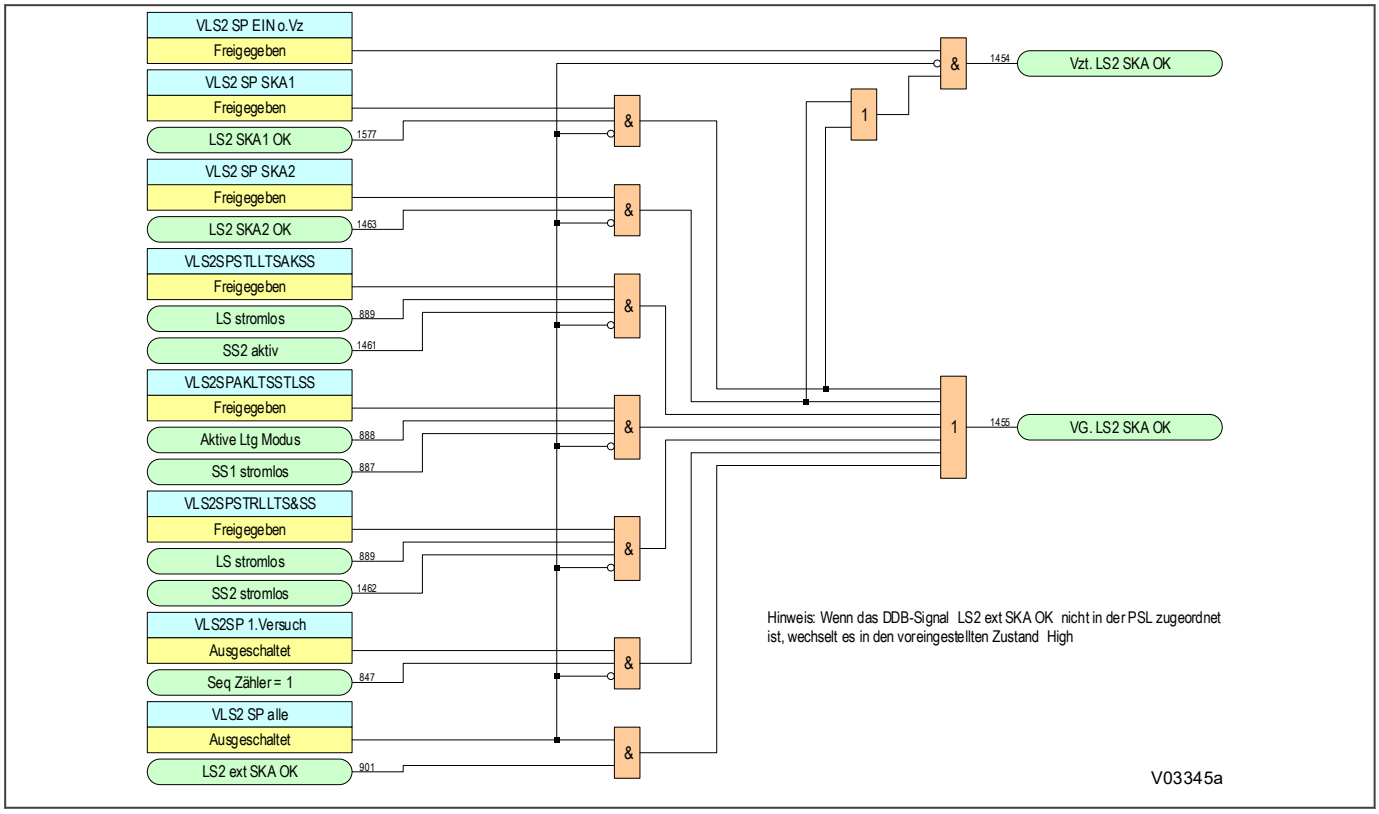


Abbildung 269: Logikschaltbild der Systemprüfung für eine dreiphasige automatische Wiedereinschaltung für LS2 als vorgeordneter LS (Modul 46)

11.5.24.2 PRÜFUNG DER DREIPHASIGEN AUTOMATISCHEN WIEDEREINSCHALTUNG FÜR EINEN NACHGEORDNETEN LS – LOGIKSCHALTBILD

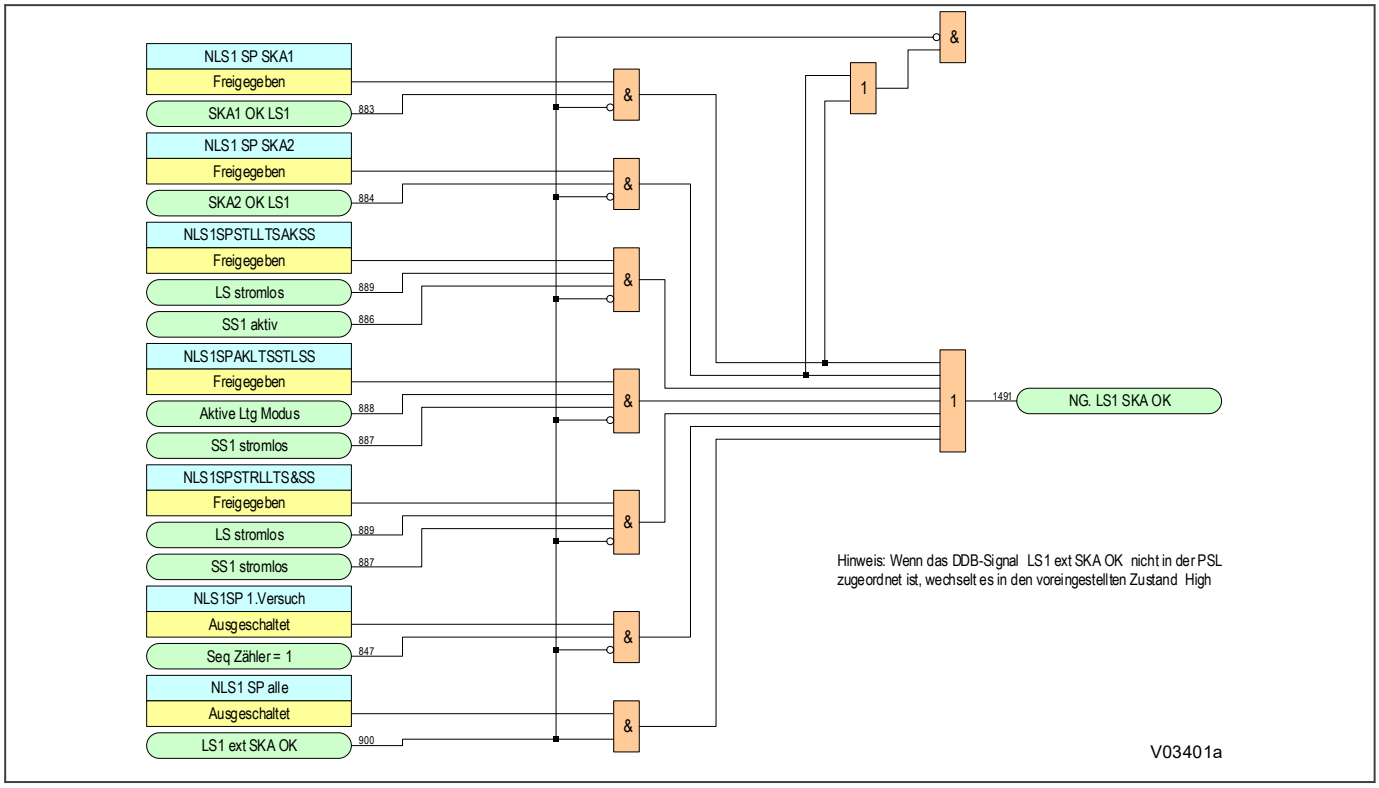


Abbildung 270: Logikschaltbild der Systemprüfung für eine dreiphasige automatische Wiedereinschaltung für LS1 als nachgeordneter LS (Modul 47)

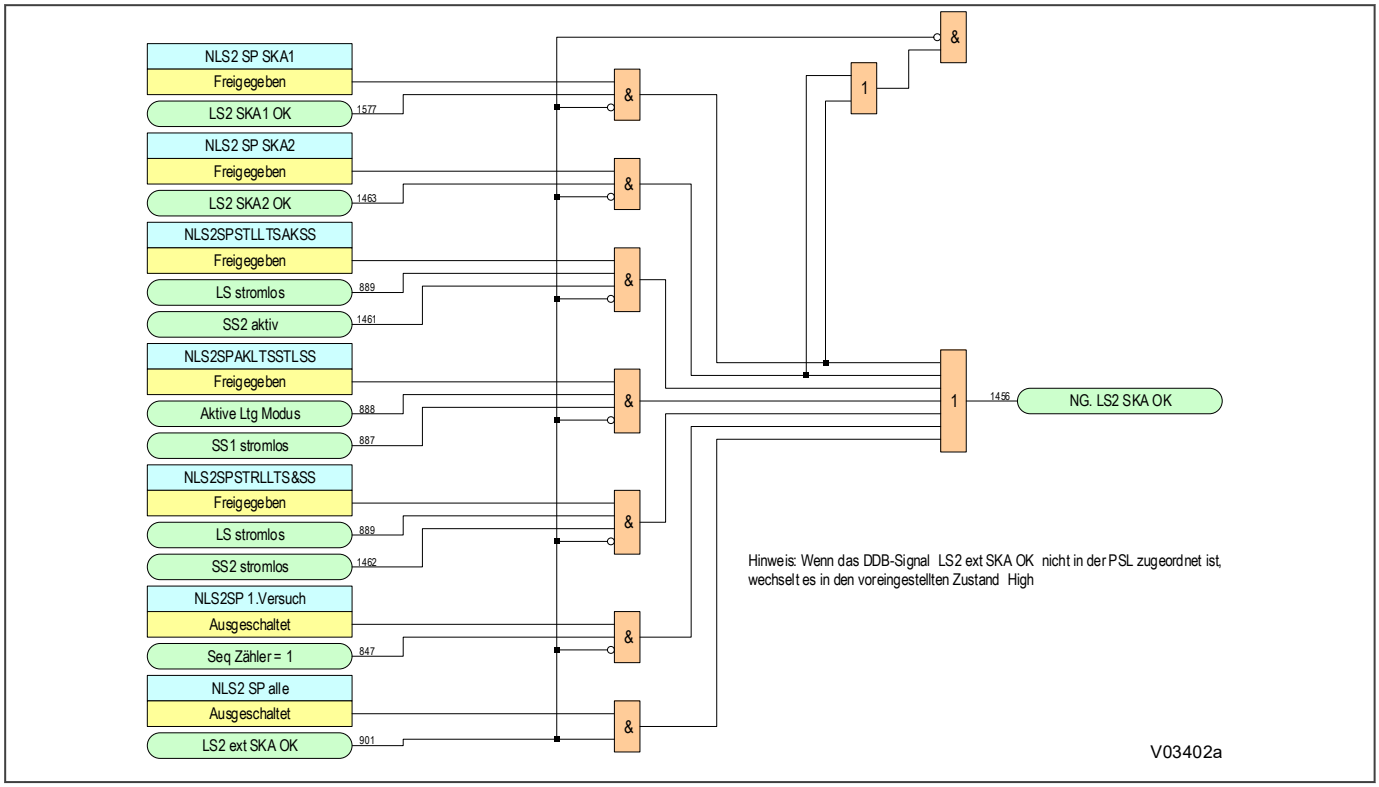


Abbildung 271: Logikschaltbild der Systemprüfung für eine dreiphasige automatische Wiedereinschaltung für LS2 als nachgeordneter LS (Modul 48)

11.5.24.3 SYSTEMPRÜFUNG FÜR MANUELLES SCHLIEßEN DES LS – LOGIKSCHALTBILD

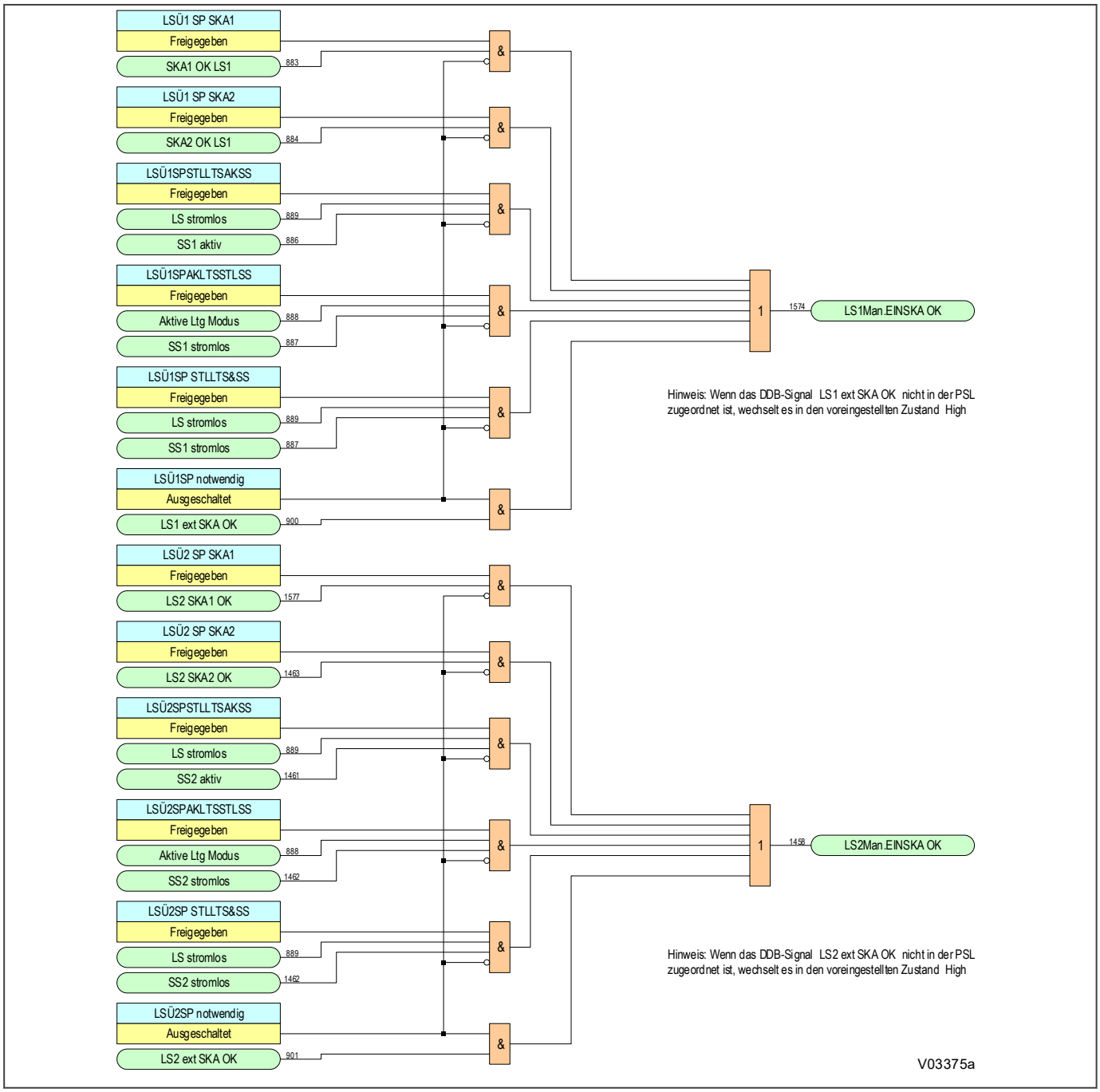


Abbildung 272: Systemprüfung für manuelles Schließen des LS – Logikschaltbild (Module 51 und 52)

11.6 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

11.6.1 ENTIONISIERUNGSZEIT – ORIENTIERUNGSHILFE

Die Entionisierungszeit eines Störlichtbogens hängt von mehreren Faktoren ab, beispielsweise Betriebsspannung, Leiterabstand, Fehlerstrom und Dauer, atmosphärische Bedingungen, Windgeschwindigkeit und kapazitive Kopplung benachbarter Leiter. Aus diesem Grunde ist es schwierig, die Entionisierungszeit zu bestimmen. Die Betriebsspannung ist in der Regel der wichtigste Faktor, und die Erfahrung lehrt uns, dass folgende typische Mindestentionisierungszeiten für einen Dreiphasenfehler zu berücksichtigen sind:

- 66 kV: 100 ms
- 110 kV: 150 ms
- 132 kV: 170 ms
- 220 kV: 280 ms
- 275 kV: 300 ms
- 400 kV: 500 ms

Wenn einpolige automatische Wiedereinschaltung mit hoher Geschwindigkeit verwendet wird, wird der Lichtbogen durch den kapazitiven Strom zwischen den störungsfreien Phasen und der gestörten Phase aufrechterhalten. Dadurch wird die Entionisierungszeit bedeutend verlängert und damit auch die erforderliche Pausenzeit.

Einpolige automatische Wiedereinschaltung wird im Allgemeinen nur bei Überspannungen verwendet. Eine typische Entionisierungszeit bei 220 kV kann 560 ms betragen.

11.6.2 RICHTLINIEN FÜR DIE EINSTELLUNG DER PAUSENZEIT

Eine automatische Wiedereinschaltung mit hoher Geschwindigkeit kann ein stabiles Netz mit zwei oder mehr Energiequellen erfordern. Bei einer automatischen Wiedereinschaltung mit hoher Geschwindigkeit sollte die Netzstörungszeit minimiert werden, indem ein schneller Schutz (normalerweise < 30 ms) und schnelle Leistungsschalter (normalerweise < 60 ms) verwendet werden. Für die Stabilität zwischen zwei Quellen eines Netzes kann eine typische Pausenzeit von ≤ 300 ms erforderlich sein.

Die Mindestpausenzeit (nur in Bezug auf den Leistungsschalter) ergibt sich aus der Rücksetzungszeit des Auslösemechanismus und der Schließzeit des Leistungsschalters.

Die AWE-Mindestpausenzeiteinstellungen sind hauptsächlich von zwei Faktoren abhängig:

- Zeit für die Entionisierung des Störungspfads
- Leistungsschalterkenngrößen

Es ist wichtig, dass der Schutz während der Pausenzeit vollständig zurückgesetzt wird, damit nach einer störungsbedingten automatischen Wiedereinschaltung eine korrekte Zeitunterscheidung beibehalten werden kann. Bei einer Wiedereinschaltung mit hoher Geschwindigkeit ist eine unverzögerte Rücksetzung des Schutzes erforderlich.

Bei dicht zusammengeschalteten Netzen ist es unwahrscheinlich, dass der Synchronismus durch das Auslösen einer einzelnen Leitung verloren geht. Dann empfiehlt es sich, längere Pausenzeiten zu verwenden, um Zeit für Stromschwankungen einzuräumen, die aus dem Abklingen der Störung resultieren.

Die Pausenzeit ist normalerweise eine feste Zeitverzögerung, kann aber als adaptive Zeit für Schaltungen mit einpoliger automatischer Wiedereinschaltung eingestellt werden, wobei sie bei einem vorübergehenden einphasigen Fehler von der Zeit der Lichtbogenlöschung abhängig ist.

Die AWE-Schaltung ist adaptiv, wenn die Einstellung ***Adaptive SP WE*** auf `Freigegeben` gesetzt ist. Die adaptive automatische Wiedereinschaltung ist nur bei Anwendungen der einpoligen automatischen Wiedereinschaltung verfügbar. Die ***SP Min Paus_zeit*** (0 bis 10 s) ist die Mindestpausenzeit für eine einpolige automatische Wiedereinschaltung. Die tatsächliche Pausenzeit wird auf die „SP minimum dead time“ (SP-Mindestpausenzeit) oder die Zeit für die Löschung des sekundären Lichtbogens eingestellt, wenn sie innerhalb der maximalen

Pausenzeit liegt, je nachdem, welcher Wert größer ist. Die ***SP Max Paus_zeit*** (0 bis 10 s) ist die Höchstpausenzeit für einpolige automatische Wiedereinschaltung. Wenn der sekundäre Lichtbogen nicht gelöscht oder als dauerhafter Fehler innerhalb der „SP maximum dead time“ (SP-Höchstpausenzeit) erkannt wird, gibt die AWE-Funktion einen dreiphasigen Auslösebefehl und führt eine Sperrung durch. Wenn innerhalb der „SP maximum dead time“ (SP-Höchstpausenzeit) ein vorübergehender Fehler erkannt wird, gibt die AWE-Logik einen Schließbefehl zum Schließen des offenen Pols aus. Wenn die AWE-Pausenzeit die „SP Max Dead Time“ überschreitet oder kein Ausgang von der AWE-Logik innerhalb der ***SP Max Paus_zeit*** vorhanden ist, wird der Ausgang der AWE-Logik entweder wieder eingeschaltet oder wechselt zur AWE-Sperre, was von der Auswahl der Einstellung ***SPMaxDT_abgelauf*** – `Wiedereinschalt./Sperre` (Maximal verstrichene SP-Pausenzeit – Wiedereinschaltung/ Sperre) abhängig ist.

11.6.2.1 BEISPIEL FÜR DIE BERECHNUNG DER PAUSENZEIT

Der folgende Leistungsschalter und die folgenden Netzkenngrößen können für die Berechnung der Mindestpausenzeit verwendet werden:

- a) LS-Ansprechzeit (Anspeisung der Auslösespule bis zur Lichtbogenunterdrückung): 50 ms
- b) Zeit zum Öffnen und Rücksetzen des Leistungsschalters (Anspeisung der Auslösespule bis zur Rücksetzung des Auslösemechanismus): 200 ms
- c) Schutzrücksetzzeit: < 80 ms
- d) Zeit zum Schließen des Leistungsschalters (Schließbefehl bis zur Betätigung der Kontakte): 85 ms
- e) Entionisierungszeit (280 ms für drei Phasen oder 560 ms für eine Phase)

Die dreiphasige Entionisierungszeit für eine 220-kV-Leitung beträgt normalerweise 280 ms.

Die Mindest-AWE-Pausenzeiteinstellung ist daher größer als:

(a) + (c) = 50 ms + 80 ms = 130 ms, um die Rücksetzung des Schutzes zu ermöglichen

(a) + (e) – (d) = 50 ms + 280 ms – 85 ms = 245 ms, um die Entionisierung zu ermöglichen

In der Praxis werden einige zusätzliche Zyklen hinzugefügt, um Toleranzen zu berücksichtigen, sodass die Pausenzeit 1 auf 300 ms oder mehr eingestellt werden kann. Die Gesamtpausenzeit ergibt sich, indem (d) zu den gewählten Einstellungen hinzuaddiert und (a) anschließend subtrahiert wird. Das Ergebnis ist 335 ms.

Eine typische Entionisierungszeit für eine einphasige Auslösung über eine 220-kV-Leitung ist 560 ms. Daher kann der Wert „1p Pausenzeit“ 600 ms oder größer sein. Die Gesamtpausenzeit ergibt sich, indem (d) zu den gewählten Einstellungen hinzuaddiert und (a) anschließend subtrahiert wird. Das Ergebnis ist 635 ms.

11.6.3 RICHTLINIEN FÜR DIE EINSTELLUNG DER SPERRZEIT

Die Wahl der Sperrzeitstufe ist von mehreren Faktoren abhängig, z. B.:

- Fehleraufkommen/Erfahrungen aus der Vergangenheit: kurze Sperrzeiten können bei einer großen Häufigkeit von wiederholten Blitzeinschlägen erforderlich sein, um unnötige Sperrungen bei vorübergehenden Störungen zu vermeiden.
- Federvorspannzeit: Bei einer automatischen Wiedereinschaltung mit hoher Geschwindigkeit kann die Sperrzeit so eingestellt werden, dass sie länger als die Federvorspannzeit ist. Eine Mindestsperrzeit von mehr als fünf Sekunden kann erforderlich sein, damit sich der Leistungsschalter nach dem Auslösen und Schließen ausreichend erholen kann, bevor er in der Lage ist, einen weiteren Zyklus (Auslösen, Schließen, Auslösen) durchzuführen. Diese Zeit hängt von der Leistung des Leistungsschalters ab. Bei verzögerter automatischer Wiedereinschaltung ist dies eventuell nicht nötig, da die Pausenzeit durch eine zusätzliche Zeit zur Prüfung der Störungsfreiheit des Leistungsschalters bzw. zur Blockierung der automatischen Wiedereinschaltung verlängert werden kann, wenn nicht genügend Energie im Leistungsschalter vorhanden ist.
- Schaltanlagenwartung: Übermäßig häufige Auslösung aufgrund kurzer Sperrzeiten kann kürzere Wartungsintervalle erfordern.

Wenn die Einstellung „AWE Sperrzeit“ in Verbindung mit Distanzschutz verwendet wird, wird sie im Allgemeinen so eingestellt, dass sie größer als die Verzögerung von Zone 2 ist.

11.6.4 ZÄHLER FÜR AWE-VERSUCHE

In Anwendungen mit zwei Leistungsschaltern sind die beiden Leistungsschalter normalerweise so angeordnet, dass sie nacheinander wiedereinschalten, wobei der Leistungsschalter, der als vorgeordneter Leistungsschalter definiert ist, nach einer definierten Pausenzeit wiedereinschaltet. Wenn der vorgeordnete Leistungsschalter nach Ablauf der Pausenzeit geschlossen bleibt, schaltet der zweite Leistungsschalter, der als nachgeordneter Leistungsschalter bezeichnet wird, nach einer weiteren Verzögerung, der nachgeordneten Zeit, wieder ein.

Die nachgeordnete Zeit wird bereitgestellt, um ein unnötiges Auslösen des nachgeordneten Leistungsschalters zu verhindern. Die nachgeordnete Zeit sollte ausreichend lang sein, um ein unnötiges Schließen des nachgeordneten Leistungsschalters zu vermeiden, wenn Bedingungen vorliegen, die ein erneutes Auslösen verlangen.

Nach Ablauf der Pausenzeit versucht der vorgeordnete Leistungsschalter, eine automatische Wiedereinschaltung durchzuführen. Der Mindestwert der nachgeordneten Zeit sollte ausreichen, damit die automatische Wiedereinschaltung des vorgeordneten Leistungsschalters als erfolgreich abgeschlossen betrachtet werden kann.

Ein extremer Fall kann gegeben sein, wenn der unverzögerte Schutz nur von Distanzelementen bereitgestellt wird und die automatische Wiedereinschaltung bei einer stromlosen Leitung mit einer anhaltenden Störung am entfernten Ende der Leitung stattfindet.

Der Schutz am lokalen Ende (zeitverzögerter Reserveschutz, wie das Distanzschutzelement Z2) kann diesen Fehler nach einer Verzögerung erkennen (normalerweise > 200 ms). Neben den Verzögerungen, die mit dem Reserveschutz (normalerweise >200 ms) verbunden sind, muss Zeit eingeräumt werden, damit der vorgeordnete Leistungsschalter erneut auslösen kann (50 bis 100 ms), und es muss ein Sicherheitsspielraum hinzugefügt werden, damit eine nachgeordnete Mindestzeit von etwa 500 ms zum Tragen kommen kann.

Nach einer erfolgreichen automatischen Wiedereinschaltung des vorgeordneten Leistungsschalters kann dem nachgeordneten Leistungsschalter das automatische Wiedereinschalten erlaubt werden. Eine Verzögerung der automatischen Wiedereinschaltung des nachgeordneten Leistungsschalters ermöglicht, dass vorübergehende Abweichungen vor der Durchführung des Schaltvorgangs abklingen. Wenn der Wert des Abklingens der Abweichung bekannt ist, kann er verwendet werden, um eine nachgeordnete Mindestzeit zu bestimmen. Der größere der beiden Werte kann dann als nachgeordnete Mindestzeit verwendet werden.

Hinweis:
Der nachgeordnete Leistungsschalter darf nur dann wiedereingeschaltet werden, wenn das Netz störungsfrei ist. In einer Schaltung mit zwei Leistungsschaltern und bei störungsfreiem Netz wirkt der nachgeordnete Leistungsschalter eher wie ein Sammelschienen-Kuppelschalter. In solch einem Fall ist kein schnelles Schalten nötig, und meist ist eine Zeitverzögerung von mehr als einer Sekunde angemessen. Die standardmäßige nachgeordnete Zeit dieses Geräts ist auf fünf Sekunden eingestellt und kann ohne Weiteres für die meisten Anwendungen verwendet werden.

KAPITEL 12

LS-VERSAGERSCHUTZ

12.1 KAPITELÜBERSICHT

Das Gerät bietet eine Funktion des Leistungsschalterversagerschutzes. In diesem Kapitel werden diese Funktion sowie die Prinzipien, die logischen Diagramme und die Anwendungen beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 409

Leistungsschalterversagerschutz 410

Implementierung des Leistungsschalterversagerschutzes 411

Logik des Leistungsschalterversagerschutzes 413

Anwendungshinweise 419

12.2 LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZ

Wenn ein Fehler auftritt, spricht ein Schutzgerät (oder mehrere) an und es wird ein Auslösebefehl an die entsprechenden Leistungsschalter gegeben. Das Schalten des Leistungsschalters ist für die Isolierung von Fehlern wichtig und verhindert bzw. begrenzt Schaden am Stromversorgungssystem. Bei Übertragungs- und Nebenübertragungssystemen kann eine langsame Fehlerbehebung auch die Systemstabilität gefährden.

Aus diesen Gründen ist es allgemein üblich, einen Leistungsschalterversagerschutz (LSV-Schutz) zu installieren. Der LSV-Schutz überwacht den Leistungsschalter und prüft, ob er sich innerhalb einer angemessenen Zeit geöffnet hat. Wenn der Fehlerstrom bei Auslösung des Leistungsschalters nicht nach einer bestimmten Zeitverzögerung unterbrochen wird, wird der LSV-Schutz aktiviert, wobei eine Reserveauslösung der vorgeschalteten Leistungsschalter stattfindet, um sicherzustellen, dass der Fehler isoliert wird.

Durch ein Ansprechen des LVS-Schutzes können auch alle Anregeausgangskontakte zurückgesetzt werden, wobei sichergestellt wird, dass alle Sperren aufgehoben werden, die für vorgeschaltete Schutzeinrichtungen aktiviert wurden.

12.3 IMPLEMENTIERUNG DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES

Der Leistungsschalterversagerschutz wird in der Spalte *LSV+POL STROMLOS* des entsprechenden Parametersatzes implementiert. Für LS1 und LS2 in Dual-LS-Versionen sind unabhängige Einstellungen des Leistungsschalterversagerschutzes verfügbar.

12.3.1 ZEITSTUFEN FÜR LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZ

Der Leistungsschalterversagerschutz enthält zwei Zeitstufen, ***LS-Fehl.1 Timer*** und ***LS-Fehl.2 Timer***, die folgende Konfigurationen erlauben:

- Einfacher LSV-Schutz, bei dem nur ***LS-Fehl.1 Timer*** aktiviert wird. Bei jeder Schutzauslösung wird die Zeitstufe **LS-Fehl.1 Timer** gestartet und normalerweise zurückgesetzt, sobald der Leistungsschalter öffnet, um den Fehler zu isolieren. Wird das Öffnen des Leistungsschalters nicht erkannt, läuft die Zeitstufe „LS-Fehl.1 Timer“ ab und schließt einen Ausgangskontakt, der dem Leistungsschalterversagerschutz (über die programmierbare Logik) zugeordnet ist. Dieser Kontakt wird zur Reserveauslösung der vorgeschalteten Schaltanlage verwendet, wodurch alle Einspeisungen ausgelöst werden, die am gleichen Sammelschienenabschnitt angeschlossen sind.
- Eine Schaltung für Neuauslösungen und verzögerte Reserveauslösung. Hier wird die Zeitstufe ***LS-Fehl.1 Timer*** verwendet, um einen Auslösebefehl an einen zweiten Auslösekreis desselben Leistungsschalters zu geben. Zu diesem Zweck muss der Leistungsschalter doppelte Auslösespulen haben. Dieser Mechanismus wird als Neuauslösung bezeichnet. Wenn der Leistungsschalter nicht durch die Neuauslösung geöffnet wird, kann nach einer zusätzlichen Zeitverzögerung eine Reserveauslösung veranlasst werden. Die Reserveauslösung verwendet die Zeitstufe ***LS-Fehl.2 Timer***, die ebenfalls im Moment der anfänglichen Auslösung des Schutzelementes gestartet wird.

Sie können die LSV-Elemente ***LS-Fehl.1 Timer*** und ***LS-Fehl.2 Timer*** für das Ansprechen auf Auslösungen konfigurieren, die durch Schutzelemente im Gerät angesteuert werden. Auch können Sie eine externe Schutzauslösung verwenden, indem Sie einen der Opto-Eingänge dem DDB-Signal ***ExternAuslös.*** in der PSL zuordnen.

Sie können den LSV-Schutz mit einem „Leistungsschalter offen“ Signal (das von der Pol-stromlos-Logik veranlasst wurde) oder nach einer Schutzrücksetzung zurückzusetzen. In diesen Fällen ist die Rücksetzung nur dann erlaubt, wenn die Unterstromelemente ebenfalls zurückgesetzt werden. Der Rücksetzmechanismus wird über die Einstellungen ***Rück. kein I*** und ***Rück.ext.Sch*** festgelegt.

Die Rücksetzoptionen sind in folgender Tabelle zusammengefasst:

Einleitung (über Menü auswählbar)	Mechanismus für die Rücksetzung der LSV-Zeitstufe
Strombasierter Schutz (z. B. 50/51/46/21/87)	Betätigung bei IL1<, UND Betätigung bei IL2<, UND Betätigung bei IL3<,UND Betätigung bei IN< oder durch Ext Rst DDB in der PSL
Empfindliches Erdfehlerelement	Betätigung bei IEEF< oder Ext Rst SEF DDB
Nichtstrombasierter Schutz (z. B. 27/59/81/32L)	Fünf Optionen sind verfügbar: Betätigung aller Elemente bei I< und IN< oder Ext Rst CBF DDB Rücksetzen des Schutzelements UND Betätigung aller Elemente bei I< und IN< oder Ext Rst DDB LS Aus (alle drei Pole) UND Betätigung aller Elemente bei I< und IN<

Einleitung (über Menü auswählbar)	Mechanismus für die Rücksetzung der LSV-Zeitstufe
Externer Schutz	Fünf Optionen sind verfügbar. Betätigung aller Elemente bei I< und IN< Rücksetzung der externen Auslösung UND Betätigung aller Elemente bei I< und IN< LS Aus (alle drei Pole) UND Betätigung aller Elemente bei I< und IN< Sch.Rückst.o. I<: Rücksetzen der externen Auslösung ODER Betätigung aller Elemente bei I< und IN< Rück.o.LSbet.&I<: Rücksetzen der externen Auslösung ODER Pol stromlos UND Betätigung aller Elemente bei I< und IN<

12.3.2 ANSPRECHEN DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES

Wenn die Einstellung ***nur ext.Aus init*** `Ausgeschaltet` ist, kann der LSV-Schutz initiiert werden, wenn eine interne Schutzfunktion eine Auslösung ausgibt oder wenn eine externe Schutzauslösung stattfindet. Wenn die Einstellung ***nur ext.Aus init*** `Freigegeben` ist, kann nur der externe Schutz die LSV-Funktion initiieren. Ein externer Schutz und interne strombasierte Schutzfunktionen (außer EEF-Schutz) initiieren die LSV-Funktion pro Phase, während nichtstrombasierte Schutzfunktionen und EEF den Leistungsschalterversagerschutz für alle drei Phasen gleichzeitig initiieren.

12.3.3 NULLDURCHGANGSERKENNUNG

Wenn ein Fehler vorliegt und der Leistungsschalter den StW-Primärstrom unterbricht, verringert sich der Fluss des StW-Kerns auf eine Restgröße. Durch diesen abnehmenden Fluss gelangt ein abfallender Gleichstrom in den StW-Sekundärkreis, der als Senkstrom bekannt ist. Je näher der StW dem Sättigungspunkt kommt, desto höher ist der Senkstrom.

Die Zeitkonstante dieses Senkstroms, die von der Zeitkonstante des StW-Sekundärkreises abhängig ist, ist im Allgemeinen lang. Wenn der Schutz den Fehler beseitigt, sollte die LSV-Funktion schnell zurückgesetzt werden, um eine Fehlfunktion infolge des Senkstroms zu vermeiden. Um dies zu kompensieren, verfügt das Gerät über einen Algorithmus zur Nulldurchgangserkennung, mit dem sichergestellt wird, dass die LSV-Neuauslösungs- und -Reserveauslösungssignale nicht aktiviert werden, wenn der Senkstrom fließt. Wenn alle Abtastwerte innerhalb eines halben Zyklus größer oder kleiner als null Ampere (zehn Millisekunden für ein 50-Hz-System) sind, wird die Nulldurchgangserkennung aktiviert, wodurch die LSV-Funktion blockiert wird. Der Algorithmus der Nulldurchgangserkennung wird verwendet, nachdem sich der Leistungsschalter im Primärsystem geöffnet hat, um sicherzustellen, dass nur Senkstrom im Wechselstromsekundärkreis fließt.

12.4 LOGIK DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES

12.4.1 LOGIK DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES – TEIL 1

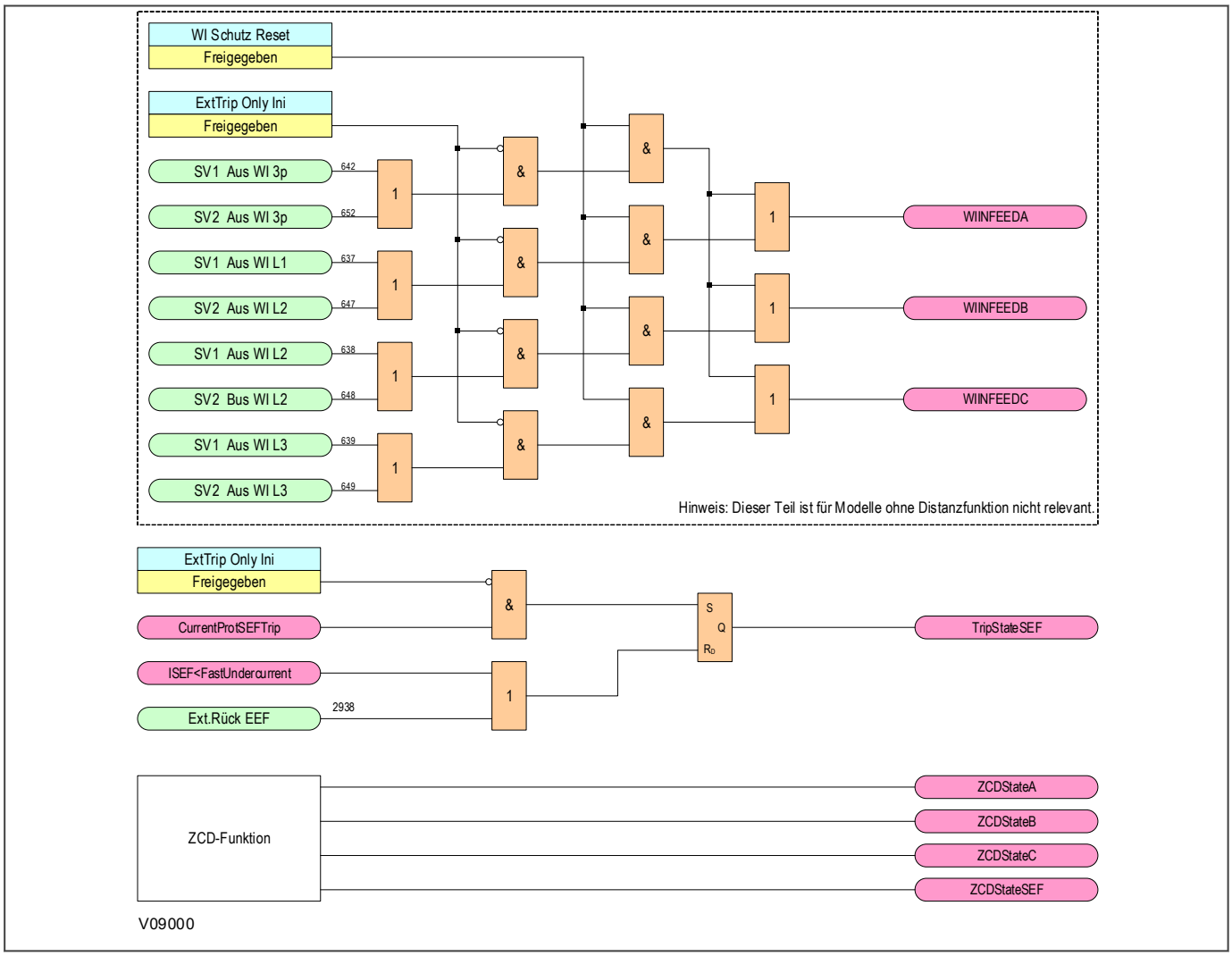


Abbildung 273: Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 1

12.4.2 LOGIK DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES – TEIL 2

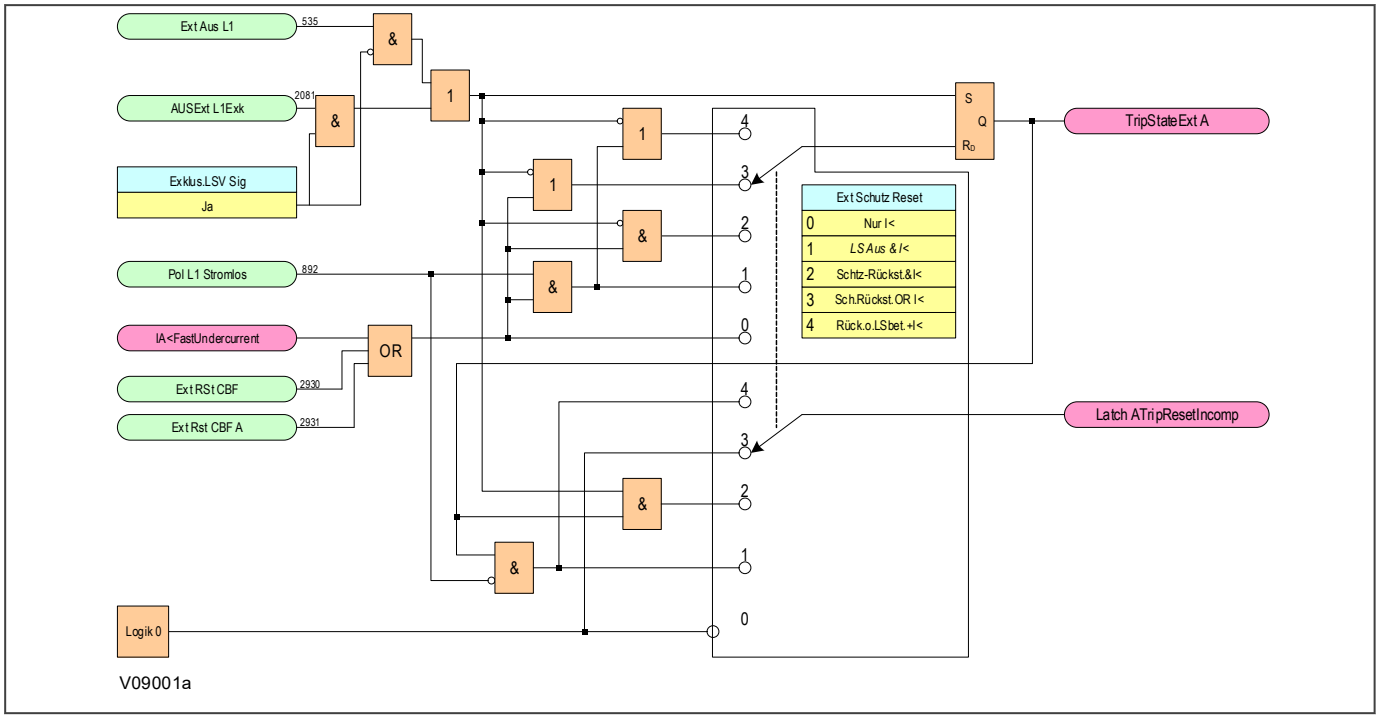


Abbildung 274: Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 2

12.4.3 LOGIK DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES – TEIL 2

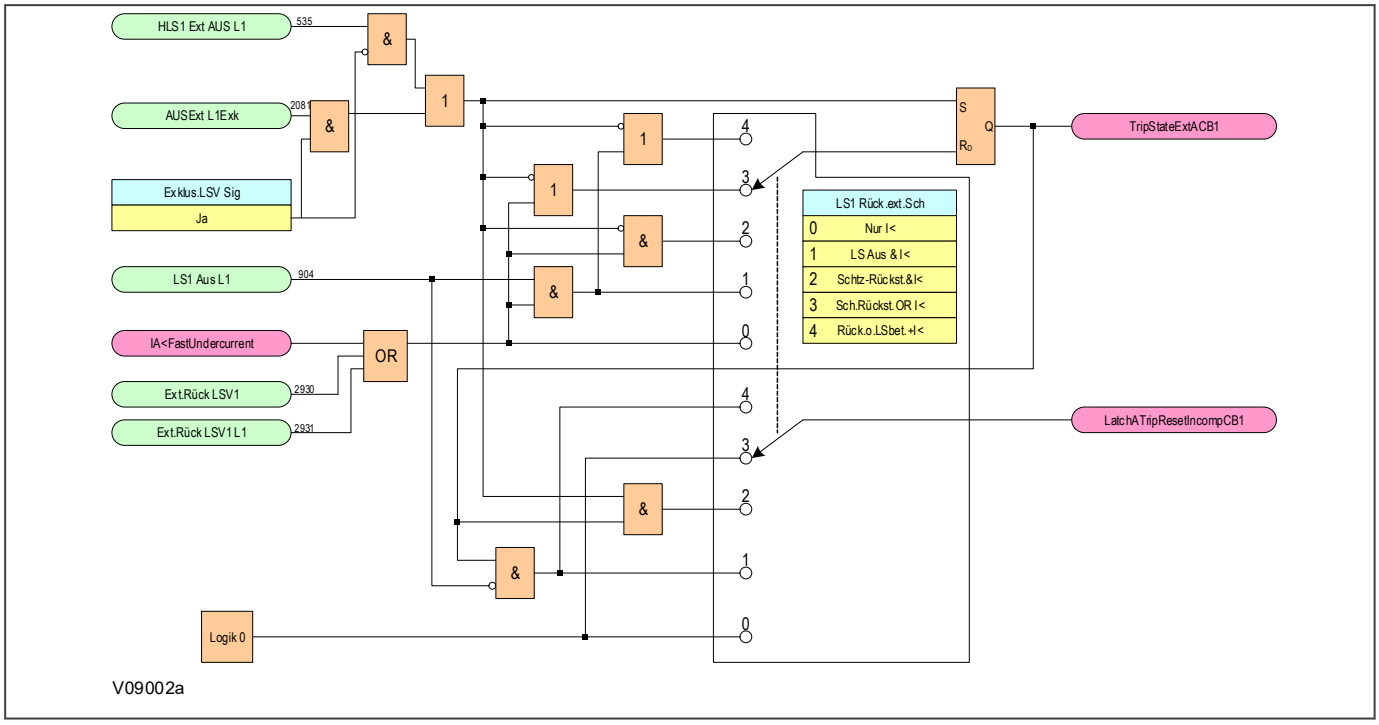


Abbildung 275: Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 2

12.4.4 LOGIK DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES – TEIL 3

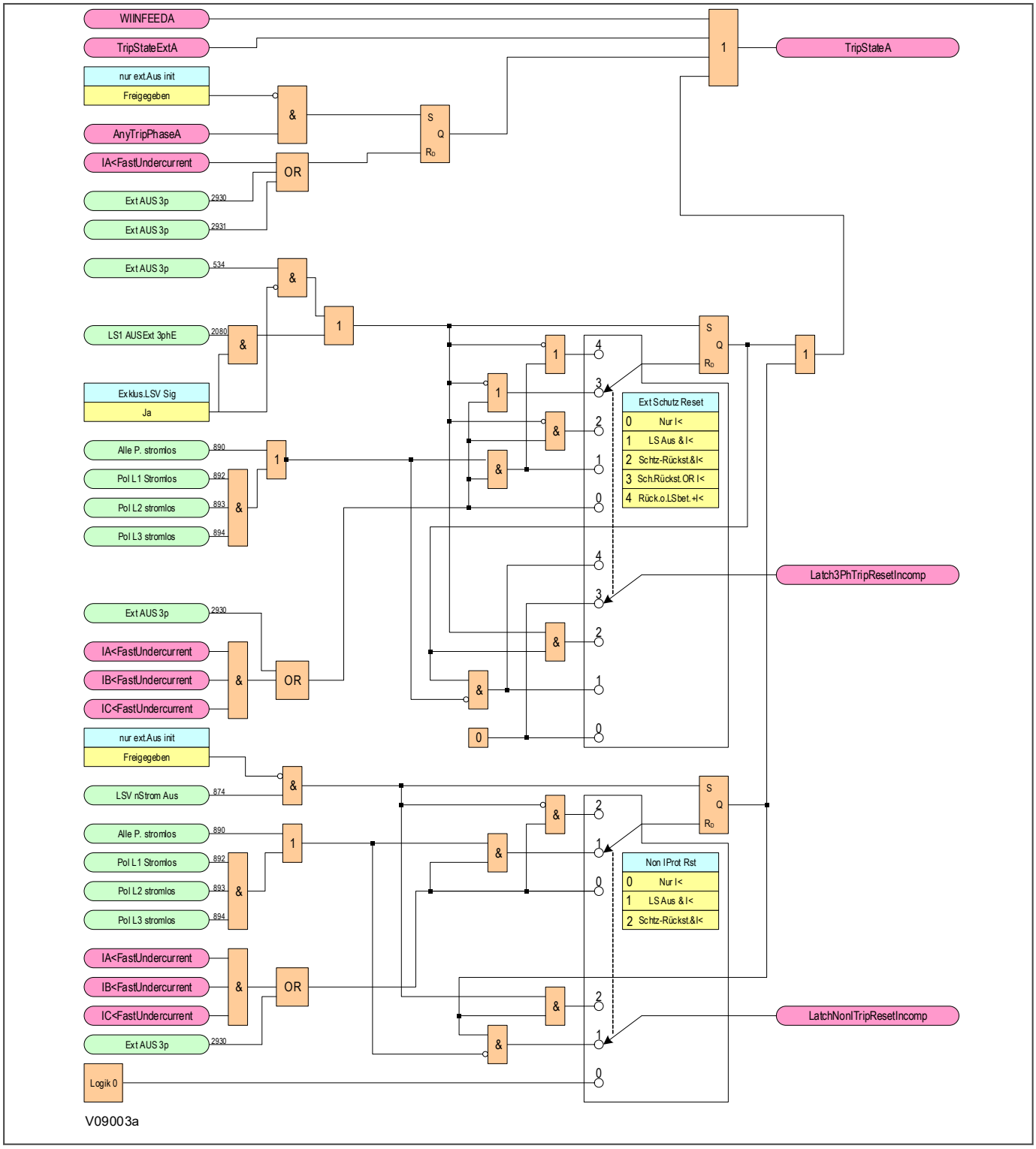


Abbildung 276: Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 3

12.4.5 LOGIK DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES – TEIL 3

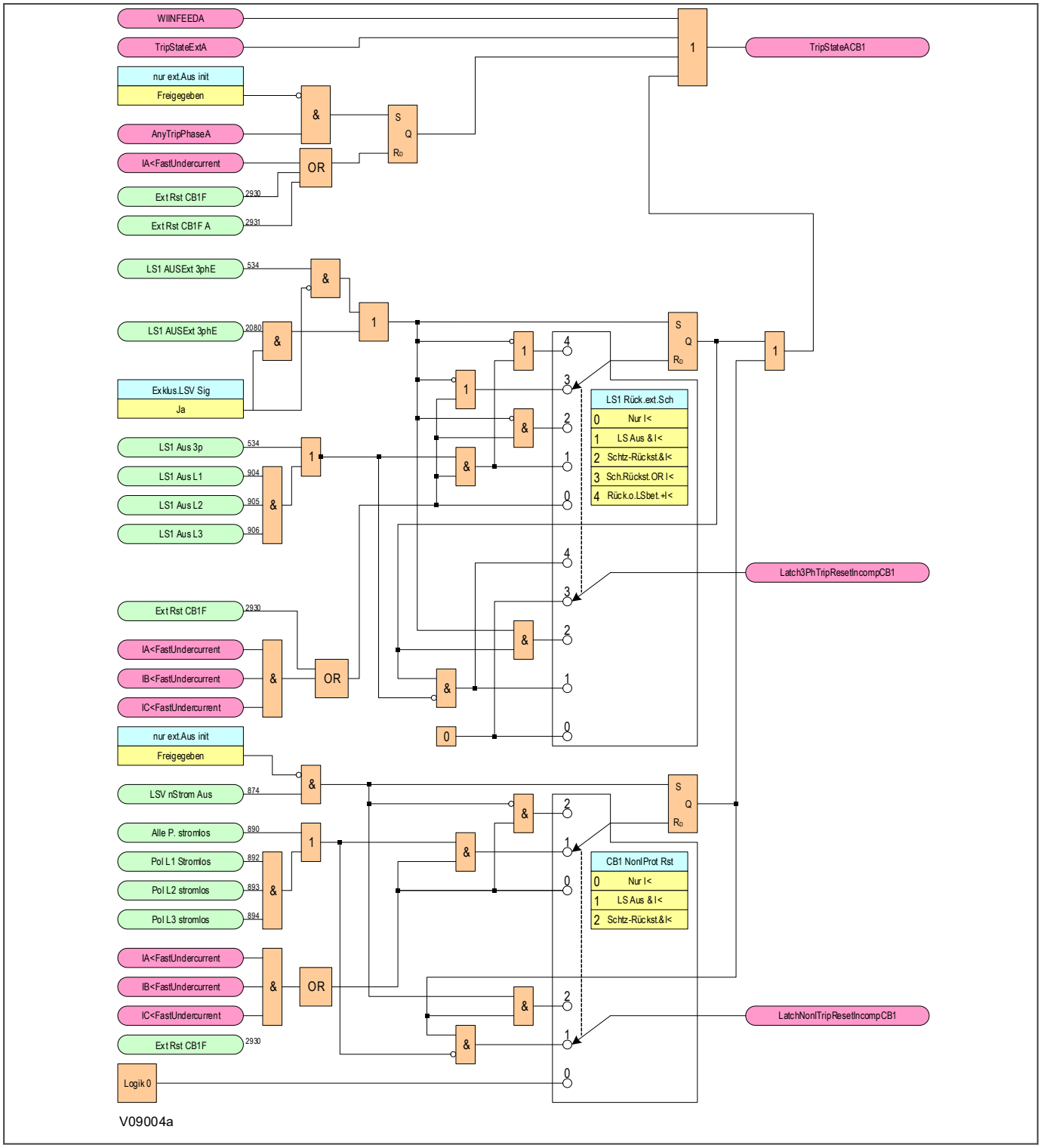


Abbildung 277: Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 3

12.4.6 LOGIK DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES – TEIL 4

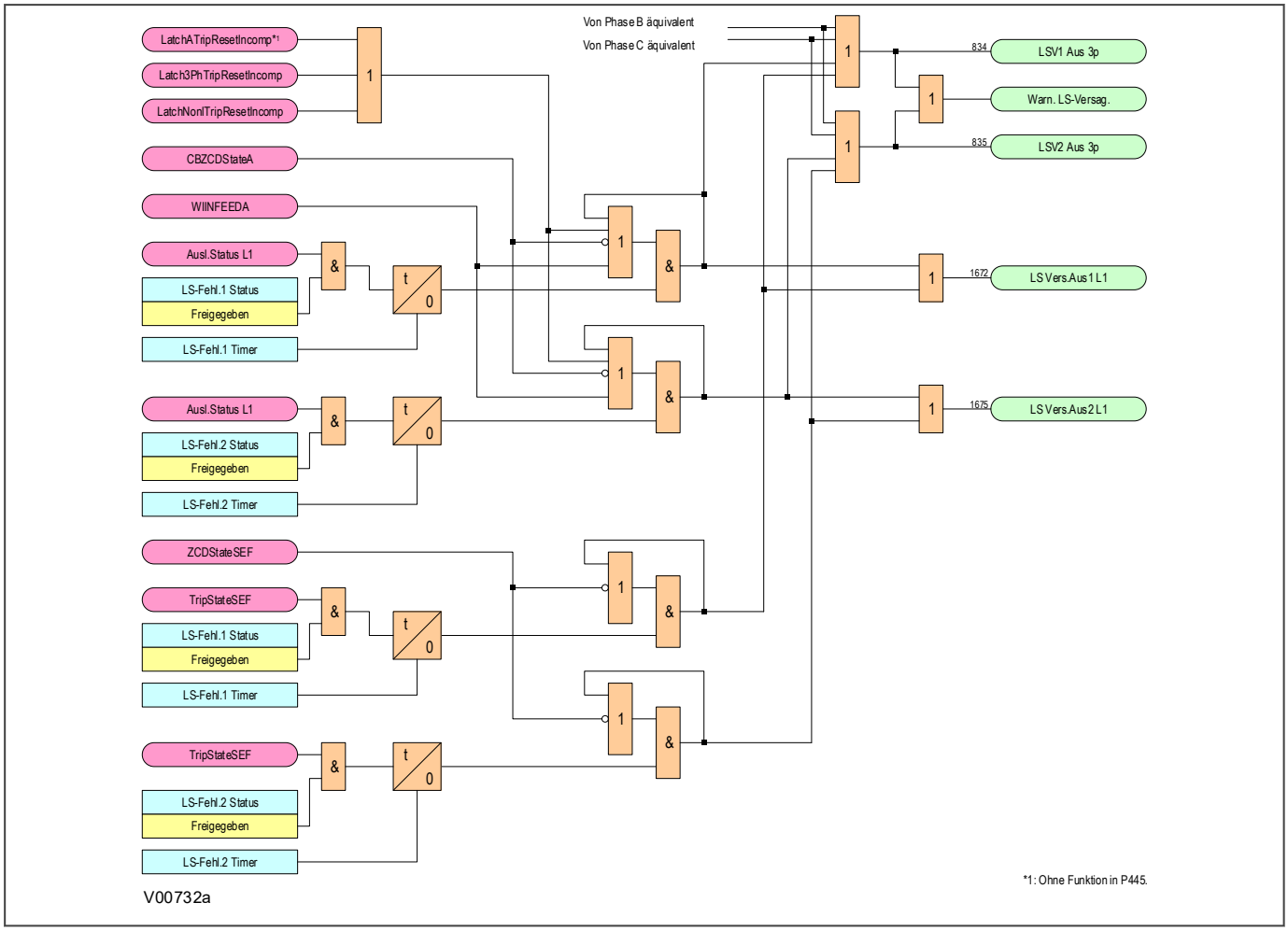


Abbildung 278: Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 4

Hinweis:
Diese Darstellung zeigt nur L1 für ein Einzel-LS-Gerät. Die Darstellungen für L2 und L3 unterliegen dem gleichen Prinzip und werden hier nicht wiederholt.

12.4.7 LOGIK DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES – TEIL 4

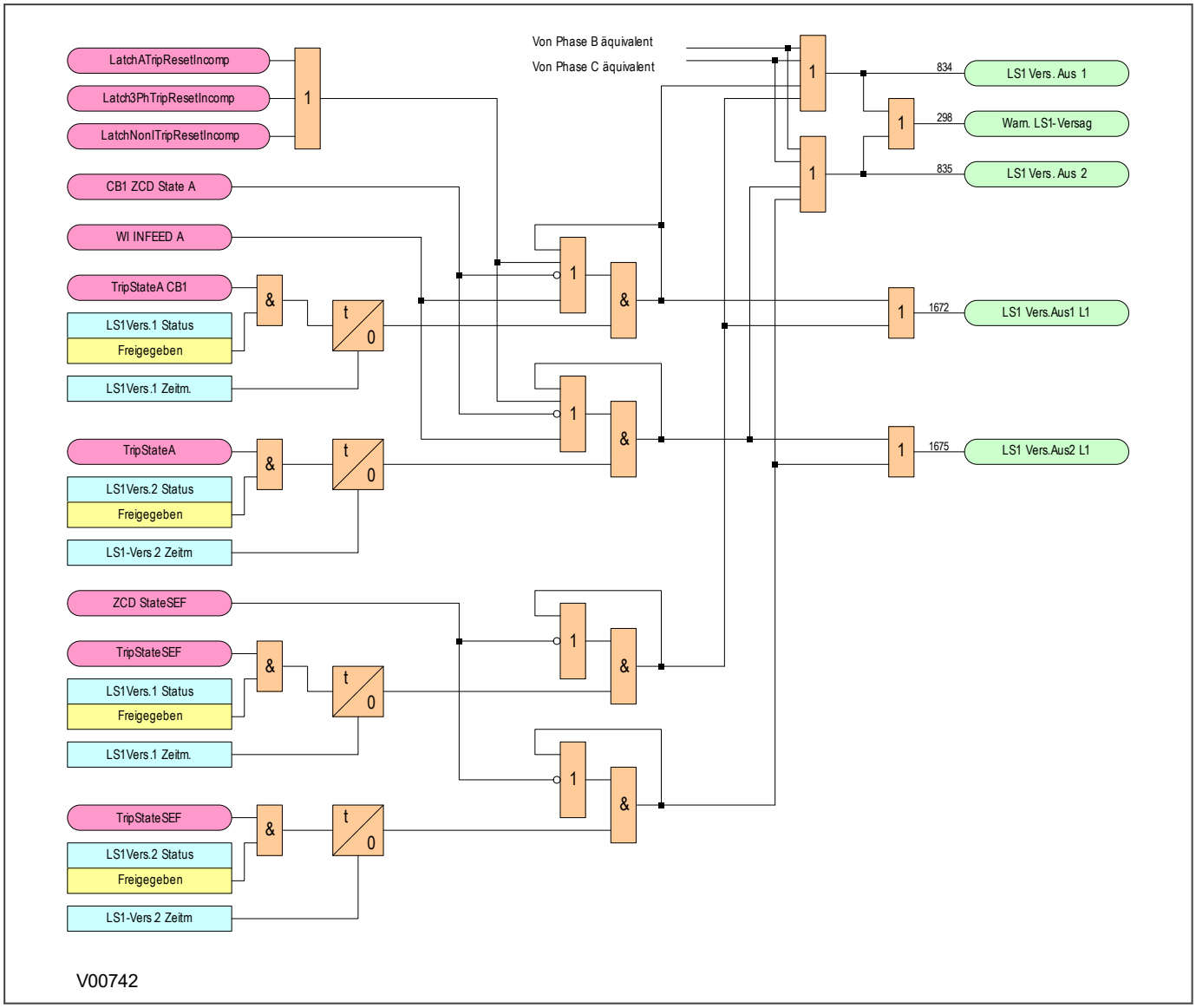


Abbildung 279: Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 4

Hinweis:
Dieses Schaltbild zeigt nur die Phase A für den ersten Leistungsschalter (LS1) eines Geräts mit zwei Leistungsschaltern. Die Schaltbilder für die Phasen B und C und für den zweiten Leistungsschalter (LS2) werden hier nicht nochmals gezeigt.

12.5 ANWENDUNGSHINWEISE

12.5.1 RÜCKSETZMECHANISMEN FÜR LSV-ZEITGEBER

Es ist allgemein üblich, niedrig eingestellte Unterstromelemente zu verwenden, um anzuzeigen, dass die Leistungsschalterpole den Fehler- oder Laststrom unterbrochen haben. Dies gilt für folgende Situationen:

- LS-Hilfskontakte sind defekt oder für eine zuverlässige Meldung der LS-Auslösung unbrauchbar.
- LS-Kontakte begannen sich zu öffnen, blieben aber stecken. Dies kann zu ständiger Lichtbogenbildung an den Primärkontakten und zusätzlichem Lichtbogenwiderstand im Fehlerstrompfad führen. Sollte dieser Widerstand den Fehlerstrom stark begrenzen, kann das auslösende Schutzelement zurückgesetzt werden. Darum ist das Rücksetzen des Elements kein zuverlässiges Anzeichen dafür, dass der Leistungsschalter vollständig geöffnet ist.

Bei Schutzfunktionen, die zum Ansprechen Strom benötigen, verwendet das Gerät Unterstromelemente, um zu erkennen, ob die erforderlichen Leistungsschalterpole ausgelöst haben und die LSV-Zeitgeber zurückgesetzt wurden. Die Unterstromelemente garantieren jedoch möglicherweise nicht bei allen Anwendungen eine zuverlässige Meldung des LSV-Rücksetzens. Beispiel:

- Ein Schutz, der nicht auf Strom anspricht (z. B. ein Unter-/Überspannungs- oder Unter-/Überfrequenzschutz), leitet Messungen von einem an eine Leitung angeschlossenen Spannungswandler ab. In diesem Fall sorgt I< nur dann für eine zuverlässiges Rücksetzen, wenn im geschützten Stromkreis immer Laststrom fließt. In diesem Fall ist die Erkennung des Abfalls des einleitenden Schutzelements möglicherweise zuverlässiger.
- Wenn Distanzschaltungen Logik für Auslösung bei schwacher Einspeisung enthalten. Das Rücksetzen des Zustands der Auslösung bei schwacher Einspeisung sollte zusätzlich zur Unterstromprüfung verwendet werden. ***WI Schutz Reset*** sollte auf `Freigegeben` gesetzt werden.
- Ein Schutz, der nicht auf Strom anspricht (z. B. ein Unter-/Überspannungs- oder Unter-/Überfrequenzschutz), leitet Messungen von einem an eine Sammelschiene angeschlossenen Spannungswandler ab. Auch hier geht I< davon aus, dass die Speiseleitung normalerweise belastet ist. Außerdem führt die Auslösung des Leistungsschalters möglicherweise nicht zur Entfernung der auslösenden Ursache von der Sammelschiene, wodurch möglicherweise kein Abfall des Schutzelements stattfindet. In solchen Fällen kann die Stellung der Leistungsschalter-Hilfskontakte die beste Methode des Rücksetzens sein.

Sie können den LSV-Schutz mit einem „Leistungsschalter offen“ Signal (das von der Pol-stromlos-Logik veranlasst wurde) oder nach einer Schutzrücksetzung zurückzusetzen. In diesen Fällen ist die Rücksetzung nur dann erlaubt, wenn die Unterstromelemente ebenfalls zurückgesetzt werden. Der Rücksetzmechanismus wird über die Einstellungen ***Rück. kein I Sch*** und ***Ext Schutz Reset*** festgelegt.

Wenn der LSV-Schutz durch eine externe Auslösung initiiert wird, stehen die beiden Rücksetzoptionen ***Sch.Rückst.o. I<***und ***Rück.o.LSbet.&I<*** zur Verfügung. Diese Einstellungen erfordern nicht unbedingt die Betätigung des Unterstromelements (I<), wie in der nachstehenden Tabelle zu sehen ist. Diese Optionen sind hilfreich, wenn erneutes Auslösen nicht implementiert ist, da sie es ermöglichen, Reserveauslösung infolge von ungewolltem kurzzeitigem Ansprechen von externen Opto-Eingängen für externe Auslösung zu vermeiden.

Warnung:
Verbinden Sie nicht die *Sch.Rückst.o. I<* mit den Logikeingängen für Auslösungsumwandlung in der PSL, wenn Sie *Rück.o.LSbet.&I<* oder*Ext. Aus. L1* verwenden.

12.5.2 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (LSV-ZEITGEBER)

Das folgende Diagramm zeigt die LSV-Ablaufsteuerung bei normalem und LSV-Betrieb. Die maximale Fehlerbeseitigungszeit sollte kürzer als die kritische Fehlerbeseitigungszeit sein, die anhand einer Stabilitätsuntersuchung ermittelt wird. Die Verzögerung der LSV-Reserveauslösung berücksichtigt die maximale LS-Fehlerbeseitigungszeit, die LSV-Rücksetzzeit und eine Sicherheitsspanne. Typische LS-Fehlerbeseitigungszeiten sind 1,5 oder 3 Zyklen. Die LSV-Rücksetzzeit sollte kurz genug sein, um eine LSV-Reserveauslösung bei normalem

Betrieb zu vermeiden. Damit der LS-Versager zurückgesetzt wird, müssen die Phasen- und Erdunterstromelemente aktiviert sein. Die Aktivierung der Unterstromelemente kann durch den Senkstrom verzögert werden, der durch den sekundären Wechselstromkreis fließen kann.

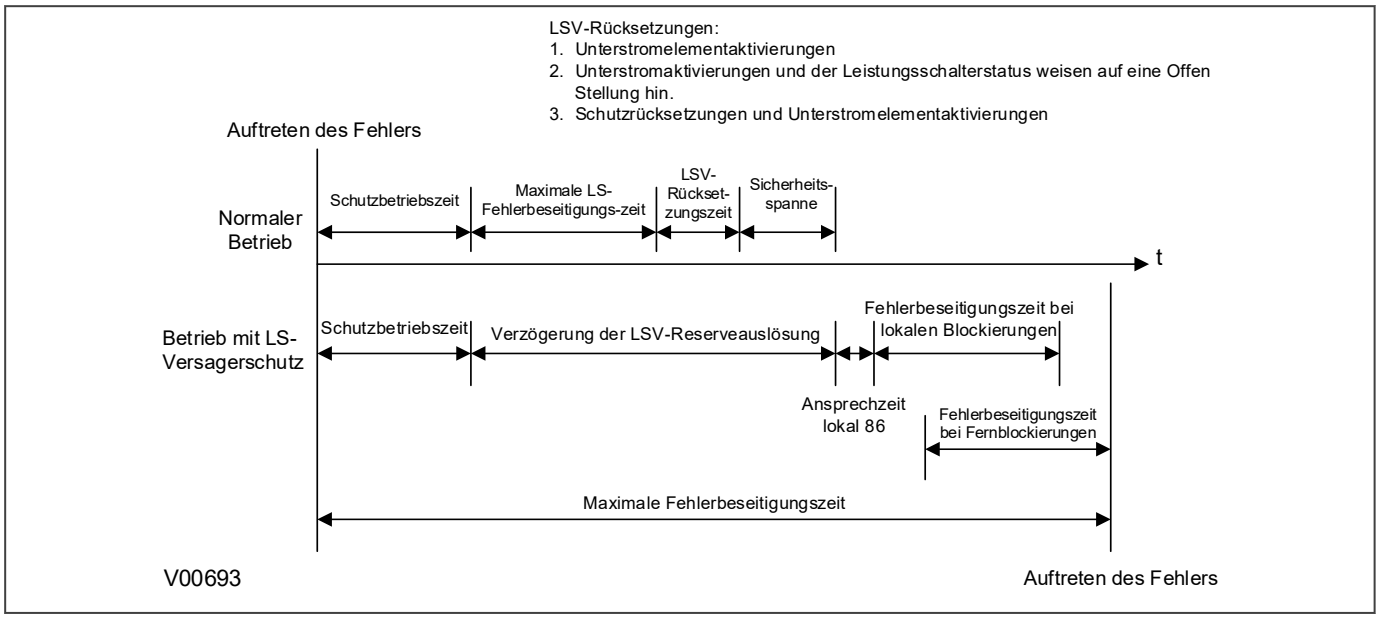


Abbildung 280: LSV-Ablaufsteuerung

Die folgenden Beispiele berücksichtigen die direkte Auslösung eines 2-Zyklen-Leistungsschalters. Es folgen typische Einstellungen:

Rücksetzmechanismus für LS-Versagerschutz	tBF-Zeitverzögerung	Typische Verzögerung für 2-Zyklen-Leistungsschalter
Rücksetzung des Einleitungselements	LS-Unterbrechungszeit + Rücksetzzeit des Elements (max.) + Fehler in tBF-Zeitgeber + Sicherheitsspielraum	50 + 50 + 10 + 50 = 160 ms
LS offen	Öffnungs-/Schließzeit der LS-Hilfskontakte (max.) + Fehler in tBF-Zeitgeber + Sicherheitsspielraum	50 + 10 + 50 = 110 ms
Unterstromelemente	LS-Unterbrechungszeit + Ansprechzeit der Unterstromelemente (max.) + Sicherheitsspanne	50 + 25 + 50 = 125 ms

Hinweis:
Alle Rücksetzungen des LS-Versagerschutzes schließen eine Anregung der Unterstromelemente ein. Wenn die Verwendung einer Element- oder LS-Aus-Rücksetzung den ungünstigsten Fall darstellt, sollte weiterhin die Unterstromeinstellung verwendet werden.
Bei Verwendung von Hilfsauslöserelais müssen zusätzlich 10–15 ms eingestellt werden, um die Anregung der Auslöserelais zu ermöglichen.

12.5.3 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (UNTERSTROM)

Die Phasenunterstromparameter (I<) müssen niedriger als der Laststrom eingestellt werden, damit durch Betätigung bei I< richtig anzeigt wird, dass der LS-Pol offen ist. Eine typische Einstellung für Schaltungen mit oberirdischen Leitungen ist 20 %In. Einstellungen von 5% von In sind bei LSV-Schutz von Generatorleistungsschaltern üblich.

Der Wert der Erdfehlerschutzelemente muss kleiner als der entsprechende Auslöseparameter sein. Beispiel:

$$IE< = (IE> \text{Auslösung})/2$$

KAPITEL 13

STROMSCHUTZFUNKTIONEN

13.1 KAPITELÜBERSICHT

Der primäre Zweck dieses Geräts ist nicht der Überstromschutz. Das Gerät bietet jedoch eine Reihe von Stromschutzfunktionen, die als Reserveschutz verwendet werden können. Da vorausgesetzt wird, dass Sie mit Überstromschutzprinzipien vertraut sind, enthält dieses Kapitel diesbezüglich keine ausführlichen Informationen. Wenn Sie weitere Informationen über allgemeine Überstromschutzprinzipien benötigen, ziehen Sie bitte die Publikation von GE Vernova, Protection and Automation Application Guide (Anwendungsleitfaden für Schutz und Atmung), frühere Ausgaben des vorliegenden technischen Handbuchs oder eines unserer technischen Handbücher für das P40 Agile Modular-Sortiment von Produkten wie z. B. P14 heran.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 422

Phasenfehler-Überstromschutz 423

Gegensystem-Überstromschutz 426

Erdfehlerschutz 429

Empfindlicher Erdfehlerschutz 434

Hochohmiger Erdschluss-Differentialschutz 439

Thermischer Überlastschutz 441

Leiterbruchschutz 446

Erkennung von Transienten Erdfehlern 448

13.2 PHASENFEHLER-ÜBERSTROMSCHUTZ

Phasenfehler-Überstromschutz ist eine Form des Reserveschutzes, der sich in folgenden Zuständen befinden kann:

- Permanent deaktiviert
- Permanent aktiviert
- Nur bei Ausfall einer SpW-Sicherung/ Leitungsschutzschaltersaktiviert
- Nur bei Ausfall eines Schutzkommunikationskanals aktiviert
- Bei Ausfall einer SpW-Sicherung/eines Leitungsschutzschalters oder eines Schutzkommunikationskanals aktiviert
- Bei Ausfall einer SpW-Sicherung/eines Leitungsschutzschalters und eines Schutzkommunikationskanals aktiviert

Außerdem kann jede Stufe durch ein DDB-Signal blockiert werden.

Es ist zu beachten, dass Phasenüberstromschutz phasengetrennt ist, aber das Ansprechen einer Phase wird in der Standard-PSL der Dreiphasen-Auslösung zugeordnet.

Das SpWÜ-Element des Schutzgeräts kann aktiviert werden, um entweder das Richtungselement zu blockieren oder einfach die Richtungssteuerung zu entfernen.

13.2.1 IMPLEMENTIERUNG DES PHASENÜBERSTROMSCHUTZES

Phasenüberstromschutz wird in der Spalte ÜBERSTROM des entsprechenden Parametersatzes konfiguriert.

Das Gerät bietet vier Stufen des Dreiphasen-Überstromschutzes, von denen jede unabhängige Zeitverzögerungskenngrößen aufweist. Die Einstellungen für jede Stufe sind unabhängig, gelten aber je Stufe für alle Phasen.

Die Stufen 1 und 2 ermöglichen die Auswahl von Betriebs- und Rücksetzungskenngrößen. Sie haben die Wahl zwischen:

- AMZ-Kennlinien (Inverse Definite Minimum Time) auf der Basis von IEC- und IEEE-Standards
- Programmierbaren benutzerdefinierten Kennlinien
- Konstantzeit-Kennlinien

Dies geschieht mithilfe der Felder:

- ***I>(n) Funktion*** für die Überstrom-Ansprechkenngröße
- ***I>(n) Kennl.RÜckst*** für die Überstrom-Rücksetzungskenngröße
- ***I>(n) K.RÜck.Kennl*** für die Rücksetzungskenngröße für benutzerdefinierte Kennlinien,

wobei (n) die Nummer der Stufe ist.

Die mit AMZ ausgestatteten Stufen (1 und 2) haben zudem eine Zeitgeber-Haltefunktion. Dies wird mithilfe der Felder ***I>(n) RsetTim*** konfiguriert, wobei (n) die Nummer der Stufe ist. Dies gilt nicht für IEEE-Kennlinien.

Die Stufen 3 und 4 haben nur Konstantzeit-Kenngrößen.

13.2.2 RICHTUNGSELEMENT

Wenn Fehlerstrom in beide Richtungen durch eine geschützte Stelle fließen kann, müssen Sie ein gerichtetes Überstromelement verwenden, um die Richtung des Fehlers zu bestimmen. Sobald die Richtung ermittelt wurde, kann das Gerät entscheiden, ob die Auslösung erlaubt oder blockiert wird. Um die Richtung eines Phasenüberstromfehlers zu bestimmen, muss das Gerät den Phasenwinkel des Fehlerstroms mit dem einer bekannten Bezugsgröße vergleichen. Der Phasenwinkel dieser bekannten Bezugsgröße muss unabhängig von der

fehlerhaften Phase sein. Dabei handelt es sich normalerweise um die Leitungsspannung zwischen den anderen zwei Phasen.

Die Phasenfehlerelemente der Schutzgeräte werden intern durch die Quadratur-Phase-Phase-Spannungen polarisiert, siehe nachstehende Tabelle:

Phase des Schutzes	Ansprechstrom	Polarisierungsspannung
Phase L1	IL1	U23
Phase L2	IL2	U31
Phase L3	IL3	U12

Bei Fehlerzuständen im Netz eilt der Fehlerstromvektor seiner Nennphasenspannung um einen Winkel nach, der vom X/R-Verhältnis des Netzes abhängt. Darum muss das Schutzgerät bei Strömen, die in diesem Bereich liegen, mit maximaler Empfindlichkeit arbeiten. Dies wird mithilfe des charakteristischen Winkels des Schutzgeräts (RCA) erreicht. Dies ist der Winkel, um den der am Schutzgerät angelegte Strom gegenüber der am Schutzgerät angelegten Spannung verschoben sein muss, um maximale Empfindlichkeit zu erhalten.

Das Gerät bietet eine Einstellung ***I> Char. Winkel***, die allgemein für alle Überstromstufen festgelegt wird. Die charakteristischen Winkel können beliebig im Bereich von –95° bis +95° eingestellt werden.

Eine Richtungsprüfung wird mit folgenden Kriterien durchgeführt:

Vorwärts gerichtet

$$-90° < (\text{Winkel (I)} - \text{Winkel (U)} - \text{RCA}) < 90°$$

Rückwärts gerichtet

$$-90° > (\text{Winkel (I)} - \text{Winkel (U)} - \text{RCA}) > 90°$$

Bei dreipoligen Nahfehlern brechen alle drei Phasenspannungen auf Null zusammen und damit sind keine ungestörten Phasenspannungen mehr vorhanden. Aus diesem Grund enthält das Gerät eine Funktion zur synchronen Polarisation, die die Informationen aus den Vorfehlerspannungen speichert, um sie dann für eine Dauer von 3,2 Sekunden für die gerichteten Überstromelemente zu nutzen. Dies stellt sicher, dass die unverzögert oder zeitverzögert gerichteten Überstromelemente selbst dann weiter arbeiten können, wenn alle drei Phasenspannungen zusammengebrochen sind.

13.2.3 LOGIK DES PHASENÜBERSTROMSCHUTZES

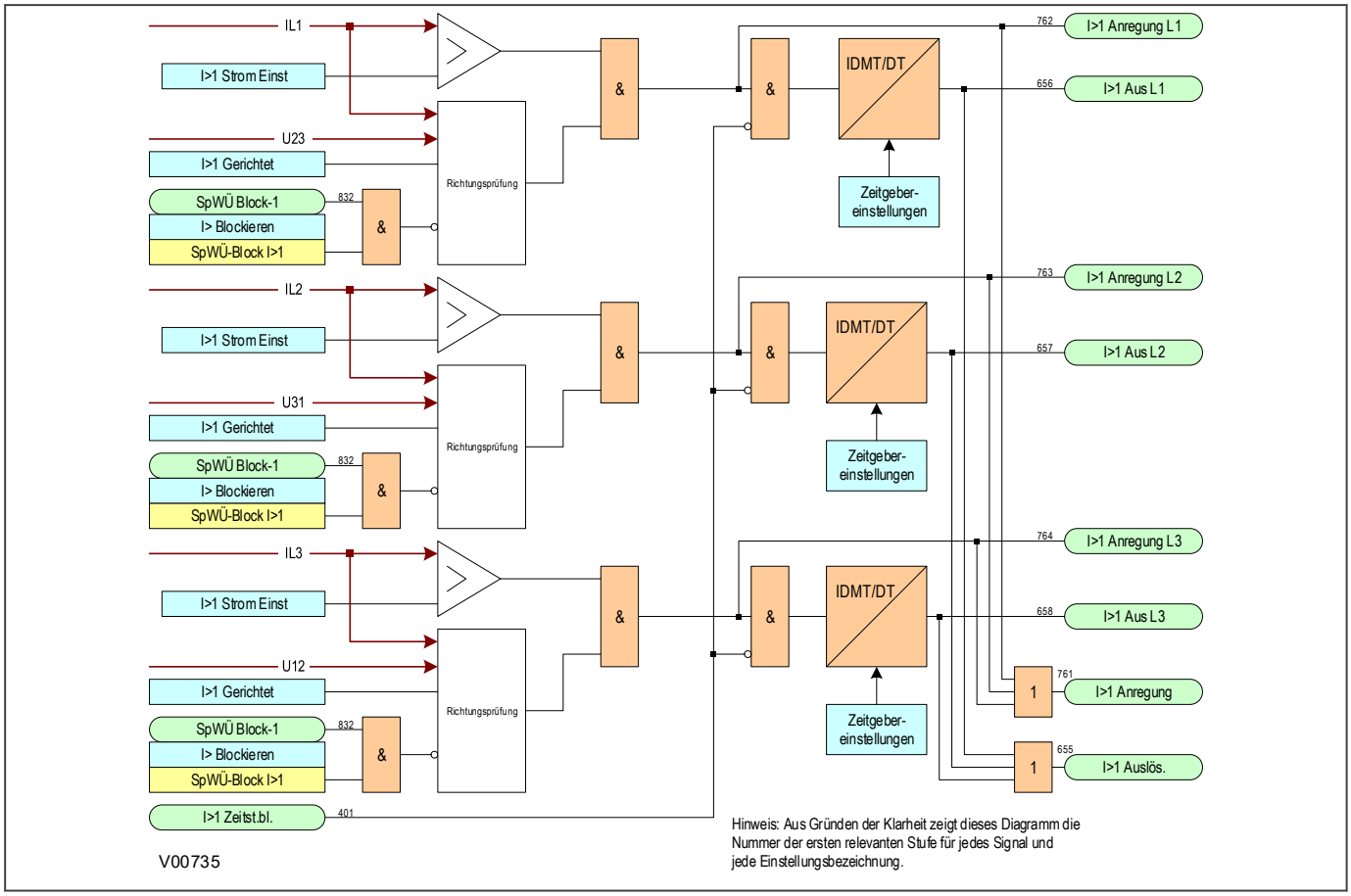


Abbildung 281: Logikdiagramm des Phasenüberstromschutzes

13.2.4 LOGIK DES PHASENÜBERSTROMSCHUTZES

Wenn das Überstromelement während eines Einschaltstromzustands blockiert werden muss, kann wie unten gezeigt in der PSL eine zusätzliche Logik erstellt werden.

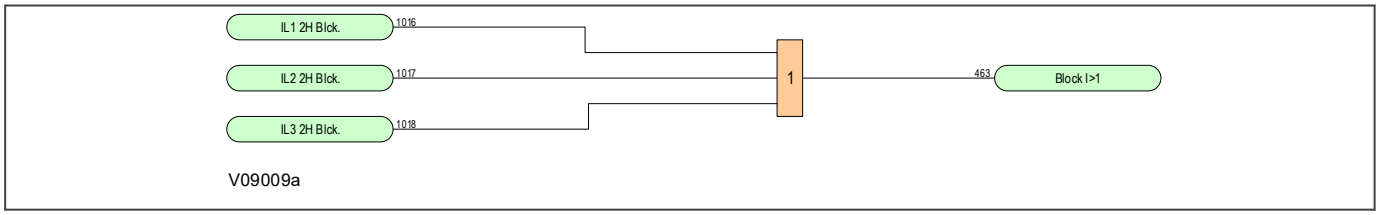


Abbildung 282: Blockierung der zweiten Harmonischen

Die einstellbare Schwelle für die zweite Harmonische ist in „Überwachung/Einschaltstromerkennung“ verfügbar.

13.3 GEGENSYSTEM-ÜBERSTROMSCHUTZ

Bei der Anwendung des standardmäßigen Phasenüberstromschutzes müssen die Überstromelemente bedeutend höher als der maximale Laststrom eingestellt werden. Dadurch wird die Empfindlichkeit des Elements begrenzt. Die meisten Schutzschaltungen verwenden auch ein Erdfehlerelement, das bei Reststrom anspricht und die Empfindlichkeit bei Erdfehlern verbessert. Allerdings können bestimmte Fehler auftreten, die von solchen Schaltungen unerkannt bleiben. In solchen Fällen können Gegensystem-Überstromschutzelemente helfen.

Aus einem Unsymmetriefehler resultiert eine Gegensystemstromkomponente. Darum kann ein Gegensystem-Überstromelement sowohl bei Phase-Phase- als auch Phase-Erde-Fehlern verwendet werden. Gegensystem-Überstromschutz bietet folgende Vorteile:

- Die Gegensystem-Überstromelemente bieten eine höhere Empfindlichkeit gegenüber ohmschen Phase-Phase-Fehlern, bei denen Phasenüberstromelemente möglicherweise nicht ansprechen.
- Bei bestimmten Anwendungen wird der Reststrom aufgrund der Systemkonfiguration eventuell nicht vom Erdfehlerelement erkannt. Beispielsweise ist ein Erdfehlerelement, das an der Dreieckseite eines Dreieck-Stern-Transformators eingesetzt wird, nicht in der Lage, Erdfehler auf der Sternseite zu erkennen. Allerdings ist der Gegensystemstrom auf beiden Seiten des Transformators bei jeder Fehlerbedingung vorhanden, unabhängig von der Transformatorkonfiguration. Deshalb kann ein Gegensystem-Überstromelement eingesetzt werden, das einen zeitverzögerten Reserveschutz für alle unbehobenen asymmetrischen Fehler im nachgeordneten Bereich bietet.

13.3.1 IMPLEMENTIERUNG VON GEGENSYSTEM-ÜBERSTROMSCHUTZ

Gegensystem-Überstromschutz wird in der Spalte *GEG-SYTS ÜBERST.* des entsprechenden Parametersatzes implementiert.

Das Gerät bietet vier Stufen des Gegensystem-Überstromschutzes mit unabhängigen Zeitverzögerungskenngrößen.

Die Stufen 1 und 2 ermöglichen die Auswahl von Betriebs- und Rücksetzungskenngrößen. Sie haben die Wahl zwischen:

- Standardmäßigen AMZ-Kennlinien (Inverse Definite Minimum Time)
- DT (Konstantzeit)

Dies geschieht mithilfe der Felder

- ***I2>(n) Funktion*** für die Überstrom-Ansprechkenngröße
- ***I2>(n) Kenn.Rück*** für die Überstrom-Rücksetzungskenngröße

wobei (n) die Nummer der Stufe ist.

Die AMZ-fähigen Stufen (1 und 2) haben zudem eine Zeitgeber-Haltefunktion. Dies wird mithilfe der Felder ***I2>(n) Rückszeit*** konfiguriert, wobei (n) die Nummer der Stufe ist. Dies gilt nicht für Kennlinien, die auf dem IEEE-Standard basieren.

Die Stufen 3 und 4 haben nur Konstantzeit-Kenngrößen.

13.3.2 RICHTUNGSELEMENT

Wenn Gegensystem-Phasenstrom in beide Richtungen fließen kann, sollte die Richtungssteuerung eingesetzt werden.

Die Richtung wird bestimmt, indem der Winkel zwischen der Gegensystemspannung und dem Gegensystemstrom verglichen wird. Ein Richtungselement ist für alle Gegensystem-Überstromschutzstufen verfügbar. Dieses ist im Feld ***I2> Gerichtet*** für die betreffende Stufe zu finden. Es kann auf „Ungerichtet“, „Vorwärts gerichtet“ oder „Rückwärts gerichtet“ gesetzt werden.

Um eine optimale Leistung zu erzielen, wird eine geeignete Einstellung des charakteristischen Winkels (***I2> CharWinkel***) gewählt. Diese Einstellung sollte so gewählt werden, dass sie dem Phasenwinkel des Gegensystem-Stroms in Bezug auf die invertierte Gegensystem-Spannung (**–U2**) entspricht und in der Mitte der gerichteten Größe liegt.

13.3.3 LOGIK DES GEGENSYSTEM-ÜBERSTROMSCHUTZES

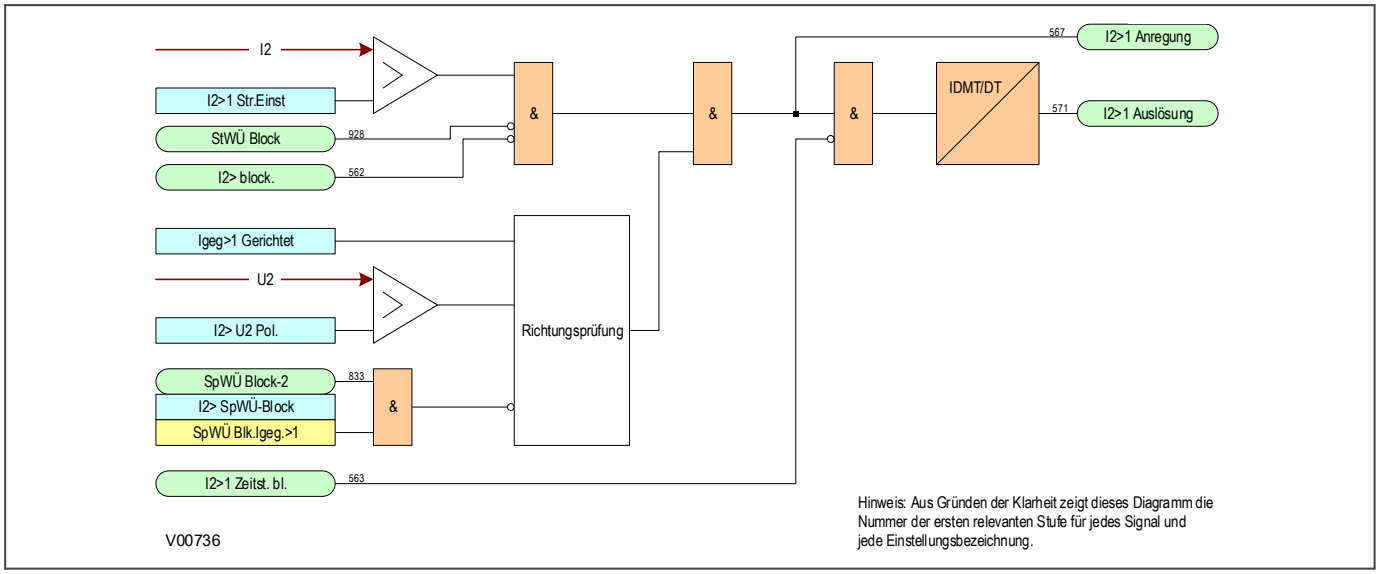


Abbildung 283: Logikdiagramm des Gegensystem-Überstromschutzes

13.3.4 ANWENDUNGSHINWEISE

13.3.4.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (STROMSCHWELLE)

Ein Gegensystemelement kann in der primären Speisung mit dem Transformator verbunden und so empfindlich wie nötig eingestellt werden, damit es Schutz vor sekundären Phase-zu-Erde- oder Phase-zu-Phase-Fehlern bietet. Diese Funktion bietet zudem einen besseren Schutz vor internen Transformatorfehlern als die Phasenüberstromfunktion. Der NPS-Überstromschutz sollte so eingestellt werden, dass er mit den niederseitigen Phasen- und Erdelementen für Phase-zu-Erde- und Phase-zu-Phase-Fehler harmoniert.

Die Stromansprechschwelle muss aufgrund der maximalen normalen Lastunsymmetrie höher als der Gegensystemstrom eingestellt werden. Dies kann während der Inbetriebnahmephase geschehen, indem die Messfunktion verwendet wird, um den konstanten Gegensystemstrom anzuzeigen. Die Einstellung sollten mindestens 20% über diesem Wert liegen.

Wenn das Gegensystemelement bei bestimmten unbehobenen asymmetrischen Fehlern aktiviert werden soll, muss aufgrund der gegebenen Komplexität eine genaue Schwelleneinstellung erfolgen, die auf einer individuellen Fehleranalyse für das betreffende System basiert. Um jedoch das Ansprechen der Schutzeinrichtung sicherzustellen, muss die Stromansprecheinstellung ungefähr 20% unter der niedrigsten berechneten Gegensystem-Fehlerstromgröße liegen, die ein Einflussfaktor für einen speziellen entfernten Fehlerzustand ist.

13.3.4.2 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (ZEITVERZÖGERUNG)

Für diese Funktion ist die richtige Einstellung der Zeitverzögerung wichtig. Auch ist zu beachten, dass dieses Element hauptsächlich der Bereitstellung von Reserveschutz für andere Schutzgeräte oder der Ausgabe einer Warnung dient. Aus diesem Grunde hat es normalerweise eine lange Zeitverzögerung.

Die eingestellte Zeitverzögerung muss (auf minimalem Fehlerniveau) größer als die Betriebszeit von anderen Schutzgeräten sein, die auf Unsymmetriefehler ansprechen können, wie beispielsweise Phasenüberstrom- und Erdfehlerelemente.

13.3.4.3 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (RICHTUNGSELEMENT)

Wenn der Gegensystemstrom in beide Richtungen durch ein Schutzgerät fließen kann (wie bei Parallelleitungen oder Ringleitungsnetzen), sollte die Richtungssteuerung des Elements eingesetzt werden (nur Spannungswandlermodelle).

Die Richtung wird bestimmt, indem der Winkel zwischen der Gegensystemspannung und dem Gegensystemstrom verglichen wird, und das Element kann so definiert werden, dass es entweder in Vorwärts- oder in Rückwärtsrichtung funktioniert. Um eine optimale Leistung zu erzielen, wird eine geeignete Einstellung des charakteristischen Winkels (***I2> CharWinkel***) gewählt. Diese Einstellung sollte so gewählt werden, dass sie dem Phasenwinkel des Gegensystemstroms in Bezug auf die invertierte Gegensystemspannung (–U2) entspricht und in der Mitte der gerichteten Größe liegt.

Der Winkel, der bei Fehlerzuständen zwischen U2 und I2 auftritt, hängt direkt von der Gegensystem-Quellimpedanz des Netzes ab. Die typischen Einstellungen für das Element lauten jedoch wie folgt:

- Für ein Übertragungsnetz sollte der charakteristische Winkel des Relais (RCA) auf –60° eingestellt werden
- Für ein Verteilungsnetz sollte der charakteristische Winkel des Relais (RCA) auf –45° eingestellt werden

Damit die gerichteten Gegensystem-Überstromelemente ansprechen, muss das Gerät eine Polarisierungsspannung über der Mindestansprechschwelle ***I2> U2 Pol.*** erkennen. Dieser Wert muss so eingestellt werden, dass er über der stationären Gegensystemspannung liegt. Diese kann während der Inbetriebnahmephase durch Betrachtung der Gegensystem-Messwerte im Gerät bestimmt werden.

13.4 ERDFEHLERSCHUTZ

Erdfehler sind Überstromfehler, bei denen der Fehlerstrom zur Erde fließt. Erdfehler sind Fehler, die am häufigsten vorkommen.

Erdfehler können mithilfe der folgenden Methoden direkt im System gemessen werden:

- Ein separater StW in einer Erdverbindung des Stromversorgungssystems
- Ein separater Summenstromwandler, normalerweise mit dem EEF-Stromwandlereingang verbunden
- Eine Restverbindung von drei Leitungsstromwandlern, wobei die Erdfehler mathematisch durch Summierung der drei gemessenen Phasenströme abgeleitet werden können

Je nach Gerätemodell steht eine oder mehrere der obigen Methoden für den Erdfehlerschutz zur Verfügung.

13.4.1 IMPLEMENTIERUNG VON ERDFEHLERSCHUTZ

Erdfehlerschutz wird in der Spalte *ERDFEHLER* des entsprechenden Parametersatzes implementiert. Das Element verwendet Größen, die intern aus der Summierung von Dreiphasenströmen berechnet werden.

Das Gerät bietet vier Stufen des Erdfehlerschutzes mit unabhängigen Zeitverzögerungskenngrößen für jede *ERDFEHLER*-Spalte.

Die Stufen 1 und 2 ermöglichen die Auswahl von Betriebs- und Rücksetzungskenngrößen. Sie haben die Wahl zwischen:

- AMZ-Kennlinien (Inverse Definite Minimum Time)
- DT (Konstantzeit)

Dies geschieht mithilfe der Felder:

- ***IE>(n) Funktion*** für die Überstrom-Ansprechkenngrößen
- ***IE>(n) Haltez.art*** für die Überstrom-Rücksetzungskenngröße

wobei (n) die Nummer der Stufe ist.

Die Stufen 1 und 2 haben eine Zeitgeber-Haltefunktion. Die Funktion wird mithilfe der Felder ***IE>(N) Haltezeit*** konfiguriert.

Die Stufen 3 und 4 können nur Konstantzeit-Kenngrößen haben.

Erdfehlerüberstrom IE> kann gesetzt werden auf:

- Permanent deaktiviert
- Permanent aktiviert
- Nur aktiviert bei Ausfall einer SpW-Sicherung/eines Leitungsschutzschalters
- Nur aktiviert bei Ausfall eines Schutzkommunikationskanals
- Aktiviert bei Ausfall einer SpW-Sicherung/eines Leitungsschutzschalters und eines Schutzkommunikationskanals
- Aktiviert bei Ausfall einer SpW-Sicherung/eines Leitungsschutzschalters und eines Schutzkommunikationskanals

Jede Stufe kann einzeln durch ein DDB-Signal, ***Block IE>(n)***, blockiert werden, wobei (n) die Nummer der Stufe ist.

13.4.2 IDG-KENNLINIE

Die IDG-Kennlinie wird im Allgemeinen auf dem schwedischen Energiemarkt für verzögerten Erdfehlerschutz verwendet. Diese Kennlinie ist für die Stufe 1 des Erdfehlerschutzes verfügbar.

Die IDG-Kennlinie wird durch folgende Gleichung repräsentiert:

$$t_{op} = 5.8 - 1.35 log_e \left(\frac{I}{IN > Setting} \right)$$

dabei gilt:

t_{op} ist die Laufzeit

I ist der gemessene Strom

„IE> Einstellung“ ist eine einstellbare Einstellung zum Definieren des Anfangspunkts der Kennlinie.

Hinweis:
Obwohl der Anfangspunkt der Kennlinie durch die Einstellung „IE>“ definiert wird, ist die tatsächliche Stromschwelle eine andere Einstellung, die „IDG Is“ genannt wird. Die Einstellung „IDG Is“ wird als Vielfaches von „IE>“ eingestellt.

Hinweis:
Wenn eine IDG-Betriebskenngröße verwendet wird, wird die Konstantzeit immer in Verbindung mit dem Wert Null für die Rest-Kenngröße verwendet.

Auch wird die zusätzliche Einstellung „IDG Time“ verwendet, um die Mindestansprechzeit bei hohen Fehlerströmen einzustellen.

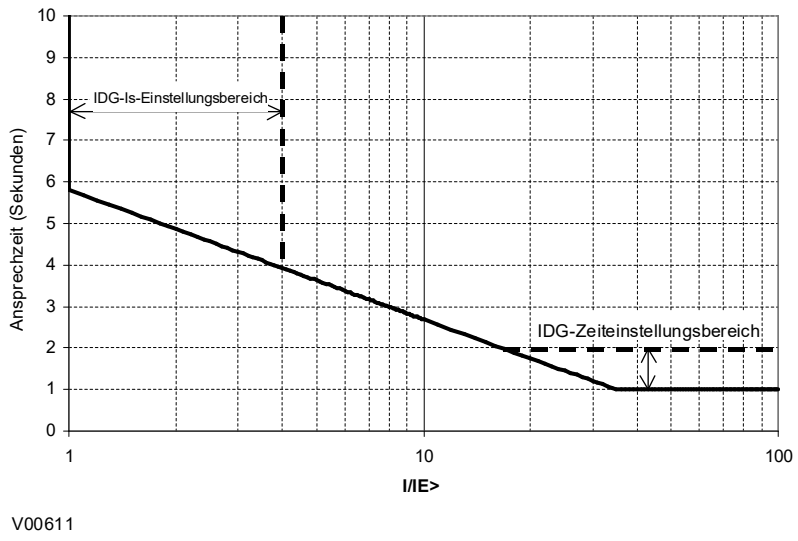


Abbildung 284: IDG-Kenngröße

13.4.3 RICHTUNGSELEMENT

Wenn Erdfehlerstrom in beide Richtungen durch eine geschützte Stelle fließen kann, müssen Sie ein gerichtetes Überstromelement verwenden, um die Richtung des Fehlers zu bestimmen. Typische Netze, die einen solchen Schutz erfordern, sind Parallelspeiseleitungen und Ringleitungsnetze.

Ein Richtungselement ist für alle Erdfehlerstufen verfügbar. Diese sind in den Feldern zur Richtungseinstellung für die betreffende Stufe zu finden. Die Felder können auf „Ungerichtet“, „Vorwärts gerichtet“ oder „Rückwärts gerichtet“ gesetzt werden.

Die Richtungssteuerung kann bei Bedarf durch das SpWÜ-Element blockiert werden.

Beim standardmäßigen Erdfehlerschutz stehen zwei Optionen für die Polarisierung zur Verfügung: „Nullsystem“ oder „Gegensystem“.

13.4.3.1 RESTSPANNUNGSPOLARISIERUNG

Beim Erdfehlerschutz muss das Polarisierungssignal repräsentativ für den Erdfehlerzustand sein. Da bei Erdfehlerzuständen eine Restspannung erzeugt wird, wird diese Größe üblicherweise für die Polarisierung von gerichteten Erdfehlerelementen verwendet. Dies ist als Nullsystemspannungspolarisierung, Restspannungspolarisierung oder UE-Polarisierung bekannt.

Bei normalen Systembedingungen können aufgrund von Unsymmetrien im System, Ungenauigkeiten des Spannungswandlers, Gerätetoleranzen usw. kleine Restspannungen vorhanden sein. Aus diesem Grunde enthält das Gerät eine vom Benutzer einstellbare Schwelle (***IE> UEpol Schw***), die überschritten werden muss, damit der gerichtete Erdfehlerschutz wirksam wird. Der Restspannungsmesswert, der in der Spalte *MESSUNGEN 1* des Menüs angezeigt wird, kann während der Inbetriebnahme bei der Bestimmung des erforderlichen Ansprechwertes helfen, da er den Wert der stationären Restspannung anzeigt.

Hinweis:
Die Restspannung ist nominell um 180° phasenverschoben zum Reststrom. Demzufolge werden die gerichteten Erdfehlerelemente mithilfe der Größe „-Ures“ polarisiert. Diese Phasenverschiebung um 180° wird im Gerät automatisch berücksichtigt.

Nachstehend werden die Richtungskriterien mit Restspannungspolarisierung aufgeführt:

- Vorwärts gerichtet: –90° < (Winkel(IE) – Winkel(UE + 180°) – RCA) < 90°
- Rückwärts gerichtet: -90° > (Winkel(IE) – Winkel(UE + 180°) – RCA) > 90°

13.4.3.2 GEGENSYSTEMPOLARISIERUNG

Bei manchen Anwendungen ist die Verwendung der Restspannungspolarisierung unter Umständen nicht möglich oder kann problematisch sein. Beispielsweise kann ein geeigneter Spannungswandler nicht verfügbar sein, oder eine mit Hochspannung/Höchstspannung betriebene Parallelleitungsanwendung kann Probleme mit der Kopplung zwischen Nullsystemen aufweisen.

In solchen Fällen kann das Problem mithilfe von Gegensystemgrößen (NPS-Größen) für die Polarisierung behoben werden. Diese Methode dient zur Bestimmung der Fehlerrichtung durch den Vergleich der Gegensystemspannung mit dem Gegensystemstrom. Die Ansprechgröße ist jedoch immer noch der Reststrom.

Diese Methode kann für die berechneten und gemessenen Standard-Erdfehlerelemente verwendet werden. Sie erfordert die Einstellung einer geeigneten Spannungs- und Stromschwelle in den Feldern ***IE> UEpol Schw*** bzw. ***IE> I2pol Schw***.

Die Gegensystempolarisierung wird nicht für widerstandsgeerdete Netze empfohlen, unabhängig davon, welcher Art der Spannungswandler ist, der das Relais versorgt. Dies ist auf den reduzierten Erdfehlerstrom zurückzuführen, der den Spannungsabfall über der Gegensystem-Quellimpedanz auf vernachlässigbare Werte begrenzt. Wenn diese Spannung kleiner als 0,5 Volt ist, wird die Richtungsbestimmung nicht mehr vom Gerät bereitgestellt.

Nachstehend werden die Richtungskriterien mit Gegensystempolarisierung aufgeführt:

- Vorwärts gerichtet: –90° < (Winkel(I2) – Winkel(U2 + 180°) – RCA) < 90°
- Rückwärts gerichtet: –90° > (Winkel(I2) – Winkel(U2 + 180°) – RCA) > 90°

13.4.4 LOGIK DES ERREGUNGSFEHLERSCHUTZES

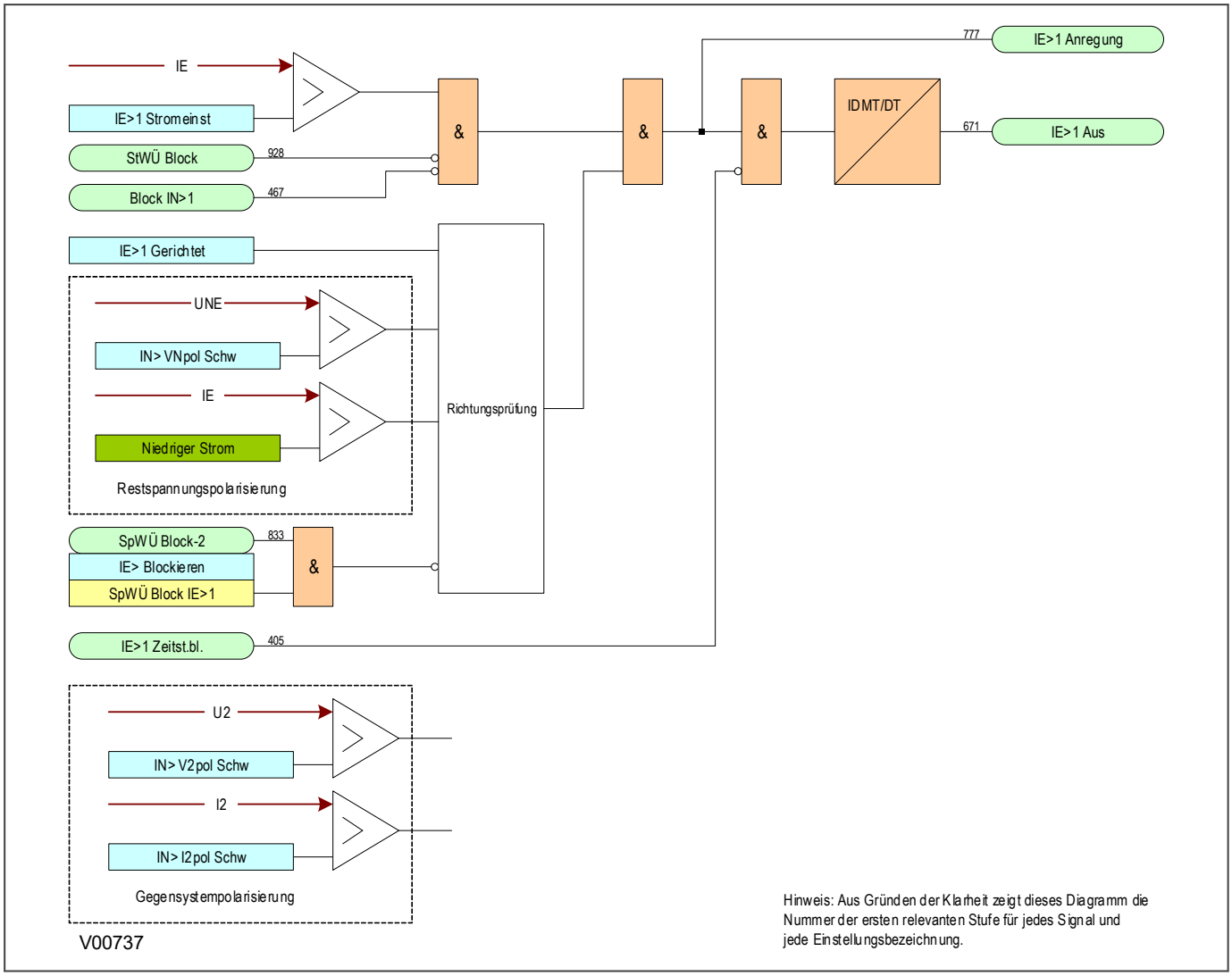


Abbildung 285: Logikdiagramm des Erdfehlerschutzes

13.4.5 ANWENDUNGSHINWEISE

13.4.5.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR RESTSPANNUNGSPOLARISIERUNG

Bei normalen Systembedingungen können aufgrund von Unsymmetrien im System, Ungenauigkeiten des Spannungswandlers, Schutzgerätetoleranzen usw. kleine Restspannungen vorhanden sein. Aus diesem Grunde enthält das Schutzgerät eine vom Benutzer einstellbare Schwelle (***IE> UEpol Schw***), die überschritten werden muss, damit der gerichtete Erdfehlerschutz wirksam wird. In der Praxis kann die typische Nullsystemspannung bei einem fehlerfreien System bei bis zu 1 % (d. h. 3 % Rest) liegen, und der SpW-Fehler kann bei 1 % pro Phase liegen. Daher ist eine Einstellung zwischen 1 und 4 % üblich. Während der Inbetriebnahme kann der Restspannungsmesswert bei der Bestimmung des erforderlichen Ansprechwertes helfen, da er den Wert der stationären Restspannung anzeigt.

13.4.5.2 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (RICHTUNGSELEMENT)

Bei gerichteten Erdschlüssen liegt der Reststrom unter Fehlerbedingungen in einem Winkel, der der Polarisationsspannung nacheilt. Daher sind für gerichtete Erdfehleranwendungen negative RCA-Einstellungen erforderlich. Diese werden im Feld ***I> Char. Winkel*** im entsprechenden Erdschlfehlermenü festgelegt.

Wir empfehlen folgende RCA-Einstellungen:

- Widerstandsgeerdete Netze: 0°
- Verteilungsnetze (starr geerdet): -45°
- Übertragungsnetze (starr geerdet): -60°

13.5 EMPFINDLICHER ERDFEHLERSCHUTZ

Bei manchen Erdfehlern wird der zur Erde fließende Fehlerstrom entweder durch beabsichtigten Widerstand (wie es bei manchen Hochspannungsanlagen der Fall ist) oder durch nicht beabsichtigten Widerstand beschränkt (beispielsweise bei sehr trockenen Bedingungen, unter denen das Substrat, wie Sand oder Gestein, einen hohen Widerstand aufweist).

Um in diesen Fällen Schutz zu bieten, muss ein Erdfehlerschutzsystem eingesetzt werden, dessen Einstellung bedeutend niedriger als bei normalem Leitungsschutz liegt. Eine solche Empfindlichkeit ist bei herkömmlichen Stromwandlern nicht möglich. Aus diesem Grunde wird der EEF-Eingang in der Regel von einem Kabelumbauwandler gespeist, der um alle drei Phasen der Speiseleitung herum installiert ist. Als EEF-Wandler sollte ein Messwandler eingesetzt werden.

13.5.1 IMPLEMENTIERUNG DES EEF-SCHUTZES

Das Gerät bietet vier Stufen des empfindlichen Erdfehlerschutzes mit unabhängigen Zeitverzögerungskenngrößen.

Die Stufen 1 und 2 ermöglichen die Auswahl von Betriebs- und Rücksetzungskenngrößen. Sie haben die Wahl zwischen:

- AMZ-Kennlinien (Inverse Definite Minimum Time)
- DT (Konstantzeit)

Dies geschieht mithilfe der Felder

- ***IEEF>(n) Funktion*** für die Überstrom-Betriebskenngröße
- ***IEEF>(n) RückChara*** für die Überstrom-Rücksetzungskenngröße

wobei (n) die Nummer der Stufe ist.

Die Stufen 1 und 2 haben auch eine Zeitgeber-Haltefunktion. Dies wird mithilfe der Felder ***IEEF>(n) Rset.zeit*** konfiguriert.

Die Stufen 3 und 4 haben nur Konstantzeit-Kenngrößen.

Jede Stufe kann einzeln durch ein DDB-Signal, „Block IEEF>(n)“, blockiert werden, wobei (n) die Nummer der Stufe ist.

13.5.2 KENNLINIE EPATR B

Die Kennlinie EPATR B wird in bestimmten Anwendungen für zeitverzögerten empfindlichen Erdfehlerschutz verwendet. Diese Kennlinie steht nur für die Stufen 1 und 2 des empfindlichen Erdfehlerschutzes zur Verfügung. Sie basiert auf primären Stromeinstellungen und verwendet ein EEF-StW-Verhältnis von 100:1 A.

Die Kennlinie EPATR_B hat drei separate Segmente, die in Form des primären Stroms definiert sind. Sie ist wie folgt definiert:

Segment	Primärer Strombereich auf der Basis eines StW-Verhältnisses von 100A zu 1A	Strom-/Zeitkenngrößen
1	IEEF = 0,5 bis 6,0A	t = 432 x Kennlinienfaktor/IEEF 0,655 s
2	IEEF = 6,0 bis 200A	t = 800 x Kennlinienfaktor/IEEF s
3	IEEF über 200 A	t = 4 x Kennlinienfaktor s

wobei der Kennlinienfaktor 0,025 bis 1,2 bei einer Schrittweite von 0,025 ist.

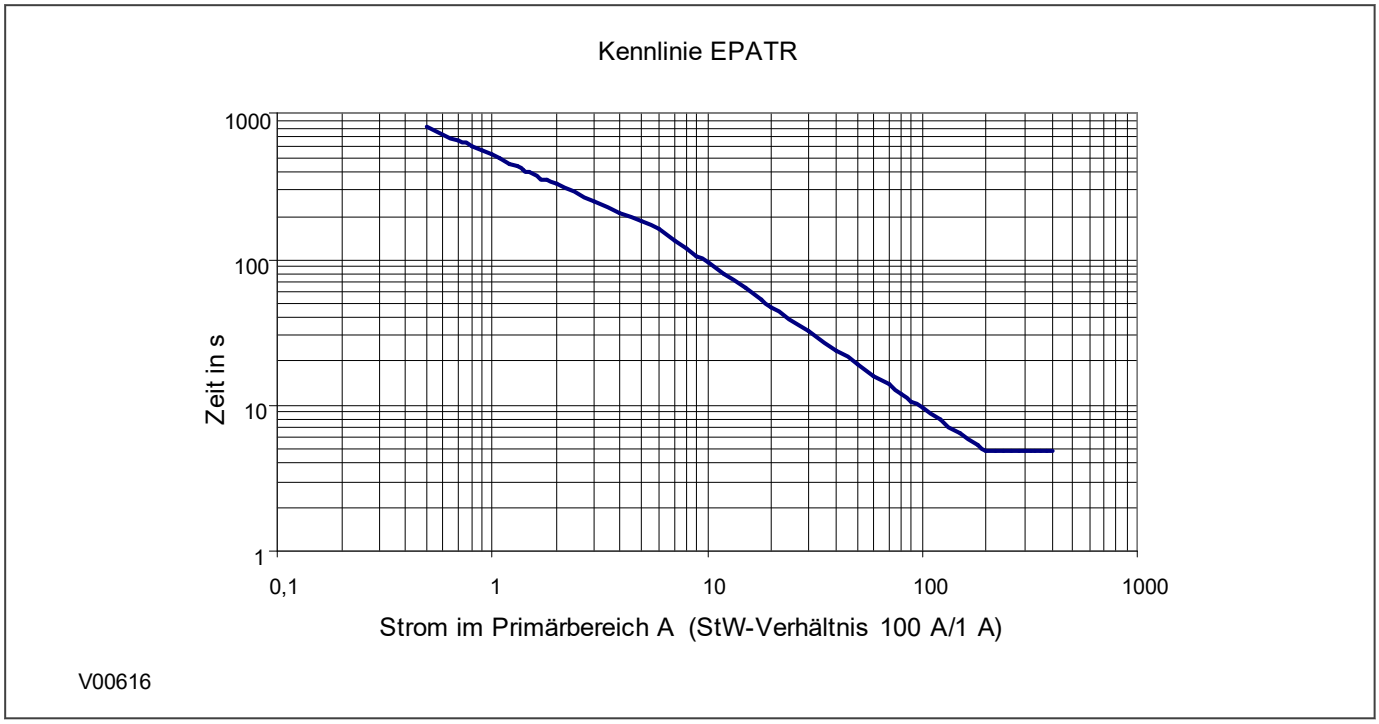


Abbildung 286: Kennlinie EPATR B bei Kennlinienfaktor = 1,0

13.5.3 LOGIK DES EMPFINDLICHEN ERDFEHLERSCHUTZES

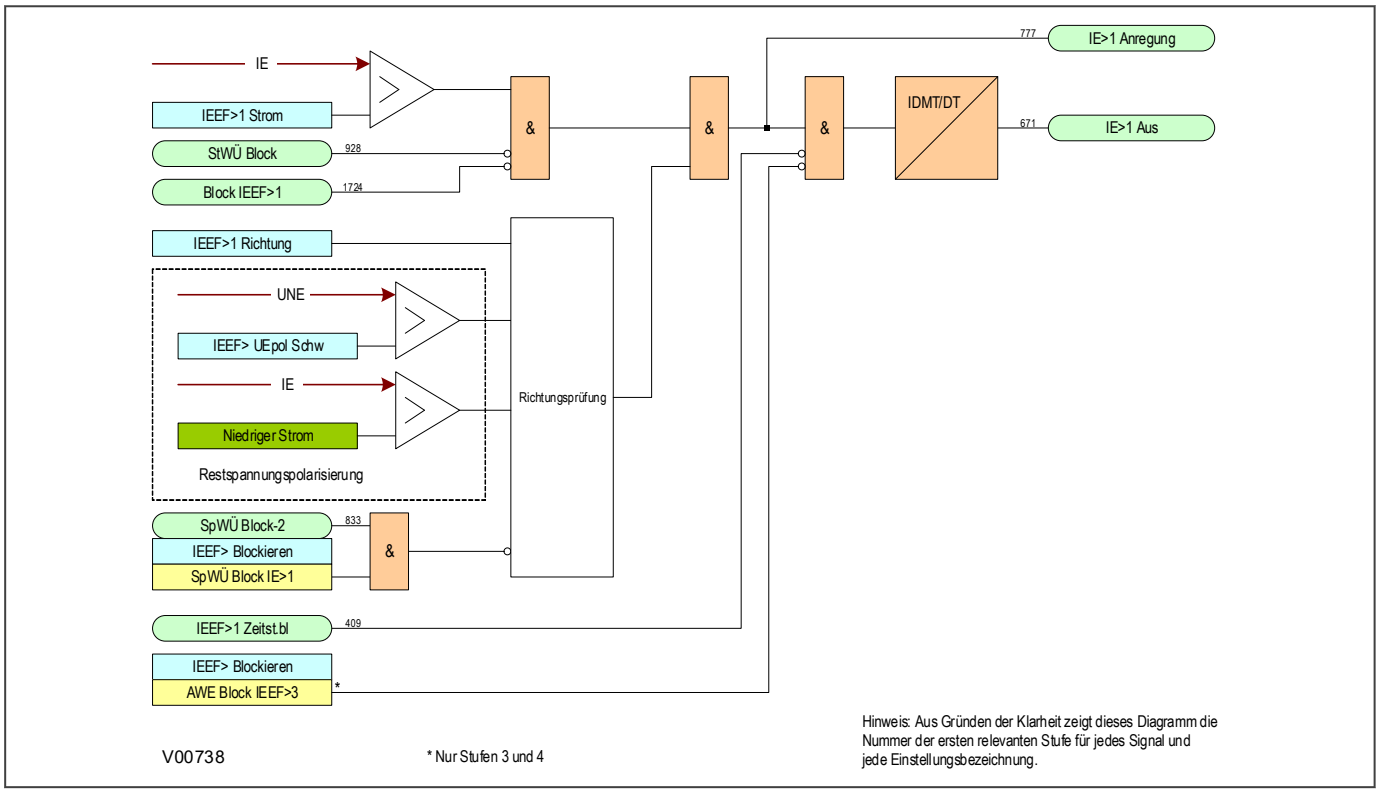


Abbildung 287: Logikdiagramm des empfindlichen Erdfehlerschutzes

13.5.4 ANWENDUNGSHINWEISE

13.5.4.1 ISOLIERTE SYSTEME

Wenn isolierte Systeme verwendet werden, ist es nicht möglich, Fehler mithilfe des normalen Erdfehlerschutzes zu erkennen. Es ist möglich, zu diesem Zweck ein Nullüberspannungsgerät zu verwenden, aber selbst mit dieser Methode ist keine vollständige Unterscheidung möglich. Ein vollständig selektiver Erdfehlerschutz bei einem solchen System ist nur dann möglich, wenn ein Element für empfindlichen Erdfehlerschutz (EEF) verwendet wird. Mittels dieser Art des Schutzes wird die bei Erdfehlerzuständen entstandene Unsymmetrie in den Ladeströmen erkannt. Für diese Anwendung muss ein Kabelumbaustromwandler verwendet werden. Dadurch wird das Auftreten von Störstrom ausgeschlossen, der aus leichten Unstimmigkeiten zwischen anderweitig angeschlossenen Leitungsstromwandlern resultiert. Außerdem kann ein viel kleineres Stromwandlerverhältnis verwendet werden, wodurch die erforderliche Schutzempfindlichkeit einfacher realisiert werden kann.

Das folgende Diagramm zeigt ein isoliertes System mit einem Fehler in Phase L3.

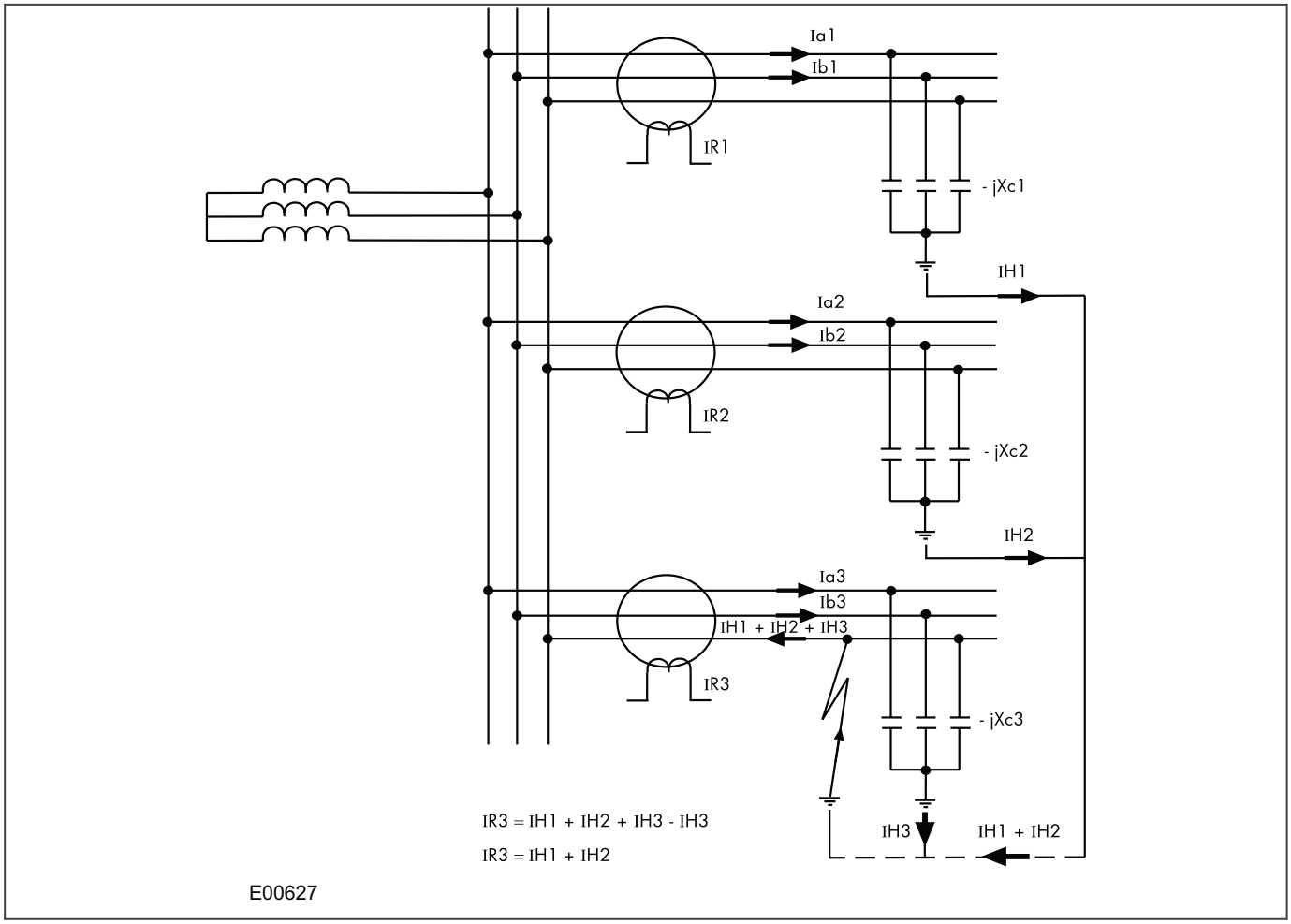


Abbildung 288: Stromverteilung in einem isolierten System mit Fehler in Phase L3

Die Schutzelemente an der störungsfreien Speiseleitung erkennen die Unsymmetrie des Ladestroms ihrer eigenen Speiseleitung. Das Schutzelement an der gestörten Speiseleitung erkennt jedoch den Ladestrom des übrigen Teils des Systems (in diesem Fall IH1 und IH2). Der Ladestrom der eigenen Speiseleitung (IH3) wird aufgehoben.

Aus dem zugehörigen Vektordiagramm ist ersichtlich, dass durch den Phase-Erde-Fehler auf L3 die Spannungen in den störungsfreien Phasen um einen Faktor von √3 steigen. Der Ladestrom (Ia1) von Phase L1 führt zu einer Verschiebung der Spannung von Phase L1 um 90°. Der Ladestrom von Phase L2 führt ebenfalls zu einer Verschiebung von U2 um 90°.

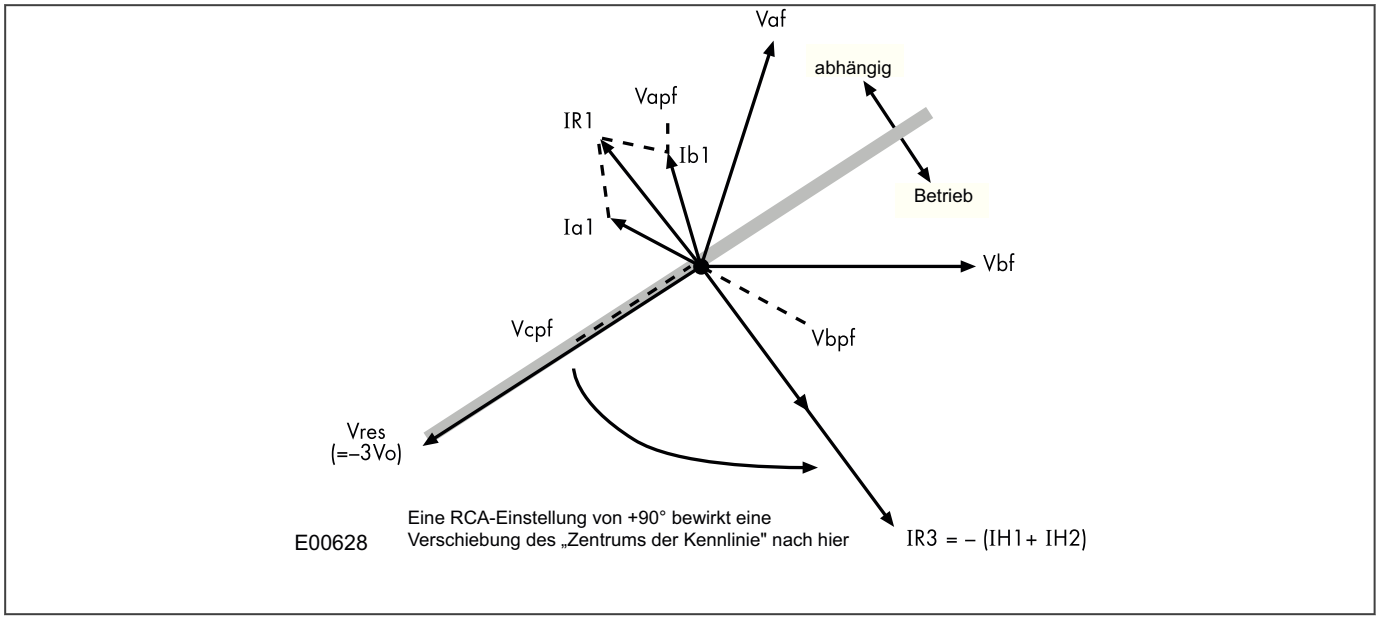


Abbildung 289: Zeigerdiagramme für ein isoliertes System mit Fehler in Phase L3

Die Unsymmetrie des Stroms, die von einem Kabelumbaustromwandler an störungsfreien Speiseleitungen erkannt wird, ergibt sich aus der Vektoraddition von Ia1 und Ib1. Daraus ergibt sich ein Reststrom, der der Polarisierungsspannung (–3Uo) um 90° nacheilt. Da die störungsfreien Phasenspannungen um einen Faktor von √3 angestiegen sind, sind auch die Ladeströme in diesen Phasen um √3 größer als ihre stationären Werte. Deshalb entspricht die Größe des Reststroms IR1 dem Dreifachen des stationären Ladestroms pro Phase.

Das Zeigerdiagramm zeigt, dass die Restströme der störungsfreien und gestörten Speiseleitungen (IR1 bzw. IR3) gegenphasig sind. Ein gerichtetes Element (sofern vorhanden) könnte deshalb für die Bereitstellung eines unterscheidenden Erdfehlerschutzes eingesetzt werden.

Wenn die Polarisierung um +90° verschoben wird, liegt der durch das Relais an der gestörten Speiseleitung erkannte Reststrom innerhalb des Ansprechbereichs der gerichteten Kenngröße, und der Strom an der störungsfreien Speiseleitung liegt im Stabilisierungsbereich.

Bei Anwendung in isolierten Systemen muss der charakteristische Winkel für das EEF-Element auf +90° eingestellt werden. Dies ist nötig, wenn der Schutz so angeschlossen ist, dass der Ansprechstrom von der Quellsammelschiene zur Speiseleitung fließt. Wenn die Vorwärtsrichtung so eingestellt ist, dass der Ansprechstrom von der Speiseleitung zur Sammelschiene fließt, ist eine Einstellung von –90° erforderlich.

Hinweis:
Eine Unterscheidung ist ohne Richtungssteuerung möglich. Dies ist jedoch nur dann machbar, wenn es möglich ist, das Schutzgerät über dem Ladestrom der geschützten Speiseleitung und unter dem Ladestrom des übrigen Teils des Systems einzustellen.

13.5.4.2 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (ISOLIERTE SYSTEME)

Der Reststrom der gestörten Speiseleitung entspricht der Summe der Ladeströme, die aus dem übrigen Teil des Systems fließen. Desweiteren ergibt die Addition der Ladeströme der beiden störungsfreien Phasen auf jeder Leitung einen Gesamtladestrom, der dem Dreifachen des Phasenwertes entspricht. Folglich entspricht der Strom der gesamten Unsymmetrie dem Dreifachen des Ladestroms pro Phase des übrigen Teils des Systems. Eine typische Einstellung kann daher in der Größenordnung von 30% dieses Werts liegen, was dem Ladestrom pro Phase des übrigen Systems entspricht. In der Praxis kann die erforderliche Einstellung gut vor Ort bestimmt werden, da geeignete Einstellungen auf der Grundlage von bereits vorliegenden Ergebnissen übernommen werden können.

Wenn ein Kabelumbauwandler verwendet wird, muss auf die Positionierung des Stromwandlers in Bezug auf die Erdung des Kabelmantels geachtet werden:

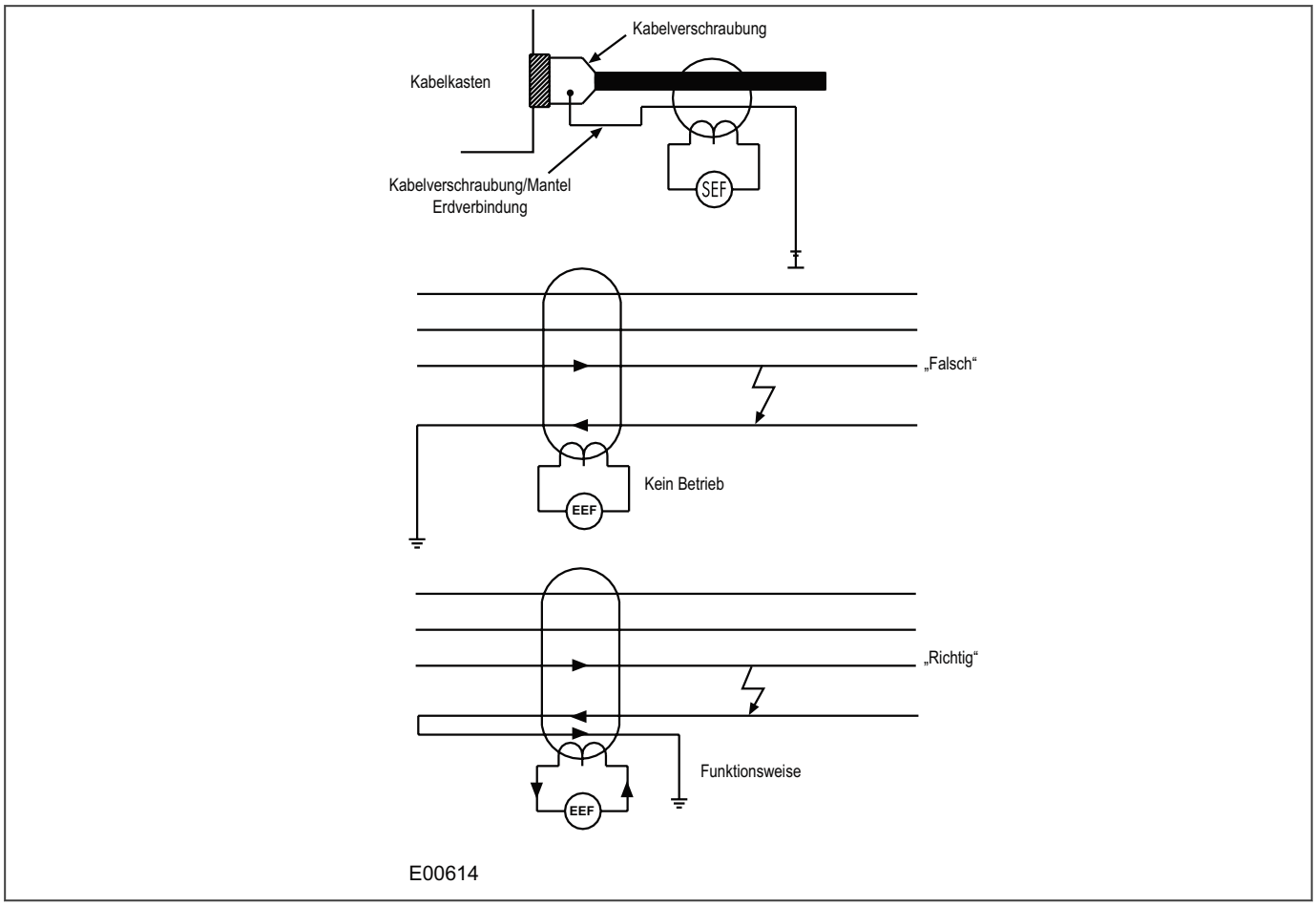


Abbildung 290: Positionierung Kabelumbauwandler

Wenn der Kabelmantel an der Kabelverschraubung abgeschlossen und direkt an diesem Punkt geerdet ist, resultiert aus einem Kabelfehler (Phase zu Mantel) kein unsymmetrischer Strom im Kabelumbauwandler. Darum muss die Verbindung vor der Erdung zum Kabelumbauwandler zurückgeführt und auf der Seite der Speiseleitung geerdet werden. Auf diese Weise wird ein ordnungsgemäßer Relaisbetrieb bei Erdfehlerzuständen gewährleistet.

13.6 HOCHOHMIGER ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

Das Gerät bietet hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz. Ein externer Widerstand ist erforderlich, um eine Stabilisierung zu erzielen, wenn die Leitungsstromwandler gesättigt sind. Der hochohmige Erdschluss-Differentialschutz wird nicht durch Signale der Stromwandlerüberwachung blockiert. Die entsprechende Logik muss in der PSL konfiguriert werden, um den hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz zu blockieren, wenn eines der oben genannten Signale erkannt wird.

13.6.1 PRINZIP DES HOCHIMPEDANZ-ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES

Diese Schaltung ist sehr empfindlich und kann Schutz vor niedrigem Fehlerstrom bieten, der bei Wicklungsfehlern typisch ist.

Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz basiert auf dem Differentialprinzip. Der Schutz funktioniert nach dem Kreisstromprinzip (siehe folgendes Diagramm).

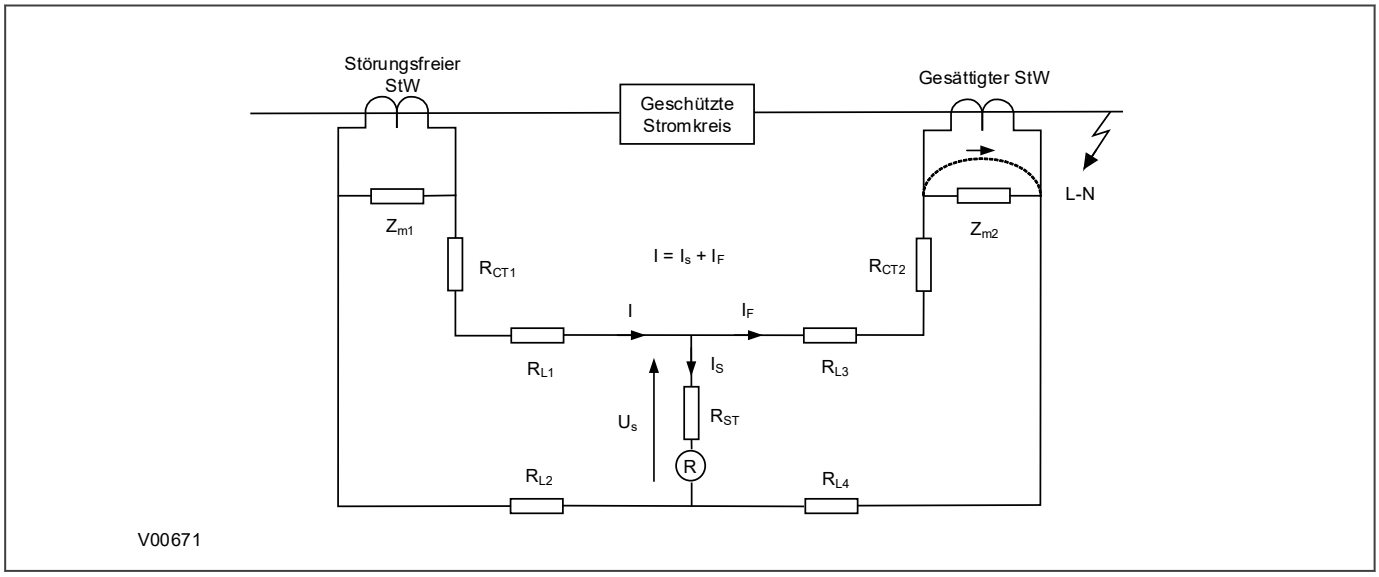


Abbildung 291: Prinzip des Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes

Bei schwerwiegenden Durchgangsfehlern kann der Leitungsstromwandler ungleichmäßig gesättigt werden, wodurch eine Unsymmetrie entsteht. Um unter diesen Bedingungen für Stabilität zu sorgen, wird ein in Reihe geschalteter Widerstand benötigt, damit der größte Teil des unsymmetrischen Stroms durch den gesättigten Stromwandler fließt. Folglich ist der durch das Gerät fließende Strom kleiner als die Einstellung, wodurch die Stabilität bei externen Fehlern aufrechterhalten wird.

Spannung am Erdschluss-Differentialschutzelement $U_s = I_F (R_{CT2} + R_{L3} + R_{L4})$

Stabilisierungswiderstand $R_{ST} = U_s/I_s - R_R$

Wobei:

- I_F = maximaler Sekundärwert infolge Fehlerstrom
- R_R = Gerätelast
- R_{CT} = Widerstand der sekundären Wicklung des Stromwandlers
- R_{L2} und R_{L3} = Widerstände der Leitungen vom Gerät zum Stromwandler
- R_{ST} = Stabilisierungswiderstand

Der Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz kann entweder für Dreieckwicklungen oder Sternwicklungen in sowohl starr geerdeten als auch widerstandsgeerdeten Systemen verwendet werden. Nachstehend ist die Verbindung mit einem modernen Schutzgerät dargestellt:

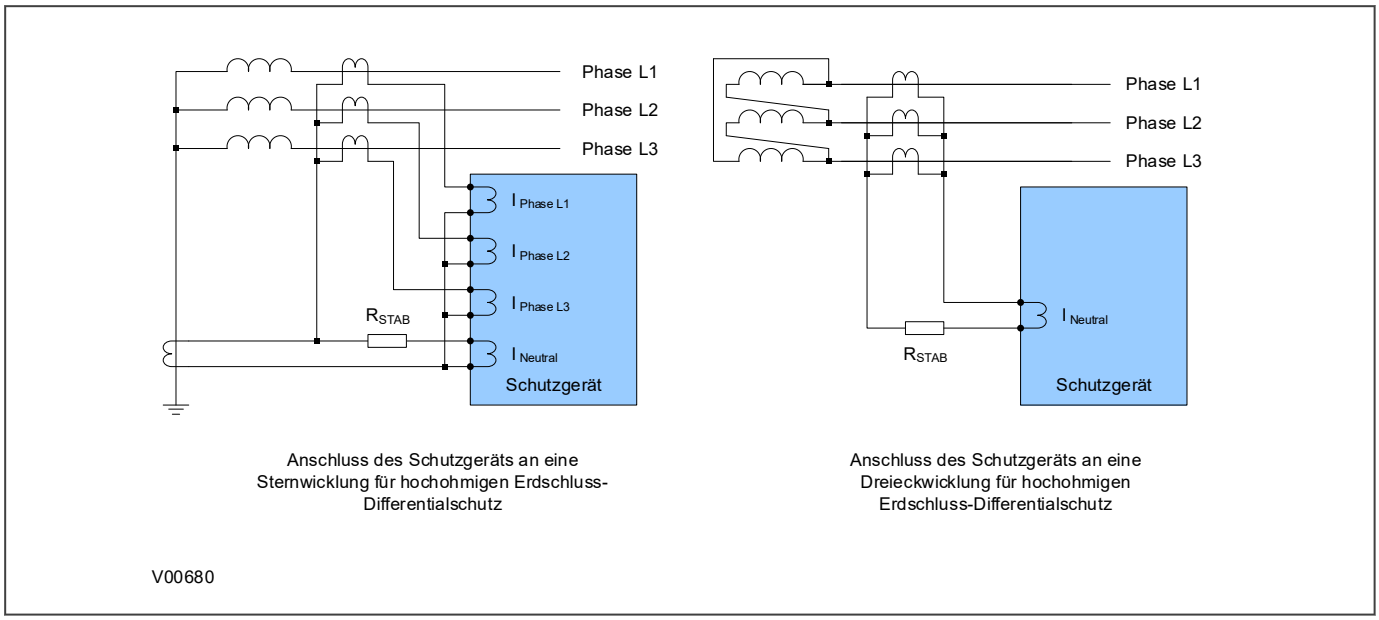


Abbildung 292: Verbindung für Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz

13.7 THERMISCHER ÜBERLASTSCHUTZ

Die in einem Teil der Anlage erzeugte Hitze ist der ohmsche Verlust. Die Wärmezeitkenngröße basiert daher auf der Gleichung I^2Rt. Zu hohe Temperaturen treten auf, wenn Ströme über dem maximalen Nennwert eine Zeit lang fließen können.

Temperaturänderungen während der Erwärmung folgen exponentielle Zeitkonstanten. Das Gerät bietet zwei Kenngrößen für den Wärmeüberlastschutz: eine Einzelzeitkonstante und eine Zweifachzeitkonstante. Diese wählen Sie entsprechend der Anwendung aus.

13.7.1 KENNGRÖßE DER EINZELNEN ZEITKONSTANTE

Diese Kenngröße wird verwendet, um Kabel, Trockentransformatoren und Kondensatorbanken zu schützen.

Die thermische Kenngröße der einzelnen Konstante ergibt sich aus der folgenden Gleichung:

$$t = -\tau \log_e \left[\frac{I^2 - \left(KI_{FLC}\right)^2}{I^2 - I_p^{\,2}} \right]$$

dabei gilt:

- t = Zeit bis zur Auslösung nach Auftreten des Überlaststroms I
- τ = Erwärmungs- und Abkühlungszeitkonstante der geschützten Anlage
- I = Höchster Phasenstrom
- I_{FLC} Nennwert des Volllaststroms (Einstellung „Thermal Aus“)
- K = Eine Konstante mit dem Wert 1,05
- I_p = Stationäre Vorbelastung vor Auftreten der Überlast

13.7.2 KENNGRÖßE DER DUALEN ZEITKONSTANTE

Diese Kenngröße wird beispielsweise für den Schutz von Öltransformatoren mit natürlicher Luftkühlung verwendet. Das thermische Modell ähnelt dem mit der einfachen Zeitkonstante, außer dass zwei Zeitkonstanten eingestellt werden müssen.

Bei geringfügiger Überlast wird die Wärme von den Wicklungen in das Volumen des Isolieröls abgeführt. Darum wird bei niedrigerem Strom die Abbildungskurve durch die Langzeitkonstante des Öls dominiert. Dies bietet Schutz gegen einen allgemeinen Anstieg der Öltemperatur.

Bei starker Überlast sammelt sich Wärme in den Transformatorwicklungen an, die nur in geringem Maße in das umgebende Isolieröl abgeführt werden kann. Daher wird die Abbildungskurve bei hohen Strömen von der kurzen Zeitkonstante für die Wicklungen dominiert. Dies bietet Schutz gegen heiße Stellen, die sich innerhalb der Transformatorwicklungen entwickeln.

Die Kenngröße der dualen Zeitkonstante dient hauptsächlich dem Schutz der Wicklungsisolation vor Alterung und der Minimierung der Gaserzeugung durch überhitztes Öl. Es ist jedoch zu beachten, dass das thermische Modell nicht die Auswirkungen einer Umgebungstemperaturänderung kompensiert.

Die thermische Kenngröße der dualen Zeitkonstante ergibt sich aus der folgenden Gleichung:

$$0.4e^{(-t/\tau_1)} + 0.6e^{(-t/\tau_2)} = \left[\frac{I^2 - \left(KI_{FLC}\right)^2}{I^2 - I_p^{\,2}} \right]$$

dabei gilt:

- τ_1 = Erwärmungs- und Abkühlungszeitkonstante der Transformatorwicklungen
- τ_2 = Erwärmungs- und Abkühlungszeitkonstante des Isolieröls

13.7.3 IMPLEMENTIERUNG VON THERMISCHEM ÜBERLASTSCHUTZ

Das Gerät enthält eine strombasierte thermische Kenngröße, die den Fourier-basierten Laststrom zur Modellierung der Erwärmung und Kühlung der geschützten Anlage verwendet. Das Element kann sowohl mit Warn- als auch Auslösestufen eingestellt werden.

Thermischer Überlastschutz wird in der Spalte *THERM. ÜBERLAST* des entsprechenden Parametersatzes implementiert.

Diese Spalte enthält die Einstellungen für die Charakteristik, die Warn- und Auslöseschwellen und die Zeitkonstanten.

13.7.4 LOGIK DES THERMISCHEN ÜBERLASTSCHUTZES

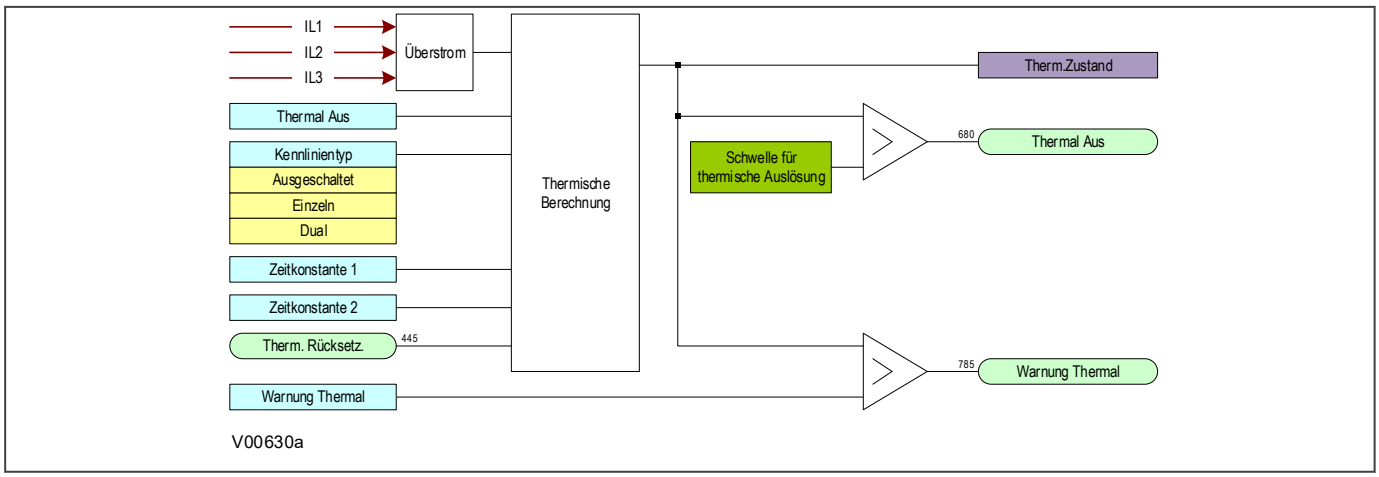


Abbildung 293: Logikdiagramm des thermischen Überlastschutzes

Die Größen der drei Phaseneingangsströme werden verglichen, und die werthöchste Größe wird als Eingang für die thermische Überlastfunktion verwendet. Wenn dieser Strom die eingestellte Schwelle der thermischen Auslösung überschreitet, wird ein Anregungszustand aktiviert.

Mit dem Anregesignal wird das Modul angesteuert, das die gewählte thermische Kenngröße aufweist. Das Modul verfügt über drei Ausgangssignale, eine Warnauslösungsfunktion und eine Funktion zur Messung des thermischen Zustands. Die Messung des thermischen Zustands ist in einer der Spalten *MESSUNGEN* verfügbar gemacht.

Der thermische Zustand kann, sofern mithilfe der programmierbaren Logik für diese Funktion zugewiesen, entweder über ein Digitalsignal (Opto, GOOSE, InterMiCOM) oder das Menü des Bedienfelds zurückgesetzt werden.

13.7.5 ANWENDUNGSHINWEISE

13.7.5.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR DIE KENNGRÖßE DER DUALEN ZEITKONSTANTE

Die einfachste Methode, die thermische Gleichung der dualen Zeitkonstante aufzulösen, besteht darin, den Strom in Form von Zeit auszudrücken und eine Kalkulationstabelle zu verwenden, um den Strom mithilfe der folgenden Gleichung für eine Reihe von länger werdenden Ansprechzeiten zu berechnen und dann grafisch darzustellen.

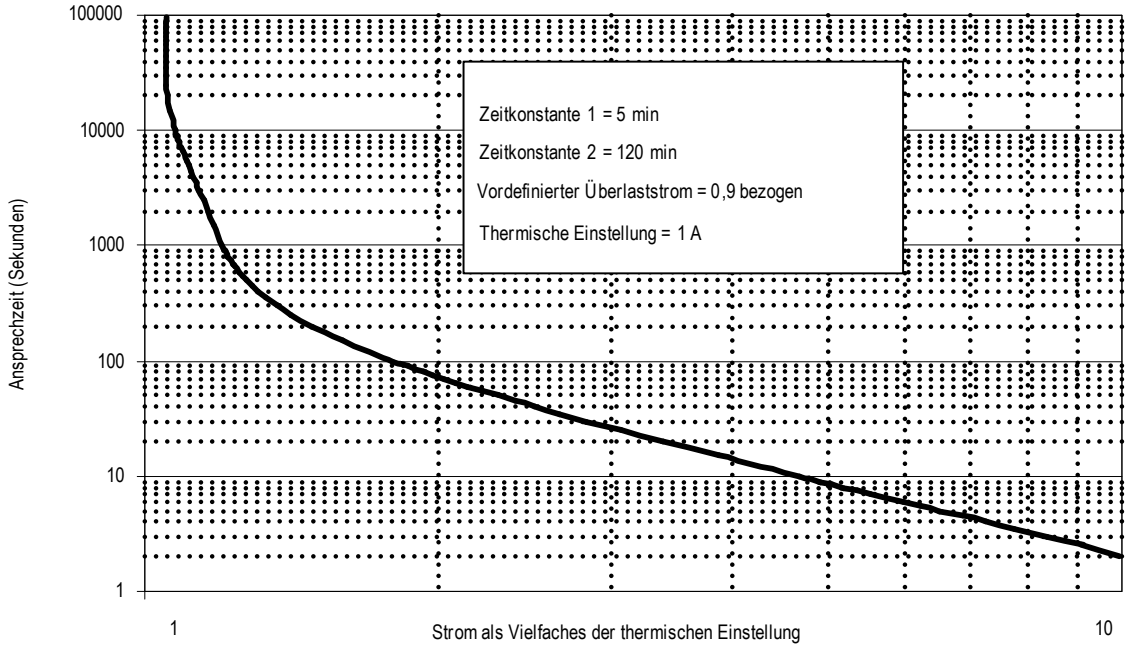
$$I = \sqrt{\frac{0.4 I_p^{\ 2}.e^{(-t/\tau 1)} + 0.6 I_p^{\ 2}.e^{(-t/\tau 2)} - k^2.I_{FLC}^{\ 2}}{0.4 e^{(-t/\tau 1)} + 0.6 e^{(-t/\tau 2)} - 1}}$$

	A	B	C	D	E	F
1						
2	**Zeitkonstante 1 =**		**300**	Sekunden		
3	**Zeitkonstante 2 =**		**7200**	Sekunden		
4	**Vordefinierter Überlaststrom Ip =**		**0,9**	pro Einheit		
5	**Volllaststrom =**		**1**	A		
6						
7	**OP Time (t)**	**Überlaststrom (I)**				
8	1	14.40852032				
9	1,5	11.7805774				
10	2	10.21617905				
11	2,5	9.150045407				
12	3	8.364131776				
13	3,5	7.754150044				
14	4	7.263123888				
15	4,5	6.856949012				

Angaben auf der Basis der Gleichung

E00728

Abbildung 294: Tabellenkalkulation für die thermische Kennlinie mit zwei Zeitkonstanten



V00629

Abbildung 295: Thermische Kenngröße der dualen Zeitkonstante

Die Stromeinstellung wird berechnet als:

Thermische Auslösung = zulässige Dauerbelastung des Transformator/Stromwandlerverhältnis.

Es folgen die ungefähren Zeitkonstanten für einen Öltransformator mit einer Nennleistung von 400 bis 1600 kVA:

- τ_1 = 5 Minuten
- τ_2 = 120 Minuten

Bei Erreichung eines thermischen Zustandes, der einem bestimmten Prozentsatz der Auslöseschwelle entspricht, kann eine Warnung ausgegeben werden. Eine typische Einstellung könnte sein: „Warnung Thermal“ = 70% der Wärmekapazität.

Hinweis:
Es ist zu beachten, dass die thermischen Zeitkonstanten in den obigen Tabellen nur typische Werte sind. Stets den Anlagenhersteller konsultieren, wenn genaue Daten benötigt werden.

13.7.5.2 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR DIE KENNGRÖßE DER EINZELNEN ZEITKONSTANTE

Die Zeit bis zur Auslösung variiert in Abhängigkeit vom Laststrom, der vor Einsetzen der Überlast geführt wurde, d. h., ob die Überlast im „warmen“ oder „kalten“ Zustand einsetzt.

Die Charakteristik der thermischen Zeitkonstante kann wie folgt neu definiert werden:

$$e^{(-t/\tau)} = {}_{e}\left[\frac{\theta - \theta_p}{\theta - 1}\right]$$

Wobei:

- θ = thermischer Zustand = $I^2/K^2I_{FLC}^2$
- θ_p = thermischer Zustand vor dem Fehler = $I_p^2/K^2I_{FLC}^2$
- I_p ist der thermische Zustand vor dem Fehler.
- I_{FLC} ist der Volllaststrom.

Hinweis:
Bei mehreren Zeitkonstanten ist ein Strom von 105 Prozent Is (KI_{FLC}) anzulegen, um eine Messung des thermischen Zustands von 100 Prozent zu veranlassen.

Die Stromeinstellung wird wie folgt berechnet:

Thermische Auslösung = zulässige Dauerbelastung der Anlagenkomponente/Stromwandlerübersetzung

Die folgenden Tabellen zeigen die ungefähren Zeitkonstanten in Minuten. Diese Angaben gelten für verschiedene Kabelnennspannungen mit verschiedenen Leiterquerschnittsbereichen und andere Anlageneinrichtungen.

Bereich mm^2	6 – 11 kV	22 kV	33 kV	66 kV
25 - 50	10 Minuten	15 Minuten	40 Minuten	–
70 - 120	15 Minuten	25 Minuten	40 Minuten	60 Minuten
150	25 Minuten	40 Minuten	40 Minuten	60 Minuten
185	25 Minuten	40 Minuten	60 Minuten	60 Minuten
240	40 Minuten	40 Minuten	60 Minuten	60 Minuten
300	40 Minuten	60 Minuten	60 Minuten	90 Minuten

Anlagenart	Zeitkonstante (Minuten)
Trockentransformator <400 kVA	40
Trockentransformator 400–800 kVA	60 - 90
Luftdrosseln	40
Kondensatorbatterien	10
Freileitungen mit Querschnitt > 100 mm^2	10
Freileitungen	10
Sammelschienen	60

13.8 LEITERBRUCHSCHUTZ

Ein typischer Unsymmetriefehler ist ein Serien- oder Leiterbruchfehler. Ein solcher Fehler kann unter anderem durch Leiterbruch verursacht werden. Serienfehler führen nicht zu einer Erhöhung des Phasenstroms und können daher nicht vom Überstromschutz erkannt werden. Jedoch verursachen sie eine Unsymmetrie, aus der ein Gegensystemstrom resultiert, der erkannt werden kann.

Es ist möglich, ein Gegensystem-Überstromelement einzusetzen, um Leiterbruch zu erkennen. Bei einer leicht belasteten Leitung kann der aus einem Serienfehlerzustand resultierende Gegensystemstrom sehr dicht an der durch StW-Fehler und Lastunsymmetrien entstandenen stationären Volllast-Unsymmetrie liegen oder kleiner sein. Dadurch ist eine Unterscheidung sehr schwierig. Ein normales Gegensystemelement würde daher bei niedriger Last nicht funktionieren. Um dies zu vermeiden, enthält das Gerät ein spezielles Leiterbruchschutzelement.

Das Leiterbruchelement misst das Verhältnis zwischen dem mitläufigen und dem gegenläufigen Systemstrom (I2/I1). Dieses Verhältnis ist in etwa konstant, wobei der Laststrom variiert. Darum ist die Empfindlichkeit bei Serienfehlern höher als beim normalen Gegensystemschutz.

13.8.1 IMPLEMENTIERUNG VON LEITERBRUCHSCHUTZ

Leiterbruchschutz wird in der Spalte *LEITERBRUCH* des entsprechenden Parametersatzes implementiert.

Diese Spalte enthält die Einstellungen zur Aktivierung der Funktion, für die Auslöseschwelle und die Zeitverzögerung.

13.8.2 LOGIK DES LEITERBRUCHSCHUTZES

Das Verhältnis von I_2/I_1 wird berechnet und mit der Schwelle verglichen. Wenn die Schwelle überschritten wird, wird der Verzögerungszeitgeber gestartet. Das Signal „StWÜ Block“ wird für die Blockierung des Verzögerungszeitgebers verwendet.

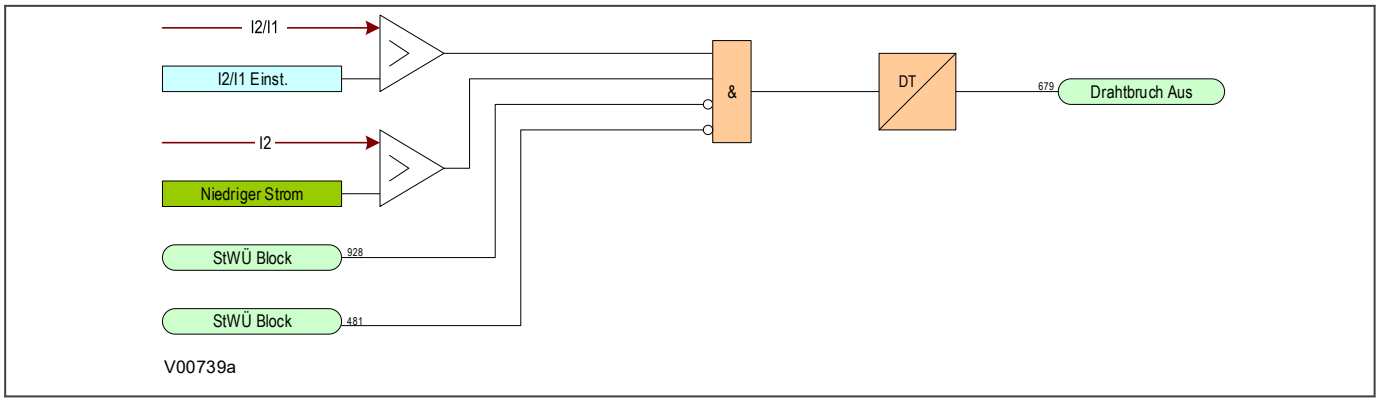


Abbildung 296: Leiterbruchlogik

13.8.3 ANWENDUNGSHINWEISE

13.8.3.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Bei einem gebrochenen Leiter, der einen einzigen Punkt eines geerdeten Stromversorgungssystems beeinträchtigt, gibt es einen geringen Nullsystemstromfluss, und das Verhältnis des Stroms, I_2/I_1, welcher in den geschützten Kreis fließt, nähert sich 100% an. Bei einem mehrfach geerdeten Stromversorgungssystem (und unter der Voraussetzung der gleichen Impedanz in jedem Systemnetz) beträgt das Verhältnis I_2/I_1 50%.

In der Praxis wird diese Mindesteinstellung durch die Werte des im System vorhandenen stationären Gegensystemstroms bestimmt. Dieser kann durch eine Systemanalyse oder mithilfe der Messeinrichtungen während der Inbetriebnahmephase bestimmt werden. Bei Anwendung der letzteren Methode ist es wichtig, die

Messungen während der maximalen Systemlastbedingungen durchzuführen, um sicherzustellen, dass alle Einphasenbelastungen berücksichtigt werden.

Hinweis:
Für eine erfolgreiche Anregung ist ein Mindestgegensystemstrom von 8% erforderlich.

Da empfindliche Einstellungen angewandt wurden, muss damit gerechnet werden, dass das Element bei jeder im System auftretenden Unsymmetrie anspricht (beispielsweise während eines einpoligen AWE-Zyklus). Aus diesem Grunde ist eine lange Zeitverzögerung erforderlich, um die Koordinierung mit anderen Schutzgeräten sicherzustellen. Eine normale Verzögerungseinstellung kann 60 s sein.

Das folgende Beispiel wurde während der Inbetriebnahme von einem Schutzgerät aufgezeichnet:

$$I_{Volllast} = 500A$$

$$I_2 = 50A$$

folglich ist das Verhältnis I_2/I_1 im Ruhezustand = 0,1

Zur Berücksichtigung von Toleranzen und Lastschwankungen ist eine Einstellung von 20% dieses Werts normal. Darum ist Folgendes einzustellen:

$$I_2/I_1 = 0,2$$

Bei einer Doppelschaltung (Parallelleitung) gewährleistet eine Einstellung von 40%, dass der Leitungsbruchschutz nur beim betroffenen Stromkreis anspricht. Eine Einstellung von 0,4 führt dazu, dass die störungsfreie Parallelschaltung nicht anspricht.

I_2/I_1 VerzögZeit = 60 s ist einzustellen, um eine angemessene Zeit für die Kurzschlussfehlerbehebung durch zeitverzögerte Schutzeinrichtungen zu ermöglichen.

13.9 ERKENNUNG VON TRANSIENTEN ERDFEHLERN

Manche Verteilungsnetze sind vollständig von der Erdung getrennt. Solche Netze werden ungeerdete Netze genannt. Der Vorteil eines ungeerdeten Netzes besteht darin, dass ein einphasiger Erdschluss nicht dazu führen kann, dass Erdfehlerstrom fließt. Dadurch bleibt das gesamte Netz betriebsfähig und die Stromversorgung wird nicht unterbrochen. Das Netz muss hohen transienten und stationären Überspannungen standhalten können, wodurch seine Verwendung im Allgemeinen auf Nieder- und Mittelspannungsverteilungsnetze beschränkt ist.

Wenn ein Erdfehler in einem ungeerdeten Dreiphasensystem auftritt, wird die Spannung der fehlerbehafteten Phase auf das Erdpotential reduziert. Dadurch wird die Phasenspannung in den anderen zwei Phasen erhöht, was zu einem bedeutenden Ladestrom zwischen den Phasen-Erde-Kapazitäten führt. Dies kann zu Lichtbogenbildung am Fehlerort führen. Viele Netze verwenden eine Petersen-Spule, um dies zu kompensieren, wodurch Lichtbogenbildung verhindert wird. Solche Netze werden kompensierte Netze genannt. Das Netz ist mit einer induktiven Drossel geerdet, deren Reaktanz entsprechend der Gesamtsystemreaktanz zur Erde bemessen ist. Unter dieser Bedingung führt ein Einphasen-Erdfehler nicht zu einem stationären Erdfehlerstrom.

Der Einsatz der Petersen-Spule führt zu großen Schwierigkeiten, wenn die Richtung des Fehlers bestimmt werden muss. Das ist darauf zurückzuführen, dass der Strom der fehlerhaften Leitung die Summe des induktiven Stroms der Petersen-Spule und das kapazitiven Stroms der Leitung ist, die zueinander gegenphasig sind. Wenn die Größe der Ströme gleich ist, ist der Strom in der fehlerhaften Leitung null. Wenn der induktive Strom größer als der kapazitive Strom ist, ist die Richtung des Stroms der fehlerhaften Leitung dieselbe wie die der störungsfreien Leitung.

Da zur Richtungsbestimmung eingesetzte Standardverfahren, die von konventionellen Leitungsschutzgeräten verwendet werden, in einer solchen Situation nicht geeignet sind, wird eine andere Methode zur Bestimmung der Richtung des Fehlers benötigt. Zwei allgemein verwendete Methoden sind die Erste-Halbwelle-Methode und die Restwirkleistungsmethode.

Erste-Halbwelle-Methode

Die anfängliche Wanderwelle, die am Fehlerpunkt generiert wird, wandert entlang der fehlerhaften Leitung zur Sammelschiene, bis sie die störungsfreie Leitung erreicht. Bei Vorwärtsfehlern liegen die hochfrequente Fehlerspannung und die Stromkomponenten während der ersten Halbwelle in entgegengesetzte Richtungen, während sie bei Rückwärtsfehlern phasengleich sind. Diese Tatsache kann zur Bestimmung der Fehlerrichtung genutzt werden. Allerdings hat diese Methode folgende Nachteile:

- Die Zeitdauer der Charakteristik ist sehr kurz, in den meisten Fällen nicht länger als 3 ms. Daher erfordert sie eine hohe Abtastfrequenz (3000 Hz oder mehr)
- Sie erfordert einen analogen Hochpassfilter, für den spezielle Hardware benötigt wird
- Sie wird vom Fehleranfangswinkel beeinflusst. Wenn der Fehlereintrittswinkel beispielsweise 0° beträgt, gibt es keine anfänglichen Wanderwellen.

Restwirkleistungsmethode

Die Restwirkleistung, die manchmal zur Erkennung eines Fehlers verwendet wird, kann in manchen Fällen auch zur Erkennung der Fehlerrichtung verwendet werden. Obwohl die kapazitiven Ströme durch einen von einer Petersen-Spule generierten induktiven Strom kompensiert werden können, kann der aktive Strom (Momentanstrom), der weiterhin gegenüber dem Strom der störungsfreien Leitung liegt, nie kompensiert werden. Diese Tatsache kann auch verwendet werden, um die Fehlerrichtung zu bestimmen.

Bei einem Vorwärtsrichtungsfehler entspricht der Nullsystem-Wirkleistung dem Stromverlust der Petersen-Spule, die negativ ist. Bei einem Rückwärtsrichtungsfehler entspricht der Nullsystem-Wirkleistung dem Stromverlust der Übertragungsleitung, die positiv ist. Allerdings hat diese Methode folgende Nachteile:

- Die Nullsystem-Wirkleistung ist für einen Rückwärtsrichtungsfehler sehr klein. Ihr Wert hängt vom Leistungsverlust der Übertragungsleitung ab.
- Die Nullsystem-Wirkleistung kann so klein sein, dass sie bei einem Vorwärtsrichtungsfehler nicht erkannt werden kann. Ihr Wert hängt vom Leistungsverlust der Petersen-Spule ab.
- Hochauflösende Stromwandler werden benötigt

Aufgrund der niedrigen Amplitude der gemessenen Werte ist die Verlässlichkeit gefährdet

Dieses Gerät verwendet zur Richtungsbestimmung nicht die obigen Verfahren. Dieses Gerät verwendet ein innovatives patentiertes Verfahren, genannt „Methode mit transienter Blindleistung“, um die Fehlerrichtung von Erdfehlern in kompensierten Netzen zu bestimmen.

13.9.1 IMPLEMENTIERUNG DER ERKENNUNG TRANSIENTER ERDFEHLER

Die Erkennung transienter Erdfehler (Transient Earth Fault Detection, TEFD) dieses Geräts besteht aus drei Modulen:

- Modul zur Erkennung transienter Erdfehler (EWI)
- Fehlertypdetektor (FAE)
- Richtungsdetektor (Direction Detector, DD)

Hinweis:
In diesem Produkt ist EWI nur für 50 Hz verwendbar.

13.9.1.1 DETEKTOR ZUR ERKENNUNG VORÜBERGEHENDER ERDFEHLER

Es kann auf einfache Weise bestimmt werden, ob irgendwo im System ein Erdfehler vorhanden ist. Dies lässt sich anhand eines einfachen Nullüberspannungsvergleichs ermitteln. Zu diesem Zweck wird ein „EWI> Anregung“-Signal erzeugt, indem die Nullspannung mit einem Schwellwert verglichen wird, die durch ***EWI UE> START*** in der Spalte *EWI ERFASSUNG* festgelegt ist. Die Schwierigkeit liegt in der Bestimmung der Art des Fehlers und seiner Richtung.

13.9.1.2 FEHLERTYPDETEKTOR

Der Fehlertypdetektor verwendet eine grundlegende Analyse (FA), um zu bestimmen, ob der Fehler ein intermittierender oder stationärer Fehler ist. Zur Erkennung vorübergehender Erdfehler zählt der Detektor die Restspannungsstöße innerhalb eines bestimmten Zeitfensters. Mithilfe intelligenter Signalverarbeitung erzeugt das Detektormodul Impulse, indem die Stöße mit einer einstellbaren Schwelle verglichen und die Impulse anschließend gezählt werden. Wenn die Zahl der Impulse innerhalb des Zeitfensters, das durch ***FAE> Fehler Zahl*** definiert ist, größer als der Wert ist, der durch die Einstellung ***FAE> Zeitfenster*** definiert ist, wird der Fehler als vorübergehend betrachtet und das DDB-Signal ***EWI> intermitt*** aktiviert. Wenn die Zahl der Impulse kleiner als dieser Wert ist, deutet dies entweder auf eine Störung oder einen permanenten Fehler hin. Um festzustellen, was zutrifft, ist der Effektivwert der Restspannung heranzuziehen.

Wenn weniger Impulse als angegeben vorhanden sind und der Effektivwert nicht unter die Einstellung des angegebenen Zeitfensters fällt, wird der Fehler als permanent betrachtet. In diesem Fall wird das DDB-Signal ***EWI> permanent*** aktiviert.

Wenn weniger Impulse als angegeben vorhanden sind und der Effektivwert unter die Einstellung fällt, bedeutet das, dass eine Störung erkannt wurde. Es handelt sich aber nicht um einen Fehler. In diesem Fall wird das DDB-Signal ***EWI> permanent*** nicht aktiviert.

Der Benutzer kann die Signale ***EWI> permanent***, ***EWI> intermitt***, ***EWI> Vorwärts*** oder ***EWI> Rückwärts*** dem DDB-Signal „EWI Alarm Logik“ zuordnen, um die EWI-Warnung zu erzeugen.

Die Eingänge für dieses Modul sind:

- Die Restspannung
- ***FAE> UE*** (definiert die Schwelle, an welcher der Restspannungsstoß in einen Impuls umgewandelt wird
- ***FAE> Zeitfenster*** (definiert das Zeitfenster – die Vorgabe ist zwei Sekunden)
- ***FAE> Fehler Zahl*** (definiert die Anzahl der Fehler)

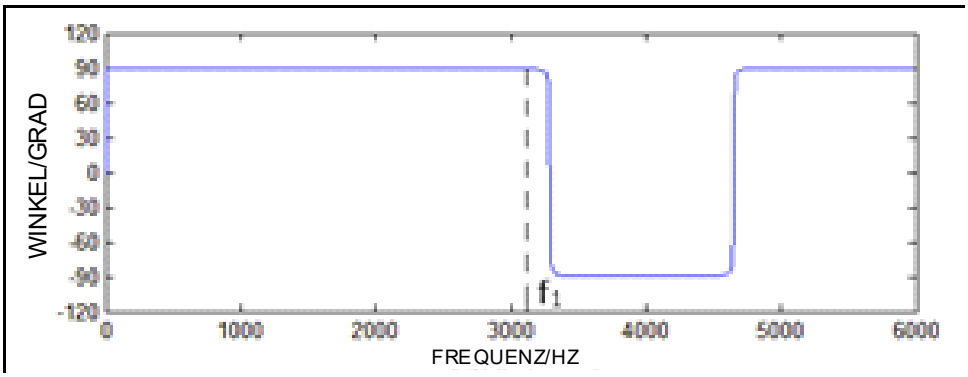
Der Fehlertypdetektor gibt zwei Signale aus, um anzuzeigen, ob der Fehler stationär oder intermittierend ist.

13.9.1.3 RICHTUNGSDETEKTOR

Der Richtungsdetektor nutzt eine patentierte Technik auf der Basis der transienten Blindleistung, um die Richtung des Fehlers zu bestimmen. Anders als herkömmliche Methoden erfordert diese Methode der transienten Blindleistung keine hochauflösenden Stromwandler oder spezielle Analogfilterungsteile und ist daher kostengünstiger zu realisieren.

Es kann bewiesen werden, dass die Restspannungs- und Reststromkomponenten zuverlässig als Kriterien zur Unterscheidung zwischen einer gestörten und einer störungsfreien Speiseleitung bei 220 Hz verwendet werden können.

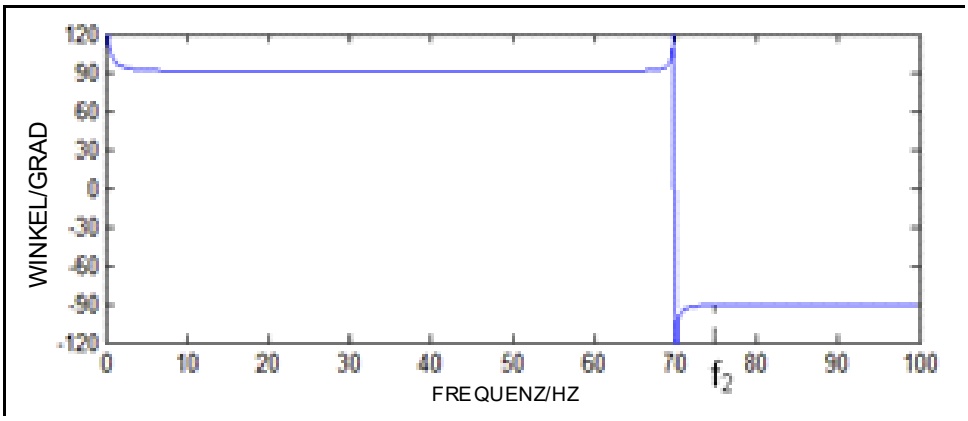
Die Admittanzreaktion der störungsfreien Speiseleitung ist nachstehend mithilfe eines Pi-Modells dargestellt:



V00916

Abbildung 297: Reaktion einer störungsfreien Leitung

In der obigen Abbildung liegt die Phasenreaktion der Admittanz beständig bei 90˚ bis zur Frequenz f1 (etwa 3000 Hz). Die Admittanzreaktion bei einer kompensierten gestörten Speiseleitung ist nachstehend mithilfe eines Pi-Modells dargestellt:



V00917

Abbildung 298: Reaktion einer gestörten Leitung

Wir können beobachten, dass der Phasenwinkel (und damit auch der Fluss der Blindleistung) sich bei Frequenzen, die höher als f2 sind, von 90˚ auf – 90˚ ändert. Auf der Basis des Obigen können wir klar zwischen einer störungsfreien und einer gestörten Speiseleitung bei einer Frequenz zwischen ungefähr f2 und f1 unterscheiden.

Hinweis:
Die Resonanzfrequenz im obigen System beträgt 70 Hz. Bei einem perfekt kompensierten System beträgt die Frequenz 50 Hz.

MiCOM-Geräte verwenden einen Antialiasing-Bandfilter mit einer Abschaltfrequenz von 150 Hz. Außerdem beträgt die Nachfiltergröße bei 220 Hz etwa 0,5 bezogen, und bei 330 Hz weniger als 0,2 bezogen. Um ganzzahlige Harmonische und stark abgeschwächte Mengen aufgrund der Wirkung des Filters zu vermeiden, haben wir 220 Hz als die geeignetste Frequenz für die Richtungsbestimmung gewählt.

Außerdem eilt die Restspannung dem Reststrom in Vorwärtsrichtung um 90° voraus, und in Rückwärtsrichtung eilt die Restspannung dem Reststrom um 90° nach. Diese Kriterien können verwendet werden, um die Richtung des Fehlers zu bestimmen.

Die Restspannung (Vres) hat sich nach dem Durchlaufen des Bandfilters auf 220 Hz abgestimmt, und es wurden 90° zu ihrer Phase hinzugefügt. Der Reststrom (Ires) wird ebenfalls durch einen 220-Hz-Bandfilter geleitet, aber es wird keine Phasenverschiebung angewandt. Die resultierenden Komponenten, die wir VH1 und IH2 nennen, sind daher bei Vorwärtsfehlern zueinander gegenphasig, und phasengleich, wenn die Vorwärtsleitung nicht fehlerbehaftet ist.

Die Anteile VH1 und IH2 werden durch einen Zeichenfilter geleitet und multipliziert, um einen Blindleistungsanteil im Bereich von –1 bis +1 zu erzeugen. Dies ist die transiente Blindleistung Q_{tran}. Wenn $Q_{tran} > 0$, dann ist die Vorwärtsleitung störungsfrei. Wenn $Q_{tran} < 0$, dann ist die Vorwärtsleitung fehlerbehaftet.

Es gibt zwei Betriebsmodi für den Richtungsdetektor: „Normal“ und „Erweitert“. Der Normalmodus wird in den meisten Fällen verwendet und ist hier beschrieben. Der erweiterte Modus ist für spezielle Anwendungen vorgesehen, die vom Standardmodell von zwei oder mehreren Speiseleitungen abweichen, die geografisch eng beieinander liegen und von einem Stromwandler abgehen. Die folgenden Einstellungen werden für die meisten Anwendungen empfohlen:

- EWI> Delta Spng 8.000 V
- EWI> Delta Strm 50.00 mA
- Richt.>Qn Schwl. 100.0e-3
- Richt.>Qr Schwl. 40.00e-3

Wenn ***EWI>Richtng.Mod*** auf ***Fortschr.*** gesetzt ist, werden folgende Einstellung sichtbar:

- ***Richt.>Qs Schwl.*** 50.00e-3
- ***Qn Glättungsfktr*** 20.00e-3
- ***Anzahl Perioden*** 6

Hier ist Qs eine Integration von Q_n, wobei das Fenster der Integration die erste zur Wirkung kommende ***Anzahl Perioden***-Einstellung nach der Auslösung des Anregesignal ist. Q_s wird als weitere unterscheidende Richtungsfunktion verwendet, wenn die Richtung nicht allein mit Q_n bestimmt werden kann. Q_S wird mit der folgenden Formel berechnet:

$$Q_S = \int_{(t=0)}^{(t=K*T)} (Q_{N(t)})$$

Dabei ist „K“ die Einstellung „Operate Cycles“. „Operate Cycles“ beeinflusst nur Qs.

„Qn Glättungsfktr“ ist eine Glättungsfaktor für aufeinanderfolgende Qn-Werte, der plötzliche Veränderungen des Werts von Qn verhindert. Der berechnete neue Wert von Qn ist:

neuer_WertQn = alter_Wert*(1-Glättungsfaktor)+ neuer_Wert*Glättungsfaktor.

Es ist zu beachten, dass alle Einstellungen für die TGFD-Funktion, darunter die bei 220 Hz, auf der Grundlage von bemessenen 50-Hz-Sekundärwerten eingestellt werden können. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Verstärkung des 220-Hz-Übergangsfilters 1 ist.

Die Eingänge für dieses Modul sind:

- Die Restspannung
- Der Reststrom
- ***EWI> Delta Spng*** (definiert die Schwelle für den Restspannungszeichenfilter)
- ***EWI> Delta Strm*** (definiert die Schwelle für den Reststromzeichenfilter)

Der Richtungsdetektor gibt zwei Signale aus, um einen Vorwärtsfehler und einen Rückwärtsfehler anzuzeigen.

Zeichenfilterschwellen

Die Einstellung ***EWI> Delta Spng*** wird verwendet, um mithilfe des Zeichenfilters das Vorzeichen der Momentanspannung zu erhalten. Wenn der Eingangswert größer als Vnf ist, ist der Ausgang +1. Wenn der Eingangswert kleiner als –1*Unf ist, ist der Ausgang –1. Ansonsten ist der Ausgang 0.

Die Einstellung ***EWI> Delta Strm*** wird verwendet, um mithilfe des Zeichenfilters das Vorzeichen des Momentanstroms zu erhalten. Wenn der Eingangswert größer als Vnf ist, ist der Ausgang +1. Wenn der Eingangswert kleiner als –1*Unf ist, ist der Ausgang –1. Ansonsten ist der Ausgang 0.

Q_{tran}-Schwellen

Die Einstellung ***Richt.>Qn Schwl.*** ist die in Vorwärtsrichtung liegende Q_{tran}-Schwelle, die aus den quantisierten Unf- und Inf-Werte berechnet wird.

Die Einstellung ***Dir>Qr*** ist die in Rückwärtsrichtung liegende Q_{tran}-Schwelle, die aus den quantisierten Unf- und Inf-Werten berechnet wird.

Außerdem sind folgende DDB-Signale verfügbar:

Timer Block: zum Blockieren der EWI-Funktion und zum Zurücksetzen aller zugehörigen DDB-Signale

Reset EWI: kann als benutzerdefinierte Warnung in Bezug auf manuelle Rücksetzung konfiguriert werden

EWI Alarm Ausgng: Dies ist die Haupt-EWI-Warnung, die einem Relaisausgang für eine Auslösung zugeordnet werden kann

13.9.2 LOGIK ZUR ERKENNUNG VORÜBERGEHENDER ERDFEHLER

13.9.2.1 LOGIK DER ERKENNUNG TRANSIENTER ERDFEHLER – ÜBERSICHT

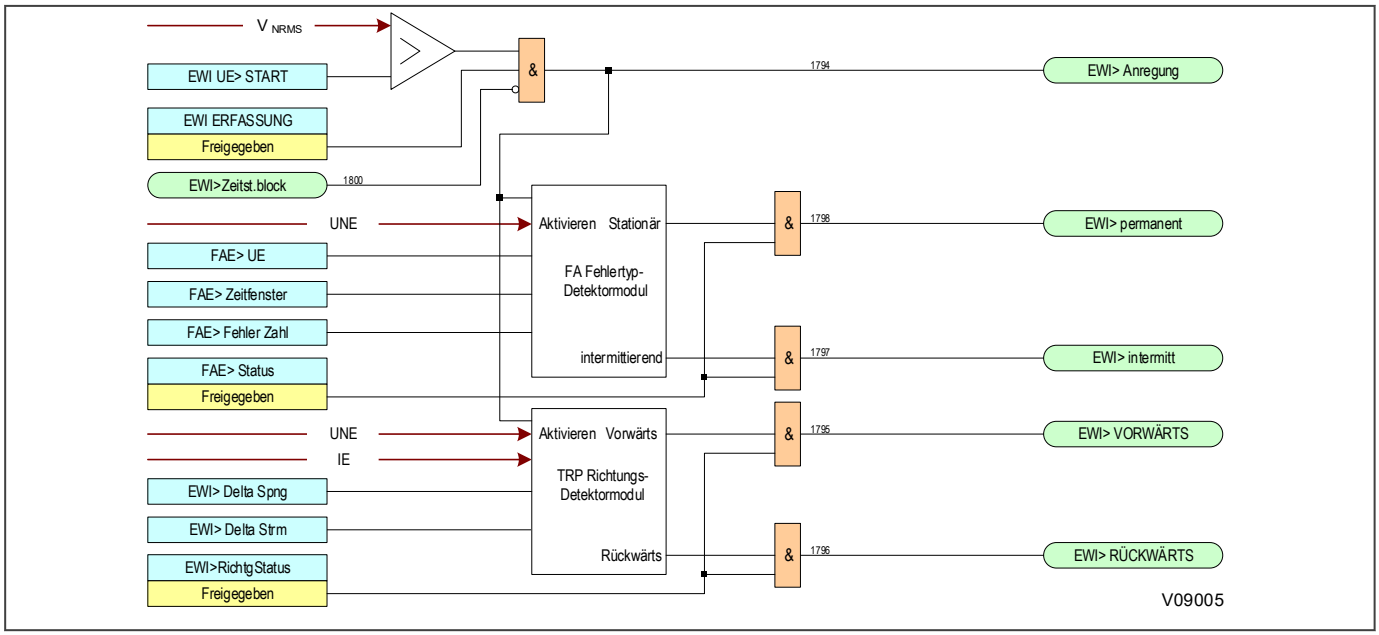


Abbildung 299: Logik für transiente Erdfehler – Übersicht

13.9.2.2 LOGIK DES FEHLERTYPDETEKTORS

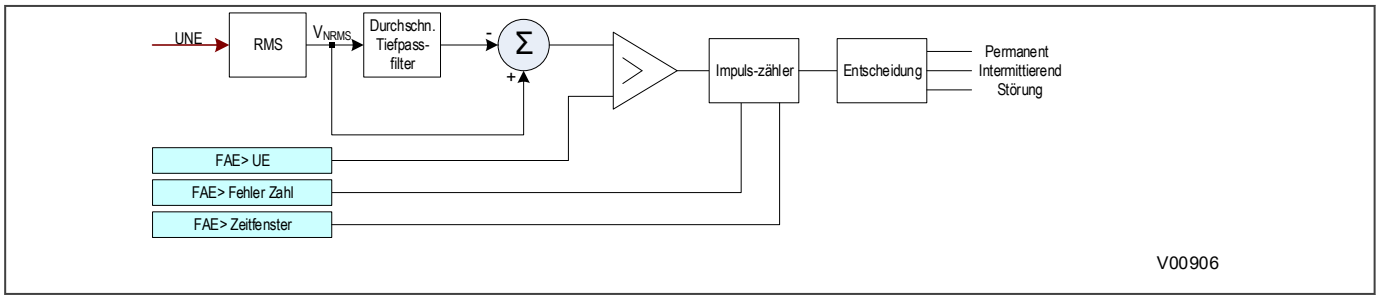


Abbildung 300: Logik des Fehlertypdetektors

13.9.2.3 RICHTUNGSDETEKTORLOGIK – NORMALMODUS

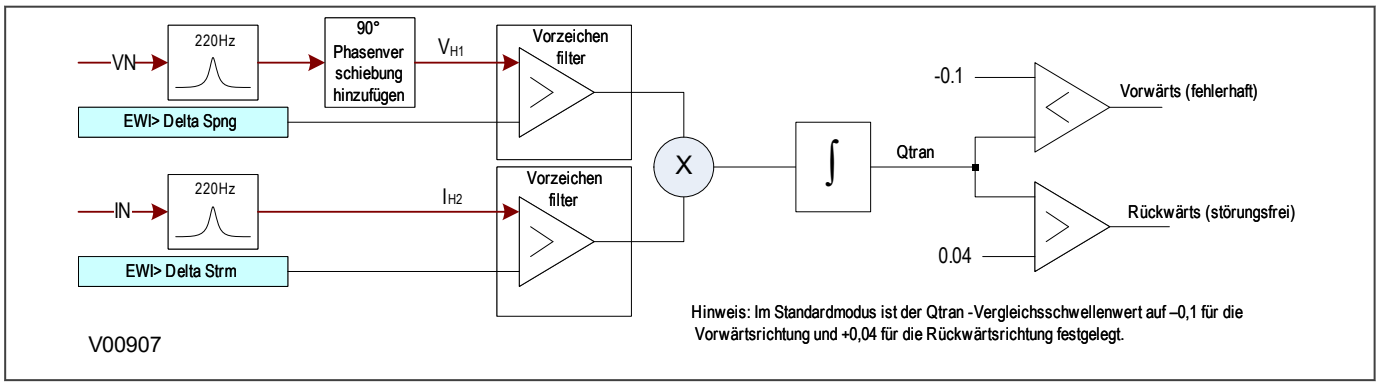


Abbildung 301: Richtungsdetektorlogik – Normalmodus

13.9.2.4 AUSGANGSWARNLOGIK ZUR ERKENNUNG VORÜBERGEHENDER ERDFEHLER

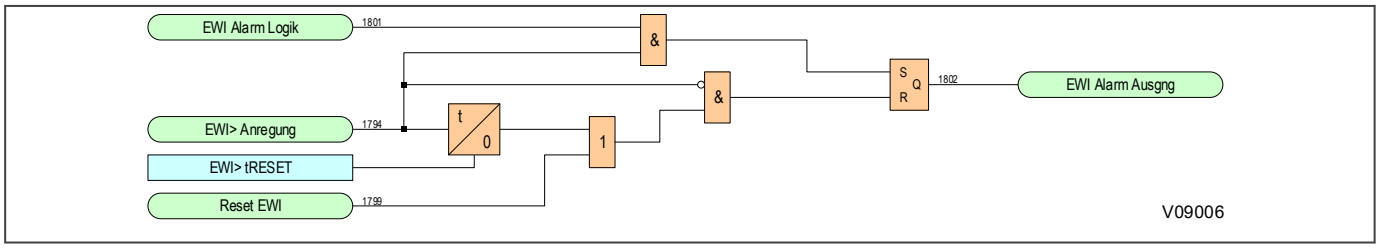


Abbildung 302: EWI-Ausgangswarnlogik

13.9.2.5 ANWENDUNGSHINWEISE

13.9.2.5.1 ERKENNUNG TRANSIENTER ERDFEHLER: PRÜFUNG DER WIRKLEISTUNG

Eine Vorbeugemaßnahme sollte getroffen werden, wenn sich Schutzgeräte an den äußeren Enden eines Radialsystems befinden, bei dem die Ladestromkomponenten kleiner werden, je weiter das Relais von der Quelle entfernt ist, und die aktive Komponente klein aber konstant bleibt. In diesen Fällen ist die Komponente des transienten Wirkstroms mit dem transienten Blindstrom während der Richtungsprüfung des TEFD-Algorithmus vergleichbar.

Um die betreffende Richtung für alle Fehlerpositionen und Systemkonfigurationen (Radial-, Ring- oder Maschensystem) zu bestimmen, muss der TEFD-Algorithmus um ein weiteres Element – „Prüfung der Wirkleistung“ – ergänzt werden. Anhand dieser Methode wird sichergestellt, dass die richtige Richtung bestimmt wird, unabhängig von der Restwirkleistung, die zum Zeitpunkt des Fehlers im System vorhanden ist. Der empfindliche gerichtete Erdschlussschutz (SDEF) mit Prüfung der Wirkleistung muss parallel mit dem TEFD-Algorithmus angewendet werden.

Die kombinierte Logik für TEFD und SDEF ist in der nachstehenden Abbildung dargestellt. Eine Signal für „Vorwärtsanregung“ (angezeigt als Benutzerwarnung mit modifiziertem Namen) wird ausgegeben, wenn das Signal „TEFD FWD“ oder „SDEF FWD“ aktiv ist. Jedoch wird „Vorwärtsanregung“ blockiert, wenn das Signal „SDEF REV“ zu einem beliebigen Zeitpunkt aktiv geworden ist. Dadurch wird sichergestellt, dass SDEF Vorrang hat, wenn während eines Fehlerzustands genügend Restwirkleistung vorhanden ist. In Fällen, bei denen die Restwirkleistung niedrig ist, wird die Richtungsentscheidung vom TEFD-Algorithmus bereitgestellt.

Eine zusätzliche Verzögerung von 100 ms wird in die Verzögerung der Anregebedingungen einbezogen, wodurch sichergestellt wird, dass der SDEF-Schutz nicht durch die anfängliche Fehlertransiente beeinträchtigt wird. Die TEFD-Logik bleibt von der zusätzlichen Zeitstufe unbeeinflusst, da ihre Richtungsentscheidung mindestens 200 ms nach der Entstehung des Fehlers verriegelt wird.

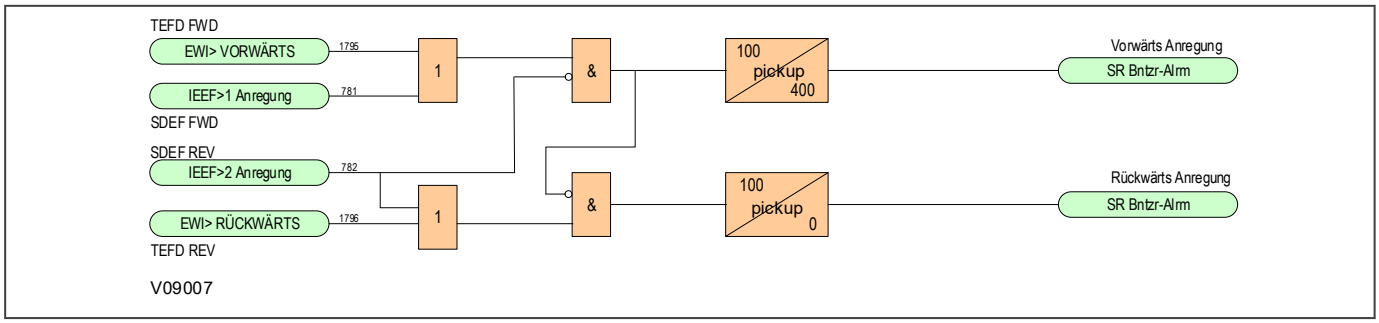


Abbildung 303: Kombinierte PSL-Anregelogik mit TEFD und SDEF

KAPITEL 14

SPANNUNGSSCHUTZFUNKTIONEN

14.1 KAPITELÜBERSICHT

Das Gerät bietet vielfältige Spannungsschutzfunktionen. In diesem Kapitel werden diese Funktionen sowie die Grundsätze, die logischen Diagramme und die Anwendungen beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 456

Unterspannungsschutz 457

Überspannungsschutz 460

Kompensierte Überspannung 463

Nullüberspannungsschutz 465

14.2 UNTERSPANNUNGSSCHUTZ

Unterspannungsbedingungen können in einem Energieversorgungsnetz aus vielen verschiedenen Gründen auftreten. Einige davon werden nachfolgend beschrieben:

- Unterspannungszustände können auf erhöhte Lasten zurückzuführen sein, mit denen eine Abnahme der Versorgungsspannung einhergeht. Normalerweise wird diese Situation durch Spannungsregeleinrichtungen wie beispielsweise automatische Spannungsregler oder Laststufenschalter behoben. Wenn es aber nicht möglich ist, die Systemspannung mithilfe dieser Einrichtungen so zu regeln, dass sie im zulässigen Bereich liegt, bleibt das System in einem Unterspannungszustand, der behoben werden muss.
- Wenn die richtige Systemspannung nicht durch die Regeleinrichtungen wiederhergestellt werden kann, ist eine Auslösung mithilfe eines Unterspannungselements erforderlich.
- Fehler im Stromversorgungsystem führen zu einer Reduzierung der Spannung in fehlerhaften Phasen. Das Maß, in dem die Spannung abnimmt, hängt von der Art des Fehlers, der Methode der Systemerdung und dem Ort der Erdung ab. Demzufolge ist die Koordinierung mit anderen spannungs- und stromabhängigen Schutzgeräten wichtig, um eine fehlerfreie Unterscheidung zu erreichen.
- Vollständiger Verlust der Sammelschienenspannung: Dieser auf Fehler an der Einspeiseleitung oder der Sammelschiene selbst zurückzuführen sein, die zur vollständigen Trennung der Einspeisung führen. Bei diesem Zustand kann es notwendig sein, jede der abgehenden Schaltungen zu isolieren, damit keine Last anliegt, wenn die Versorgungsspannung wiederhergestellt ist. Daher kann nach Erkennung eines vollständigen Spannungsausfalls die automatische Auslösung einer Speiseleitung erforderlich sein. Dies kann mithilfe eines Dreiphasenunterspannungselements erreicht werden.
- Wenn von einer Sammelschiene abgehende Speiseleitungen Energie für Induktionsmotorlasten liefern, können übermäßige Spannungsabfälle dazu führen, dass diese Motoren stehenbleiben. Daher sollte bei Spannungsabfällen, die länger als eine definierte Zeit anhalten, eine Auslösung stattfinden.

14.2.1 IMPLEMENTIERUNG VON UNTERSPANNUNGSSCHUTZ

Unterspannungsschutz wird in der Spalte *SPANNUNGSSCHUTZ* des entsprechenden Parametersatzes implementiert. Die Unterspannungsparameter sind im Unterabschnitt *UNTERSPANNUNG* enthalten.

Das Gerät bietet zwei Stufen des Unterspannungsschutzes mit unabhängigen Zeitverzögerungskenngrößen.

Stufe 1 ermöglicht die Auswahl von Ansprechkenngrößen. Sie haben die Wahl zwischen:

- Einer IDMT-Kenngröße
- DT (Konstantzeit)

Dies legen Sie mithilfe der Einstellung ***U<1 Funktion*** fest.

Die IDMT-Kenngröße wird durch folgende Formel definiert:

$$t = K/(M-1)$$

wobei:

- K = Zeitmultiplikatoreinstellung
- t = Ansprechzeit in Sekunden
- M = Gemessene Spannung/eingestellte Spannung des Schutzgeräts (***U<(n) Spanng-schw.***)

Die Unterspannungsstufen können im Feld ***U< Meßmodus*** entweder als Stern- oder Dreieckspannung konfiguriert werden.

Es gibt keine Zeitgeber-Haltefunktion für Unterspannung.

Stufe 2 kann nur Konstantzeit-Kenngrößen haben. Dies wird im Feld ***U<2 Status*** festgelegt.

Im Feld ***U< Betriebsart*** stehen für jede Stufe Ausgänge für Ein- und Dreiphasenbedingungen zur Verfügung.

14.2.2 LOGIK DES UNTERSPANNUNGSSCHUTZES

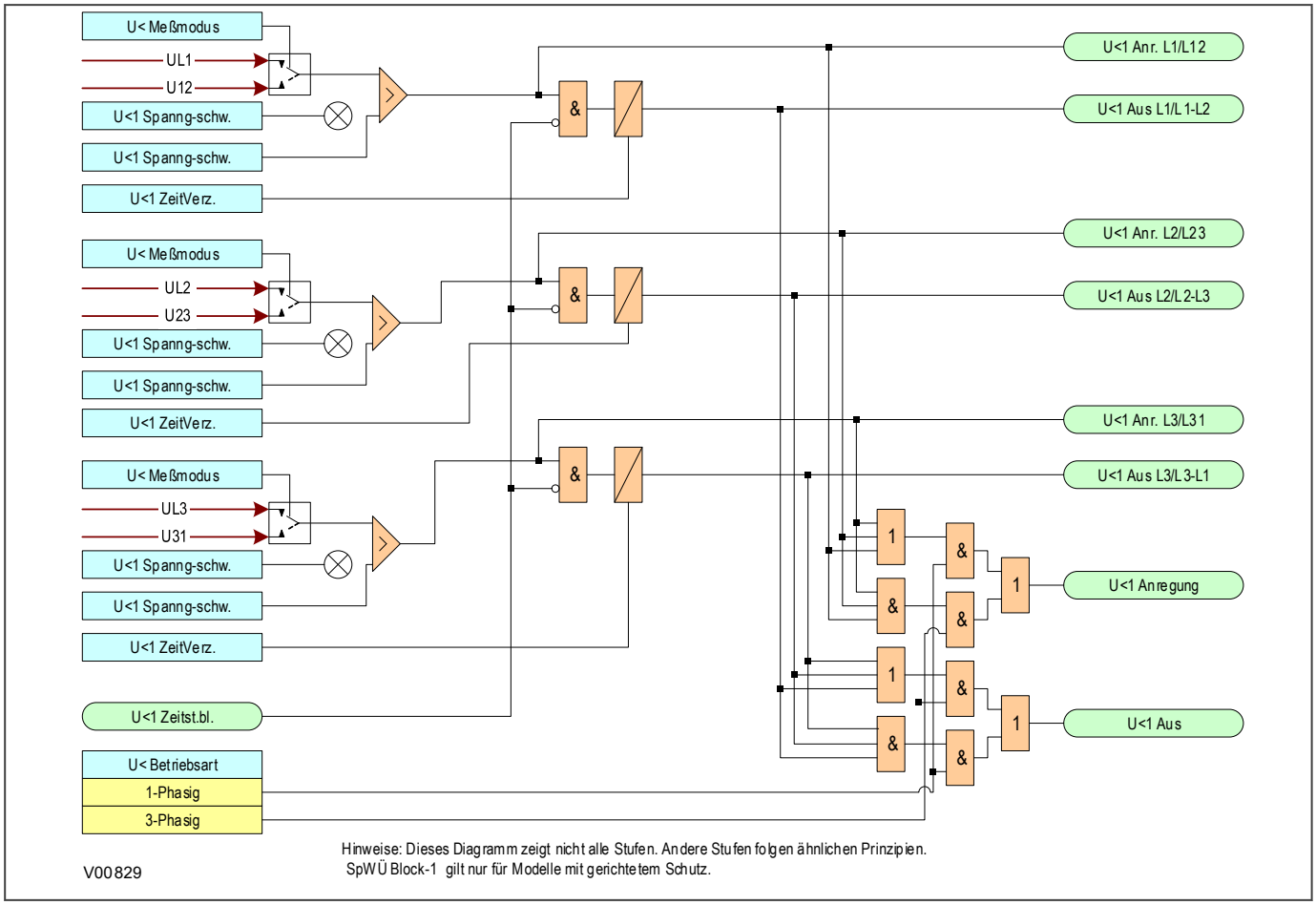


Abbildung 304: Unterspannung – Ein- und Dreiphasen-Auslösemodus (eine Stufe)

Die Unterspannungsschutzfunktion erkennt, wann die Spannung einer bestimmten Stufe unter eine festgelegte Schwelle fällt. Wenn dies geschieht, wird ein ***Anrege*** signal ausgegeben, was bedeutet, dass der Schutz eingeleitet wird. Dieses Anregesignal kann durch das Signal ***SpWÜ Block-1*** und das Signal ***Alle P. stromlos*** blockiert werden. Mit diesem ***Anrege*** signal wird das Zeitgebermodul angesteuert, wodurch das ***Auslöse***signal erzeugt wird, das durch das Unterspannungszeitgeber-Blockiersignal (***U<(n) Zeitst.Bl.***) blockiert werden kann. Für jede Stufe gibt es drei Module für die Erkennung von Phasenunterspannung, und zwar eines für jede Phase. Die drei ***Anrege*** signale für jede der Phasen sind durch eine ODER-Bedingung miteinander verbunden, wodurch ein Dreiphasen-Anregesignal (***U<(n) Anregung***) erzeugt wird, das aktiviert werden kann, wenn eine der drei Phasen (beliebige Phase) beginnt oder wenn alle drei Phasen (drei Phasen) beginnen, was von der gewählten Einstellung ***U< Betriebsmodus*** abhängig ist.

Die Ausgänge der Zeitgebermodule sind die Auslösesignale, die verwendet werden, um das Auslöseausgangsrelais zu betätigen. Diese Auslösesignale sind ebenfalls durch eine ODER-Bedingung miteinander verbunden, wodurch ein Dreiphasen-Auslösesignal erzeugt wird, das auch über die Einstellung ***U< Betriebsmodus*** gesteuert wird.

Wenn eines der oben genannten Signale im Zustand L (niedrig) ist oder in den Zustand L übergeht, bevor der Zeitgeber abgelaufen ist, wird das Zeitgebermodul gesperrt (bzw. zurückgesetzt), bis das Blockiersignal im Zustand H (hoch) ist.

In manchen Fällen darf das Unterspannungselement nicht auslösen: Wenn beispielsweise der geschützte Abzweig stromlos gemacht oder der Leistungsschalter geöffnet wird, wird zwar ein Unterspannungszustand erkannt, aber es wäre nicht sinnvoll, den Schutz zu aktivieren. Zu diesem Zweck wird das ***Anrege*** signal für jede Phase durch das Signal ***Alle P. stromlos*** blockiert. Dies wird durch das Feld ***U<gesp.b.LSAus*** gesteuert, das für jede der Stufen implementiert ist. Wenn das Feld aktiviert ist, wird die entsprechende Stufe durch die integrierte Pol-stromlos-Logik

blockiert. Diese Logik erzeugt einen Ausgang, wenn sie entweder einen offenen Leistungsschalter erkennt, der über Hilfskontakte die Opto-Eingänge des Geräts versorgt, oder wenn sie eine Kombination aus Unterstrom und Unterspannung in einer der Phasen erkennt.

Die als Prozentsatz der eingestellten Spannung definierte Spannungsabfallschwelle kann mittels der Einstellung ***U< Hysterese*** angepasst werden. Ist zum Beispiel unter ***U< Hysterese*** der Voreingestellte Wert gleich `2`, spricht das Schutzgerät bei der eingestellten Spannung an und fällt bei 102 % der eingestellten Spannung ab.

14.2.3 ANWENDUNGSHINWEISE

14.2.3.1 RICHTLINIEN FÜR UNTERSPANNUNGSEINSTELLUNGEN

Bei den meisten Anwendungen ist Ansprechen des Unterspannungsschutzes bei Vorliegen von Erdfehlerbedingungen im Netz nicht erforderlich. Wenn dies der Fall ist, sollten Sie die Messung der Spannung zwischen Phasen auswählen, da das System dadurch weniger anfällig für Einphasenspannungsabfälle ist, die aus Erdfehlern resultieren.

Die Spannungsschwelle für den Unterspannungsschutz sollte bei einem Wert unter den Spannungsabweichungen liegen, die unter normalen Netzbetriebsbedingungen erwartet werden. Diese Schwelle hängt vom betreffenden Netz ab. Typische Spannungsabweichungen in einem störungsfreien Netz liegen im Größenbereich von zehn Prozent des Nennwerts.

Dasselbe gilt für die Zeiteinstellung. Die erforderliche Verzögerungszeit ist davon abhängig, wie lange das System einer reduzierten Spannung standhalten kann.

Bei Zuschaltung von Motorlasten kann eine typische Zeiteinstellung in der Größenordnung von 0,5 Sekunden liegen.

14.3 ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

Überspannungszustände sind im Allgemeinen auf Lastverluste zurückzuführen, mit denen eine Erhöhung der Versorgungsspannung einhergeht. Normalerweise wird diese Situation durch Spannungsregeleinrichtungen wie beispielsweise automatische Spannungsregler oder Laststufenschalter behoben. Wenn es aber nicht möglich ist, die Systemspannung mithilfe dieser Einrichtungen so zu regeln, dass sie im zulässigen Bereich liegt, bleibt das System in einem Überspannungszustand, der behoben werden muss.

Hinweis:
Bei Erdfehlern in einem Energieversorgungsnetz kann eine Erhöhung der Spannung in den störungsfreien Phasen vorkommen. Idealerweise sollte das Netz so bemessen sein, dass es solche Überspannungen über eine definierte Zeit aushält.

14.3.1 IMPLEMENTIERUNG VON ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

Überspannungsschutz wird in der Spalte *SPANNUNGSSCHUTZ* des entsprechenden Parametersatzes implementiert. Die Überspannungsparameter sind im Unterabschnitt *ÜBERSPANNUNG* enthalten.

Das Gerät bietet zwei Stufen des Überspannungsschutzes mit unabhängigen Zeitverzögerungskenngrößen.

Stufe 1 ermöglicht die Auswahl von Ansprechkenngrößen. Sie haben die Wahl zwischen:

- Einer IDMT-Kenngröße
- DT (Konstantzeit)

Dies legen Sie mithilfe der Einstellung ***U>1 Funktion*** fest.

Die IDMT-Kenngröße wird durch folgende Formel definiert:

$$t = K/(M - 1)$$

wobei:

- K = Zeitmultiplikatoreinstellung
- t = Ansprechzeit in Sekunden
- M = Gemessene Spannung/eingestellte Spannung (***U>(n) Spanng-schw.***)

Die Überspannungsstufen können im Feld ***U> Meßmodus*** entweder als Stern- oder Dreieckspannung konfiguriert werden.

Es gibt keine Zeitgeber-Haltefunktion für Überspannung.

Stufe 2 kann nur Konstantzeit-Kenngrößen haben. Dies wird im Feld ***U>2 Status*** festgelegt.

Im Feld ***U > Betriebsart*** stehen für jede Stufe Ausgänge für Ein- und Dreiphasenbedingungen zur Verfügung.

14.3.2 LOGIK DES ÜBERSPANNUNGSSCHUTZES

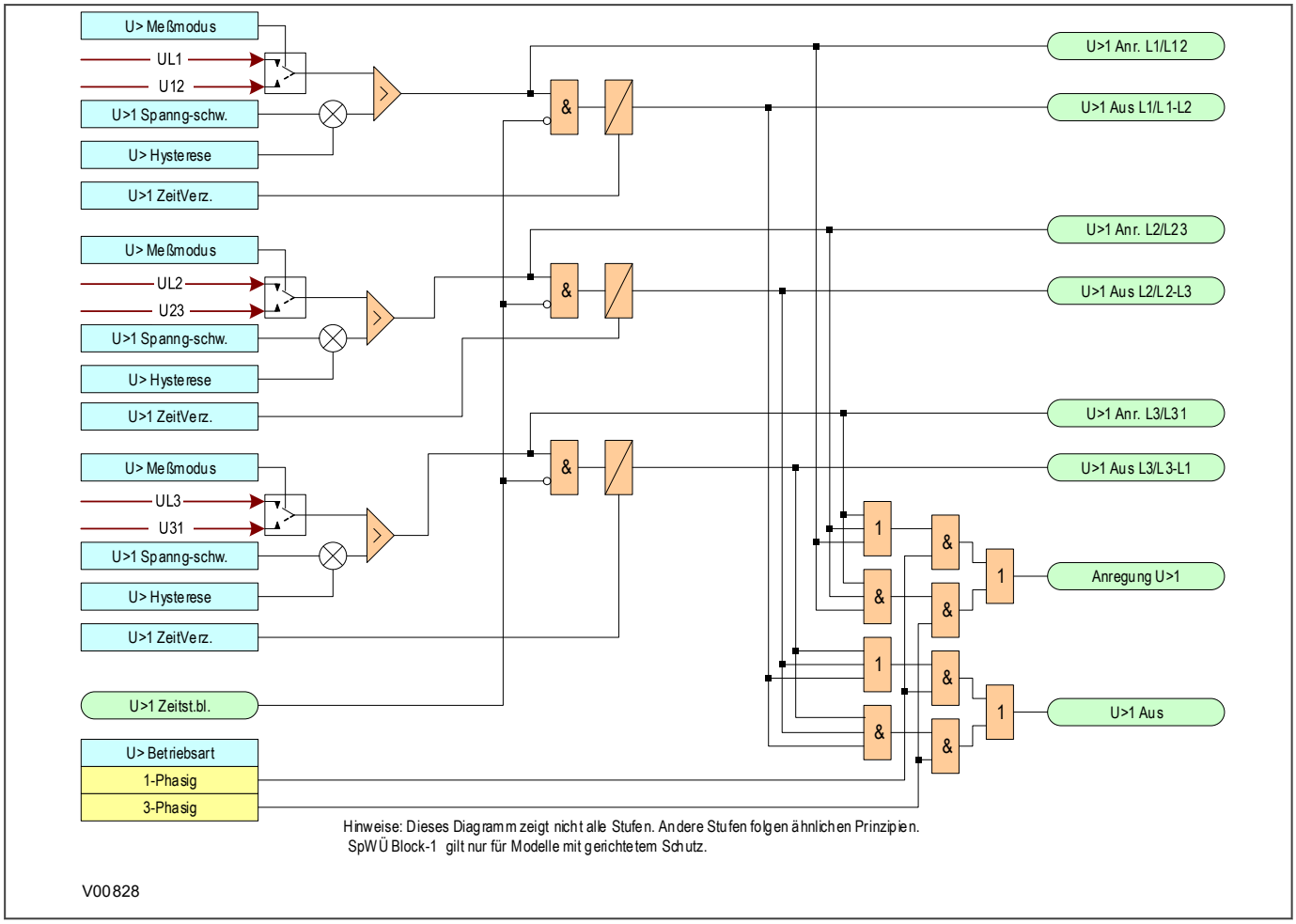


Abbildung 305: Überspannung – Ein- und Dreiphasen-Auslösemodus (eine Stufe)

Die Überspannungsschutzfunktion erkennt, wann die Spannung einer bestimmten Stufe eine festgelegte Schwelle überschreitet. Wenn dies geschieht, wird ein ***Anrege*** signal ausgegeben, was bedeutet, dass der Schutz eingeleitet wird. Dieses Anregesignal kann durch das Signal ***SpWÜ Block-1*** blockiert werden. Mit diesem Anregesignal wird das Zeitgebermodul angesteuert, wodurch das ***Auslöse*** signal erzeugt wird, das durch das Überspannungszeitgeber-Blockiersignal (***U>(n) Zeitst.bl.***) blockiert werden kann. Für jede Stufe gibt es drei Module für die Erkennung von Phasenüberspannung, und zwar eines für jede Phase. Die drei ***Anrege*** signale für jede der Phasen sind durch eine ODER-Bedingung miteinander verbunden, wodurch ein Dreiphasen-Anregesignal (***U>(n) Anregung***) erzeugt wird, das aktiviert werden kann, wenn eine der drei Phasen (beliebige Phase) beginnt oder wenn alle drei Phasen (drei Phasen) beginnen, was von der gewählten Einstellung ***U< Betriebsmodus*** abhängig ist.

Die Ausgänge der Zeitgebermodule sind die Auslösesignale, die verwendet werden, um das Auslöseausgangsrelais zu betätigen. Diese Auslösesignale sind ebenfalls durch eine ODER-Bedingung miteinander verbunden, wodurch ein Dreiphasen-Auslösesignal erzeugt wird, das auch über die Einstellung ***U< Betriebsmodus*** gesteuert wird.

Wenn eines der oben genannten Signale im Zustand L (niedrig) ist oder in den Zustand L übergeht, bevor der Zeitgeber abgelaufen ist, wird das Zeitgebermodul gesperrt (bzw. zurückgesetzt), bis das Blockiersignal im Zustand H (hoch) ist.

Die als Prozentsatz der eingestellten Spannung definierte Spannungsabfallschwelle kann mittels der Einstellung ***U> Hysterese*** angepasst werden. Ist zum Beispiel unter ***U> Hysterese*** der Voreingestellte Wert gleich 2, spricht das Schutzgerät bei der eingestellten Spannung an und fällt bei 98 % der eingestellten Spannung ab.

14.3.3 ANWENDUNGSHINWEISE

14.3.3.1 RICHTLINIEN FÜR ÜBERSPANNUNGSEINSTELLUNG

Mehrere Stufen und ihre entsprechenden Ansprechkenngrößen ermöglichen den Einsatz verschiedener Anwendungen:

- Die Konstantzeit kann für beide Stufen verwendet werden, um die erforderlichen Warn- und Auslösestufen bereitzustellen.
- Die Verwendung der IDMT-Kenngröße erlaubt eine Abstufung der Zeitverzögerung entsprechend der Stärke der Überspannung. Da die Spannungseinstellungen für beide Stufen unabhängig sind, kann die zweite Stufe niedriger als die erste eingestellt werden, um eine verzögerte Warnstufe bereitzustellen.
- Wenn nur eine Stufe des Überspannungsschutzes erforderlich ist oder das Element nur zur Bereitstellung einer Warnung gebraucht wird, kann die andere Stufe deaktiviert werden.

Diese Art des Schutzes muss mit anderen Überspannungsgeräten an anderen Orten im Netz koordiniert werden.

14.4 KOMPENSIERTE ÜBERSPANNUNG

Die Funktion „Kompensierte Überspannung“ berechnet die Mitsystemspannung am entfernten Anschluss mithilfe des lokalen Stroms und der Spannung des Mitsystems sowie der Leitungsimpedanz und -suszeptanz. Dies kann bei langen Übertragungsleitungen verwendet werden, wenn sich Ferranti-Überspannungen bei Zuständen entwickeln, die auf entfernte offene Leistungsschalter zurückzuführen sind.

14.4.1 IMPLEMENTIERUNG DER KOMPENSIERTEN ÜBERSPANNUNG

Die Schutzfunktion „Kompensierte Überspannung“ kann in der Spalte *SPANNUNGSSCHUTZ* unter der Unterüberschrift KOMPENS. U> konfiguriert werden. Die entfernte Spannung wird mithilfe der Leitungsimpedanzeinstellungen und der Leitungsladeadmittanz in der Spalte *LEITUNGSDATEN* berechnet.

Das Schutzgerät verwendet das Übertragungsleitungsmodell [A,B,C,D], wobei folgende Parameter gegeben sind:

- Gesamtimpedanz Z = $z\angle\theta$ Ohm
- Gesamtsuszeptanz Y = $y\angle -90°$
- Leitungslänge l

Die entfernte Spannung wird mithilfe der folgenden Gleichungen berechnet:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}r \\ \bar{I}r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D - C \\ -BA \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{V}s \\ \bar{I}s \end{bmatrix}$$

wobei

- U_r ist die Spannung am Empfangsende
- I_r ist der Strom am Empfangsende
- U_s ist die gemessene Spannung am Sendeende
- I_s ist der gemessene Strom am Sendeende
- A = D = cosh(y.l)
- B = Z_c.sinh(y.l)
- C = Y_c.sinh(y.l)
- y.l = √(Z.Y)
- Z_c = 1/Y_c = √(Z/Y)
- Y = Kapazitive Ladesuszeptanz der gesamten Leitung
- Z_c = Charakteristische Impedanz der Leitung (Wellenwiderstand)

Zwei Stufen stellen bei Bedarf sowohl Warn- als auch Auslösestufen bereit. Beide Stufen können unabhängig eingestellt werden.

Stufe 1 kann im Feld `U1>1 Kmp.Fkt.` auf `AMZ`, `Konstantzeit` oder ***Ausgeschaltet*** gesetzt werden. Stufe 2 ist nur als Konstantzeit definiert und wird im Feld ***U1>2 Kmp.Status*** aktiviert bzw. deaktiviert.

Die AMZ-Kennlinie der ersten Stufe wird durch folgende Formel definiert:

$$t = K/(M - 1)$$

wobei:

- K = Zeitmultiplikatoreinstellung
- t = Ansprechzeit in Sekunden
- M = Entfernte berechnete Spannung/eingestellte Spannung des Schutzgeräts

14.4.2 LOGIK DER KOMPENSIERTEN ÜBERSPANNUNG

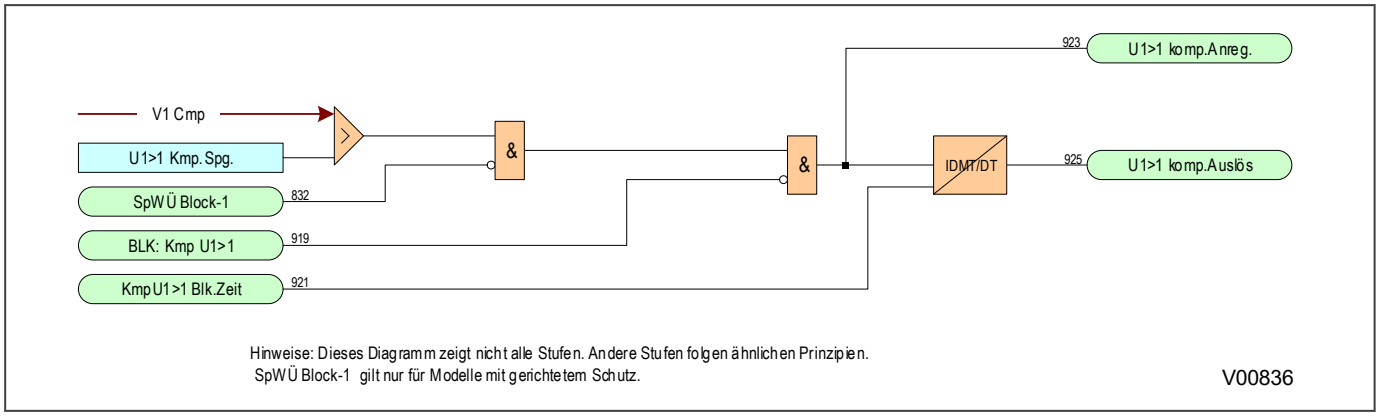


Abbildung 306: Logik der kompensierten Überspannung

Das Modul für kompensierte Überspannung (***V1 Cmp***) ist ein Pegeldetektor, der erkennt, wann die Spannung einer Stufe eine festgelegte Schwelle überschreitet. Wenn dies geschieht, gibt der Vergleicherausgang ein ***Anrege***signal (***U1>(n) komp.Anreg.***) aus, was bedeutet, dass die Anregung des Schutzes eingeleitet wird. Dieses Anregesignal kann durch das Signal ***SpWÜ Block-1*** blockiert werden. Mit diesem ***Anrege*** signal wird das Zeitgebermodul angesteuert. Der Ausgang des Zeitgebermoduls ist das Signal ***U1>(n) komp.Auslös***, das verwendet wird, um das Auslöseausgangsrelais zu betätigen.

Die als Prozentsatz der eingestellten Spannung definierte Spannungsabfallschwelle kann mittels der Einstellung ***Komp U Hysterese*** angepasst werden. Ist zum Beispiel unter ***Komp U Hysterese*** der Voreingestellte Wert gleich *2*, spricht das Schutzgerät bei der eingestellten Spannung an und fällt bei 98 % der eingestellten Spannung ab.

14.4.3 ANWENDUNGSHINWEISE

14.4.3.1 RICHTLINIEN FÜR DIE EINSTELLUNG DER KOMPENSIERTEN ÜBERSPANNUNG

Zwei Stufen und die entsprechenden Ansprechkenngrößen ermöglichen den Einsatz verschiedener Anwendungen:

- Die Konstantzeit kann für beide Stufen verwendet werden, um die erforderlichen Warn- und Auslösestufen bereitzustellen.
- Die Verwendung der IDMT-Kenngröße erlaubt eine Abstufung der Zeitverzögerung entsprechend der Höhe der Überspannung. Da die Spannungseinstellungen für beide Stufen unabhängig sind, kann die zweite Stufe niedriger als die erste eingestellt werden, um eine verzögerte Warnstufe bereitzustellen.
- Wenn nur eine Stufe des Überspannungsschutzes erforderlich ist oder das Element nur zur Bereitstellung einer Warnung gebraucht wird, kann die andere Stufe deaktiviert werden.

Diese Art des Schutzes muss mit anderen Überspannungsgeräten an anderen Orten im Netz koordiniert werden.

14.5 NULLÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

Bei einem störungsfreien Dreiphasenstromversorgungssystem ist die Summe der Dreiphasen- und Erdspannungen gleich null, da es sich um die Vektorsumme von drei ausgeglichenen Vektoren handelt, die um 120 Grad voneinander versetzt sind. Wenn jedoch ein Erdfehler im Primärnetz auftritt, wird dieses Gleichgewicht gestört und eine Nullspannung erzeugt. Dieser Zustand verursacht einen Anstieg der Nullspannung in Bezug auf Erde. Aus diesem Grunde wird diese Art des Schutzes auch als Nullspannungsverschiebung oder kurz UE bezeichnet.

Diese Restspannung kann (von den Phasenspannungen) abgeleitet oder (mithilfe des systemunabhängigen Delta-SpW einer bestimmten Messklasse) gemessen werden. Abgeleitete Werte werden üblicherweise nur dann verwendet, wenn die Messfunktion (SpW einer speziellen Messklasse) nicht vom Modell unterstützt wird. Wenn ein SpW einer Messklasse verwendet wird, um eine gemessene Restspannung zu produzieren, kann er nicht für andere Funktionen wie beispielsweise die Synchronisierungsprüfung verwendet werden.

Dadurch bietet sich eine alternative Möglichkeit der Erkennung von Erdfehlern, bei der keine Messung des Stroms erforderlich ist. Dies kann insbesondere für hochohmig geerdete oder isolierte Systeme von Vorteil sein, bei denen die Bereitstellung von Kabelumbaustromwandlern an jeder Speiseleitung entweder unpraktisch oder unwirtschaftlich sein kann. Auch kann dies zur Bereitstellung von Erdfehlerschutz für Geräte ohne Stromwandler von Vorteil sein.

14.5.1 IMPLEMENTIERUNG VON NULLÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

Nullüberspannungsschutz wird in der Spalte *UEN>* des entsprechenden Parametersatzes implementiert.

Manche Anwendungen erfordern mehr als eine Stufe. Ein isoliertes Netz kann beispielsweise eine Warnstufe und eine Auslösestufe erfordern. In einem solchen Fall ist es üblich, das Netz so auszulegen, dass es den Überspannungen der störungsfreien Phasen nach einem Erdfehler mehrere Stunden lang standhält. Bei solchen Anwendungen wird sofort nach Erkennung des Zustands eine Warnung ausgegeben, die auf das Vorhandensein eines Erdfehlers im Netz hinweist. Damit wird den Bedienern Zeit gegeben, den Fehler zu orten und zu isolieren. Die zweite Stufe des Schutzes kann ein Auslösesignal ausgeben, wenn der Fehlerzustand anhält.

Das Gerät bietet zwei Stufen des berechneten Restüberspannungsschutzes mit unabhängigen Zeitverzögerungskenngrößen.

Stufe 1 ermöglicht die Auswahl von Ansprechkenngrößen. Sie haben die Wahl zwischen:

- Eine AMZ-Kenngröße
- DT (Konstantzeit)

Die AMZ-Kenngröße wird durch folgende Formel definiert:

$$t = K/(M - 1)$$

Wobei:

- K = Zeitmultiplikatoreinstellung
- t = Ansprechzeit in Sekunden
- M = berechnete Restspannung (***UN> Spanng-sch.***)

Dies legen Sie mithilfe der Einstellung ***UE>1 Funktion*** fest.

Stufe 1 bietet zudem eine Zeitgeber-Haltefunktion.

Stufe 2 kann nur Konstantzeit-Kenngrößen haben. Dies wird in der Zelle ***UE>2 Status*** festgelegt.

Das Gerät berechnet die Restspannung intern aus den Dreiphasenspannungseingängen, die entweder von einem Fünfschenkel-Spannungswandler oder drei Einphasenspannungswandlern kommen. Diese Spannungswandler bieten einen Pfad für den Reststrom und erlauben dem Gerät, die erforderliche Restspannung zu berechnen. Außerdem muss der primäre Sternpunkt des Spannungswandlers geerdet sein. Dreischenkel-Spannungswandler haben keinen Pfad für Reststrom und sind darum für diese Schutzart ungeeignet.

14.5.2 LOGIK DES NULLÜBERSPANNUNGSSCHUTZES

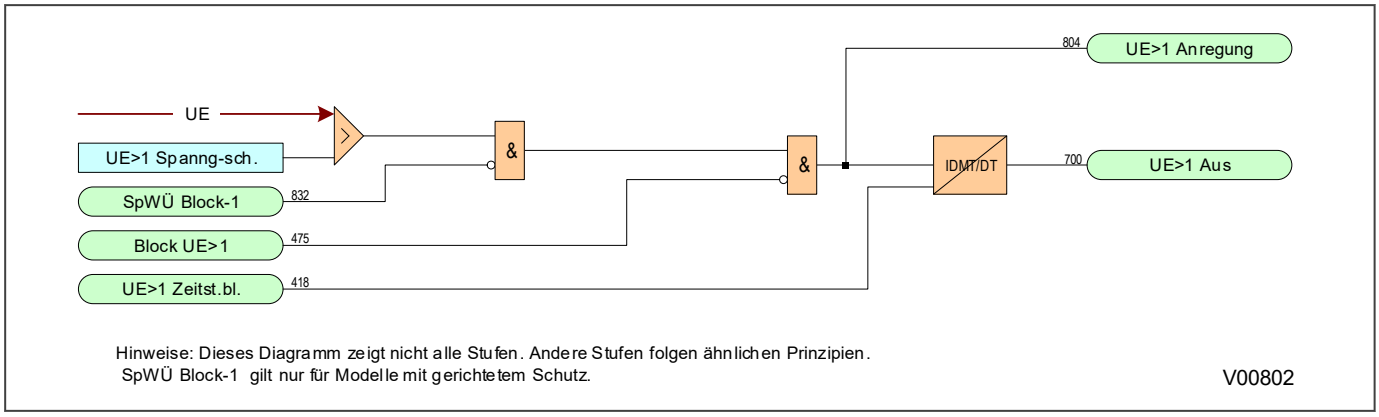


Abbildung 307: Logik des Nullüberspannungsschutzes

Das Nullüberspannungsmodul (UE>) ist ein Pegeldetektor, der erkennt, wann die Spannung jeder Stufe eine festgelegte Schwelle überschreitet. Wenn dies geschieht, gibt der Vergleicherausgang ein ***Anregung***-Signal (***UE>(n) Anregung***) aus, was bedeutet, dass der Schutz eingeleitet wird. Dieses Anregesignal kann durch das Signal ***SpWÜ Block-1*** blockiert werden. Mit diesem ***Anregung***-Signal wird das Zeitgebermodul angesteuert. Der Ausgang des Zeitgebermoduls ist das Signal ***UE> (n) Aus***, das verwendet wird, um das Auslöseausgangsrelais zu betätigen.

14.5.3 ANWENDUNGSHINWEISE

14.5.3.1 BERECHNUNG FÜR STARR GEERDETE SYSTEME

Folgendes wird angenommen: Phase L1 steht im Verhältnis zu einem Erdfehler in einem einfachen radialen System.

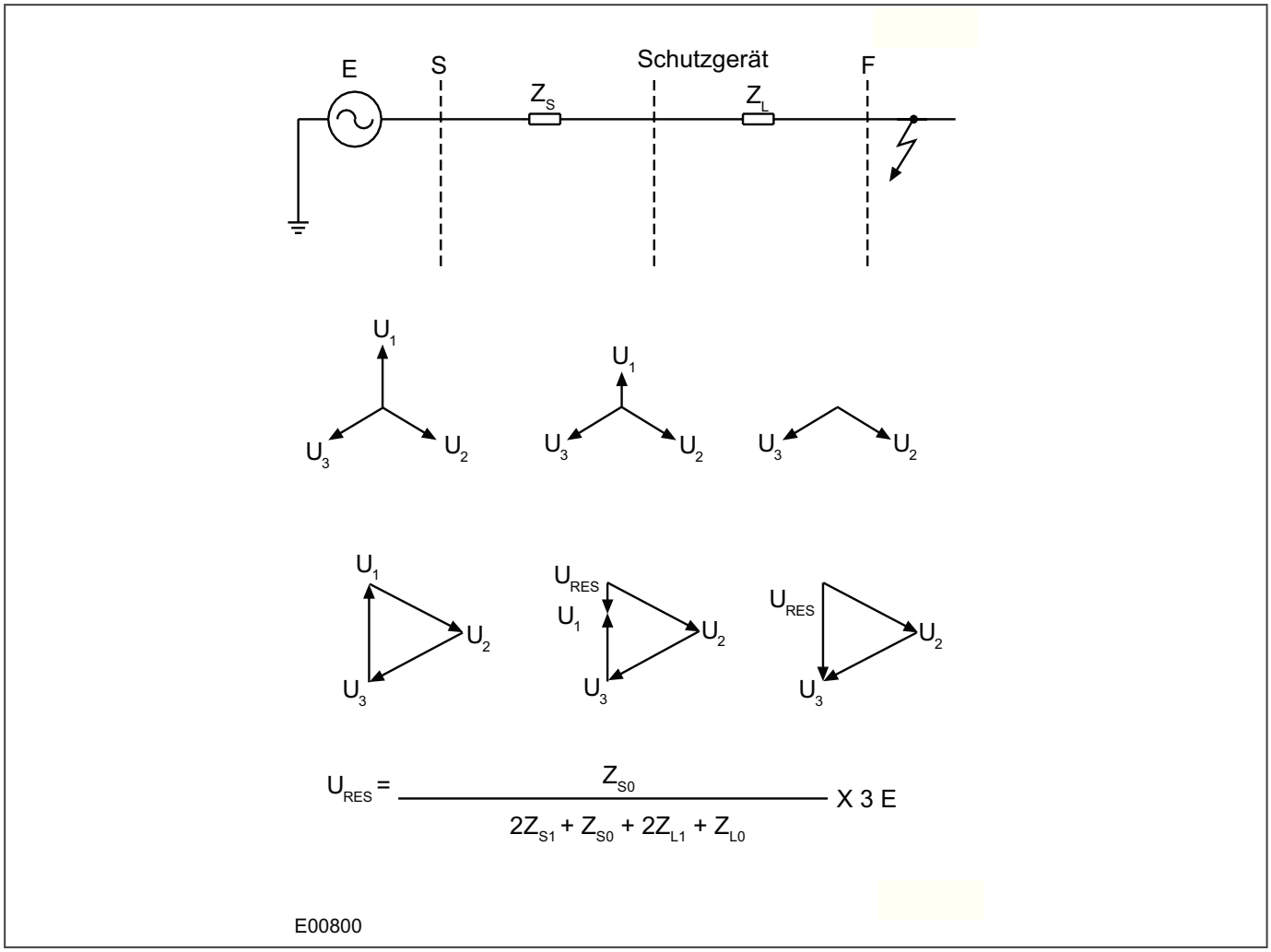


Abbildung 308: Restspannung für ein starr geerdetes System

Wie aus dem obigen Diagramm ersichtlich ist, hängt die an einem starr geerdeten System gemessene Restspannung nur von dem Verhältnis zwischen der Quellenimpedanz hinter dem Schutz und der Leitungsimpedanz vor dem Schutz bis zum fehlerhaften Punkt ab. Bei einem sehr weit entfernten Fehler ist das Z_S/Z_L-Verhältnis klein, woraus eine entsprechend kleine Restspannung resultiert. Aus diesem Grunde funktioniert der Schutz nur bei Fehlern, die innerhalb einer bestimmten Reichweite des Systems liegen. Der maximale Abstand hängt von der Einstellung des Geräts ab.

14.5.3.2 BERECHNUNG FÜR WIDERSTANDSGEERDETE SYSTEME

Folgendes wird angenommen: Phase L1 steht im Verhältnis zu einem Erdfehler in einem einfachen radialen System.

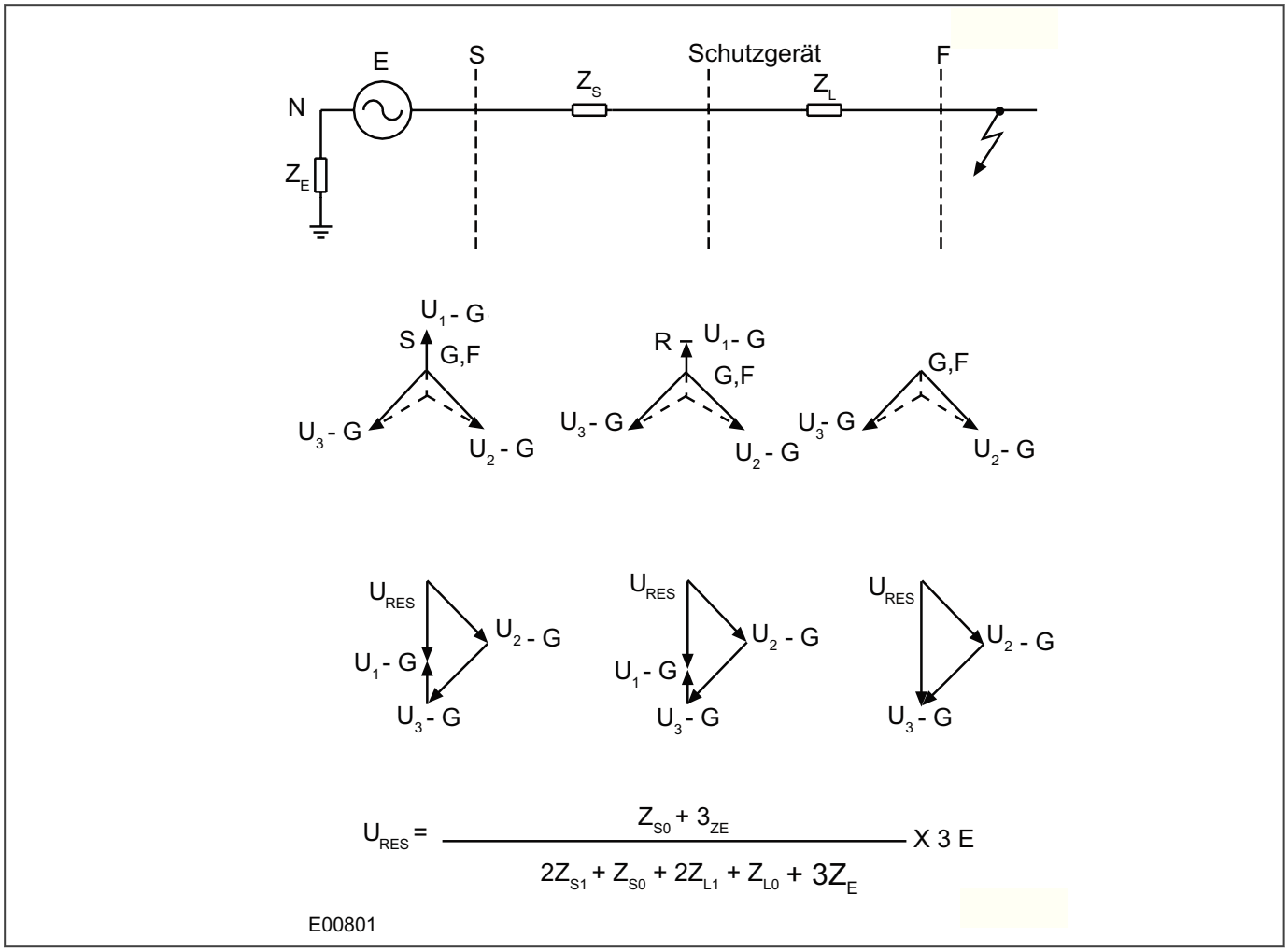


Abbildung 309: Restspannung für ein widerstandsgeerdetes System

Ein widerstandsgeerdetes System erzeugt immer eine relativ hohe Restspannung, da die Nullstrom-Quellimpedanz jetzt die Erdimpedanz einschließt. Daraus folgt, dass die durch einen Erdfehler in einem isolierten Netz erzeugte Restspannung den höchstmöglichen Wert annimmt (3 x Phase-Sternpunkt-Spannung), da die Nullsystem-Quellimpedanz unendlich ist.

14.5.3.3 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Die auf die Elemente angewandte Spannungseinstellung hängt von der Größe der Restspannung ab, die bei einem Erdfehlerzustand zu erwarten ist. Dies wiederum ist von der angewandten Methode der Systemerdung abhängig.

Auch müssen Sie sicherstellen, dass die Schutzeinstellung über dem stationären Pegel der Restspannung liegt, die im System vorhanden sein kann.

KAPITEL 15

FREQUENZSCHUTZFUNKTIONEN

15.1 KAPITELÜBERSICHT

Das Gerät bietet eine Reihe von Frequenzschutzfunktionen. In diesem Kapitel werden diese Funktionen sowie die Grundsätze, die logischen Diagramme und die Anwendungen beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 470

Frequenzschutz 471

Schutz, der auf die unabhängige Frequenzänderungsgeschwindigkeit reagiert 474

15.2 FREQUENZSCHUTZ

Die Erzeugung und der Verbrauch von Strom in einem industriellen, Verteilungs- oder Übertragungsnetz muss gut ausgewogen sein. Solche elektrischen Netze sind dynamische Gebilde mit ständig wechselnden Lasten und Versorgungsgrößen, die ständig die Systemfrequenz beeinflussen. Eine erhöhte Belastung führt zu einer Reduzierung der Netzfrequenz, wodurch die Stromerzeugung erhöht werden muss, um die Versorgungsfrequenz beizubehalten. Umgekehrt führt eine verringerte Belastung zu einer Erhöhung der Netzfrequenz, wodurch die Stromerzeugung reduziert werden muss. Plötzliche Belastungsschwankungen können zu schnellen Änderungen der Frequenz führen. Diesem Zustand muss rasch entgegengewirkt werden.

Wenn nicht rechtzeitig entsprechende Maßnahmen ergriffen werden, kann die Frequenz bis zu einem Punkt abfallen, an dem das Netz zusammenbricht, was schwerwiegende Folgen hat.

Normalerweise sind Generatoren für ein bestimmtes Frequenzband ausgelegt. Der Betrieb außerhalb dieses Bands kann zu mechanischem Schaden an den Turbinenschaufeln führen. Schutz vor solchen Ereignissen ist erforderlich, wenn sich die Frequenzwerte auch dann nicht verbessern, nachdem ein Lastabwurf durchgeführt wurde. Diese Schutzart kann bei starkem Frequenzabfall für Bedienerwarnungen oder Turbinenauslösungen verwendet werden.

Es sind mehrere Methoden erforderlich, um für die Stabilität der Systemfrequenz zu sorgen. Der Frequenzschutz dieses Geräts bietet sowohl Unter- als auch Überfrequenzschutz.

Frequenzschutz wird in der Spalte *FREQUENZSCHUTZ* des entsprechenden Parametersatzes implementiert.

15.2.1 UNTERFREQUENZSCHUTZ

Eine reduzierte Netzfrequenz bedeutet, dass die Netzlast höher als die Stromerzeugung ist. Solch ein Zustand kann auftreten, wenn ein zusammengeschaltetes System getrennt wird und die Last, die weiterhin einem der Teilsysteme zugeschaltet ist, über der Kapazität der Generatoren im betreffenden Teilsystem liegt. In Industrieanlagen, deren Lasten von Versorgungseinrichtungen abhängig sind, treten Unterfrequenzen auf, wenn eingehende Leitungen unterbrochen werden.

Viele industrielle Lasten haben begrenzte Toleranzen für die Betriebsfrequenz und Drehzahlen (beispielsweise von Synchronmotoren). Eine anhaltende Unterfrequenz wirkt sich auf die Stabilität des Netzes aus, und eine dadurch bedingte Störung kann zu Schäden an Geräten und sogar Ausfällen führen. Darum ist ein Schutz vor Unterfrequenzen unerlässlich.

15.2.1.1 IMPLEMENTIERUNG VON UNTERFREQUENZSCHUTZ

Einfacher Unterfrequenzschutz wird in der Spalte FREQUENZSCHUTZ des entsprechenden Parametersatzes konfiguriert.

Das Gerät bietet vier Stufen des Unterfrequenzschutzes. Die Funktion verwendet folgende Einstellungen (nur für Stufe 1 dargestellt – andere Stufen richten sich nach denselben Prinzipien):

- ***F<1 Status:*** zur Aktivierung bzw. Deaktivierung des Unterfrequenzschutzes für die relevante Stufe
- ***F<1 Einstellung***: zum Definieren der Frequenz-Ansprecheinstellung
- ***F<1 ZeitVerz***: zum Festlegen der Zeitverzögerung

15.2.1.2 LOGIK DES UNTERFREQUENZSCHUTZES

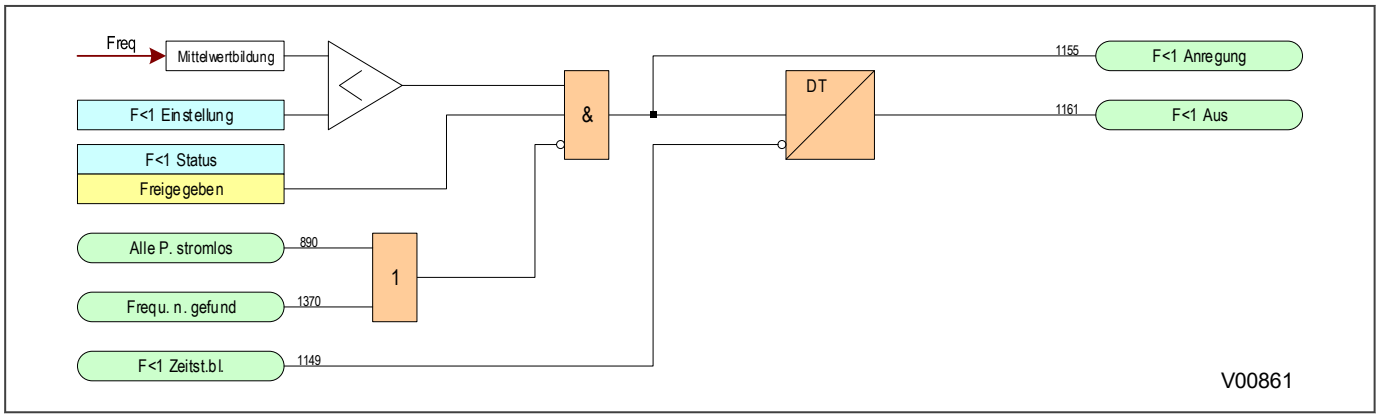


Abbildung 310: Unterfrequenzlogik (eine Stufe)

Wenn die Frequenz unterhalb der Einstellung liegt und nicht blockiert ist, wird der Konstantzeit-Zeitgeber gestartet. Wenn die Frequenz nicht bestimmt werden kann, wird die Funktion blockiert.

15.2.1.3 ANWENDUNGSHINWEISE

15.2.1.3.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Um die Auswirkungen von Unterfrequenz zu minimieren, kann ein mehrstufiger Lastabwurfplan mit priorisierten und gruppierten Lasten verwendet werden. Während eines Unterfrequenzzustands können die Lastgruppen nacheinander getrennt werden, wobei die Gruppe mit der höchsten Priorität zuletzt getrennt wird.

Die Wirksamkeit jeder Lastabwurfstufe hängt von der Proportion des jeweiligen Stromdefizits ab. Wenn die Lastabwurfstufe im Vergleich zum gegebenen Stromerzeugungsdefizit zu klein ist, wird möglicherweise keine Verbesserung des Frequenzzustands erreicht. Dies sollte bei der Bildung der Lastgruppen berücksichtigt werden.

Die Zeitverzögerungen sollten ausreichen, damit vorübergehende Frequenzabfälle neutralisiert werden können und den Frequenzsteuerungen genügend Reaktionszeit verbleibt. Allerdings sollten sie nicht übermäßig lang sein, da dadurch die Stabilität des Netzes gefährdet werden kann. Es sind Zeitverzögerungseinstellungen von fünf bis 20 Sekunden üblich.

Die Schutzfunktion sollte so eingestellt werden, dass die vorgegebenen Frequenzzeitgrenzen für den Generatorsatz nicht verletzt werden. Normalerweise sollte dauerhaft eine Unterfrequenz von zehn Prozent beibehalten werden.

15.2.2 ÜBERFREQUENZSCHUTZ

Die Netzfrequenz wird erhöht, wenn die Leistung für den mechanischen Antrieb eines Generators größer als die abgegebene elektrische Leistung ist. Dies kann beispielsweise passieren, wenn ein plötzlicher Lastverlust eintritt, der auf die Auslösung einer Speiseleitung zurückzuführen ist, die von der Anlage zu einem Lastzentrum führt. Unter solchen Bedingungen würde der Regler normalerweise schnell reagieren, um ein Gleichgewicht zwischen der mechanischen Leistung und der elektrischen Leistung herzustellen, wodurch die normale Frequenz wiederhergestellt wird. Überfrequenzschutz ist zur Unterstützung erforderlich, wenn die Steuerungsanlage zu langsam reagiert.

15.2.2.1 IMPLEMENTIERUNG VON ÜBERFREQUENZSCHUTZ

Einfacher Überfrequenzschutz wird in der Spalte FREQUENZSCHUTZ des entsprechenden Parametersatzes konfiguriert.

Das Gerät bietet zwei Stufen des Überfrequenzschutzes. Die Funktion verwendet folgende Einstellungen (nur für Stufe 1 dargestellt – andere Stufen richten sich nach denselben Prinzipien):

- ***F>1 Status:*** zur Aktivierung bzw. Deaktivierung des Unterfrequenzschutzes für die relevante Stufe
- ***F>1 Einstellung***: zum Definieren der Frequenz-Ansprecheinstellung
- ***F>1 ZeitVerz***: zum Festlegen der Zeitverzögerung

15.2.2.2 LOGIK DES ÜBERFREQUENZSCHUTZES

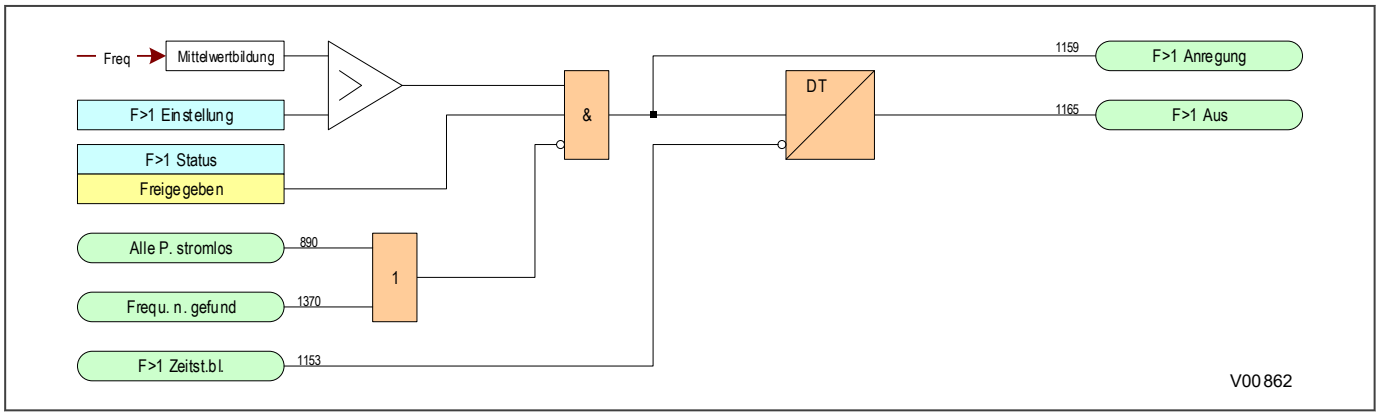


Abbildung 311: Überfrequenzlogik (eine Stufe)

Wenn die Frequenz über der Einstellung liegt und nicht blockiert ist, startet der Konstantzeit-Zeitgeber. Wenn dieser abgelaufen ist, wird eine Auslösung erzeugt. Wenn die Frequenz nicht bestimmt werden kann, wird die Funktion blockiert.

15.2.2.3 ANWENDUNGSHINWEISE

15.2.2.3.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Nach Änderungen im Netz, die durch Fehler oder andere Betriebseinflüsse verursacht werden, ist es möglich, dass mehrere Teilsysteme innerhalb des Stromnetzes gebildet werden. Es ist wahrscheinlich, dass der Betrieb dieser Teilsysteme durch ein Ungleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Last beeinträchtigt wird. Die „Inseln“, bei denen die Stromerzeugung größer als die vorhandene Last ist, sind von Überfrequenzzuständen abhängig. Schwerwiegende Überfrequenzzustände können für viele industrielle Lasten inakzeptabel sein, da diese Zustände die Drehzahlen von Motoren beeinflussen. Das Überfrequenzelement kann eine solche Bedingung erkennen.

15.3 SCHUTZ, DER AUF DIE UNABHÄNGIGE FREQUENZÄNDERUNGSGESCHWINDIGKEIT REAGIERT

Bei sehr große Lasten können Ungleichgewichte entstehen, aus denen ein schneller Abfall der Systemfrequenz resultiert. Diese Situation kann sich verschlimmern, wodurch es unwahrscheinlich wird, dass ein Lastabwurf von einer oder zwei Stufen diesen schnellen Frequenzabfall aufhalten kann. In solch einer Situation muss der normale Unterfrequenzschutz durch einen Schutz ergänzt werden, der auf die Frequenzänderungsgeschwindigkeit reagiert. Es wird also ein Element benötigt, das einen schnellen Frequenzabfall erkennt und den Lastabwurf dementsprechend anpasst.

Ein solcher Schutz kann dicht an der Nennfrequenz liegende Frequenzschwankungen erkennen und rechtzeitig vor der Entwicklung eines Frequenzproblems warnen. Das Element kann auch verwendet werden, um Bediener zu warnen, wenn ungewöhnlich hohe Systemfrequenzschwankungen erkannt werden.

15.3.1 IMPLEMENTIERUNG DES SCHUTZES, DER AUF DIE UNABHÄNGIGE FREQUENZÄNDERUNGSGESCHWINDIGKEIT REAGIERT

Das Gerät bietet vier unabhängige Schutzstufen. Jede Stufe kann auf steigende oder fallende Frequenzen reagieren. Dies ist davon abhängig, ob die festgelegte Frequenzschwelle über oder unter der Systemnennfrequenz liegt. Wenn die Frequenzschwelle beispielsweise über der Nennfrequenz liegt, wird die Einstellung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit als positiv betrachtet, und das Element ist bei steigenden Frequenzen aktiv. Wenn die Frequenzschwelle unter der Nennfrequenz liegt, wird die Einstellung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit als negativ betrachtet, und das Element ist bei fallenden Frequenzen aktiv.

Die Funktion verwendet die nachfolgenden Einstellungen (nur für Stufe 1 gezeigt – andere Stufen folgen den gleichen Prinzipien).

- ***df/dt MittelZyk*** zum Berechnen die Frequenzänderungsgeschwindigkeit über einen festen Zeitraum von mehreren Zyklen.
- ***df/dt>1 Status***: zum Bestimmen, ob die Stufe für fallende oder steigende Frequenzen verwendet wird
- ***df/dt>1 Einstell***: zum Definieren der Ansprecheinstellung für die Frequenzänderungsgeschwindigkeit
- ***df/dt>1 Zeitverz***: zum Einstellen der Zeitverzögerung
- ***df/dt>1 Richtung***: zum Einstellen der Änderungsrichtung, die Sie prüfen möchten (positiv, negativ oder beides)

Außerdem sind für jede Stufe Anrege-, Auslöse- und Zeitgeber-Blockier-DDB-Signale sowie ein Blockiersignal zum Blockieren aller vier Stufen verfügbar.

Hinweis:
Es wird empfohlen, nur df/dt-Einstellungen <8 Hz/s zu verwenden, um die für die Ansprech- und Betriebszeit erforderliche Leistungsgenauigkeit beizubehalten und sicherzustellen, dass das Schutzgerät innerhalb des Frequenzbetriebsbereichs, 45 bis 65 Hz, ist.

15.3.2 LOGIK DES SCHUTZES, DER AUF DIE UNABHÄNGIGE FREQUENZÄNDERUNGSGESCHWINDIGKEIT REAGIERT

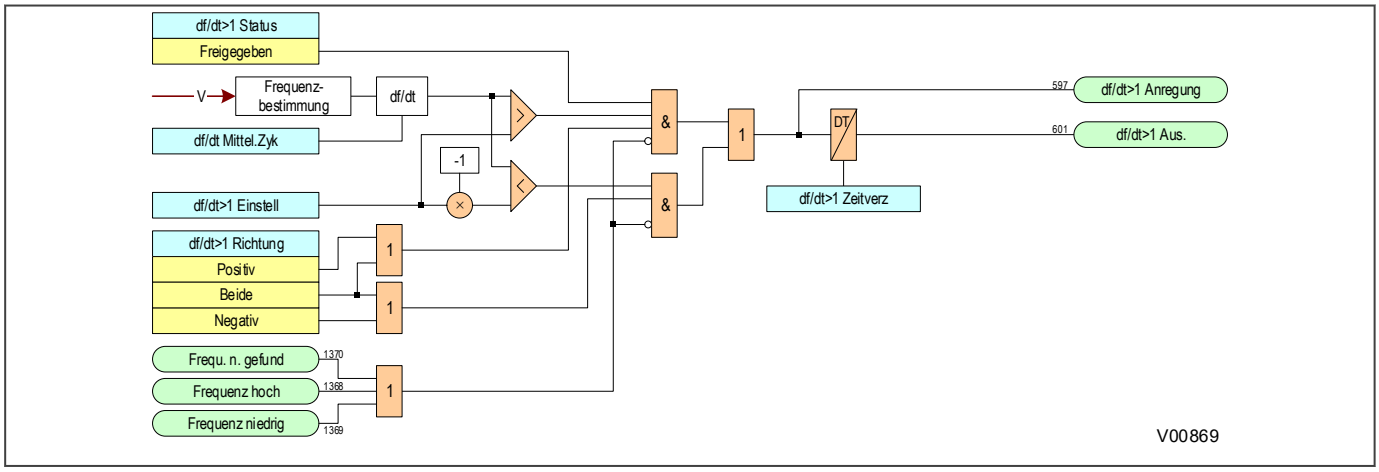


Abbildung 312: Logik der Frequenzänderungsgeschwindigkeit (einzelne Stufe)

KAPITEL 16

LEISTUNGSSCHUTZFUNKTIONEN

16.1 KAPITELÜBERSICHT

Stromschutz wird zum Schutz von Generatoren verwendet. Obwohl die Hauptfunktion dieses Gerätes für Abgangsfelder vorgesehen ist, eignet es sich auch als kostengünstige Alternative für den Schutz von kleinen dezentralen Generatoren mit einer Leistung von maximal 2 MW.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 477

Überleistungsschutz 478

Unterleistungsschutz 482

16.2 ÜBERLEISTUNGSSCHUTZ

Bei Überleistungsschutz wird zwischen zwei Zuständen unterschieden: Vorwärts gerichteter Überleistung und rückwärts gerichteter Überleistung.

Der Zustand der vorwärts gerichteten Überleistung liegt vor, wenn die Belastung des Systems zu groß ist. Ein Generator ist darauf ausgelegt, eine bestimmte Menge Leistung zu liefern. Wenn ein Generator versucht, mehr Leistung zu liefern als seiner Nennleistung entspricht, kann er beschädigt werden. Aus diesem Grunde kann der Überleistungsschutz in Vorwärtsrichtung zur Überlastsignalisierung verwendet werden. Auch kann er als Sicherungsschutz gegen Ausfälle des Reglers und der Steuerungsanlage verwendet werden. Im Allgemeinen wird das Überleistungsschutzelement so eingestellt, dass seine Nennleistung über der maximalen Nennleistung der Maschine liegt.

Der Zustand der rückwärts gerichteten Überleistung liegt vor, wenn die Antriebsmaschine des Generators ausfällt. Wenn dies passiert, kann der Generator vom Netz mit Strom versorgt werden, wodurch er im Motorbetrieb weiterläuft. Die Umkehrung des Stromflusses infolge eines Ausfalls der Antriebsmaschine kann großen Schaden verursachen. Darum ist es sehr wichtig, dass ein solcher Zustand mithilfe eines Rückwärtsüberleistungs-Elements erkannt wird.

16.2.1 IMPLEMENTIERUNG DES ÜBERLEISTUNGSSCHUTZES

Überleistungsschutz wird in der Spalte *LEISTUNGSSCHUTZ* des entsprechenden Parametersatzes implementiert.

Die Leistungsschutzelemente bieten vier Stufen des Richtungsschutzes für sowohl Wirk- als auch Blindleistung, die als Überleistung konfiguriert werden können, indem der Wert `Über` in der Einstellung ***Lstg1 Funktion*** (oder eine andere Stufe) ausgewählt wird. Das Richtungselement kann als vorwärts oder rückwärts gerichtetes Element und für Ein- oder Dreiphasenauslösungen konfiguriert werden.

Die Elemente verwenden Drei- und Einphasenstrommessungen (auf der Basis der Phasen L1, L2 und/oder L3) als Erregungsgrößen. Ein Startzustand liegt vor, wenn zwei aufeinander folgende Messungen über der Einstellschwelle liegen. Ein Auslösezustand liegt vor, wenn der Startzustand für die eingestellte Zeitverzögerung vorliegt. Dies kann bei Bedarf durch die SpWÜ Block-2- und Pol-stromlos-Logik unterbunden werden.

Der Start- und Auslösungszeitgeber wird zurückgesetzt, wenn die Leistung unter den Abfallwert fällt oder wenn ein Sperrzustand vorliegt. Der Rücksetzungsmechanismus ist der Überstromrücksetzungsfunktion ähnlich, wobei der prozentuale Anteil der verstrichenen Zeit für den Betätigungszeitgeber gespeichert wird, damit eine Zeitverzögerung für die Rücksetzung festgelegt werden kann. Wenn erneut der Startzustand eintritt, bevor der Rücksetzungszeitgeber abgelaufen ist, wird die Laufzeit anhand des gespeicherten Laufzeitwerts initialisiert. Anderenfalls wird der gespeicherte Wert auf null zurückgesetzt, nachdem der Rücksetzungszeitgeber abgelaufen ist.

16.2.2 ÜBERSTROMLOGIK

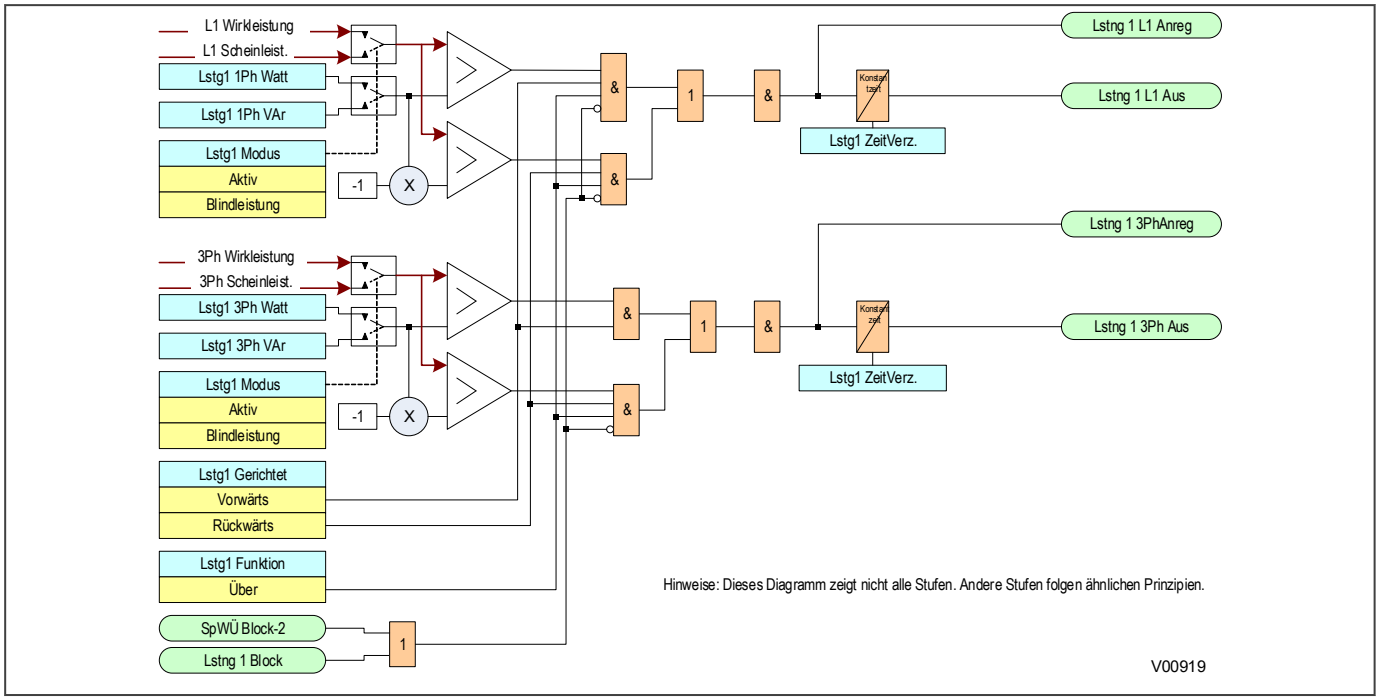


Abbildung 313: Überstromlogik

16.2.3 ANWENDUNGSHINWEISE

16.2.3.1 RICHTLINIEN ZUR EINSTELLUNG DER VORWÄRTS GERICHTETEN ÜBERLEISTUNG

Die eingestellten Leistungsschwellenwerte sollten über der Volllastnennleistung liegen.

Die Betriebsart muss auf „Vorwärts“ eingestellt sein.

Eine Zeitverzögerungseinstellung, ***Lstg1 ZeitVerz.*** (oder eine andere Stufe) sollte eingestellt werden. Diese Einstellung ist von der Anwendung abhängig. Die Verzögerung des Rücksetzungszeitgebers, die Einstellung ***Lstg1 Rst-Zeit*** (oder eine andere Stufe), wird normalerweise auf null eingestellt.

16.2.3.2 GRUNDSÄTZLICHES ZUR RÜCKLEISTUNG

Von einem Generator wird erwartet, dass er im Normalbetrieb das angeschlossene Netz mit Strom versorgt. Wenn die Antriebsmaschine des Generators ausfällt, beginnt dieser, Antriebsenergie aus dem Netz zu verbrauchen (sofern das Netz, das den Generator mit Energie versorgt, über andere Energiequellen verfügt). Der Folgen dieser Energieumkehr und die Leistungsaufnahme aus dem Netz hängen vom Typ der Antriebsmaschine ab.

In der folgenden Tabelle sind typische Größen der Motorleistung und mögliche durch den Motorbetrieb verursachte Schäden aufgelistet, die bei verschiedenen Arten von Energieerzeugungsanlagen auftreten könnten.

Antriebsmaschine	Motorleistung	Möglicher Schaden (prozentuale Bewertung)
Dieselmotor	5% - 25%	Brand- und Explosionsgefahr durch unverbrannten Kraftstoff
Die Motorleistung hängt vom Verdichtungsverhältnis und der Steifheit der Zylinderbohrungen ab. Eine schnelle Trennung ist zur Begrenzung von Energieverlust und des Schadensrisikos erforderlich.		

Antriebsmaschine	Motorleistung	Möglicher Schaden (prozentuale Bewertung)
Gasturbine	10–15 % (geteilte Welle) >50 % (Einzelwelle)	Bei einigen Aggregaten, die über Getriebe angetrieben werden, kann infolge des entgegengesetzten Drehmoments Schaden an den Zähnen der Zahnräder entstehen.
Die auf Einzelwellenmaschinen wirkende Kompressorlast führt gegenüber Maschinen mit geteilten Wellen zu einer hohen Motorleistung. Eine schnelle Trennung ist zur Begrenzung von Energieverlust oder Schaden erforderlich.		
Wasserkraftturbinen	0,2 – >2 % (Laufschaufeln außerhalb des Wassers) >2,0 % (Laufschaufeln im Wasser)	Bei längerem Motorbetrieb können Schaufel- und Laufradschäden entstehen.
Die Leistung ist gering, wenn die Laufschaufeln oberhalb der Ablaufwasseroberfläche liegen. Zur Erkennung des Antriebsverlustes werden häufig hydraulische Sensoren eingesetzt. Bei unbeaufsichtigtem Betrieb wird eine automatische Trennung empfohlen.		
Dampfturbinen	0,5–3 % (Kondensationssätze) 3–6 % (Nicht-Kondensationssätze)	Die Schaufeln von Niederdruckturbinen können durch thermische Beanspruchung beschädigt werden, wenn kein Dampfstrom vorhanden ist, der Verluste durch Luftwiderstand verhindert.
Schäden können schnell an nicht kondensierenden Sätzen entstehen bzw. an Kondensationssätzen, wenn das Vakuum verloren geht. Der Rückleistungsschutz kann als sekundäres Verfahren zur Erkennung und nur zur Ausgabe einer Warnung eingesetzt werden.		

Bei einigen Anwendungen kann der Wert der Rückleistung bei Ausfall der Antriebsmaschine schwanken. Dies kann bei einem ausgefallenen Dieselmotor der Fall sein. Damit die zyklische Initialisierung und Rücksetzung des Hauptauslösungszeitgebers verhindert werden kann, ist eine einstellbare Rücksetzungsverzögerung verfügbar. Die Dauer dieser Verzögerung muss so eingestellt werden, dass sie länger als die Dauer eines möglichen Rückleistungsabfalls unter die Leistungseinstellung ist. Diese Einstellung muss bei der Einstellung der Zeitverzögerung für die Hauptauslösung berücksichtigt werden.

Hinweis:
Eine Verzögerung, deren Dauer mehr als doppelt so lang wie die Dauer von Netzstromschwankungen ist, kann dazu führen, dass während der Schwankungen der Rückleistungsschutz ausgelöst wird.

16.2.3.3 RICHTLINIEN ZUR EINSTELLUNG DER RÜCKWÄRTS GERICHTETEN LEISTUNG

Jede Stufe des Leistungsschutzes kann als Rückwärtsleistungsstufe eingestellt werden, indem die Zelle ***Lstg1 Gerichtet*** (oder eine andere Stufe) auf `Rückwärts` gesetzt wird.

Die eingestellten Leistungsschwellenwerte sollten unter 50 Prozent der Motorbetriebsleistung liegen.

Die Betriebsart muss auf „Rückwärts“ eingestellt sein.

Die Rückwärtsleistungsschutzfunktion muss zeitverzögert sein, um zu verhindern, dass bei Netzstörungen oder nach der Synchronisierung falsche Auslösungen stattfinden oder falsche Alarme gegeben werden.

Normalerweise wird eine Zeitverzögerungseinstellung von etwa fünf Sekunden angewandt.

Die Verzögerung des Rücksetzungszeitgliedes, ***Lstg1 Rst-Zeit*** (oder eine andere Stufe), wird normalerweise auf null eingestellt.

Wenn für die Rücksetzverzögerung Einstellungen verwendet werden, die größer als null sind, muss möglicherweise die Ansprechverzögerung erhöht werden, um sicherzustellen, dass keine falsche Auslösung bei stabilem Leistungspendeln erfolgt.

Der rückwärts gerichtete Leistungsschutz kann auch bei Anwendungen zum Schutz vor Netzausfällen eingesetzt werden. Wenn der dezentrale Generator mit dem Netz verbunden ist, diesem aber nicht erlaubt ist, das Netz mit Leistung zu versorgen, ist es möglich, die Rückwärtsleistungserkennung zu verwenden, um den Generator abzuschalten. In diesem Fall muss die Schwelle auf einen empfindlichen Wert eingestellt werden, der normalerweise weniger als 2% der Nennleistung beträgt. Der Schutz sollte zudem zeitverzögert sein, um zu

verhindern, dass bei Netzstörungen oder nach der Synchronisierung falsche Auslösungen stattfinden oder falsche Alarm ausgegeben werden. Eine typische Zeitverzögerung beträgt 5 Sekunden.

16.3 UNTERLEISTUNGSSCHUTZ

Obwohl der Unterleistungsschutz richtungsabhängig ist und als vorwärts oder rückwärts gerichteter Schutz konfiguriert werden kann, wird er zumeist als „Niedriger Vorwärtsleistungs“-Schutz eingesetzt.

Wenn die Maschine im Generatorbetrieb läuft und der Leistungsschalter, der den Generator mit dem Netz verbindet, ausgelöst wird, wird die elektrische Last vom Generator getrennt. Dies kann zu Überdrehzahlen des Generators führen, wenn die mechanische Antriebskraft nicht schnell reduziert wird. Große Turbogeneratoren mit Rotoren, die eine geringe Trägheit aufweisen, haben keine hohe Überdrehzahltoleranz. Eingeschlossener Dampf in einer Turbine hinter einem Ventil, das gerade geschlossen wurde, kann schnell zu übermäßig hohen Drehzahlen führen. Um das Risiko einer Beschädigung durch zu hohe Drehzahlen zu verringern, empfiehlt es sich, die Auslösung des Leistungsschalters und den mechanischen Antrieb mithilfe der Funktion „niedriger Vorwärtsleistung“ zu blockieren. Dadurch wird sichergestellt, dass der Leistungsschalter des Generators erst dann geöffnet wird, nachdem der mechanische Antrieb der Antriebsmaschine deaktiviert und die Antriebskraft genügend reduziert wurde, wodurch Überdrehzahlen unwahrscheinlich sind. Diese Verzögerung der Auslösung des Leistungsschalters kann bei nicht dringenden Schutzauslösungen sinnvoll sein (beispielsweise bei einem Statorerdfehlerschutz für hochohmig geerdete Generatoren). Bei dringenden Auslösungen (beispielsweise bei einem Statorstromdifferentialschutz) sollte die Blockierung mithilfe der Schutzfunktion „Niedriger Vorwärtsleistung“ nicht angewendet werden.

16.3.1 IMPLEMENTIERUNG DES UNTERLEISTUNGSSCHUTZES

Unterleistungsschutz wird in der Spalte *LEISTUNGSSCHUTZ* des entsprechenden Parametersatzes implementiert.

Die Leistungsschutzelemente bieten vier Stufen des Richtungsschutzes für sowohl Wirk- als auch Blindleistung, die als Unterleistung konfiguriert werden können, indem der Wert `Unter` in der Einstellung ***Lstg1 Funktion*** (oder eine andere Stufe) ausgewählt wird. Das Richtungselement kann als vorwärts oder rückwärts gerichtetes Element und für Ein- oder Dreiphasenauslösungen konfiguriert werden.

Die Elemente verwenden Drei- oder Einphasenstrommessungen (auf der Basis der Phasen L1, L2 und/oder L3) als Erregungsgröße. Ein Startzustand liegt vor, wenn zwei aufeinander folgende Messungen unter der Einstellschwelle liegen. Ein Auslösezustand liegt vor, wenn der Startzustand für die eingestellte Auslösungsverzögerung vorliegt. Dies kann bei Bedarf durch die SpWÜ Block-2- und Pol-stromlos-Logik unterbunden werden.

Der Start- und Auslösungszeitgeber wird zurückgesetzt, wenn die Leistung den Abfallwert übersteigt oder wenn ein Sperrzustand vorliegt. Der Rücksetzungsmechanismus ist der Überstromrücksetzungsfunktion ähnlich, wobei der prozentuale Anteil der verstrichenen Zeit für den Betätigungszeitgeber gespeichert wird, damit eine Zeitverzögerung für die Rücksetzung festgelegt werden kann. Wenn erneut der Startzustand eintritt, bevor der Rücksetzungszeitgeber abgelaufen ist, wird die Laufzeit anhand des gespeicherten Laufzeitwerts initialisiert. Anderenfalls wird der gespeicherte Wert auf null zurückgesetzt, nachdem der Rücksetzungszeitgeber abgelaufen ist.

16.3.2 UNTERLEISTUNGSLOGIK

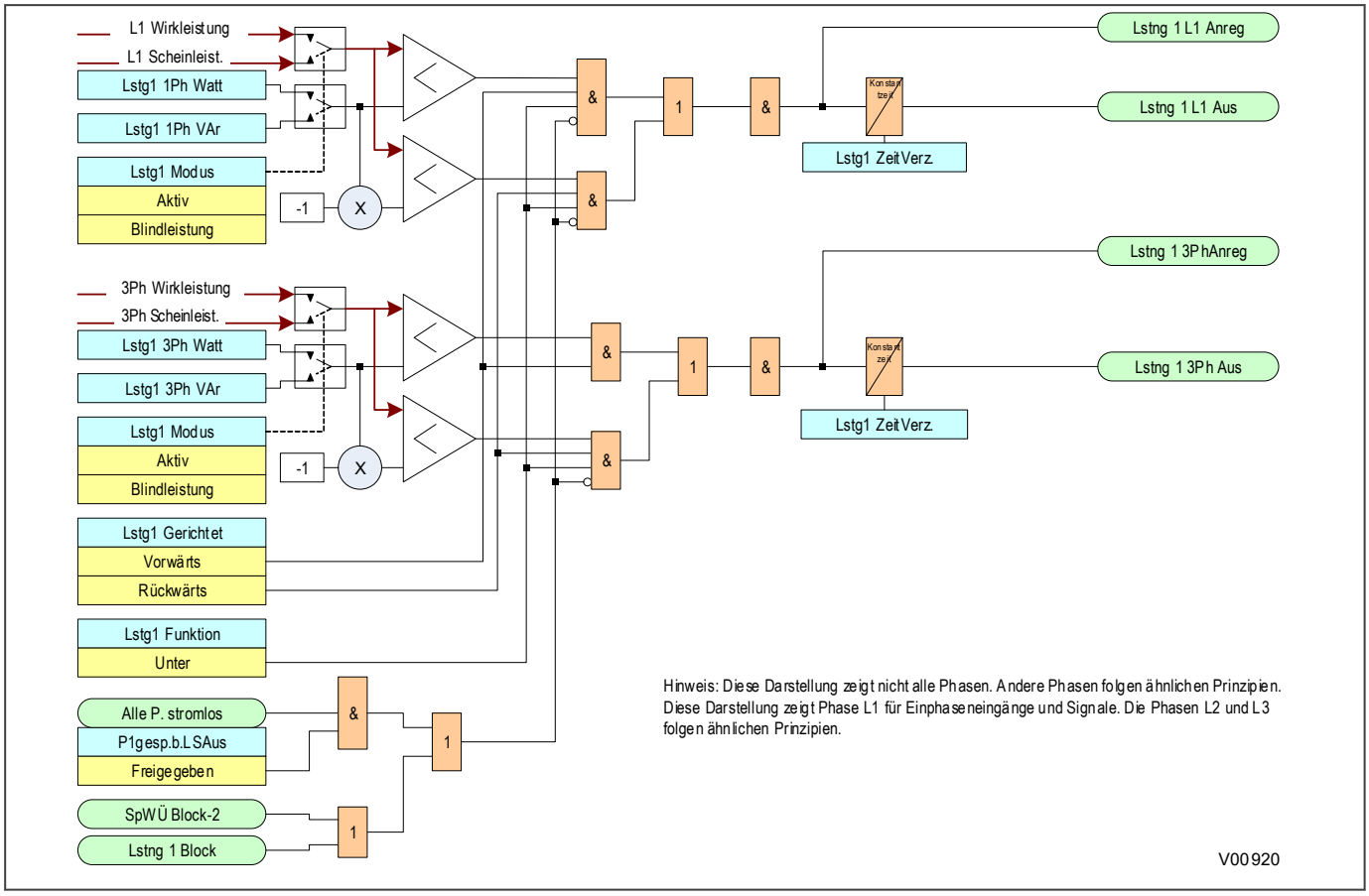


Abbildung 314: Unterleistungslogik

16.3.3 ANWENDUNGSHINWEISE

16.3.3.1 ÜBERLEGUNGEN ZUR NIEDRIGEN VORWÄRTSLEISTUNG

Der Schutz „Niedrige Vorwärtsleistung“ kann mithilfe des Flexlogic Equation Editor eingerichtet werden, um nicht dringende Schutzauslösungen zu blockieren. Er kann zudem so eingerichtet werden, dass ein Kontakt für die externe Blockierung von manuellen Auslösungen vorhanden ist. Um ungewollte Warnungen und Zustandssignalisierungen zu vermeiden, kann das „Niedrige Vorwärtsleistung“-Schutzelement deaktiviert werden, wenn der Leistungsschalter über die Pol-stromlos-Logik geöffnet wird.

Der Schutz „Niedrige Vorwärtsleistung“ kann auch Schutz gegen Lastverlust bieten, wenn die Maschine im Motorbetrieb läuft. Beispielsweise kann er verwendet werden, um eine Pumpe gegen Trockenlauf zu schützen oder um einen Motor bei einem Ausfall der mechanischen Kraftübertragung anzuhalten.

Eine typische Anwendung sind im Motorbetrieb laufende Pumpspeichergeneratoren, bei denen die Maschine vor Trockenlauf geschützt werden muss, der Schaufel- und Laufradschäden verursachen kann. Während des Motorbetriebs schaltet der Schutz auf einen anderen Parametersatz um. Voraussetzung hierfür ist, dass der Schutz „Niedrige Vorwärtsleistung“ aktiviert und richtig eingestellt und die Betriebsart auf `Rückwärts` eingestellt ist.

Ein „Niedrige Vorwärtsleistung“-Schutz kann auch verwendet werden, um Netzausfälle in Anwendungen zu vermeiden, bei denen dem dezentralen Generator nicht erlaubt ist, das System mit Strom zu versorgen.

16.3.3.2 RICHTLINIEN FÜR DIE EINSTELLUNG DER NIEDRIGEN VORWÄRTSLEISTUNG

Jede Stufe des Leistungsschutzes kann als Vorwärtsleistungsstufe eingestellt werden, indem die Zelle ***Lstg1 Gerichtet*** (oder eine andere Stufe) auf `Vorwärts` gesetzt wird.

Wenn es für die Blockierung von Anwendungen mit nicht dringender Auslösung erforderlich ist, muss die Schwelleneinstellung der Schutzfunktion „Niedrige Vorwärtsleistung“ weniger als 50 Prozent der Leistung betragen, die aus einer gefährlichen Überdrehzahl bei elektrischem Lastverlust resultieren kann.

Wenn es für Anwendungen mit Lastverlusten erforderlich ist, muss die Schwelleneinstellung der Schutzfunktion „Niedrige Vorwärtsleistung“, die bei diesen Anwendungen systemabhängig ist, 10 bis 20 Prozent unter der Mindestlast liegen. Die Betriebsart sollte entsprechend der Richtung des Laststroms eingestellt werden, was bei einer Pumpspeichermaschinenanwendung normalerweise rückwärts wäre, wobei `Vorwärts` die Erzeugungsrichtung und `Rückwärts` die Motorbetriebsrichtung ist.

Für die Blockierung von Anwendungen mit nicht dringenden Auslösungen kann die Zeitverzögerung der Schutzfunktion „Niedrige Vorwärtsleistung“ auf null gesetzt werden. Eine gewisse Verzögerung ist jedoch erwünscht, damit keine Erlaubnis für eine nicht dringende elektrische Auslösung bei Leistungsschwankungen gegeben wird, wenn ein Dampfventil oder eine Drosselklappe plötzlich geschlossen wird. Eine typische Zeitverzögerung beträgt 2 Sekunden.

Bei Anwendungen mit Lastverlusten ist die Ansprechzeitverzögerung anwendungsabhängig. Normalerweise aber wird sie so eingestellt, dass sie größer als die Zeit ist, die zwischen dem Motoranlauf und dem Aufbau der Last verstreicht. Wenn die Nennleistung nicht während des Anlaufs erreicht werden kann (beispielsweise, wenn der Motor ohne angekoppelte Last anläuft) und die erforderliche Schutzansprechzeit kürzer als die Zeit zum Aufbau der Last ist, muss der Leistungsschutz während dieser Zeit blockiert werden. Dies kann in der PSL mithilfe der UND-Logik und eines Impulszeitgebers geschehen, der durch die Motoreinschaltung ausgelöst wird, um den Leistungsschutz über die erforderliche Zeit zu blockieren.

Wenn es bei Anwendungen zum Schutz vor Netzausfällen, bei denen es dem Generator nicht erlaubt ist, das System mit Leistung zu versorgen, erforderlich ist, muss die Schwelleneinstellung der Rückwärtsleistungsschutzfunktion auf einen empfindlichen Wert eingestellt werden, der kleiner als 2% der Nennleistung ist.

Die Schutzfunktion „Niedrige Vorwärtsleistung“ muss zeitverzögert sein, um zu verhindern, dass bei Netzstörungen oder nach der Synchronisierung falsche Auslösungen stattfinden oder falsche Alarme ausgegeben werden. Normalerweise wird eine Zeitverzögerungseinstellung von 5 Sekunden angewandt.

Die Verzögerung des Rücksetzungszeitgebers wird normalerweise auf null eingestellt.

Um unerwünschte Alarme und Zustandssignalisierungen zu vermeiden, kann das Schutzelement deaktiviert werden, wenn der Leistungsschalter über die Pol-Tot-Logik geöffnet ist.

16.3.3.3 BLINDLEISTUNGSSCHUTZ

Manche Anwendungen bieten Untererregungsschutz mithilfe von Negativ-Blindleistungselementen. Dies ist häufig bei Synchronmotoren und kleinen Generatoren der Fall.

Ein Rückwärtsblindleistungselement kann auch verwendet werden, um Netzausfälle in Anwendungen zu vermeiden, bei denen es dem Generator nicht erlaubt ist, das Netz mit Leistung zu versorgen.

Einstellungsrichtlinien

Jede Stufe des Leistungsschutzes kann als Rückwärtsblindleistungsstufe eingestellt werden, indem die Zelle ***Lstg1 Funktion*** (oder eine andere Stufe) auf `Über` und die Zelle ***Lstg1 Gerichtet*** (oder eine andere Stufe) auf `Rückwärts` gesetzt wird.

Die Einstellung der Leistungsschwelle des Negativ-Blindleistungsschutzes, ***Lstg1 3Ph VAr*** oder ***Lstg1 1Ph VAr*** (oder eine andere Stufe) sollte verwendet werden, um den stationären Zustand und die dynamischen Stabilitätsgrenzen für Untererregungsschutz zu überwachen. Die folgende Abbildung zeigt ein Beispiel der typischen Einstellungen Q1 und Q2.

Diese Methode hat den Nachteil, dass die Messung während des Niederspannungsbetriebs des Generators nicht sehr empfindlich ist. Falls dies ein Problem darstellt, können die Blindleistungselemente in der PSL über ein Unterspannungs-Anregesignal blockiert werden. Diese Methode ist weniger sicher als die Impedanzmethode und wird darum oft nur zu Warnzwecken verwendet.

Wenn die statische Grenzkenngröße Q1 überschritten wird, muss der Spannungsregler zunächst die Möglichkeit haben, die Erregung zu erhöhen. Aus diesem Grunde wird eine zeitverzögerte Auslösung von normalerweise fünf bis zehn Sekunden, ***Lstg1 ZeitVerz.*** (oder eine andere Stufe), verwendet. Für Q2 kann eine kürzere Verzögerung von 0,5 s verwendet werden.

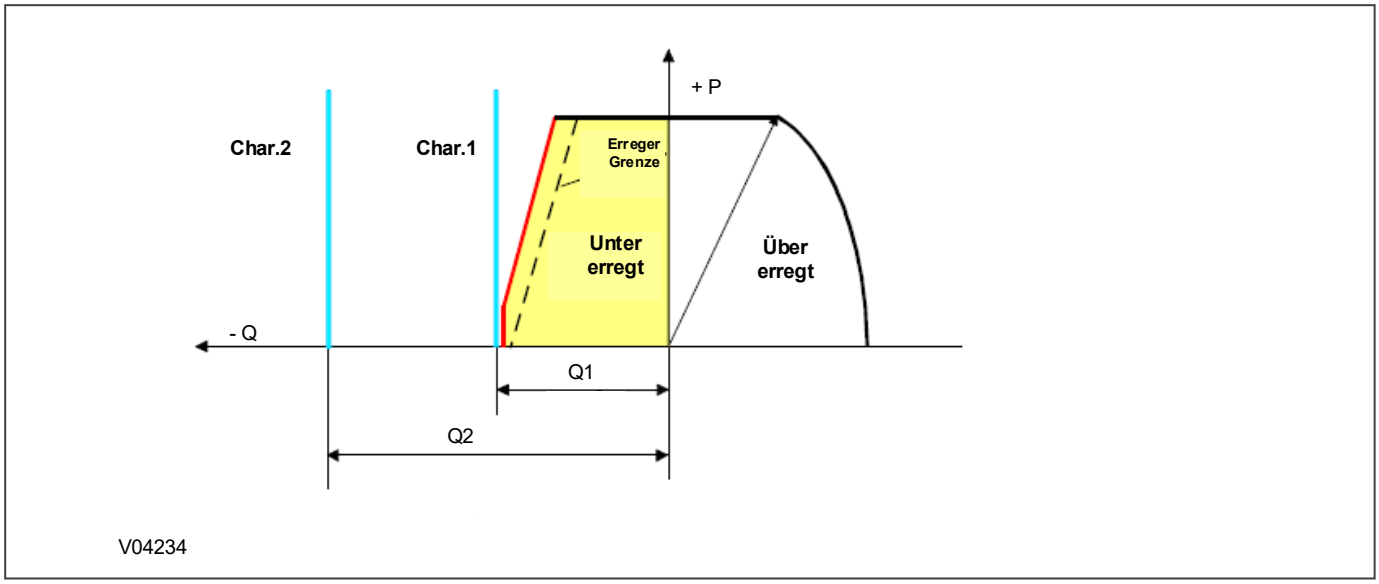


Abbildung 315: Blindleistungsschutz für Untererregungsschutz

Q1_=_UN^2/Xd

Q2 >_=_2 UN^2/Xd

Dabei gilt:

UN_=_Nennspannung der Maschine

Xd_=_Synchron-Längsreaktanz des Generators in Ohm

Wenn es bei Anwendungen zum Schutz vor Netzausfällen, bei denen es dem dezentralen Generator nicht erlaubt ist, das Netz mit Leistung zu versorgen, erforderlich ist, sollte die Schwelleneinstellung der Rückwärtsblindleistungsschutzfunktion, ***Lstg1 3Ph VAr*** oder ***Lstg1 1Ph VAr*** (oder eine andere Stufe), auf einen geeigneten Wert eingestellt werden, der kleiner als zwei Prozent der Nennblindleistung ist. Die Rückwärtsblindleistungsschutzfunktion sollte zeitverzögert sein, um falsche Auslösungen oder Warnungen bei Störungen im Stromversorgungsnetz oder nach der Synchronisierung zu verhindern, eine typische Verzögerung ist 5 s.

KAPITEL 17

ANFORDERUNGEN AN STROMWANDLER

17.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 487
Empfohlene StW-Klassen 488
Anforderungen an den Distanzschutz 489
Bestimmung von Uk für StW der Klasse IEEE C 490
Beispiele aus der Praxis 491

17.2 EMPFOHLENE STW-KLASSEN

Sie können Stromwandler der Klasse X mit einer Kniepunktspannung verwenden, die größer als die berechnete Kniepunktspannung oder genauso groß ist. Auch können Sie Schutz-StW der Klasse 5P verwenden. Diese haben eine äquivalente Kniepunktspannung, die anhand der folgenden Berechnungen annähernd bestimmt werden kann:

$$U_k = (UL1 \text{ x } ALF)/I_n + (R_{CT} \text{ x } ALF \text{ x } I_n)$$

Wobei:

- U_k = Kniepunktspannung
- UL1 = Voltampere-Nennlast
- ALF = Genauigkeitsgrenzfaktor
- I_n = StW-Nennsekundärstrom
- R_{CT} = StW-Widerstand

17.3 ANFORDERUNGEN AN DEN DISTANZSCHUTZ

Reichweitenpunktgenauigkeit (RPA) von Zone 1

$$U_k \geq K_{RPA} \times I_{fZ1} \times (1 + X/R)(R_{CT} + R_L)$$

Wobei:

- U_k = erforderliche StW-Kniepunktspannung (Volt)
- I_{fZ1} = maximaler sekundärer Phasenfehlerstrom am Reichweitenpunkt von Zone 1 (A)
- X/R = Primärsystemreaktanz/Widerstandsverhältnis
- R_{CT} = Widerstand der sekundären Wicklung des Stromwandlers
- R_L = Widerstand einer einzelnen Leitung vom StW zum Schutzgerät
- K_{RPA} = fester Bemessungsfaktor:
  - = 0,6 für alle Freileitungsanwendungen oder wenn Teilzyklus-Auslösezeiten für das Element von Zone 1 erforderlich sind
  - = 0,35 für alle Stromkabelanwendungen, wenn Teilzyklus-Auslösezeiten für das Element von Zone 1 erforderlich sind

Betrieb bei Fehlern im Nahbereich von Zone 1

Für alle Kabel und Leitungen muss eine zusätzliche Berechnung durchgeführt werden, wenn das Quellimpedanzverhältnis (SIR) kleiner als SIR = 2 ist.

$$U_k \geq K_{max} \times I_{fmax} \times (R_{CT} + R_L)$$

Wobei:

K_{max} = fester Bemessungsfaktor = 1,4

I_{fmax} = maximaler sekundärer Phasenfehlerstrom

Dann muss der höchste der zwei berechneten Kniepunkte verwendet werden.

Hinweis:
Es ist nicht nötig, die Berechnung für Erdfehler zu wiederholen, da die Berechnung der Phasenreichweite der ungünstigste Fall für die StW-Bemessung ist.

17.4 BESTIMMUNG VON UK FÜR STW DER KLASSE IEEE C

Wenn für die Spezifizierung von Stromwandlern IEEE-Standards verwendet werden, kann die Spannungsbemessung der Klasse C zur Bestimmung der äquivalenten Kniepunktspannung, U_k, gemäß IEC verwendet werden.

Die Äquivalenzformel lautet:

U_k = 1,05 (Bemessung von C in Volt) + 100 R_{CT}

17.5 BEISPIELE AUS DER PRAXIS

Folgendes Stromversorgungssystem und folgende Leitungsparameter werden in diesen Beispielen verwendet:

- Einsystembetrieb zwischen Green Valley und Blue River
- Netzspannung = 230 kV
- Netzfrequenz = 50 Hz
- Netzerdung = fest
- Stromwandlerverhältnis = 1200/1
- Leitungslänge = 100 km
- Mitläufige Leitungsimpedanz Z1 = 0,089 + j 0,476 Ohm pro km
- Busfehlerwert = 40 kA
- Primärzeitkonstante = 120 ms

Wichtige Hinweise

- Zur Berechnung der StW-Erfordernisse muss der kurzzeitige symmetrische Fehlerwert der Sammelschiene als Busfehlerwert berücksichtigt werden.
- Wenn nur indikative X/R-Verhältnisse vorhanden sind, wird die Gleichstromschaltleistung des Leistungsschalters verwendet, um die Primärzeitkonstante und damit das X/R-Verhältnis des Primärsystems zu berechnen. Es wird anhand der vom Hersteller des Leistungsschalters angegebenen praktischen Primärzeitkonstanten berechnet. Diese variieren zwischen 50 ms (66-kV- und 132-kV-Leistungsschalter) und 120 ms (220-kV- und 400-kV-Leistungsschalter). 150 ms ist ein praktischer Wert für Generatorleistungsschalter.
- Reichweitenpunkt von Distanzzone 1: Sowohl If als auch X/R sind bei einem Fehler am Reichweitenpunkt von Zone 1 zu berechnen.

17.5.1 BERECHNUNG DES PRIMÄREN X/R-VERHÄLTNISSES

Primär-X/R bis zur Green Valley-Sammelschiene:

$$= 2\pi f \text{ x primäre Zeitkonstante}$$

$$= 2\pi \text{ x } 50 \text{ x } 0{,}12 = 37{,}7$$

17.5.2 BERECHNUNG DER QUELLIMPEDANZ

Quellimpedanzgröße:

$$= 230 \text{ kV}/(1{,}732 \text{ x } 40 \text{ kA}) = 3{,}32 \text{ Ohm}$$

Quellwinkel:

$$= \tan\text{-}1\ (37{,}7) = 88{,}48$$

Daher:

$$Zs = 0{,}088 + j3{,}317$$

17.5.3 BERECHNUNG DER VOLLSTÄNDIGEN LEITUNGSIMPEDANZ

Z1:

$$= 0{,}089 + j0{,}476 \text{ Ohm/km}$$

Z_L:

= 8,9 + j47,6 = 48,42 Ohm Winkel 79,4°

17.5.4 BERECHNUNG DER GESAMTIMPEDANZ BIS ZUR FERNSAMMELSCHIENE

$Z_T = Z_S + Z_L$:

= 8,988+ j50,917 Ohm = 51,7 Ohm Winkel 80°

17.5.5 BERECHNUNG DES DURCHGANGSFEHLER-X/R-VERHÄLTNISSES

$X/R_{Durchgang}$ = 50,917/8,988 = 5,66

17.5.6 BERECHNUNG DES DURCHGANGSFEHLERSTROMS

$I_{f\ Durchgang}$ = 230 kV/(1,732 x 51,7) = 2568,5 A primär = 2,14 A sekundär

17.5.7 BERECHNUNG DER LEITUNGSIMPEDANZ BIS ZUM REICHWEITENPUNKT VON ZONE 1

$Z_{Zone\ 1}$ = 0,8 ZL = 7,12 + j 38,08 = 38,73 Ohm Winkel 79,4°

17.5.8 BERECHNUNG DER GESAMTIMPEDANZ BIS ZUM REICHWEITENPUNKT VON ZONE 1

$Z_{T\ Zone\ 1} = Z_S$ + Z Zone 1 = 7,208 + j 41,397 = 42,019 Ohm Winkel 80°

17.5.9 BERECHNUNG VON X/R BIS ZUM REICHWEITENPUNKT VON ZONE 1

$X/R_{Zone\ 1}$ = 41,397/7,208 = 5,74

17.5.10 BERECHNUNG DES FEHLERSTROMS BIS ZUM REICHWEITENPUNKT VON ZONE 1

$I_{f\ Zone\ 1}$ = 230 kV/(1,732 x 42,019) = 3160,34 A primär = 2,63 A sekundär

17.5.11 BERECHNUNG VON UK FÜR DEN REICHWEITENPUNKT VON DISTANZZONE 1

Mit: $U_k \geq K_{RPA} \times I_{fZ1\ x} (1+ X/R)(R_{CT} + R_L)$

$U_k > 0{,}6 \times 2{,}63 \times (1 + 5{,}74)(R_{CT} + R_L)$, daher:

$U_k > 10{,}65(R_{CT} + R_L)$

17.5.12 BERECHNUNG VON UK BEI FEHLERN IM NAHBEREICH VON DISTANZZONE 1

SIR = Z_s/Z_{Zone1} =3,32/38,73, was kleiner als 2 ist, weswegen Uk berechnet werden muss.

Fehlerstrom im Nahbereich = 40 kA primär, = 33,33 A sekundär

$V_k \geq K_{max} \times I_{fmax\ x} (R_{CT} + R_L)$

$U_k > 1{,}4 \times 33{,}3 \times (R_{CT} + R_L)$, daher:

$U_k > 46{,}67(R_{CT} + R_L)$

17.5.13 BERECHNUNG VON UK FÜR ZEITVERZÖGERTE DISTANZZONEN

$U_k > I_f(R_{CT} + R_L)$

$U_k > I_{fDurchgang} \times (R_{CT} + R_L)$, daher:

$U_k > 2{,}14(R_{CT} + R_L)$

KAPITEL 18

ÜBERWACHUNG UND STEUERUNG

18.1 KAPITELÜBERSICHT

Neben Schutzfunktionen bietet das Gerät umfassende Überwachungs- und Steuerungsfunktionen.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 495
Ereignisaufzeichnungen 496
Störschreiber 500
Messdaten 501
LS-Zustandsüberwachung 510
LS-Statusüberwachung 524
Leistungsschalter-Steuerung 529
„Pol stromlos“-Funktion 537
Synchronkontrolle 540
Schalterstatus und Steuerung 551
Test Modus 556
IEC 61850-Steuerungsberechtigung 557

18.2 EREIGNISAUFZEICHNUNGEN

Die Schutzgeräte von GE Vernova zeichnen Ereignisse in einem Ereignisprotokoll auf. Dadurch kann festgestellt werden, in welcher Reihenfolge Ereignisse aufgetreten sind, die zu einer bestimmten Situation geführt haben. Beispielsweise würde eine Änderung in einem digitalen Signal oder in einem Ausgangssignal eines Schutzelements dazu führen, dass eine Ereignisaufzeichnung erstellt und im Ereignisprotokoll gespeichert wird. Anhand dieser Ereignisaufzeichnung kann analysiert werden, wodurch ein bestimmter Zustand eines Stromversorgungssystems verursacht wurde. Diese Ereignisse werden im nichtflüchtigen Speicher des Schutzgeräts gespeichert. Jedes Ereignis wird mit einer Zeitmarke versehen.

Obwohl die Ereignisaufzeichnungen am Bedienfeld des Schutzgeräts angezeigt werden können, ist es einfacher, sie mithilfe der Anwendungssoftware für Einstellungen anzuzeigen. Diese Software kann das Ereignisprotokoll aus dem Gerät auslesen und in einer .evt-Datei zur Analyse auf einem PC speichern.

Die Ereignisaufzeichnungen sind in der Spalte *AUFZ. ANZEIGEN* aufgeführt. Das erste Ereignis (0) ist immer das neueste. Nachdem Sie das betreffende Ereignis ausgewählt haben, können Sie durch die Menüs blättern, um weitere Einzelheiten anzuzeigen.

Um das Ereignis mithilfe der Anwendungssoftware für Einstellungen anzuzeigen, öffnen Sie einfach die ausgelesene Ereignisdatei. Alle Ereignisse werden chronologisch angezeigt. Jedes Ereignis wird mit einem Zeitstempel versehen (welcher der Zelle ***Zeit & Datum*** entnommen wird), sowie einer kurzen Beschreibung (welche der Zelle ***Ereignistext*** entnommen wird). Sie können die Einzelheiten des Ereignisses erweitern, indem Sie links neben dem Zeitstempel auf das Pluszeichen (**+**) klicken.

Die folgende Tabelle zeigt die Beziehung zwischen den Feldern im Ereignisbetrachter in der Anwendungssoftware für Einstellungen und den Zellen in der Menüdatenbank.

Feld im Ereignisbetrachter	Entsprechende Zelle in der Menüdatenbank	Zellbezug	Vom Benutzer einstellbar?
Linke Spaltenüberschrift	AUFZ. ANZEIGEN → Zeit & Datum	01 03	Nein
Rechte Spaltenüberschrift	AUFZ. ANZEIGEN → Ereignistext	01 04	Nein
Beschreibung	SYSTEMDATEN → Beschreibung	00 04	Ja
Anlagenbezeichnung	SYSTEMDATEN → Anlagenbezeichn.	00 05	Ja
Modellnummer	SYSTEMDATEN → Modellnummer	00 06	Nein
Adresse	Zeigt die Courier-Adresse an, die sich auf das Ereignis bezieht	N/A	Nein
Ereignistyp	AUFZ. ANZEIGEN → Menüzellenadr.	01 02	Nein
Ereigniswert	AUFZ. ANZEIGEN → Ereigniswert	01 05	Nein
Ereig.eind.Kenn.	VIEW RECORDS → Evt Unique ID	01 FE	Nein

Das Gerät kann bis zu 5000 mit Zeitmarke versehene Ereignisaufzeichnungen speichern.

Neben dem Ereignisprotokoll gibt es zwei Protokolle, die Duplikate der letzten zehn Wartungsaufzeichnungen und der letzten 100 Fehleraufzeichnungen enthalten. Dadurch ist der Zugriff auf die neuesten Fehler- und Wartungsereignisse möglich.

18.2.1 EREIGNISTYPEN

Es gibt verschiedene Ereignistypen:

- Opto-Eingangsereignisse (Zustandsänderung des Opto-Eingangs)
- Kontaktereignisse (Zustandsänderung des Ausgangsrelaiskontakts)

- Warnungsereignisse
- Fehleraufzeichnungsereignisse
- Standardereignisse
- Sicherheitsereignisse

Standardereignisse sind intern in Unterkategorien aufgeteilt, die verschiedene Informationen enthalten. Diese sind:

- Schutzereignisse (Anrege- und Auslösesignale)
- Wartungsereignisse
- Plattformereignisse

Hinweis:
Das erste Ereignis in der Liste (Ereignis 0) ist das letzte Ereignis, das stattgefunden hat.

18.2.1.1 OPTO-EINGANGSEREIGNISSE

Wenn sich der Zustand eines oder mehrerer Opto-Eingänge seit der letzten Ausführung des Schutzalgorithmus (der mehrere Male pro Zyklus ausgeführt wird) verändert hat, wird eine neues Ereignis verursacht, wodurch die logischen Zustände aller Opto-Eingänge protokolliert werden. Sie können feststellen, welcher Opto-Eingang geändert wurde, indem Sie das neue Ereignis mit dem vorhergehenden Ereignis vergleichen.

Die Beschreibung dieses Ereignistyps, die im Feld ***Ereignistext*** angezeigt wird, lautet immer `Opto-Eingänge #`, wobei # die Stapelnummer der Opto-Eingänge ist. Dies ist „1“ für den ersten Stapel der Opto-Eingänge und „2“ für den zweiten Stapel der Opto-Eingänge (falls zutreffend).

Der im Feld ***Ereigniswert*** für diesen Ereignistyp angezeigte Ereigniswert ist eine binäre Zeichenfolge. Diese zeigt die logischen Zustände der Opto-Eingänge an, wobei das niederwertigste Bit (LSB) an der rechten Seite dem ersten Opto-Eingang `Eingang L1` entspricht.

Dieselben Informationen werden auch im Feld ***Opto Eing.Status*** in der Spalte *SYSTEMDATEN* angezeigt. Diese Informationen werden ständig aktualisiert, während es sich bei den Informationen im Ereignisprotokoll um Speicherauszüge handelt, die erstellt werden, wenn Ereignisse verursacht wurden.

18.2.1.2 KONTAKTEREIGNISSE

Wenn sich der Zustand eines oder mehrerer Ausgangsrelais (die auch als Ausgangskontakte bezeichnet werden) seit der letzten Ausführung des Schutzalgorithmus (der mehrere Male pro Zyklus ausgeführt wird) verändert hat, wird eine neues Ereignis verursacht, wodurch die logischen Zustände aller Ausgangsrelais protokolliert werden. Sie können feststellen, welches Ausgangsrelais geändert wurde, indem Sie das neue Ereignis mit dem vorhergehenden Ereignis vergleichen.

Die Beschreibung dieses Ereignistyps, die im Feld ***Ereignistext*** angezeigt wird, lautet immer `Ausg.Kontakte#`, wobei # die Stapelnummer der Ausgangsrelaiskontakte ist. Dies ist „1“ für den ersten Stapel der Ausgangskontakte und „2“ für den zweiten Stapel der Ausgangskontakte (falls zutreffend).

Der im Feld ***Ereigniswert*** für diesen Ereignistyp angezeigte Ereigniswert ist eine binäre Zeichenfolge. Diese zeigt die logischen Zustände der Ausgangsrelais an, wobei der (rechts gezeigte) LSB dem ersten Ausgangskontakt `Ausgang R1` entspricht.

Dieselben Informationen werden auch im Feld ***Relais Stat*** in der Spalte *SYSTEMDATEN* angezeigt. Diese Informationen werden ständig aktualisiert, während es sich bei den Informationen im Ereignisprotokoll um Speicherauszüge handelt, die erstellt werden, wenn Ereignisse verursacht wurden.

18.2.1.3 WARNUNGSEREIGNISSE

Das Schutzgerät überwacht sich selbst während der Einschaltung und ständig danach. Wenn es ein Problem erkennt, registriert es ein Warnungsereignis.

Die im Feld ***Ereignistext*** angezeigte Beschreibung dieses Ereignistyps hängt vom Typ der Warnung ab und gehört zu den Ereignistexten, die nach `AUS` oder `EIN` ausgegeben werden und in den folgenden Tabellen aufgeführt sind.

Der im Feld ***Ereigniswert*** für diesen Ereignistyp angezeigte Ereigniswert ist eine binäre 32-Bit-Zeichenfolge. Je nach Gerätemodell gibt es ein oder mehrere 32-Bit-Datenbankregister. Diese enthalten alle Warnungstypen und deren logische Zustände (`EIN` oder `AUS`).

Dieselben Informationen werden auch in den Feldern ***Warn.Zustand (n)*** in der Spalte *SYSTEMDATEN* angezeigt. Diese Informationen werden ständig aktualisiert, während es sich bei den Informationen im Ereignisprotokoll um Speicherauszüge handelt, die erstellt werden, wenn Ereignisse verursacht wurden.

18.2.1.4 FEHLERAUFZEICHNUNGSEREIGNISSE

Bei jedem Fehler, der vom Schutzgerät erkannt wird, wird eine Ereignisaufzeichnung erstellt. Dies wird als Fehleraufzeichnung bezeichnet.

Die im Feld ***Ereignistext*** für diesen Ereignistyp angezeigte Ereignistypbeschreibung ist immer `Fehleraufzeichng`.

Das Schutzgerät enthält ein separates Register, das die neuesten Fehleraufzeichnungen enthält. Das Register erlaubt das bequeme Anzeigen der neuesten Fehleraufzeichnungen und macht das Durchsuchen des Ereignisprotokolls unnötig. Auf diese Fehleraufzeichnungen können Sie mithilfe der Einstellung ***Störfall Auswahl*** zugreifen. Die Fehlernummer 0 ist der letzte Fehler.

Eine Fehleraufzeichnung wurde durch das DDB-Signal ***STÖRF.AZ.ANGEST.*** ausgelöst, das der PSL zugewiesen ist. Der Störschreiber zeichnet die Werte aller Parameter auf, die mit dem Fehler während der Fehlerdauer in Verbindung stehen. Diese Parameter werden in separaten Courier-Feldern gespeichert, die je nach Art des Fehlers sichtbar werden.

Der Störschreiber stoppt die Aufzeichnung nur dann, wenn Folgendes geschieht:

Das Startsignal wird zurückgesetzt UND der Unterstrom ist EINgeschaltet ODER das Auslösesignal wird zurückgesetzt (siehe unten):

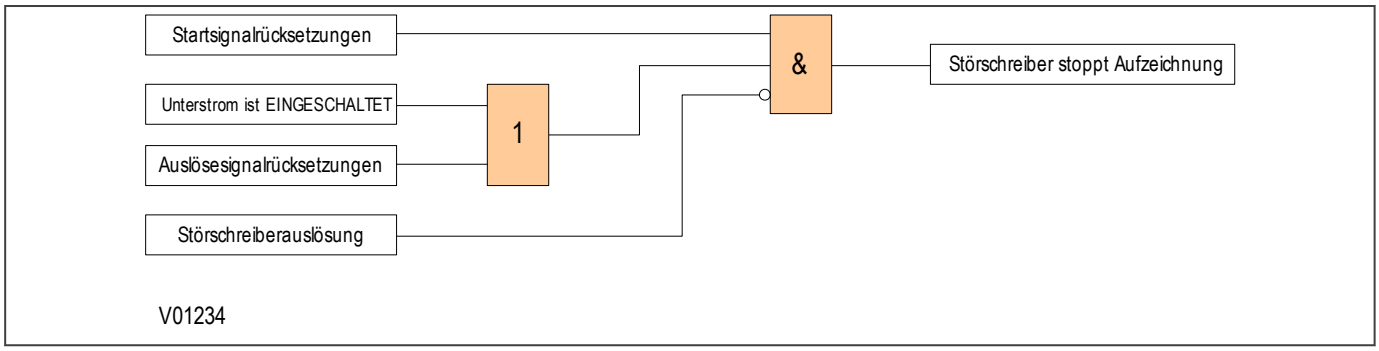


Abbildung 316: Stoppbedingungen des Störschreibers

Das Ereignis wird protokolliert, sobald der Störschreiber stoppt. Der zum Fehler gehörende Zeitstempel entspricht dem Beginn des Fehlers. Der zum Fehleraufzeichnungsereignis gehörende Zeitstempel entspricht dem Zeitpunkt, an dem der Störschreiber stoppt.

Hinweis:
Wir empfehlen Ihnen, den Auslösekontakt nicht auf „selbsthaltend“ zu setzen. Dies hat folgenden Grund: Wenn Sie einen selbsthaltenden Kontakt verwenden, wird die Fehleraufzeichnung erst dann generiert, wenn der Kontakt vollständig zurückgesetzt ist.

18.2.1.5 WARTUNGSEREIGNISSE

Von den Selbsttestverfahren erkannte Fehler werden als Wartungsaufzeichnungen protokolliert. Wartungsaufzeichnungen sind spezielle Typen von Standardereignissen.

Die im Feld ***Ereignistext*** für diesen Ereignistyp angezeigte Ereignistypbeschreibung ist immer `Param.aufzeichng`.

Das Feld ***Ereigniswert*** stellt zudem einen eindeutigen Binärcode bereit.

Das Schutzgerät enthält ein separates Register, das die neuesten Wartungsaufzeichnungen enthält. Das Register erlaubt das bequeme Anzeigen der neuesten Wartungsaufzeichnungen und macht das Durchsuchen des Ereignisprotokolls unnötig. Auf diese Fehleraufzeichnungen können Sie mithilfe der Einstellung ***Wartung Auswahl.*** zugreifen.

Die Wartungsaufzeichnung hat eine Reihe von zusätzlichen Menüfeldern, die sich auf das Wartungsereignis beziehen. Diese Parameter sind ***Wartung / Text***, ***Wartung / Typ*** und ***Wartung / Daten***. Sie enthalten Einzelheiten über das Wartungsereignis, das mithilfe des Felds ***Wartung Auswahl.*** ausgewählt wurde.

18.2.1.6 SCHUTZEREIGNISSE

Das Schutzgerät protokolliert Schutzanregungen und -auslösungen als individuelle Ereignisse. Schutzereignisse sind spezielle Typen von Standardereignissen.

Die im Feld ***Ereignistext*** für diesen Ereignistyp angezeigte Ereignistypbeschreibung ist vom aufgetretenen Schutzereignis abhängig. Jedes Mal, wenn ein Schutzereignis stattfindet, ändert sich der Zustand des DDB-Signals. Der Name dieses DDB-Signals, dem „ON“ (EIN) oder „OFF“ (AUS) folgt, wird im Feld ***Ereignistext*** angezeigt.

Das Feld ***Ereigniswert*** für diesen Ereignistyp ist eine binäre 32-Bit-Zeichenfolge, die den Zustand der relevanten DDB-Signale repräsentiert. Die binären Zeichenfolgen können auch in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* in den relevanten DDB-Stapelfeldern angezeigt werden.

Nicht alle DDB-Signale können ein Ereignis generieren. Jene, die es können, sind in der Spalte *AUFZEICH-KONTROL* aufgeführt. In dieser Spalte können Sie festlegen, welche DDB-Signale Ereignisse generieren können.

18.2.1.7 SICHERHEITSEREIGNISSE

Eine Ereignisaufzeichnung wird immer dann generiert, wenn eine Einstellung ausgeführt wird, für die eine Zugriffsebene erforderlich ist.

Die im Feld ***Ereignistext*** angezeigte Ereignistypbeschreibung zeigt den Typ der Änderung an.

18.2.1.8 PLATTFORMEREIGNISSE

Plattformereignisse sind spezielle Typen von Standardereignissen.

Die im Feld ***Ereignistext*** angezeigte Ereignistypbeschreibung zeigt den Typ der Änderung an.

18.3 STÖRSCHREIBER

Mithilfe des Störschreibers können Sie ausgewählte Strom- und Spannungseingänge der Schutzelemente zusammen mit ausgewählten digitalen Signalen aufzeichnen. Die digitalen Signale können Eingänge, Ausgänge oder interne DDB-Signale sein. Die Störungsaufzeichnungen können mithilfe des Betrachters in der Anwendungssoftware für Einstellungen angezeigt werden. Die Störfalldatei kann auch im COMTRADE-Format gespeichert werden. Dadurch können anderen Softwarepakete verwendet werden, um die aufgezeichneten Daten anzuzeigen.

Der integrierte Störschreiber besitzt einen eigens für die Speicherung von Störungsaufzeichnungen vorgesehenen Speicherbereich. Wie viele Aufzeichnungen gespeichert werden können, hängt von der Aufzeichnungsdauer ab. Die Mindestdauer beträgt 0,1 Sekunden, die Höchstdauer 10,5 Sekunden.

Wenn der verfügbare Speicherplatz belegt ist, werden die ältesten Aufzeichnungen durch die neuesten überschrieben.

Jede Störungsaufzeichnung besteht aus Analogdatenkanälen und Digitaldatenkanälen. Die entsprechenden StW- und SpW-Übersetzungsverhältnisse werden ebenfalls ausgelesen, um die Skalierung auf Primärgrößen zu ermöglichen.

Die Aufzeichnungszeiten werden mittels einer Kombination der Felder ***Dauer*** und ***Triggerstellung*** festgelegt. Das Feld ***Dauer*** dient zum Festlegen der Gesamtaufzeichnungszeit, und das Feld ***Triggerstellung*** dient zum Festlegen des Triggerpunkts als Prozentsatz der Dauer. Beispielsweise zeigt die Standardeinstellung, dass die Gesamtaufzeichnungszeit auf 1,5 Sekunden und der Triggerpunkt auf 33,3 Prozent dieses Werts festgelegt ist, woraus sich eine Aufzeichnungszeit von 0,5 Sekunden vor dem Fehler und eine Aufzeichnungszeit von einer Sekunde nach dem Fehler ergibt.

Wenn der ***Trigger-Modus*** auf `Einzeln` eingestellt ist, ignoriert der Schreiber eine weitere Triggerung, die während einer Aufzeichnung stattfindet. Wenn der ***Trigger-Modus*** jedoch auf `Erweitert` eingestellt ist, wird der Nach-Trigger-Zeitgeber auf null zurückgesetzt, wodurch die Aufzeichnungszeit verlängert wird.

Sie können einen der Analogeingänge des Schutzgeräts als Analogkanäle zum Aufzeichnen auswählen. Sie können auch einen der Ausgangskontakte der Opto-Eingänge den digitalen Kanälen zuordnen. Außerdem können Sie den digitalen Kanälen auch eine Reihe von DDB-Signalen wie beispielsweise Startsignale und LED-Signale zuordnen.

Sie können einen der digitalen Kanäle auswählen, um den Störschreiber über das Feld ***Eing. Trigger*** entweder auf einen Übergang von L (niedrig) zu H (hoch) oder H (hoch) zu L (niedrig) einzustellen. Die Standardeinstellungen sind so eingestellt, dass die zweckgebundenen Auslöseausgangskontakte den Störschreiber auslösen.

Es ist nicht möglich, die Störungsaufzeichnungen lokal an der LCD-Anzeige des Bedienfelds anzuzeigen. Sie müssen diese mithilfe einer geeigneten Anwendungssoftware für Einstellungen wie beispielsweise MiCOM S1 Agile auslesen.

18.4 MESSDATEN

18.4.1 MESSGRÖßEN

Die Systemgrößen, die jede Sekunde aktualisiert werden, werden direkt vom Gerät gemessen und berechnet. Sie können diese Werte in den relevanten Spalte MESSDATEN oder mit dem Messdatenbetrachter in der Anwendungssoftware für Einstellungen anzeigen. Je nach Modell kann das Gerät eine oder mehrere der folgenden Größen messen und anzeigen:

- Gemessene und berechnete analoge Strom- und Spannungswerte
- Leistungs- und Energiemesswerte
- Spitzen-, Fest- und Gleitwerte
- Frequenzmessungen
- Thermische Messungen
- Fernschutzkanalmessungen

18.4.2 MESSKONFIGURATION

Mithilfe der Spalte *MESSKONFIGURAT.* können Sie definieren, wie Messungen konfiguriert und angezeigt werden. Die Messungen werden in den relevanten MESSDATEN tabellen gezeigt.

18.4.3 FEHLERORTER

Manche Modelle bieten eine Funktion zur Bestimmung des Fehlerorts. Es ist möglich, den Fehlerort zu bestimmen, indem die Größen und Phasen der Fehlerspannung und des Fehlerstroms gemessen und diese Informationen an eine Fehlerorterfunktion weitergegeben werden. Der Fehlerorter wird immer dann ausgelöst, wenn eine Fehleraufzeichnung generiert wird. Nachfolgende Fehlerortdaten werden in die Fehleraufzeichnung einbezogen. Diese Informationen werden auch im Feld ***Fehlerort*** angezeigt, das sich in der Spalte *AUFZ. ANZEIGEN* befindet. Dieses Feld zeigt den Fehlerort in Metern, Meilen, Ohm oder Prozent an, was von den Einheiten abhängig ist, die im Feld ***Fehlerort*** der Spalte *MESSKONFIGURAT.* gewählt werden.

Der Fehlerlokalisierer verwendet Analogeingangssignale vor und nach Auftreten des Fehlers, um den Fehlerort zu berechnen. Das Ergebnis wird in die Fehleraufzeichnung einbezogen. Die vor und nach Auftreten des Fehlers gemessenen Spannungen erscheinen ebenfalls in der Fehleraufzeichnung.

Bei Anwendung in Parallelschaltungen kann die wechselseitige Flusskopplung die Impedanz ändern, die vom Fehlerorter erkannt wird. Die Kopplung enthält Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemkomponenten. In der Praxis ist die Mit- und Gegensystemkopplung bedeutungslos. Der Effekt auf den Fehlerorter, der die wechselseitige Nullsystemkopplung erkennt, kann eliminiert werden, indem die Funktion der gegenseitigen Kompensation verwendet wird.

18.4.3.1 FUNKTIONSWEISE DES FEHLERORTERS

Der 5th Generation-Fehlerorter verwendet eine algorithmische Methode, um eine Distanz zum Fehlerort mit Messfunktionen bereitzustellen. Der Dateneingang für den Algorithmus wird mithilfe von bewährten digitalen Signalverarbeitungstechniken gefiltert.

Die vom Algorithmus verarbeiteten Daten werden zunächst erfasst, indem eine Analog-Digital-Umwandlung der Signale durchgeführt wird, die vom internen Analogbus des Schutzgeräts bereitgestellt werden. Anschließend werden die erforderlichen Berechnungen durchgeführt.

Die Messwerte werden kontinuierlich berechnet, regelmäßig aktualisiert und auf Anfrage an den Prozessor des Schutzgeräts weitergegeben.

Die erfassten Daten werden in einen Puffer geschrieben, bis der Prozessor einen Fehlerzustand meldet. Diese Eingangspufferdaten werden in Abhängigkeit von der Fehlerberechnung im Puffer gehalten, und die Eingangsdaten werden an einen alternativen Puffer umgeleitet.

Die Fehlerberechnung wird durch ein Signal ausgelöst, das vom Hauptprozessor des Schutzgeräts kommt. Sobald die Fehlerberechnung abgeschlossen ist, werden die Ausgangsinformationen im nichtflüchtigen Speicher abgelegt und dem Prozessor für die Anzeige am Bedienfeld des Schutzgeräts verfügbar gemacht.

Bei Parallelschaltungen, die an den gegenüberliegenden Seiten einer Turmleitungen hängen, kann wechselseitige Flusskopplung die Impedanz ändern, die vom Fehlerorter erkannt wird. In der Praxis ist die Mit- und Gegensystemkopplung unbedeutend, und der Effekt auf den Fehlerorter, welcher die wechselseitige Nullsystemkopplung erkennt, kann eliminiert werden, indem die Funktion der gegenseitigen Kompensation verwendet wird.

Es ist zu beachten, dass bei Schutzgeräten, die sowohl mit einem ***DEF***-Element als auch einem Fehlerorter ausgestattet sind, die Stromeingangsanschlüsse für gegenseitige Kompensation zusammen mit dem ***DEF***-Nullstrompolarisierungseingang genutzt werden. Daher kann die ***DEF***-Nullstrompolarisierung nicht zugleich als gegenseitige Fehlerorter-Kompensation verwendet werden.

Der Fehlerorter ist bei der Erdkabelversion des Schutzgeräts optional, und es wird empfohlen, den Fehlerorter nur für Messzwecke zu verwenden (siehe Abschnitt „Messung“ unten), da die Genauigkeit der Fehlerortung bei dieser Anwendung unzuverlässig ist.

18.4.3.2 ERDFEHLER-BASISTHEORIE

In der nachstehenden Abbildung wird eine Zwei-Maschinen-Äquivalenzschaltung eines fehlerhaften Stromnetzes gezeigt:

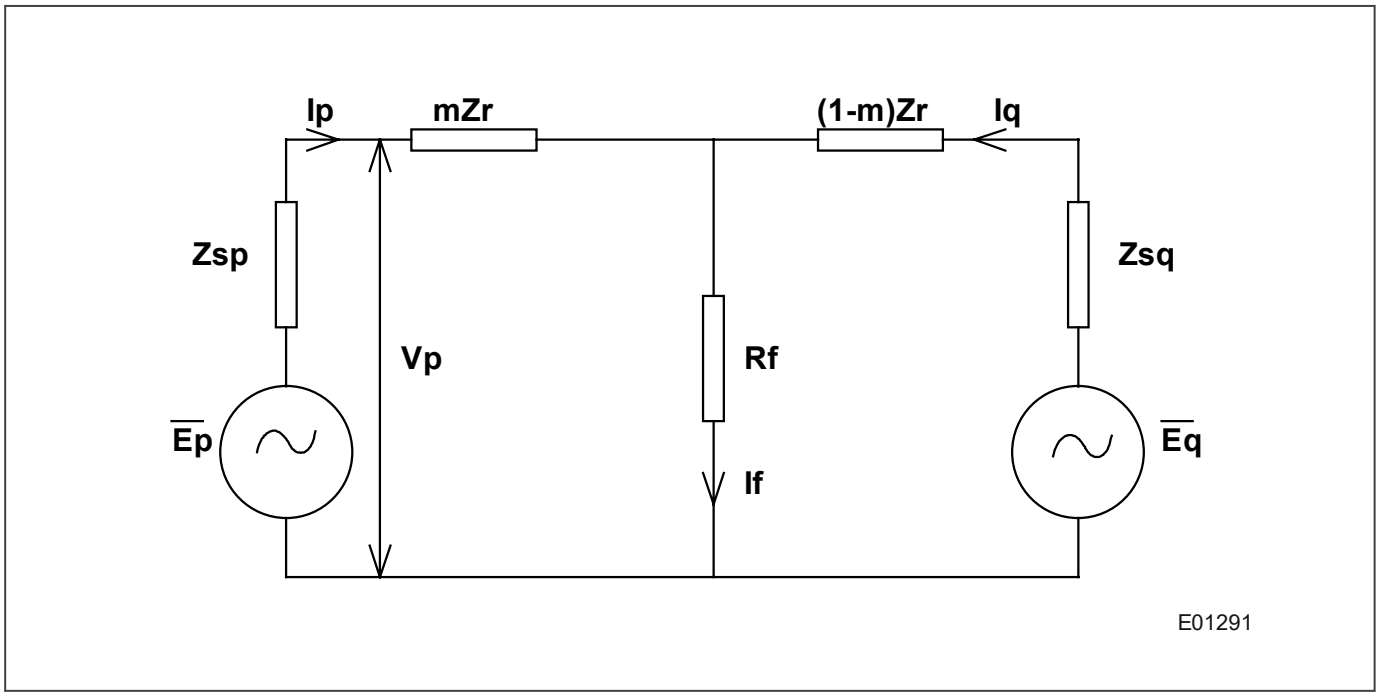


Abbildung 317: Zwei-Maschinen-Äquivalenzschaltung

Aus der obigen Abbildung:

$$Vp = mIpZr + IfRf$$

Diese Gleichung zeigt, dass die Berechnung von m, die Distanz zum Fehlerort auf der Basis der Messungen von Vp und Ip an den Anschlüssen des lokalen Schutzgeräts, durch die Bedingung IfRf verzerrt wird. Diese Bedingung steht in Beziehung zu der vom entfernten Anschluss kommenden Stromeinspeisung und kann nicht ohne Weiteres gemessen werden. Diese Effekt kann jedoch wie folgt minimiert werden:

Die realen und imaginären Komponenten dieser Vektoren verändern sich im Laufe der Zeit (in Relation zu einem beliebigen Vektorbezug):

$$|Vp|[\cos(\omega t + s) + j\sin(\omega t + s)] = m|Zr|\,|Ip|\,[\cos(\omega t + e) + j\sin(\omega tt + e)] + Rf\,|If|\,[\cos(\omega t + d) + j\sin(\omega t + d)].$$

dabei gilt:

d ist der Winkel des Fehlerstroms.

s ist der Winkel von Vp.

e ist der Winkel von IpZr.

Durch Bewertung der Gleichung *Vp = mIpZr + IfRf* in dem Augenblick, in welchem der Fehlerstrom null durchläuft und nur reale Komponenten berücksichtigt werden, wird die Bedingung Rf |If| null, d. h. $t = ((\pi/2)-d)/\omega$, und die Gleichung wird vereinfacht auf:

$$|Vp|\cos(((\pi/2)-d) + s) = m\,|Zr|\,|Ip|\,\cos(((\pi/2)-d) + e)$$

Daher kann der Fehlerort m berechnet werden, wenn der Winkel des Fehlerstroms d bekannt ist.

Bewertung von d der Phase des Fehlerstroms If:

Der Fehlervektor If wird aus einem Algorithmus erhalten, welcher überlagerte Ströme verwendet, d. h., die Änderung des Stroms folgt im Augenblick des Fehlers.

Überlagerte Ströme werden mit einem Apostroph (') gekennzeichnet.

Das Sequenzdiagramm für überlagerte Ströme für einen A-G-Fehler ist in der nachstehenden Abbildung dargestellt:

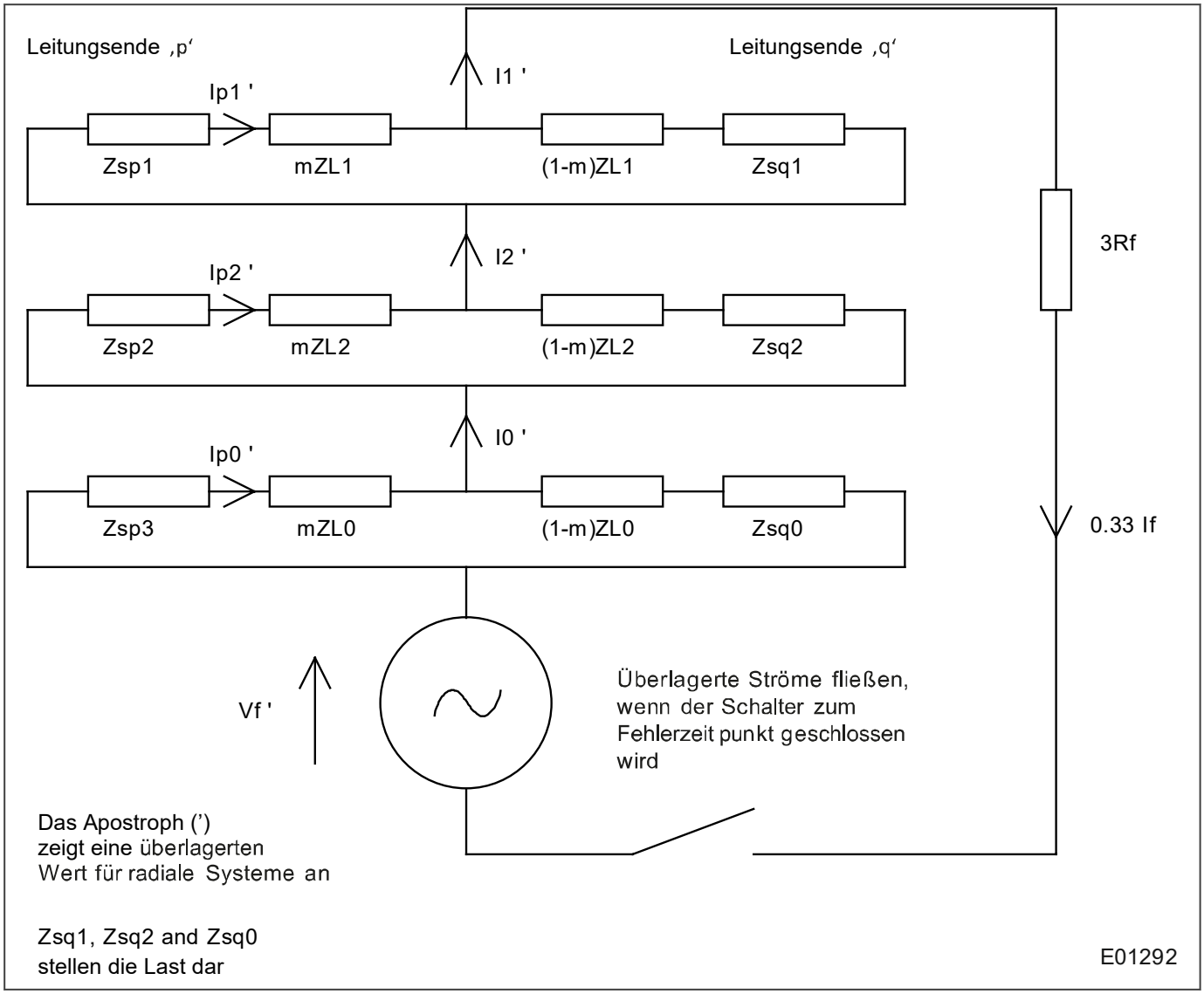


Abbildung 318: Überlagerte Sequenz symmetrischer Komponenten für Fehler A – N

Bei einem Fehler von Phase L1 zu Erde.

$$0{,}33\ If_ = I1' = I2' = I0'$$

wovon:

$$0{,}66\ If_ = I1' + I2'$$

$$_ = Ip1'D1 + Ip2'D2$$

dabei gilt:

$$D1 = I1' / Ip1' \text{ und } D2 = I2' / Ip2'$$

und:

D2 ca. = D1 (unter der Voraussetzung, dass die Mit- und Gegensystemimpedanzen der Stromquelle der Leitung in etwa gleich sind)

daraus folgt:

$$0{,}66\ If = D1(Ip1' + Ip2')$$

auch:

$$Ip' = Ip1' + Ip2' + Ip0'$$

daraus folgt:

$$Ip1' + Ip2' = Ip' – Ip0'$$

aus den obigen Gleichungen:

$$0{,}66\ If = D1\ (Ip' – Ip0')$$

daher:

$$\text{Winkel } If = \text{Winkel } D1 + \text{Winkel } (Ip' – Ip0')$$

dabei gilt:

D1_= SKALARER Faktor A – unter der Voraussetzung, dass das Stromnetz homogen ist
_= (Zsp1 + Zl1 + Zsq1) / ((1-m)Zl1 + Zsq1)

Der Winkel von D1 ist vom Fehlerort abhängig, aber für die Zwecke dieses Algorithmus wird angenommen, dass dieser Winkel null ist.

Folglich:

$$\text{Winkel } If = d = \text{Winkel } (Ip' – Ip0')$$

Die obige Gleichung zeigt, dass der Phasenwinkel des Fehlerstroms d anhand der überlagerten Phase und den an den Anschlüssen des Schutzgeräts gemessenen Einfachströmen bewertet werden kann.

daher gilt bei einem Erdfehler:

$$\begin{aligned} &|If|(\cos(d) + j\sin(d)) \\ &= kD1(Ip'-Ip0') \\ &= kD1[(Ia(Fehler) – Ia(Vorfehler)) \\ &– 0{,}33(In(Fehler) – In(Vorfehler))] \end{aligned}$$

dabei gilt:

k ist ein skalarer Faktor, und d ist der erforderliche Phasenwinkel von If im Augenblick der Berechnung der fehlerhaften Vektoren.

ähnlich ist es bei einem Fehler von Phase zu Phase:

$$|If|\ (\cos(d) + j\sin(d)) = kD1[(Ia(Fehler) – Ia(Vorfehler)) – (Ib(Fehler) – Ib(Vorfehler))]$$

Dadurch kann der Fehlerorter den Winkel des Fehlerstromvektors d im Augenblick der Berechnung der fehlerhaften Vektoren mithilfe der berechneten Vorfehler und Fehlervektoren berechnen.

18.4.3.3 DATENERFASSUNG UND PUFFERVERARBEITUNG

Der Fehlerorter speichert die Abtastdaten innerhalb eines 12-Zyklen-Puffers mit einer Auflösung von 48 Abtastungen pro Zyklus. Wenn der Fehlerschreiber ausgelöst wird, werden die Daten im Puffer eingefroren, sodass der Puffer sechs Zyklen von Vor-Trigger-Daten und sechs Zyklen von Nach-Trigger-Daten enthält. Die Fehlerberechnung beginnt kurz nach diesem Triggerpunkt.

Der Trigger für den Fehlerschreiber ist vom Benutzer über die parametrierbare Schaltungslogik auswählbar.

Der Fehlerorter kann Daten für bis zu vier Fehler speichern. Dadurch wird sichergestellt, dass der Fehlerort bei allen Versuchen einer typischen Mehrfach-Wiedereinschaltungssequenz berechnet werden kann.

18.4.3.4 AUSWAHL FEHLERHAFTER PHASEN

Die Phasenauswahl wird vom Überlagerungsstrom-Phasenwähler berechnet.

Phasenauswahl- und Fehlerortberechnungen können nur dann durchgeführt werden, wenn die Stromänderung 5 % In übersteigt.

18.4.3.5 BERECHNUNG FEHLERHAFTER PHASEN

Die Fehlerortberechnung funktioniert wie folgt:

1. Anfängliche Beschaffung der Vektoren
2. Auswahl der fehlerhaften Phase(n)
3. Bewertung der Phase des Fehlerstroms If für die fehlerhafte(n) Phase(n)
4. Lösen der nachstehenden Gleichung für den Fehlerort m in dem Augenblick, wenn f = 0

$$Vp = mIpZr + IfRf$$

18.4.3.6 BERECHNUNG DER DISTANZ ZUM FEHLERORT

Abbildimpedanz Zr

Die Fehlerortberechnung erfordert Vektoren, die aus der Leitungsspannung (Vp) und der „Abbildimpedanz“-Spannung (IpZr) des Schutzgeräts unter Fehlerbedingungen berechnet werden. Die Abbildimpedanz wird aus den Einstellungen des Schutzgeräts abgeleitet und faktisch auf den gleichen Wert wie die Gesamtleitungsimpedanz gesetzt, d. h.

$$Zr = ZLeitung/\theta\ Leitung + ZRest/\ /\theta\ Rest$$

Diese „Abbildimpedanz“ wird mithilfe des Faktors für gegenseitige Kompensation modifiziert, wenn die Funktion der gegenseitigen Kompensation verwendet wird, d. h.

$$Zr = ZLeitung/\theta\ Leitung + ZRest/\ /\theta\ Rest + Zgegenseitig/\ /\theta\ gegenseitig$$

Wobei:

$$ZRest = kZN*ZLeitung$$
$$Zgegenseitig = kZm*ZLeitung$$

Die Fehlerortberechnung

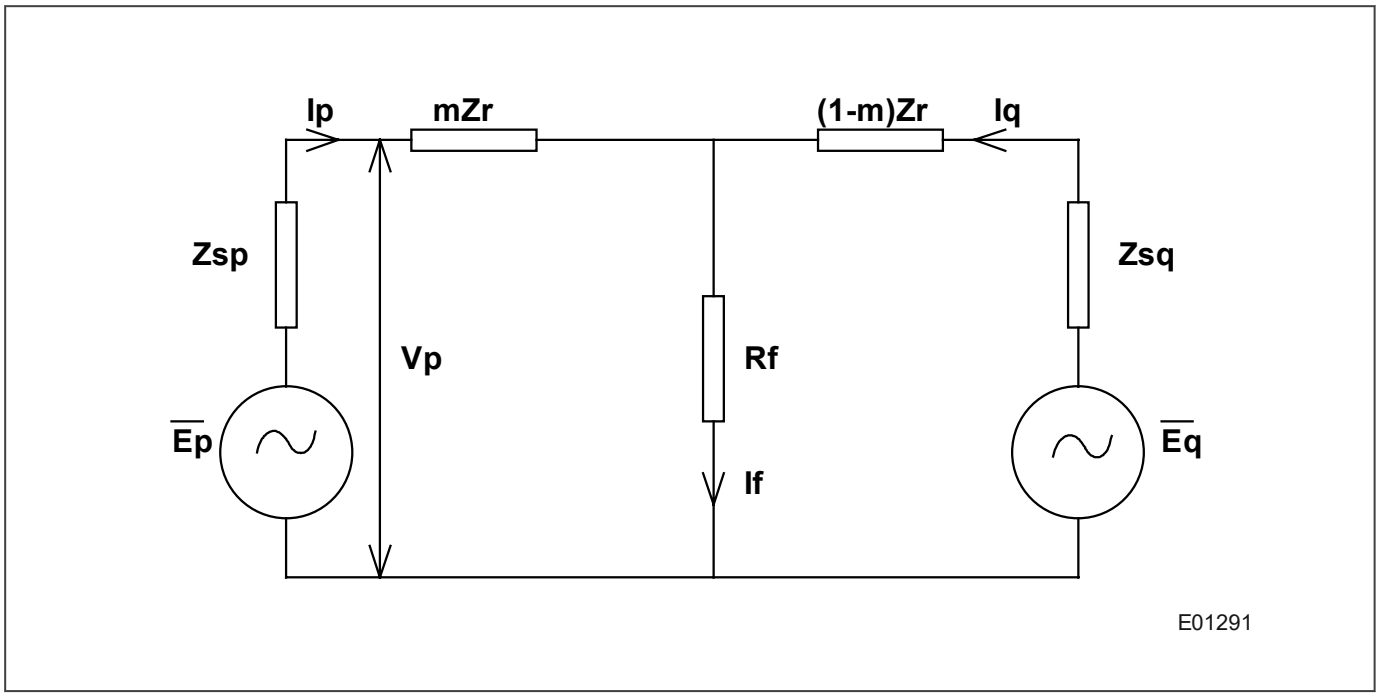


Abbildung 319: Zwei-Maschinen-Äquivalenzschaltung

Fehlerortgleichung:

$$Vp = mIpZr + IfRf$$

Mit Bezug auf die obige Abbildung und Gleichung.

Die Fehlerortberechnung funktioniert wie folgt:

1. Zunächst werden die Vektoren erfasst, um die obige Gleichung für die vom Phasenwähler angegebene Fehlerart zu erfüllen.
2. Dann wird die Phase des Fehlerstroms If bewertet.
3. Am Schluss wird die obige Gleichung für den Fehlerort m in dem Augenblick gelöst, wenn f = 0.

Beschaffung der Vektoren

Abhängig von der Fehlerart, die vom Phasenauswahlalgorithmus erkannt wird, werden verschiedene Sätze von Vektoren ausgewählt. Die Berechnung mithilfe der obigen Fehlerortgleichung wird entweder bei einem Fehler von Phase zu Erde oder einem Fehler von Phase zu Phase verwendet.

Darum gilt bei einem Fehler von Phase L1 zu Erde:

$$IpZr = Ia\ (ZLeitung/\theta\ Leitung) + In\ (ZRest/\ /\theta\ Rest)$$

und

$$Vp = VA$$

Und bei einem Fehler von Phase L1 zu Phase L2:

$$IpZr = Ia\ (ZLeitung/\theta\ Leitung) - Ib\ (ZLeitung/\theta\ Leitung)$$

und

$$Vp = VA - VB$$

Die Berechnung bei einem Erdfehler (obige Gleichung, Fehler von Phase L1 zu Erde) wird geändert, wenn gegenseitige Kompensation verwendet wird:

$$IpZr = Ia\ (ZLeitung/\theta\ Leitung) + In(ZRest/\ /\theta\ Rest) + Im(Zgegenseitig/\ /\theta\ gegenseitig)$$

Lösen der Gleichung für den Fehlerort

Da die Sinuswelle von If null durchläuft, können die unverzögerten Werte der Sinuswellen Vp und □p verwendet werden, um die nachstehende Gleichung für den Fehlerort m zu lösen. (Die Bedingung IfRf ist dabei null.)

$$Vp = mIpZr + IfRf$$

Dies wird bestimmt, indem die berechneten Vektoren von Vp und IpZr durch den Winkel (90 – Winkel des Fehlerstroms) verschoben werden und die reale Komponente von Vp durch die reale Komponente von IpZr geteilt wird (siehe nachstehende Abbildung).

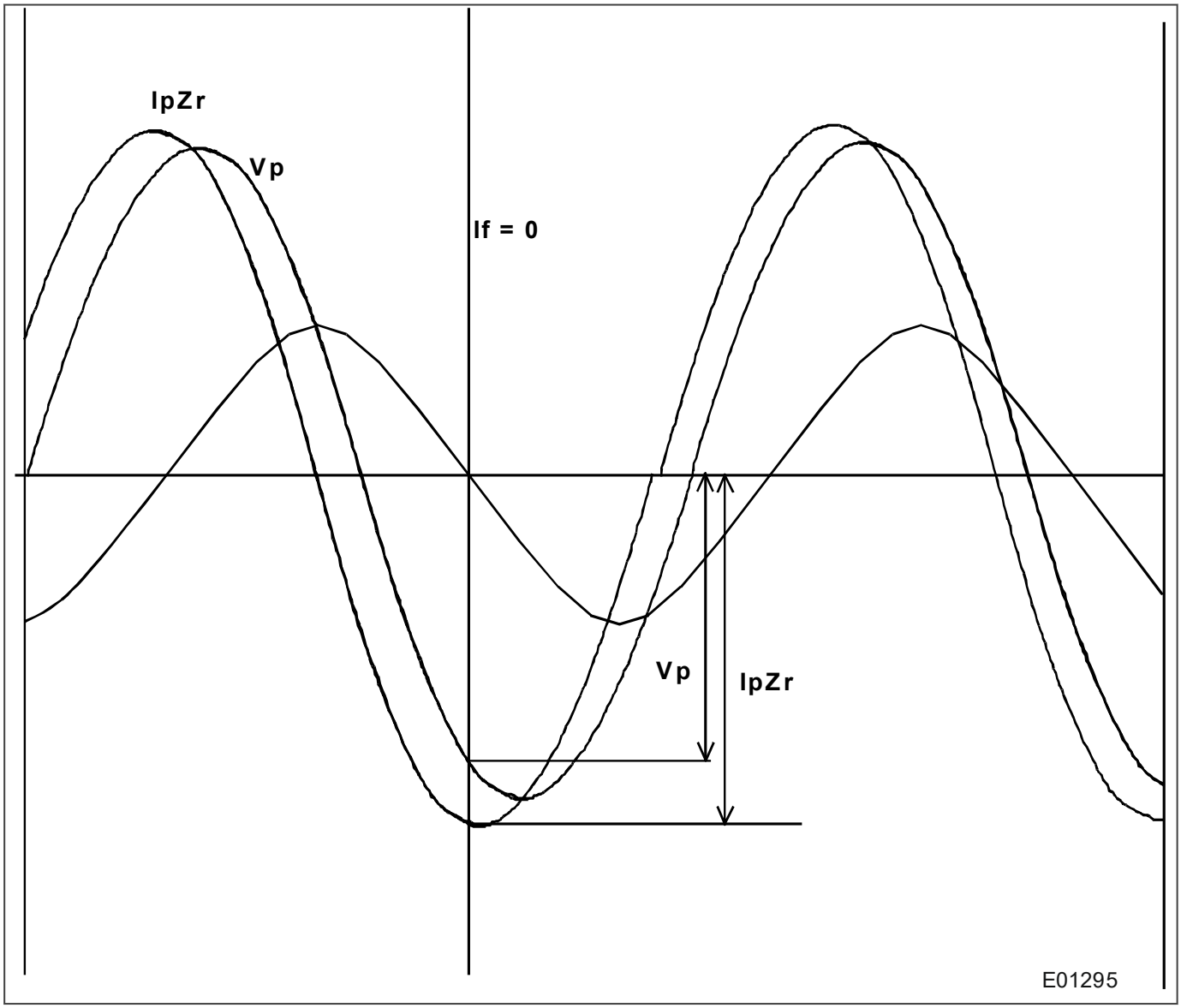


Abbildung 320: Fehlerorterauswahl des Fehlerstroms null

d. h.:

Vektor Vp mit vorgeeilter Phase

$$= |Vp|\ [\cos(s) + j\sin(s)\ ] * [\ \sin(d) + j\cos(d)\ ]$$

$$= |Vp|\ [-\sin(s\text{-}d) + j\cos(s\text{-}d)\ ]$$

Vektor IpZr mit vorgeeilter Phase

$$= ||pZr| [\cos (e) + j\sin (e)] * [\sin (d) + j\cos (d)]$$

$$= ||pZr| [-\sin(e-d) + j\cos(e-d)]$$

Daher gilt aus Gleichung 1:

$$m = Vp \div (Ip * Zr) \text{ bei } If = 0$$

$$= Vp \sin(s-d)/(IpZr * \sin(e-d))$$

Dabei gilt:

d = Winkel des Fehlerstroms If

s = Winkel von Vp

e = Winkel von IpZr

Auf diese Weise bewertet das Schutzgerät m, den Fehlerort, welcher als Prozentsatz der Einstellung der Fehlerorter-Leitungsimpedanz angegeben wird, und berechnet dann den Ausgangsfehlerort, indem dieser mit der Einstellung der Leitungslänge multipliziert wird. Nach Abschluss der Berechnung ist der Fehlerort in der Fehleraufzeichnung in der Spalte *AUFZ. ANZEIGEN* in den ***Fehlerort***-Zellen zu finden. Die Distanz zum Fehlerort steht in Kilometern, Meilen, als Impedanz oder als Prozentsatz der Leitungslänge zur Verfügung.

18.4.3.7 GEGENSEITIGE KOMPENSATION

Die Analyse eines Erdfehlers an einem Stromkreis einer parallelen Freileitung zeigt, dass ein Fehlerorter, der an einem Ende der fehlerhaften Leitung positioniert ist, zu Überreichweite tendiert, während der am anderen Ende zu Unterreichweite tendiert. Bei langen Leitungen mit hoher gegenseitiger Induktivität kann gegenseitige Nullsystemkompensation verwendet werden, um die Genauigkeit des Fehlerorters zu verbessern. Die Kompensation dadurch erreicht, dass dem Schutzgerät ein Eingang vom Reststromkreis des Stromwandlers in der Parallelleitung zugeleitet wird.

Das 5th Generation bietet gegenseitige Kompensation sowohl für die Fehlerorterfunktion als auch die Distanzschutzzonen.

18.4.3.8 MESSUNG

Die Messungsberechnungen werden mithilfe derselben Fourier-Technik, die vom Fehlerorter verwendet wird, kontinuierlich durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Berechnungen werden kontinuierlich aktualisiert und können mithilfe der Benutzerschnittstelle des Schutzgeräts angezeigt werden.

18.4.4 ZEITSTEMPELUNG DER OPTO-EINGÄNGE

Jeder Opto-Eingangswert wird innerhalb einer Toleranz von +/–1 ms in Bezug auf die Echtzeituhr mit einem Zeitstempel versehen. Diese Zeitstempel werden für die Opto-Eingangs-Ereignisprotokolle und die Störungsaufzeichnung verwendet. Das Gerät muss genau mit einer externen Taktquelle synchronisiert werden, beispielsweise mit einem IRIG-B-Signal oder einem Hauptuhrsignal, das im relevanten Datenprotokoll bereitgestellt wird.

Sowohl bei gefilterten als auch ungefilterten Opto-Eingängen ist der Zeitstempel eines Opto-Eingangsereignisses die Abtastzeit, zu der die Zustandsänderung stattgefunden hat. Wenn sich die Zustände von mehreren Opto-Eingängen im gleichen Abtastintervall ändern, werden diese Zustandsänderungen als einzelnes Ereignis gemeldet.

18.5 LS-ZUSTANDSÜBERWACHUNG

Das Gerät zeichnet verschiedene Statistiken in Bezug auf jede Leistungsschalterauslösung auf und gestattet so eine genaue Bewertung des Leistungsschalterzustands. Diese Statistiken stehen in der Spalte *LS - WARTUNG* zur Verfügung. Die Menüfelder sind nur Registerwerte und können nicht direkt gesetzt werden. Sie können jedoch während der Wartung zurückgesetzt werden. Die überwachten Statistiken sind:

- Summe der Stromabschaltungen: Ein Register speichert die Summe der vom Leistungsschalter verursachten Stromabschaltungen in einem Speicher, wodurch jederzeit die entsprechende Summe der Stromabschaltungen zur Verfügung steht, seit der Wert zuletzt zurückgesetzt wurde.
- Anzahl von LS-Vorgängen: Ein Zähler registriert die Anzahl von LS-Auslösungen, die für jede Phase durchgeführt wurden, wodurch jederzeit die Gesamtanzahl von Auslösungen des Leistungsschalters zur Verfügung steht, seit der Wert zuletzt zurückgesetzt wurde.
- LS-Ansprechzeit: Ein Register speichert die Summe der Zeit, die vom Leistungsschalter gebraucht wird, um vom geschlossenen in den offenen Zustand zu wechseln, in einem Speicher, wodurch jederzeit die entsprechende Ansprechzeit des Leistungsschalters zur Verfügung steht, seit der Wert zuletzt zurückgesetzt wurde.
- Übermäßig hohe Fehlerhäufigkeit: Ein Zähler registriert die Anzahl von LS-Auslösungen, die für alle Phasen durchgeführt wurden, wodurch jederzeit die Gesamtanzahl von Auslösungen zur Verfügung steht, seit der Wert zuletzt zurückgesetzt wurde.

Diese Statistiken stehen in der Spalte *LS - WARTUNG* zur Verfügung. Die Menüfelder sind nur Registerwerte und können nicht direkt gesetzt werden. Sie können jedoch während der Wartung zurückgesetzt werden.

Hinweis:
Im Inbetriebnahmetest-Modus werden die LS-Zustandsüberwachungsregister nicht aktualisiert.

Eine Sperre des Leistungsschalters kann durch folgende LS-Überwachungsfunktionen verursacht werden:

- Wartungssperre
- Sperre bei übermäßig hoher Fehlerhäufigkeit
- Sperre bei Stromunterbrechung

Wenn der Leistungsschalter gesperrt ist, generiert die Logik eine Sperrwarnung.

18.5.1 STROMUNTERBRECHUNGSSPEICHER

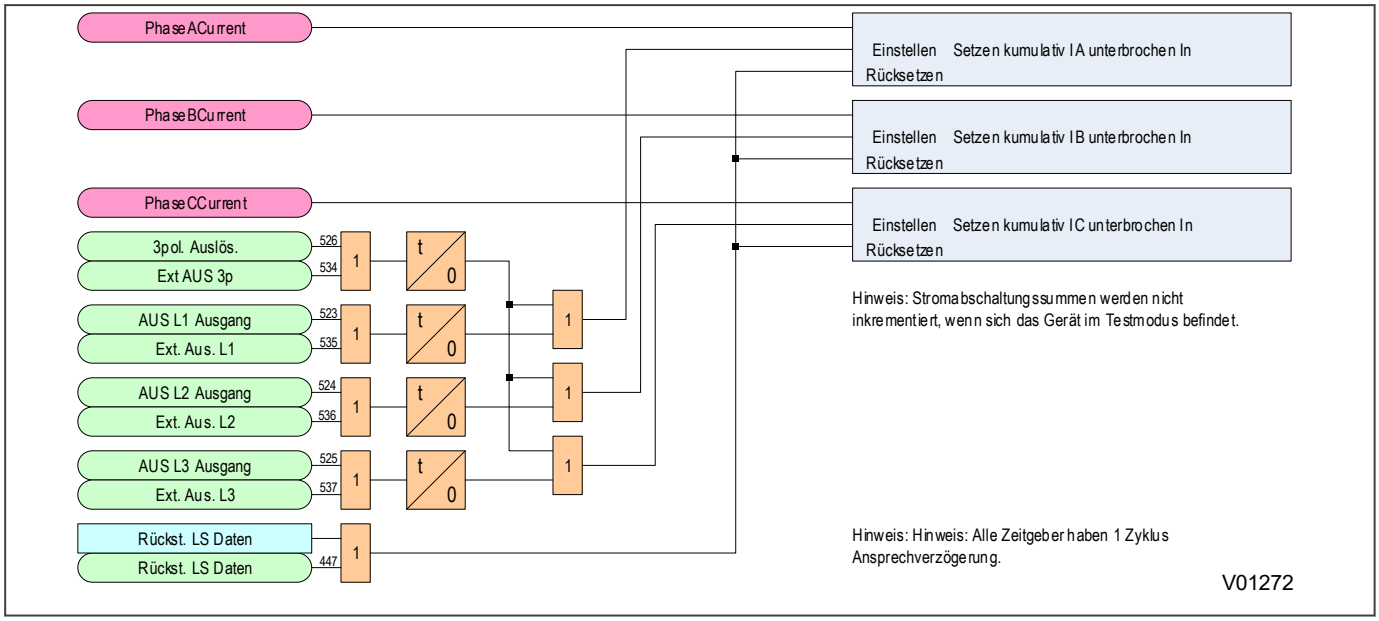


Abbildung 321: Logikschaltbild des Stromunterbrechungsspeichers

18.5.2 STROMABSCHALTUNGSAKKUMULATOR

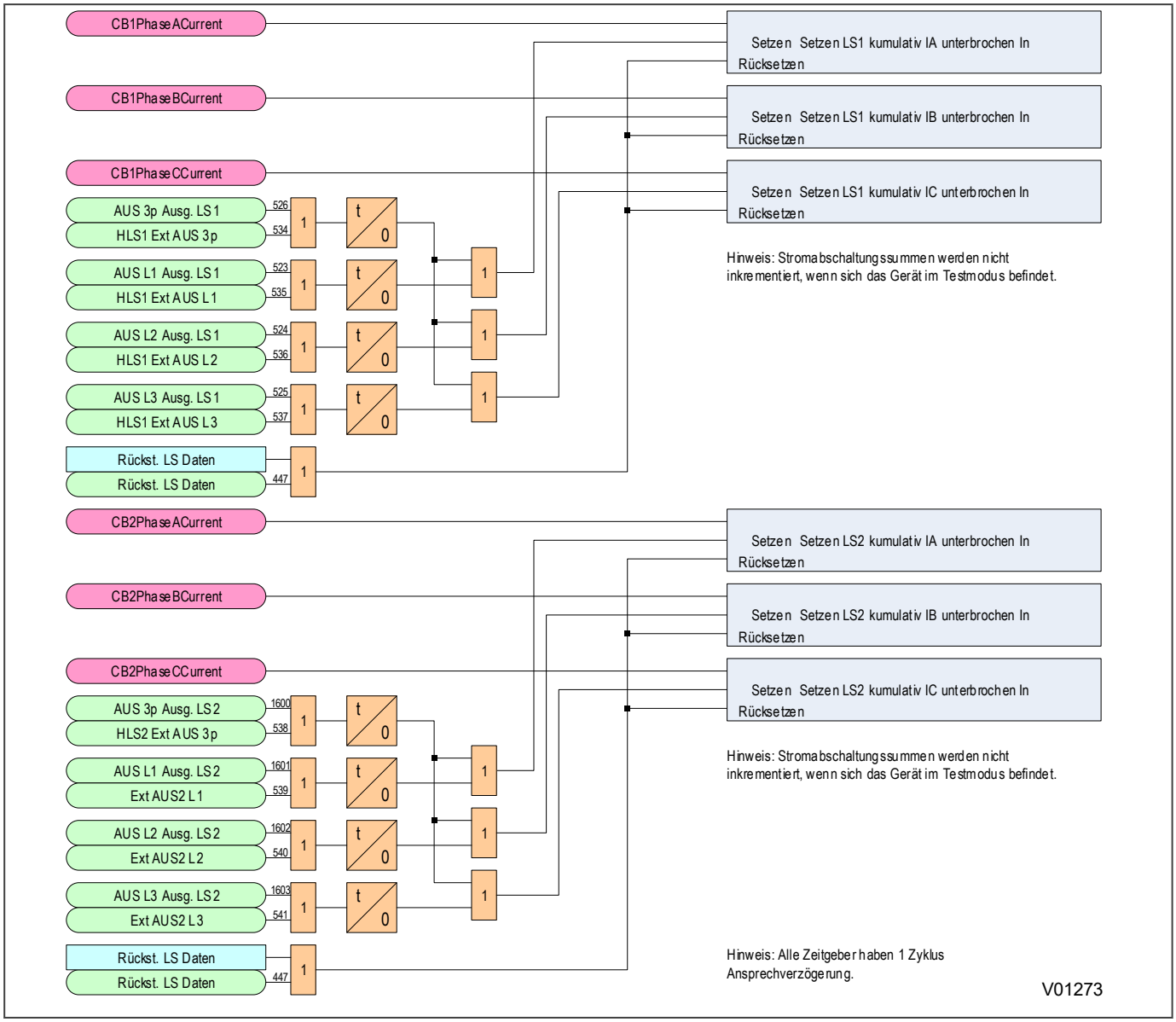


Abbildung 322: Logikschaltbild des Stromabschaltungsakkumulators

18.5.3 LS-AUSLÖSUNGSZÄHLER

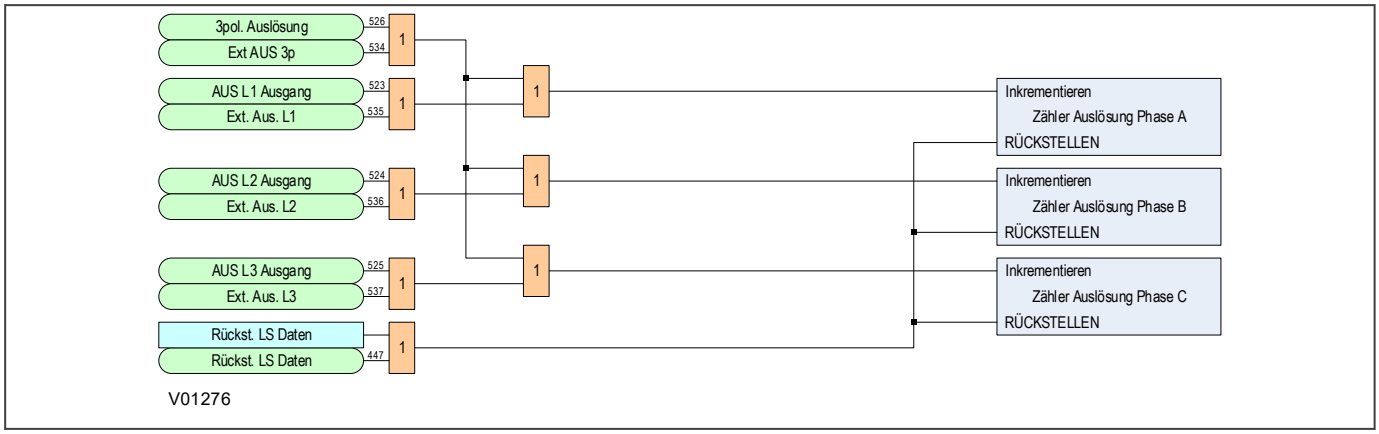


Abbildung 323: Logikschaltbild des LS-Auslösungszählers

18.5.4 LS-AUSLÖSUNGSZÄHLER

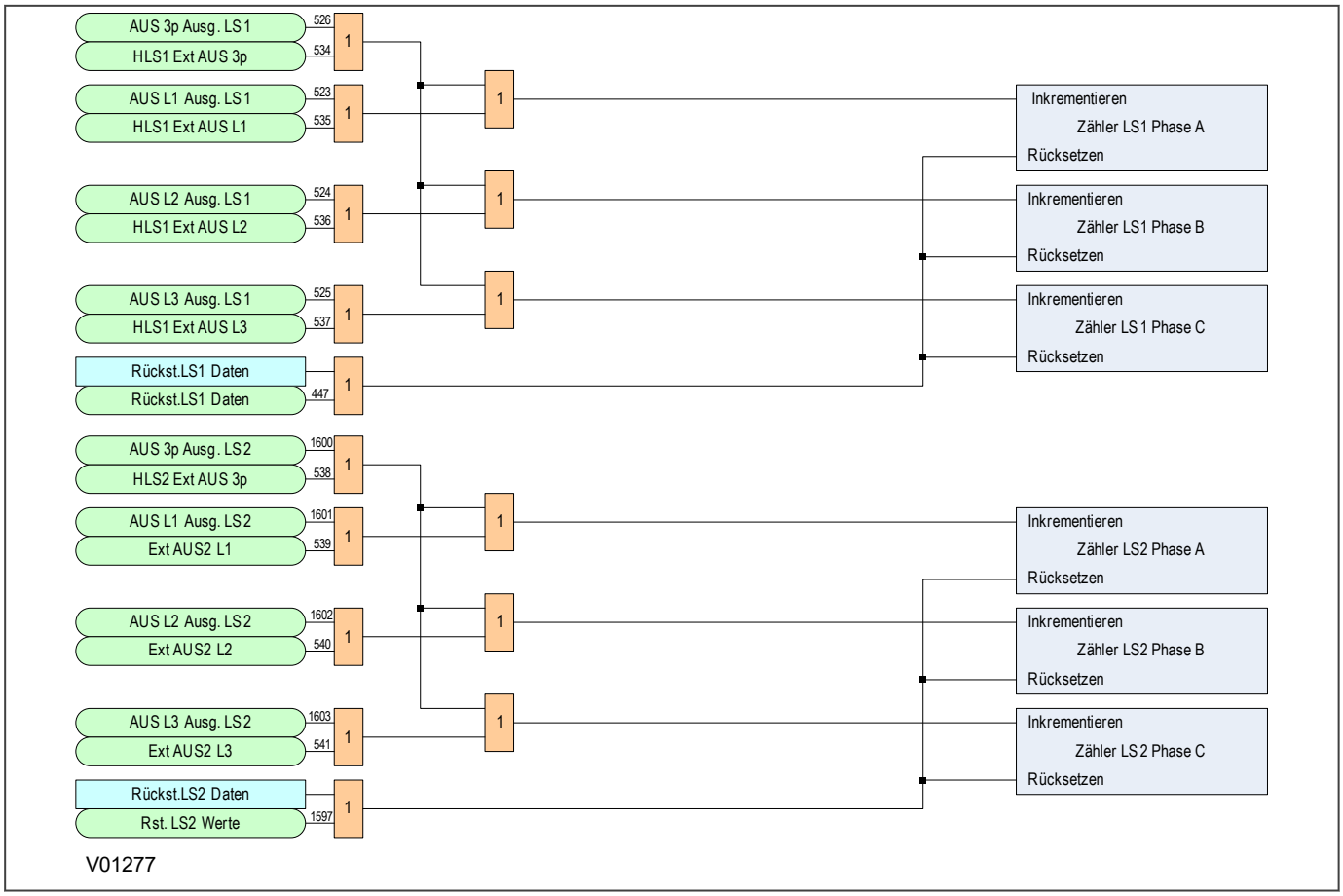


Abbildung 324: Logikschaltbild des LS-Auslösungszählers

18.5.5 LS-ANSPRECHZEITAKKUMULATOR

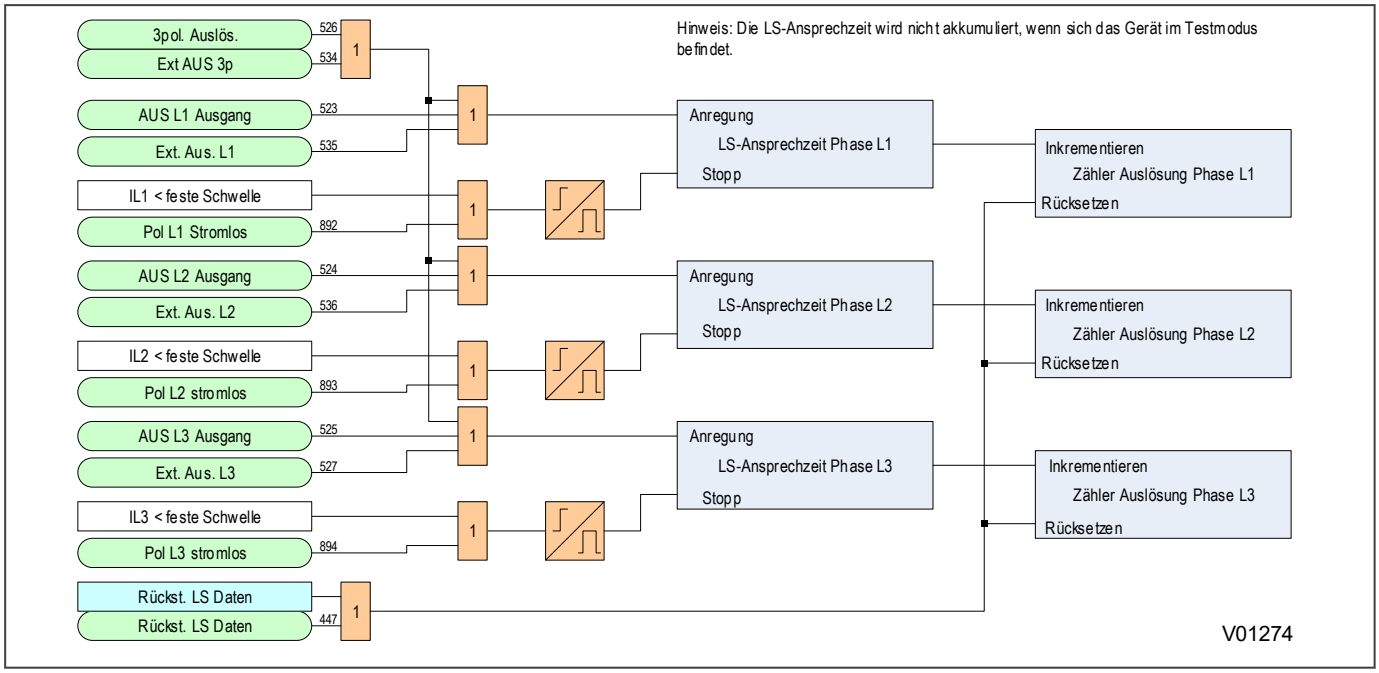


Abbildung 325: Ansprechzeitakkumulator

18.5.6 LS-ANSPRECHZEITAKKUMULATOR

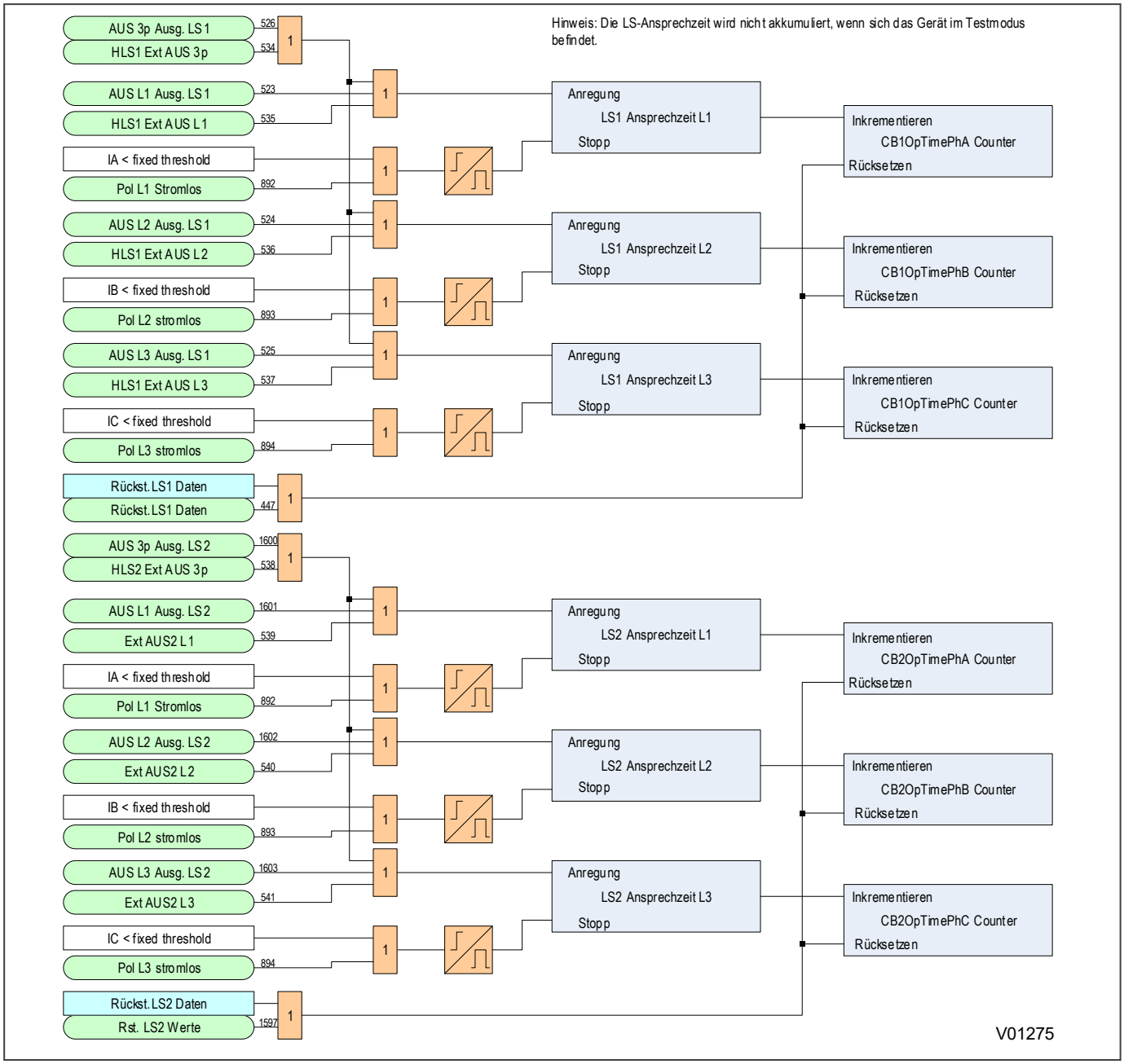


Abbildung 326: Ansprechzeitakkumulator

18.5.7 ZÄHLER FÜR ÜBERMÄßIG HOHE FEHLERHÄUFIGKEIT

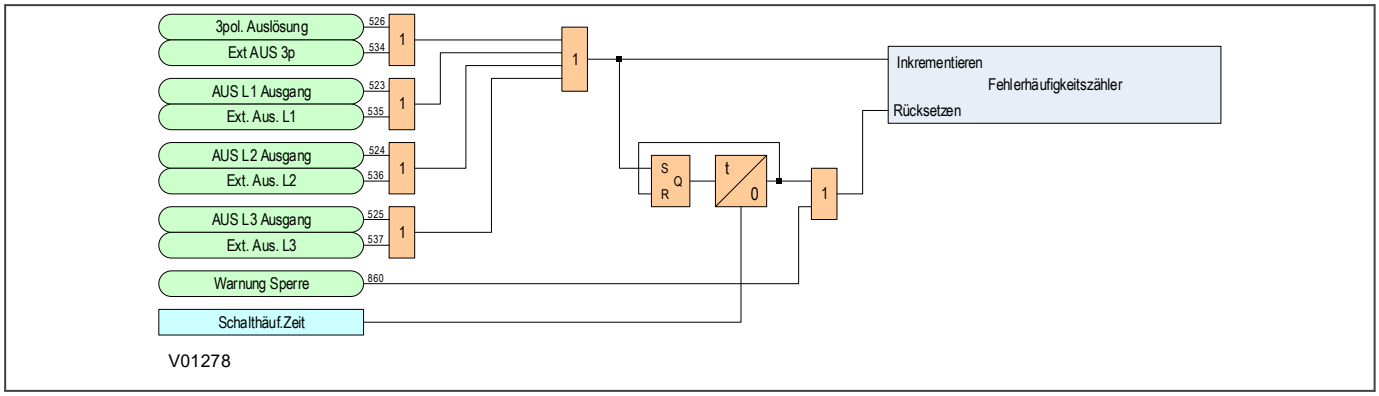


Abbildung 327: Logikschaltbild für übermäßig hohe Fehlerhäufigkeit

18.5.8 ZÄHLER FÜR ÜBERMÄßIG HOHE FEHLERHÄUFIGKEIT

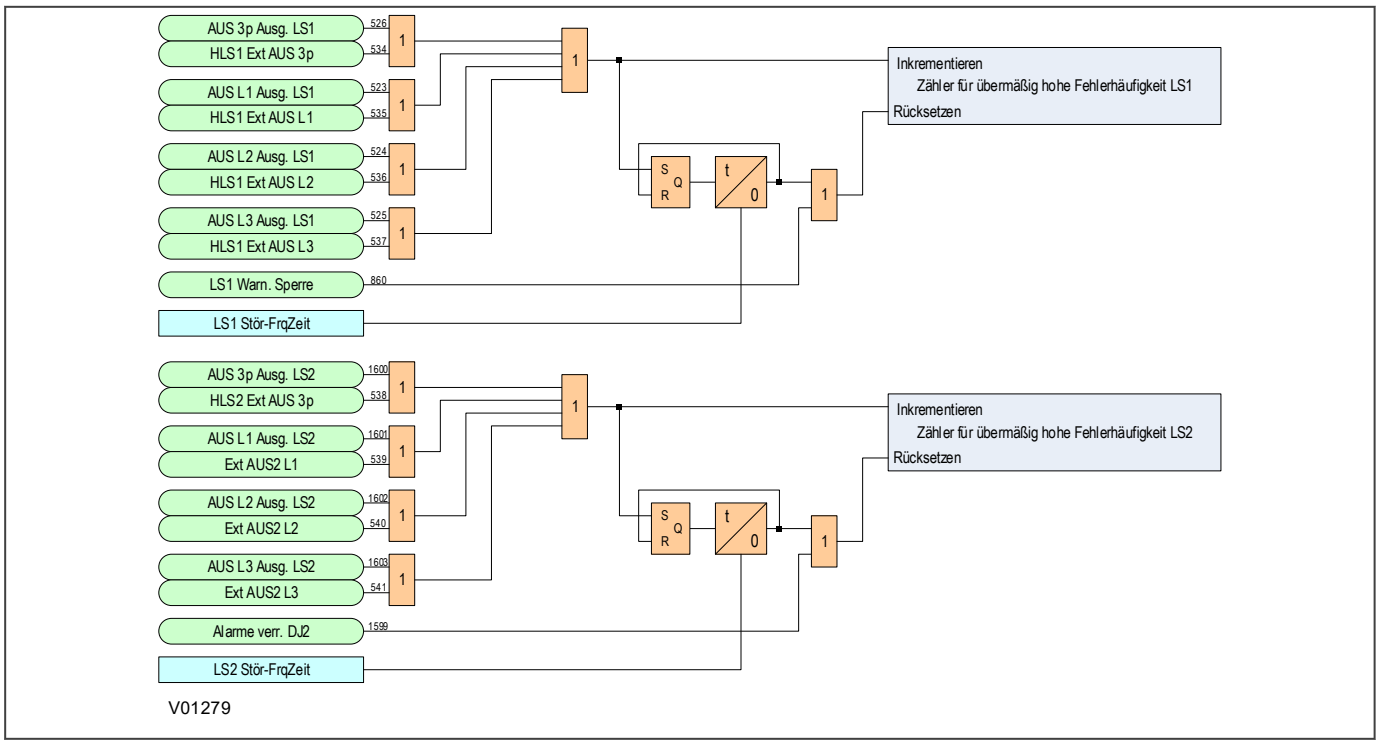


Abbildung 328: Logikschaltbild für übermäßig hohe Fehlerhäufigkeit

18.5.9 RÜCKSETZUNG DER SPERRWARNUNG

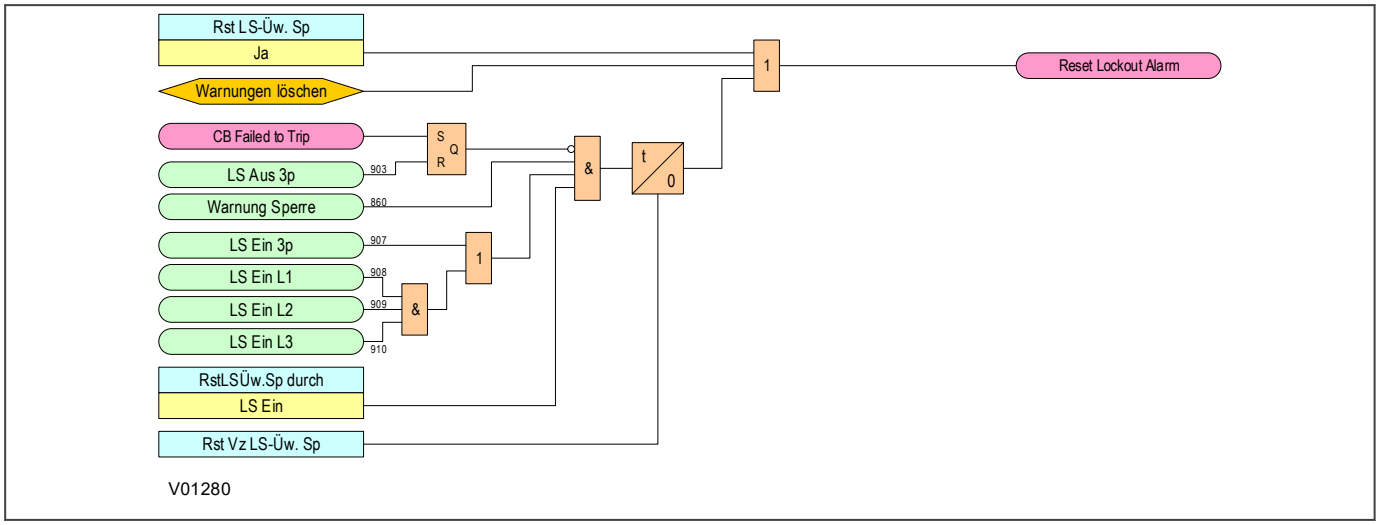


Abbildung 329: Logikschaltbild für die Rücksetzung der Sperrwarnung

18.5.10 RÜCKSETZUNG DER SPERRWARNUNG

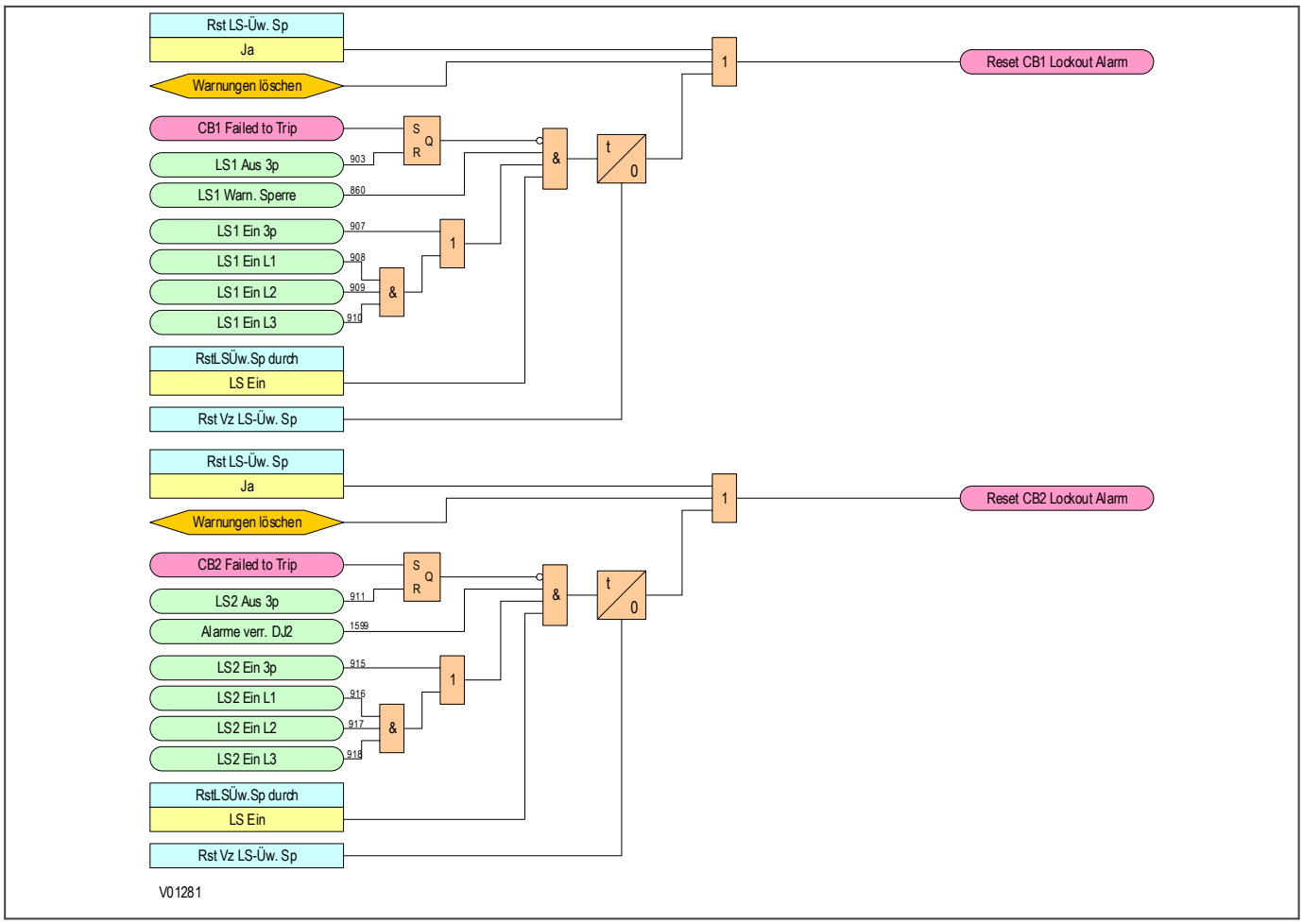


Abbildung 330: Logikschaltbild für die Rücksetzung der Sperrwarnung

18.5.11 LS-ZUSTANDSÜBERWACHUNGSLOGIK

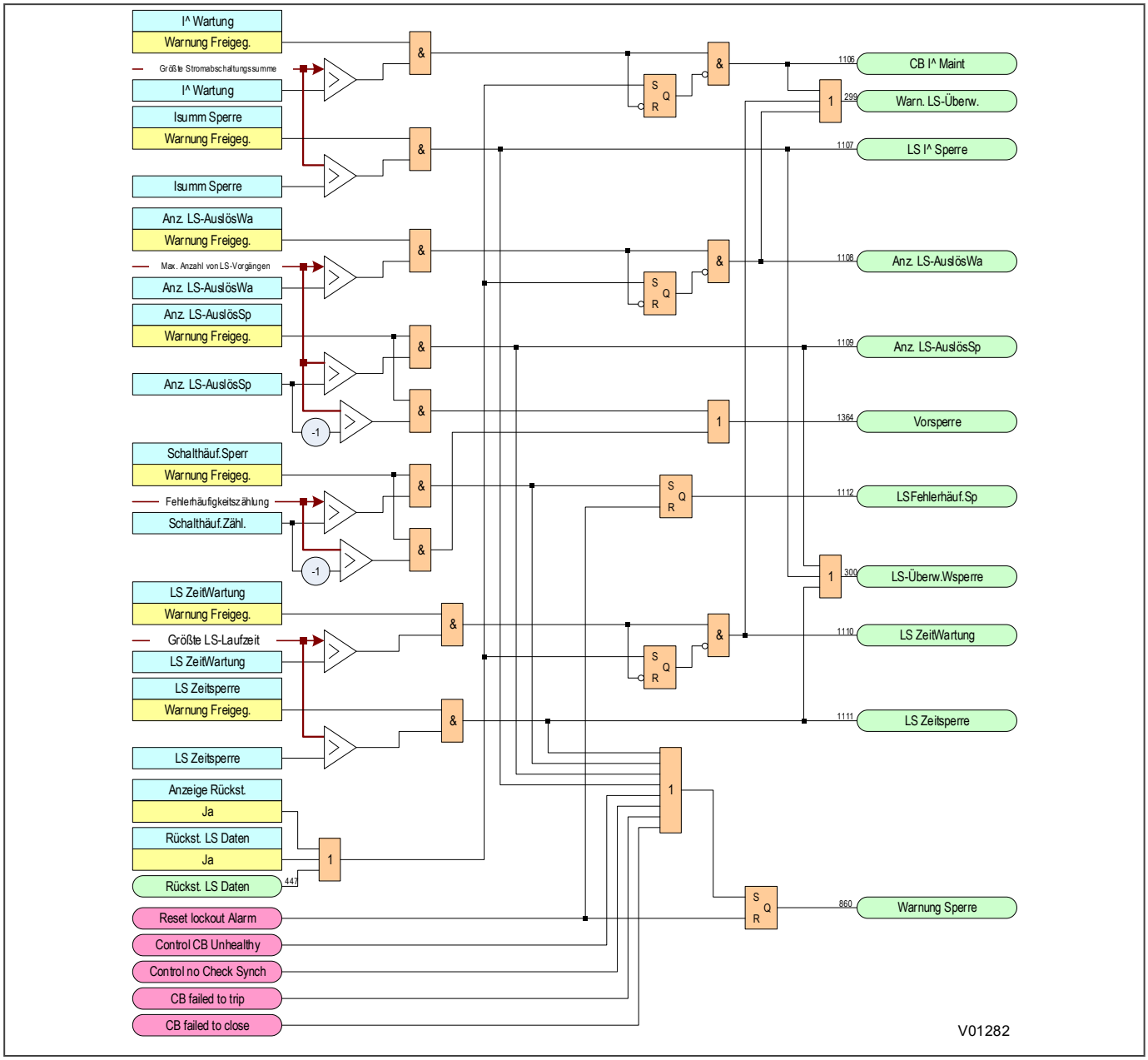


Abbildung 331: Logikschaltbild der LS-Zustandsüberwachung

18.5.12 LS-ZUSTANDSÜBERWACHUNGSLOGIK

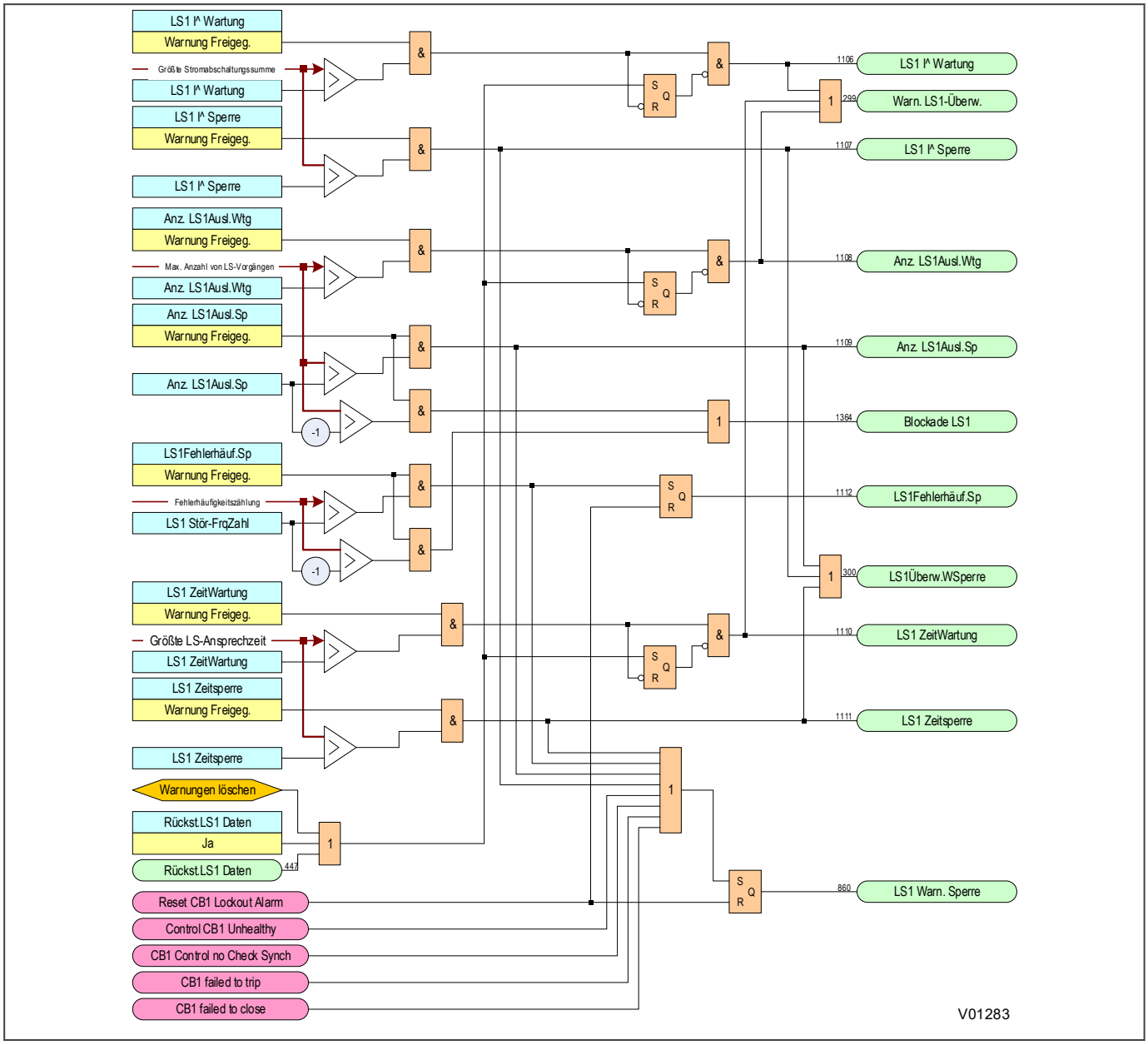


Abbildung 332: Logikschaltbild der LS1-Zustandsüberwachung

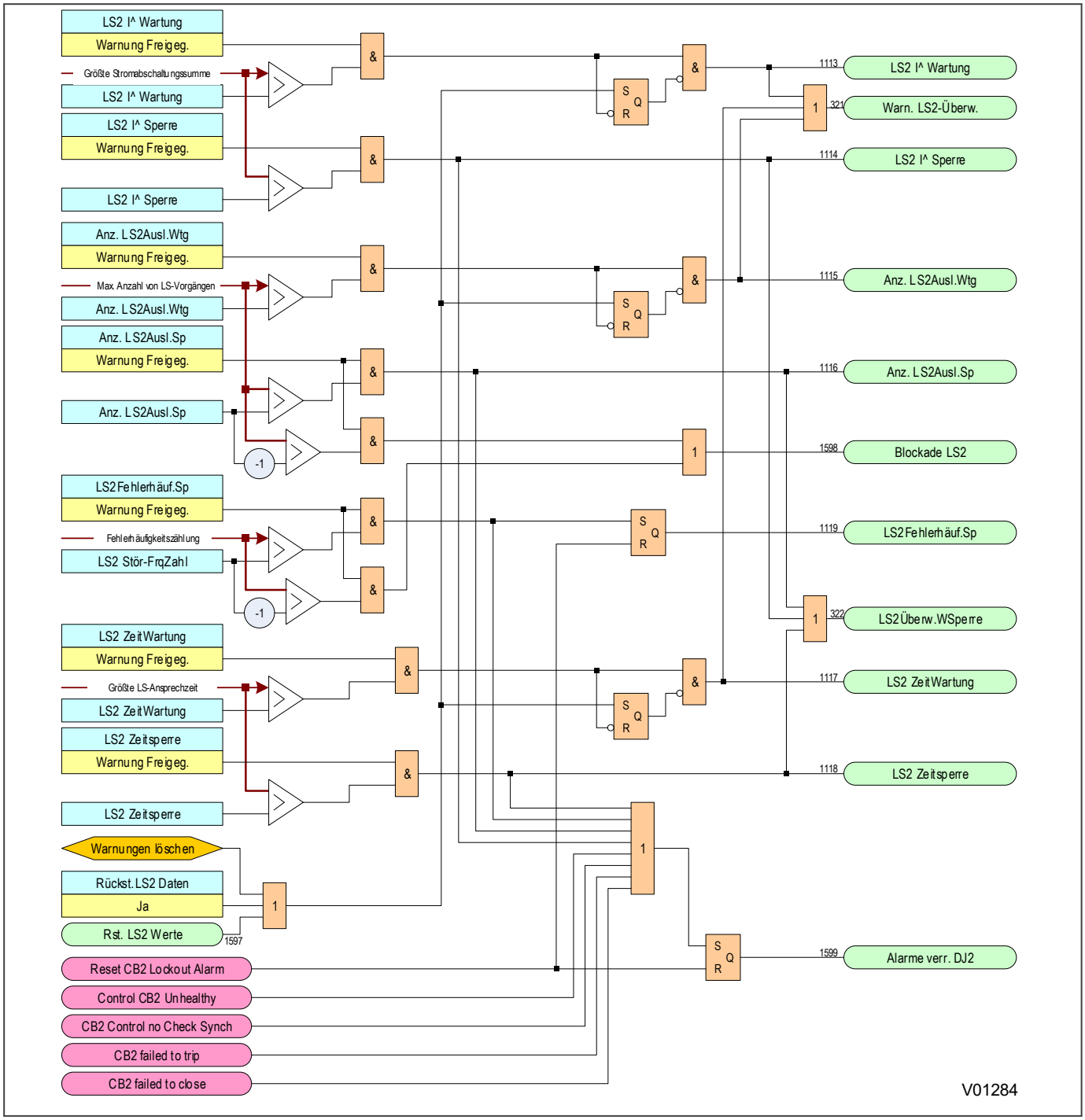


Abbildung 333: Logikschaltbild der LS2-Zustandsüberwachung

18.5.13 RÜCKSETZUNG DER LS-SPERRE

Sperrzustände, die durch LS-Überwachungsfunktionen verursacht werden, können entsprechend dem Zustand von ***RstLSÜw.Sp durch*** mithilfe der Einstellung, die in der Spalte *LS STEUERUNG* zu finden ist, zurückgesetzt werden. Es gibt zwei Optionen: `LS Ein` und `Bedienfeld`.

Wenn auf `LS Ein` gesetzt, wird eine Zeitgebereinstellung, ***Rst Vz LS-Üw. Sp***, sichtbar. Wenn der Leistungsschalter schließt, beginnt die Zeit ***Rst Vz LS-Üw. Sp***. Die Sperre wird zurückgesetzt, wenn der Zeitgeber abgelaufen ist.

Wenn auf `Bedienfeld` gesetzt, wird ***Rst LS-Üw. Sp*** sichtbar. Dieser Befehl kann verwendet werden, um die Sperre über eine Benutzerschnittstelle zurückzusetzen.

Eine AWE-Sperre führt zur Ausgabe einer AWE-Sperrwarnung. AWE-Sperrzustände können mithilfe verschiedener Befehle und Einstelloptionen zurückgesetzt werden, die in der Spalte *LS STEUERUNG* zu finden sind.

Wenn ***RstSp durchLS iB*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, wird eine Sperre zurückgesetzt, sofern der Leistungsschalter erfolgreich manuell geschlossen wurde. Dafür muss der Leistungsschalter lange genug geschlossen bleiben, sodass er in den Zustand „In Betrieb“ übergeht.

Wenn ***Rst Sp durchMMI*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, kann die LS-Sperre über eine Benutzerschnittstelle zurückgesetzt werden, indem der Befehl zum Zurücksetzen der LS-Sperre in der Spalte *LS STEUERUNG* verwendet wird.

Wenn ***Rst Sp ohne AWE*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, kann die LS-Sperre zurückgesetzt werden, indem vorübergehend ein ***AR disabled***-Signal erzeugt wird.

Wenn ***Rst Sp durch Vz*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, wird die LS-Sperre nach einer Zeitverzögerung zurückgesetzt, die mit ***Rst Zeit Sperre*** eingestellt ist.

Wenn ***RstSp drchExtDDB*** auf `Freigegeben` gesetzt ist, kann die LS-Sperre durch Aktivierung eines externen Eingangs zurückgesetzt werden, der in der PSL dem entsprechenden DDB-Signal für die Rücksetzung der Sperre zugeordnet ist.

18.5.13.1 SCHALTBILD FÜR DAS RÜCKSETZEN DER LS-SPERRLOGIK

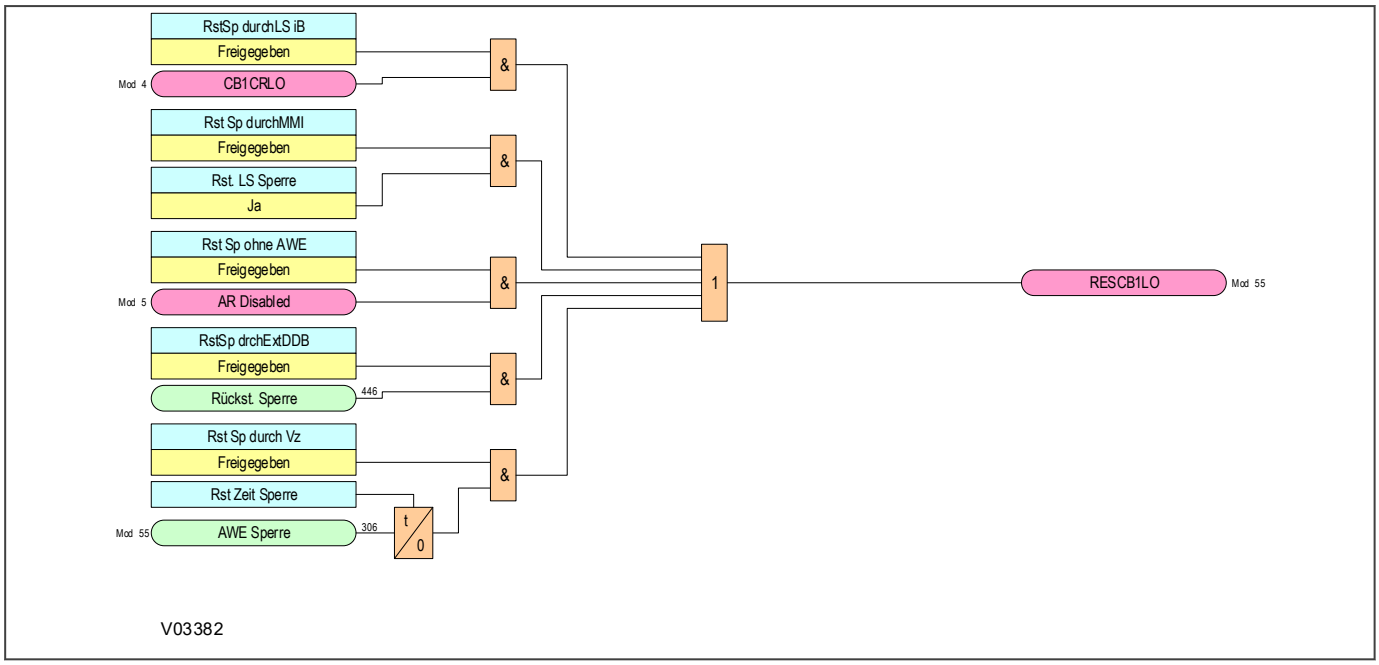


Abbildung 334: Schaltbild für das Rücksetzen der LS-Sperrlogik (Modul 57)

18.5.13.2 SCHALTBILD FÜR DAS RÜCKSETZEN DER LS-SPERRLOGIK

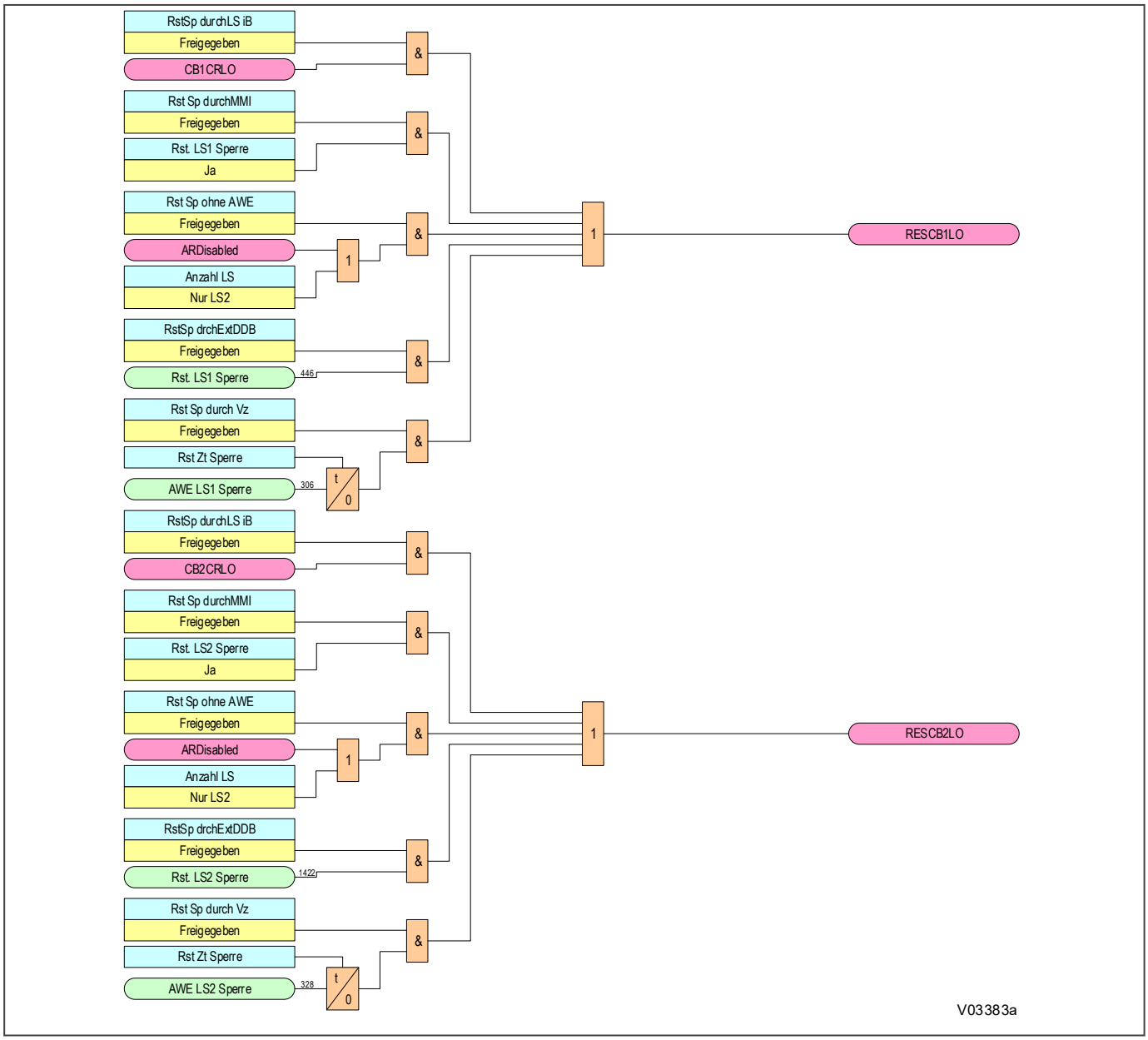


Abbildung 335: Schaltbild für das Rücksetzen der LS-Sperrlogik (Module 57 und 58)

18.5.14 ANWENDUNGSHINWEISE

18.5.14.1 EINSTELLEN DER SCHWELLEN FÜR DEN GESAMTWERT VON STROMUNTERBRECHUNGEN

Wenn die Stromversorgungsleitungen durch Ölleistungsschalter geschützt sind, macht ein Ölwechsel einen bedeutenden Teil der Wartungskosten der Schaltanlage aus. Oft werden Ölwechsel nach einer bestimmten Zahl von LS-Fehlern durchgeführt. Dies kann jedoch zu einer verfrühten Wartung führen, wenn Fehlerströme niedrig sind, da der Qualitätsverlust des Öls langsamer als erwartet eintreten kann. Der Gesamtstromspeicher (Isumm-Zähler) speichert kumulativ den Gesamtwert der durch den Leistungsschalter veranlassten Stromabschaltungen, wodurch eine genauere Bewertung des Leistungsschalterzustands durchgeführt werden kann.

Der dielektrische Widerstand des Öls verringert sich im Allgemeinen als Funktion von I^2t, wobei „I“ der Abschaltfehlerstrom und „t“ die Bogenbildungszeit innerhalb des Unterbrechertanks ist. Die Bogenbildungszeit kann nicht genau bestimmt werden, ist aber generell vom Typ des verwendeten Leistungsschalters abhängig. Stattdessen können Sie je nach Leistungsschalter einen Faktor (***Abschaltung I^***) mit einem Wert zwischen 1 und 2 verwenden.

Bei den meisten Leistungsschaltern ist dieser Wert auf „2“ gesetzt. Bei manchen Leistungsschaltertypen jedoch, insbesondere bei denen, die in Systemen mit höherer Spannung eingesetzt werden, kann der Wert „2“ zu hoch sein. Bei solchen Anwendungen kann ***Abschaltung I^*** niedriger eingestellt werden, normalerweise auf 1,4 oder 1,5.

Der Einstellbereich für ***Abschaltung I^*** liegt zwischen 1,0 und 2,0 (Schrittweite 0,1).

Hinweis:
Ein Wartungsprogramm muss mit den Anweisungen des Schaltanlagenherstellers vollständig konform sein.

18.5.14.2 EINSTELLEN DER SCHWELLEN FÜR DIE ANZAHL VON BETÄTIGUNGEN

Jede Betätigung eines Leistungsschalters führt zu einem bestimmen Maß von Verschleiß seiner Komponenten. Daher richtet sich eine routinemäßige Wartung, wie beispielsweise das Ölen der Mechanismen, nach der Anzahl der Betätigungen. Die passende Einstellung des Schwellenwertes für die Wartung ermöglicht die Ausgabe einer Warnung, die anzeigt, wann die vorbeugende Wartung fällig ist. Wenn keine Wartung durchgeführt wird, kann das Gerät so eingestellt werden, dass die AWE-Funktion gesperrt wird, wenn eine zweite Betriebsschwelle erreicht wird (***Anz. LS-AuslösSp***). Dies verhindert weitere Wiedereinschaltungen, wenn der Leistungsschalter nicht entsprechend der Wartungsanleitung des Schaltanlagenherstellers gewartet wird.

Manche Leistungsschalter, wie Ölleistungsschalter, können nur eine bestimmte Anzahl von Trennvorgängen durchführen, bevor sie gewartet werden müssen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass jeder Trennvorgang zu einer Verkohlung des Öls und damit zu einer Verschlechterung seiner dielektrischen Eigenschaften führt. Die Schwelle für den Wartungsalarm (Einstellung ***Anz. LS-AuslösWa***) kann so eingestellt werden, dass sie den Bedarf für eine öldielektrische Prüfung oder eine umfangreichere Wartung anzeigt. Der Sperreschwelle ***Anz. LS-AuslösSp*** kann so eingestellt werden, dass sie die AWE abschaltet, wenn weitere wiederholte Fehlerunterbrechungen nicht sichergestellt werden können. Auf diese Weise wird das Risiko von Ölbränden bzw. Explosionen minimiert.

18.5.14.3 EINSTELLEN DER SCHWELLEN FÜR DIE BETRIEBSZEIT

Langsame LS-Auslösungen weisen auf die Notwendigkeit einer Mechanismuswartung hin. Die Warn- und Sperreschwellen (***LS ZeitWartung*** und ***LS Zeitsperre***) werden zu diesem Zweck bereitgestellt. Sie können im Bereich 5 bis 500 ms eingestellt werden. Diese Zeit bezieht sich auf die Unterbrechungszeit des Leistungsschalters.

18.5.14.4 EINSTELLEN DER SCHWELLEN FÜR ÜBERMÄßIG HOHE FEHLERHÄUFIGKEIT

Dauerhafte Fehler verursachen generell eine Sperre der AWE mit nachfolgender Notwendigkeit einer Wartung. Intermittierende Fehler, z. B. kollidierende Pflanzen, können sich außerhalb jeder Sperrzeit wiederholen, und die Ursache wird möglicherweise nie untersucht. Aus diesem Grund ist es möglich, einen Zähler einzustellen, der die Überwachung der Schalthäufigkeit ***Schalthäuf.Zähl.*** über eine eingestellte Zeitperiode ***Schalthäuf.Zeit*** ermöglicht. Es kann eine separate Warn- und Sperrschwelle eingestellt werden.

18.6 LS-STATUSÜBERWACHUNG

Mittels der LS-Zustandsüberwachung wird festgestellt, ob ein Leistungsschalter geöffnet oder geschlossen ist. Die meisten Leistungsschalter haben Hilfskontakte, mit deren Hilfe der Leistungsschalterzustand (geöffnet oder geschlossen) an Steuergeräte wie beispielsweise Schutzgeräte übermittelt wird. Diese Hilfskontakte werden wie folgt bezeichnet:

- 52A für Kontakte, die dem Zustand des Leistungsschalters folgen (Schliesser)
- 52B für Kontakte, deren Zustand dem des Leistungsschalters entgegengesetzt ist (Öffner)

Dieses Gerät kann so eingestellt werden, dass solche Leistungsschalterzustände überwacht werden können. Wenn der Zustand aus irgendeinem Grunde unbekannt ist, kann eine Warnung ausgegeben werden.

Manche Leistungsschalter verfügen über beide Kontaktarten. In solch einem Fall sind die Zustände dieser Kontakte normalerweise entgegengesetzt. Sind beide Hilfskontakte offen, liegt einer der folgenden Zustände vor:

- Hilfskontakte/Verdrahtung defekt
- Leistungsschalter (LS) defekt
- Leistungsschalter ist getrennt

Sind beide Kontaktgruppen geschlossen, ist nur einer der folgenden zwei Zustände möglich:

- Hilfskontakte/Verdrahtung defekt
- Leistungsschalter (LS) defekt

Wenn einer der obigen Zustände vorliegt, wird nach einer Zeitverzögerung von 5 s ***LS-Status Zeit*** eine Warnung ausgegeben. Dieser Funktion kann mithilfe der programmierbaren Logik (PSL) ein Ausgangskontakt zugewiesen werden. Die Zeitverzögerung wird eingestellt, um unerwünschte Vorgänge während des normalen Schaltbetriebs zu vermeiden.

In der Spalte LS-STEUERUNG steht eine Einstellung mit der Bezeichnung ***LS-StatusEingang*** zur Verfügung. Dieses Feld kann mit einer der folgenden vier Optionen eingestellt werden:

- Ohne
- 52A
- 52B
- Beide 52A&52B

Ist `Ohne` aktiviert, steht kein LS-Status zur Verfügung. Bei alleiniger Verwendung von 52A geht das Gerät anstelle des 52A-Signals von einem 52B-Signal aus. Die Leistungsschalter-Zustandsinformation ist in diesem Fall verfügbar, eine Diskrepanzwarnung hingegen nicht. Obiges gilt auch bei alleiniger Verwendung von 52B. Bei Verwendung von 52A und 52B sind Zustandsinformationen verfügbar, und es kann auch eine Diskrepanzwarnung ausgegeben werden (siehe nachstehende Tabelle):

Hilfskontaktstellung		Erkannter LS-Zustand	Aktion
52A	52B		
Offen	Geschlossen	LS offen	LS störungsfrei
Geschlossen	Offen	LS geschlossen	LS störungsfrei
Geschlossen	Geschlossen	LS-Versager	Eine Warnung wird ausgegeben, wenn der Zustand länger als 5 s anhält.
Offen	Offen	Zustand unbekannt	Eine Warnung wird ausgegeben, wenn der Zustand länger als fünf Sekunden anhält. ***CB State Detected*** (LS-Zustand erkannt) wird zu ***CB Failure*** (LS-Versager).

In der internen Logik von P40 wird die im Algorithmus verwendete Leistungsschalterstellung als offen betrachtet, wenn der Zustand **„CB State Detected“ (LS-Zustand erkannt) zu „Breaker Open“ (Leistungsschalter offen)**

wird. In allen anderen Fällen wird die Leistungsschalterstellung als geschlossen betrachtet. Daher wird der Leistungsschalter, wenn er in Betrieb ist der Zustand “52A = 52B = 0“ oder „52A = 52B = 1“ vorliegt, als geschlossen betrachtet.

Der Leistungsschalterstatus kann in den seriellen und Ethernet-Datenprotokollen überwacht werden. Zum Beispiel IEC 60870-5-103, DNP 3.0 und IEC 61850.

IEC 60870-5-103-Protokoll: Der Leistungsschalterstatus kann mithilfe von individuellen privaten Informationsnummern überwacht werden.

DNP 3.0-Protokoll: Der Leistungsschalterstatus kann mithilfe individueller Binäreingänge überwacht werden.

IEC 61850-Protokoll: Der Leistungsschalterstatus kann in (einem) logischen „XCBR“-Knoten überwacht werden.

18.6.1 SCHALTBILD DER LS-ZUSTANDSÜBERWACHUNGSLOGIK

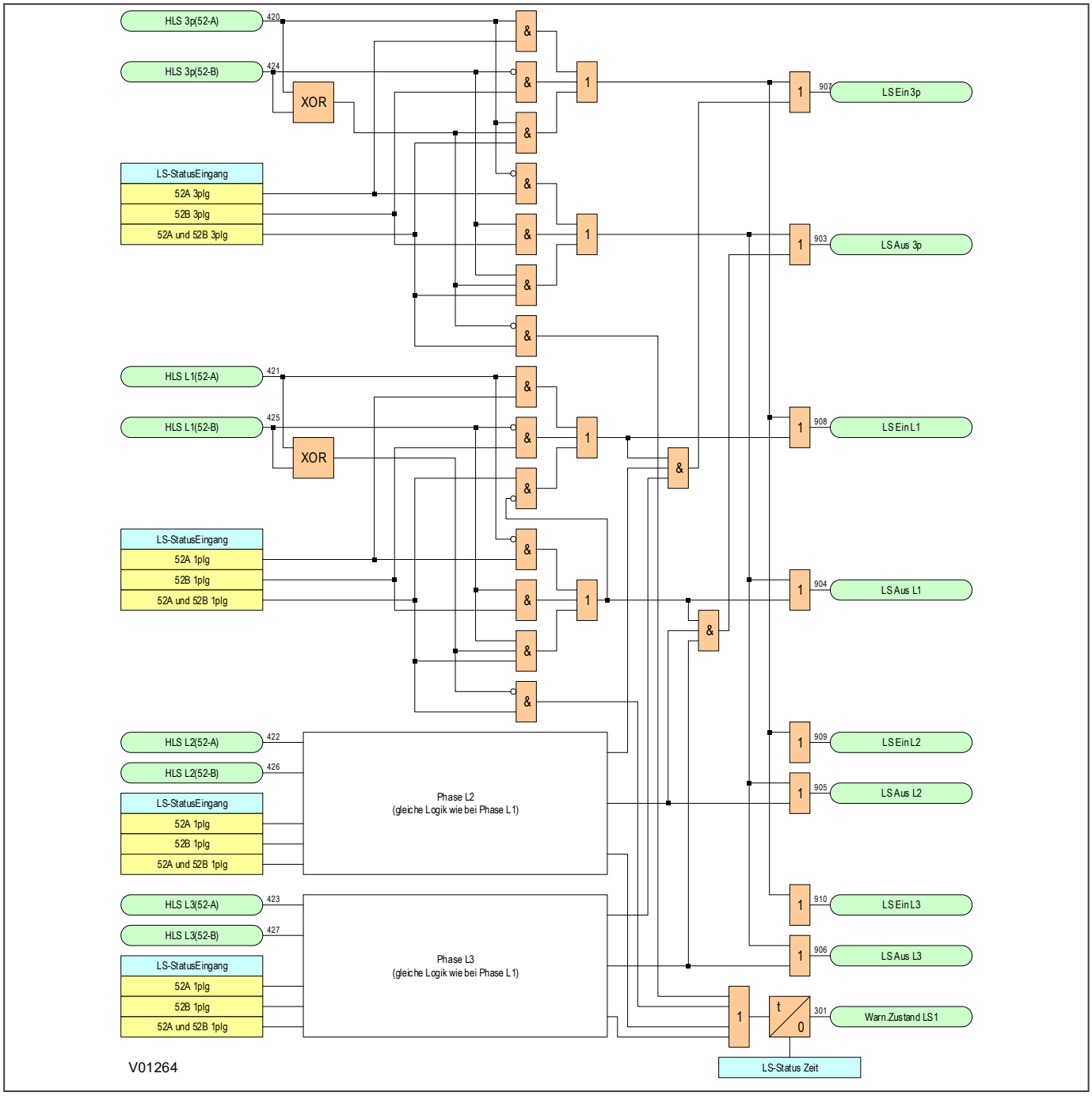


Abbildung 336: Schaltbild der LS-Zustandsüberwachungslogik (Modul 1)

18.6.2 LS-ZUSTANDSÜBERWACHUNG

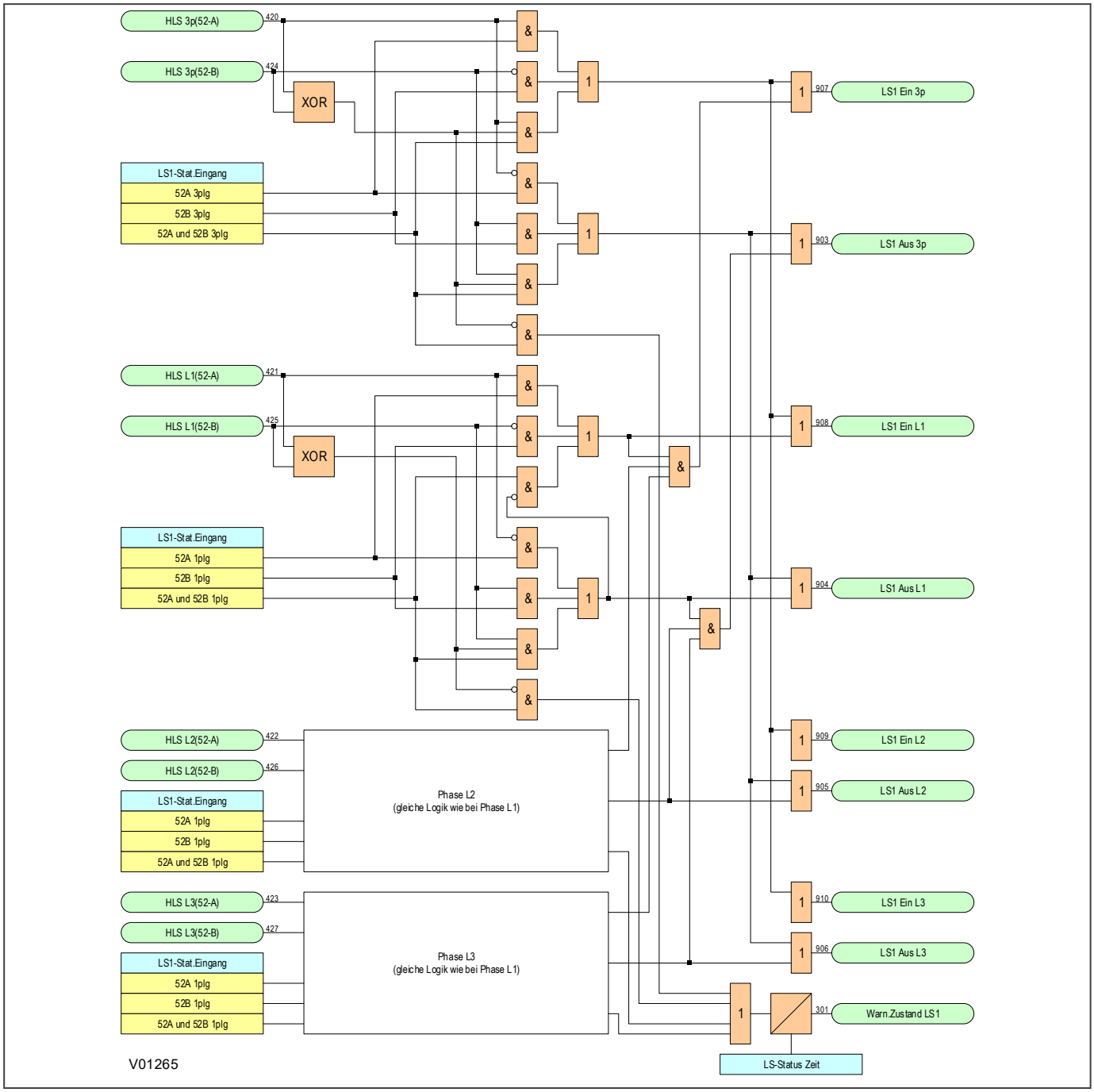


Abbildung 337: Schaltbild der LS-Zustandslogik (Modul 1)

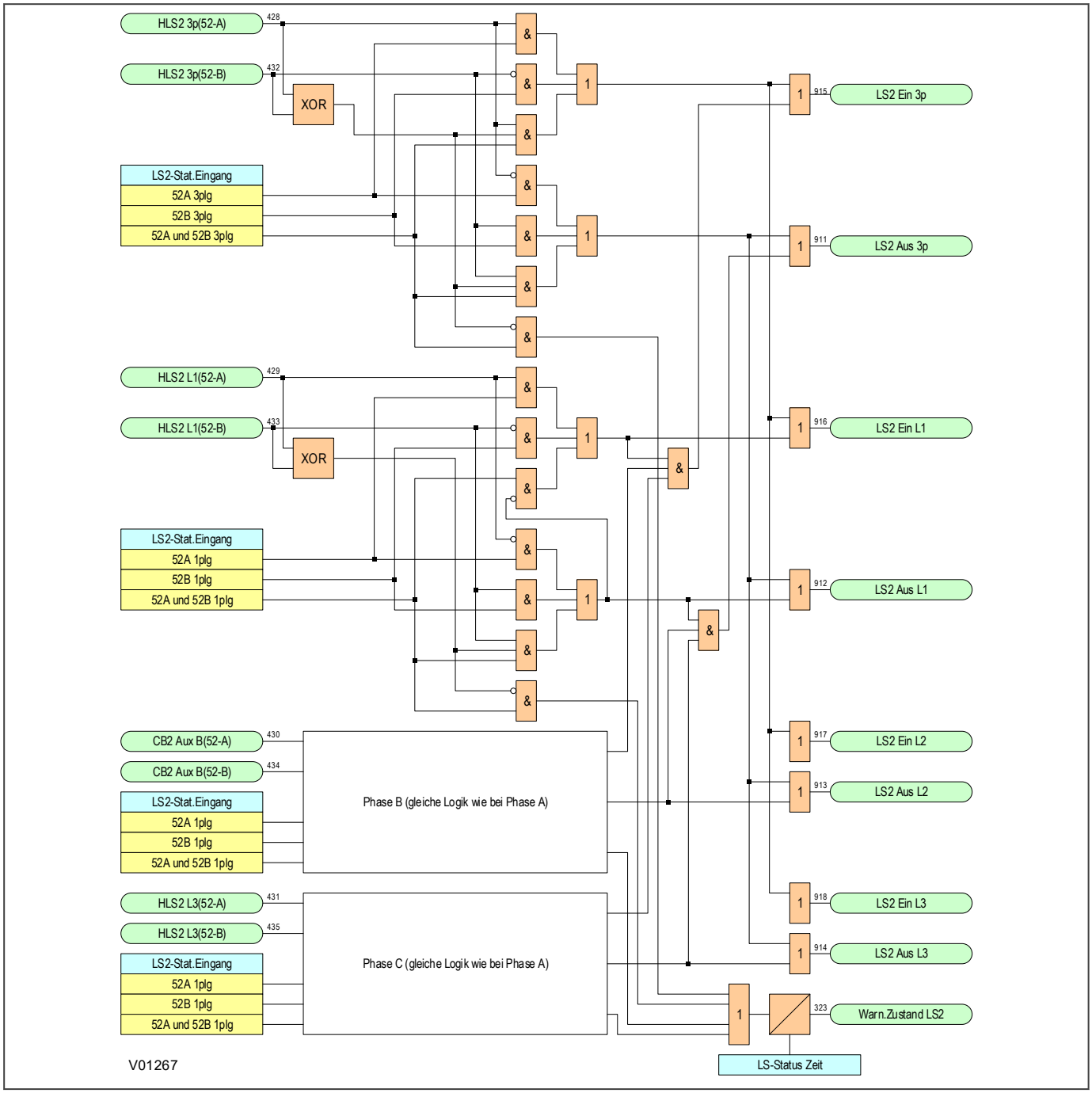


Abbildung 338: Schaltbild der LS-Zustandslogik (Modul 2)

18.7 LEISTUNGSSCHALTER-STEUERUNG

Manche Leistungsschalter weisen keine Hilfskontakte auf, doch die meisten Leistungsschalter haben Hilfskontakte, damit der Status des Leistungsschalters reflektiert werden kann. Diese sind:

- Leistungsschalter mit 52A-Kontakten (bei denen sich der Hilfskontakt nach dem Zustand des Leistungsschalters richtet)
- Leistungsschalter mit 52B-Kontakten (bei denen sich der Hilfskontakt in einem Zustand befindet, welcher dem des Leistungsschalters entgegengesetzt ist)
- Leistungsschalter mit sowohl 52A- als auch 52B-Kontakten

Die Steuerung eines Leistungsschalters ist nur dann möglich, wenn der betreffende Leistungsschalter Hilfskontakte hat. Das Feld ***LS-StatusEingang*** in der Spalte *LS-STEUERUNG* muss auf den Typ des Leistungsschalters eingestellt werden. Wenn keine LS-Hilfskontakte zur Verfügung stehen, sollte dieses Feld auf `Ohne` gesetzt werden. Dann ist keine Steuerung des Leistungsschalters möglich.

Die Zelle ***LS-Steurung von*** wird verwendet, um Optionen zur lokalen Steuerung, Fernsteuerungsoptionen und Kombinationen von beiden zu aktivieren bzw. zu deaktivieren.

Der Ausgangskontakt kann so eingestellt werden, dass er nach einer Zeitverzögerung betätigt wird, die durch die Einstellung ***Man. Ein Verz.*** definiert wird. Ein Grund für diese Verzögerung ist die Sicherheit: Personen haben nach einem Befehl zum Schließen des Leistungsschalters Zeit, sich vom Leistungsschalter zu entfernen.

Der Schließzyklus kann jedoch jederzeit unterbrochen werden, bevor der Ausgangskontakt bei einem entsprechenden Ausgangssignal oder nach Aktivierung des DDB-Signals ***Rückst.Ein-Verz.*** anspricht.

Die Impulslänge der Auslöse- und Schließbefehle kann über die Einstellungen ***Aus Impulszeit*** bzw. **Ein Impulszeit** eingestellt werden. Die eingestellten Zeiten sollten lang genug sein, damit der Schaltvorgang beendet werden kann, bevor der Impuls nicht mehr aktiv ist.

Wenn versucht wird, den Schalter zu schließen und infolgedessen ein Schutzauslösesignal erzeugt wird, setzt der Schutzauslösebefehl den Schließbefehl außer Kraft.

Die Einstellung ***Rst.Sperre durch*** wird verwendet, um die Rücksetzung der Sperre automatisch durch einen manuellen Schließvorgang nach Ablauf der Zeit, die durch ***Man.Ein Rst Verz*** definiert ist, zu aktivieren oder zu deaktivieren.

Wenn der LS nicht auf den Steuerbefehl reagiert (was sich dadurch zeigt, dass sich die Zustände der LS-Statuseingänge nicht ändern), wird eine Warnung erzeugt, nachdem die entsprechenden Auslöse- bzw. Schließimpulse nicht mehr aktiv sind. Diese Warnungen können an der LCD-Anzeige oder per Fernzugriff angezeigt oder mithilfe der programmierbaren Logik den Ausgangskontakten zugewiesen werden.

> *Hinweis:*
> *Die in diesem Teil des Menüs verfügbaren Optionen **LS O.K. Zeit** und **LS-Stg. SKA Zeit** gelten nur für manuellen Betätigungen des Leistungsschalters. Diese Einstellungen werden im AWE-Menü für AWE-Anwendungen dupliziert.*

Die Einstellungen ***Rückst. Sperre*** und ***Rst. Sperre durch*** gelten für Sperren des Leistungsschalters in Verbindung mit dem manuellen Schließen des Leistungsschalters, die Zustandsüberwachung des Leistungsschalters (z. B. Anzahl von Betätigungen) und AWE-Sperren.

Das Gerät bietet folgende Optionen für die Steuerung eines einzelnen Leistungsschalters:

- Das Menü des Schutzgeräts (lokale Steuerung)
- Tasten zum Öffnen/Schließen des Leistungsschalters und der Einzelanschlussplan auf der grafischen Bedieneroberfläche
- Die Opto-Eingänge (lokale Steuerung)
- SCADA-Kommunikation (Fernsteuerung)

18.7.1 LS-STEUERUNG MITHILFE DES MENÜS DES SCHUTZGERÄTS

Sie können manuelle Auslöse- und Schließvorgänge mit dem Befehl ***LS Aus/Ein*** in der Spalte *SYSTEMDATEN* steuern. Dieser kann auf `Keine Betrieb`, `Auslösung` oder `Ein` gesetzt werden.

Damit dies funktioniert, müssen Sie die Zelle ***LS-Steuerung von*** auf Option 1 `Lokal`, Option 3 `Lokal + Fern`, Option 5 `Binär-E + Lokal`, Option 7 `Opto+Local+Remote` oder Option 8 `L&R Key` in der Spalte *CB CONTROL* setzen.

18.7.2 EINZELANSCHLUSSPLAN-BETRACHTER

Das Einzelanschlussplan-Menü zeigt den gespeicherten Einzelanschlussplan auf dem grafischen Bedienbildschirm an. Sie können mithilfe der unteren Menükontexttasten oder mithilfe des Schnellstartmenüs auf der Startseite zum Einzelanschlussplan-Menü navigieren. Der Einzelanschlussplan wird mithilfe des S1 Agile-Konfigurationstools konfiguriert und in das Schutzgerät hochgeladen. Komponenten der Anlage können mithilfe des Navigationstastenfelds auf dem Einzelanschlussplan-Bildschirm ausgewählt werden.

18.7.2.1 STEUERUNG DES LEISTUNGSSCHALTERS (NUR EINLINIENDIAGRAMM-ANSICHT)

Sie können den im Einliniendiagramm ausgewählten Leistungsschalter mithilfe der speziell dafür vorgesehenen Bedienfeld-Tasten ÖFFNEN, SCHLIESSEN und L/R öffnen und schließen.

Wenn die Einstellung ***LS-Steuerung von*** auf Option 1 `Lokal`, Option 3 `Lokal + Fern`, Option 5 `Binär-E + Lokal`, Option 7 `B-Ein+Fern+Lokal` oder Option 8 `L/R Key` in der Spalte *CB CONTROL* gesetzt ist, können Benutzer die Taste „Auslösen und Schließen“ des Bedienfelds verwenden, um den Leistungsschalter zu betätigen.

So steuern Sie eine Komponente der Anlage mithilfe der Tasten „Öffnen“, „Schließen“ und „L/R“:

● Setzen Sie die Einstellung ***LS-Steuerung von*** auf `L/R Key`.

● Wählen Sie die Betriebsart „Lokal“, indem Sie die Taste „L/R“ drücken.

Sobald am Bedienfeld die Taste „L/R“ gedrückt ist, wird der Status des DDB ***L/F SchaltStatus*** umgeschaltet. Wenn der DDB-Status WAHR ist, leuchtet die „L/R Key“-LED rot und die Betriebsart „Lokal“ ist aktiviert. Wenn der DDB-Status FALSCH ist, leuchtet die „L/R Key“-LED grün und die Betriebsart „REMOTE“ ist aktiviert. Der DDB-Status ***L/F SchaltStatus*** wird im nichtflüchtigen Speicher abgelegt, sodass er nach einer Wiedereinschaltung des Schutzgeräts wiederhergestellt wird.

- Navigieren Sie mithilfe des Navigationstastenfelds im Einliniendiagramm-Menü zu der Komponente der Anlage.
- Die ausgewählte Anlage wird durch einen orangen Rahmen hervorgehoben.
- Verwenden Sie die Eingabetaste, um die Komponente auszuwählen.
- Drücken Sie die Taste „Öffnen“ oder „Schließen“.

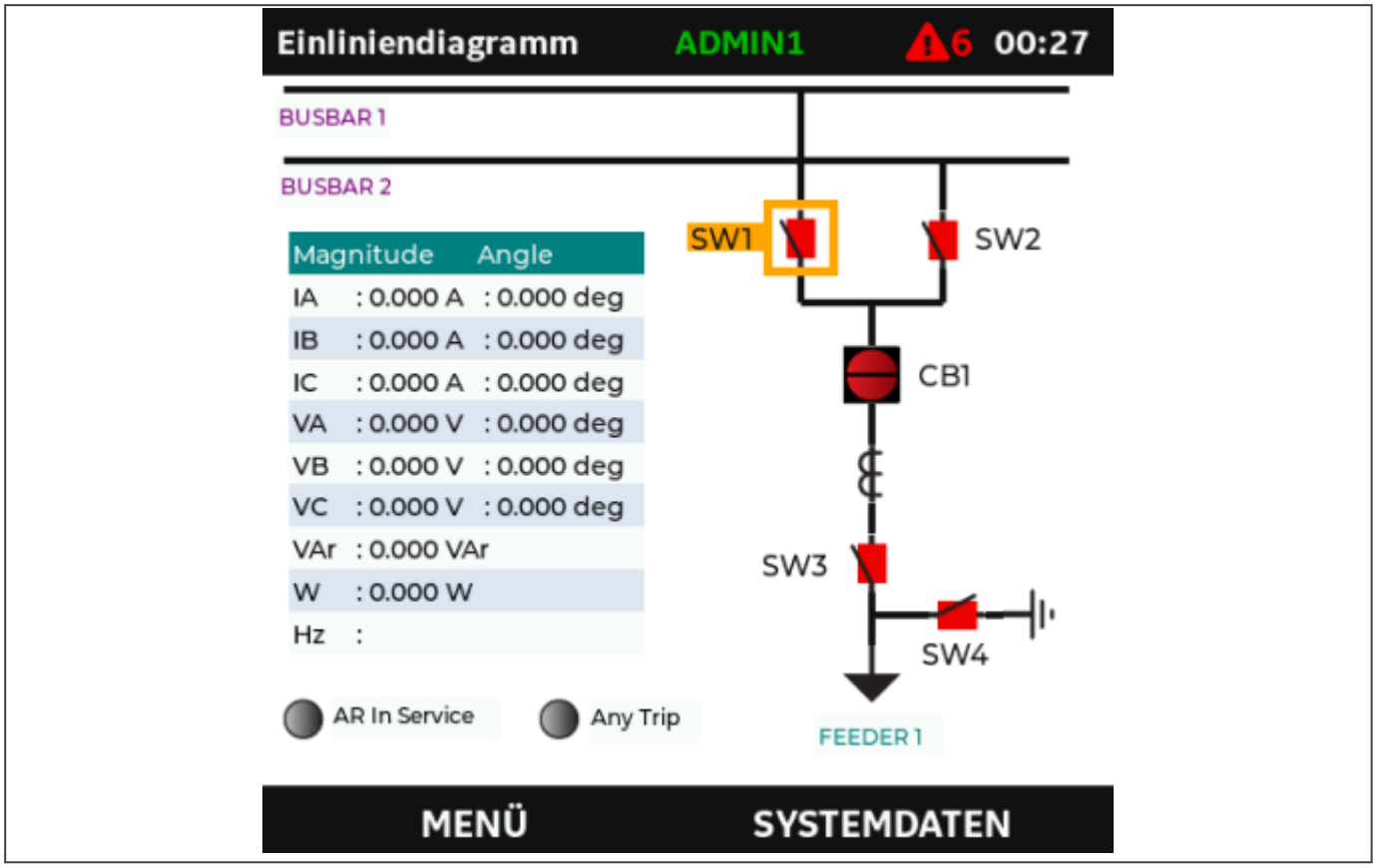


Abbildung 339: HMI Einliniendiagramm-Ansicht

Für die von der Mensch-Maschine-Schnittstelle (HMI) kommenden Leistungsschalterbefehle werden zusätzliche Prüfungen durchgeführt:

Wenn sich der LS in einem unbestimmten Zustand befindet, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar, und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „Ueberwach. von“ auf „Ausgeschaltet“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „Ueberwach. von“ auf „ Fern“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „Ueberwach. von“ auf „L/R key“ und der Softkeystatus auf „Fern“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt die Meldung „Befehle blockiert – in Fernsteuerung“ an.

Wenn das zugeordnete DDB auf „Lokal“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar, und die HMI zeigt die Meldung „Befehle blockiert – Schaltanlage in Lokal“ an.

18.7.3 LS-STEUERUNG MITHILFE DER OPTO-EINGÄNGE

Bestimmte Anwendungen können die Verwendung von Druckschaltern oder externen Signalen erfordern, damit die verschiedenen Leistungsschaltervorgänge gesteuert werden können. Es ist möglich, solche Druckschalter und Signale mit Opto-Eingängen zu verbinden und diese den entsprechenden DDB-Signalen zuzuordnen.

Für diese Aufgabe muss das Feld ***LS-Steuerung von*** auf Option 4 `Binär-Eingang`, Option 5 `Binär-E + Lokal`, Option 6 `Binär-E + Fern` oder Option 7 `B-Ein+Fern+Lokal` in der Spalte *LS STEUERUNG* eingestellt werden.

18.7.4 LS-FERNSTEUERUNG

Die LS-Fernsteuerung kann mithilfe eines der seriellen und Ethernet-Datenprotokollen erreicht werden, oder indem die Anwendungssoftware für Einstellungen MiCOM S1 Agile verwendet wird.

Damit dies funktioniert, müssen Sie die Zelle ***LS-Steuerg von*** auf Option 2 `Fern`, Option 3 `Lokal + Fern`, Option 6 `Binär-E + Fern`, Option 7 `B-Ein+Fern+Lokal` oder Option 8 `L/R Key` in der Spalte *CB CONTROL* setzen.

Wir empfehlen Ihnen, separate Ausgangskontakte des Schutzgeräts für die Fernsteuerung und Schutzauslösung des Leistungsschalters zuzuordnen. Dadurch können Sie die Steuerausgänge mithilfe eines einfachen Wahlschalters auswählen (siehe unten). Wenn diese Funktion nicht benötigt wird, können die gleichen Ausgangskontakte sowohl für den Schutz als auch für die Fernauslösung verwendet werden.

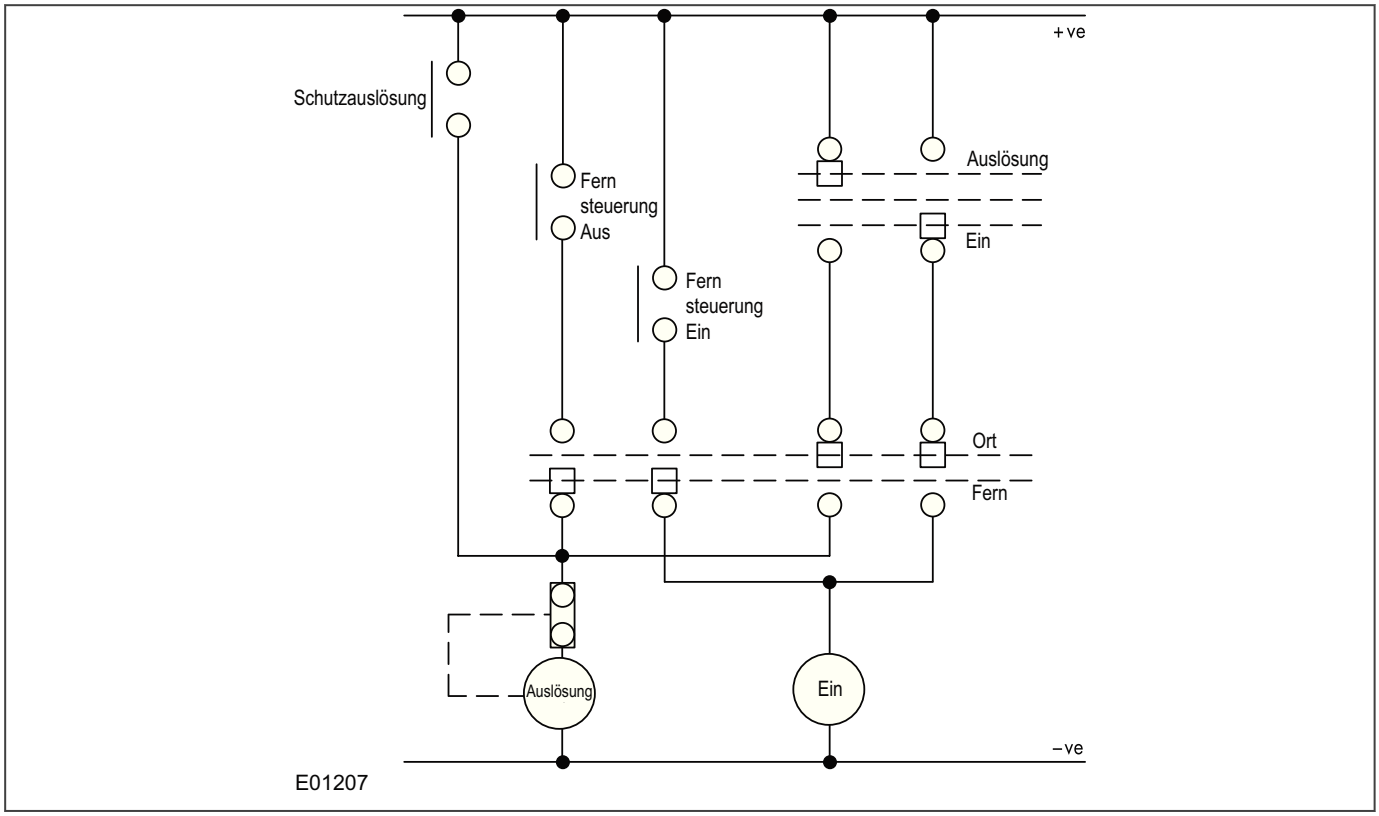


Abbildung 340: Fernsteuerung des Leistungsschalters

DNP 3.0-Protokoll: Der Leistungsschalter und die Schalterstellungen können über Ausgänge/ Steuerrelaisausgangsblöcke gesteuert werden.

IEC 61850-Protokoll: Der Leistungsschalter und die Schalterstellungen können im logischen „CSWI“-Knoten gesteuert werden, der mit dem logischen „XCBR“-Leistungsschalter-Knoten und den logischen Knoten des „XSWI“-Schalters verbunden ist. Bei einer Steuerungsberechtigung gemäß IEC 61850 muss die Zelle ***Ueberwach. von*** als Option 8 `L/R Key` ausgewählt werden.

18.7.5 PRÜFUNG DER FUNKTIONSTÜCHTIGKEIT DES LEISTUNGSSCHALTERS

Bei Bedarf steht auch eine Funktion zur Prüfung der Funktionstüchtigkeit des Leistungsschalters zur Verfügung. Diese Funktion empfängt einen Eingang für einen der Opto-Eingänge, um anzuzeigen, dass der Leistungsschalter schließen kann (d. h. vollständig belastet werden kann). Mithilfe der Einstellung ***LS O.K. Zeit*** kann eine Zeitverzögerung eingestellt werden. Wenn der Leistungsschalter nach einem Schließbefehl nicht innerhalb dieser Dauer einen störungsfreien Zustand anzeigt, aktiviert das Schutzgerät eine Sperre und gibt eine Warnung aus.

18.7.6 PRÜFUNG DER SYNCHRONISIERUNG

Wenn die Synchronkontrollfunktion eingestellt ist, kann sie aktiviert werden, um die Befehle für das manuelle Schließen des Leistungsschalters zu überwachen. Ein Befehl zum Schließen des Leistungsschalters wird nur dann ausgegeben, wenn die Kriterien der Synchronisierungsprüfung erfüllt sind. Eine Verzögerungszeit kann mit der Einstellung ***LS-Stg. SKA Zeit*** eingestellt werden. Wenn die Kriterien für die Synchronisationsprüfung nicht innerhalb der Zeitperiode nach einem EIN-Befehl erfüllt werden, sperrt das Gerät und gibt eine Warnung.

18.7.7 AWE-AUSWIRKUNGEN DER LS-STEUERUNG

Ein ***Auto Close CB***-Signal (Signal zum automatischen Schließen des Leistungsschalters) von der Logik für automatisches Schließen umgeht die Zeit ***Man EIN Dauer***, und der Ausgang ***LS Ein*** wird sofort aktiv, um den Leistungsschalter zu schließen.

Wenn AWE verwendet wird, kann es wünschenswert sein, das Ansprechen von AWE zu blockieren, wenn ein manueller Schließvorgang durchgeführt wird. Die Mehrheit der Fehler nach einem manuellen Schließvorgang sind in der Regel permanente Fehler, und es ist nicht ratsam, eine automatische Wiedereinschaltung zuzulassen.

Um sicherzustellen, dass die automatische Wiedereinschaltung nicht eingeleitet wird, wenn der Leistungsschalters aufgrund eines bereits vorhandenen Fehlers geschlossen wird, sollte die Einstellung ***LS iB-Zt*** (Betriebszeit des Leistungsschalters) im Menü *AWE* auf das gewünschte Zeitfenster eingestellt werden. Diese Einstellung stellt sicher, dass die AWE-Einleitung über eine Dauer blockiert wird, die der Einstellung ***LS iB-Zt*** nach dem manuellen Schließen des Leistungsschalters entspricht. Wird während der Blockierung ein Schutzvorgang ausgelöst, findet keine Einleitung der automatischen Wiedereinschaltung statt.

Wenn nach dem manuellen Schließen des Leistungsschalters ein Ein- oder Dreiphasenfehler auftritt, wird der Leistungsschalter dreiphasig ausgelöst, aber AWE wird bei diesem Zustand nicht gesperrt.

18.7.8 SCHALTBILD DER LS-STEUERUNGSLOGIK

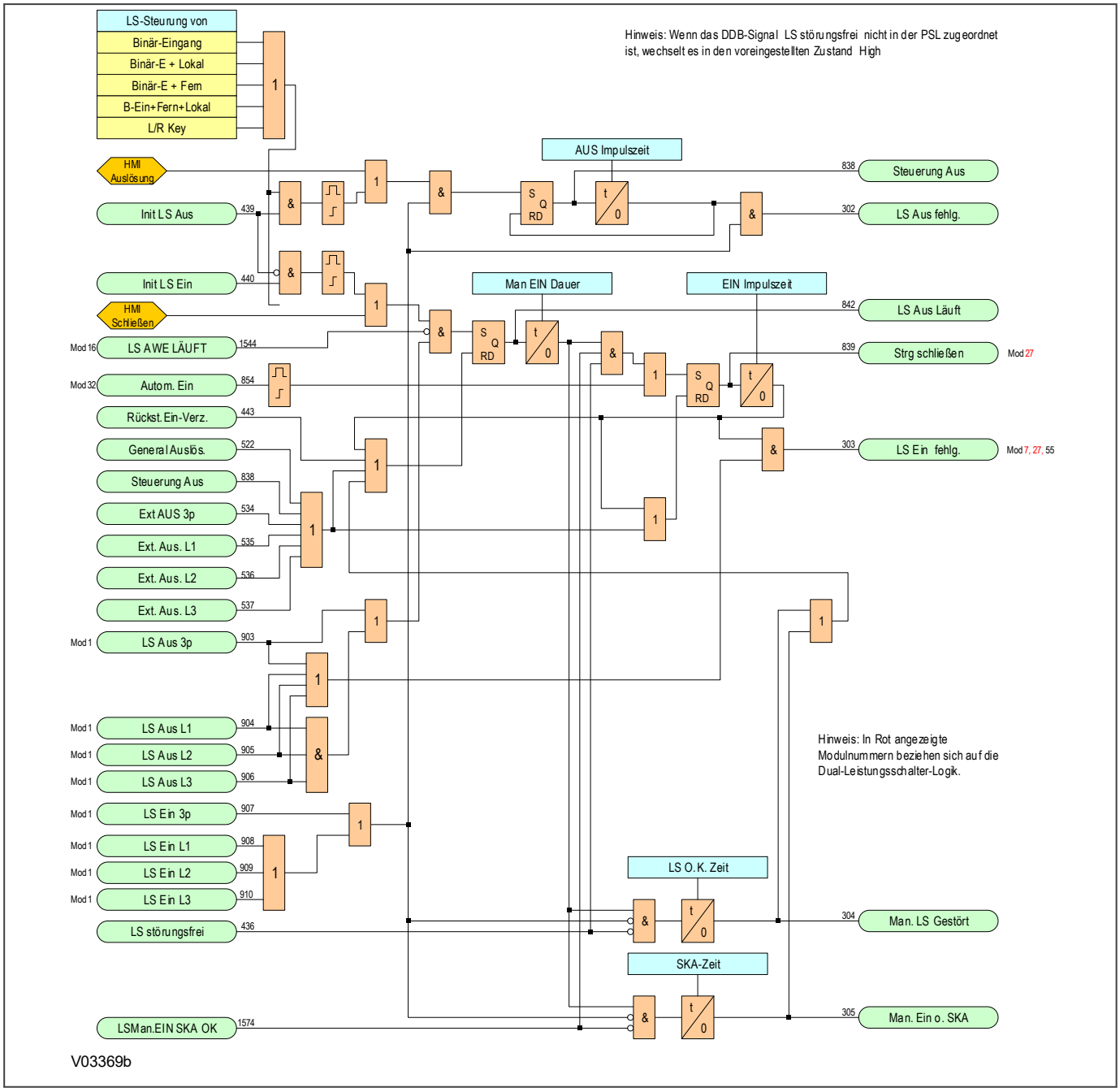


Abbildung 341: Schaltbild der LS-Steuerungslogik (Modul 43)

18.7.9 SCHALTBILD DER LS-STEUERUNGSLOGIK

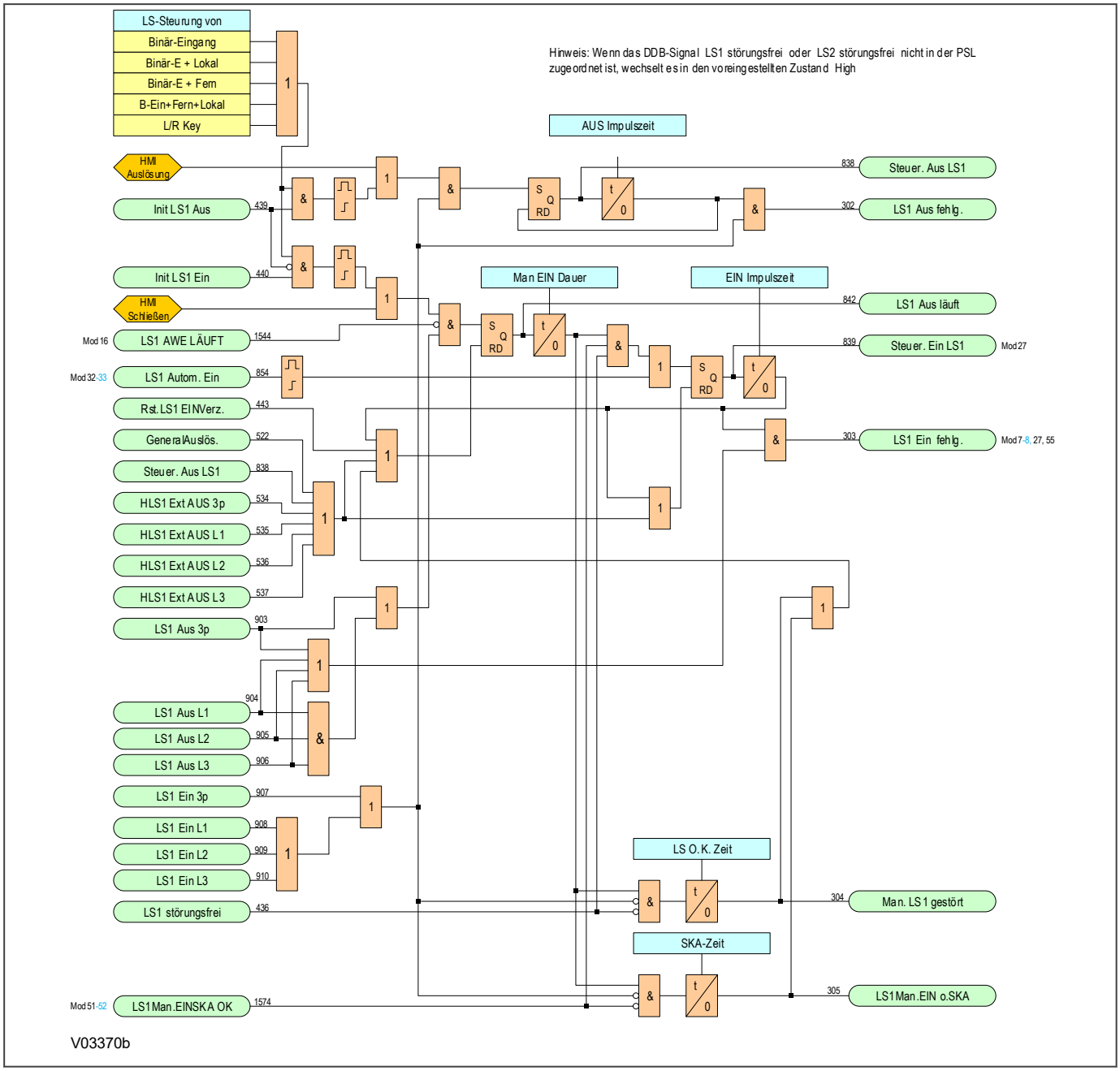


Abbildung 342: LS1-Steuerungslogik (Modul 43)

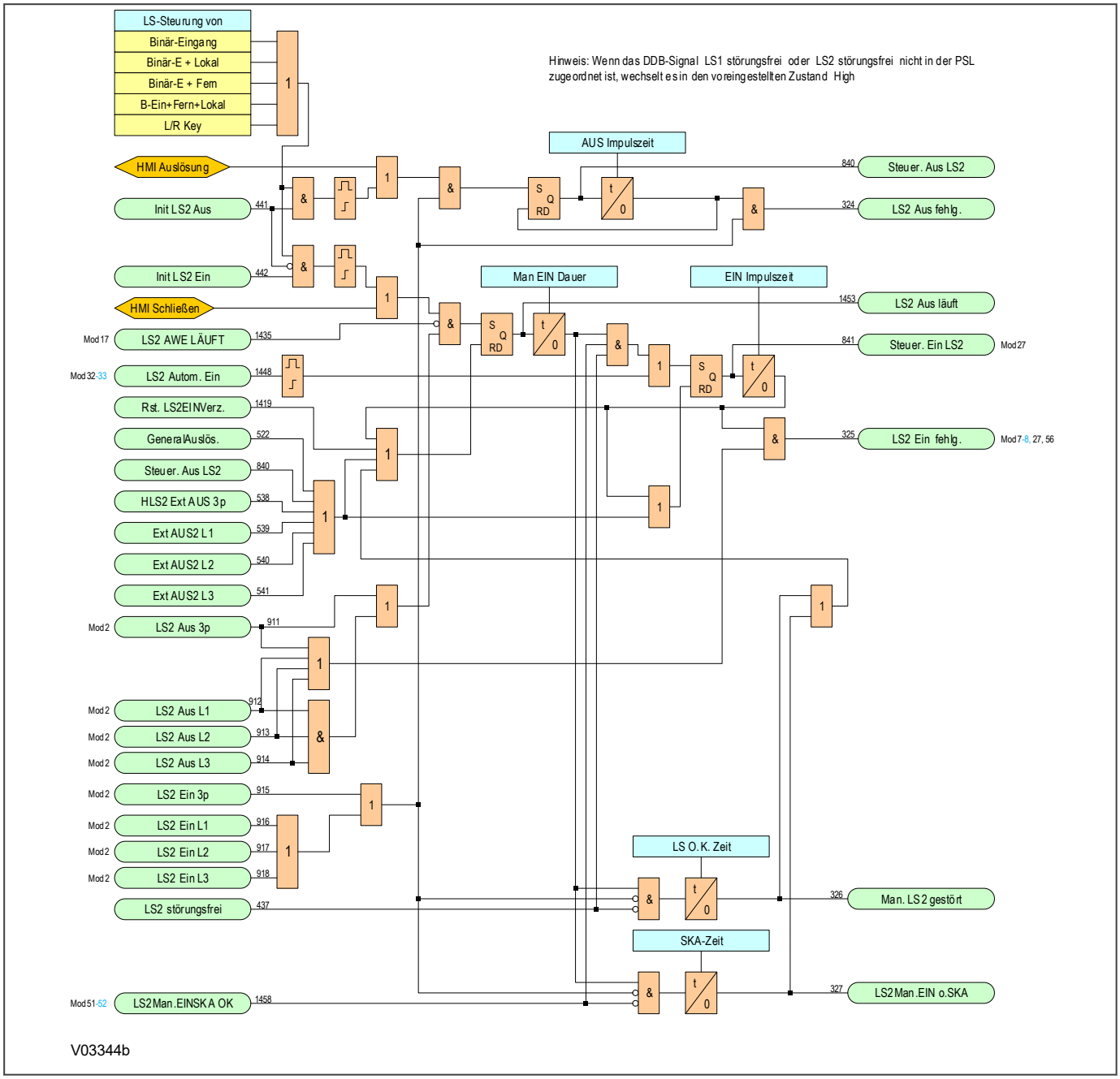


Abbildung 343: LS2-Steuerungslogik (Modul 44)

18.8 „POL STROMLOS“-FUNKTION

Die Pol-stromlos-Logik wird verwendet, um festzustellen und anzuzeigen, dass einer oder mehrere Abschnitte der Leitung stromlos sind. Ein „Pol stromlos“-Zustand wird festgestellt, indem:

- Die Leitungsströme und/oder Spannungen gemessen werden oder
- Der Status der Leistungsschalter-Hilfskontakte überwacht wird, wie von spezifischen DDB-Signalen angezeigt wird

Sie kann auch verwendet werden, um bei Bedarf die Betätigung von Unterfrequenz- und Überspannungselementen zu blockieren.

18.8.1 POL-STROMLOS-LOGIK

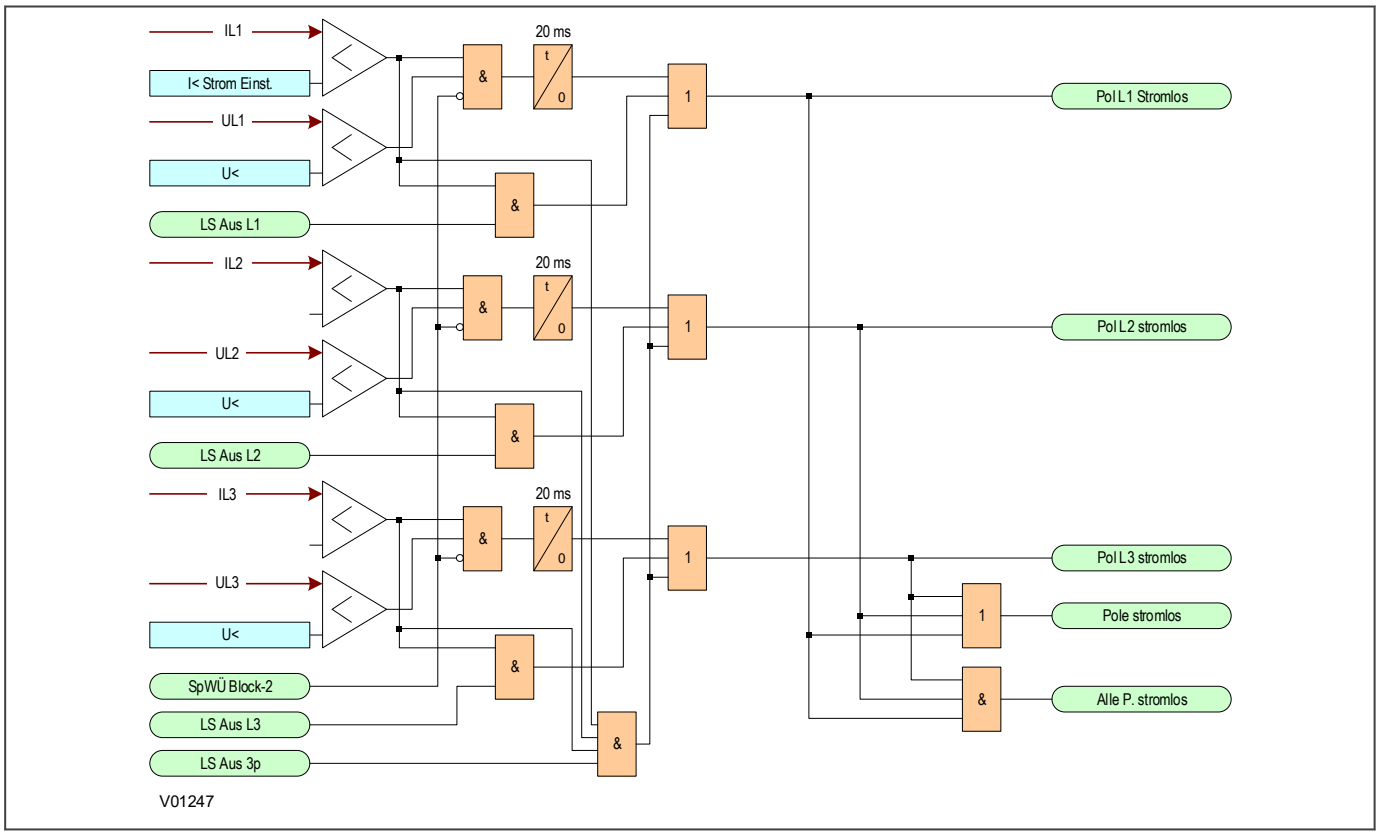


Abbildung 344: Pol-stromlos-Logik

Wenn sowohl der Strom als auch die Spannung der Leitung unter eine bestimmte Schwelle fallen oder ein offener Zustand des Leistungsschalters von der Zustandssteuerungslogik bestätigt wird, leitet das Gerät einen „Pol stromlos“-Zustand ein. Die Strom- und Spannungsschwellen können mit ***I< Strom Einst.*** bzw. ***U<*** in der Spalte *LSV +POL STROMLOS* eingestellt werden.

Wenn einer oder mehrere Pole stromlos sind, zeigt das Gerät an, welche Phase stromlos ist, und gibt das DDB-Signal ***Pole stromlos*** aus. Wenn alle Phasen stromlos sind, wird das Signal ***Pole stromlos*** vom Signal ***Alle P. stromlos*** begleitet.

Wenn der Spannungswandler ausfällt, wird ein ***SpWÜ Block-2***-Signal der SpWÜ-Logik verwendet, um die „Pol stromlos“-Signale zu blockieren, die von den Unterspannungs- und Unterstromschwellen erzeugt werden würden.

Hinweis:
Wenn der SpW auf der Sammelschienenseite angeschlossen ist, müssen die Hilfskontakte (52a oder 52b) mit dem Schutzgerät verbunden sein, damit stromlose Pole richtig angezeigt werden.

18.8.2 POL-STROMLOS-LOGIK

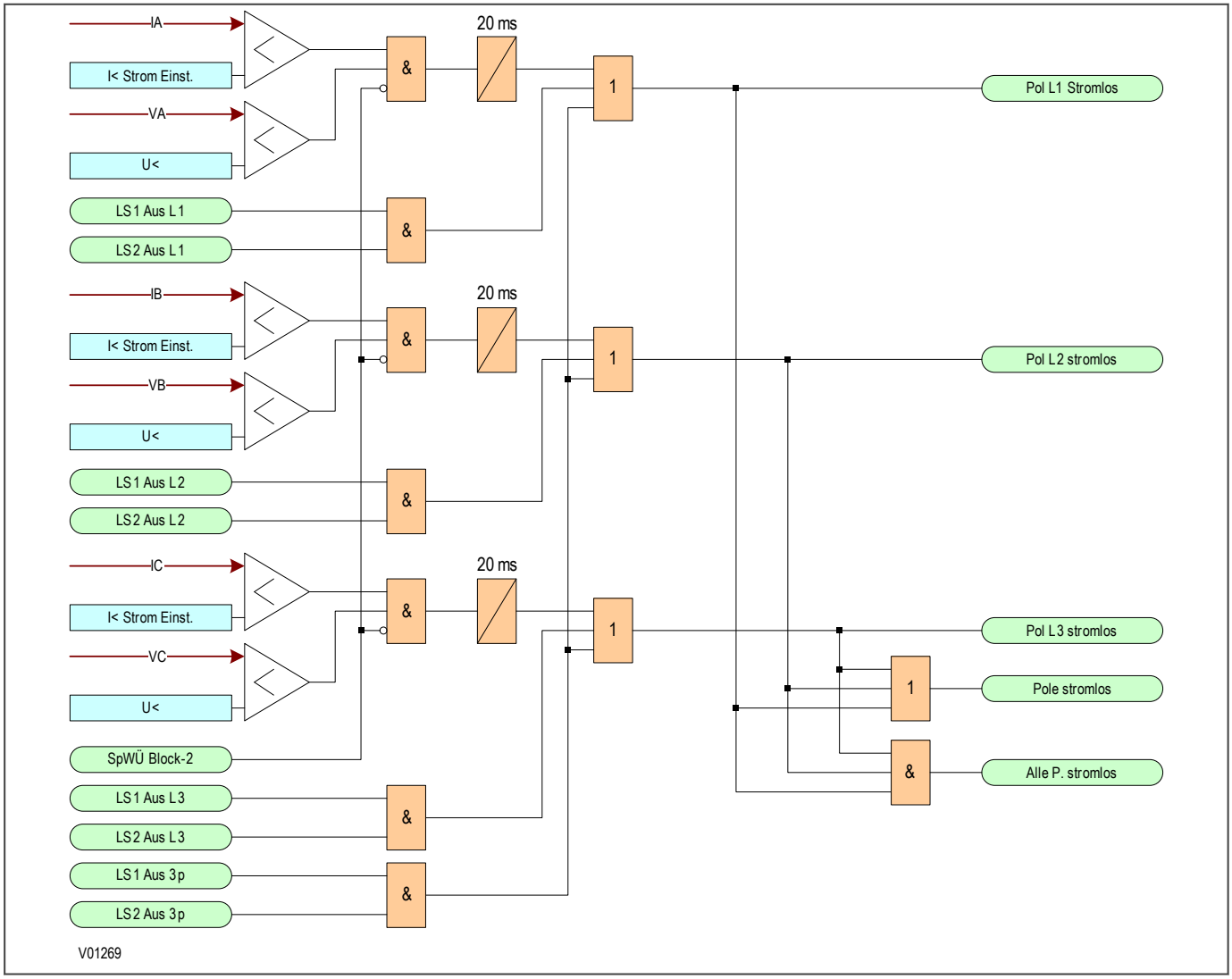


Abbildung 345: Pol-stromlos-Logik

Wenn sowohl der Strom als auch die Spannung der Leitung unter eine bestimmte Schwelle fallen oder ein offener Zustand des Leistungsschalters von der Zustandssteuerungslogik bestätigt wird, leitet das Gerät einen „Pol stromlos“-Zustand ein. Die Strom- und Spannungsschwellen können mit ***I< Strom Einst.*** bzw. ***U<*** in der Spalte *LSV +POL STROMLOS* eingestellt werden.

Wenn einer oder mehrere Pole stromlos sind, zeigt das Gerät an, welche Phase stromlos ist, und gibt das DDB-Signal ***Pole stromlos*** aus. Wenn alle Phasen stromlos sind, wird das Signal ***Pole stromlos*** vom Signal ***Alle P. stromlos*** begleitet.

Wenn der Spannungswandler ausfällt, wird ein ***SpWÜ Block-2***-Signal der SpWÜ-Logik verwendet, um die „Pol stromlos“-Signale zu blockieren, die von den Unterspannungs- und Unterstromschwellen erzeugt werden würden.

Hinweis:
Wenn der SpW auf der Sammelschienenseite angeschlossen ist, müssen die Hilfskontakte (52a oder 52b) mit dem Schutzgerät verbunden sein, damit stromlose Pole richtig angezeigt werden.

18.9 SYNCHRONKONTROLLE

In manchen Fällen kann sowohl die Sammelschienenseite als auch die Leitungsseite eines Leistungsschalters Strom führen, wenn der Leistungsschalter offen ist, beispielsweise an den Enden einer Speiseleitung, die an jedem Ende eine Versorgungsquelle aufweist. Darum muss normalerweise geprüft werden, ob die Netzbedingungen auf beiden Seiten angemessen sind, bevor der Leistungsschalter geschlossen wird. Dies gilt sowohl für das manuelle Schließen eines Leistungsschalters als auch für die automatische Wiedereinschaltung. Wenn ein Leistungsschalter geschlossen wird, Leitung und Sammelschiene unter Spannung stehen, und eine großer Phasenwinkel-, Frequenz- oder Amplitudenunterschied besteht, kann dem System ein unzulässiger Stromstoß versetzt werden, der zu Stabilitätsverlust und möglichen Schäden an angeschlossenen Maschinen führt.

Die Systemprüffunktion schließt die Überwachung der Spannungen auf beiden Seiten eines Leistungsschalters ein. Wenn beide Seiten Strom führen, wird eine Prüfung der Synchronisierung durchgeführt, um festzustellen, ob Unterschiede in der Spannung, im Phasenwinkel oder in der Frequenz innerhalb von zulässigen Grenzen liegen.

Die Systembedingungen vor dem Schließen eines Leistungsschalters hängen von der Systemkonfiguration und, was AWE betrifft, vom gewählten AWE-Programm ab. Beispielsweise sind die Leistungsschalter bei einer Speiseleitung mit verzögerter AWE an den beiden Enden so konfiguriert, dass sie zu unterschiedlichen Zeiten schließen. Beim ersten Leitungsende, bei dem ein Schließvorgang durchgeführt werden soll, ist die Sammelschiene unmittelbar vor der Wiedereinschaltung normalerweise aktiv und die Leitung stromlos. Der Leistungsschalter am zweiten Leitungsende erkennt nun eine aktive Sammelschiene und eine aktive Leitung.

Wenn eine parallele Verbindung zwischen den Enden der ausgelösten Speiseleitung besteht, sind die Frequenzen gleich, aber eine erhöhte Impedanz kann zu einer Vergrößerung des Phasenwinkels zwischen den beiden Spannungen führen. Darum kann es unmittelbar vor dem Schließen des zweiten Leistungsschalters nötig sein, eine Prüfung der Synchronisierung durchzuführen. Dadurch wird sichergestellt, dass sich der Phasenwinkel zwischen den beiden Spannungen nicht auf ein Maß vergrößert hat, das bewirkt, dass das System einem unzulässigen Stromstoß ausgesetzt wird, wenn der Leistungsschalter schließt.

Gibt es keine parallelen Verbindungen zwischen den Enden der ausgelösten Speiseleitung, können die beiden Systeme ihren Synchronismus verlieren und die Frequenz an einem Ende kann gegenüber dem anderen Ende einen Schlupf aufweisen. In dieser Situation würde das zweite Leitungsende eine Synchronkontrolle erfordern, die aus Phasenwinkel- und Schlupffrequenzkontrolle besteht.

Wenn die Sammelschiene am zweiten Ende der Leitung keine Stromquelle außer der ausgelösten Speiseleitung hat, erkennt der Leistungsschalter eine aktive Leitung und eine stromlose Sammelschiene, unter der Voraussetzung, dass eine Wiedereinschaltung des erste Leistungsschalters stattgefunden hat. Wenn der Leistungsschalter am zweiten Leitungsende schließt, wird die Sammelschiene von der spannungsführenden Leitung geladen (Ladung einer spannungslosen Sammelschiene).

18.9.1 IMPLEMENTIERUNG VON SYSTEMPRÜFUNGEN

Die Funktion „Systemprüfungen“ bietet *Überwachung bei stromloser/aktiver Leitung*, zwei Stufen der *Synchronisierungsprüfung* und eine *Sys Aufspalt*-Anzeige.

Die Funktion „Systemprüfungen“ wird mithilfe der Einstellung ***Systemprüfungen*** in der Spalte *KONFIGURATION* aktiviert bzw. deaktiviert. Wird ***Systemprüfungen*** deaktiviert, wird das Menü *SYSTEMPRÜFUNGEN* unsichtbar und ein ***SysChks Inaktiv.***-DDB-Signal wird gesetzt.

Die Funktion „Systemprüfungen“ kann auch mithilfe der Einstellung ***Systemprüfungen*** in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* aktiviert bzw. deaktiviert werden. Damit die Systemprüfungen aktiviert werden können, muss sowohl die Einstellung ***Systemprüfungen*** in der Spalte *KONFIGURATION* ALS AUCH die Einstellung ***Systemprüfungen*** in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* aktiviert sein. Damit die Systemprüfungen deaktiviert werden können, muss entweder die Einstellung ***Systemprüfungen*** in der Spalte *KONFIGURATION* ODER die Einstellung ***Systemprüfungen*** in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* aktiviert sein. Im letzteren Fall wird das DDB-Signal ***SysChks Inaktiv.*** gesetzt.

Die Funktion „Systemprüfungen“ kann auch mithilfe der Einstellungen ***System Checks CB1*** und ***System Checks CB2*** in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* für jeden Leistungsschalter einzeln aktiviert bzw. deaktiviert werden.

Damit die Systemprüfungen aktiviert werden können, muss sowohl die Einstellung ***Systemprüfungen*** in der Spalte *KONFIGURATION* ALS AUCH die relevante Einstellung (***System Checks CB1*** und/oder ***System Checks CB2***) in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* aktiviert sein. Damit die Systemprüfungen deaktiviert werden können, muss entweder die Einstellung ***Systemprüfungen*** in der Spalte *KONFIGURATION* ODER die relevante Einstellung (***System Checks CB1*** und/oder ***System Checks CB2***) in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* aktiviert sein. Im letzteren Fall wird das DDB-Signal ***SysChks Inactiv.*** gesetzt.

18.9.1.1 SPANNUNGSWANDLER -ANSCHLÜSSE

Das Gerät bietet Eingänge für einen Dreiphasen-Haupt- Spannungswandler und mindestens einen Einphasen-Spannungswandler für die Synchronkontrolle. Je nach Konfiguration des Primärsystems kann sich der Haupt-Spannungswandler entweder auf der Leitungsseite oder auf der Sammelschienenseite des Leistungsschalters befinden, wobei sich der Synchronkontroll-SpW auf der anderen Seite befindet. Normalerweise befindet sich der Haupt-SpW (gemäß Voreinstellung) auf der Leitungsseite, was aber nicht immer der Fall ist. Aus diesem Grunde steht eine Einstellung zur Verfügung, mit der Sie dies definieren können. Es handelt sich um die Einstellung ***Haupt-SpW Posit.***, die in der Spalte *STW&SPW-VERHÄLTN* zu finden ist.

Der Synchronkontroll-SpW kann an eine der Dreieck- oder Sternspannungen angeschlossen werden. Dies muss anhand der Einstellung ***SKA Eingang*** in der Spalte *STW&SPW-VERHÄLTN* definiert werden. Optionen: L1-L2, L2-L3, L3-L1, L1-E, L2-E oder L3-E.

18.9.1.2 SPANNUNGSÜBERWACHUNG

Mithilfe der Einstellungen im Unterabschnitt *SPANNUNGSÜBERWACH* in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* können Sie eine Schwelle definieren, an der eine Leitung als aktiv betrachtet wird, und eine Schwelle, an der eine Leitung als stromlos betrachtet wird. Diese Schwellen gelten sowohl für die Leitungs- als auch die Sammelschienenseite. Wenn die gemessene Spannung unter die Einstellung ***U< Spgs. Kontr.*** fällt, wird ein DDB-Signal generiert (***SS stromlos*** oder ***Ltg. stromlos***, je nach dem, auf welcher Seite gemessen wird). Wenn die gemessene Spannung die Einstellung ***U> Spgs. Kontr.*** überschreitet, wird ein DDB-Signal generiert (***SS aktiv*** oder ***Aktive Ltg Modus***, je nach dem, auf welcher Seite gemessen wird).

18.9.1.3 SYNCHRONKONTROLLE

Das Gerät bietet zwei Stufen der Synchronkontrolle. Die erste Stufe (CS1) ist zur Verwendung in Synchronsystemen vorgesehen. Das bedeutet: Wenn Frequenzen und Phasenwinkel von beiden Seiten verglichen werden und wenn die Differenz innerhalb der eingestellten Grenzen liegt, kann der Leistungsschalter schließen. Die zweite Stufe (SK2) ist der ersten Stufe ähnlich, verfügt aber über eine zusätzliche anpassungsfähige Einstellung. Die zweite Stufe, CS2, ist zur Verwendung in asynchronen Systeme vorgesehen, d. h., wenn die zwei Seiten nicht synchron sind und eine Frequenz ständig im Verhältnis zur anderen abweicht. Wenn die Schließzeit des Leistungsschalters bekannt ist, kann an einem bestimmten Punkt innerhalb des Zyklus ein Schließbefehl gegeben werden, wodurch der Leistungsschalter schließt, wenn beide Seiten phasengleich sind.

In Fällen, wo es möglich ist, dass die Spannungen auf jeder Seite eines Leistungsschalters entweder synchron oder asynchron sind, kann sowohl CS1 als auch CS2 aktiviert werden, um einen Schließbefehl zu geben, wenn eine Reihe von erlaubten Schließbedingungen vorhanden ist.

Jede Stufe kann auch so eingestellt werden, dass das Schließen des Leistungsschalters blockiert wird, wenn ausgewählte Blockierbedingungen wie Überspannung, Unterspannung oder übermäßige Spannungsdifferenz erkannt wird. CS2 erfordert eine Abnahme der Phasenwinkeldifferenz, bevor das Schließen des Leistungsschalters erlaubt wird. CS2 hat eine optionale adaptive Schließfunktion, die das permissive Schließsignal ausgibt, wenn die vorhergesehene Phasenwinkeldifferenz unmittelbar vor dem Schließen der Hauptkontakte des Leistungsschalters (d. h. nach der Schließzeit des Leistungsschalters) praktisch bei null liegt.

Die Schlupffrequenz ist die Geschwindigkeit der Änderung der Phase zwischen jeder Seite des Leistungsschalters, die durch die Differenz zwischen den Spannungssignalen auf jeder Seite des Leistungsschalters gemessen wird.

Da zwei Stufen zur Prüfung des Systemsynchronismus zur Verfügung stehen, kann das Schließen des Leistungsschalters unter verschiedenen Systembedingungen aktiviert werden (z.B. wenig Schlupf/moderater Phasenwinkel oder moderater Schlupf/kleiner Phasenwinkel).

Die Einstellungen für die Synchronisierungsprüfung sind im Unterabschnitt *SYNCHONKONTR.* in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* zu finden. Der einzige Unterschied zwischen den SKA1-Einstellungen und den SKA2-Einstellungen ist der, dass SKA2 eine Einstellung (***SKA2 angepasst***) für das vorausschauende Schließen des Leistungsschalters bietet.

Die Einstellungen für die Synchronisierungsprüfung sind im Unterabschnitt *SYNCHONKONTR.* in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* zu finden. Der einzige Unterschied zwischen den SKA1-Einstellungen und den SKA2-Einstellungen ist der, dass SKA2 Einstellungen für das vorausschauende Schließen jedes Leistungsschalters bietet (***LS1 SKA2 angep.*** und ***LS2 SKA2 angep.***).

18.9.1.4 VEKTORDIAGRAMM FÜR DIE SYNCHRONISIERUNGSPRÜFUNG

Das folgende Vektordiagramm stellt die Bedingungen für die Systemprüffunktion dar. Die Einstellung „Spannungslos“ ist als Kreis um den Ursprungspunkt herum dargestellt, dessen Radius der Höchstspannung entspricht, wobei die Spannung als null (stromloser Leiter) betrachtet werden kann. Die Nennleitungsspannung wird als Kreis um den Ursprungspunkt herum dargestellt, dessen Radius der Nennleitungsspannung entspricht. Die Mindestspannung, bei der das System als stromführend betrachtet werden kann, ist die Differenz zwischen der Sammelschienen- und Leitungsspannung.

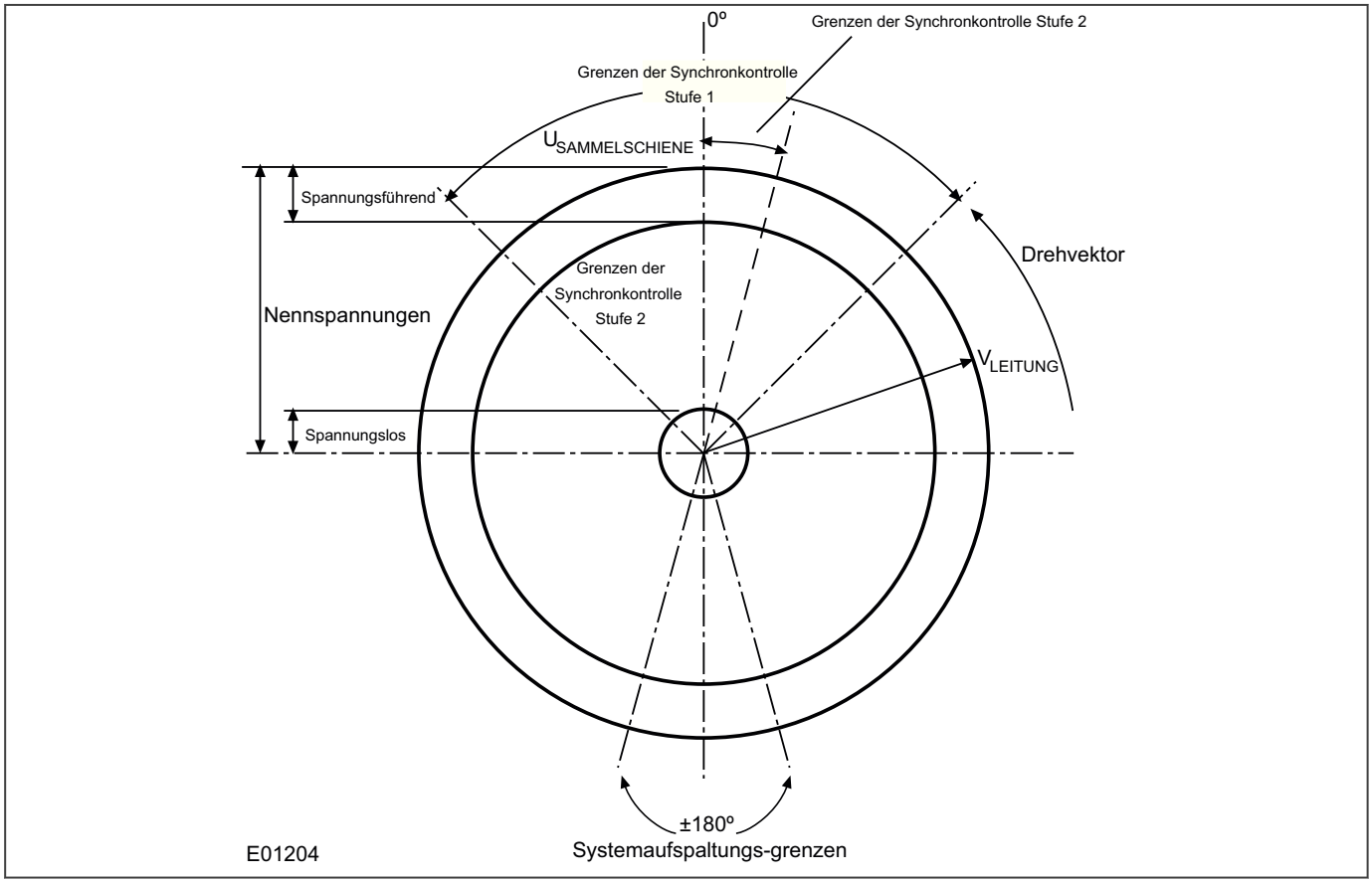


Abbildung 346: Vektordiagramm für die Synchronisierungsprüfung

18.9.1.5 NETZTRENNUNG

Wenn die Leitungsseite und die Sammelschienenseite dieselbe Frequenz aufweisen (d. h. synchron sind), aber einen großen Phasenwinkel zueinander haben (180° +/– festgelegte Grenzen), spricht man von einem „aufgespalteten“ System. Ein solcher Zustand wird vom Gerät erkannt. Das Gerät gibt dann ein entsprechendes Warnsignal aus.

Die Einstellungen für die Funktion „Netztrennung“ sind im Unterabschnitt *SYS AUFSPALT* in der Spalte *SYSTEMPRÜFUNGEN* zu finden.

18.9.2 ÜBERWACHUNG DER SPANNUNG FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

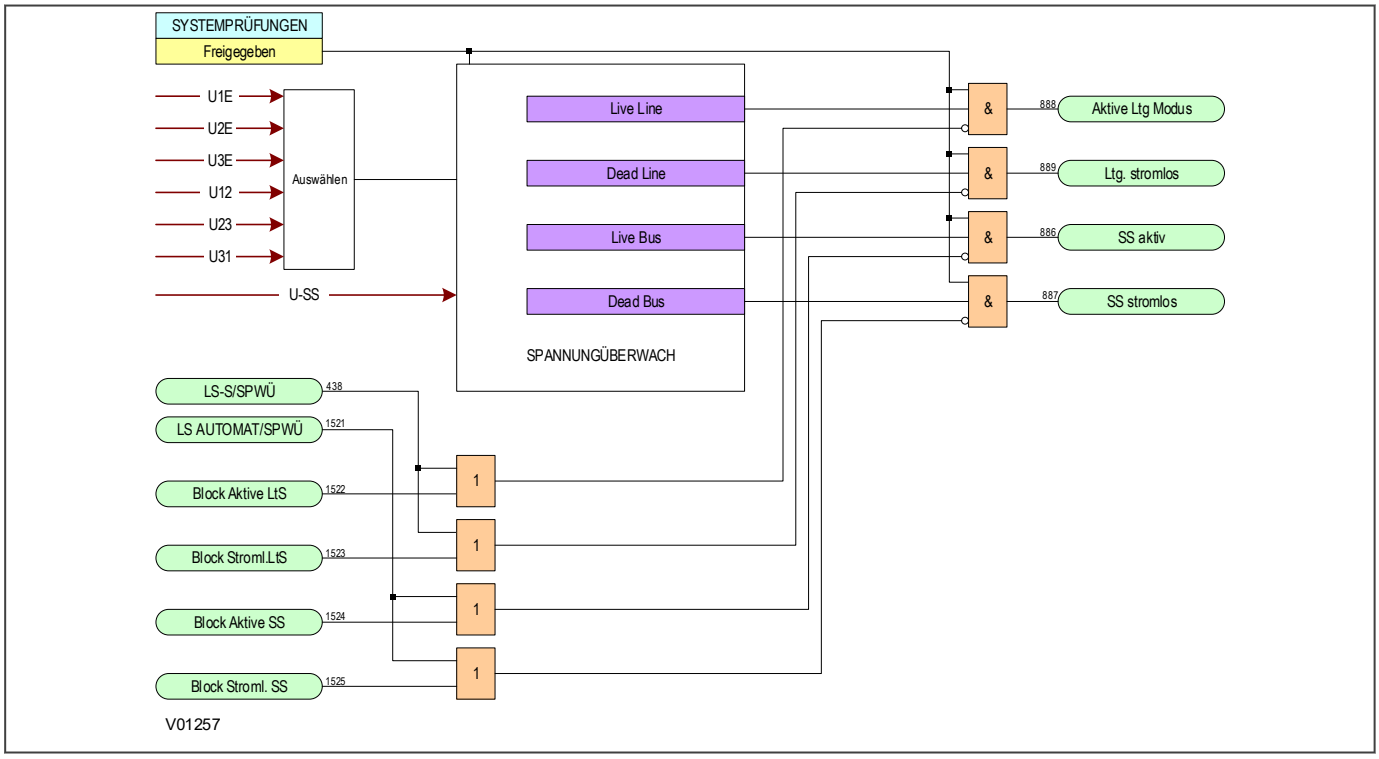


Abbildung 347: Überwachung der Spannung für das Schließen des Leistungsschalters (Modul 59)

18.9.3 ÜBERWACHUNG DER SPANNUNG FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

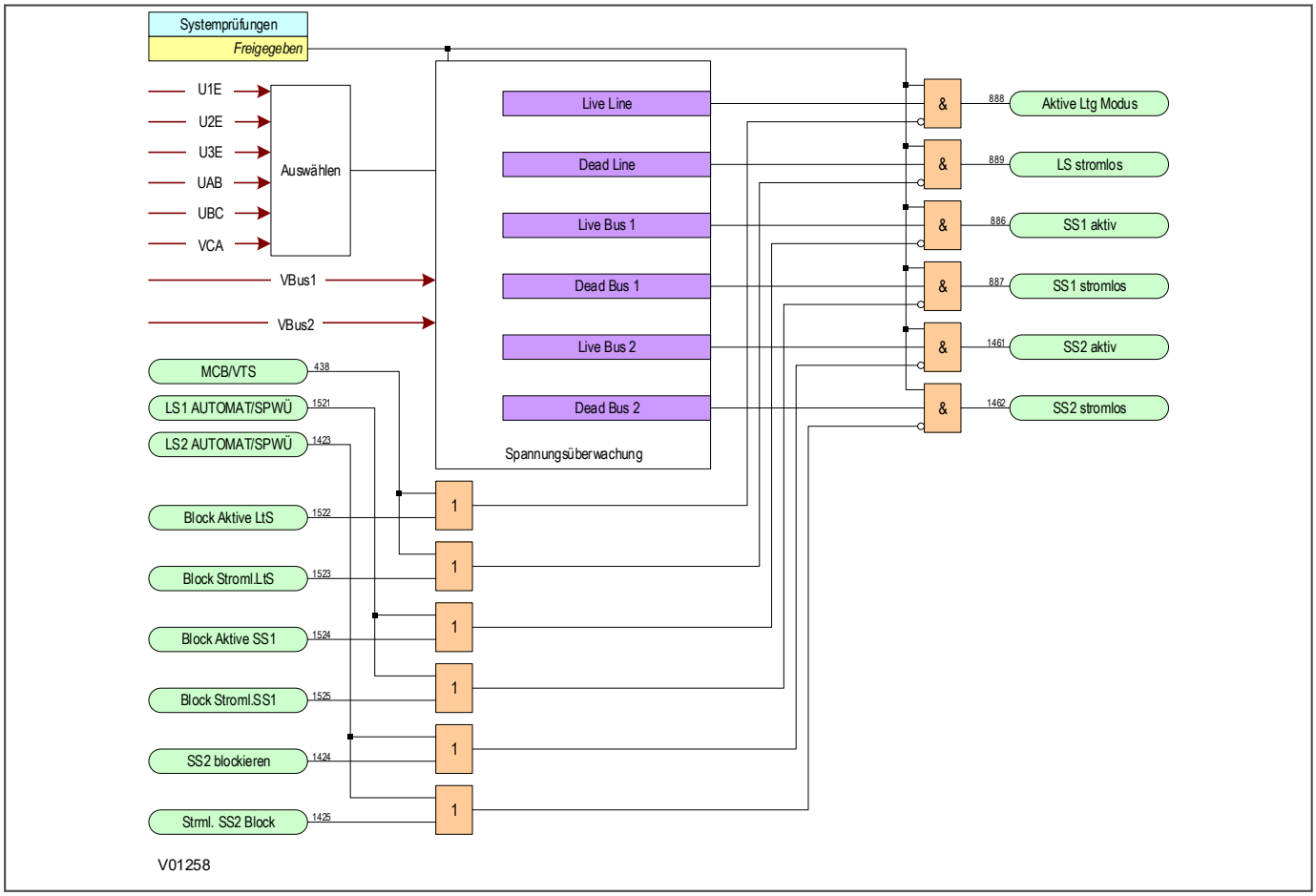


Abbildung 348: Überwachung der Spannung für das Schließen des Leistungsschalters (Modul 59)

18.9.4 ÜBERWACHUNG DER SYNCHRONISIERUNGSPRÜFUNG FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

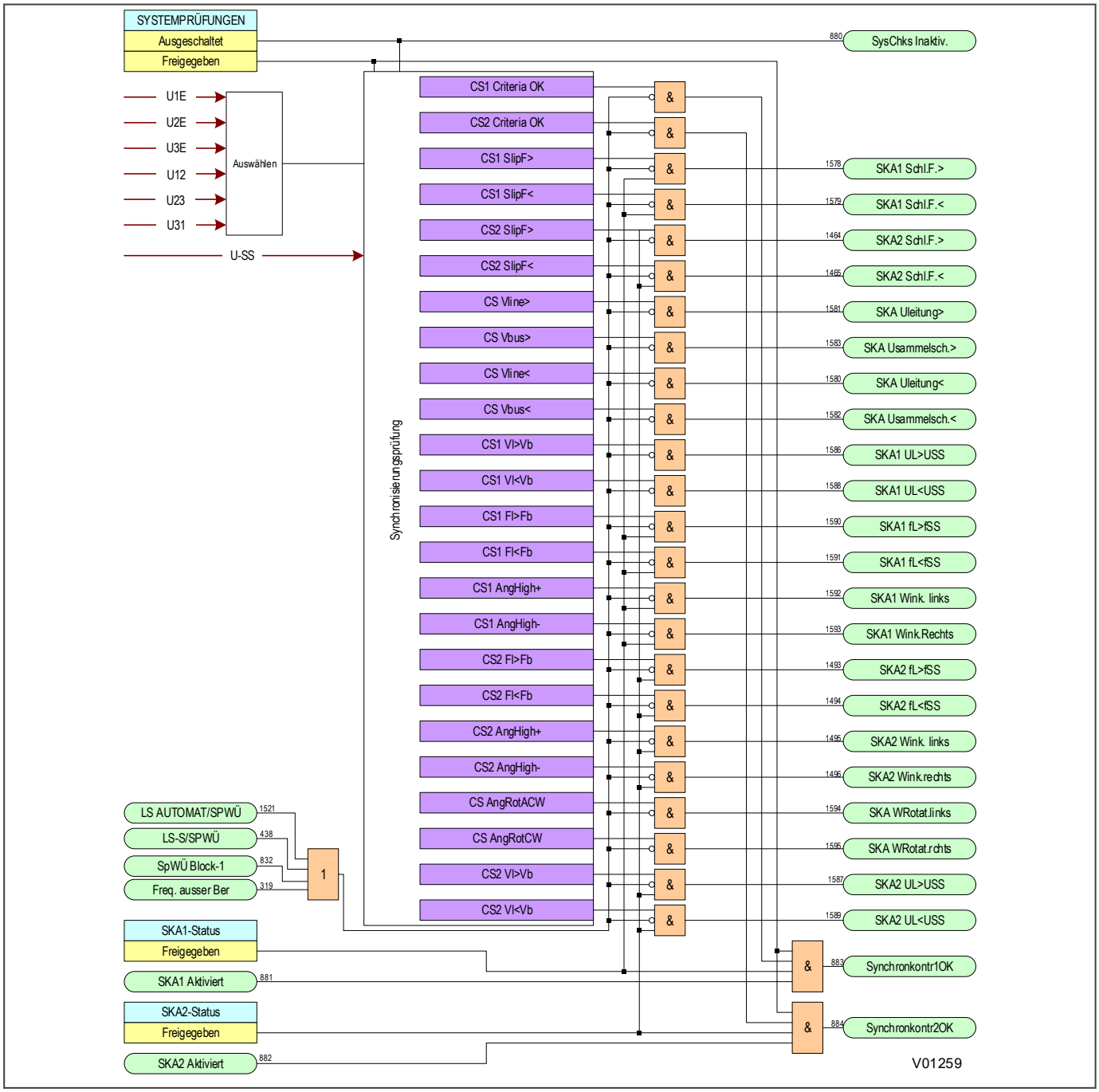


Abbildung 349: Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen des Leistungsschalters (Modul 60)

18.9.5 ÜBERWACHUNG DER SYNCHRONISIERUNGSPRÜFUNG FÜR DAS SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

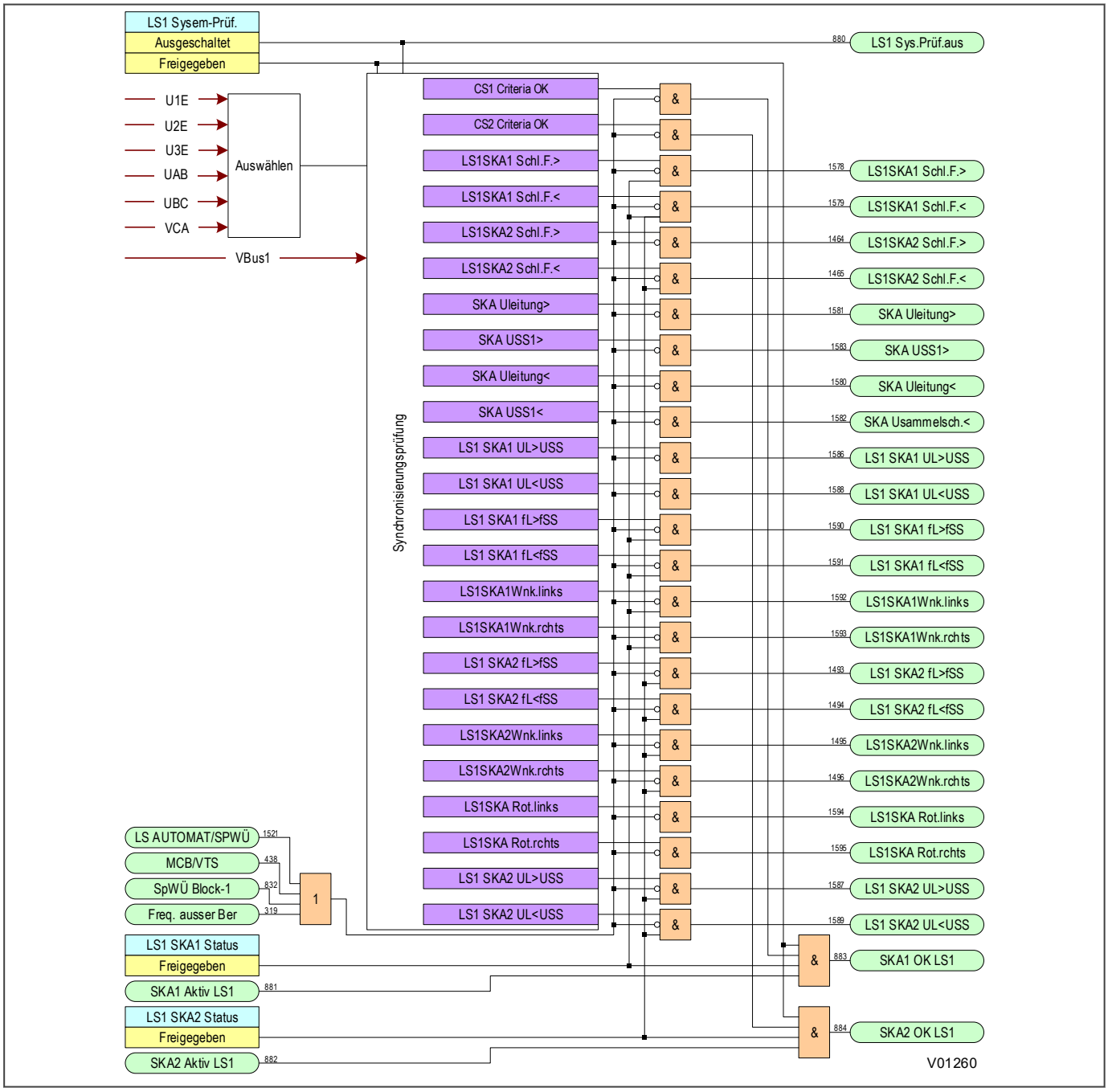


Abbildung 350: Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen von LS1 (Modul 60)

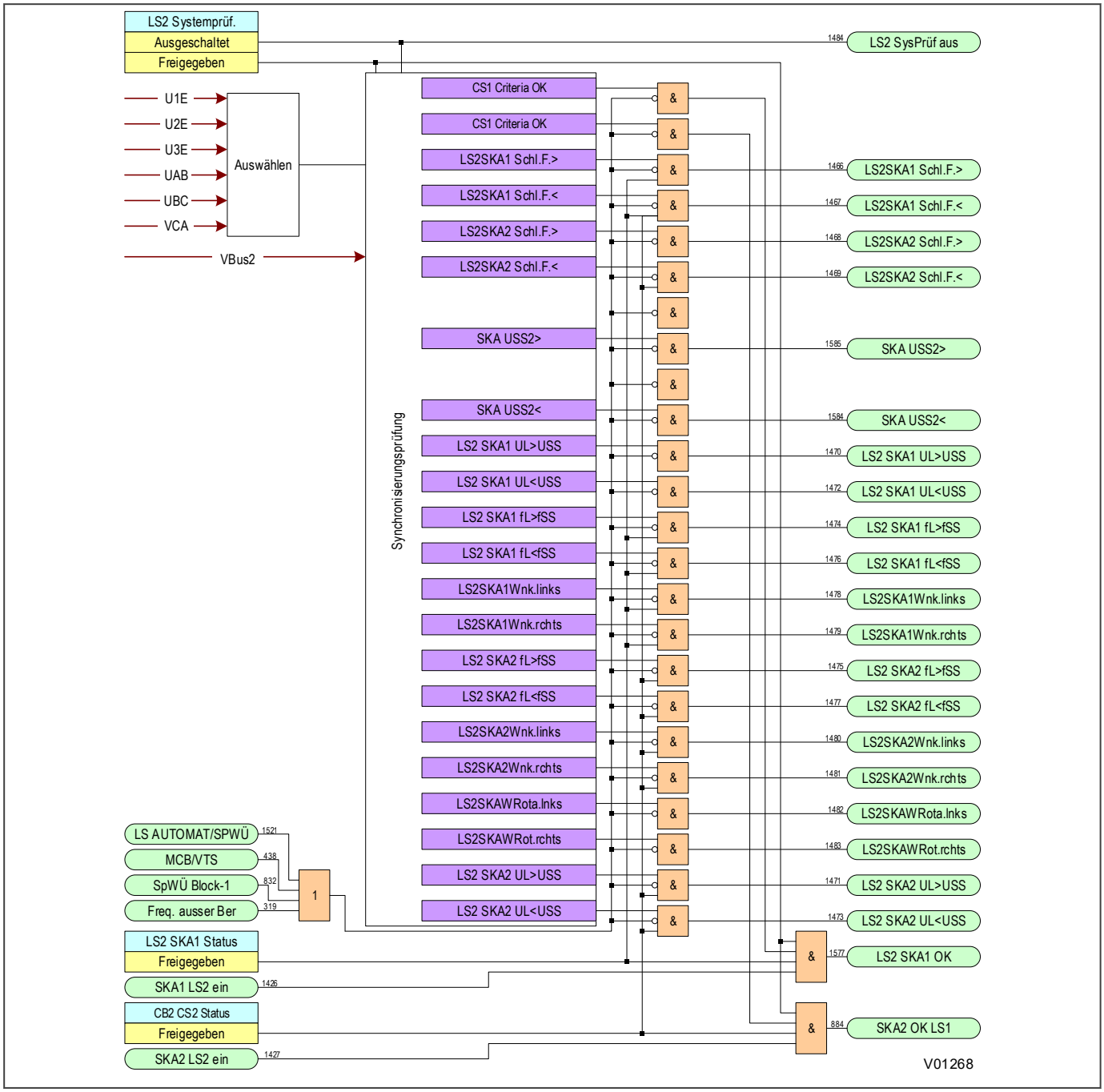


Abbildung 351: Überwachung der Synchronisierungsprüfung für das Schließen von LS2 (Modul 61)

18.9.6 LOGIK DER SYSTEMPRÜFUNG

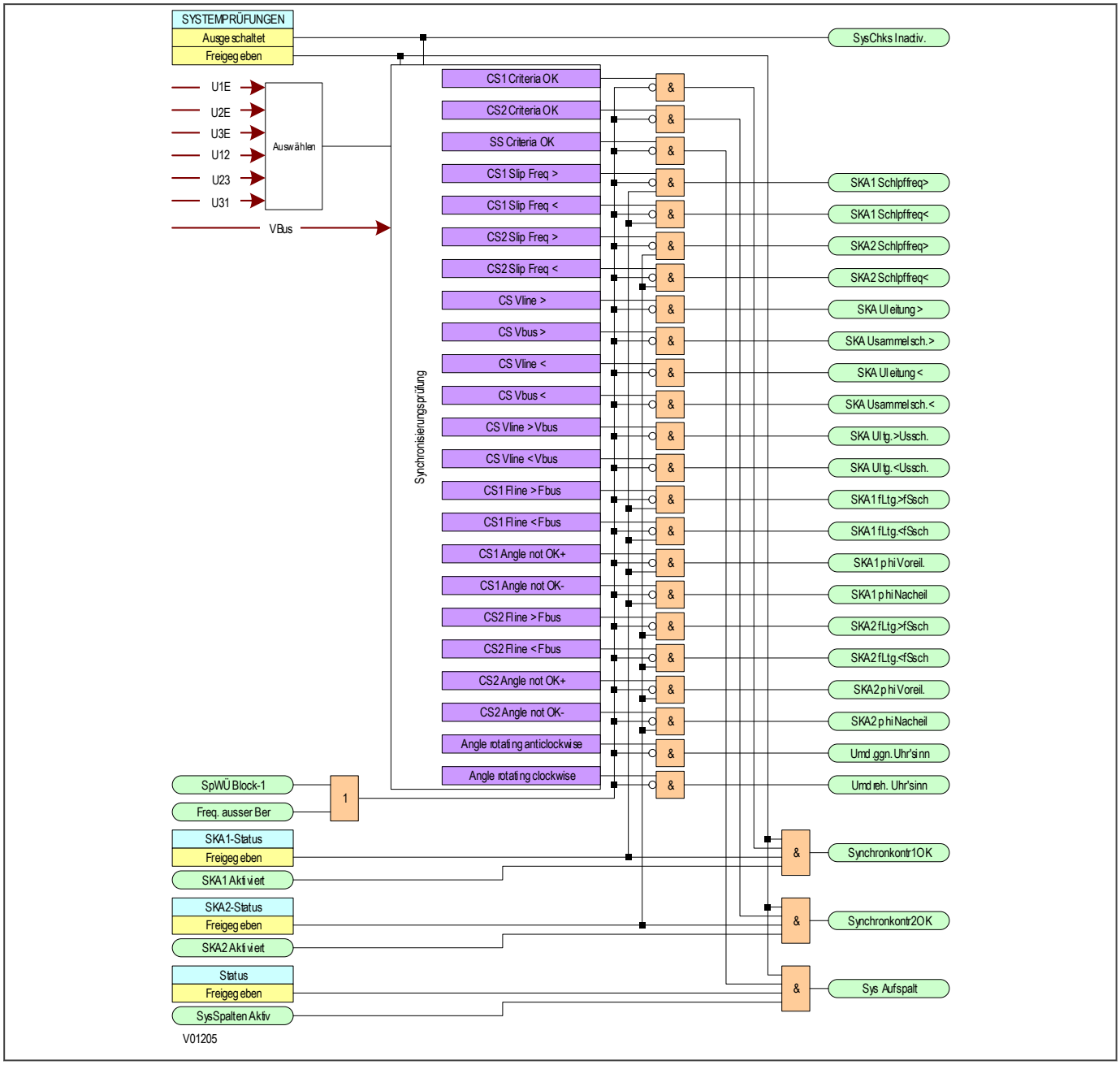


Abbildung 352: Logik der Systemprüfung

18.9.7 PSL-SYSTEMPRÜFUNG

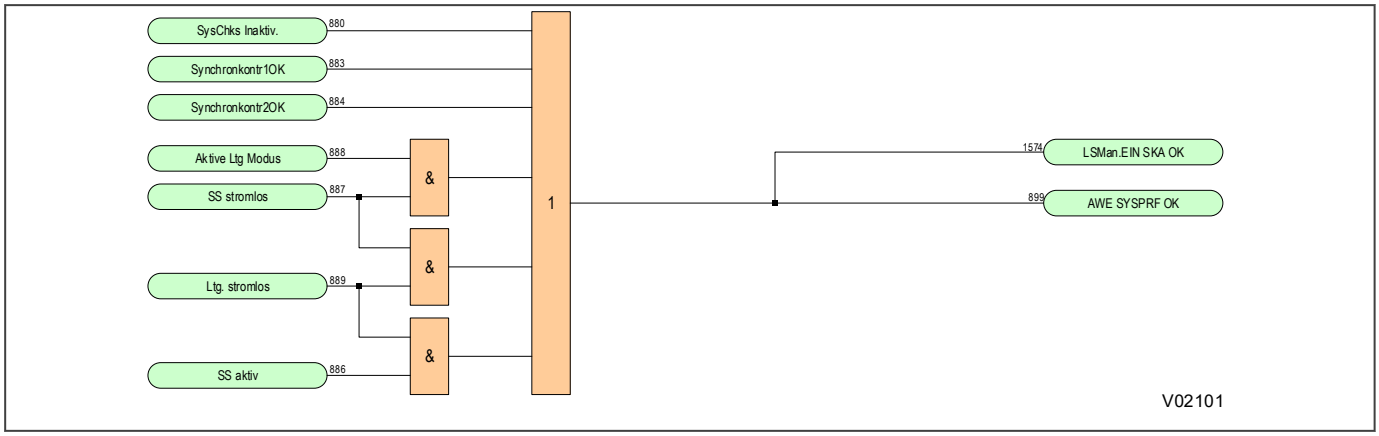


Abbildung 353: PSL-Systemprüfung

18.9.8 ANWENDUNGSHINWEISE

18.9.8.1 VERWENDUNG VON „STUFE 2 DER SYNCHRONKONTROLLE“ UND „SYSTEMTRENNUNG“

Die Funktionen „Stufe 2 der Synchronkontrolle“ (SK2) und „Systemtrennung“ sind für Situationen vorgesehen, in denen sich die maximal zulässige Schlupffrequenz und der Phasenwinkel für die Synchronkontrolle je nach gegebenen Systembedingungen ändern können. Eine typische Anwendung ist ein eng zusammengeschaltetes System, in dem der Synchronismus normalerweise erhalten bleibt, wenn eine Speiseleitung ausgelöst wird. Unter manchen Bedingungen jedoch, wenn parallele Verbindungen nicht in Betrieb sind, können die Enden der Speiseleitungen den Synchronismus verlieren, sobald die Speiseleitung ausgelöst wird. Je nach System und Maschinencharakteristik können folgende Bedingungen für ein sicheres Schließen des Leistungsschalters gegeben sein:

Bedingung 1: bei synchronisierten Systemen mit keinem oder sehr kleinem Schlupf:

- Schlupf < 50 mHz; Phasenwinkel < 30

Bedingung 2: bei unsynchronisierten Systemen mit bedeutendem Schlupf:

- Schlupf < 250 mHz, Phasenwinkel < 10° und weniger

Durch Aktivierung von sowohl SK1 als auch SK2 kann das Gerät so konfiguriert werden, dass der Leistungsschalter geschlossen wird, wenn eine der beiden Bedingungen erkannt wird.

Was das manuelle Schließen des Leistungsschalters mit Synchronkontrolle angeht, so bevorzugen manche Versorgungsunternehmen möglicherweise eine Logik, bei der zunächst nur die Bedingung 1 geprüft wird. Wenn aber eine Systemtrennung erkannt wird, bevor den Parametern der Bedingung 1 entsprochen werden kann, schaltet das Gerät auf die Prüfung der Parameter der Bedingung 2 um. Dies geschieht unter der Annahme, dass ein bedeutender Schlupf vorhanden sein muss, wenn Bedingungen für eine Systemtrennung erkannt werden. Dies ist mit einer geeigneten PSL-Logik unter Verwendung der DDB-Signale für die Systemprüfung möglich.

18.9.8.2 VORAUSSCHAUENDES SCHLIEßEN DES LEISTUNGSSCHALTERS

Die Einstellung ***SKA2 angepasst*** kompensiert die Zeit, die für das Schließen des Leistungsschalters gebraucht wird. Bei einer Einstellung zur Kompensierung der Zeit, die zum Schließen des Leistungsschalters benötigt wird, wird ein vorausschauender Ansatz verwendet, um den Leistungsschalter zu schließen. Dadurch wird sichergestellt, dass das Schließen dicht bei null Grad stattfindet, wodurch die Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem minimiert werden. Der tatsächliche Schließwinkel ist Beschränkungen der Produktarchitektur unterworfen, d. h., der

Schutzprozess wird zweimal pro Zyklus der Stromversorgungssystems ausgeführt, was auf der Basis der Frequenzverfolgung im Frequenzbereich von 40 bis 65 Hz geschieht.

18.9.8.3 VORAUSSCHAUENDES SCHLIEßEN VON LEISTUNGSSCHALTERN

Die Einstellung ***LS1 SKA2 angep.*** und ***LS1 SKA2 angep.*** kompensieren die Zeit, die für das Schließen des Leistungsschalters gebraucht wird. Bei einer Einstellung zur Kompensierung der Zeit, die zum Schließen des Leistungsschalters benötigt wird, wird ein vorausschauender Ansatz verwendet, um den Leistungsschalter zu schließen. Dadurch wird sichergestellt, dass das Schließen dicht bei null Grad stattfindet, wodurch die Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem minimiert werden. Der tatsächliche Schließwinkel ist Beschränkungen der Produktarchitektur unterworfen, d. h., der Schutzprozess wird zweimal pro Zyklus der Stromversorgungssystems ausgeführt, was auf der Basis der Frequenzverfolgung im Frequenzbereich von 40 bis 65 Hz geschieht.

18.9.8.4 SPANNUNGS- UND PHASENWINKELKORREKTUR

Für die Synchronisierungsprüfung wandelt das Gerät gemessene sekundäre Spannungen in primäre Spannungen um. In manchen Anwendungen können Spannungswandler auf beiden Seiten des Leistungsschalters verschiedene Spannungswandlerverhältnisse haben. In solchen Fällen ist ein Spannungskorrekturfaktor erforderlich.

In manchen Anwendungen befindet sich der Hauptspannungswandler auf der Hochspannungsseite eines Transformators und der Spannungswandler für die Synchronkontrolle auf der Niederspannungsseite oder umgekehrt. Wenn die Vektorgruppe des Transformators nicht „0“ ist, sind die Spannungen nicht phasengleich, weshalb auch eine Phasenkorrektur nötig ist.

Es folgen die Korrekturfaktoren, die in der Spalte *STW&SPW-VERHÄLTN* zu finden sind:

- „SKA U Ks Betrag“, wobei „kSM“ der Spannungskorrekturfaktor ist.
- „SKA U kS Winkel“, wobei „kSA“ der Winkelkorrekturfaktor ist.

Angenommen, die Einstellung „SKA Eingang“ ist A-N, dann:

Die Größen der Leitungs- und der Sammelschienenspannung stimmen überein, wenn $U_{a\ sek} = U_{sk\ sek}$ x C/S V kSA

Die Winkel der Leitungs- und der Sammelschienenspannung stimmen überein, wenn $\angle U_{a\ sek} = \angle U_{sk\ sek}$ + SKA U Ks Winkel

Die folgende Anwendung zeigt, wann die Spannungs- und Winkelkorrekturfaktoren verwendet werden, um verschiedene Spannungswandlerverhältnisse anzupassen:

Szenario	Physikalische Verhältnisse (ph-N-Werte)				Einstellungsverhältnisse				SK-Korrekturfaktoren	
	Hauptspannungswandlerverhältnis		SK-SpW-Verhältnis		immer Hauptspannungswandlerverhältnis (ph-ph)		SK-SpW-Verhältnis		kSM	kSA
	Pri (kV)	Sek (V)	Pri (kV)	Sek (V)	Pri (kV)	Sek (V)	Pri (kV)	Sek (V)		
1	220/√3	110/√3	132/√3	100/√3	220	110	132	100	1.1	30º
2	220/√3	110/√3	220/√3	110	220	110	127	110	0.577	0º
3	220/√3	110/√3	220/√3	110/3	220	110	381	110	1.732	0º

18.10 SCHALTERSTATUS UND STEUERUNG

Alle P44-Geräte unterstützen den Schalterstatus und die Steuerung für bis zu acht Schaltanlagenelemente. Dies ist für IEC60870-5-103- und IEC61850-Protokolle verfügbar. Das Gerät kann den Status und die Steuerung von bis zu acht Schaltern überwachen. Folgende Schalter können gesteuert werden:

- Lasttrennschalter
- Trennschalter
- ErdschalterP44
- Hochgeschwindigkeitserdschalter

Ziehen Sie das folgende Speiseleitungsschaltfeld in Betracht:

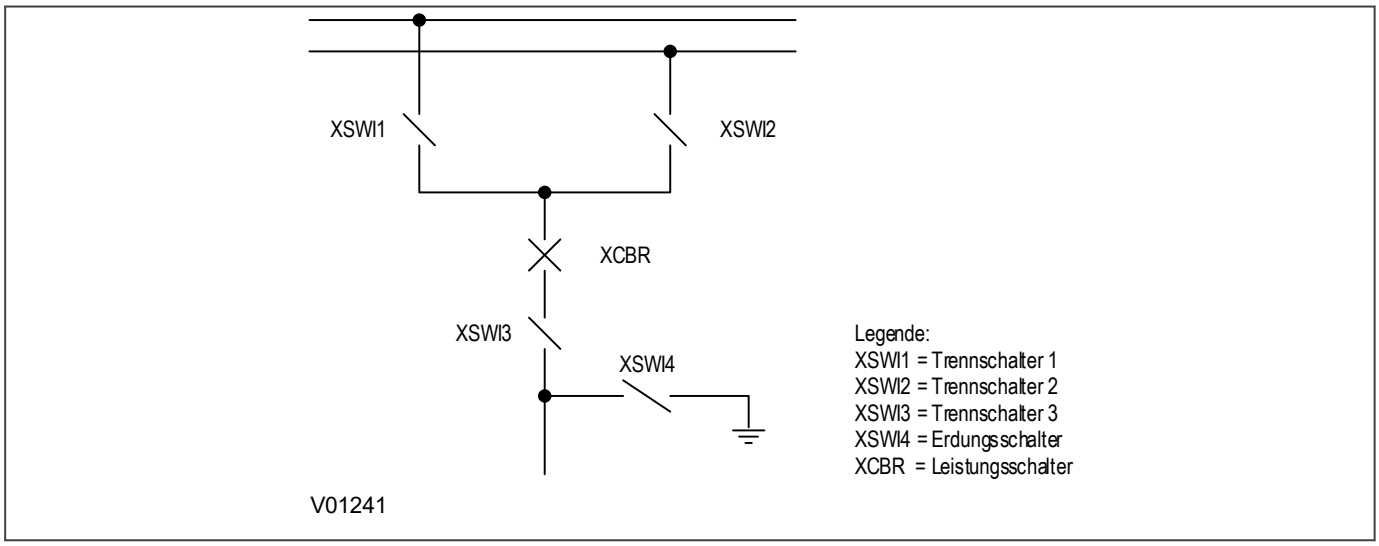


Abbildung 354: Darstellung eines typischen Speiseleitungsschaltfelds

Dieses Schaltfeld zeigt vier Schalter des Typs LN XSWI und einen Leistungsschalter des Typs LN XCBR. In diesem Beispiel handelt es sich bei den Schaltern XSWI1 bis XSWI3 um Trennschalter, XCSWI4 ist ein Erdschalter.

Damit das Gerät die Schalter steuern kann, müssen die Schalter mit Hilfskontakten zum Anzeigen des Schalterstatus ausgestattet sein. Der Einfachheit halber beziehen sich die Geräteeinstellungen auf die Hilfskontakte als 52A und 52B, auch wenn sie keine Leistungsschalter sind.

In der Spalte *SWITCH CONTROL* gibt es acht Parametergruppen, mit denen Sie die Schaltersteuerung einrichten können, wobei für jeden Schalter eine Gruppe zur Verfügung steht. Es handelt sich um folgende Einstellungen:

S1 Typ

Diese Einstellung dient zum Definieren des Schaltertyps. Es kann sich um einen Lasttrennschalter, einen Trennschalter einen Erdschalter oder einen Hochgeschwindigkeitserdschalter handeln.

S1 Status-Eing.

Diese Einstellung dient zum Definieren des Hilfskontakttyps, der für die Steuerungslogik verwendet wird. Der Einfachheit halber beziehen sich die Geräteeinstellungen auf die Hilfskontakte als 52A und 52B, auch wenn sie keine Leistungsschalter sind. „A“-Kontakte stimmen mit dem Status der Primärkontakte überein, während „B“-Kontakte die entgegengesetzte Polarität haben.

S1 Steuerung via

Mit dieser Einstellung wird festgelegt, wie der Schalter gesteuert wird. Dabei kann es sich um „Lokal“ (direkte Verwendung des Geräts), „Fern“ (Verwendung einer Kommunikationsverbindung) oder beides handeln.

S1 Aus/Ein

Dies ist ein Befehl zum direkten Auslösen oder Schließen des Schalters.

Ein Impulszeit und ***Aus Impulszeit***

Mit diesen Einstellungen können Sie die Länge der Öffnungs- und Schließimpulse steuern.

S1Sta-Eing. Warn

Mit dieser Einstellung können Sie die Wartezeit festlegen, nach deren Ablauf das Gerät eine Statuswarnung ausgibt.

SG1 Aus Fehler und ***SG1 Ein Fehler***

Mit dieser Einstellung können Sie die Verzögerung der Öffnungs- und Schließungswarnungen steuern, wenn der abschließende Schalterstatus nicht mit dem erwarteten Status übereinstimmt.

S1 Vorgänge

Diese Datenzelle zeigt die Anzahl der durchgeführten Schaltvorgänge an. Es handelt sich um einen Akkumulator, den Sie mithilfe der Einstellung ***Rück. S1 Datei*** zurücksetzen können

Rück. S1 Datei

Diese Einstellung dient zum Zurücksetzen der Schalterüberwachungsdaten.

> *Hinweis:*
> *Dargestellt sind die Einstellungen für Schalter 1, aber die Einstellungen für alle anderen Schalterelemente sind identisch.*

IEC 61850-Protokoll: Die Schalterstellung kann im logischen „CSWI“-Knoten gesteuert werden, der mit dem logischen „XSWI-“Schalterknoten verbunden ist. Bei einer Steuerungsberechtigung gemäß IEC 61850 muss die Zelle ***SWx Control by*** als Option 4 L/R Key ausgewählt werden.

18.10.1 EINLINIENDIAGRAMM -BETRACHTER

Das Einliniendiagramm -Menü zeigt das gespeicherte Einliniendiagramm auf dem grafischen Bedienbildschirm an. Sie können mithilfe der unteren Menükontexttasten oder mithilfe des Schnellstartmenüs auf der Startseite zum Einliniendiagramm -Menü navigieren. Das Einliniendiagramm wird mithilfe des S1 Agile-Konfigurationstools konfiguriert und in das Schutzgerät hochgeladen. Komponenten der Anlage können mithilfe des Navigationstastenfelds auf dem Einliniendiagramm -Bildschirm ausgewählt werden.

18.10.2 SCHALTERSTEUERUNG (NUR EINLINIENDIAGRAMM-ANSICHT)

Sie können die im Einliniendiagramm ausgewählten Schalter mithilfe der auf dem Bedienfeld befindlichen zweckgebundenen Tasten ÖFFNEN, SCHLIESSEN und L/R öffnen und schließen.

Wenn die Schaltersteuerung ausgewählt wird, indem die Einstellung auf Option 1 *LOKAL*, Option 3 `Lokal + Fern` oder Option 4 `L/R Key` in der Spalte SWITCH CONTROL gesetzt wird, können Benutzer die Taste „Open and Close“ des Bedienfelds verwenden, um den SCHALTER zu betätigen.

So steuern Sie eine Komponente der Anlage mithilfe der Tasten „Öffnen“, „Schließen“ und „L/R“:

- Setzen Sie die Einstellung ***Switch Control by*** auf `L/R Key`.
- Wählen Sie die Betriebsart „Lokal“, indem Sie die Taste „L/R“ drücken.

Sobald am Bedienfeld die Taste „L/R“ gedrückt ist, wird der Status des DDB ***L/F SchaltStatus*** umgeschaltet. Wenn der DDB-Status WAHR ist, leuchtet die „L/R Key“-LED rot und die Betriebsart „Lokal“ ist aktiviert. Wenn der DDB-Status FALSCH ist, leuchtet die „L/R Key“-LED grün und die Betriebsart „REMOTE“ ist aktiviert. Der DDB-Status

L/F SchaltStatus wird im nichtflüchtigen Speicher abgelegt, sodass er nach einer Wiedereinschaltung des Schutzgeräts wiederhergestellt wird.

- Navigieren Sie im Einliniendiagramm-Menü mithilfe des Navigationstastenfelds zu der Anlagenkomponente, die Sie steuern möchten.
- Die ausgewählte Anlage wird durch einen orangen Rahmen hervorgehoben.
- Verwenden Sie die Eingabetaste, um die Komponente auszuwählen.
- Drücken Sie die Taste „ÖFFNEN“ oder „SCHLIESSEN“.

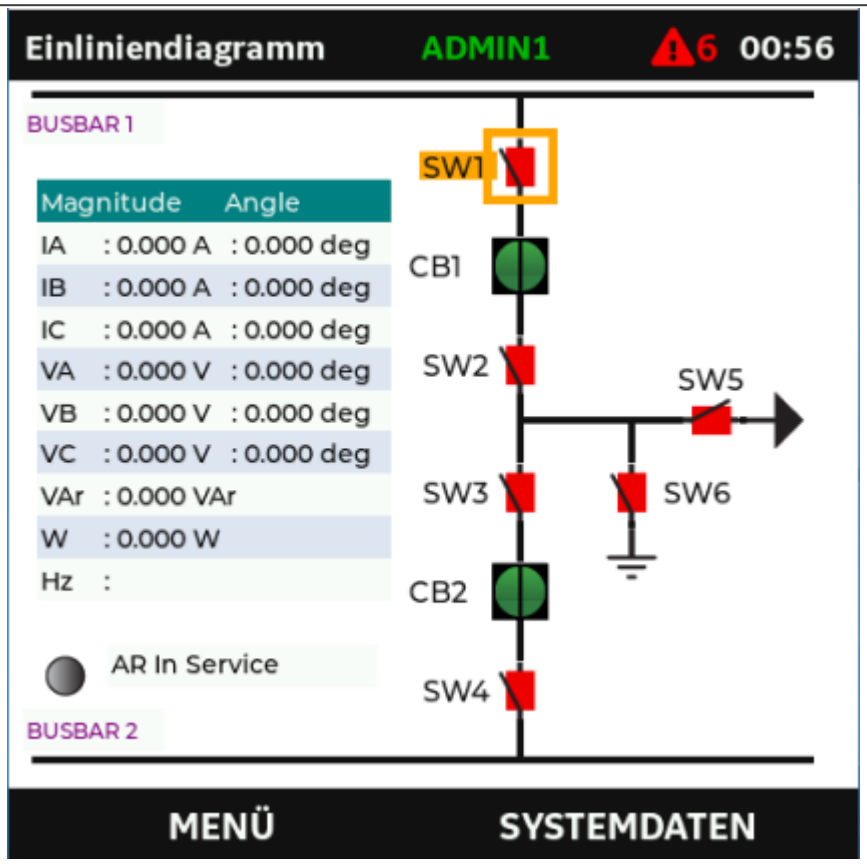


Abbildung 355: HMI Einliniendiagramm-Ansicht

Abbildung 356: Für die von der HMI kommenden Schalterbefehle werden zusätzliche Prüfungen durchgeführt:

Wenn sich der Schalter in einem unbestimmten Zustand befindet, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar, und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „***Ueberwach. von***“ auf „Ausgeschaltet“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „***Ueberwach. von***“ auf „ Fern“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt einen Warndialog mit der Meldung „Befehle blockiert – Zwischenzustand“ an.

Wenn die zugeordnete Einstellung „***Ueberwach. von***“ auf „L/R key“ und der Softkeystatus auf „Fern“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar und die HMI zeigt die Meldung „Befehle blockiert – in Fernsteuerung“ an.

Wenn das zugeordnete DDB auf „Lokal“ gesetzt wird, ist der Schaltanlagenbefehl nicht verfügbar, und die HMI zeigt die Meldung „Befehle blockiert – Schaltanlage in Lokal“ an.

18.10.3 SCHALTERSTEUERLOGIK

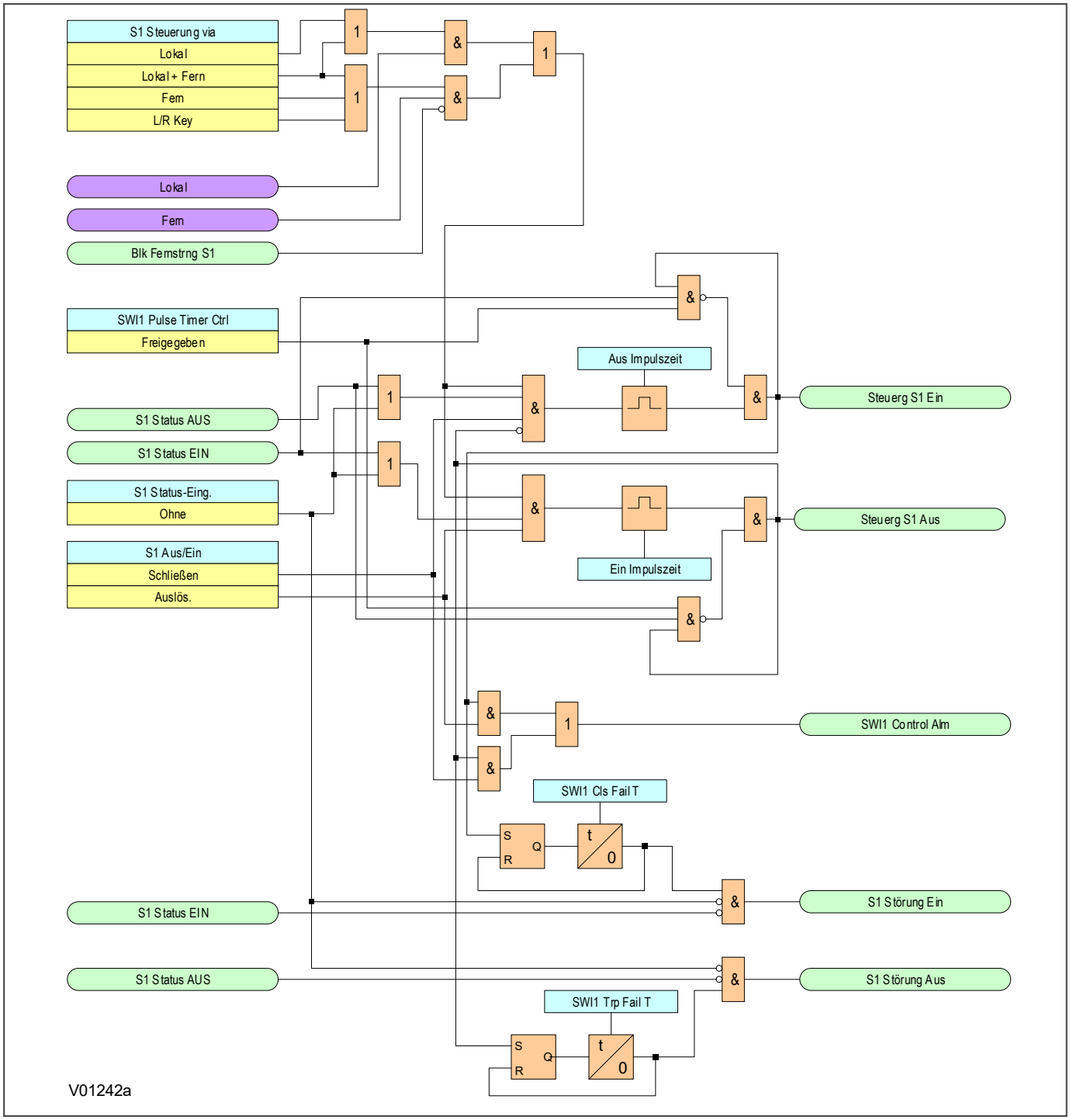


Abbildung 357: Schaltersteuerlogik

18.10.4 SCHALTERSTATUSLOGIK

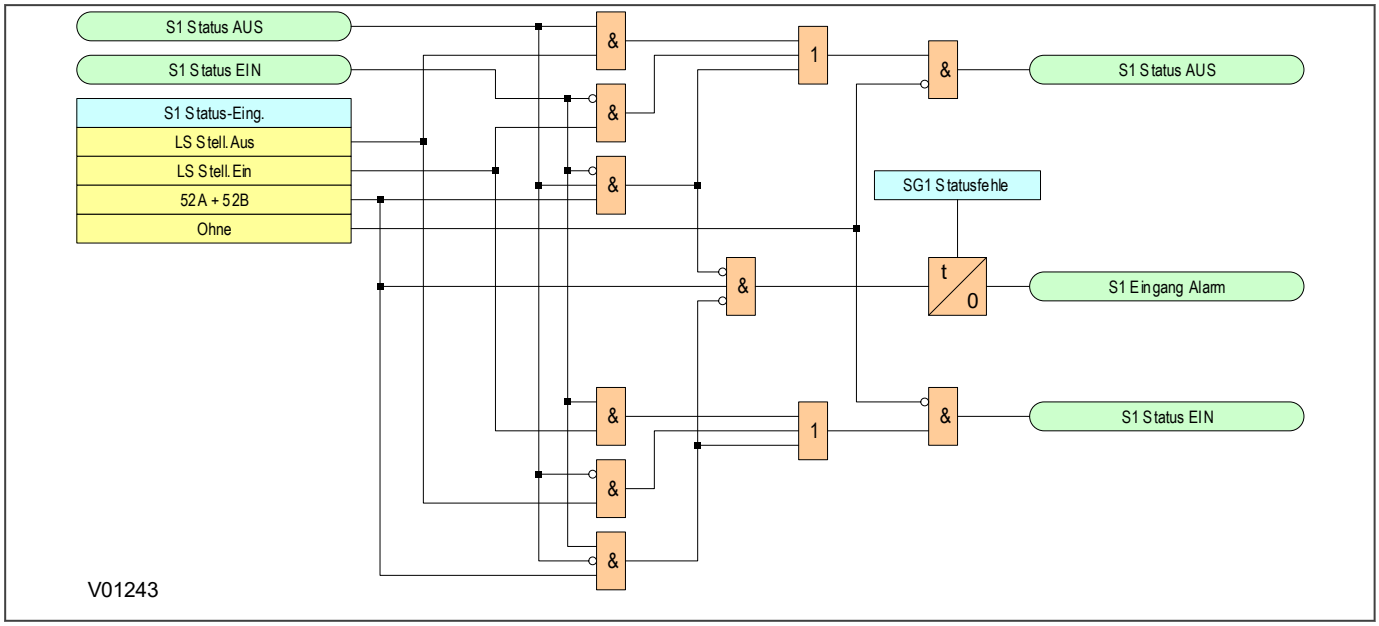


Abbildung 358: Schalterstatuslogik

18.11 TEST MODUS

Das Verhalten des Schutzgeräts hängt davon ab, ob es sich im Normalbetrieb oder in einem der Prüfbetriebsarten befindet. Dies wird in einigen der Daten reflektiert, die überwacht werden können, und wirkt sich auf die erlaubten Steuervorgänge aus, insbesondere bei Verwendung des IEC 61850-Protokolls.

Die Betriebsart wird mithilfe der Zelle ***IED Test Modus*** unter der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* festgelegt. Weitere Informationen sind dem Kapitel „Inbetriebnahmeanleitung“ zu entnehmen.

Wenn sich das Schutzgerät in der Betriebsart ***Testen*** oder ***Kontakte block.*** befindet, werden der IEC 61850-Status und die Messdaten mit dem zugehörigen Qualitätsparametersatz zum ***Testen*** übertragen. Dadurch versteht der Empfänger, dass diese von einem getesteten Gerät ausgegeben wurden, und kann entsprechend reagieren.

Wenn sich das Schutzgerät in der Betriebsart ***Testen*** oder ***Kontakte block.*** befindet, reagiert das Schutzgerät nur auf IEC 61850-MMS-Steuerelemente des Clients mit gesetztem „Test“-Flag (mit Ausnahme der Steuerelemente im System/LLN0.Mod).

Sie können den Betriebsmodus des P40-Schutzgeräts wie folgt auswählen:

- mithilfe des Bedienfelds anhand der Einstellung ***IED Test Modus*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS*
- mithilfe eines IEC 61850-MMS-Kontrolldienstes für ***System/LLN0.Mod***
- mithilfe eines Opto-Eingangs per PSL mit dem Signal ***Block Kontakte***

In der folgenden Tabelle ist das Verhalten des Schutzgeräts P40 in verschiedenen Modi zusammengefasst:

Prüfmoduseinstellung des Schutzgeräts	IEC 61850 Mod	Ergebnis
`Ausgeschaltet`	ein	• Normales Verhalten des Schutzgeräts • Das Schutzgerät reagiert nur auf eingehende GOOSE- und SV-Nachrichten mit der Qualität q.test = false.
`Testen`	testen	• Der Schutz bleibt aktiviert. • Das Schutzgerät reagiert auf eingehende GOOSE- und SV-Nachrichten sowohl mit der Qualität q.test = true als auch q.test = false. • Die Relaisausgangskontakte sind weiterhin aktiv. • IEC 61850-Nachrichtenausgänge haben die Qualität q.test = true • Das Schutzgerät reagiert nur auf eingehende IEC 61850-MMS-Nachrichten mit der Qualität q.test = true.
`Kontakte block.`	Testen/blockiert	• Der Schutz bleibt aktiviert. • Das Schutzgerät reagiert auf eingehende GOOSE- und SV-Nachrichten sowohl mit der Qualität q.test = true als auch q.test = false. • Relaisausgangskontakte sind blockiert • IEC 61850-Nachrichtenausgänge haben die Qualität q.test = true • Das Schutzgerät reagiert nur auf eingehende IEC 61850-MMS-Nachrichten mit der Qualität q.test = true.

Durch Einstellung des Modus „Testen“ oder „Kontakte block.“ wird das gesamte Schutzgerät in den Prüfmodus versetzt. Das IEC 61850-Datenobjekt ***Beh*** in allen logischen Knoten (außer LPHD und logische Schutzknoten mit Beh = 5 [aus] infolge der Deaktivierung der Funktion) wird je nach Anwendbarkeit auf 3 (Testen) oder 4 (Test/blockiert) gesetzt.

18.12 IEC 61850-STEUERUNGSBERECHTIGUNG

Innerhalb der Schaltstation können Steuerbefehle für die Primärgeräte, wie z. B. der Leistungsschalter oder Trenn-/Erdschalter, von einer von vier Ebenen kommen: Gerät, Schaltfeld, Station oder „Fern“.

Gerät: Steuervorgänge werden manuell am Gerät im Aufstellbereich/GIS ausgegeben. Befehle von entfernten Standorten werden nicht akzeptiert. Damit dies geschieht, sollte das Objekt XCBR/XSWI.Loc True (Wahr) sein. Bei P40-Geräten ist XCBR/XSWI.Loc den folgenden DDBs zugeordnet:

DDB-Nr.	DDB-Name	Beschreibung
2186	LocKey Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich das Schutzgerät im Status „Lokal“ befindet.
2187	SW1 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich Schalter 1 im Status „Lokal“ befindet.
2188	SW2 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich Schalter 2 im Status „Lokal“ befindet.
2189	SW3 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich Schalter 3 im Status „Lokal“ befindet.
2190	SW4 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich Schalter 4 im Status „Lokal“ befindet.
2191	SW5 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich Schalter 5 im Status „Lokal“ befindet.
2192	SW6 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich Schalter 6 im Status „Lokal“ befindet.
2193	SW7 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich Schalter 7 im Status „Lokal“ befindet.
2194	SW8 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich Schalter 8 im Status „Lokal“ befindet.
2195	CB1 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich LS1 im Status „Lokal“ befindet.
2196	CB2 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich LS2 im Status „Lokal“ befindet.
2197	CB3 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich LS3 im Status „Lokal“ befindet.
2198	CB4 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich LS4 im Status „Lokal“ befindet.
2199	CB5 Local	Dieses DDB-Signal zeigt an, dass sich LS4 im Status „Lokal“ befindet.

Wenn die zugeordneten DDBs nicht verbunden sind, ist die Voreinstellung False (Falsch), was Fernsteuerungsvorgänge vereinfacht.

Schaltfeld: Die Befehle werden über die HMI des P40 ausgegeben. Das P40 hat an der Vorderseite eine zweckgebundene Taste „L/R“ für die Auswahl.

Schlüssel	Beschreibung	Funktion
	Taste „Lokal/Fern“	Zum Auswählen zwischen lokalem oder Fernbetrieb.

Sobald am Bedienfeld die Taste „L/R“ gedrückt ist, wird der Status des DDB ***L/F SchaltStatus*** umgeschaltet. Wenn der DDB-Status WAHR ist, leuchtet die „L/R Key“-LED rot und die Betriebsart „Lokal“ ist aktiviert. Wenn der DDB-Status FALSCH ist, leuchtet die „L/R Key“-LED grün und die Betriebsart „REMOTE“ ist aktiviert. Der DDB-Status ***L/F SchaltStatus*** wird im nichtflüchtigen Speicher abgelegt, sodass er nach einer Wiedereinschaltung des Schutzgeräts wiederhergestellt wird.

Steuervorgänge auf Schaltfeldebene können über die HMI eingeleitet werden, wenn ***L/F SchaltStatus*** auf „Lokal“ gesetzt ist. Sobald „L/R Key“ im Status „Lokal“ ist, wird das IEC 61850-Signal, System\LLN0.Loc auf True (Wahr) gesetzt. Sobald „L/R Key“ im Status „Fern“ ist und versucht wird, einen Steuervorgang auszuführen, erhält der Benutzer die Popup-Meldung „Befehl nicht verfügbar – Fernbetrieb“.

Zur Vereinfachung der Integration des Schutzgeräts in einen in ein Bedienfeld integrierten verdrahteten Schalter für lokale Steuerung/Fernsteuerung ist ein zusätzlicher DDB-„L/R Key“ bereitgestellt worden.

Dies ist in das IEC 61850-System\LLN0.LocKey modelliert. Das Datenobjekt LocKey stellt den Status eines physischen Schlüsselschalters dar und erlaubt die Übernahme der Steuerungsberechtigung, wenn das DDB verdrahtet ist. Wenn das DDB verwendet wird und auf 1 gesetzt ist, wird die Funktion Lokal/Fern (System \LLN0.Loc) des Schutzgeräts automatisch auf „Lokal“ gesetzt. In dieser Phase ist es nicht möglich, die Funktion „L/R Key“ des Schutzgeräts auf „Fern“ zu ändern. Wenn das DDB auf null gesetzt ist, ändert sich die Funktion „L/R“ des Schutzgeräts nicht automatisch auf „Fern“. Wenn nötig, wird der Benutzer aufgefordert, die Steuerungsberechtigung auf „Fern“ zu ändern.

Station/Fern: Befehle auf Stationsebene sind Befehle, die entweder vom Schaltstation-Gateway oder von der HMI der Station kommen. Fernbefehle kommen von der entfernten Netzsteuerzentrale (Network Control Center, NCC).

Das im System\LLN0 modellierte Datenobjekt LocSta zeigt die Steuerungsberechtigung auf Stationsebene. Wenn LocSta = True (Wahr), dann gilt die Steuerungsberechtigung für die Stationsebene und die Steuerung von einem entfernten Standort aus ist deaktiviert. Wenn LocSta = False (Falsch), werden Steuerbefehle von entfernten Standorten erlaubt, z. B. von einer Netzsteuerzentrale (NCC).

P40-Geräte unterstützen auch das Konzept der Steuerungsberechtigung für mehrere Ebenen. Dies geschieht über einen zweckgebundenen Datenpunkt im System\LLN0, bekannt als MltLev. Wenn wahr, wird die Steuerungsberechtigung von mehreren Ebenen aus erlaubt, anderenfalls wird keine andere Steuerungsebene erlaubt.

Bei bestimmten Betriebsbedingungen, wie z. B. während der Wartung, ist es nötig, Befehle, die von einer oder mehreren dieser Ebenen kommen, zu blockieren. Die Funktion für lokale Steuerung/Fernsteuerung (beschrieben in IEC 61850 7-4: Anhang B) erlaubt Benutzern, die Steuerungsberechtigung für eine oder mehrere der drei Ebenen zu aktivieren oder zu deaktivieren, wie in den nachstehenden Tabellen dargestellt:

Die von den verschiedenen Ebenen kommenden IEC 61850-Befehle müssen mithilfe des Attributwerts Origin.OrCat im IEC 61850-Befehl unterschieden werden.

Wenn das Schutzgerät P40 den Steuerbefehl aufgrund einer Prüfung der Steuerungsberechtigung abweist, wird im IEC 61850-Client „AddCause – Blockiert-durch-Schaltvorgang-Hierarchie“ angezeigt.

Steuerungsberechtigung für andere steuerbare Objekte								
Gerät	Schalter	Schaltfeldsteuerung			Manuelle Steuerung am Bedienfeld	Befehl von		
		Modus der Schaltberechtigung für lokale Steuerung	Lokales Steuerverhalten	Steuerungsberechtigung auf Stationsebene		OrCat		
LLN0.Loc Key	XCBR.Loc XWI.Loc	LLN0.Mlt Lev	CSWI.Loc	CSWI.Loc Sta		Schaltfeld	Station	Fern
T	n.a.	L6	n.a.	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	T	L6	T	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	T	L6	L6	n.a.	NA	NA	NA	NA
L6	L6	L6	T	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	L6	L6	L6	T	NA	NA	AA	NA
L6	L6	L6	L6	L6	NA	NA	NA	AA
T	n.a.	T	n.a.	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	T	T	T	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	T	T	L6	n.a.	NA	NA	NA	NA
L6	L6	T	T	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	L6	T	L6	T	NA	AA	AA	NA
L6	L6	T	L6	L6	NA	AA	AA	AA

Steuerungsberechtigung für andere steuerbare Objekte								
Gerät	Schalter	Schaltfeldsteuerung			Manuelle Steuerung am Bedienfeld	Befehl von		
		Modus der Schaltberechtigung für lokale Steuerung	Lokales Steuerverhalten	Steuerungsberechtigung auf Stationsebene		OrCat		
LLN0.Loc Key	XCBR.Loc XWI.Loc	LLN0.Mlt Lev	CSWI.Loc	CSWI.Loc Sta		Schaltfeld	Station	Fern
n.a. - nicht zutreffend AA – immer erlaubt NA – nicht erlaubt								

Neben den Leistungsschaltern/Schaltern folgen P40-Geräte dem Konzept der Steuerungsberechtigung für andere Befehle, die über IEC 61850-Client ausgeführt werden. Zu diesen zählen:

- Steuereingänge
- Rücksetzung der LED „Auslösung“
- Aktivierung/Deaktivierung des Schutzes, Synchronkontrolle und der automatischen Wiedereinschaltung
- Rücksetzung von Anforderungen und thermischen Messungen

Steuerungsberechtigung für andere steuerbare Objekte							
Gerät	Schaltfeldsteuerung			Manuelle Steuerung am Bedienfeld	Befehl von		
	Modus der Schaltberechtigung für lokale Steuerung	Lokales Steuerverhalten	Steuerungsberechtigung auf Stationsebene		OrCat		
LLN0.Loc Key	LLN0.Mlt Lev	LLN0.Loc	LLN0.Loc Sta		Schaltfeld	Station	Fern
T	L6	n.a.	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	L6	T	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	L6	L6	T	AA	NA	AA	NA
L6	L6	L6	L6	AA	NA	NA	AA
T	T	n.a.	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	T	T	n.a.	AA	NA	NA	NA
L6	T	L6	T	AA	AA	AA	NA
L6	T	L6	L6	AA	AA	AA	AA
n.a. - nicht zutreffend AA – immer erlaubt NA – nicht erlaubt							

Die IEC 61850-basierte Steuerungsberechtigung kann von der HMI des P40 aus visualisiert werden.

Dies befindet sich unter dem Menü „INBETRIEB.-TESTS“, unter dem Untermenü „IEC 61850-Steuerung“:

Menütext	Beschreibung	Min.	Max.	Voreinstellung	Steuerbar
Mehrere Ebenen	Wird zum Aktivieren/Deaktivieren der Funktion „Steuerungsberechtigung für mehrere Ebenen“ für Leistungsschalter/Schalter und andere Steuerelemente verwendet	Ausgeschaltet	Freigegeben	Ausgeschaltet	Ja
Stationsebene	Wird verwendet, um einen Steuerbefehl der Stationsinstanz vom IEC 61850-Client zu erhalten	Ausgeschaltet	Freigegeben	Ausgeschaltet	Nein
Geräteebene	Wird verwendet, um den Status Lokal/Fern des Schutzgeräts anzuzeigen	Lokal	Fern	Lokal	Nein

Die Funktion „Steuerungsberechtigung für mehrere Ebenen“ kann entweder über einen IEC 61850-MMS-Befehl oder den oben gezeigten Menüpunkt ausgewählt werden.

Hinweis:
Die Steuerungsberechtigung funktioniert nur dann, wenn das Protokoll IEC 61850 ist. Bei Altprotokollen bleibt der vorhandene Steuermechanismus bestehen.

Hinweis:
Zur Nutzung der Steuerungsberechtigung für Leistungsschalter/Schalter muss unbedingt die Option „L/R“ für Leistungsschalter/Schalter aktiviert werden, wenn IEC 61850 verwendet wird.

KAPITEL 19

ÜBERWACHUNG

19.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel werden die Überwachungsfunktionen beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 562
Spannungswandlerüberwachung 563
Stromwandlerüberwachung 568
Auslösekreisüberwachung 570

19.2 SPANNUNGSWANDLERÜBERWACHUNG

Die Spannungswandlerüberwachung (SpWÜ) wird verwendet, um fehlerhafte WS-Spannungseingänge der Schutzeinrichtung zu erkennen. Dies kann auf Spannungswandlerfehler, Überlastung oder Fehler in der Verkabelung zurückzuführen sein, was in der Regel zur Folge hat, dass eine oder mehrere Spannungswandlersicherungen durchbrennen.

Wenn ein Fehler des Wechselspannungseingangs vorliegt, kann dies vom Schutzgerät fälschlicherweise als Fehler der Phasenspannungen im Stromversorgungssystem interpretiert werden, wodurch unnötigerweise ein Leistungsschalter ausgelöst werden kann.

Die SpWÜ-Logik soll dies verhindern, indem Spannungseingangsfehler, die NICHT auf Phasenspannungsfehler im Stromversorgungssystem zurückzuführen sind, erkannt und die entsprechenden spannungsabhängigen Schutzelemente automatisch blockiert werden. Ein zeitverzögerter Warnausgang steht zur Verfügung, um vor einem SpWÜ-Zustand zu warnen.

Die folgenden Zustände sind auf fehlerhafte Spannungswandlereingänge zurückzuführen.

- Verlust von Ein- oder Zweiphasenspannungen
- Verlust aller Dreiphasenspannungen unter Last
- Nichtvorhandensein von Dreiphasenspannungen nach Leitungserregung

19.2.1 VERLUST VON EINER ODER ZWEI PHASENSPANNUNGEN

Wenn die Spannungen des Stromversorgungssystems fehlerfrei sind, ist kein Gegensystemstrom vorhanden. Wenn jedoch einer oder zwei Wechselspannungseingänge fehlen, ist Gegensystemstrom vorhanden, selbst dann, wenn die aktuellen Phasenspannungen des Stromversorgungssystems fehlerfrei sind. Die Gegensystemspannung wird von der SpWÜ erkannt, wenn kein Gegensystemstrom vorhanden ist. Wenn Gegensystemspannung, aber kein Gegensystemstrom vorhanden ist, ist sicher, dass die Spannungswandler von einem Problem betroffen sind. Dann sollte eine SpWÜ-Blockierung auf spannungsabhängige Schutzfunktionen angewandt werden, um Fehlfunktionen zu vermeiden.

Allerdings funktioniert dies nur dann, wenn ein oder zwei Spannungseingänge verloren gegangen sind.

Das Gegensystem-SpWÜ-Element wird während ***1p AWE Paus-Zt.*** durch das DDB-Signal ***Pole stromlos*** gesperrt. Die Rücksetzung des Sperrsignals wird um 240 ms verzögert, nachdem ein ***Pole stromlos***-Zustand verschwunden ist.

19.2.2 VERLUST VON ALLEN DREI PHASENSPANNUNGEN

Wenn alle drei Spannungseingänge verloren gegangen sind, sind keine Gegensystemgrößen vorhanden, aber das Gerät erkennt, dass kein Spannungseingang vorhanden ist. Wenn dies auf einen Ausfall der Stromversorgung zurückzuführen ist, verändern sich die Phasenströme. Wenn dies jedoch nicht auf einen Ausfall der Stromversorgung zurückzuführen ist, verändern sich die Phasenströme nicht. Wenn keine der drei Phasen eine gemessene Spannung aufweist und sich keiner der Phasenströme verändert, bedeutet das, dass die Spannungswandler von einem Problem betroffen sind. Dann sollte eine SpWÜ-Blockierung auf spannungsabhängige Schutzfunktionen angewandt werden, um Fehlfunktionen zu vermeiden.

Um SpWÜ-Blockade infolge einer veränderten Last zu vermeiden, kann das überlagerte Stromsignal nur das Ansprechen der SpWÜ in einem Zeitfenster von 40 ms nach einem Spannungszusammenbruch verhindern.

19.2.3 FEHLEN VON ALLEN DREI PHASENSPANNUNGEN BEI LEITUNGSERREGUNG

Bei Leitungserregung sollten sich die Phasenströme verändern, was auf die Last oder den Leitungsladestrom zurückzuführen ist. Unter dieser Bedingung wird eine alternative Methode zur Erkennung von Dreiphasen-Spannungswandlerfehlern benötigt.

Wenn keine der drei Phasen bei unterspannungsetzen der Leitung eine gemessene Spannung aufweist, können zwei Zustände vorliegen:

- Ein Dreiphasen-Spannungswandlerfehler
- Ein Dreiphasenfehler

Der erste Zustand würde eine Blockierung der spannungsabhängigen Funktionen durch die SpWÜ erfordern.

Beim zweiten Zustand sollten die spannungsabhängigen Funktionen nicht blockiert werden, da eine Auslösung erforderlich ist.

Zur Unterscheidung zwischen diesen beiden Zuständen wird ein Überstromdetektor verwendet (***SpWÜ I> Verz.***). Dadurch wird verhindert, dass die SpWÜ im Falle eines echten Fehlers blockiert wird. Dieser Überstromdetektor wird nach Leitungserregung nur 240 ms aktiviert (nach einem Signalabfall ***Alle P. stromlos***). Er muss so eingestellt sein, dass er unter einem Dreiphasenfehler an der Leitung liegt.

Wenn die Leitung an der Stelle geschlossen wird, an der ein Dreiphasen-SpW-Fehler vorhanden ist, spricht der Überstromdetektor nicht an und eine SpWÜ-Blockierung findet statt. Das Schließen bei einem Dreiphasen-Fehler bewirkt, dass der Überstromdetektor anspricht und eine SpWÜ-Blockierung verhindert wird.

19.2.4 SPWÜ-IMPLEMENTIERUNG

Die SpWÜ wird in der Spalte *ÜBERWACHUNG* des entsprechenden Parametersatzes implementiert.

Folgende Einstellungen sind für die SpW-Überwachung relevant:

- ***SpWÜ Modus***: bestimmt den Betriebsmodus (Gemessen + MCB, Nur gemessen, Nur MCB)
- ***SpWÜ Status***: dient zum Festlegen, ob der SpWÜ-Betätigungsausgang ein blockierender Ausgang oder nur eine Warnmeldung ist
- ***SpWÜ Reset-Modus***: dient zu Festlegen, ob die Rücksetzung manuell oder automatisch durchgeführt wird
- ***SpWÜ ZeitVerz.***: dient zum Festlegen der Zeitverzögerung
- ***SpWÜ I> Verz.***: dient zur Sperrung der Spannungswandlerüberwachung im Falle eines Phasenüberstromfehlers
- ***SpWÜ I2> Verz.***: dient zur Sperrung der Spannungswandlerüberwachung im Falle eines Gegensystem-Überstromfehlers

Bei Fehlern mit I2 unter der Einstellung ***SpWÜ I2> Verz.*** wird SpWÜ aktiv und blockiert die dazugehörigen Funktionen, wenn ausreichend U2 gemessen wurde. Die SpWÜ wird nur bei Aktivität eines Leiters aktiviert (was von der Pol-stromlos-Logik angezeigt wird), um eine Betätigung bei stromlosem System zu verhindern.

Schwellen

Folgende Gegensystemschwellen werden vom Element verwendet:

- U2 = 10 V (fest)
- I2 = 0,05 bis 0,5 In, einstellbar (Voreinstellung 0,05 In)

Die Phasenspannungsdetektoren sind:

- Abfall = 10 V (fest)
- Ansprechwert = 30 V (fest)

Die Empfindlichkeit der überlagerten Stromelemente ist fest auf 0,1 In eingestellt.

Sicherungsausfall

Das Gerät verfügt über eine Einstellung (***SpW in Betrieb***) in der Spalte *STW&SPW-VERHÄLTN*, mit deren Hilfe festgestellt wird, ob Spannungswandler am Gerät angeschlossen sind. Wenn die Einstellung auf `Nein` gesetzt ist, hat sie keine Wirkung.

Wenn sie auf `Nein` gesetzt ist, bewirkt sie, dass die SpWÜ-Logik die DDB-Signale ***SpWÜ Block-2*** und ***SpWÜ Block-1*** setzt, aber keine Warnungen ausgibt. Auch deaktiviert sie die SpWÜ-Funktion. Dadurch wird verhindert, dass die Pol-stromlos-Logik falsch funktioniert, wenn keine Spannung bzw. kein Strom vorhanden ist. Auch blockiert sie die Distanzfunktion, die Unterspannungsfunktion und andere spannungsabhängige Funktionen. Sie hat jedoch keinen Einfluss auf den Teil der Logik, der das Öffnen des Leistungsschalters betrifft.

Ein SpWÜ-Zustand kann durch einen Leitungsschutzschalter-Statuseingang, durch die interne Logik mittels Messung durch das Schutzgerät oder beides verursacht werden. Die Einstellung ***SpWÜ Modus*** wird verwendet, um die Methode zum Anzeigen des SpW-Ausfalls anzuzeigen.

19.2.5 SPWÜ-LOGIK

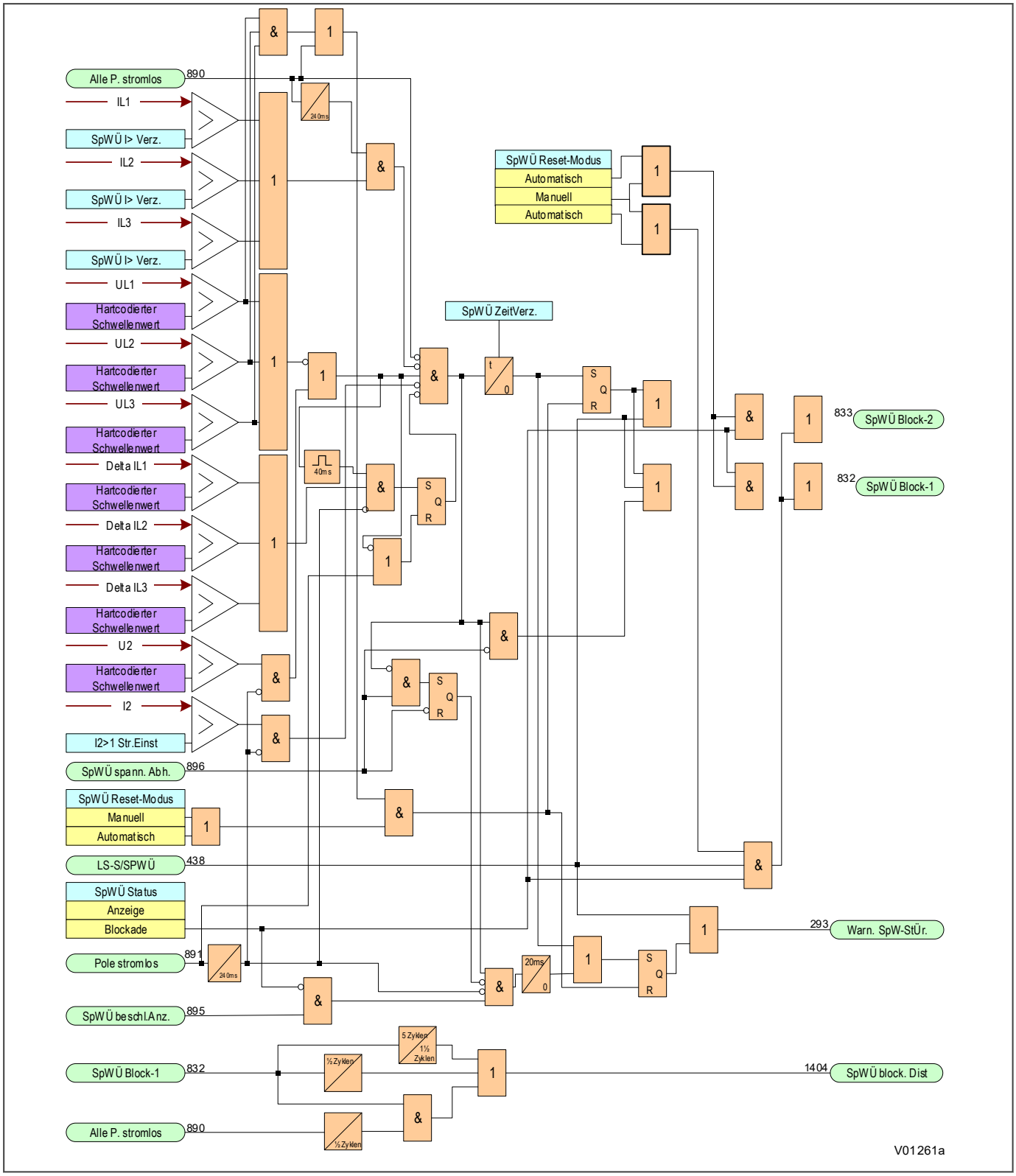


Abbildung 359: SpWÜ-Logik

Das Schutzgerät kann nach Ansprechen eines SpWÜ-Elements wie folgt reagieren:

- Die SpWÜ wird so eingestellt, dass nur eine Warnung angezeigt wird.
- optionale Blockierung der spannungsabhängigen Schutzelemente
- optionale Umwandlung der gerichteten Überstromelemente in ungerichteten Schutz (durch Einstellung der relevanten Statusfelder des Stromschutzes auf `eingeschal. SpWÜ`, wodurch die Richtungseinstellungsfelder automatisch auf `Ungerichtet` gesetzt werden)

Das Element ***SpWÜ I> Verz.*** oder ***SpWÜ I2> Verz.*** wird verwendet, um eine SpWÜ-Blockierung zu übersteuern, wenn ein Fehler auftritt, der die SpWÜ-Logik auslösen könnte. Sobald die SpWÜ-Blockierung jedoch durchgeführt ist, dürfen nachfolgende Systemfehler die Blockierung nicht übersteuern. Daher geht die SpWÜ-Blockierung nach einer einstellbaren Verzögerung (***SpWÜ ZeitVerz.***) in Selbsthaltung. Nachdem das Signal in Selbsthaltung gegangen ist, stehen zwei Methoden der Rücksetzung zur Verfügung. Die erste ist die manuelle Methode über das Bedienfeld oder per Fernübertragung (wenn der SpWÜ-Zustand beseitigt wurde). Die zweite Methode ist der Automatikmodus, bei dem die Dreiphasenspannungen wiederhergestellt werden, sodass sie über den bereits genannten Phasenpegeldetektoreinstellungen liegen.

SpWÜ Status kann auf `Ausgeschaltet`, `Blockade` oder `Anzeige` gesetzt werden. Wenn ***SpWÜ Status*** auf `Blockade` gesetzt wird, blockiert ein SpWÜ-Zustand das Wirken der relevanten Schutzelemente. In diesem Fall wird eine SpWÜ-Anzeige ausgegeben, nachdem ***SpWÜ ZeitVerz.*** abgelaufen ist. Wenn die Einstellung auf `Anzeige` gesetzt ist, besteht ein Fehlfunktionsrisiko, weil die Schutzelemente nicht blockiert werden. In diesem Fall wird die SpWÜ-Anzeige ausgegeben, bevor ***SpWÜ ZeitVerz.*** abgelaufen ist, wenn ein Auslösesignal gegeben wird. (In diesem Fall wird ein Signal von der SpWÜ-Beschleunigungslogik als Eingang verwendet.)

Eine solche Schaltung funktioniert auch bei sehr geringer Last und sogar ohne Last. Zu diesem Zweck wird eine Kombination aus zeitverzögerten Signalen verwendet, die aus den DDB-Signalen ***SpWÜ Block-1*** und ***Alle P. stromlos*** berechnet werden, um das Distanzblockier-DDB-Signal zu erzeugen, das ***SpWÜ block. Dist*** genannt wird.

Hinweis:
*Alle distanzunabhängigen spannungsabhängigen Elemente werden durch das DDB-Signal **SpWÜ Block-1** blockiert.*

Wenn ein Leitungsschutzschalter zum Schutz der Ausgangsstromkreise des Spannungswandlers eingesetzt wird, können die Hilfskontakte des Leitungsschutzschalters zum Anzeigen einer Dreiphasen-Ausgangstrennung verwendet werden. Es ist möglich, dass die SpWÜ-Logik ohne diesen Eingang funktioniert, aber diese Einrichtung wurde bereitgestellt, um bei einer Reihe von Verfahren für Kompatibilität zu sorgen. Die Ansteuerung eines optoisolierten Eingangs, der ***LS-S/SpWÜ*** zugeordnet ist, sorgt für die notwendige Blockierung.

Die SpWÜ-Funktion wird gesperrt, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- Ein DDB-Signal „***Alle P. stromlos***“ ist vorhanden.
- Ein Phasenüberstromzustand liegt vor.
- Ein Gegensystemstrom ist vorhanden.
- Der Phasenüberstrom ändert sich innerhalb der Dauer eines Zyklus.

19.3 STROMWANDLERÜBERWACHUNG

Die Stromwandlerüberwachung (StWÜ) dient zur Erkennung von fehlerhaften Wechselstromeingängen der Schutzeinrichtung. Dies kann auf interne Stromwandlerfehler, Überlastung oder Fehler in der Verkabelung zurückzuführen sein. Wenn ein Fehler des Wechselstromeingangs vorliegt, kann dies von der Schutzeinrichtung fälschlicherweise als Fehler der Phasenströme im Energieversorgungsnetz interpretiert werden, was zu einer Fehlfunktion führen kann. Auch können durch eine Unterbrechung in den Wechselstromkreisen gefährliche sekundäre StW-Spannungen erzeugt werden.

19.3.1 STWÜ-IMPLEMENTIERUNG

Wenn die Ströme des Stromversorgungssystems fehlerfrei sind, ergibt sich keine Nullsystemspannung. Wenn jedoch einer oder mehrere Wechselstromeingänge fehlen, kann ein Nullsystemstrom berechnet werden, selbst dann, wenn die aktuellen Phasenströme des Stromversorgungssystems fehlerfrei sind. Die Standard-StWÜ funktioniert, indem sie einen berechneten Nullsystemstrom erkennt, wenn keine entsprechende berechnete Nullsystemspannung vorhanden ist.

Die verwendete Spannungswandlerschaltung muss in der Lage sein, Nullsystemspannungen von der Primärseite zur Sekundärseite zu übertragen. Darum sollte dieses Element nur dann aktiviert werden, wenn der Spannungswandler aus fünf Schenkeln oder drei Einphasen-Einheiten mit primärer geerdetem Sternpunkt besteht.

Die StWÜ-Funktion wird in der Spalte *ÜBERWACHUNG* der dazugehörigen Einstellungsgrp umgesetzt, unter der Unterüberschrift *STW-ÜBERWACHUNG*.

Folgende Einstellungen sind für die StW-Überwachung relevant:

- ***StWÜ Status***: zur Ausschaltung oder Freigabe von StWÜ
- ***StWÜ UE<Verzögen***: verzögert StWÜ, wenn die Nullsystem-Spannung diese Einstellung übersteigt
- ***StWÜ IE> Einst***: legt die Stufe des Nullsystem-Stroms fest
- ***StWÜ ZeitVerz.***: legt die Verzögerung der Betriebszeit fest

19.3.2 STANDARD-STWÜ-LOGIK

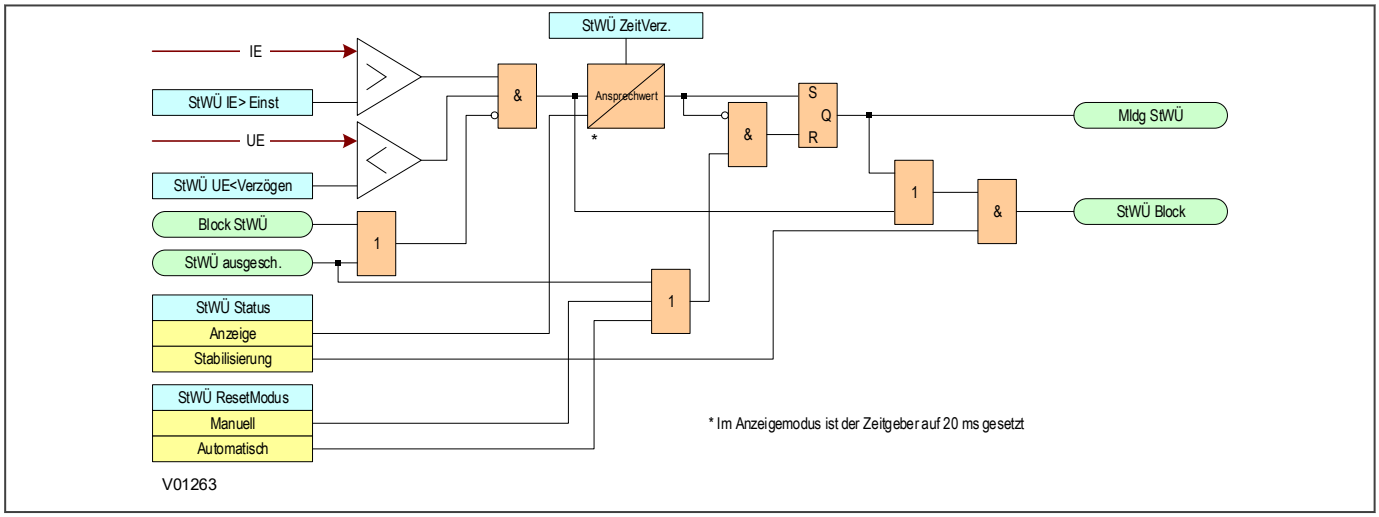


Abbildung 360: Standard-StWÜ

19.3.3 STWÜ-BLOCKIERUNG

Sowohl die Standard-StWÜ als auch die Differential-StWÜ blockiert die Schutzelemente, die auf berechnete Größen ansprechen, wie z. B. Leiterbruch, berechneter Erdfehler und Gegensystem-Überstrom. Gemessene

Größen wie z. B. gerichteter Erdfehler können selektiv blockiert werden, indem ein entsprechendes PSL-Schema erstellt wird.

Die Differential-StWÜ kann verwendet werden, um den Differentialschutz bei Bedarf zu stabilisieren.

19.3.4 ANWENDUNGSHINWEISE

19.3.4.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Die Restspannungseinstellung ***StWÜ UE<Verzögen*** und die Reststromeinstellung ***StWÜ IE> Einst*** sollten so eingestellt werden, dass eine unerwünschte Betätigung bei störungsfreiem System vermieden wird. Beispiel:

- ***StWÜ UE<Verzögen*** sollte auf 120 Prozent der maximalen stationären Restspannung gesetzt werden
- ***StWÜ IE> Einst*** wird normalerweise auf einen Wert gesetzt, der unter dem Mindestlaststrom liegt
- ***StWÜ ZeitVerz.*** wird generell auf 5 Sekunden gesetzt

Wenn die Größe der Restspannung während eines Erdfehlers nicht vorhersagbar ist, kann das Element deaktiviert werden, um die Blockierung von Elementen bei Fehlerzuständen zu verhindern.

19.4 AUSLÖSEKREISÜBERWACHUNG

In den meisten Schutzkonzepten geht der Auslösekreis über das Gehäuse des Schutzgeräts hinaus und erstreckt sich auf andere Komponenten wie beispielsweise Verbindungen, Relaiskontakte, Hilfsschalter und Anschlussmodule. Solche komplexen Konfigurationen können zielgerichtete Konzepte für die Überwachung erfordern.

Es gibt zwei separate Teile des Auslösekreises: den Auslöseweg und die Auslösespule. Der Auslöseweg ist der Weg zwischen dem Gehäuse des Schutzgeräts und dem Schaltschrank des Leistungsschalters. Auf diesem Weg liegen Hilfskomponenten wie beispielsweise Kabel, Sicherungen und Verbindungen. Da dieser Auslöseweg unterbrochen werden kann, empfiehlt sich eine Überwachung und die Ausgabe einer Warnung im Falle einer Unterbrechung.

Die Auslösespule selbst ist ebenfalls Teil des Auslösekreises, und es ist möglich, dass die Auslösespule einen Unterbrechungsfehler entwickeln kann.

Dieses Gerät unterstützt eine Reihe von Auslösekreisüberwachungsschaltungen.

19.4.1 AUSLÖSEKREISÜBERWACHUNGSSCHALTUNG 1

Diese Schaltung ermöglicht die Überwachung der Auslösespule bei offenem oder geschlossenem Leistungsschalter, aber nicht die Überwachung des Auslösewegs, wenn der Leistungsschalter offen ist. Der Zustand des Leistungsschalters kann überwacht werden, wenn ein Auslösekontakt mit Selbstrücksetzung verwendet wird. Diese Schaltung ist jedoch nicht mit selbsthaltenden Auslösekontakten kompatibel, und zwar aus folgendem Grund: Ein selbsthaltender Kontakt schließt den Opto-Eingang über eine Dauer kurz, die über der empfohlenen Einstellung des Zeitgebers für verzögerten Abfall von 400 Millisekunden liegt, weshalb die LS-Zustandsüberwachung nicht unterstützt wird. Wenn eine LS-Zustandsüberwachung erforderlich ist, müssen weitere Opto-Eingänge verwendet werden.

Hinweis:
Ein 52a-LS-Hilfskontakt folgt der LS-Stellung. Ein 52b-Hilfskontakt befindet sich in entgegengesetzter Stellung.

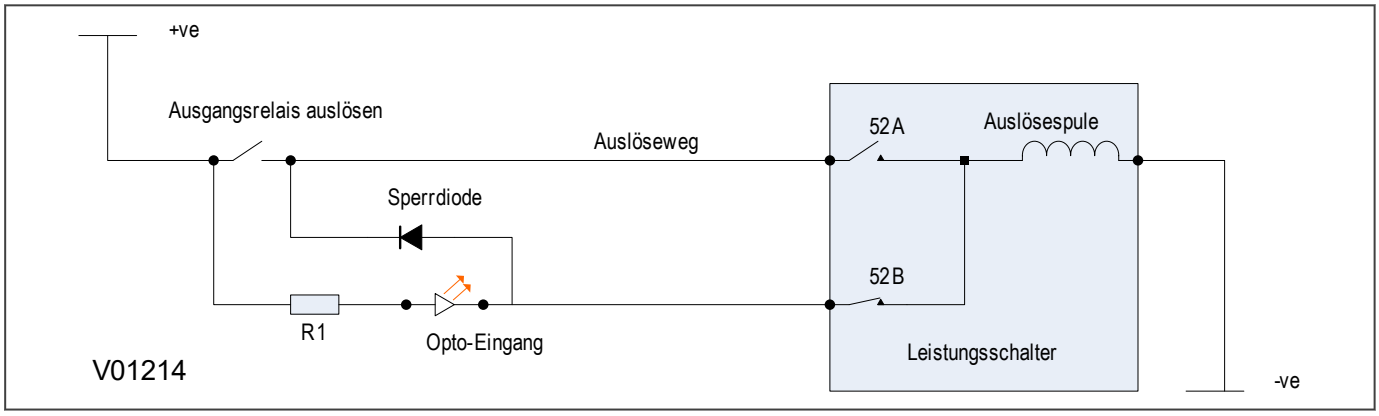


Abbildung 361: Auslösekreisüberwachungsschaltung 1

Wenn der LS geschlossen ist, fließt Überwachungsstrom durch den Opto-Eingang, die Sperrdiode und die Auslösespule. Wenn der LS geschlossen ist, fließt Überwachungsstrom über den Hilfskontakt 52b durch den Opto-Eingang in die Auslösespule. Das bedeutet, dass die Überwachung der *Auslösespule* möglich ist, wenn der LS entweder geschlossen oder offen ist, hingegen ist die Überwachung des *Auslösewegs* nur dann möglich, wenn der LS geschlossen ist. Eine Überwachung des Auslösewegs ist nicht möglich, wenn der LS offen ist (Überwachung vor dem Schließen). Jeder Fehler im Auslösekreis wird erst nach einer Verzögerung von 400 Millisekunden erkannt, nachdem der Leistungsschalter geschlossen hat.

19.4.1.1 WIDERSTANDSWERTE

Der Überwachungsstrom ist sehr viel kleiner als der Strom, der von der Auslösespule zum Auslösen eines Leistungsschalters benötigt wird. Der Opto-Eingang begrenzt diesen Überwachungsstrom auf weniger als zehn Milliampere. Wenn der Opto-Eingang jedoch kurzgeschlossen wird, ist es möglich, dass der Überwachungsstrom einen Pegel erreicht, durch den der LS ausgelöst wird. Aus diesem Grunde wird oft ein Widerstand R1 eingesetzt, um den Strom im Falle eines kurzgeschlossenen Opto-Eingangs zu begrenzen. Dadurch wird der Strom auf weniger als 60 Milliampere begrenzt. Die nachstehende Tabelle zeigt den entsprechenden Widerstandswert und die Spannungseinstellung für diese Schaltung.

Spannung des Auslösekreises	Opto-Spannungseinstellung mit installiertem R1	Widerstand R1 (Ohm)
48/54	24/27	1,2 k
110/125	48/54	2,7 k
220/250	110/125	5,2 k

Warnung:
Diese Schaltung ist nicht kompatibel mit Auslösekreisspannungen von weniger als 48 Volt.

19.4.1.2 PSL FÜR AUSLÖSEKREISÜBERWACHUNGSSCHALTUNG 1

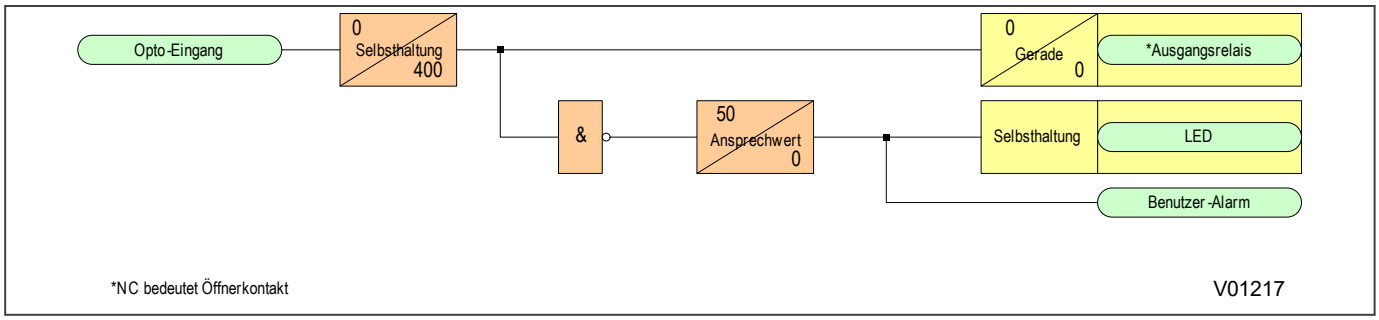


Abbildung 362: PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 1

Der Opto-Eingang kann verwendet werden, um ein Ausgangsrelais (Öffner) zu steuern. Das Ausgangsrelais kann wiederum verwendet werden, um ein Warngerät zu steuern. Das Signal kann auch umgekehrt werden, um eine selbsthaltende programmierbare LED und ein DDB-Signal für Benutzerwarnmeldungen zu steuern.

Der Zeitgeber für verzögerten Abfall spricht an, sobald der Opto-Eingang erregt wird, braucht aber bei einem Ausfall des Auslösekreises 400 Millisekunden, um abzufallen bzw. sich zurückzusetzen. Die Verzögerungszeit von 400 Millisekunden verhindert eine Fehlwarnung infolge von Spannungsabfällen, die durch Fehler in anderen Stromkreisen oder während der normalen Auslösefunktion verursacht werden, wenn der Opto-Eingang durch einen selbstrücksetzenden Auslösekontakt kurzgeschlossen wird. Wenn der Zeitgeber anspricht, öffnet der Öffnerkontakt des Ausgangsrelais und die LED sowie die benutzerdefinierten Warnungen werden zurückgesetzt.

Die Verzögerung von 50 Millisekunden des Ansprechzeitgebers verhindert falsche LED- und Benutzerwarnmeldungen während der Einschaltzeit nach einer Unterbrechung der Spannungsversorgung.

19.4.2 AUSLÖSEKREISÜBERWACHUNGSSCHALTUNG 2

Diese Schaltung ermöglicht die Überwachung der Auslösespule bei offenem oder geschlossenem Leistungsschalter, aber nicht die Überwachung des Auslösewegs vor dem Schließen des Leistungsschalters. Die Verwendung von zwei Opto-Eingängen ermöglicht jedoch die ordnungsgemäße Überwachung des LS-Zustands durch das Schutzgerät, da diese mit den LS-Hilfskontakten in Reihe geschaltet sind. Dies wird durch die Zuweisung

eines Opto-Eingangs zum Kontakt 52a und eines weiteren Opto-Eingangs zum Kontakt 52b erreicht. Wenn die Einstellung ***LS Zustand*** in der Spalte *LS STEUERUNG* auf `LS Stell.Ein&Aus` gesetzt ist, wird der Zustand des Leistungsschalters ordnungsgemäß vom Schutzgerät überwacht. Diese Schaltung ist mit selbsthaltenden Auslösekontakten kompatibel, da der Überwachungsstrom durch den Kontakt 52b erhalten wird, wenn der Auslösekontakt geschlossen ist.

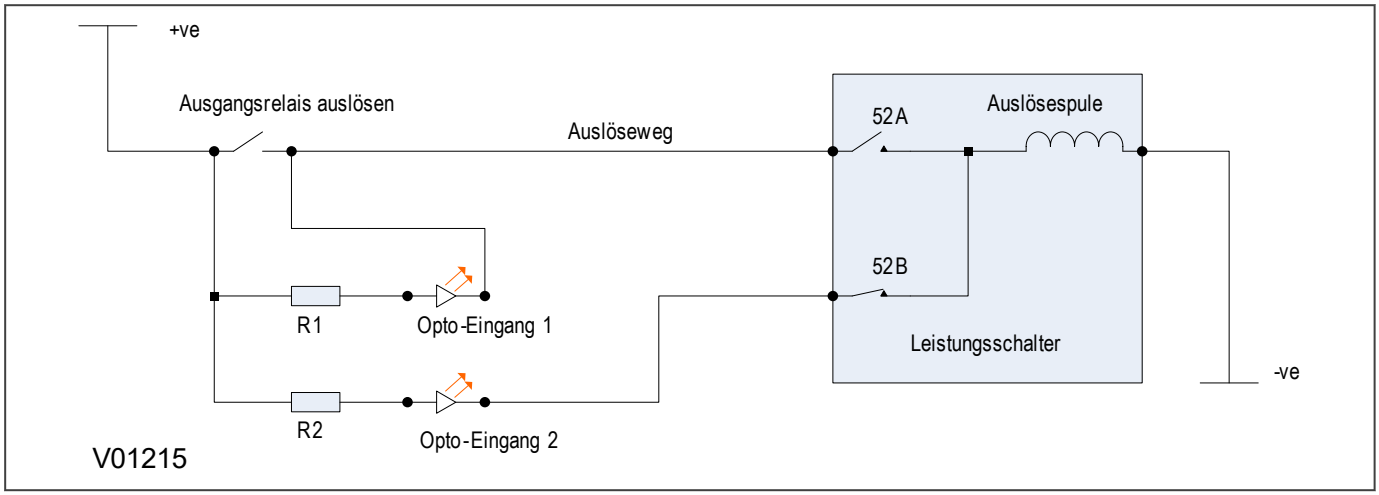


Abbildung 363: Auslösekreisüberwachungsschaltung 2

Wenn der Leistungsschalter geschlossen ist, fließt Überwachungsstrom durch den Opto-Eingang 1 und die Auslösespule. Wenn der Leistungsschalter offen ist, fließt Strom durch den Opto-Eingang 2 und die Auslösespule. Bei offenem Leistungsschalter wird keine Überwachung des Auslösepfades bereitgestellt. Jeder Fehler im Auslösekreis wird erst nach einer Verzögerung von 400 Millisekunden erkannt, nachdem der Leistungsschalter geschlossen hat.

19.4.2.1 WIDERSTANDSWERTE

Optionale Widerstände R1 und R2 können hinzugefügt werden, um das Auslösen des Leistungsschalters zu verhindern, wenn einer der Opto-Eingänge kurzgeschlossen wird. Die nachstehende Tabelle zeigt den entsprechenden Widerstandswert und die Spannungseinstellung für diese Schaltung.

Spannung des Auslösekreises	Opto-Spannungseinstellung mit installiertem R1	Widerstand R1 und R2 (Ohm)
48/54	24/27	1,2 k
110/125	48/54	2,7 k
220/250	110/125	5,2 k

Warnung:
Diese Schaltung ist nicht kompatibel mit Auslösekreisspannungen von weniger als 48 Volt.

19.4.2.2 PSL FÜR AUSLÖSEKREISÜBERWACHUNGSSCHALTUNG 2

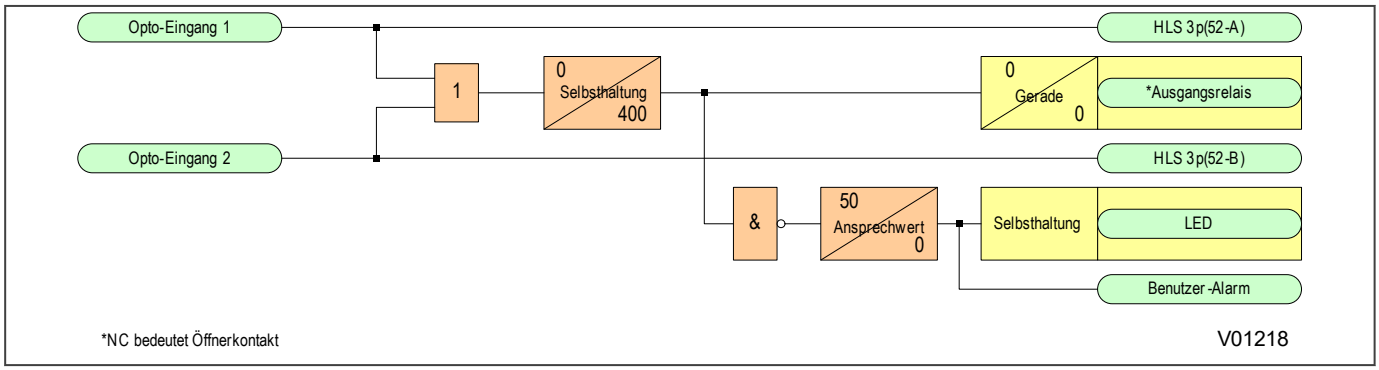


Abbildung 364: PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 2

In Auslösekreisüberwachungsschaltung 2 müssen beide Opto-Eingänge im Zustand L (niedrig) sein, bevor eine Auslösekreis-Fehlerwarnung ausgegeben wird.

19.4.3 AUSLÖSEKREISÜBERWACHUNGSSCHALTUNG 3

Die Auslösekreisüberwachungsschaltung 3 ist für die Überwachung der Auslösespule bei offenem oder geschlossenem LS gedacht. Sie überwacht den Auslösepfad vor dem Schließen. Da nur ein Opto-Eingang verwendet wird, ist diese Schaltung nicht mit selbsthaltenden Auslösekontakten kompatibel. Wenn eine LS-Zustandsüberwachung erforderlich ist, müssen weitere Opto-Eingänge verwendet werden.

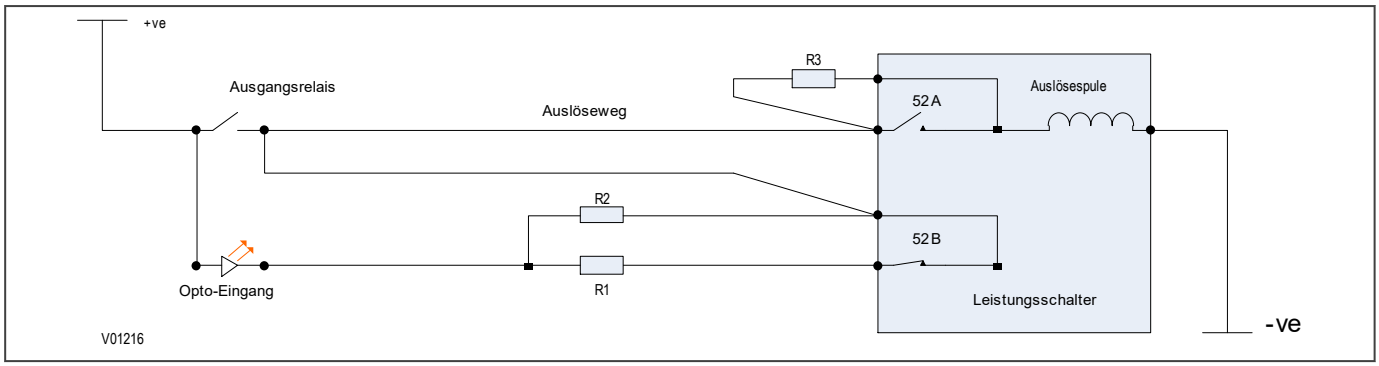


Abbildung 365: Auslösekreisüberwachungsschaltung 3

Wenn der LS geschlossen ist, fließt Überwachungsstrom durch den Opto-Eingang, den Widerstand R2 und die Auslösespule. Wenn der LS offen ist, fließt Strom durch den Opto-Eingang, die Widerstände R1 und R2 (parallel), den Widerstand R3 und die Auslösespule. Der Überwachungsstrom wird durch den Auslöseweg aufrechterhalten, wenn sich der Leistungsschalter in einem der beiden Zustände befindet. Dadurch ist eine Überwachung vor dem Schließen möglich.

19.4.3.1 WIDERSTANDSWERTE

Die Widerstände R1 und R2 werden verwendet, um eine Falschauslösung zu verhindern, wenn der Opto-Eingang versehentlich kurzgeschlossen wird. Im Unterschied zu den anderen beiden Schaltungen ist diese Schaltung jedoch abhängig von der Position und dem Wert dieser Widerstände. Eine Entfernung würde zu einer unvollständigen Auslösekreisüberwachung führen. Die nachstehende Tabelle zeigt die Widerstandswerte und die Spannungseinstellungen, die für eine zufriedenstellende Funktionsweise erforderlich sind.

Spannung des Auslösekreises	Opto-Spannungseinstellung mit installiertem R1	Widerstand R1 und R2 (Ohm)	Widerstand R3 (Ohm)
48/54	24/27	1,2 k	600

Spannung des Auslösekreises	Opto-Spannungseinstellung mit installiertem R1	Widerstand R1 und R2 (Ohm)	Widerstand R3 (Ohm)
110/250	48/54	2,7 k	1,2 k
220/250	110/125	5,0 k	2,5 k

Warnung:
Diese Schaltung ist nicht kompatibel mit Auslösekreisspannungen von weniger als 48 Volt.

19.4.3.2 PSL FÜR AUSLÖSEKREISÜBERWACHUNGSSCHALTUNG 3

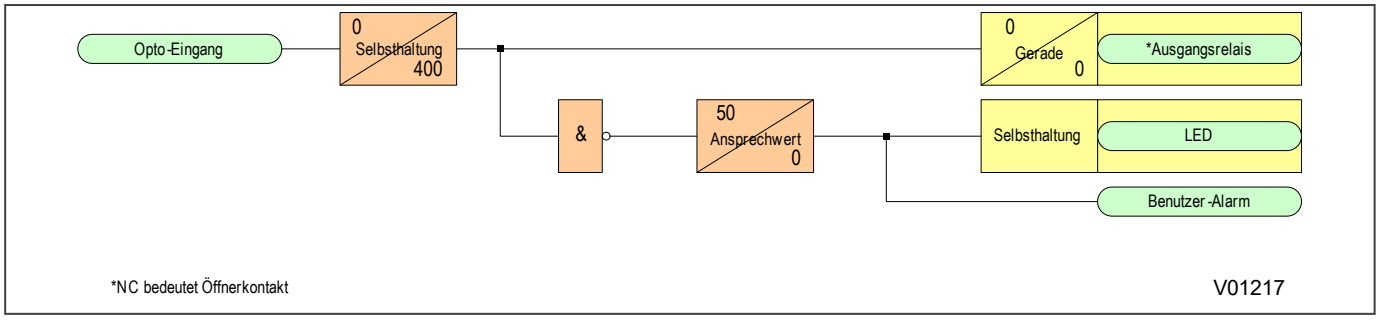


Abbildung 366: PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 3

KAPITEL 20

KONFIGURATION DER DIGITALEN E/A UND DER PSL

20.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel wird der PSL-Editor vorgestellt und es wird die Konfiguration der digitalen Ein- und Ausgänge beschrieben. Es enthält eine Übersicht der Schaltungslogikkonzepte und des PSL-Editors. Danach folgen Informationen zur Zuordnung der digitalen Ein- und Ausgänge, wofür der PSL-Editor benötigt wird. Ein separates Dokument, „Anwendungssoftware für Einstellungen“ liefert eine umfassende Beschreibung der PSL. Die in diesem Kapitel enthaltenen Informationen reichen jedoch aus, um die wichtigsten digitalen Ein- und Ausgänge zuordnen zu können.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 576

Konfigurieren digitaler Ein- und Ausgänge 577

Schaltungslogik 578

Konfigurieren der Opto-Eingänge 581

Zuweisen von Ausgangsrelais 582

LEDs mit Festfunktion 583

Konfigurieren von programmierbaren LEDs 584

Funktionstasten 586

Steuereingänge 587

Benutzerdefinierte Warnungen 588

20.2 KONFIGURIEREN DIGITALER EIN- UND AUSGÄNGE

Die Konfiguration digitaler Ein- und Ausgänge in diesem Gerät ist sehr flexibel. Sie können eine Kombination von Einstellungen und die programmierbare Logik verwenden, um sie an Ihre Anwendung anzupassen. Mithilfe der Tastatur am Bedienfeld können Sie auf einige der Einstellungen zugreifen. Sie benötigen jedoch einen Computer, auf dem die Anwendungssoftware für Einstellungen läuft, um die Eigenschaften der digitalen Ein- und Ausgänge vollständig abfragen und konfigurieren zu können.

Die Anwendungssoftware für Einstellungen enthält eine Anwendung namens PSL-Editor (Programmable Scheme Logic Editor). Mit dem PSL-Editor können Sie Ein- und Ausgänge anwendungsspezifisch zuordnen. Außerdem können Sie mithilfe des PSL-Editors Attribute von einigen der Signale anwenden, beispielsweise Abfallverzögerung für einen Ausgangskontakt.

Bei diesem Gerät können Sie folgende digitale Ein- und Ausgänge konfigurieren:

- Optisch isolierte Digitaleingänge (Opto-Eingänge). Diese können zur Überwachung des Zustands der zugehörigen Anlage verwendet werden.
- Ausgangsrelais. Diese können für verschiedene Zwecke verwendet werden, wie die Einleitung der Auslösung des Leistungsschalters, die Bereitstellung von Warnsignalen usw.
- Programmierbare LEDs. Die Anzahl und die Farbe der programmierbaren LEDs fällt je nach Gerät unterschiedlich aus.
- Funktionstasten und zugehörige LED-Anzeigen. Diese sind nicht bei allen Geräten verfügbar. Wenn dies aber der Fall ist, hat jede Funktionstaste eine zugehörige dreifarbige LED.
- IEC 61850 GOOSE-Ein- und -Ausgänge. Diese sind nur bei Geräten vorhanden, die zur Verbindung mit einem IEC61850-System ausgelegt sind, und die Einzelheiten zu GOOSE sind in der Dokumentation für IEC61850 zu finden.
- InterMiCOM-Ein- und Ausgänge. Diese werden nicht von allen Geräten verwendet. Wenn Ihr Gerät mit einer InterMiCOM-Funktion ausgestattet ist, finden Sie Einzelheiten zur Zuordnung und Konfiguration in dem Kapitel, in welchem die InterMiCOM-Funktion beschrieben ist.

20.3 SCHALTUNGSLOGIK

Das Gerät wird mit vorinstallierter Fixed Scheme Logic (FSL, feste Logik) und Programmable Scheme Logic (PSL, programmierbare Logik) geliefert.

Bei der Schaltungslogik handelt es sich um eine Funktionseinheit innerhalb des Schutzgeräts, mit der alle Zuordnungen von Eingängen und Ausgängen bearbeitet werden. Die Schaltungslogik besteht aus zwei Teilen: Fixed Scheme Logic (FSL, feste Logik) und Programmable Scheme Logic (PSL, programmierbare Logik). Sie ist nach einem Konzept ausgeführt, das als Digitaldatenbus (DDB) bezeichnet wird. Über den Digitaldatenbus werden alle digitalen Signale (DDB-Signale) übermittelt, die in der FSL und PSL verwendet werden. Die DDB-Signale schließen digitale Ein- und Ausgänge und interne Signale ein.

Die feste Logik (FSL) ist im Gerät festcodiert. Sie hat die wichtige Aufgabe, das Zusammenwirken zwischen verschiedenen Schutz- und/oder Steuerelementen zu korrigieren. Sie ist fest programmiert und kann nicht geändert werden.

Mit der PSL haben Sie die Möglichkeit, spezifische Schemata für Ihre Anwendung zu entwickeln, wenn die werkseitig programmierten standardmäßigen PSL-Schemata nicht Ihren Anforderungen genügen. Standardmäßige PSL-Schemata werden programmiert, bevor das Gerät das Werk verlässt. Wenn die für typische Anwendungen entwickelten standardmäßigen PSL-Schemata Ihren Anforderungen genügen, ist es nicht nötig, Maßnahmen zu ergreifen. Wenn Sie jedoch die Eingangs-Ausgangs-Zuordnungen ändern oder eine spezifische Schaltungslogik implementieren möchten, können Sie diese Schemata ändern oder mithilfe des PSL-Editors neue PSL-Schemata erstellen.

Die PSL besteht aus Komponenten wie Logikgattern und Zeitgebern, die dazu dienen, die DDB-Signale zu kombinieren und zu definieren.

Die Logikgatter können so programmiert werden, dass sie eine Reihe verschiedener Logikfunktionen ausführen können. Die Anzahl von Eingängen für ein Logikgatter ist nicht begrenzt. Die Zeitgeber können verwendet werden, um entweder eine programmierbare Verzögerung oder eine Bedingung der logischen Ausgänge zu erzeugen. Ausgangskontakte und programmierbare LEDs haben zweckgebundene Signalformer.

Die PSL-Logik ist ereignisgesteuert. Es wird nur der Teil der PSL-Logik verarbeitet, der von einer bestimmten Eingangsänderung betroffen ist. Dadurch wird die Verarbeitungszeit der PSL minimiert und die branchenführende Leistung sichergestellt.

Das folgende Diagramm zeigt, wie die Schaltungslogik mit den übrigen Teilen des Schutzgeräts interagiert.

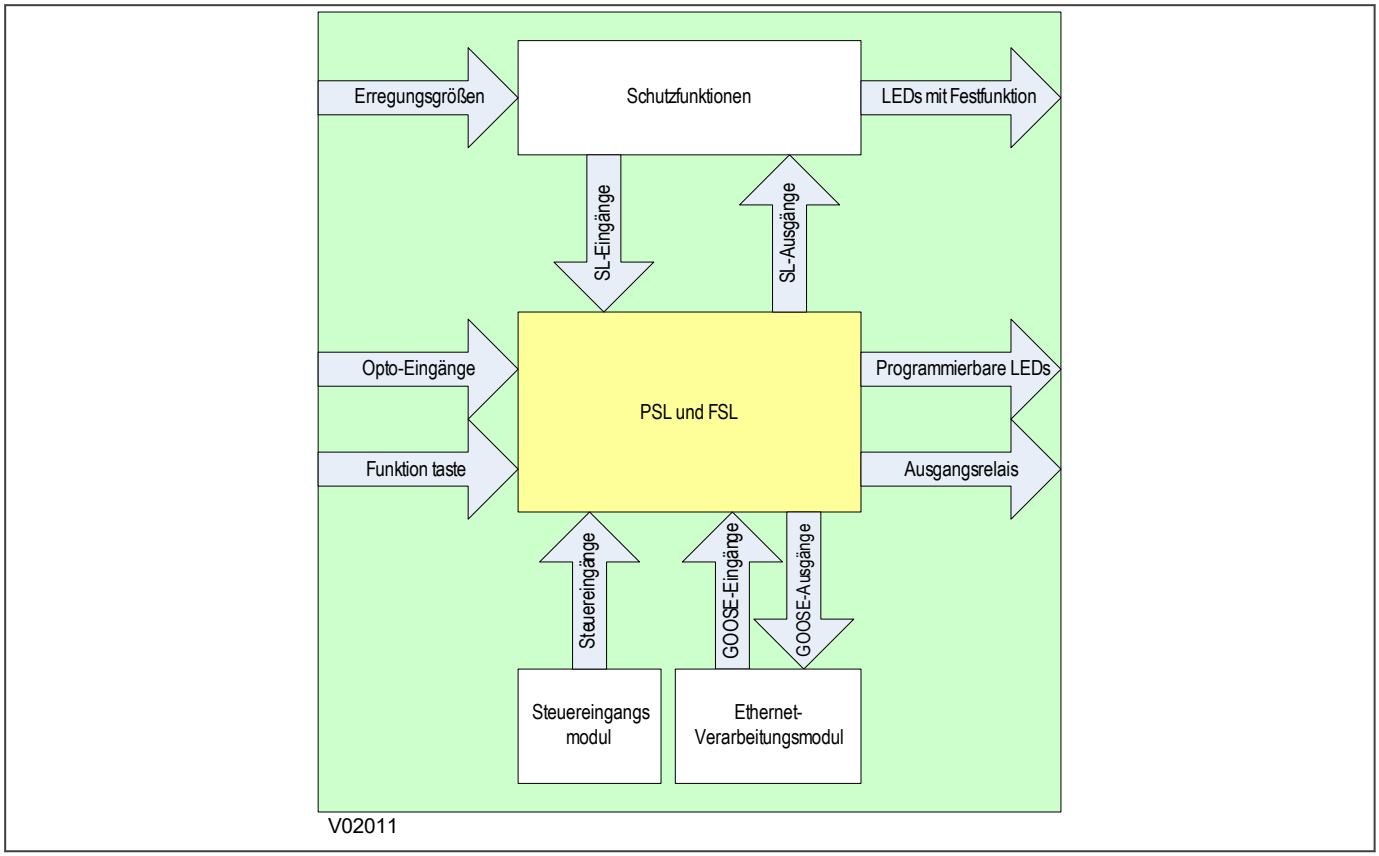


Abbildung 367: Schnittstellen der Schaltungslogik

20.3.1 PSL-EDITOR

Die programmierbare Logik (PSL) ist ein Modul, das aus programmierbaren Logikgattern und Zeitgebern im Schutzgerät besteht und verwendet werden kann, um eine kundenspezifische Logik zu erstellen, damit qualifiziert werden kann, wie das Gerät auf Systembedingungen reagiert. Die digitalen Eingänge des Schutzgeräts werden mithilfe von Logikgattern, Zeitgebern und Signalformern mit intern erzeugten digitalen Signalen kombiniert. Die resultierenden Signale werden dann den digitalen Ausgangssignalen sowie Ausgangsrelais und LEDs zugeordnet.

Der PSL-Editor ist ein Werkzeug in der Anwendungssoftware für Einstellungen, mit dem Sie Schaltungslogikdiagramme erstellen und bearbeiten können. Wenn die standardmäßige Schaltungslogik, die für die meisten Anwendungen entwickelt wurde, nicht Ihren Anforderungen genügt, können Sie sie ändern. Wenn Sie mit der Software eine andersartige Schaltungslogik erstellen, müssen Sie diese auf das Gerät hochladen, damit sie verwendet werden kann.

20.3.2 PSL-SCHEMATA

Ihr Gerät wird mit standardmäßigen Schemadateien geliefert. Diese können ohne Modifizierung für die meisten Anwendungen eingesetzt werden oder als Grundlage für die Entwicklung eigener Schemata verwendet werden. Auch können Sie ein Schema von Grund auf neu erstellen. Um ein neues Schema zu erstellen oder ein vorhandenes Schema zu modifizieren, müssen Sie die Anwendungssoftware für Einstellungen starten. Dann müssen Sie eine vorhandene PSL-Datei öffnen oder eine PSL-Datei für das von Ihnen verwendete Gerät neu erstellen und dann eine PSL-Datei öffnen. Um eine PSL-Datei zu erstellen, wählen Sie **Datei**, **Neu** und dann **Leeres Schema ....**Durch diesen Vorgang wird eine Standarddatei geöffnet, die für das betreffende Gerät geeignet ist. Allerdings werden dadurch auch die Diagrammkomponenten aus der Standarddatei gelöscht, um ein leeres Diagramm mit geladenen Konfigurationsinformationen bereitzustellen. Eine vorhandene oder eine Standarddatei öffnen Sie einfach mit einem Doppelklick.

20.3.3 PSL-SCHEMAVERSIONSKONTROLLE

Damit Sie die in die Geräte geladene PSL verfolgen können, ist eine Versionskontrollfunktion enthalten. Die Benutzeroberfläche enthält eine Spalte namens *DATEN PSL*, die verwendet werden kann, um PSL-Modifizierungen zu verfolgen. Die Spalte *DATEN PSL* enthält insgesamt zwölf Zellen, je drei für jeden Parametersatz.

Grp(n) PSL Ref: Beim Herunterladen eines PSL-Schemas auf ein Schutzgerät werden Sie aufgefordert, die relevante Gruppennummer und eine Referenzkennung einzugeben. In dieser Zelle werden die ersten 32 Zeichen der Referenzkennung angezeigt. Die horizontalen Cursortasten erlauben, durch die 32 Zeichen zu blättern, während die LCD-Anzeige nur 16 Zeichen anzeigen kann.

Beispiel:

```
Grp(n) PSL Ref
```

Datum/Zeit: Diese Zelle zeigt mit Datum und Zeit an, wann das PSL-Schema auf das Schutzgerät heruntergeladen wurde.

Beispiel:

```
18. Nov. 2002
08:59:32.047
```

Grp(n) PSL ID: Diese Zelle zeigt die eindeutige ID-Nummer für das heruntergeladene PSL-Schema an.

Beispiel:

```
Grp(n) PSL ID
ID - 2062813232
```

20.4 KONFIGURIEREN DER OPTO-EINGÄNGE

Die Anzahl der optisch isolierten Zustandseingänge (Opto-Eingänge) ist vom gelieferten Modell abhängig. Die Verwendung der Eingänge ist anwendungsabhängig, und die Zuordnung der Eingänge wird in der programmierbaren Logik definiert. Neben der PSL-Zuweisung müssen Sie die erwartete Eingangsspannung angeben. Alle Opto-Eingänge verwenden in der Regel den gleichen Eingangsspannungsbereich. Wenn jedoch verschiedene Spannungsbereiche verwendet werden, kann dieses Gerät diese Spannungsbereiche aufnehmen.

In der Spalte *OPTO-KONFIGURAT.* ist eine allgemeine Nennspannungseinstellung verfügbar. Wenn alle Opto-Eingänge über den gleichen Spannungsbereich aktiviert werden, wählen Sie den entsprechenden Wert in der Einstellung. Wenn Sie in der Einstellung die Option `Kundenspezifisch` aktivieren, werden die Felder ***Opto-Eingang 1***, ***Opto-Eingang 2*** usw. sichtbar. Anhand dieser Felder können Sie die Spannungsbereiche für jeden einzelnen Opto-Eingang festlegen.

Die Spalte *OPTO-KONFIGURAT.* enthält zudem Steuereinstellungen zur Filterung der Eingänge sowie die Anzugs-/Abfallcharakteristik.

Die Einstellung der Filtersteuerung bietet eine Bitzeichenfolge mit einem Bit, das allen Opto-Eingängen zugeordnet ist. Ist dieses Bit auf „1“ gesetzt, bedeutet das, dass ein Halbzyklusfilter auf die Eingänge angewendet wird. Dadurch wird im Falle einer Netzfrequenzstörung an der Verkabelung ein fehlerhaftes Ansprechen verhindert. Durch Einstellung des Felds auf „0“ wird der Filter deaktiviert und für schnelleres Ansprechen gesorgt.

Die Einstellung ***Charakteristik*** ist eine Einzeleinstellung, die für alle Opto-Eingänge gilt. Sie wird verwendet, um die Anzugs-/Abfallverhältnisse der Eingangssignale einzustellen. Die Einstellung ist standardmäßig auf 80 Prozent Anzug und 60 Prozent Abfall gesetzt, kann jedoch bei Bedarf geändert werden.

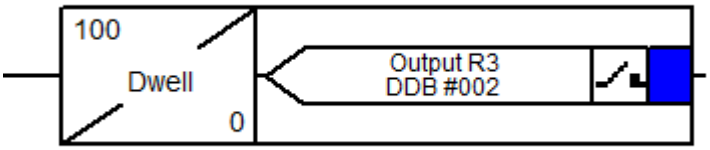
20.5 ZUWEISEN VON AUSGANGSRELAIS

Relaiskontaktvorgänge werden mit der PSL gesteuert. DDB-Signale werden in der PSL zugeordnet und steuern die Ausgangsrelais. Die Steuerung eines Ausgangsrelais wird über einen Relaisausgangs-Signalformer kontrolliert. Für die Konditionierung von Ausgangsrelais gibt es mehrere Möglichkeiten. Beispielsweise können Sie wählen, ob der Betrieb eines Ausgangsrelaiskontakts gesperrt wird oder ob der Kontakt verzögert anzieht oder verzögert abfällt. Diese Auswahl können Sie im Fenster **Kontakteigenschaften** festlegen, das mit dem Ausgangsrelais-Signalformer verbunden ist.

Wenn Sie ein Ausgangsrelais in der PSL zuordnen möchten, verwenden Sie in der Symbolleiste die Symbolschaltfläche „Kontakt-Signalformer“, um es zu importieren. Dann konditionieren Sie es entsprechend Ihren Erfordernissen. Der Ausgang des Signalformers berücksichtigt die von Ihnen zugewiesenen Attribute.

Die Symbolschaltfläche auf der Symbolleiste für einen Kontakt-Signalformer sieht so aus:

Der von der Symbolschaltfläche bereitgestellte PSL-Beitrag sieht so aus:



Hinweis:
Kontakt-Signalformer sind nur dann verfügbar, wenn sie nicht alle verwendet wurden. In manchen standardmäßigen PSL-Schemata können möglicherweise alle Kontakt-Signalformer verwendet worden sein. Wenn das der Fall ist und Sie sie für etwas anderes verwenden möchten, müssen Sie sie erneut zuweisen.

Auf der Symbolleiste gibt es eine weitere Symbolschaltfläche, die mit den Relaisausgängen verbunden ist. Die Symbolschaltfläche sieht so aus:

Dies ist die Symbolschaltfläche „Kontaktsignal“. Mithilfe der Schaltfläche können Sie Abbildinstanzen eines konditionierten Ausgangsrelais in die PSL einfügen, wodurch Sie keine seitenübergreifende Verbindungen herstellen müssen, welche die Klarheit des Schemas beeinträchtigen können.

20.6 LEDS MIT FESTFUNKTION

Vier LEDs mit Festfunktion auf der linken Seite des Bedienfelds zeigen folgende Zustände an:

- Die LED „Auslösung“ (rot) leuchtet AUF, wenn das Schutzgerät ein Auslösesignal ausgibt. Sie wird zurückgesetzt, wenn die zugehörige Fehlermeldung am Bedienfeld gelöscht wird. Die LED „Auslösung“ kann auch als selbstrücksetzende LED konfiguriert werden.
- Die LED „Warnung“ (gelb) blinkt, wenn das Schutzgerät eine Warnung registriert. Eine Warnung kann durch eine Fehler-, Ereignis- oder Wartungsaufzeichnung ausgelöst werden. Die LED blinkt, bis die Warnungen akzeptiert (gelesen) wurden, und leuchtet dann beständig AUF. Wenn die Warnungen gelöscht wurden, schaltet die LED AUS.
- Die LED „Außer Betrieb“ (gelb) leuchtet AUF, wenn die Funktionen des Schutzgeräts nicht verfügbar sind.
- Die LED „Störungsfrei“ (grün) leuchtet AUF, wenn das Schutzgerät einwandfrei funktioniert. Diese LED sollte jederzeit AUFleuchten. Sie schaltet AUS, wenn die Selbsttests des Geräts zeigen, dass ein Fehler in der Hardware oder Software vorhanden ist. Der Zustand der LED „Störungsfrei“ wird auch von den Überwachungskontakten an der Rückseite des Geräts wiedergegeben.

20.6.1 LOGIK DER LED „AUSLÖSUNG“

Wenn eine Auslösung stattfindet, leuchtet die LED „Auslösung“. Es gibt eine Reihe von Möglichkeiten, um diese Funktion zurückzusetzen:

- direkt mit einem Rücksetzbefehl (durch Drücken der Löschtaste)
- mit einem Eingang der Rücksetzungslogik
- mit der Selbstrücksetzungslogik

Sie können die automatische Selbstrücksetzung mithilfe des Felds ***SystFktVerknüpfg*** in der Spalte *SYSTEMDATEN* aktivieren. Mit „0“ wird die Selbstrücksetzung deaktiviert und mit „1“ aktiviert.

Die Rücksetzung findet statt, wenn die Wiedereinschaltung ausgeführt und das Signal ***Pole stromlos*** drei Sekunden lang zurückgesetzt wurde, unter der Voraussetzung, dass das Signal ***Anregung*** inaktiv ist. Die Rücksetzung wird verhindert, wenn das Signal ***Anregung*** nach dem Schließen des Leistungsschalters aktiv ist.

Es folgt die Logik der LED „Auslösung“:

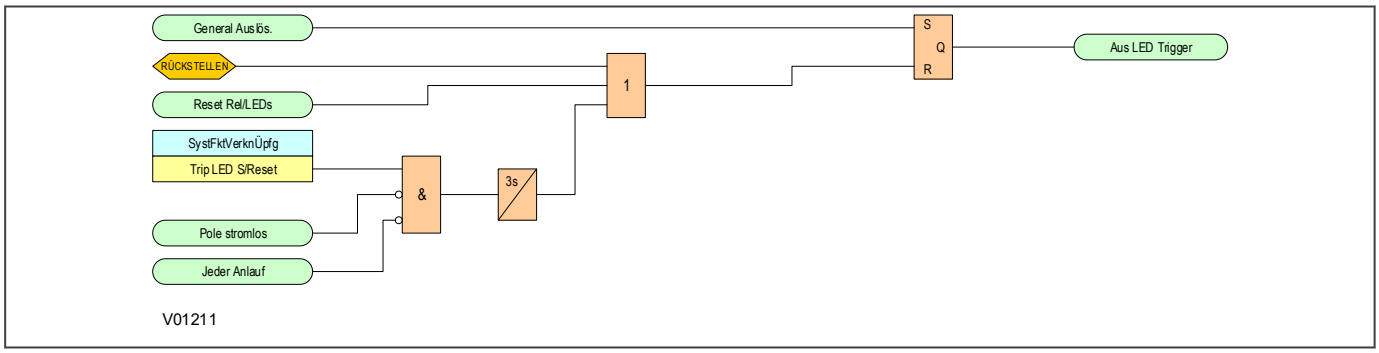


Abbildung 368: Logik der LED „Auslösung“

20.7 KONFIGURIEREN VON PROGRAMMIERBAREN LEDS

Es gibt drei Arten von programmierbaren LEDs, die je nach Modell unterschiedlich sein können. Diese sind:

- Einfarbige programmierbare LEDs. Diese leuchten rot.
- Dreifarbige programmierbare LEDs. Diese leuchten rot, grün oder gelb.
- Dreifarbige programmierbare LEDs, die mit einer Funktionstaste verbunden sind. Diese leuchten rot, grün oder gelb.

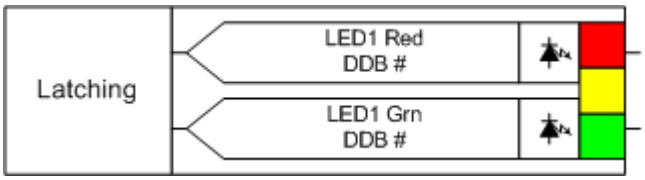
DDB-Signale werden in der PSL zugeordnet und für das Aufleuchten der LEDs verwendet. Für einfarbige programmierbare LEDs ist nur ein DDB-Signal pro LED verfügbar. Für dreifarbige programmierbare LEDs sind zwei DDB-Signale verfügbar, die mit der betreffenden LED verbunden sind. Bei Aktivierung von ***LED # Grn*** leuchtet die LED grün. Bei Aktivierung von ***LED # Rot*** leuchtet die LED rot. Bei Aktivierung beider DDB-Signale leuchtet die LED gelb.

Das Leuchten einer LED wird mit einem Signalformer gesteuert. Mithilfe des Signalformers können Sie entscheiden, ob die LED den Echtzeitstatus des DDB-Signals anzeigt oder ob das Aufleuchten bei einem Benutzereingriff gesperrt wird.

Wenn Sie eine LED in der PSL zuordnen möchten, verwenden Sie in der Symbolleiste die Symbolschaltfläche „LED-Signalformer“, um die LED zu importieren. Dann konditionieren Sie es entsprechend Ihren Erfordernissen. Der Ausgang bzw. die Ausgänge des Signalformers berücksichtigt bzw. berücksichtigen das von Ihnen zugewiesenen Attribut.

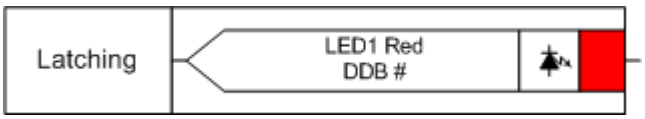
Die Symbolschaltfläche auf der Symbolleiste für eine dreifarbige LED sieht so aus:

Der von der Symbolschaltfläche bereitgestellte PSL-Beitrag sieht so aus:



Die Symbolschaltfläche auf der Symbolleiste für eine einfarbige LED sieht so aus:

Der von der Symbolschaltfläche bereitgestellte PSL-Beitrag sieht so aus.



Hinweis:
LED-Signalformer stehen nur dann zur Verfügung, wenn sie nicht alle verwendet wurden, was in manchen PSL-Schemata der Fall sein kann. Wenn das der Fall ist und Sie sie für etwas anderes verwenden möchten, müssen Sie sie erneut zuweisen.

Auf der Symbolleiste gibt es eine weitere Symbolschaltfläche, die mit den LEDs verbunden ist. Bei einer dreifarbigen LED sieht die Schaltfläche so aus:

Bei einer einfarbigen LED sieht sie so aus:

Es handelt sich um die Schaltfläche „LED-Signal“. Mithilfe der Schaltfläche können Sie Abbildinstanzen einer konditionierten LED in die PSL einfügen. Dadurch müssen Sie keine seitenübergreifende Verbindungen herstellen, welche die Klarheit des Schemas beeinträchtigen können.

Hinweis:
Alle LED-DDB-Signale werden immer im PSL-Editor angezeigt. Die tatsächliche Anzahl der LEDs hängt jedoch von der Gerätehardware ab. Wenn beispielsweise ein kleines 20TE-Gerät nur vier programmierbare LEDs hat, werden die LEDs 5 bis 8 nicht wirksam, selbst dann, wenn sie in der PSL zugeordnet sind.

20.8 FUNKTIONSTASTEN

Bei den meisten Modellen stehen programmierbare Funktionstasten zur Verfügung. Dadurch können Sie Funktionstasten zuweisen, um Funktionen über die programmierbare Logik (PSL) zu steuern. Jede Funktionstaste ist einer programmierbaren dreifarbigen LED zugeordnet, die Sie programmieren können, damit bei Aktivierung der Funktionstaste die gewünschte Anzeige erscheint.

Diese Funktionstasten können zur Ansteuerung jeder Funktion, der sie als Teil der PSL zugewiesen sind, verwendet werden. Die Funktionstastenbefehle sind in der Spalte *FUNKTION TASTE* zu finden.

Jede Funktionstaste ist einem DDB-Signal zugeordnet (siehe DDB-Tabelle). Sie können diese DDB-Signale jeder Funktion zuordnen, die in der PSL zur Verfügung steht.

Das Feld ***Fn Taste Zustand*** zeigt den Zustand (aktiv oder inaktiv) der Funktionstasten mithilfe einer binären Zeichenfolge an, wobei jedes Bit eine Funktionstaste darstellt und Bit 0 für die Funktionstaste 1 steht.

Jede Funktionstaste hat drei zugehörige Einstellungen, wie nachstehend gezeigt wird:

- ***FnTaste (n)*** erlaubt das Aktivieren oder Deaktivieren der Funktionstaste
- ***FnTaste (n) Modus*** erlaubt, die Taste als „Schalter“ oder „Taster“ zu konfigurieren
- ***FnTaste (n) Kennz.*** erlaubt, den angezeigten Text der Funktionstaste zu definieren

Die Zelle ***Fn Key (n)*** wird verwendet, um die Funktionstastensignale in der PSL zu aktivieren (freigeben) oder zu deaktivieren (sperren). Die Einstellung „Gesperrt“ steht zur Verfügung, damit verhindert wird, dass bei nachfolgenden Betätigungen der Taste weitere Aktivierungen stattfinden. Dadurch können Funktionstasten, die sich im Modus `Schalter` befinden und deren DDB-Signal aktiv High ist, in ihrem aktiven Status gesperrt werden. Damit wird verhindert, dass durch weitere Tastenbetätigungen die zugehörige Funktion deaktiviert wird. Die Verriegelung einer Funktionstaste, die auf den Modus „Taster“ eingestellt ist, bewirkt, dass die damit verbundenen DDB-Signale permanent ausgeschaltet werden. Diese Sicherheitsfunktion verhindert, dass versehentliche Betätigungen von Funktionstasten kritische Funktionen aktivieren bzw. deaktivieren.

Wenn das Feld ***FnTaste (n) Modus*** auf `Schalter` gesetzt wird, bleibt der DDB-Signalausgang der Funktionstaste solange im gesetzten Zustand, bis ein Rücksetzbefehl gegeben wird. Im Modus `Taster` bleibt das DDB-Signal der Funktionstaste aktiv, solange die Funktionstaste gedrückt wird. Anschließend wird das DDB-Signal automatisch zurückgesetzt. In diesem Modus kann eine Mindestimpulsdauer programmiert werden, indem ein Mindestimpulszeitgeber zum DDB-Ausgangssignal der Funktionstaste hinzugefügt wird.

Das Feld ***FnTaste Kennz.*** erlaubt, den Text zu ändern, der zu jeder Funktionstaste gehört. Dieser Text wird angezeigt, wenn im Funktionstastenmenü auf eine Funktionstaste zugegriffen wird. Er kann auch in der programmierbaren Logik angezeigt werden.

Der Status aller Funktionstasten wird im nichtflüchtigen Speicher gespeichert. Im Falle einer Unterbrechung der Hilfsstromversorgung wird der Status beibehalten.

Hinweis:
Alle Funktionstasten-DDB-Signale werden immer im PSL-Editor angezeigt. Die tatsächliche Anzahl der Funktionstasten ist jedoch von der Gerätehardware abhängig. Wenn zum Beispiel ein kleines 20TE-Gerät keine Funktionstasten hat, werden die in der PSL zugeordneten Funktionstasten-DDBs nicht wirksam.

20.9 STEUEREINGÄNGE

Die Steuereingänge sind Softwareschalter, die lokal oder per Fernzugriff gesetzt oder zurückgesetzt werden können. Diese Eingänge können verwendet werden, um eine PSL-Funktion auszulösen, mit der sie verbunden sind. Es gibt drei Einstellungsspalten, die zu den Steuereingängen gehören: *STEUEREINGANG.*, *STEUEREING.KONF.* und *STEUEREING.KENNZ*. Diese sind im Anhang „Einstellungen und Aufzeichnungen“ am Ende dieses Handbuchs aufgeführt.

20.10 BENUTZERDEFINIERTE WARNUNGEN

Benutzerdefinierte Warnungen können von einem Opto-Eingang oder einem Steuereingang mit der PSL angesteuert werden. Sie können für die Ausgabe eines LED-Warnsignals und einer Meldung auf der LCD-Anzeige sowie für das Anzeigen einer Warnung in Bezug auf einen externen Zustand über die Kommunikationseinrichtungen nützlich sein, z. B. bei einer Auslösekreisüberwachungswarnung, Temperaturwarnung usw. Im Menü ***BENUTZER-ALARM*** kann die 32-Binärzeichenfolge ***Manueller Reset*** (0 Selbstrücksetzung, 1 Manuelle Rücksetzung) verwendet werden, um die Betriebsart der benutzerdefinierten Warnungen auf „Selbstrücksetzung“ oder „Manuelle Rücksetzung“ einzustellen. Die Bezeichnungen ***User Alarm 1-32*** im Menü ***BENUTZER-ALARM*** können verwendet werden, um jede benutzerdefinierte Warnung zu bezeichnen. Der Text ist auf 16 Zeichen begrenzt.

KAPITEL 21

GLASFASER-FERNSCHUTZ

21.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel liefert Informationen über den Mechanismus der Glasfaserkommunikation, der verwendet wird, um Geräteschaltungen und allgemeine Fernschutzsignalisierung für den Schutz von Übertragungs- und Verteilungsleitungen bereitzustellen. Die Funktion wird als Glasfaser-Fernschutz bezeichnet.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 590

Schutzsignalisierung – Einführung 591

Implementierung des Glasfaser-Fernschutzes 593

IM64-Logik 602

Anwendungshinweise 604

21.2 SCHUTZSIGNALISIERUNG – EINFÜHRUNG

Geräteschutzschaltungen können von mehreren Schutzgeräten gebildet werden, die entfernt voneinander in Distanzschutzschaltungen angeordnet sind. Geräteschutzschaltungen erfordern Kommunikation zwischen den Orten, damit eine Geräteschutzfunktion verfügbar ist. Diese Kommunikation wird als Schutzsignalisierung oder Fernschutz bezeichnet. Auch werden Kommunikationseinrichtungen benötigt, wenn entfernte Leistungsschalter aufgrund eines lokalen Ereignisses betätigt werden müssen. Diese Kommunikation ist als unmittelbare Fernauslösung bekannt.

Bei den Kommunikationsnachrichten, die recht einfach aufgebaut sein können, kann es sich um eine Anweisung an das Empfangsgerät handeln, einen definierten Vorgang (Auslösen, Blockieren usw.) oder die Weitergabe von Messdaten in einer bestimmten Form an ein anderes Gerät (wie in einer Geräteschutzschaltung).

Für die Schutzsignalisierung stehen verschiedene Kommunikationsverbindungen zur Verfügung, zum Beispiel:

- vom Versorgungsunternehmen installierte private Hilfsadern
- von einem Kommunikationsunternehmen gemietete Hilfsadern oder Kanäle
- Trägerkanäle mit hohen Frequenzen der Stromleitungen
- Funkkanäle mit sehr hohen oder Ultrahochfrequenzen
- Glasfaser-/Lichtwellenleiter

Ob eine bestimmte Verbindung verwendet wird oder nicht, hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie der Verfügbarkeit eines geeigneten Kommunikationsnetzes, der Distanz zwischen Schutzübertragungspunkten, dem Stromnetzgebiet sowie den Kosten.

Schutzsignalisierung wird verwendet, um Geräteschutzschaltungen zu implementieren, Fernschutzbefehle bereitzustellen oder unmittelbare Fernauslösung zwischen Leistungsschaltern zu implementieren.

21.2.1 GERÄTESCHUTZSCHALTUNGEN

Phasenvergleich und Stromdifferentialschaltungen verwenden Signalisierung, um Informationen in Bezug auf die Übertragungsquantität – Phasenwinkel des Stroms sowie Phase und Größe des Stroms – zwischen lokalen und entfernten Übertragungspunkten auszutauschen. Der Vergleich von lokalen und entfernten Signalen ist die Basis für sowohl die Fehlererkennung als auch die Unterscheidung der Schaltungen.

21.2.2 FERNSCHUTZBEFEHLE

Manche Schutzschaltungen verwenden Signalisierung, um Befehle zwischen lokalen und entfernten Übertragungspunkten zu übermitteln. Der Empfang der Informationen wird verwendet, um die Beseitigung von Fehlern innerhalb einer Schutzzone zu unterstützen oder zu beschleunigen oder das Auslösen infolge von Fehlern außerhalb einer Schutzzone zu verhindern.

Fernschutzsysteme werden oft entsprechend ihrer Betriebsart oder der Rolle des Fernschutzbefehls im System zugeordnet.

Es gibt im Allgemeinen drei Arten von Fernschutzbefehlen: direkte Auslösung, anregeabhängige Auslösung und Blockierschaltungen.

Direkte Auslösung

Bei Anwendungen mit direkter Auslösung (was auch als unmittelbare Fernauslösung bezeichnet wird), werden Signale direkt an ein Hauptauslösegerät gesendet. Nach Empfang eines Befehls wird der Leistungsschalter betätigt. Die Methode der Kommunikation muss zuverlässig und sicher sein, weil jedes Signal, das auf der Empfangsseite erkannt wird, eine Auslösung der Schaltung auf dieser Seite verursacht. Das Kommunikationssystem muss so ausgelegt sein, dass eine Störung in der Kommunikationsschaltung keine ungewollten Auslösungen verursacht. Wenn eine ungewollte Auslösung stattfindet, kann das Primärsystem unnötigerweise getrennt werden.

Anregeabhängige Auslösung

Befehle für anregeabhängige Auslösung werden immer von einem Schutzgerät überwacht. Der Leistungsschalter wird ausgelöst, wenn der Empfang des Befehls mit einem „Anregungszustand“ zusammentrifft, der vom Schutzgerät auf der Empfangsseite erkannt wird, das auf einen Systemfehler reagiert. Die Anforderungen für den Kommunikationskanal sind weniger streng als für Schaltungen mit direkter Auslösung, da der Empfang eines inkorrekten Signals mit einer „Anregung“ des Schutzes auf der Empfangsseite zusammentreffen muss, damit eine Auslösung stattfinden kann. Der Zweck dieser Schaltungen ist die Beschleunigung der Auslösung bei Fehlern, die in der Schutzzone auftreten.

Blockierschaltung

Die Ausgabe von Blockierbefehlen wird von einem Schutzelement eingeleitet, das Fehler außerhalb der Schutzzone erkennt. Die Erkennung eines externen Fehlers am lokalen Ende einer Schutzschaltung bewirkt, dass ein Blockiersignal zum entfernten Ende gesendet wird. Am entfernten Ende verhindert der Empfang des Blockiersignals, dass der Schutz am entfernten Ende eine Auslösung veranlasst, wenn er einen externen Fehler erkennt. Ein Ausfall des Kommunikationskanals ist bei dieser Schaltung weniger schwerwiegend als bei anderen Schaltungen, da der Ausfall des Kanals nicht zum Ausbleiben einer erforderlichen Auslösung führt. Jedoch ist das Risiko einer ungewollten Auslösung höher.

21.2.3 ÜBERTRAGUNGSMEDIEN UND STÖRUNGEN

Folgende Übertragungsmedien können zur Bereitstellung der Kommunikationsverbindungen für die Schutzsignalisierung verwendet werden:

- private Hilfsadern
- gemietete Hilfsadern oder Kanäle
- Stromleitungsträger
- Funk
- Glasfaser-/Lichtwellenleiter

Hilfsadern und Kanäle (nicht kontinuierliche Hilfsadern mit Isolationstransformatoren oder Repeatern entlang der Leitung zwischen den Signalisierungspunkten) wurden geschichtlich aufgrund ihrer Verfügbarkeit schon immer am häufigsten eingesetzt, gefolgt von Power Line Carrier Communications (PLCC)-Techniken und Funk. In den letzten Jahren wurden hauptsächlich Glasfasersysteme für neue Installationen verwendet, vor allem aufgrund ihrer kompletten Unempfindlichkeit gegen elektrische Störungen. Durch Verwendung von Glasfaserkabeln wird zudem die Anzahl der Kommunikationskanäle bedeutend erhöht, die für jede physische Faserverbindung verfügbar sind, wodurch eine umfassendere Überwachung des Stromnetzes durch Bereitstellung von mehr Kommunikationskanälen möglich ist.

21.3 IMPLEMENTIERUNG DES GLASFASER-FERNSCHUTZES

Die Schnittstelle für Glasfaser-Fernschutz ist eine optionale Funktion dieses Geräts. Sie bietet die Glasfaserkommunikation zur Implementierung der Befehlssignalisierung für die unmittelbare Fernauslösung. Die Befehlssignalisierung für die unmittelbare Fernauslösung kann frei zugeordnet werden, um Schutzschaltungen wie anregeabhängige Schaltungen oder Blockierschaltungen einzurichten. Um die Funktion zu verwenden, müssen Sie die Einstellung ***InterMiCOM 64*** in der Spalte *KONFIGURATION* aktivieren.

Jedes Gerät kann bis zu zwei Glasfaserkommunikationskanäle für die Fernschutzsignalisierung haben. Eine Reihe von verschiedenen Glasfaserschnittstellen sorgt für Folgendes:

- direkte Faserverbindungen zwischen Geräten mit einer Reihe von Optionen zur Erfüllung verschiedener Erfordernisse.
- Indirekte Verbindungen, welche die Industrienorm IEEE C37.94 verwenden. Glasfaserverbindungen werden zwischen dem Gerät und der Telekommunikationsausrüstung hergestellt, welche die industrienormgerechten Glasfaserschnittstellen (IEEE C37.94) unterstützt. Die Telekommunikationsausrüstung bietet durchgängigen Service.
- Glasfaserverbindung mit spezifischen Hilfsschnittstellengeräten zur Herstellung einer Verbindung mit normalen elektrischen Telekommunikationsschnittstellen (G.703, V.35, X.21). Mit dieser Methode der indirekten Verbindung bietet die Telekommunikationsausrüstung durchgängigen Service.

Signale, die zwischen den Geräten übermittelt werden, werden in Paketen (die manchmal als Telegramme bezeichnet werden) untergebracht. Diese Pakete, welche die Adressierung, die Ablaufsteuerung, Informationen zur Fehlerprüfung sowie Fernschutzbefehle und -daten enthalten, werden in kurzen regelmäßigen Intervallen zwischen den Anschlüssen übertragen. Nach dem Empfang werden sie auf Unversehrtheit geprüft, bevor die Inhalte verwendet werden.

Die Zuordnung von Fernschutzbefehlen wird mithilfe der programmierbaren Logik (PSL) durch Zuordnungen zwischen InterMiCOM 64-Signalen und internen DDB-Logiksignalen realisiert.

21.3.1 EINRICHTEN DER IM64-SCHALTUNG

Um die Glasfaser-Fernschutzfunktion dieses Geräts zu verwenden, müssen Sie die Schutzsignalisierungsschaltung konfigurieren. Die Schutzsignalisierungsschaltung wird durch die Anzahl von angeschlossenen Anschlüssen und den dazwischen liegenden Kommunikationsverbindungen definiert.

Geräte können entweder einen physischen Glasfaser-Fernschutzkanal haben oder zwei. Geräte mit einem physischen Glasfaser-Fernschutzkanal können verwendet werden, um zwei Geräte in einer Schaltung miteinander zu verbinden. Geräte mit zwei physischen Glasfaser-Fernschutzkanälen können verwendet werden, um drei Geräte in einer Schaltung miteinander zu verbinden, oder sie können verwendet werden, um zwei Geräte in einer Schaltung mit zwei Kommunikationskanälen zu verbinden, um für Kommunikationsredundanz (einsatzbereite Reserve) zu sorgen, für den Fall, dass ein einzelner Kommunikationskanal ausfällt.

Bei Geräten mit zwei physischen Glasfaser-Fernschutzkanälen verwenden Sie die Einstellung ***Projektkonfig.*** in der Spalte *SCHUTZKOMM/IM64*. Zur Wahl stehen `3 Enden`, `2 Enden` (nur Kan1 wird verwendet) und `Zweif. redundant` (zwei Anschlüsse mit zwei miteinander verbundenen Kanälen).

Die physischen Verbindungen sind mit Kan1 und Kan2 bezeichnet.

In einer Schaltung mit zwei Anschlüssen sollte Kanal 1 eines Geräts immer mit Kanal 1 des anderen Geräts verbunden sein. In einer Schaltung mit zwei Anschlüssen und zweifach redundanter Kommunikation sollte daher Kanal 2 eines Geräts immer mit Kanal 2 des anderen Geräts verbunden sein.

In einer Schaltung mit drei Anschlüssen sollte Kanal 1 eines Geräts immer mit Kanal 2 des anderen Geräts verbunden sein (siehe nachstehende Abbildung).

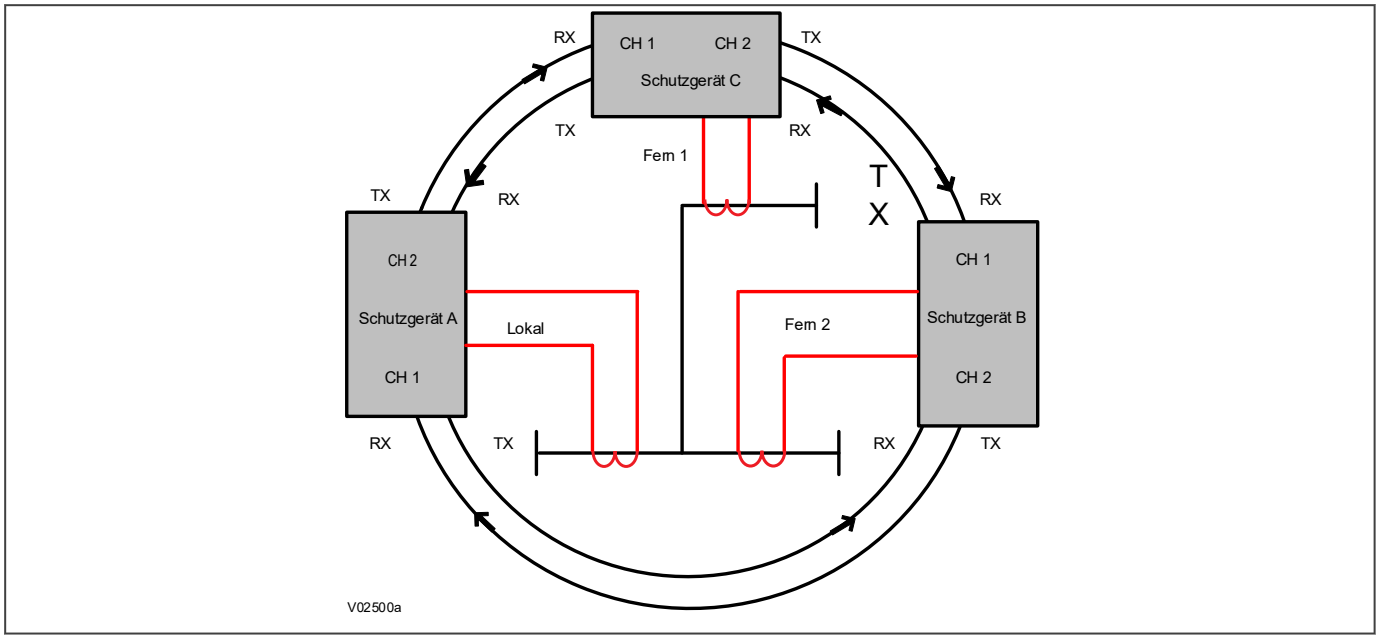


Abbildung 369: Verbindungen des Glasfaser-Fernschutzes für eine Schaltung mit drei Anschlüssen

21.3.1.1 ANSCHLUSSADRESSIERUNG VON SCHALTUNGEN FÜR GLASFASER-FERNSCHUTZ

In Schaltungen für Glasfaser-Fernschutz werden Befehle zusammen mit anderen wichtigen Daten für die Übertragung über Kommunikationskanäle an andere Geräte verpackt. Die Informationspakete werden „Nachrichten“ genannt. Diese Nachrichten werden für ein bestimmtes Ziel erstellt. Wenn die Nachrichten das Ziel erreichen, wird der Schutz der gesamten Schaltung realisiert. Es ist wichtig, dass die Nachrichten nur von dem Gerät verwendet werden, für das die Nachrichten bestimmt sind. Durch Herstellen der richtigen Kanalverbindungen wird nicht immer sichergestellt, dass die Nachrichten das gewünschte Ziel erreichen; es besteht die Möglichkeit, dass die Kommunikationswege über Kreuz verbunden oder bei der Durchführung von Netzschaltvorgängen in einer Schleife zusammengeschaltet werden. Zur Vermeidung falscher Schaltung ist mehr Sicherheit erforderlich, damit sichergestellt werden kann, dass nur der entsprechende Empfänger auf die Nachrichten reagiert. Dies wird mithilfe der Adressfelder in den Nachrichten erreicht. Das Adressfeld wird verwendet, um verbundene Geräte einzeln abzugleichen. Ein Sendegerät schließt die Adresse des entsprechenden Empfängers in die Nachricht ein. Wenn das Empfangsgerät mit der Adresse übereinstimmt, wird die Nachricht verwendet. Wenn nicht, wird die Nachricht gelöscht.

Das Adressfeld ist ein 8-Bit-Feld (oder 24-Bit-Feld*) in der Nachricht. Es kann einen 8-Bit-Wert (oder 24-Bit-Wert*) enthalten, aber es wurden bestimmte Werte gewählt, um für maximale Sicherheit zu sorgen. Aus Gründen der Zweckmäßigkeit wurden sie in 32 Gruppen eingeteilt. Alle Geräte in einer Schaltung müssen dieselbe Gruppe verwenden. Bei Schaltungen mit drei Anschlüssen wird zum Zweck Adressierung mit „A“, „B“ und „C“ auf die verschiedenen Geräte verwiesen. Die Verweise werden von entsprechenden Adressen erkannt.

Wenn die Adresse eines Geräts in einer Schaltung mit zwei Anschlüssen auf „5-A“ gesetzt ist, sollte die Adresse des anderen Geräts auf „5-B“ gesetzt sein.

Ebenso gilt: Wenn ein Gerät in einer Schaltung mit drei Anschlüssen die Adresse „1-A“ hat, müssen die anderen Geräte die Adressen „1-B“ und „1-C“ haben. Die Adresse wird mithilfe der Adresseinstellung in der Spalte *SCHUTZKOMM/IM64* gesetzt.

*Wenn der Modus ***IM64 Erweitert*** `Freigegeben`.

Hinweis:
*In der Spalte SCHUTZKOMM/IM64 ist der Modus **IM64 Erweitert** nur dann verfügbar, wenn der **Komm. Modus** auf `128 kbits/s` oder `IEEE C37.94` gesetzt ist. Wenn der **Komm. Modus** auf `IEEE C37.94` gesetzt ist, sind die Einstellungen **Kan1 N*64 kbits/s** und **Kan2 N*64 kbits/s** verfügbar, die mindestens auf `2` gesetzt werden sollten.*

Hinweis:
Als Voreinstellung wird die allgemeine Adresse (0-0) verwendet. Bei Verwendung der Voreinstellung verwenden alle Geräte die Adresse „0-0“. Dies dient hauptsächlich dem Zweck der Prüfung, bevor das Gerät in Betrieb genommen wird. Wir empfehlen nachdrücklich, nicht die Adresse 0-0 für den Betrieb zu verwenden, da eine Umschaltung der Kommunikation oder ein Schleifenschaltungszustand nicht erkannt wird und zu einer falschen Auslösung führen kann.

Hinweis:
Bei einer Schaltung mit drei Anschlüssen sollten die Teile A, B und C der Adressgruppe mit der Abbildung übereinstimmen, die weiter oben für eine Dreieckschaltung gezeigt ist, wobei Gerät A die Adresse A hat, Gerät B die Adresse B und Gerät C die Adresse C.

21.3.1.2 EINRICHTEN VON IM64

Bei diesem Gerät wird die Funktion, welche die Befehlssignale für den Glasfaser-Fernschutz verwaltet, als InterMiCOM 64 (oder IM64) bezeichnet. IM64 ist für den Austausch aller Fernschutzbefehlsarten geeignet.

Bis zu zwei Banken von Fernschutzbefehlssignalen (IM64-Signale) stehen zur Verfügung. Jede Bank enthält acht (oder 24*) Duplexbefehlssignale. Das bedeutet, dass jede Bank acht Bits (oder 24 Bits*) für IM64-Eingangssignale und acht Bits (oder 24 Bits*) für IM64-Ausgangssignale zuweist. Jede Bank ist einem logischen Kanal zugeordnet (der in der internen Logik als Kan1 oder Kan2 bezeichnet ist). Jeder logische Kanal ist einem physischen Kommunikationskanal zugeordnet (der als Kan1 oder Kan2 am physischen Verbindungspunkt bezeichnet ist). Die Zuordnung von logischen Kanälen zu physischen Kanälen ist in Abhängigkeit von den spezifischen Schaltungskonfigurationen unterschiedlich.

*Wenn der Modus ***IM64 Erweitert*** `Freigegeben`

Hinweis:
*In der Spalte SCHUTZKOMM/IM64 ist der Modus **IM64 Erweitert** nur dann verfügbar, wenn der **Komm. Modus** auf `128 kbits/s` oder `IEEE C37.94` gesetzt ist. Wenn der **Komm. Modus** auf `IEEE C37.94` gesetzt ist, sind die Einstellungen **Kan1 N*64 kbits/s** und **Kan2 N*64 kbits/s** verfügbar, die mindestens auf `2` gesetzt werden sollten.*

Die Wirkung jedes IM64-Eingangssignals wird durch Attribute verwaltet, die durch drei zugehörige Einstellungen definiert sind. Diese werden in der Spalte *SCHUTZKOMM/IM64* gesetzt und haben folgende Form:

- ***Betr.art Eing.1*** (Befehlstyp)
- ***Betr.Fehl.Eing.1*** (Rückfallmodi)
- ***Vorgabe Eing. 1*** (Vorgabewerte)

Die obigen Einstellungen gelten nur für Bit 1

Die IM64-Befehlseinstellungen dienen zum Einstellen der Fernschutzart. `Permissiv` erfüllt die Sicherheitserfordernisse einer anregeabhängigen Anwendung sowie den Bedarf an Geschwindigkeit für eine Blockierschaltung. Bei Anwendungen mit direkter Auslösung setzen Sie die Einstellung auf `Direkte Mitnahme`.

Die IM64-Rückfalleinstellungen bestimmen das Verhalten eines Eingangs unter den Bedingungen eines Kommunikationsausfalls. Sie können entweder den Zustand des letzten gültigen Befehls sperren oder die Rückkehr in einen Vorgabezustand veranlassen. Wenn Sie den Rückfallmodus auf `Vorgabe` setzen, müssen Sie den Vorgabezustand entsprechend einstellen (entweder auf 1 oder 0).

Die Attribute, die Bit n eines IM64-Eingangs zugeordnet sind, gelten für das Bit in beiden logischen Kanälen. Wenn beispielsweise ***Vorgabe Eing. 4*** auf `1` gesetzt ist, entspricht der Vorgabewert für Bit 4 im logischen Kanal 1 (IM64-Kan1 Eingang 4) dem Vorgabewert für Bit 4 im logischen Kanal 2 (IM64-Kan2 Eingang 4) und nimmt dann den Wert 1 an.

21.3.1.3 BETRIEB VON IM64 MIT ZWEI ANSCHLÜSSEN

Das Erfordernis in Bezug auf Schutzsignalisierungsverbindungen, das für Geräte gilt, die als Schaltung mit zwei Anschlüssen fungieren, besteht darin, dass die physischen Kanäle mit der Bezeichnung Kan1 miteinander verbunden werden müssen. Das bedeutet, dass der lokale Kan1 Tx mit dem entfernten Kan1 Rx verbunden wird, und der lokale Kan1 Rx mit dem entfernten Kan1 Tx. Anschlüsse für den physischen Kanal 2 (Kan2) können angebracht, aber nicht verwendet werden.

Die acht Bits (oder 24 Bits*) von beiden logischen Kanälen (Kan1 und Kan2) werden verwendet. Alle Bits von beiden logischen Kanälen sind dem physischen Kanal 1 zugewiesen, sodass 16 (oder 64) Duplexbefehle (Bits 1–8 (1–24*) von IM64-Kan1 und Bits 1–8 (1–24*) von IM64-Kan2) mithilfe der physischen Kanäle von Kan1 zwischen den Anschlüssen in IM64-Nachrichten übermittelt werden können.

*Wenn der Modus ***IM64 Erweitert*** `Freigegeben`

> *Hinweis:*
> *In der Spalte SCHUTZKOMM/IM64 ist der Modus **IM64 Erweitert** nur dann verfügbar, wenn der **Komm. Modus** auf `128 kbits/s` oder `IEEE C37.94` gesetzt ist. Wenn der **Komm. Modus** auf `IEEE C37.94` gesetzt ist, sind die Einstellungen **Kan1 N*64 kbits/s** und **Kan2 N*64 kbits/s** verfügbar, die mindestens auf `2` gesetzt werden sollten.*

21.3.1.4 BETRIEB VON IM64 MIT ZWEI ANSCHLÜSSEN UND ZWEIFACHER REDUNDANZ

Das Erfordernis in Bezug auf Schutzsignalisierungsverbindungen, das für Geräte gilt, die als Schaltung mit zweifacher Redundanz (einsatzbereite Reserve) fungieren, besteht darin, dass die physischen Kanäle mit der Bezeichnung Kan1 miteinander verbunden werden müssen und die physischen Kanäle mit der Bezeichnung Kan2 miteinander verbunden werden müssen. Das bedeutet, dass der lokale Kan1 Tx mit dem entfernten Kan1 Rx verbunden wird, der lokale Kan1 Rx mit dem entfernten Kan1 Tx, der lokale Kan2 Tx mit dem entfernten Kan2 Rx und der lokale Kan2 Rx mit dem entfernten Kan2 Tx.

Die acht Bits (oder 24 Bits*) von beiden logischen Kanälen (Kan1 und Kan2) werden verwendet. Alle Bits von beiden logischen Kanälen sind sowohl dem physischen Kanal 1 als auch dem physischen Kanal 2 zugewiesen, sodass bei Ausfall eines von beiden physischen Kanals 16 Duplexbefehle (Bits 1–8 von IM64-Kan1 und Bits 1–8 von IM64-Kan2) zwischen den Anschlüssen in IM64-Nachrichten übermittelt werden können, wobei volle Redundanz der beiden logischen Kanäle gegeben ist.

*Wenn der Modus ***IM64 Erweitert*** `Freigegeben`

> *Hinweis:*
> *In der Spalte SCHUTZKOMM/IM64 ist der Modus **IM64 Erweitert** nur dann verfügbar, wenn der **Komm. Modus** auf `128 kbits/s` oder `IEEE C37.94` gesetzt ist. Wenn der **Komm. Modus** auf `IEEE C37.94` gesetzt ist, sind die Einstellungen **Kan1 N*64 kbits/s** und **Kan2 N*64 kbits/s** verfügbar, die mindestens auf `2` gesetzt werden sollten.*

21.3.1.5 BETRIEB VON IM64 MIT DREI ANSCHLÜSSEN

Das Erfordernis in Bezug auf Schutzsignalisierungsverbindungen, das für Geräte gilt, die als Schaltung mit drei Anschlüssen fungieren, besteht darin, dass die physischen Kanäle mit der Bezeichnung Kan1 mit den physischen Kanälen mit der Bezeichnung Kan2 verbunden werden müssen. Das bedeutet, dass einer lokaler Kan1 Tx mit einem entfernten Kan2 Rx verbunden wird und der entsprechende Kan1 Rx und Kan2 Tx verbunden werden, wie in der zuvor gezeigten Abbildung dargestellt (Glasfaser-Fernschutzverbindungen für eine Schaltung mit drei Anschlüssen).

Diese Schaltung mit drei Anschlüssen verwendet eine Dreiecksmethode und kommt zum Einsatz, wenn eine Kommunikationsverbindung zwischen zwei Anschlüssen nicht vorhanden oder beeinträchtigt ist. Für jedes Anschlusspaar stehen acht Duplexfernschutzbefehle zur Verfügung, selbst wenn ein Kommunikationskanal ausfallen sollte.

Der logische Kanal 1 ist dem physischen Kanal 1 zugeordnet und der logische Kanal 2 dem physischen Kanal 2.

Angenommen, eine Schaltung hat drei Anschlüsse: Lokal, Fern 1 und Fern 2. Fern 1 steht in Korrelation mit Kan1 und Fern 2 steht in Korrelation mit Kan2. Der Anschluss „Lokal“ sendet die Befehle, auf die Fern 1 reagieren soll, sowohl an Fern 1 als auch an Fern 2. Nach dem Empfang reagiert Fern 1 auf die Befehle, welche der Anschluss „Lokal“ für Fern 1 vorgesehen hat. Fern 1 verpackt zudem die Befehle, die Fern 1 für Fern 2 vorgesehen hat, zusammen mit einer Kopie der Befehle, die der Anschluss „Lokal“ für Fern 2 vorgesehen hat, sowie die Befehle, die Fern 1 für den Anschluss „Lokal“ vorgesehen hat. Fern 1 sendet die Nachricht an Fern 2. Fern 2 ist in gleicher Weise aktiv. Der gleiche Prozess findet in entgegengesetzter Richtung im Ring statt, sodass bei Ausfall eines einzelnen Kanals – und sofern alle Anschlüsse die gleichen Zuordnungen für die acht (oder 24*) IM64-Bits haben – die Kommunikation für alle acht (oder 24*) Duplexbefehle zwischen verbundenen Anschlüssen aufrechterhalten wird.

In einer Dreieckschaltung sind die Befehle des logischen Kanals 1 jedes Anschlusses dem physischen Kanal 1 zugewiesen, und die Befehle des logischen Kanals 2 sind dem physischen Kanal 2 zugewiesen. Bei jedem Anschluss sind die acht IM64-Befehle, die an den physischen Kanal 1 übermittelt werden, für das Gerät vorgesehen, das als Fern 1 verbunden ist, und die acht IM64-Befehle, die an Kanal 2 übermittelt werden, sind für das Gerät vorgesehen, das als Fern 2 verbunden ist. Dadurch sind acht (oder 24*) Duplexbefehle zwischen je zwei Anschlüssen verfügbar. Jedes Gerät überträgt acht IM64-Befehle beider Kanäle an die verbundenen Geräte. Am Gerät „Fern 1“ werden die acht IM64-Befehle des Kanals 1 direkt vom Empfangsgerät verwendet. Die acht (oder 24*) IM64-Befehle des Kanals 2 werden an das Gerät „Fern 2“ weitergegeben. Alle drei Geräte in der Schaltung werden gleichzeitig aktiv, wodurch die Intaktheit der Schaltung aufrechterhalten wird, solange eines der Geräte mit den anderen beiden Geräten kommunizieren kann.

*Wenn der Modus ***IM64 Erweitert*** `Freigegeben`

> *Hinweis:*
> *In der Spalte SCHUTZKOMM/IM64 ist der Modus **IM64 Erweitert** nur dann verfügbar, wenn der **Komm. Modus** auf `128 kbits/s` oder `IEEE C37.94` gesetzt ist. Wenn der **Komm. Modus** auf `IEEE C37.94` gesetzt ist, sind die Einstellungen **Kan1 N*64 kbits/s** und **Kan2 N*64 kbits/s** verfügbar, die mindestens auf `2` gesetzt werden sollten.*

Diese Kettentopologie (die in der Regel zur Anwendung kommt, wenn eine Kommunikationsverbindung ausfällt) kann verwendet werden, um bei Anwendung einer Schaltung mit drei Anschlüssen Kosten zu sparen. Darum sind zwei Schenkel billiger als eine vollständige Dreiecksimplementierung. Außerdem kann dies die einzig mögliche Option sein, wenn keine geeignete Kommunikationsverbindung zwischen den beiden Leitungsenden verfügbar ist. Wenn eine Kettentopologie verwendet wird oder eine Verbindung einer Dreieckschaltung verloren geht, wird die Ansprechverzögerung der Fernschutzbefehle um etwa 7 ms vergrößert. Hinzu kommt die Signalisierungsverzögerung des Kommunikationskanals, die auf die größere Pfadlänge und die zusätzliche Verarbeitung zurückzuführen ist.

21.3.1.6 PHYSISCHE VERBINDUNG

Die Schutzkommunikation der Geräte erfolgt über Glasfaserleitungen. Die Verbindungen werden mithilfe von BFOC/2.5-Steckverbindern hergestellt. (BFOC/2.5-Steckverbinder werden allgemein als ST-Steckverbinder bezeichnet. „ST“ ist ein eingetragenes Warenzeichen von AT&T.)

Je nach Anwendung stehen verschiedene Glasfaserschnittstellen zur Verfügung, die in der folgenden Tabelle beschrieben sind:

Lichtwellenlänge (nm)	Glasfasertyp	Maximale Übertragungsdistanz (km)
850	Multimode	1
1300	Multimode	50

Lichtwellenlänge (nm)	Glasfasertyp	Maximale Übertragungsdistanz (km)
1300	Monomode	100
1550	Monomode	130

Verbindungen werden mithilfe von geeigneten Glasfaserkabeln hergestellt, die mit BFOC/2.5-Steckverbindern abgeschlossen sind. Der Sender eines Geräts (zum Beispiel Tx1) ist mit dem Empfänger des anderen Geräts (Rx1 oder Rx2 je nach Schaltung) verbunden.

Geräte sind mit folgenden Glasfaserkanalanordnungen lieferbar:

Ch 1	Ch2
850 nm	850 nm
1300 nm Multimode	nicht installiert
1300 nm Multimode	1300 nm Multimode
1300 nm Monomode	nicht installiert
1300 nm Monomode	1300 nm Monomode
1550 nm Monomode	nicht installiert
1550 nm Monomode	1550 nm Monomode
850 nm	1300 nm Multimode
850 nm	1300 nm Monomode
850 nm	1550 nm Monomode
1300 nm Multimode	850 nm
1300 nm Monomode	850 nm
1550 nm Monomode	850 nm

21.3.1.6.1 DIREKTE VERBINDUNG

Wenn Sie direkte Faserverbindungen verwenden, müssen Sie die ***Projektkonfig.***-Einstellungen setzen, und es wird empfohlen, die Voreinstellung der Einstellung ***Adresse*** zu ändern. Sie finden diese Einstellungen in den *SCHUTZKOMM/IM64*-Spalten. Wenn Sie gemeinsam genutzte Verbindungen und/oder Schnittstellengeräte verwenden, ist es nicht nötig, andere Einstellungen zu verwenden.

21.3.1.6.2 INDIREKTE VERBINDUNG

Für 850-nm-Kommunikationsverbindungen, bei denen die Verbindung keine direkte Faserverbindung ist, stehen mehrere Optionen für die Verbindung mit normaler Telekommunikationsausrüstung zur Verfügung: Diese sind:

- Faserverbindung für Telekommunikationsausrüstung, welche die IEEE C37.94-Schnittstelle unterstützt
- Verbindung mit elektrischen Schaltungen des Typs G.703, V.35 oder X.21 mithilfe von zusätzlichen P59x-Schnittstellengeräten

Die Optionen für die P59x Schnittstelleneinheit sind wie folgt:

- P591 – Signalumsetzer G.703 LWL- elektrisch (co-directional), 64 kbit/s, 2 Mbit/s oder IEEE C39.94, je nach Bestelloption
- P592 - Glasfaseroptik zum elektrischen Signal V.35
- P593 – Signalumsetzer X.21 LWL- elektrisch, 64 kbit/s oder IEEE C37.94, je nach Bestelloption

Hinweis:
*Wenn sich das Schutzgerät im Modus „24 Bit InterMiCOM64“ befindet (die Einstellung **IM64 Erweitert** ist auf `Freigegeben` gesetzt), ist das Schutzgerät nicht mit P592 kompatibel. Erkundigen Sie sich bitte bei GE Vernova nach einem Signalumsetzer G.703, V.35 oder X.21.*

P59x-Schnittstellengeräte sind in Gehäusen mit 10 TE Breite und 4 HE Höhe untergebracht. Sie bieten optisch-elektrische Umwandlung. Die optischen Eigenschaften stimmen mit denen der 850-nm-Schnittstelle am Schutzgerät überein. Wenn verwendet, benötigen Sie ein Gerät für jedes Sender-/Empfängerpaar, das heißt, ein Gerät an jedem Ende jedes Kommunikationskanals, wie in der nachstehenden Abbildung gezeigt.

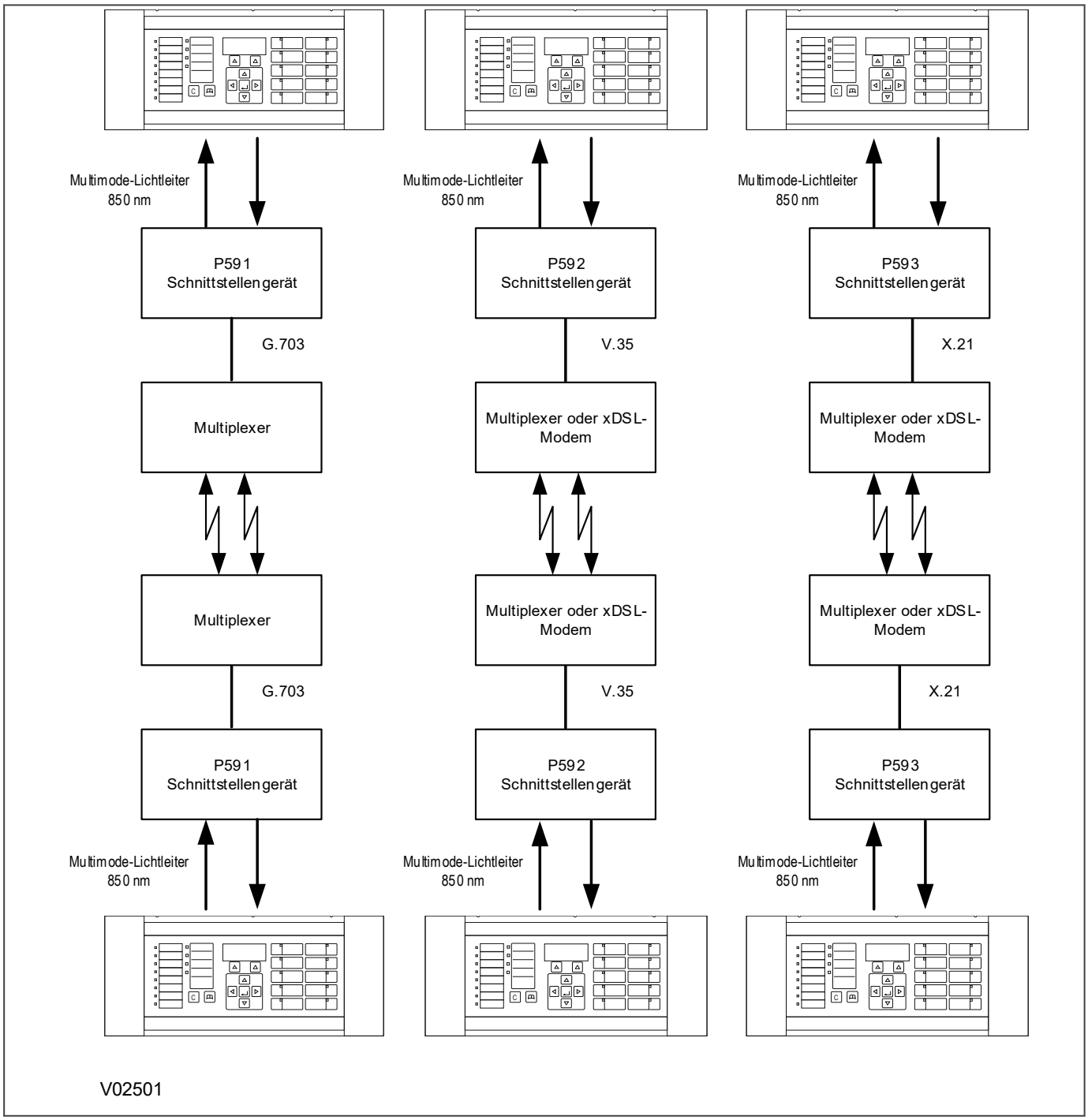


Abbildung 370: Verbindung mit PCM-Multiplexern

Hinweis:
P59x-Schnittstellengeräte sollten so dicht wie möglich an der Telekommunikationsausrüstung installiert werden, um Störungen an den elektrischen Verbindungen zu minimieren.

21.3.1.6.2.1 INDIREKTE VERBINDUNG - GLASFASER (IEEE C37.94)

Eine 850-nm-Glasfaserschnittstelle kann direkt mit einem Multiplexer verbunden werden, der die Norm IEEE C37.94 unterstützt. 850-nm-Multimodenfasern, entweder 50/125 µm oder 62,5/125 µm sind geeignet. Es werden Glasfaseranschlüsse des Typs BFOC/2.5 verwendet.

Hinweis:
*Um diese Konfiguration zu verwenden, müssen Sie **Komm. Modus** auf „IEEE C37.94“ setzen. Anschließend müssen Sie das Gerät aus- und wieder einschalten. Die Einstellung ist nun wirksam. Wenn die Einstellung „IEEE C37.94“ verwendet wird, gilt sie für beide Kommunikationskanäle.*

Die Norm IEEE C37.94 definiert eine N*64 Kbits/s-Auswahl, wobei N eine Zahl zwischen 1 und 12 ist und zur Wahl des Kanals im Multiplexer dient. Der Wert von N wird pro Kanal eingestellt, indem die Einstellung ***Kan1 N*64kbits/s*** (und ***Kan2 N*64kbits/s*** je nach Anwendbarkeit) auf N (1 bis 12) gesetzt wird. Der Einfachheit halber steht eine Einstellung für automatische Erkennung zur Verfügung; wenn der Modus ***IM64 Erweitert*** verwendet wird und damit auch eine Datenrate von 128 kbit/s, müssen mindestens zwei Steckplätze konfiguriert sein. Wenn `Auto` eingestellt wird, bedeutet das, dass das Gerät automatisch erkennt, welcher Multiplexerkanal zu verwenden ist.

21.3.1.6.2.2 INDIREKTE VERBINDUNG – ELEKTRISCHE SCHALTKREISE

P591-, P592-, und P593-Schnittstellengeräte sind in Gehäusen mit 10 TE Breite und 4 HE Höhe untergebracht. Sie bieten optisch-elektrische Umwandlung, wodurch es möglich ist, den Schutz für Telekommunikationsausrüstung einzusetzen und Schnittstellen gemäß den ITU-T-Empfehlungen G.703, V.35 und X.21 bereitzustellen. Die optischen Eigenschaften der P59x-Geräte stimmen mit denen der 850 -nm-Schnittstelle am Schutzgerät überein. Wenn verwendet, benötigen Sie ein Gerät für jedes Sender-/Empfängerpaar, Das heißt, an jedem Ende jedes Kommunikationskanals befindet sich ein Gerät. Die P59x-Geräte sollten so dicht wie möglich an der Telekommunikationsausrüstung installiert werden, um Störungen an den elektrischen Verbindungen zu minimieren.

Eine detaillierte Beschreibung der Geräte ist im technischen Handbuch des P59x zu finden.

Die P59x-Geräte unterstützen folgende elektrische Verbindungen:

- X.21: Verbindungen mit 64 kbit/s oder C37.94 werden unterstützt.
- V.35: Verbindungen mit 64 kbit/s oder 56 kbit/s werden unterstützt.
- G.703: Die Datenrate (Baudrate) ist 64 kbit/s oder C37.94 bis zu 12 x 64 kbit/s, aber die Verbindung kann mit 64 kbit/s oder 2 Mbit/s hergestellt werden.

Wenn P59x-Geräte im Kommunikationskanal der Schutzschaltung eingesetzt werden, muss Folgendes eingestellt werden:

- Komm. Modus
- Baudrate Kanal (n = 1 oder 2)
- Uhrquelle Kanal (n = 1 oder 2)

Sie sollten die Einstellung „Komm. Modus“ auf `Standard` oder `C37.94` setzen, und Sie sollten die Baudrate an die Datenrate des Kanals anpassen.

Für V.35 sollten Sie die Einstellung „Uhrquelle“ auf `Extern`, wenn ein Multiplexer-Netzwerk verwendet wird, das ein Hauptuhrsignal liefert, oder auf `Intern`, wenn ein Multiplexer-Netzwerk verwendet wird, das Signalzeitsteuerung der Ausrüstung wiederherstellt (Uhrwiederherstellung). Für G.703 und X.21 setzen Sie die Uhrquelle auf `Extern`.

Hinweis:
Wenn Sie C37.94 zwischen Schutzgerät und P591 verwenden, müssen Sie einen der Signalumsetzer als Master und den anderen als Slave definieren.

21.3.2 IM64 – 8 ODER 32 BITS PRO KANAL AUSWÄHLEN

Um IM64 mit 24 Bits pro Kanal zu aktivieren, muss die Datenrate der Geräte von 64/56 kbit/s auf 128 kbit/s erhöht werden. Um Rückwärtskompatibilität mit früheren Softwareversionen beizubehalten, kann die Datenrate über die Spalte *SCHUTZKOMM/IM64* und die Einstellung ***Komm. Modus*** ausgewählt werden. Dazu gehört `128 kbit/s` sowie die Optionen `Standard` und `IEEE C37.94`.

Wenn die Einstellung ***Komm. Modus*** auf `128 kbit/s` oder `IEEE C37.94` wird, ist die Option verfügbar, mit der IM64 auf acht oder 24 Bits pro Kanal gesetzt werden kann (über die Einstellung ***IM64 Erweitert*** in der Spalte *SCHUTZKOMM/IM64*).

Wenn IM64 mit 24 Bits konfiguriert ist (***IM64 Erweitert*** ist auf `Freigegeben` gesetzt) und der ***Komm. Modus*** auf `IEEE C37.94` gesetzt ist, werden mindestens zwei Kommunikationskanäle verwendet.

Die Ein- und Ausgangssignalnamen von ***IM64 Erweitert*** (ab ***IM64 Kan1 Eing9****/***IM64 Kan2 Eing.9**** und ***IM64 Kan1Ausg.9****/***IM64 Kan2Ausg.9****) werden durch ein am Ende stehendes Sternchen gekennzeichnet.

Wenn der ***Komm. Modus*** auf `Standard` oder `IEEE C37.94` gesetzt und IM64 mit acht Bits konfiguriert ist (***IM64 Erweitert*** ist auf `Ausgeschaltet` gesetzt), bleibt das Verhalten der früheren Softwareversion unverändert.

Wenn nur ein Slot konfiguriert und der ***Komm. Modus*** auf `IEEE C37.94` gesetzt ist, kann IM64 nicht auf 24 Bits gesetzt werden (***IM64 Erweitert*** kann nicht auf `Freigegeben` gesetzt werden).

Wenn der ***Komm. Modus*** auf `IEEE C37.94`, ***Kan1 N*64kbits/s***
oder ***Kan2 N*64kbits/s*** auf `Automatisch` und IM64 auf 24 Bits gesetzt ist (***IM64 Erweitert*** ist auf `Freigegeben` gesetzt), löst eine vom Multiplexer gesendete Anforderung für die Verwendung eines Slots ein Flag aus (***Kan1 RxN ungleic*** oder ***Kan2 RxN ungleic***) und die Anforderung wird ignoriert.

Hinweis:
*Das Nachrichtenformat ist nicht rückwärtskompatibel, wenn der **Komm. Modus** auf `128 kbit/s` oder `IEEE C37.94` gesetzt und IM64 mit 24 Bits konfiguriert ist (**IM64 Erweitert** ist auf `Freigegeben` gesetzt).*

Hinweis:
*Alle Geräte in einer Schaltung müssen **IM64 Erweitert** ausführen können.*

Die Warnungen ***Ungült.TelFormat*** und ***IM64 Systemausf.*** werden aktiviert, wenn die empfangene Information abweichende Formate oder Datenraten enthält.

Sobald die neue Kommunikationskonfiguration eingerichtet ist, wird die Warnung ***Komm. gerändert*** aktiv, und der Benutzer wird aufgefordert, das Gerät neu zu starten. Nach dem Neustart wird die geänderte Kommunikationskonfiguration wirksam.

21.4 IM64-LOGIK

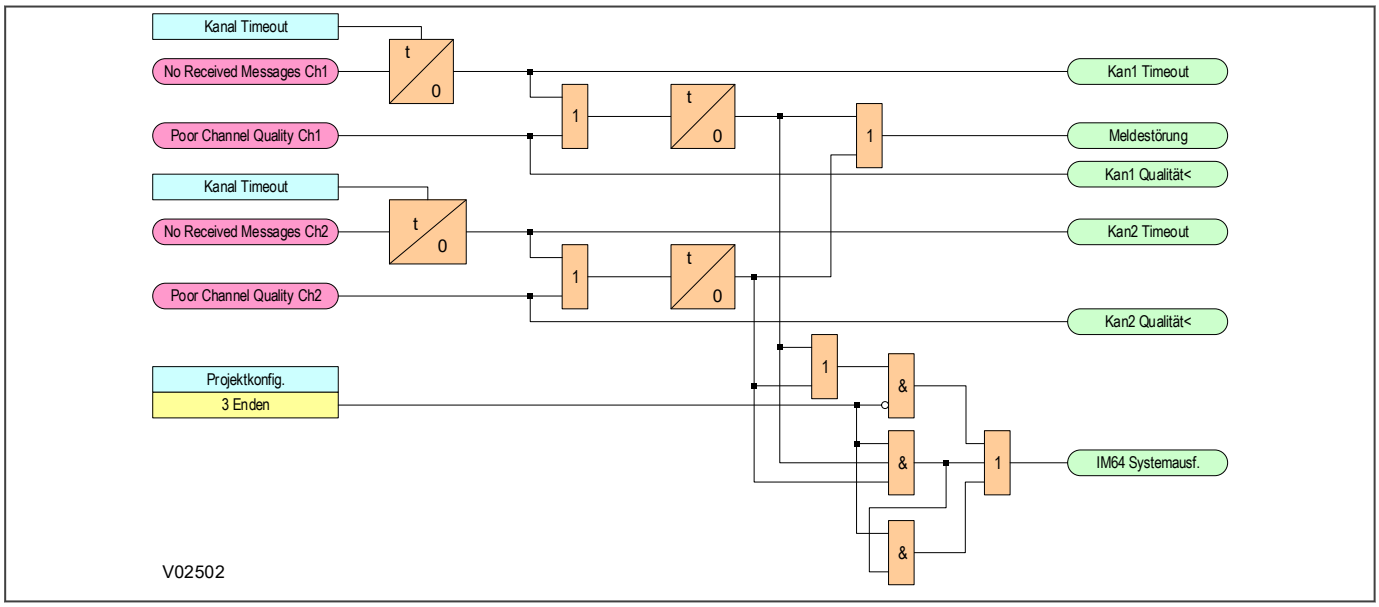


Abbildung 371: Kanal- und Schaltungsausfalllogik von IM64

Abbildung 372: Allgemeine Warnsignallogik von IM64

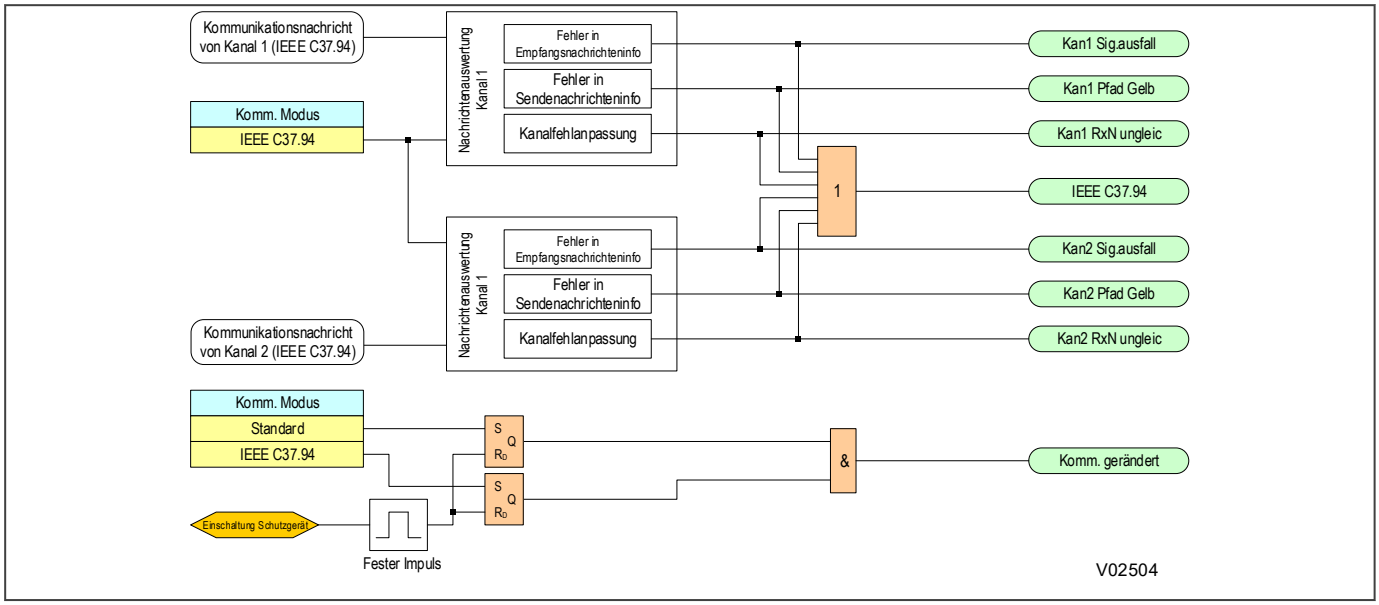


Abbildung 373: IM64-Kommunikationsmodus und IEEE C37.94-Warnsignale

21.5 ANWENDUNGSHINWEISE

Für die Leistung von Fernschutzschaltungen ist eine effektive Kommunikation erforderlich. Störungen der Kommunikationsverbindungen müssen erkannt und gemeldet werden, damit entsprechende Maßnahmen ergriffen werden können, um für den Schutz der Stromversorgungsanlage zu sorgen.

21.5.1 ALARMVERWALTUNG

Da die IM64-Kommunikation für die Leistung von Schaltungen sehr wichtig ist, wird ein umfassendes System eingesetzt, um die Qualität der Signale zu überwachen und Alarme zu generieren und zu melden. Die standardmäßige Alarmverwaltung der meisten Anwendungen genügt den Erfordernissen der Schaltung.

Bei manchen Anwendungen kann eine Anpassung der Alarmverwaltung erforderlich sein. Dafür können Sie die programmierbare Logik verwenden. Dieser Abschnitt enthält eine detaillierte Erklärung der Kommunikationswarnsignale, die in diesem Gerät integriert sind.

21.5.2 WARNLOGIK

Das Logikdiagramm zeigt die wichtigsten DDB-Signale, die IM64 zugeordnet sind. Einige der Signale sind einstellungs- oder hardwareabhängig. Beispielsweise stehen Warnungen des Kanals 2 bei einer einfachen Anwendung mit zwei Anschlüssen und einer Kommunikationsverbindung nicht zur Verfügung. In diesem Abschnitt wird die Logik erklärt, damit Sie verstehen, wie die Warnlogik für Ihre Anwendung einzurichten ist.

Die Nachrichten, die über jeden Kanal empfangen werden, werden einzeln auf ihre Qualität geprüft, um sicherzustellen, dass die IM64-Signalisierungsschaltung einsatzbereit ist. Wenn über eine Dauer, die der Einstellung ***Kanal Timeout*** entspricht, keine Nachricht eingeht oder die Signalqualität unter einen definierten Wert fällt, werden die DDB-Signale aktiviert (siehe Kanal- und Schaltungsausfalllogik von IM64).

Eine schlechte Qualität wird angezeigt, wenn der Prozentsatz der unvollständigen Nachrichten die Einstellung ***IM Alarm Stufe*** innerhalb einer Dauer von 100 ms (gleitendes Zeitfenster) überschreitet oder wenn die Kommunikationslaufzeit der IM64-Nachricht die Dauer ***Kan Max Laufzt.*** überschreitet (vorausgesetzt, dass die Einstellung ***Laufzeit Stat.*** aktiviert ist) oder wenn das Flag ***Kan MUX-Takt*** (nur in der IEEE C37.94-Konfiguration, nicht im Diagramm gezeigt) erhöht wurde, um auf eine falsche Baudrate hinzuweisen.

Wenn entweder das Signal ***Kan Timeout*** oder das Signal ***Kan Qualität<*** bei einem Warnzustand länger anhält als durch die Dauer der Einstellung ***Verz.Komm.Fehl.*** definiert ist, wird das Signal ***Meldestörung*** in Übereinstimmung mit der Einstellung „KommF Modus“ ausgegeben.

Bei Schaltungen mit zwei Anschlüssen (einschließlich Schaltungen mit zweifacher Redundanz) wird das Signal ***IM64 Systemausf.*** gleichzeitig mit dem Signal ***Meldestörung*** generiert. Bei Anwendungen mit drei Anschlüssen zeigt das Signal ***IM64 Systemausf.*** jedoch an, dass der gesamte Satz der Signalisierungsbits nicht von der Schaltung verarbeitet werden kann. Dies geschieht aufgrund der Selbstheilung der Anwendung mit drei Anschlüssen, wenn beide Kanäle an irgendeinem Anschluss keine gültigen Signale empfangen. In diesem Zustand wird sowohl ein Flag in der IM64-Nachrichtenstruktur generiert, das an beide entfernten Enden weitergegeben wird, als auch das lokale Signal ***IM64 Systemausf.*** . Bei Verwendung dieser Methode wird in Anwendungen mit drei Anschlüssen an allen drei Enden ein Schaltungsausfall angezeigt.

Die Schaltungsausfallsignalisierung wird generiert, wenn ein Gerät aufgrund eines Kommunikationsausfalls nicht in der Lage ist, Nachrichten zu empfangen. Das Sendegerät weiß nur, dass die Kommunikation mit einem entfernten Gerät fehlgeschlagen ist, wenn es eine Benachrichtigung vom entfernten Gerät empfängt. Wenn ein Gerät in den Prüfmodus geschaltet wird, werden die Informationen zum Kommunikationsausfall nicht an die entfernten Enden weitergegeben. Wenn der Kommunikationsausfall bidirektional ist, wird beim entfernten Gerät keine Anzeige ausgegeben. Wenn dadurch Betriebsprobleme verursacht werden, müssen eventuell weitere Signale einbezogen werden, um eine genauere Anzeige des Schaltungsausfalls zu ermöglichen.

Neben der konzeptionellen Kanal- und Schaltungsausfalllogik von IM64 sind zusätzliche DDB-Warnsignale verfügbar, die Prüfmodi zugeordnet sind, des Weiteren eine Neukonfiguration für Schaltungen mit drei Anschlüssen, sowie der Kommunikationsmodus („Standard“ oder „IEEE C37.94“), der in den Logikdiagrammen gezeigt ist.

Die meisten Signale sind dem IEEE C37.94-Kommunikationsmodus zugeordnet und werden nicht aktiviert, wenn der Kommunikationsmodus `Standard` gewählt ist. Die DDB-Logik „***Komm. gerändert***“ soll anzeigen, dass die Umschaltung zwischen den verschiedenen Kommunikationsmodi eine Aus- und Wiedereinschaltung des Geräts erfordert, damit die Änderung wirksam wird.

21.5.3 ERWEITERTE ÜBERWACHUNG EINER SCHALTUNG MIT ZWEI ENDEN

Bei Anwendungen mit zwei Anschlüssen sind die Signale ***Meldestörung*** und ***IM64 Systemausf.*** gleichzeitig aktiv. Die Grundanzeigen als solche, die an jedem Gerät zur Verfügung stehen, sollten nur als Anzeigen von lokalen Anschlüssen betrachtet werden. Wenn eine Fernanzeige erforderlich ist, um eine Schaltungsfunktion zu bestätigen, müssen zusätzliche Signale verwendet werden, um den Status an das entfernte Ende zu übermitteln. Eine Methode für diesen Zweck ist nachstehend dargestellt:

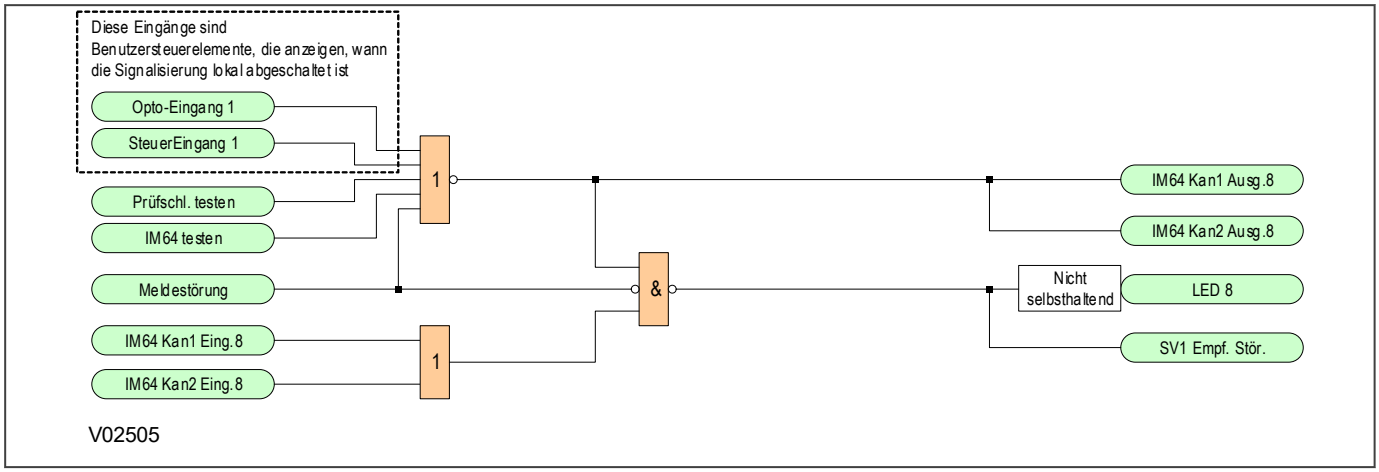


Abbildung 374: IM64 – erweiterte Überwachung einer Schaltung mit zwei Enden

In dieser Beispielschaltung werden mehrere Signale verwendet, um ein IM64-Signal permanent an den entfernten Anschluss zu übermitteln. Diese Signale berücksichtigen die lokale Verfügbarkeit, um IM64-Nachrichten, lokale Prüf-/Schleifenschaltungsmodi und andere externe Methoden zur Deaktivierung der Signalisierungsschaltung zu empfangen. Bei Aktivierung eines dieser Steuersignale wird die IM64-Nachricht zurückgesetzt (der Wert „0“ wird mit IM64-Bit 8 oder Bit 24 gesendet, wenn der Modus ***IM64 Erweitert*** `Freigegeben` ist). Dies bewirkt, dass beide Enden eine Warnung ausgeben (im Beispiel LED 8) oder dass die unterstützte Schaltung aufgrund des Kanalausfalls außer Betrieb gesetzt wird.

Diese Schaltung dient nur als Beispiel. Eventuell müssen Sie bei Ihrer Anwendung eine Anpassung vornehmen.

21.5.4 ERWEITERTE ÜBERWACHUNG EINER SCHALTUNG MIT DREI ENDEN

Das Beispiel einer IM64-Schaltung mit zwei Anschlüssen kann für Anwendungen mit drei Anschlüssen verwendet werden. Bei Anwendungen mit drei Anschlüssen wird jedoch das Signal ***IM64 Systemausf.***, das automatisch an alle Enden der Schaltung übermittelt wird, anstelle des Signals ***Meldestörung*** verwendet.

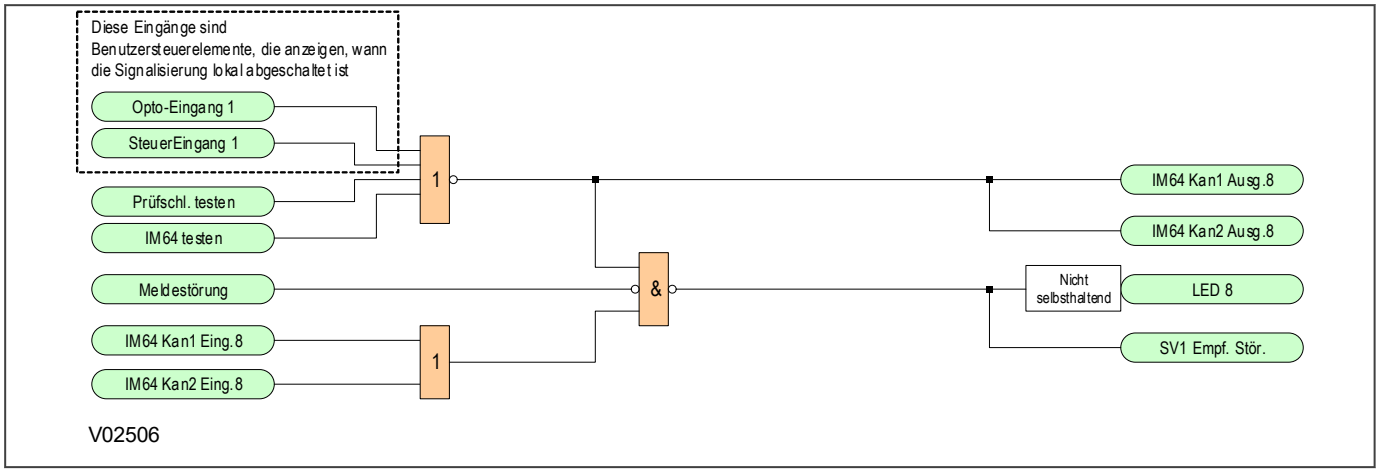


Abbildung 375: IM64 – erweiterte Überwachung einer Schaltung mit drei Enden

Wenn die beiden in diesem Beispiel gezeigten Kanäle an irgendeinem Anschluss keine Informationen empfangen, wird dies den anderen Anschlüssen gemeldet. Eine Warnung wird ausgegeben und die unterstützte Schaltung wird außer Betrieb gesetzt. Im obigen Beispiel werden auch die Prüfmodi und die lokale Umschaltung berücksichtigt, sodass allen Anschlüssen die Außerbetriebsetzung der Schaltung gemeldet wird, wenn ein Anschluss lokal deaktiviert ist.

Die oben dargestellte Logik dient nur als Beispiel. Eventuell müssen Sie bei Ihrer Anwendung eine Anpassung vornehmen.

KAPITEL 22

ELEKTRISCHER FERNSCHUTZ

22.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 608
Einführung 609
Fernschutzschaltungsprinzipien 610
Implementierung 611
Konfiguration 612
Anschließen an Electrical InterMiCOM 614
Anwendungshinweise 615

22.2 EINFÜHRUNG

Elektrischer Fernschutz ist eine optionale Funktion, die Kommunikationsverbindungen verwendet, um Schutzschaltungen zu erstellen. Er kann verwendet werden, um Festverdrahtung zwischen zweckgebundenen Ausgangskontakten und digitalen Eingangsschaltungen zu ersetzen. Zwei Geräte, die mit elektrischem Fernschutz ausgestattet sind, können miteinander verbunden werden und über eine Kommunikationsverbindung Befehle austauschen. Der typische Zweck ist die Bereitstellung von Fernschutzschaltungen.

Mithilfe der Duplexkommunikation können acht binäre Befehlssignale in jede Richtung zwischen den verbundenen Geräten gesendet werden. Die Kommunikationsverbindung entspricht dem EIA(RS)232-Standard. Anschlüsse können direkt oder über Modems verbunden werden. Alternativ können EIA(RS)232-Wandler für den Anschluss von anderen Medien wie beispielsweise Lichtwellenleiter verwendet werden.

Anhand von Kommunikationsstatistiken und Diagnosen können Sie die Intaktheit der Kommunikationsverbindung überwachen, und eine Prüfschleifenfunktion steht zur Unterstützung bei der Prüfung zur Verfügung.

22.3 FERNSCHUTZSCHALTUNGSPRINZIPIEN

Fernschutzschaltungen verwenden Signalisierung für die Übermittlung eines Auslösebefehls an entfernte Leistungsschalter, um Schaltungen zu trennen. In der Regel werden drei Arten von Fernschutzbefehlen verwendet:

- Direkte Auslösung
- Auslösung mit Freigabe
- Blockierschaltung

22.3.1 DIREKTE AUSLÖSUNG

Bei Anwendungen mit direkter Auslösung (was oft auch als „unmittelbare Fernauslösung“ bezeichnet wird) werden Fernschutzsignale direkt an ein Hauptauslösegerät gesendet. Nach Empfang eines Befehls wird der Leistungsschalter ohne weitere Qualifikation betätigt. Die Kommunikation muss zuverlässig und sicher sein, weil jedes Signal, das auf der Empfangsseite erkannt wird, eine Auslösung der Schaltung auf dieser Seite verursacht. Das Kommunikationssystem muss so ausgelegt sein, dass eine Störung in der Kommunikationsschaltung keine ungewollten Auslösungen verursacht. Wenn eine ungewollte Auslösung stattfindet, kann das Primärsystem unnötigerweise getrennt werden.

22.3.2 AUSLÖSUNG MIT FREIGABE

Befehle für die Auslösung mit Freigabe werden von einem Schutzgerät überwacht. Der Leistungsschalter wird ausgelöst, wenn der Empfang des Befehls mit einem „Anregungszustand“ zusammentrifft, der zum Zeitpunkt des Empfangs vom Schutz erkannt wird. Die Anforderungen für den Kommunikationskanal sind weniger streng als für Schaltungen mit direkter Auslösung, da der Empfang eines inkorrekten Signals mit einer „Anregung“ des Schutzes auf der Empfangsseite zusammentreffen muss, damit eine Auslösung stattfinden kann. Die Auslösung mit Freigabe wird verwendet, um die Auslösung bei Fehlern zu beschleunigen, die in einer Schutzzone auftreten.

22.4 IMPLEMENTIERUNG

Electrical InterMiCOM wird mithilfe einer Reihe von Einstellungen in der Spalte *INTERMICOM KOMM.*, mithilfe von Einstellungen in der Spalte *INTERMICOM KONF.* und mithilfe der programmierbaren Logik (PSL) konfiguriert.

Die acht Befehlssignale werden mithilfe der PSL des Geräts den DDB-Signalen zugeordnet.

An einen Fernanschluss gesendete Signale werden in der PSL als ***IM Ausgang 1*** – ***IM Ausgang 8*** bezeichnet. Vom Fernanschluss empfangene Signale werden als ***IM Eingang 1*** – ***IM Eingang 8*** bezeichnet.

Hinweis:
Ebenso wie das optionale Modem InterMiCOM sind manche Geräte mit einer Funktion namens InterMiCOM64 (IM64) erhältlich. Die Funktionen und die Zuweisung von Befehlen in InterMiCOM und InterMiCOM64 sind ähnlich, aber sie wirken unabhängig und werden unabhängig konfiguriert.

22.5 KONFIGURATION

Elektrischer Fernschutz ist mit IEC 60834-1:1999 konform. Für Ihre Anwendung können Sie einzelne Befehlssignale für die verschiedenen Anforderungen der Sicherheit, der Geschwindigkeit und der Abhängigkeit anpassen, wie in diesem Standard definiert.

Die Befehlssignale passen Sie mithilfe des Felds ***Betr.art Eing.#*** in der Spalte *INTERMICOM KONF.* an.

Ein Befehlssignal kann für Folgendes konfiguriert werden:

- Unmittelbare Fernauslösung durch Wahl von „Unmittelbar“ (dies ist die sicherste Signalisierung, die jedoch ein Zeitverzögerung zur Gewährleistung der Sicherheit mit sich bringt).
- Blockieranwendungen durch Wahl von „Blockierung“ (dies ist die schnellste Signalisierung).
- Anwendungen mit unmittelbarer Fernauslösung mit Freigabe durch Wahl von „Freigabe“ (abhängige Signalisierung für ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Geschwindigkeit und Sicherheit).

Sie können den Befehl mit der Option „Deaktivieren“ auch ausschalten.

Hinweis:
Bei Verwendung in Verbindung mit einer Einstellung gibt „#“ an, welches Bit für das Befehlssignal (1–8) konfiguriert wird.

Um sicherzustellen, dass Befehlssignale nur vom entsprechenden Empfänger verarbeitet werden, werden die Befehlssignale in einer Meldung verpackt (die auch als Telegramm bezeichnet wird). Die Meldung enthält ein Adressfeld. Ein Sendegerät legt in diesem Feld ein Muster fest. Ein Empfangsgerät muss so eingestellt sein, dass es mit diesem Muster im Adressfeld übereinstimmt, bevor auf Befehle reagiert wird. Es wurden sorgfältig zehn Muster ausgewählt, um für maximale Sicherheit zu sorgen. Sie müssen mithilfe der Felder ***Quelladresse*** und ***Empfangsadresse*** in der Spalte *INTERMICOM KOMM.* auswählen, welche Muster verwendet werden.

Der im Feld ***Quelladresse*** eingestellte Wert des übertragenden Geräts sollte mit dem im Feld ***Empfangsadresse*** eingestellten Wert übereinstimmen. Beispielsweise kann ***Quelladresse*** am lokalen Anschluss auf `1` und ***Empfangsadresse*** am Fernanschluss `1` gesetzt werden.

Die Einstellungen „Quelladresse“ und „Empfangsadresse“ des Geräts sollten auf verschiedene Werte gesetzt werden, um falsches Ansprechen unter unbeabsichtigten Prüfschleifenbedingungen zu vermeiden.

Wenn die gemeinsame Nutzung einer Kommunikationsverbindung durch mehrere Gerätepaare wahrscheinlich ist, sollten Sie jedes Gerätepaar so einstellen, dass es ein anderes Paar von Adresswerten verwendet.

Electrical InterMiCOM wurde entwickelt, um Schutz vor Rauschen an Kommunikationsverbindungen zu bieten. Bei starkem Rauschen kann die Kommunikation jedoch ausfallen. Wenn dies geschieht, wird eine Warnung ausgegeben, und Sie können mithilfe des Felds ***Betr.Fehl.Eing.#*** in der Spalte *INTERMICOM KONF.* wählen, wie die Eingangssignale verwaltet werden:

- Wenn Sie `verriegelt` wählen, kann der zuletzt empfangene gültige Befehl berücksichtigt werden, bis eine neue gültige Nachricht empfangen wird.
- Wenn Sie `Vorgabe` wählen, kehrt das Signal nach Ablauf der in der Einstellung ***Synchr.Timeout #*** definierten Dauer zu einem Vorgabewert zurück. Den Vorgabewert wählen Sie mithilfe der Einstellung ***Vorgabe Eing. #***.

Durch den nachfolgenden Empfang einer uneingeschränkt gültigen Nachricht wird die Warnung zurückgesetzt, und die neuen Befehlssignale werden verwendet.

Wie bei den oben beschriebenen Einstellungen müssen Sie in der programmierbaren Logik (PSL) Ein- und Ausgangssignale zuweisen. Verwenden Sie die Schaltflächen „Integral Tripping“ (Integrales Auslösen), um die Logik zu erstellen, die Sie anwenden möchten. Nachstehend wird ein typisches Beispiel gezeigt.

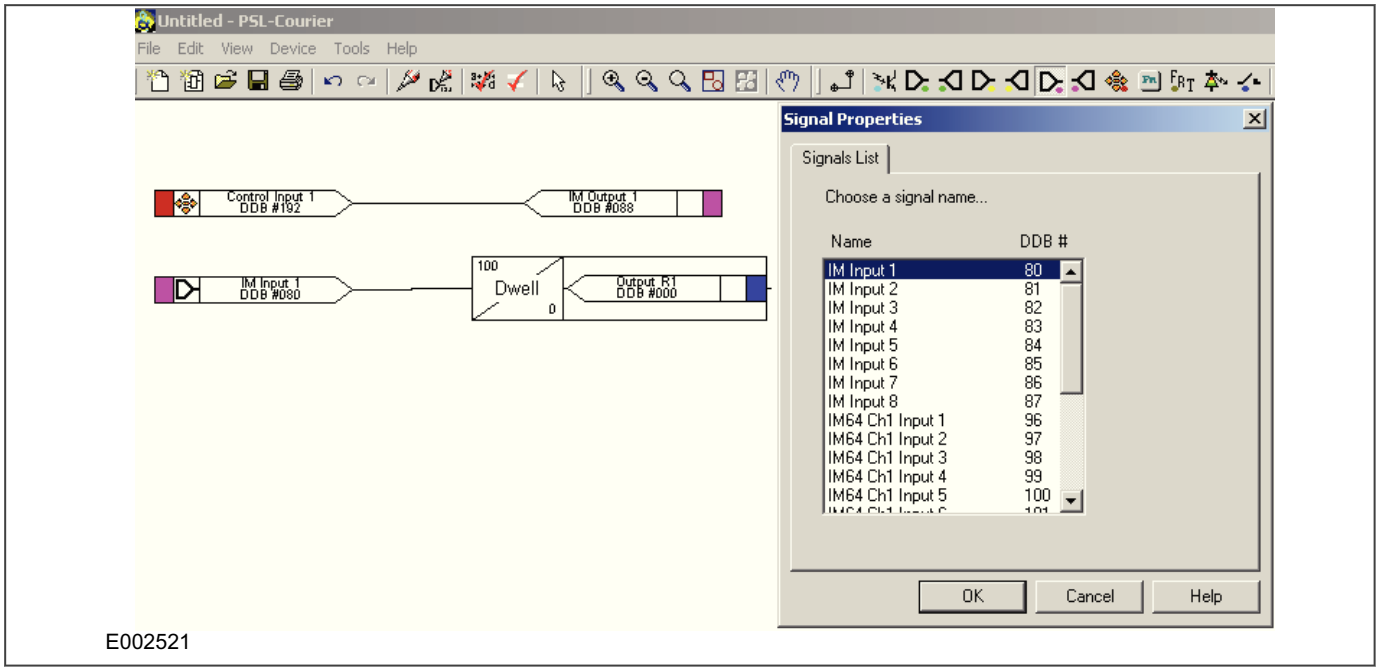


Abbildung 376: Beispiel einer Zuweisung von InterMiCOM-Signalen innerhalb der PSL

Hinweis:
Wenn ein Electrical InterMiCOM-Signal von einem lokalen Anschluss gesendet wird, reagiert nur der Fernanschluss auf den Befehl. Der lokale Anschluss reagiert nur auf Befehle, die am Fernanschluss ausgelöst werden.

22.6 ANSCHLIEßEN AN ELECTRICAL INTERMICOM

Electrical InterMiCOM verwendet EIA(RS)232-Kommunikation über einen 9-poligen Steckverbinder des Typs D. Der Steckverbinder ist mit SK5 bezeichnet und befindet sich am unteren Teil der zweiten rückseitigen Kommunikationsplatine. Der Anschluss ist als Standard-DTE (Data Terminating Equipment, Datenabschlusseinrichtung) konfiguriert.

22.6.1 KURZE DISTANZ

EIA(RS)232 ist nur für Verbindungen über kurze Distanz (weniger als 15 m) geeignet. Wenn diese Beschränkung kein Problem ist, ist eine direkte Verbindung zwischen Geräten möglich. In diesem Fall sollten Verbindungen zwischen Geräten wie in der nachstehenden Abbildung gezeigt hergestellt werden.

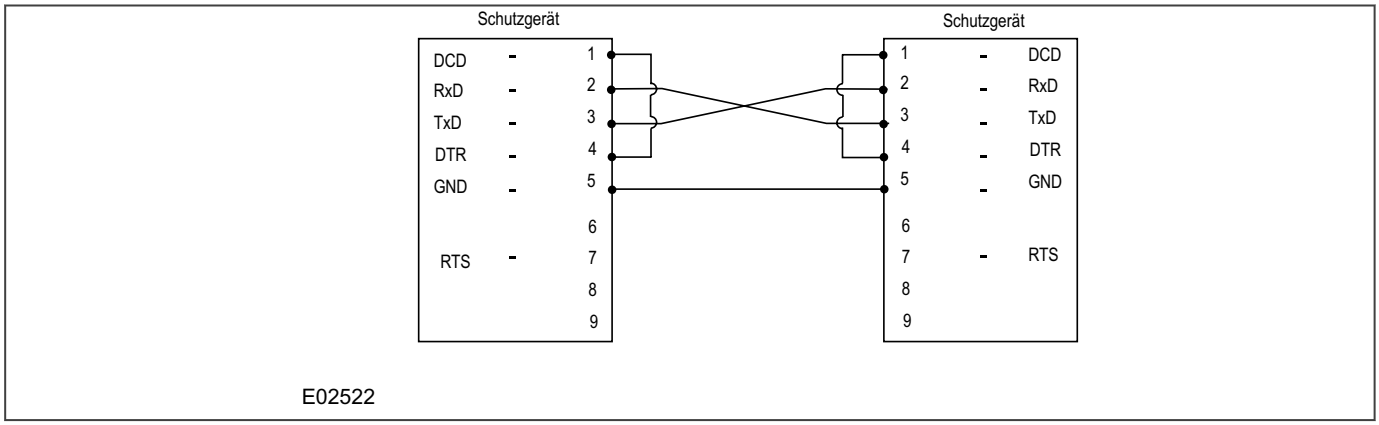


Abbildung 377: Direkte Verbindung

Bei einer direkten Verbindung kann generell die maximale Baudrate verwendet werden.

22.6.2 LANGE DISTANZ

EIA(RS)232 ist nur für Verbindungen über kurze Distanz (weniger als 15 m) geeignet. Wenn diese Beschränkung ein Problem ist, ist eine direkte Verbindung zwischen Geräten nicht möglich. In diesem Fall sollten Verbindungen zwischen Geräten wie in der nachstehenden Abbildung gezeigt hergestellt werden.

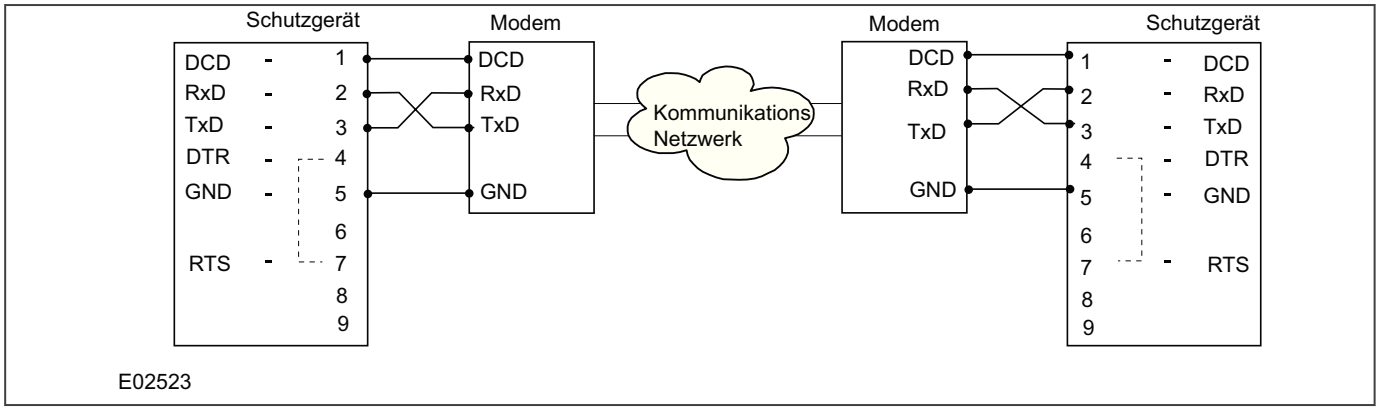


Abbildung 378: Indirekte Verbindung mithilfe von Modems

Diese Art der Verbindung sollte verwendet werden, wenn Geräte verbunden werden, welche die Fähigkeit der Steuerung der DCD-Leitung besitzen. Die Baudrate, die gewählt wird, sollte für das Kommunikationsnetz geeignet sein. Wenn das Modem nicht die DCD-Funktion unterstützt, sollte der DCD-Anschluss des Schutzgeräts mit dem DTR-Anschluss verbunden werden.

22.7 ANWENDUNGSHINWEISE

Electrical InterMiCOM-Einstellungen sind in zwei Spalten enthalten: *INTERMICOM KOMM.* und *INTERMICOM KONF.*. Die Spalte *INTERMICOM KOMM.* enthält alle Einstellungen, die benötigt werden, um die Kommunikation sowie die Kanalstatistiken und Diagnoseeinrichtungen zu konfigurieren. In der Spalte *INTERMICOM KONF.* ist der Modus der einzelnen Befehlssignale sowie deren Funktionsweise im Falle eines Signalisierungsfehlers festgelegt.

Kurze metallische Direktverbindungen und Verbindungen mit LWL-Wandlern werden im Allgemeinen auf die höchste Signalisierungsgeschwindigkeit von 19200 b/s eingestellt. Aufgrund dieser hohen Signalisierungsrate ist der Unterschied zwischen den direkten Signalen, Freigabesignalen und Blockiersignalen klein. Das bedeutet, dass Sie für alle Befehle den sichersten Signalisierungsbefehl (unmittelbare Fernauslösung) wählen können. Dies tun Sie mit den ***Betr.art Eing.#***-Einstellungen. Für diese Anwendungen sollten Sie die Einstellung ***Betr.Fehl.Eing.#*** auf `Vorgabe` setzen. Auch sollten Sie eine minimale beabsichtigte Verzögerung einstellen, indem Sie ***Synchr.Timeout #*** auf 10 ms setzen. Dadurch wird sichergestellt, dass der Befehl nach Empfang von zwei aufeinander folgenden fehlerhaften Nachrichten unverzüglich zum Vorgabewert zurückkehrt, bis eine neue gültige Nachricht empfangen wird.

Bei Anwendungen, die Modem- und/oder Multiplexverbindungen verwenden, ist der Kompromiss zwischen Geschwindigkeit, Sicherheit und Abhängigkeit kritischer. Die Wahl der schnellsten Baudrate (Datenrate) zum Erreichen der maximalen Geschwindigkeit mag attraktiv erscheinen, führt aber wahrscheinlich zu einer Erhöhung der Kosten der Telekommunikationsausrüstung. Auch sind Telekommunikationsdienste, die mit hohen Datenraten arbeiten, störungsanfälliger und leiden unter längeren Neusynchronisierungszeiten nach Unterbrechungen. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren empfehlen wir eine maximale Baudrateneinstellung von 9600 bit/s. Bei abnehmenden Baudraten wird die Kommunikation stabiler und es treten weniger Unterbrechungen auf, aber die Signalisierungszeiten werden insgesamt länger.

Bei langsameren Baudraten ist die Wahl des Signalisierungsmodus von Wichtigkeit. Auch sollten Sie bedenken, was in Perioden mit Rauschen passiert, in denen die Struktur und der Inhalt von Nachrichten verloren gehen kann.

- Im Modus „Blockierung“ ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass in einer Umgebung mit Rauschen ein Befehl empfangen wird. In diesem Fall empfehlen wir Ihnen, die Einstellung ***Betr.Fehl.Eing.#*** auf `Vorgabe` zu setzen, wobei die Einstellung ***Synchr.Timeout #*** angemessen lang sein sollte. Setzen Sie ***Vorgabe Eing. #*** auf 1. Dadurch wird ein Ersatz für ein empfangenes Blockiersignal und Ausfallsicherheit für Blockierschaltungen bereitgestellt.
- Im „Direktmodus“ ist die Wahrscheinlichkeit klein, dass in einer Umgebung mit Rauschen Befehle empfangen werden. In diesem Fall empfehlen wir Ihnen, die Einstellung ***Betr.Fehl.Eing.#*** auf `Vorgabe` zu setzen, wobei die Einstellung ***Synchr.Timeout #*** kurz sein sollte. Setzen Sie ***Vorgabe Eing. #*** auf 0. Das bedeutet, dass InterMiCOM den Vorgabewert verwendet, wenn eine fehlerhafte Nachricht empfangen wird. Dadurch wird ein Ersatz für ein nicht empfangenes Fernauslösungssignal und Ausfallsicherheit für Schaltungen mit unmittelbarer Fernauslösung bereitgestellt.
- Im „Modus mit Freigabe“ liegt die Wahrscheinlichkeit des Empfangs eines gültigen Befehls unter verrauschten Kommunikationsbedingungen irgendwo zwischen der Wahrscheinlichkeit des Modus „Blockierung“ und des Modus „Unmittelbaren Fernauslösung“. In diesem Fall empfehlen wir Ihnen, die Einstellung ***Betr.Fehl.Eing.#*** auf `verriegelt` zu setzen.

In der nachstehenden Tabelle sind empfohlene ***Synchr.Timeout #***-Einstellungen für die verschiedenen Signalisierungsmodi und Baudraten aufgeführt:

	Empfohlene minimale „Synchr.Timeout #“-Einstellung			
Baudrate	**Modus „Unmittelbare Fernauslösung“**	**Blockiermodus**	**Mindesteinstellung (ms)**	**Höchsteinstellung (ms)**
600	100	250	100	1500
1200	50	130	50	1500
2400	30	70	30	1500
4800	20	40	20	1500

	Empfohlene minimale „Synchr.Timeout #“-Einstellung			
Baudrate	**Modus „Unmittelbare Fernauslösung“**	**Blockiermodus**	**Mindesteinstellung (ms)**	**Höchsteinstellung (ms)**
9600	10	20	10	1500
19200	10	10	10	1500

Hinweis:
Da wir die Einstellung „verriegelt“ empfohlen haben, enthält die Tabelle keine Empfehlungen für den „Modus mit Freigabe“. Wenn Sie jedoch den „Vorgabe“-Modus wählen, sollten Sie ***Synchr.Timeout #*** *auf einen Wert setzen, der größer als die oben empfohlenen Werte ist. Wenn Sie* ***Synchr.Timeout #*** *auf einen Wert setzen, der kleiner als die oben angegebene Mindesteinstellung ist, kann das Gerät eine gültige Änderung in einer Nachricht als fehlerhaft interpretieren.*

Für die Kommunikationsfehlerwarnung empfehlen wir eine Einstellung von 25 %.

KAPITEL 23

KOMMUNIKATION

23.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Gerät unterstützt mit mehreren Schnittstellen und einer Auswahl von Datenprotokollen die Kommunikation für Schaltanlagenleittechnik (Substation Automation System, SAS) und Überwachung, Steuerung und Datenerfassung (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA).

Alle Geräte unterstützen die stabile serielle Kommunikation für SCADA- und SAS-Anwendungen. Alternativ kann jedes Gerät Ethernet-Kommunikation für IEC 61850, Cybersicherheit und Fernzugriff unterstützen, entweder über einen Einzelanschluss oder industrienormkonforme redundante Anschlüsse.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 618

Kommunikationsschnittstellen 619

Serielle Kommunikation 620

Versionen der Ethernet-Karte 623

Kartenverbindungen 624

Ethernet-Konfiguration 626

Redundanzprotokolle 628

Simple Network Management Protocol (SNMP) 634

Datenprotokolle 639

Zeitsynchronisierung 670

23.2 KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLEN

Die Geräte verfügen über eine Reihe von standardmäßigen und optionalen Kommunikationsschnittstellen. Die standardmäßige und optionale Hardware sowie die zugehörigen Protokolle sind in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst:

Port	Verfügbarkeit	Physische Schnittstelle	Verwendung	Datenprotokolle
Vorderseite	Standard	USB-Typ B	Lokale Einstellungen	Courier
Rücks. Port 1 (RP1 Kupfer)	Standard	RS232/RS485/K-Bus	SCADA Ferneinstellungen	Courier, IEC 60870-5-103, DNP3.0
Rücks. Port 1 (RP1 Glasfaser)	Optional	Glasfaser	SCADA Ferneinstellungen	Courier, IEC 60870-5-103, DNP3.0
Rücks. Port 2 (RP2)	Optional	RS232/RS485/K-Bus	SCADA Ferneinstellungen	SK4: nur Courier SK5: nur InterMiCOM
Ethernet	Optional	Ethernet	IEC 61850 Ferneinstellungen	IEC 61850, Courier Tunnel

Hinweis:
Optionale Kommunikationskarten werden immer in Steckplatz A installiert. Da es nur möglich ist, eine optionale Kommunikationskarte einzubauen, schließen sich RP2- und Ethernet-Kommunikation gegenseitig aus, ausgenommen ZN0098005, wo sowohl Ethernet- als auch serielle Protokolle unterstützt werden.
Bei RP1 kann über das Menü KOMMUNIKATION jedes der Datenprotokolle einzeln ausgewählt werden (es ist nicht mehr nötig, ein Datenprotokoll als Bestelloption auszuwählen).

23.3 SERIELLE KOMMUNIKATION

Es folgen die Standards der Bitübertragungsschicht für die serielle Kommunikation für SCADA-Zwecke:

- EIA(RS)485 (oft abgekürzt auf RS485)
- K-Bus (eine spezielle Ausführung von RS485)

USB wird für die lokale Kommunikation mit dem Schutzgerät (Übertragung von Einstellungen und Herunterladen von Firmware-Updates) verwendet.

RS485 ähnelt RS232, ist aber für längere Entfernungen konzipiert und erlaubt serielle Prioritätsschaltungen und Mehrpunktschaltungen von Schutzgeräten.

K-Bus ist ein spezifisches Protokoll, das RS485 ähnlich ist, aber nicht über dieselbe Verbindung wie RS485 eingesetzt werden kann. Anders als bei RS485 sind K-Bus-Signale an zwei Anschlusspunkten nicht polarisiert.

Es ist wichtig zu wissen, dass es sich dabei nicht um Datenprotokolle handelt. Es werden nur die physischen Eigenschaften beschrieben, die für zwei Geräte erforderlich sind, die miteinander kommunizieren.

Eine Beschreibung des K-Bus-Standards finden Sie unter K-Bus (seite621) und in R6509, K-Bus Interface Guide (Handbuch zur K-Bus-Schnittstelle) von GE Vernova.

Eine vollständige Beschreibung von RS485 steht im veröffentlichten Standard zur Verfügung.

23.3.1 VORDERSEITIGER USB-ANSCHLUSS

Die USB-Schnittstelle verwendet das proprietäre Courier-Protokoll für lokale Kommunikation mit der Anwendungssoftware für Einstellungen MiCOM S1 Agile.

Diese ist für den vorübergehenden Vor-Ort-Anschluss gedacht und nicht für einen permanenten Anschluss geeignet. Diese Schnittstelle verwendet eine feste Baudrate von 19200 Bit pro Sekunde, einen 11-Bit-Datenblock (acht Datenbits, ein Startbit, ein Stoppbit, ein gerades Paritätsbit) und eine feste Geräteadresse „1“.

Die USB-Schnittstelle ist ein Typ-B-Anschluss. Normalerweise wird ein Typ-A-zu-Typ-B-USB-Kabel für die Kommunikation zwischen MiCOM S1 Agile und dem Schutzgerät benötigt.

23.3.2 EIA(RS)485-BUS

Die RS485-Zweidrahtverbindung bietet eine voll isolierte serielle Halbduplexverbindung für das Schutzgerät. Die Verbindung ist polarisiert, aber es gibt keine vereinbarte Definition für die Anschlüsse. Wenn das Master-Gerät nicht mit dem Gerät kommunizieren kann, und die Kommunikationsparameter übereinstimmen, ist vermutlich die Zweidraht-Verbindung vertauscht.

Der RS485-Bus muss an jedem Ende mit Abschlusswiderständen (120 Ω 0,5 W zwischen den Signalleitungen abgeschlossen sein.

Der RS485-Standard verlangt, dass jedes Gerät direkt mit dem vorhandenen Bus verbunden ist. Stichleitungen und Verzweigungen sind nicht erlaubt. Schleifenbus- und Sterntopologien sind nicht Teil des RS485-Standards und sind ebenfalls nicht erlaubt.

Es müssen abgeschirmte, paarig verdrillte Zweileiterkabel verwendet werden. Die endgültige Kabelspezifikation hängt von der Anwendung ab, obwohl ein mehradriges Kabel (0,5 mm^2 pro Leiter) normalerweise angemessen ist. Die Gesamtlänge des Kabels darf 1000 m nicht überschreiten. Es ist wichtig, Kreisstrom zu vermeiden, wodurch störendes Rauschen und Interferenzen verursacht werden können. Dies ist insbesondere Kabeln der Fall, die zwischen Gebäuden verlegt sind. Aus diesem Grunde sollte die Abschirmung kontinuierlich und nur an einem Ende an Erde gelegt sein, normalerweise am Hauptverbindungspunkt.

Das RS485-Signal ist ein Differentialsignal, und es gibt keinen Signalerdanschluss. Wenn eine Signalerdverbindung im Buskabel vorhanden ist, muss sie ignoriert werden. Diese Verbindung sollte zu keinem Zeitpunkt an dem Kabelschirm oder das Gehäuse des Produkts angeschlossen sein. Dies ist aus Gründen der Sicherheit und der Vermeidung von Störungen erforderlich.

Es kann notwendig sein, die Signalleitungen zu stabilisieren, um Jabber zu vermeiden. Jabber tritt auf, wenn der Signalpegel einen unbestimmten Status hat, weil der Bus nicht aktiv angesteuert wird. Dies kann auftreten, wenn alle Slave-Geräte im Empfangsmodus sind, und das Master-Gerät zu langsam vom Empfangs- in den Sendemodus wechselt. Dies kann darauf zurückzuführen sein, dass das Master-Gerät im Empfangsmodus (d. h. in einem hochohmigen Zustand) wartet, bis es etwas zu übertragen hat. Jabber bewirkt, dass das/die empfangende(n) Gerät/Geräte die ersten Bits des ersten Zeichens im Paket übergeht/ übergehen, was dazu führt, dass das Slave-Gerät die Nachricht zurückweist und demzufolge nicht antwortet. Symptome, die aus diesem Zustand resultieren, sind schlechte Antwortzeiten (aufgrund von Neuversuchen), eine erhöhte Zahl von Fehlermeldungen, unregelmäßige Kommunikation oder sogar ein vollständiger Kommunikationsausfall.

23.3.2.1 EIA(RS)485-ANFORDERUNGEN BEZÜGLICH VORSPANNUNG

Die Stabilisierung erfordert, dass die Signalleitungen leicht auf einen festgelegten Spannungspegel von ca. 1 V gebracht werden. An der Sammelschiene sollte es nur einen Stabilisierungspunkt geben, am besten am Anschluss des Master-Geräts. Die für die Vorspannung verwendete Gleichstromquelle muss störungsfrei sein, um eine Einspeisung von Störsignalen zu verhindern.

Hinweis:
Einige Geräte verfügen eventuell über die Fähigkeit, für die Stabilisierung der Sammelschiene zu sorgen. In einem solchen Fall sind keine externen Komponenten erforderlich.

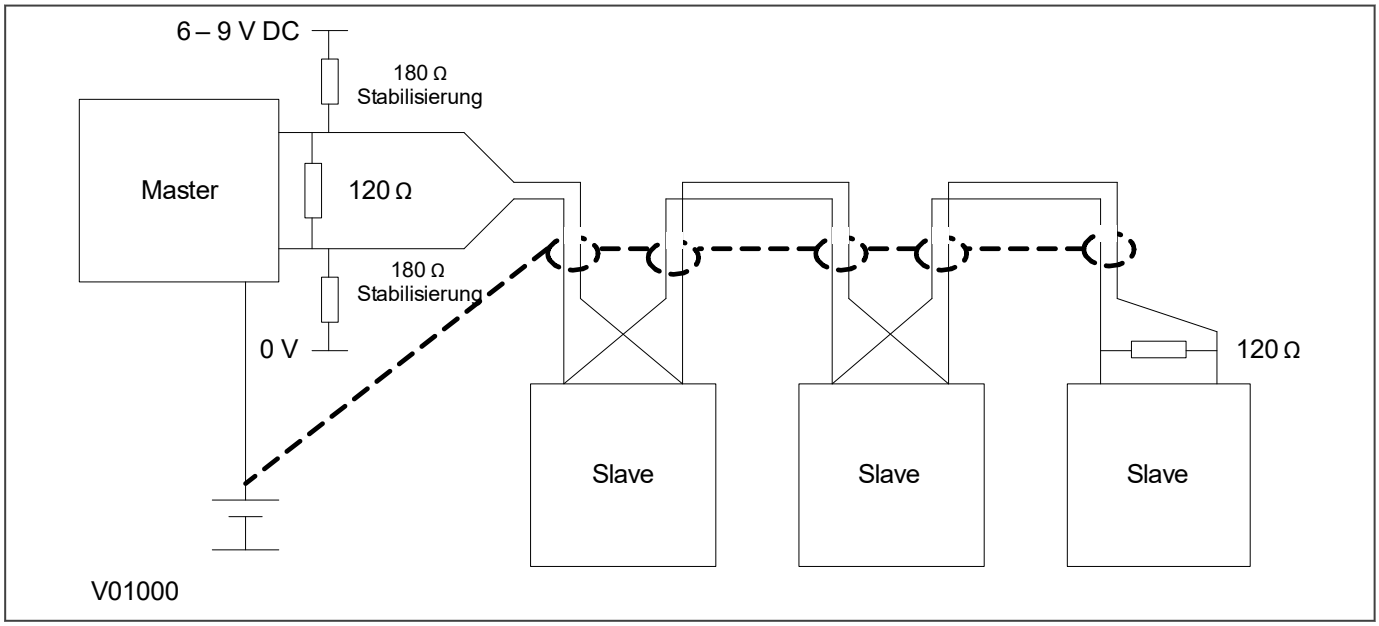


Abbildung 379: RS485-Stabilisierungsschaltung

Warnung:
Es ist äußerst wichtig, dass die Abschlusswiderstände (120 Ohm) installiert werden. Anderenfalls kann die Vorspannung zu hoch sein und die am Bus angeschlossenen Geräte beschädigen.

23.3.3 K-BUS

K-Bus ist ein stabiles Signalisierungsverfahren, das auf RS485-Spannungen basiert. K-Bus bietet Nachrichtenrahmung, die auf einem synchronen HDLC-Protokoll (64 kbit/s) und FM0-Modulation basiert, wodurch die Übertragungsgeschwindigkeit und Sicherheit erhöht wird.

Die rückseitige Schnittstelle dient zum permanenten Anschluss für K-Bus und ermöglicht eine Mehrpunktverbindung.

Eine K-Bus-Abzweigleitung besteht aus bis zu 32 Schutzgeräten, die durch paarig verdrillte Kabel in einer Mehrpunktanordnung zusammengeschaltet sind. Die paarig verdrillte K-Bus-Verbindung ist nicht polarisiert.

Es ist nicht möglich, einen normalen Konverter zum Konvertieren von EIA(RS)232 nach EIA(RS)485 zu verwenden, um IEC 60870-5 FT1.2-Datenblöcke in K-Bus zu konvertieren. Zu diesem Zweck muss ein Protokollkonverter, nämlich KITZ101 oder KITZ102, verwendet werden. Wenden Sie sich bitte bezüglich der Spezifikation und der Bereitstellung von KITZ-Geräten an GE Vernova. Die folgende Abbildung zeigt eine typische K-Bus-Verbindung.

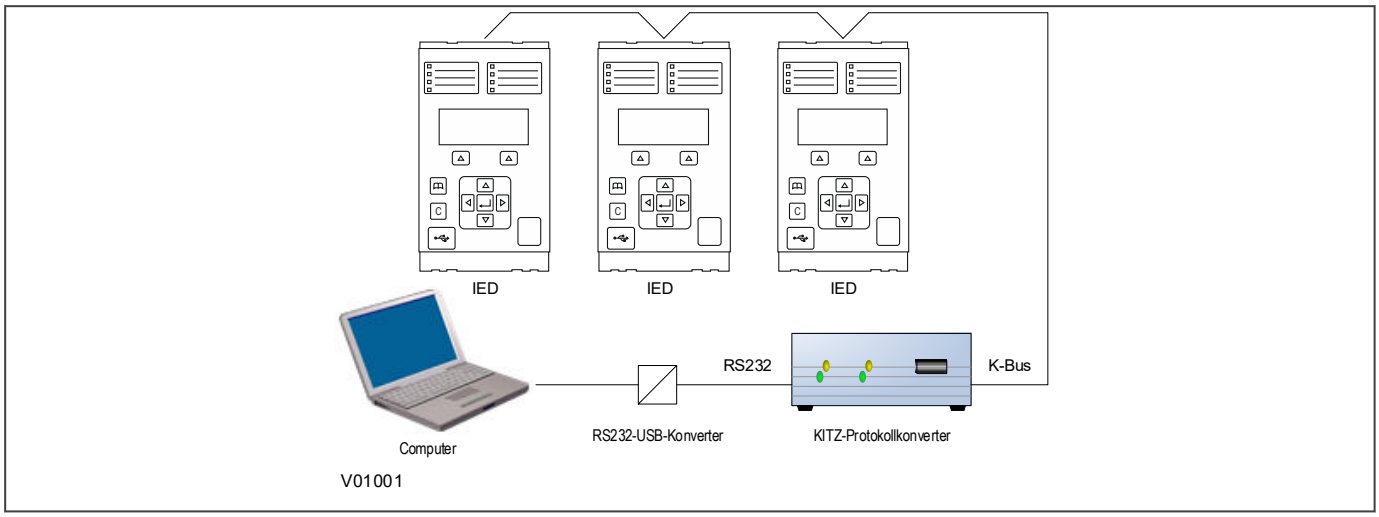


Abbildung 380: Fernkommunikation mit K-Bus

Hinweis:
Ein RS232-USB-Konverter wird nur dann benötigt, wenn der lokale Computer keinen RS232-Anschluss hat.

Weitere Informationen zu K-Bus finden Sie in der auf Anfrage erhältlichen Publikation R6509: K-Bus Interface Guide (Handbuch zur K-Bus-Schnittstelle).

23.4 VERSIONEN DER ETHERNET-KARTE

Jede Karte kombiniert Ethernet-Kommunikation mit der Universal-IRIG-B-Zeitsteuerfunktion. Es steht eine Auswahl von integrierten Protokollen für die Ethernet-Kommunikation zur Verfügung, sowie eine Option, die auch Unterstützung für serielle Protokolle bietet.

Kartenvarianten

Platine	Teilenummer	Kompatibel mit
Ein LC-Duplex-Ethernet-Anschluss mit Universal-IRIG-B und IEEE1588 und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss	ZN0098 001	Ethernet-Netzwerk, keine systemeigene Redundanz.
Zwei redundante RJ45-Duplex-Ethernet-Anschlüsse mit RSTP, PRP, HSR und Failover (zwei Kupferleiterpaare), mit integriertem Universal-IRIG-B, IEEE 1588 und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss	ZN0098 002	Jedes PRP-, HSR-, RSTP- oder Standard-Ethernet-Netzwerk
Zwei redundante LC-Duplex-Ethernet-Anschlüsse mit RSTP, PRP, HSR und Failover (zwei LWL-Paare), mit integriertem Universal-IRIG-B, IEEE 1588 und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss	ZN0098 003	Jedes PRP-, HSR-, RSTP- oder Standard-Ethernet-Netzwerk
Zwei redundante LC-Duplex-Ethernet-Anschlüsse mit RSTP, PRP, HSR und Failover (zwei LWL-Paare), mit seriellen LWL-ST-Anschlüssen und integriertem Universal-IRIG-B, IEEE 1588 und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss	ZN0098 005	Jedes PRP-, HSR-, RSTP- oder Standard-Ethernet-Netzwerk. An der seriellen Courier-Schnittstelle, IEC 60870-5-103, DNP3

Bei Verwendung einer der Karten für das redundante Ethernet in einem Schutzgerät wird das Endgerät zwei MAC-Adressen haben und zwei IP-Adressen erfordern, eine für den Wartungsanschluss (NP1) für Verwaltungszwecke und eine für die Stationsbuskommunikation (NP2) des Schutzgeräts. Beide werden mithilfe des IED Configurator von MiCOM S1 Agile, Version 3.1 oder höher, eingestellt.

Alle Ethernet-Verbindungen werden über 100BaseFx-Ethernet-Anschlüsse mit Multimode-Glasfaseroptik 1300 nm (LC-Verbinder) hergestellt. Die Karte unterstützt IEC 61850 über Ethernet.

23.5 KARTENVERBINDUNGEN

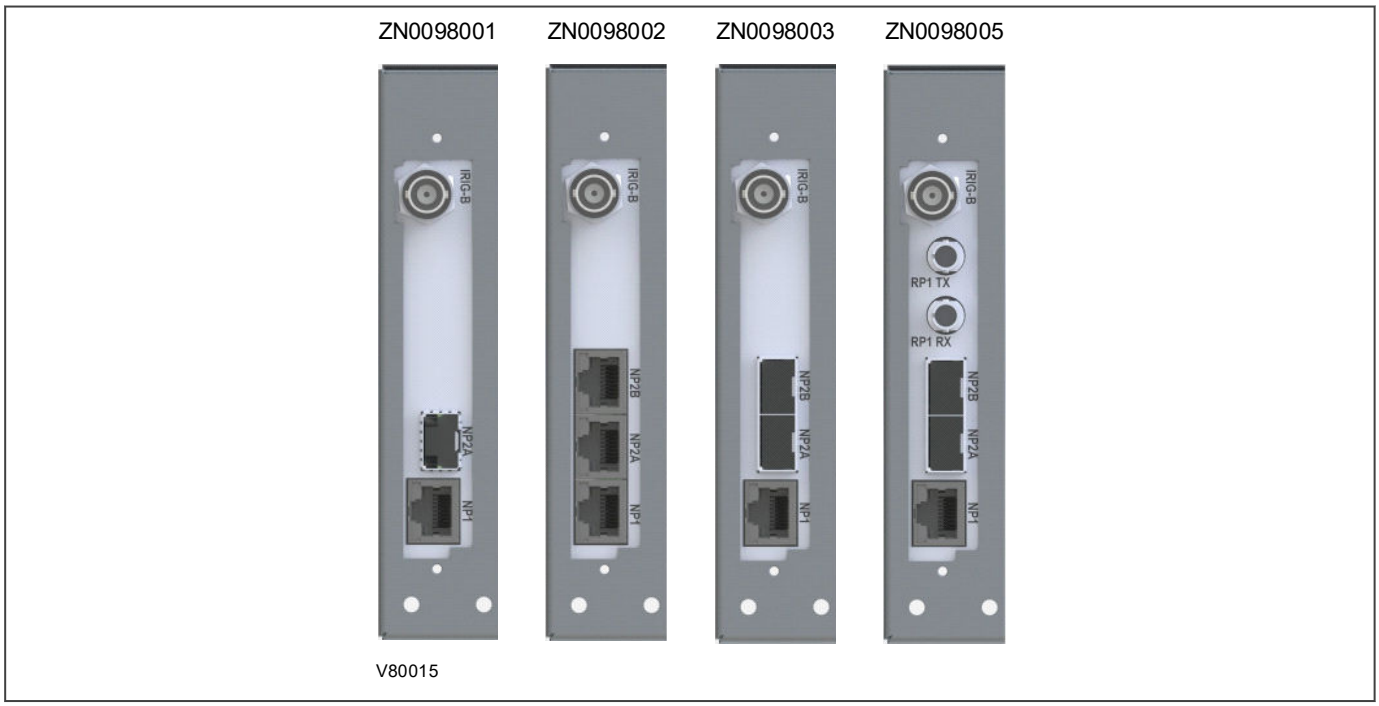


Abbildung 381: Kartenverbinder

IRIG-B-Anschluss

- Mittelanschluss: Signal
- Außenanschluss: Erde

RJ45-Steckverbinder (NP1, NP2A und NP2B optional)

Stift	Signalname	Signaldefinition
1	TXP	Senden (positiv)
2	TXN	Senden (negativ)
3	RXP	Empfangen (positiv)
4	-	Ohne Funktion
5	-	Ohne Funktion
6	RXN	Empfangen (negativ)
7	-	Ohne Funktion
8	-	Ohne Funktion

LC-LWL-Steckverbinder (NP2A und NP2A optional)

Steckverbinder	SFP
L1	TX
L2	RX

LWL-Steckverbinder (nur ST an Teil ZN0098005)

Steckverbinder	Courier seriell, IEC 60870-5-103, DNP3
RP1	TX
RP1	RX

23.6 ETHERNET-KONFIGURATION

Die gesamte Konfiguration für den Überwachungs-/Serviceanschluss und den Stationsbusanschluss wird im **IED Configurator** durchgeführt.

Der Überwachungs-/Serviceanschluss ist mit „Netzwerkanschluss 1“ benannt und der redundante IEC 61850-Stationsbusanschluss mit „Netzwerkanschluss 2“.

Netzwerkanschluss 1 (NP1) und Netzwerkanschluss 2 (NP2) haben unabhängige IP-Adress- und Teilnetzkonfigurationsparameter, wie im nachstehenden Unterabschnitt beschrieben. Diese Parameter können in IED Configurator oder optional von der Bedienfeld-Benutzerschnittstelle aus konfiguriert werden.

Die IP-Adressen können im Bereich von 0.0.0.0 bis 223.255.255.255 liegen. Das bedeutet das, dass eine Konfiguration als Adresse der Klasse A, B oder C möglich ist.

-klasse	Adressbereich
L1	0.0.0.0 bis 127.255.255.255
L2	128.0.0.0 bis 191.255.255.255
L3	192.0.0.0 bis 223.255.255.255

Die NP1- und NP2-IP-Adressen müssen im gleichen Teilnetz konfiguriert werden.

Die primären und sekundären Server-IP-Adressen für RADIUS, syslog und SNMP müssen ebenfalls in diesen Bereichen liegen.

23.6.1 NETZWERKKONFIGURATION

So legen Sie die IP-Adresse des Überwachungs-/Serviceanschlusses fest:

1. Klicken Sie im Hauptfenster auf den Abschnitt **Kommunikation**.
2. Navigieren Sie zum Netzwerkanschluss 1.
3. Geben Sie die erforderlich IP-Adresse, Netzwerkmaske und das Gateway ein.
4. Die Medien sind nicht für den Serviceanschluss konfigurierbar, da sie immer RJ45-Kupferanschlüsse sind.

So legen Sie die IP-Adresse des Stationsbusanschlusses fest:

1. Klicken Sie im Hauptfenster auf den Abschnitt **Kommunikation**.
2. Navigieren Sie zum Netzwerkanschluss 2.
3. Geben Sie die erforderlich IP-Adresse, Netzwerkmaske und das Gateway ein.
4. Im Abschnitt „Netzwerkanschluss 2 – allgemein“ werden die Redundanzoptionen verfügbar.
5. Wenn die Karte Redundanz unterstützt, wählen Sie das gewünschte redundante Protokoll (Failover, RSTP, PRP oder HSR).
6. Jedes Protokoll hat eigene protokollspezifische Einstellungen, die in den Abschnitten der einzelnen Protokolle beschrieben sind.
7. Die Medien sind nicht für den Stationsbusanschluss konfigurierbar, da sie immer entsprechend dem Bestellcode aktiviert sind. Der Medienabschnitt ist nur für veraltete Karten verfügbar.

23.6.2 PRP-KONFIGURATION

So gehen Sie vor, um PRP-Parameter anzuzeigen oder zu konfigurieren:

1. Setzen Sie den Redundanzbetrieb auf **PRP**.
   - **Multicast-Adresse**: Verwenden Sie diese Zelle, um die Multicast-Zieladresse zu konfigurieren. Alle DANPs im Netzwerk müssen so konfiguriert werden, dass sie dieselbe Multicast-Adresse für den Zweck der Netzwerküberwachung verwenden.
   - **Lebensdauerprüfintervall**: Definiert, wie oft ein Knoten einen PRP_Supervision-Datenblock sendet. Alle DANPs müssen mit dem gleichen Lebensdauerprüfintervall konfiguriert werden.

23.6.3 HSR-KONFIGURATION

So gehen Sie vor, um HSR-Parameter anzuzeigen oder zu konfigurieren:

Setzen Sie den Redundanzbetrieb auf HSR.

- **Multicast-Adresse**: Verwenden Sie diese Zelle, um die Multicast-Zieladresse zu konfigurieren. Alle DANPs im Netzwerk müssen so konfiguriert werden, dass sie dieselbe Multicast-Adresse für den Zweck der Netzwerküberwachung verwenden.
- **Lebensdauerprüfintervall**: Definiert, wie oft ein Knoten einen HSR-Überwachungsdatenblock sendet. Alle DANPs müssen mit dem gleichen Lebensdauerprüfintervall konfiguriert werden.

23.6.4 RSTP-KONFIGURATION

So gehen Sie vor, um RSTP-Parameter anzuzeigen oder zu konfigurieren:

Setzen Sie den Redundanzbetrieb auf **RSTP**.

Parameter	Voreinstellungswert (zweiter)	Mindestwert (zweiter)	Höchstwert (zweiter)
Max. Brückenalter	20	6	40
Brückenansprechzeit	2	1	10
Brückenübermittlungsverzögerung	15	4	30
Bridge Priority	32768	0	61440

23.6.5 FAILOVER-KONFIGURATION

So gehen Sie vor, um Failover-Parameter anzuzeigen oder zu konfigurieren:

1. Setzen Sie den Redundanzbetrieb auf **Failover**.
   - Anhand der Optionsfelder „Port A“ und „Port B“ können Sie den Hauptanschluss für die Ausfallsicherung (Failover) auswählen. Der Name des Anschlusses in der Karte wird ebenfalls gezeigt.
   - Die Failover-Zeit definiert, wie lange der Redundanz-Switch braucht, um auszulösen. Der Mindestwert ist 2 s.

23.6.6 KONFIGURATION DER SNTP-IP-ADRESSE

So konfigurieren Sie die IP-Adresse des SNTP-Servers:

1. Klicken Sie im Hauptfenster auf die Schaltfläche **SNTP**.
2. Die allgemeine Konfiguration erlaubt, die Abfragehäufigkeit des SNTP-Servers einzustellen. Außerdem besteht die Möglichkeit, mit dem Kontrollkästchen **IED is a clock source** (Schutzgerät ist Taktquelle) das Schutzgerät selbst als SNTP-Server zu konfigurieren, wodurch dessen Datum und Zeit erneut übertragen werden kann.
3. Unter „Externer Server 1 und 2“ legen Sie die IP-Adresse des SNTP-Servers fest.

23.7 REDUNDANZPROTOKOLLE

Für jedes der folgenden Protokolle stehen REB-Varianten zur Verfügung:

- PRP (Parallel Redundancy Protocol)
- HSR (High-availability Seamless Redundancy)
- RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol)
- Ausfallsicherung (Failover)

PRP und HSR sind offene Standards, deren Implementierung mit allen standardmäßigen PRP- oder HSR-Geräten kompatibel ist. PRP und HSR bieten „nahtlose“ Redundanz. RSTP ist ebenfalls ein offener Standard, dessen Implementierung mit allen standardmäßigen RSTP-Geräten kompatibel ist. RSTP bietet Redundanz, jedoch keine „nahtlose“ Redundanz. Stattdessen nutzt der Standard eine schleifenfreie Topologie, die neu berechnet wird, wenn ein Gerät ausfällt, wobei während der Neuberechnung keine Meldungen weitergegeben werden.

23.7.1 PARALLEL REDUNDANCY PROTOCOL (PRP)

Stromversorger haben seit langem firmeneigene Protokolle für die redundante Kommunikation verwendet. Das ist darauf zurückzuführen, dass standardisierte Protokolle nicht den Erfordernissen von Echtzeitsystemen entsprachen. Selbst ein kurzer Verlust der Konnektivität kann zu einem Funktionsverlust führen.

Das Parallel Redundancy Protocol (PRP) verwendet jedoch die Norm IEC 62439 in Dual Star Topology-Netzwerken, die für Schutzgeräte verschiedener Hersteller gedacht sind und in einem Netzwerk mit Ethernetredundanz für Schaltanlagen miteinander kommunizieren. PRP bietet nahtlose Redundanz für Echtzeitsysteme und ist der Standard für Doppelstern-Topologienetzwerke in Schaltanlagen.

23.7.1.1 PRP-NETZWERKE

Redundante Netzwerke sind normalerweise darauf angewiesen, dass das Netzwerk im Falle eines Ausfalls die Fähigkeit der Neukonfiguration nutzt. PRP verwendet jedoch parallel zwei unabhängige Netzwerke.

PRP implementiert die Redundanzfunktionen in den Endknoten anstatt in Netzwerkelementen. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zu RSTP. Ein Endknoten ist mit zwei ähnlichen LANs einer Topologie verbunden, die parallel betrieben werden.

Der sendende Knoten repliziert alle Datenblöcke und überträgt sie über beide Netzwerke. Der empfangende Knoten verarbeitet den Datenblock, der zuerst ankommt, und löscht das Duplikat. Daher gibt es keinen Unterschied zwischen dem Arbeits- und Sicherungspfad. Der empfangende Knoten stellt sicher, dass alle Datenblöcke in der richtigen Reihenfolge ankommen und an beiden Anschlüssen fehlerfrei empfangen werden.

Die PRP-Schicht verwaltet diese Replizier- und Löschfunktion und verbirgt die zwei Netzwerke vor den oberen Schichten. Diese Methode funktioniert ohne Neukonfiguration und Umschaltung und bleibt daher verfügbar, wodurch sichergestellt wird, dass kein Datenverlust eintritt.

Es sollte keine allgemeine Schwachstelle zwischen den zwei LANs vorhanden sein. Daher werden sie nicht von der gleichen Quelle gespeist und können nicht direkt miteinander verbunden werden. Sie sind auf MAC-Ebene im Protokoll identisch, können sich aber in Leistung und Topologie unterscheiden. Beide LANs müssen sich im gleichen Teilnetz befinden, weshalb alle IP-Adressen eindeutig sein müssen.

23.7.1.2 NETZWERKELEMENTE

Ein mit PRP kompatibles Gerät hat zwei Anschlüsse, die parallel betrieben werden. Jeder Anschluss ist mit einem separaten LAN verbunden. In der Norm IEC 62439 werden diese Geräte DANP (Doubly Attached Node running PRP, doppelt verbundener Knoten mit PRP) genannt. Ein doppelt verbundener Knoten (DAN) hat zwei Anschlüsse, eine MAC-Adresse und eine IP-Adresse.

Ein einfach verbundener Knoten (Single Attached Node, SAN) ist ein nicht kritischer Knoten, der mit nur einem LAN verbunden ist. Einfach verbundene Knoten, von denen verlangt wird, dass sie miteinander kommunizieren, müssen sich im gleichen LAN befinden.

Die folgende Darstellung zeigt ein Beispiel eines PRP-Netzwerks. Die doppelt verbundenen Knoten DANP 1 und DANP 2 haben volle Knotenredundanz. Die einfach verbundenen Knoten SAN 1 und SAN 4 haben keinerlei Redundanz. Einfach verbundene Knoten können mithilfe einer Redundancy-Box (RedBox) mit beiden LANs verbunden werden. Die RedBox wandelt einen einfach verbundenen Knoten in einen doppelt verbundenen Knoten um. Geräte, wie z. B. PCs mit einer Netzwerkkarte, Drucker und Schutzgeräte mit einer Netzwerkkarte, sind einfach verbundene Knoten. Ein SAN hinter einer RedBox erscheint als DAN und wird daher als virtuelles DAN (Virtual DAN, VDAN) bezeichnet.

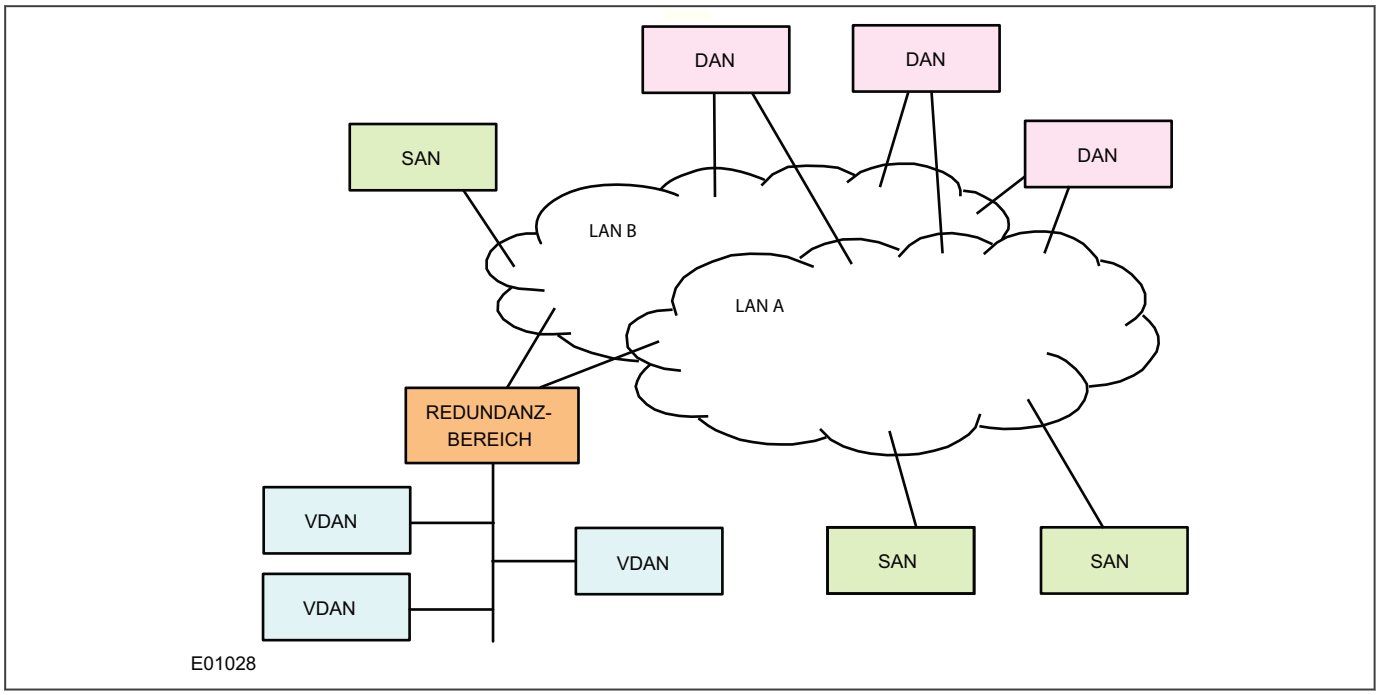


Abbildung 382: Beispiel eines redundanten PRP-Netzwerks

In einem DAN nutzen beide Anschlüsse dieselbe MAC-Adresse, wodurch dies keinen Einfluss auf die Art und Weise hat, wie Geräte in einem Ethernet-Netzwerk miteinander kommunizieren (Adressauflösungsprotokoll in Schicht 2). Jeder Datenblock ist an beiden Anschlüssen sichtbar.

Wenn ein DAN einen Datenblock sendet, wird der Datenblock an beiden Anschlüssen dupliziert und damit auch an beiden LAN-Segmenten. Dadurch entsteht ein redundanter Pfad für den Datenblock, wenn eines der Segmente ausfällt. Unter normalen Bedingungen funktionieren beide LAN-Segmente und jeder Anschluss empfängt identische Datenblöcke. Dafür gibt es zwei Arten der Handhabung: „Duplicate Accept“ (Doppelt akzeptieren) und „Duplicate Discard“ (Doppelt löschen).

Die RedBox von GE Vernova ist der H49-Switch. Dieser ist mit jedem PRP-Gerät eines anderen Anbieters kompatibel.

23.7.2 HIGH-AVAILABILITY SEAMLESS REDUNDANCY (HSR)

HSR ist in IEC 62439-3 (Abschnitt 5) für die Anwendung in Ringtopologienetzwerken standardisiert. Ähnlich wie PRP bietet HSR nahtlose Redundanz und erfüllt die strengsten Anforderungen von Automatisierungslösungen für Schaltstationen. HSR ist zur Bezugsnorm für Ringtopologienetzwerke in der Umgebung von Schaltstationen geworden. Die HSR-Implementierung der redundanten Ethernet-Karte (REB) ist mit allen serienmäßigen HSR-Geräten kompatibel.

HSR funktioniert unter der Voraussetzung, dass jedes Gerät, das im Ring angeschlossen ist, ein doppelt verbundener Knoten mit HSR (DANH) ist. Ähnlich wie bei PRP sind einzeln verbundene Knoten wie beispielsweise Drucker über Ethernet Redundancy Boxes (RedBox) verbunden.

23.7.2.1 HSR-MULTICAST-TOPOLOGIE

Wenn ein DANH einen Multicast-Datenblock sendet, wird der Datenblock (Datenblock C) dupliziert (Datenblock A und Datenblock B), und jeder duplizierte Datenblock (A und B) wird mit der MAC-Zieladresse und der Folgenummer gekennzeichnet. Die Datenblöcke A und B unterscheiden sich nur durch ihre Folgenummer, die zur Erkennung und Unterscheidung der Datenblöcke verwendet wird. Jeder Datenblock wird über einen separaten Anschluss an das Netzwerk gesendet. Der Ziel-DANH empfängt zwei identische Datenblöcke, entfernt die HSR-Kennzeichnung vom ersten empfangen Datenblock und leitet den Datenblock (Datenblock D) zur Verarbeitung weiter. Der andere duplizierte Datenblock wird gelöscht. Die Knoten leiten Datenblöcke von einem Anschluss zum anderen weiter, ausgenommen der Knoten, welcher den Datenblock in den Ring eingeführt hat.

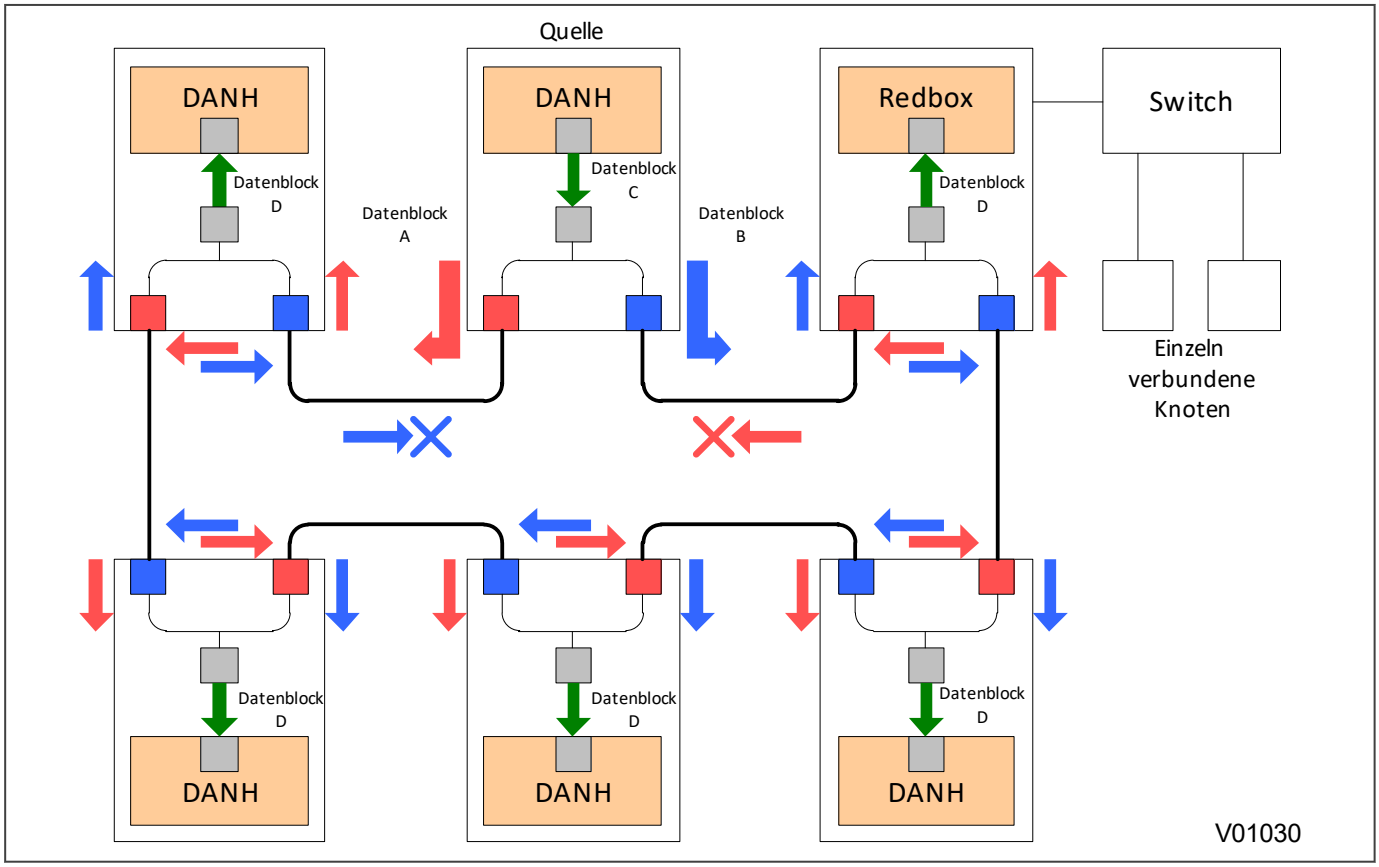


Abbildung 383: HSR-Multicast-Topologie

Nur etwa die Hälfte der Bandbreite des Netzwerks ist in HSR für Multicast- oder Broadcast-Datenblöcke verfügbar, weil die duplizierten Datenblöcke (A und B) im gesamten Ring unterwegs sind.

23.7.2.2 HSR-UNICAST-TOPOLOGIE

Bei Unicast-Datenblöcken gibt es nur ein Ziel und die Datenblöcke werden nur an dieses Ziel gesendet. Alle Nicht-Empfänger-Geräte leiten die Datenblöcke einfach weiter. Die Datenblöcke werden nicht verarbeitet. Mit anderen Worten: D-Datenblöcke werden nur für den empfangenden DANH erzeugt. Dies ist nachstehend dargestellt.

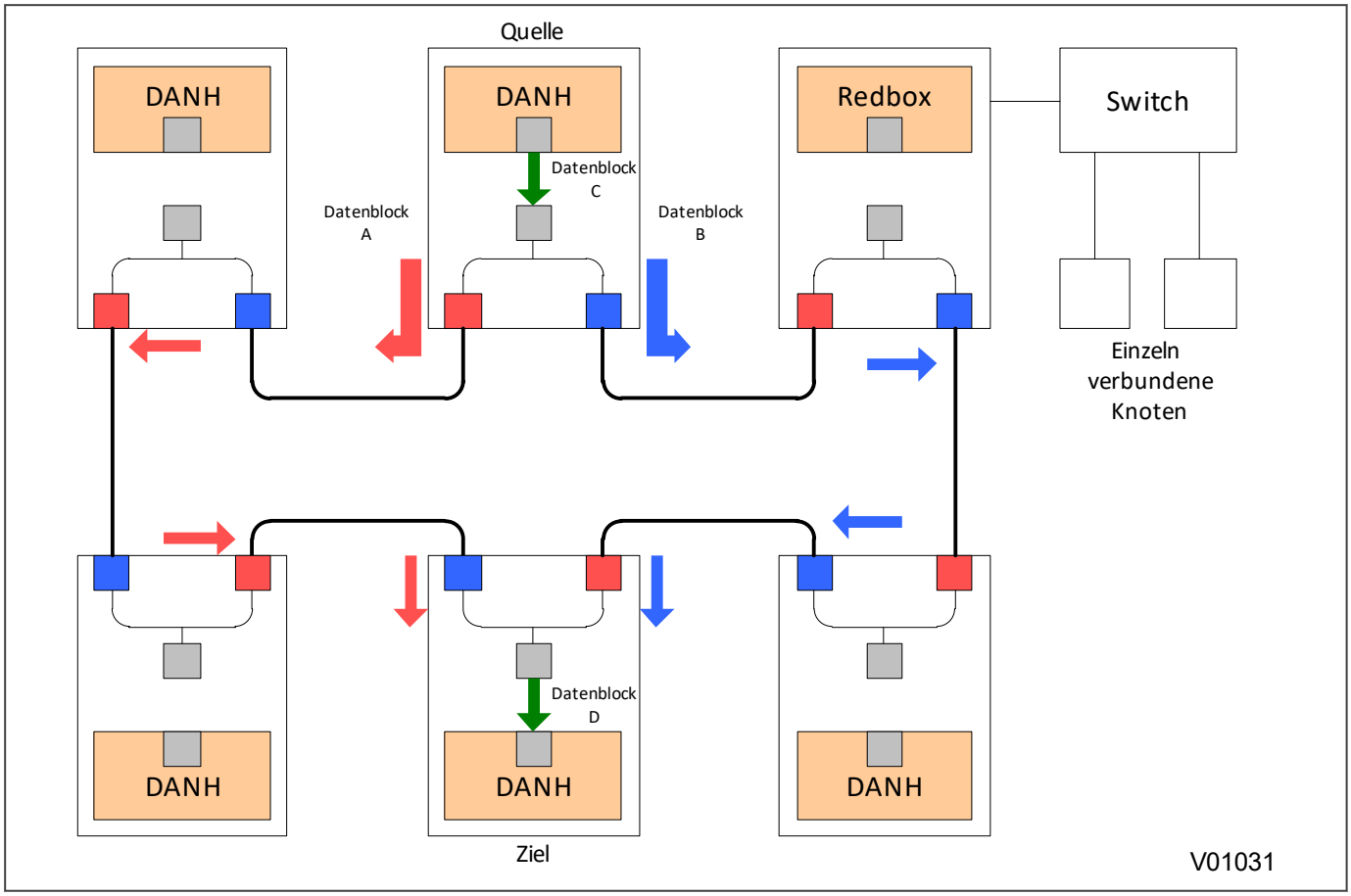


Abbildung 384: HSR-Unicast-Topologie

Bei Unicast-Datenblöcken ist die gesamte Bandbreite verfügbar, da beide Datenblöcke (A und B) am Zielknoten stoppen.

23.7.2.3 HSR-ANWENDUNG IN EINER SCHALTSTATION

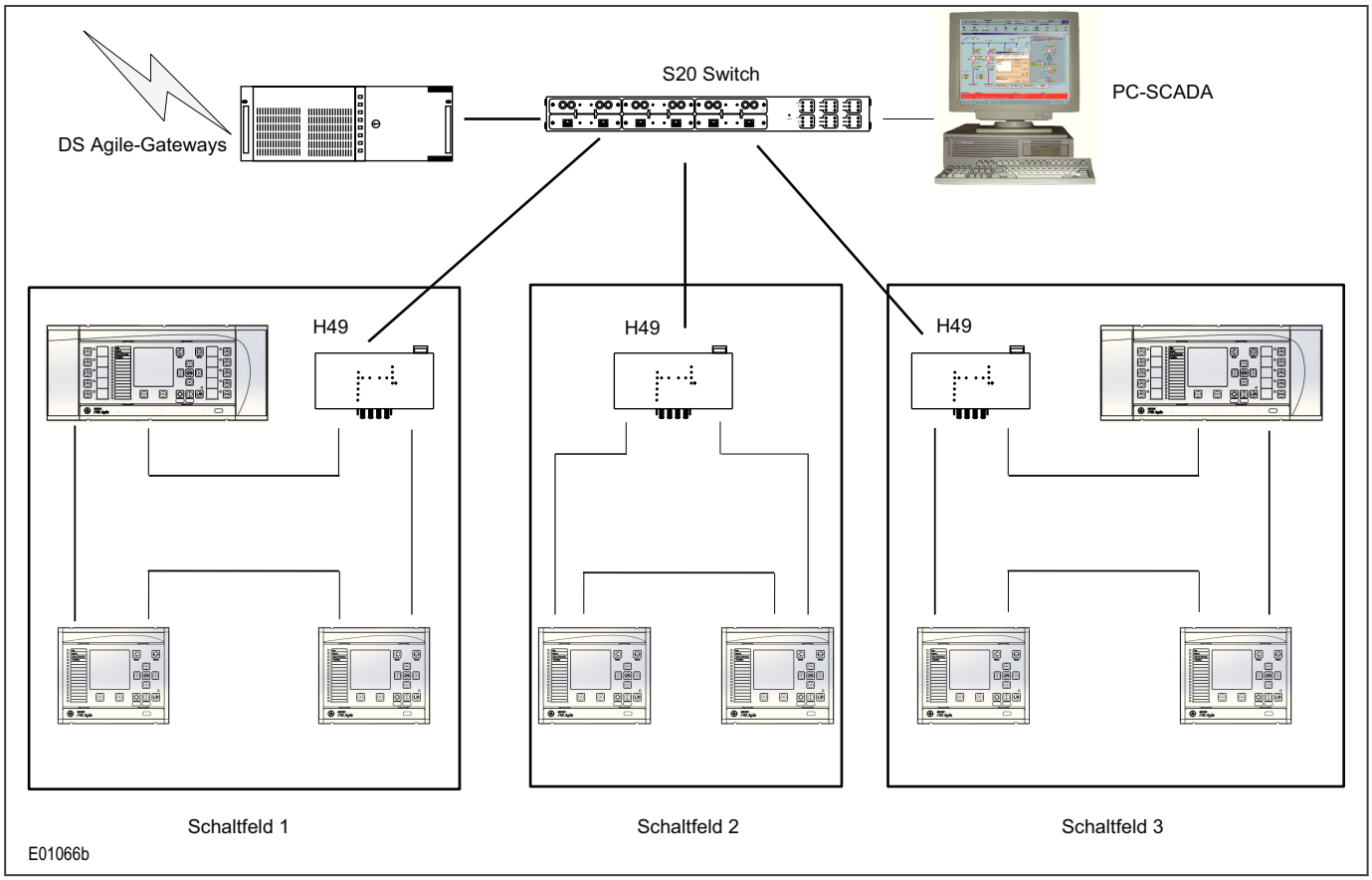


Abbildung 385: HSR-Anwendung in einer Schaltstation

23.7.3 RAPID SPANNING TREE PROTOCOL (RSTP)

RSTP ist ein Standard zur schnellen Wiederherstellung einer Verbindung nach einem Netzwerkfehler mittels Suche nach einem alternativen Pfad, was eine schleifenfreie Netzwerktopologie ermöglicht. Obwohl RSTP Netzwerkfehler schnell beheben kann, ist die Fehlerbehebungsdauer von der Anzahl der Geräte im Netzwerk und der Netzwerktopologie abhängig. Die Wiederherstellungsdauer hängt auch von der Dauer ab, die vom Gerät benötigt wird, um die Root Bridge zu bestimmen und die Anschlussrollen (Löschen, Lernen, Weiterleiten) zu berechnen. Zu diesem Zweck tauschen die Geräte Bridge Protocol Data Units (BPDUs) aus, die Informationen über Bridge-IDs und Root-Pfad-Kosten enthalten. Weitere Informationen sind in der Norm IEEE 802.1D 2004 zu finden.

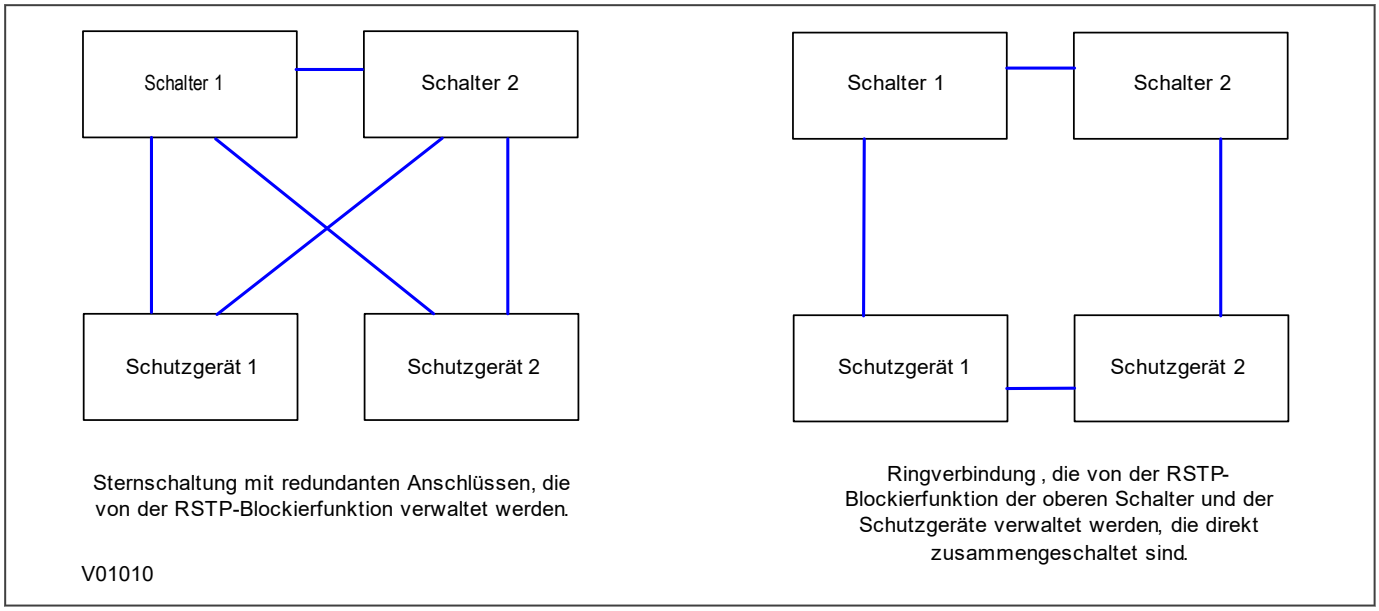


Abbildung 386: Schutzgerät, das mit einer redundanten Ethernet-Stern- oder -Ringschaltung verbunden ist

Die RSTP-Lösung basiert auf offenen Standards. Sie ist daher kompatibel mit Schutzgeräten anderer Hersteller, die das RSTP-Protokoll verwenden. Die RSTP-Wiederherstellungsdauer beträgt normalerweise 300 ms, nimmt jedoch mit der Netzwerkgröße zu und kann daher nicht die gewünschte nahtlose Redundanz herstellen.

Um für eine optimale Leistung des Protokolls zu sorgen, stellen Sie sicher, dass einer der Ethernet-Switches immer das Root-Element der RSTP-Topologie ist.

23.7.4 AUSFALLSICHERUNG (FAILOVER)

Die Ausfallsicherung (Failover) ist ein einfacher Redundanzmechanismus, der nicht an ein Protokoll gebunden ist. Es funktioniert durch die Auswahl eines Hauptports und einer Umschaltzeit, die nur 2 Sekunden betragen kann. Wenn die Hauptanschlussverbindung ausfällt, wird der redundante Anschluss physisch aktiv. Zu keinem Zeitpunkt sind beide Anschlüsse physisch aktiv, was die Verwendung in jedem redundanten oder nicht redundanten Netzwerk möglich macht.

23.8 SIMPLE NETWORK MANAGEMENT PROTOCOL (SNMP)

Das Simple Network Management Protocol (SNMP) ist ein Netzwerkprotokoll zum Verwalten von Geräten in einem IP-Netzwerk. SNMP verwendet eine Management Information Base (MIB), die Informationen über zu überwachende Parameter enthält. Das MIB-Format ist eine Baumstruktur. Jeder Knoten in der Baumstruktur ist durch eine numerische Objektkennung (OID) benannt. Jede OID bestimmt eine Variable, die mithilfe von SNMP und der entsprechenden Software gelesen oder festgelegt werden kann. Die Informationen in der MIB sind normiert.

Jedes Gerät in einem Netzwerk (Workstation, Server, Router, Bridge usw.) besitzt eine MIB, die den Status der verwalteten Systemressourcen reflektiert, beispielsweise die Version der Software, die auf dem Gerät läuft, die IP-Adresse, die einem Anschluss oder einer Schnittstelle zugewiesen ist, der freie Festplattenspeicher oder die Anzahl der geöffneten Dateien. Die MIB ist eine objektorientierte, dynamische Datenbank, die keine statischen Daten, sondern eine logische Sammlung von verwalteten Objektdefinitionen enthält. Die MIB definiert den Datentyp jedes verwalteten Objekts und beschreibt das Objekt.

Die SNMP-bezogenen Zweige der MIB-Baumstruktur befinden sich im Internetzweig, welcher zwei Haupttypen von Zweigen enthält:

- Öffentliche Zweige (mgmt=2), die durch die Internet Engineering Task Force (IETF) definiert werden.
- Private Zweige (private=4), die durch die Internet Assigned Numbers Authority (IANA) zugewiesen werden. Diese werden durch die Unternehmen und Organisationen definiert, denen diese Zweige zugewiesen sind.

Die folgende Abbildung zeigt die Struktur des SNMP-MIB-Baums. Es gibt keine Grenzen für die Breite und Tiefe des MIB-Baums.

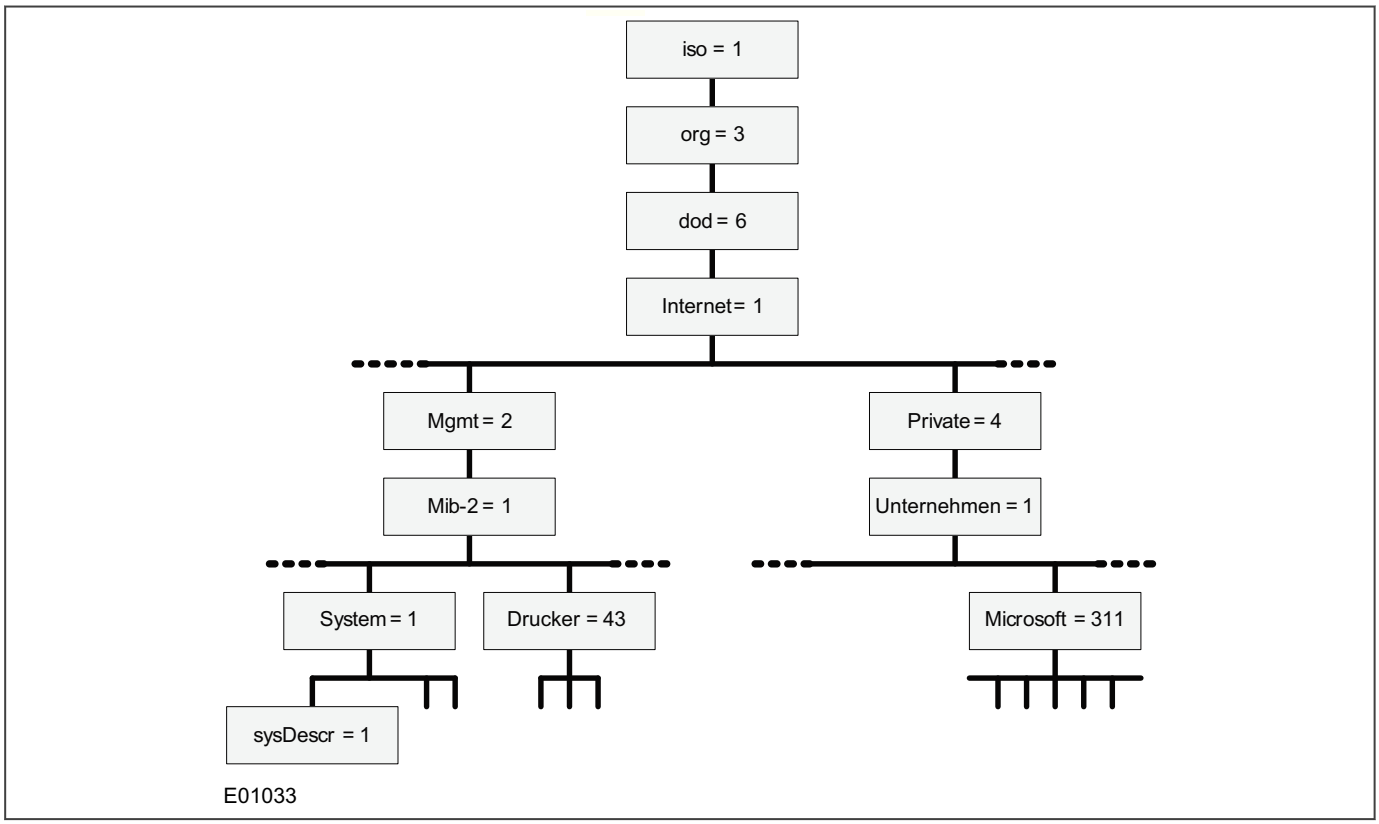


Abbildung 387: SNMP-MIB-Baum

Die oberen vier Ebenen der Hierarchie sind unveränderlich. Diese sind:

- International Standards Organization (iso)
- Organisation (org)
- Verteidigungsministerium (dod)
- Internet

Management (mgmt) ist der öffentliche Hauptzweig. Er definiert Netzwerkverwaltungsparameter, die gleichermaßen für die Geräte aller Anbieter gelten. Unterhalb des Management-Zweigs befindet sich MIB-II (mib-2), und darunter befinden sich Zweige für allgemeine Verwaltungsfunktionen wie z. B. Systemverwaltung, Drucker, Hostressourcen und Schnittstellen.

Der private Zweig des MIB-Baums enthält Zweige für große Organisationen, die unter dem Unternehmenszweig organisiert sind. Dies gilt nicht für GE Vernova.

23.8.1 MIT DEM SCHUTZGERÄT KOMPATIBLE SNMP-MIBS

Unser Schutzgerät unterstützt vier verschiedene MIBs, die von der GE-Website heruntergeladen werden können:

- IEC-62439-3-MIB: Norm für PRP/HSR-MIB.
- RMON-MIB: Norm für Fernüberwachungs-MIB.
- GE-PX4X-MIB.mib: private MIB, die alle für das Schutzgerät spezifischen Informationen enthält, zum Beispiel Modell- und Seriennummer.
- GE-GRID-MIB.mib: private MIB, die nur Herstellerinformationen enthält.

Die in einer MIB enthaltenen Informationen können mit einer einfachen Textanwendung wie Notepad gelesen werden, oder die MIB kann mit einem MIB-Browser untersucht werden.

Der private Zweig des MIB-Baums enthält Zweige für große Organisationen, die unter dem Unternehmenszweig organisiert sind. Dies gilt nicht für GE Vernova.

23.8.2 NEUE SNMP-SYSTEMOBJEKTE

Die folgenden Elemente sind zur SNMP-Struktur hinzugefügt worden, um die neuen Funktionen, die in den Ethernet-Karten hinzugefügt wurden, genauer zu beschreiben:

23.8.2.1 NEUE SNMP-PROGRAMMUNTERBRECHUNGEN

Änderungen in den Status der physischen Anschlüsse (Status „Up“ [in Betrieb] oder „Down“ [außer Betrieb]) von NP1-, NP2A- und NP2B-Ethernet-Anschlüssen werden als SNMP-Programmunterbrechungen gemeldet.

Die Objekte für diese Verbindungsstatus werden in die MIB (GE-PX4X-MIB.mib) eingefügt. Es folgen die Kennungen für Netzwerkanschluss-Verbindungsobjekte:

- **np1Link**:_1.3.6.1.4.1.55461.1.6.1
- **np2ALink**:_1.3.6.1.4.1.55461.1.6.2
- **np2Blink**:_1.3.6.1.4.1.55461.1.6.3

23.8.2.2 NEUE SNMP-OBJEKTE

Die folgenden Objekte sind zur MIB (GE-PX4X-MIB.mib) hinzugefügt worden, um die Sichtbarkeit des Verhaltens der Ethernet-Karte zu verbessern.

- **np2Redundancy:** .1.3.6.1.4.1.55461.1.6.4 stellt einen aktiven Redundanzprotokollsatz im Gerät dar.
- **rstpRootIdentifier**: .1.3.6.1.4.1.55461.1.6.5 stellt eine RSTP-Root-Brückenkennung dar. Es handelt sich um eine Kombination aus der Priorität der Root-Brücke und der zugehörigen MAC-Adresse.
- **rstpTimeSinceTopoChange**: .1.3.6.1.4.1.55461.1.6.6 stellt die Zeit dar, die seit der letzten RSTP-Topologieänderung verstrichen ist.
- **rstpTopoChangeCount**: .1.3.6.1.4.1.55461.1.6.7 stellt die RSTP-Topologie-Änderungszählung dar.

23.8.3 VERBESSERUNG DER SNMP-WARNUNG

Eine SNMP-Warnung wird vom Schutzgerät ausgelöst, wenn ein Sicherheitsereignis stattfindet, unter der Voraussetzung, dass das SNMP-Programmunterbrechungs-Ziel-IP in den Einstellungen konfiguriert ist.

23.8.3.1 FORMAT DER SNMP-WARNUNG

Das Format der SNMP-Programmunterbrechung/Warnung für Sicherheitsereignisse besteht aus drei Teilen, wie unten beschrieben.

„Ereignisbeschreibung, Benutzername, Schnittstelle".

Ereignisbeschreibung: Kurzbeschreibung der Warnung, wie in der Beschreibung im Sicherheitsereignis.

Benutzername: Mit dem Ereignis in Beziehung stehender Benutzer, nur bereitgestellt, wenn der Benutzername für das Sicherheitsereignis verfügbar ist.

Schnittstelle: Schnittstelle, an welcher das Sicherheitsereignis stattgefunden hat, wie in den Schnittstelleninformationen des Sicherheitsereignisses angegeben.

23.8.3.2 LISTE DER SNMP-WARNUNGEN

Nr.	Sicherheitsereignisse	Text der SNMP-Programmunterbrechung
1	SECUR_EVT_PW_SET_NON_COMPLIANT	Benutzerpasswortänderung fehlgeschlagen – Richtlinienprüfung fehlgeschlagen
2	SECUR_EVT_PW_MODIFIED	Benutzerpasswort erfolgreich geändert
3	SECUR_EVT_PW_ENTRY_NOW_BLOCKED	Benutzer gesperrt – falsche Anmeldeinformationen
4	SECUR_EVT_PW_ENTRY_UNBLOCKED	Benutzer freigegeben
5	SECUR_EVT_PW_ENTERED_WHILE_BLOCKED	Anmeldeversuch, wenn der Benutzer gesperrt ist
6	SECUR_EVT_INVALID_PW_ENTERED	Anmeldung fehlgeschlagen – falsche Anmeldeinformationen
7	SECUR_EVT_PW_TIMED_OUT	Anmeldung fehlgeschlagen – Anmeldeinformationen abgelaufen
8	SECUR_EVT_RECOVERY_PW_ENTERED	Wiederherstellungspasswort eingegeben
9	SECUR_EVT_IED_SEC_CODE_READ	Sicherheitscode gelesen
10	SECUR_EVT_IED_SEC_CODE_TMR_EXPIRED	Zeitgeber für Sicherheitscode abgelaufen
11	SECUR_EVT_PORT_DISABLED	Port Ausgesch.
12	SECUR_EVT_PORT_ENABLED	Port Eingesch.
13	SECUR_EVT_PSL_SETTINGS_DOWNLOADED	PSL-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen
14	SECUR_EVT_DNP_SETTINGS_DOWNLOADED	DNP-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen

Nr.	Sicherheitsereignisse	Text der SNMP-Programmunterbrechung
15	SECUR_EVT_61850_CONFIG_DOWNLOADED	IEC61850 Config auf Gerät heruntergeladen
16	SECUR_EVT_USER_CURVES_DOWNLOADED	Benutzerdefinierte Kennlinien auf Gerät heruntergeladen
17	SECUR_EVT_SETTING_GRP_DOWNLOADED	Parametersatz auf Gerät heruntergeladen
18	SECUR_EVT_DR_SETTINGS_DOWNLOADED	DR-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen
19	SECUR_EVT_PSL_SETTINGS_UPLOADED	PSL-Einstellungen von Gerät hochgeladen
20	SECUR_EVT_DNP_SETTINGS_UPLOADED	DNP-Einstellungen von Gerät hochgeladen
21	SECUR_EVT_61850_CONFIG_UPLOADED	IEC61850 Config von Gerät hochgeladen
22	SECUR_EVT_USER_CURVES_UPLOADED	Benutzerdefinierte Kennlinien von Gerät heruntergeladen
23	SECUR_EVT_PSL_CONFIG_UPLOADED	PSL Config von Gerät hochgeladen
24	SECUR_EVT_SETTINGS_UPLOADED	Einstellungen von Gerät hochgeladen
25	SECUR_EVT_CS_SETTINGS_CHANGED	Steuer- und Unterstützungsparameter geändert
26	SECUR_EVT_DR_SETTINGS_CHANGED	Störungsaufzeichnungseinstellungen geändert
27	SECUR_EVT_SETTING_GROUP_CHANGED	Parametersatz geändert
28	SECUR_EVT_DEFAULT_SETTINGS_RESTORED	Voreinstellungen wiederhergestellt
29	SECUR_EVT_DEFAULT_USRCURVE_RESTORED	Voreingestellte benutzerdefinierte Kennlinie wiederhergestellt
30	SECUR_EVT_POWER_ON	Gerät eingeschaltet
31	SECUR_EVT_RADIUS_UNAVAIL	RADIUS-Server nicht verfügbar
32	SECUR_EVT_SESSION_LIMIT	Grenze der aktiven Benutzersitzungen erreicht
33	SECUR_EVT_SLD_FILE_DOWNLOADED	SLD-Datei auf Gerät heruntergeladen
34	SECUR_EVT_SLD_FILE_UPLOADED	SLD-Datei von Gerät hochgeladen
35	SECUR_EVT_RBAC_LOGIN	Anmeldung erfolgreich
36	SECUR_EVT_RBAC_LOGOUT	Abmeldung (Benutzer abgemeldet)
37	Umgehungsbetrieb aktiviert	Umgehungsbetrieb aktiviert
38	Umgehungsbetrieb deaktiviert	Umgehungsbetrieb deaktiviert
39	RADIUS-Geheimschlüssel geändert	RADIUS-Geheimschlüssel geändert
40	SECUR_EVT_SEC_SETTINGS_RESTORED	Sicherheitseinstellungen wiederhergestellt
41	Umschaltung auf Golden Image	Umschaltung des Geräts auf Firmwareaktualisierungsbetrieb
42	Rückfall zu Geräteauthentifizierung	Rückfall zu Geräteauthentifizierung
43	Benutzer aufgrund Inaktivitätszeitlimit abgemeldet.	Abmeldung durch Inaktivität des Benutzers (Zeitüberschreitung)
44	Hochladen von Sicherheitsereignissen	Sicherheitsereignisse von Gerät hochgeladen
45	SSH-Passcodeänderung	SSH-Passcodeänderung
46	SSH-Client-Authentifizierungsfehler	Fehlgeschlagene Client-Authentifizierung
47	SSH-Client-Authentifizierungserfolg	Erfolgreiche Client-Authentifizierung
48	Neuer Benutzer hinzugefügt	Benutzerkonto erfolgreich erstellt
49	Benutzer gelöscht	Benutzerkonto erfolgreich gelöscht
50	Benutzerrollenänderung	Berechtigung erfolgreich geändert

Nr.	Sicherheitsereignisse	Text der SNMP-Programmunterbrechung
51	Benutzernamensänderung	Benutzer erfolgreich umbenannt

23.9 DATENPROTOKOLLE

Die Geräte unterstützen eine Vielzahl von Protokollen und sind daher in vielen Branchen und Anwendungen einsetzbar. Welche Datenprotokolle von einem Produkt unterstützt werden, hängt von der gewählten Anwendung ab. In der folgenden Tabelle werden Datenprotokolle aufgeführt, die in der Regel verfügbar sind.

DATENPROTOKOLLE

Datenprotokoll	Schnittstelle von Schicht 1	Beschreibung
Courier	USB, K-Bus, RS232, RS485, Ethernet	Standard für SCADA-Kommunikationssysteme, die von GE Vernova entwickelt wurden.
IEC 60870-5-103	RS485	IEC-Standard für SCADA-Kommunikationssysteme
DNP 3,0	RS485	Standard für SCADA-Kommunikation
IEC 61850	Ethernet	IEC-Standard für die Automatisierung von Schaltstationen. Vereinfacht die Interoperabilität.

Diese Protokolle stehen wie folgt mit den Protokollen der unteren Bitübertragungsschicht in Beziehung:

Datenprotokolle	IEC 60870-5-103 DNP3.0 Courier	IEC 61850 Courier	Courier	Courier	Courier
Datensicherungs schicht	EIA(RS)485	Ethernet	EIA(RS)232	K-Bus	USB
Bitübertragungss chicht	Kupfer oder Glasfaser				USB-Typ B

Das Gerät unterstützt das schaltbare serielle Kommunikationsdatenprotokoll über die Schnittstelle des rückseitigen Anschlusses 1 (RP1). (Das Protokoll muss nicht mehr als Bestelloption ausgewählt werden.) Bei dieser Einstellungszelle handelt es sich um ***RP1 Protokol*** in der Spalte *KOMMUNIKATION*. Das Gerät kann jetzt zum Beispiel so konfiguriert werden, dass es gleichzeitig IEC 61850 an der Ethernet-Schnittstelle und DNP3.0 am seriellen Anschluss unterstützt.

23.9.1 COURIER

Dieser Abschnitt soll Kenntnisse über das Courier-Protokoll vermitteln, die den Erfordernissen der meisten Benutzer genügen. Sollten die in diesem Handbuch bereitgestellten Informationen nicht ausreichen, sind auf Anfrage weitere Publikationen (R6511 und R6512) mit ausführlichen Informationen zum Protokoll und dessen Verwendung erhältlich.

Courier ist ein firmeneigenes Kommunikationsprotokoll von GE Vernova. Courier verwendet eine standardmäßige Gruppe von Befehlen, um auf eine Datenbank mit Einstellungen und die Daten des Schutzgeräts zuzugreifen. Dadurch kann ein Master-Gerät mit einer bestimmten Anzahl von Slave-Geräten kommunizieren. Die anwendungsspezifischen Elemente sind in der Datenbank enthalten, nicht aber in den Befehlen, die zum Abfragen der Datenbank verwendet werden, was bedeutet, dass die Master-Station nicht vorkonfiguriert werden muss. Courier bietet zudem einen Sequence Of Event (SOE)-Mechanismus und einen Mechanismus zum Auslesen von Störungsaufzeichnungen.

23.9.1.1 PHYSISCHE VERBINDUNGS- UND VERKNÜPFUNGSSCHICHT

Courier kann zusammen mit vier Protokollen der Bitübertragungsschicht verwendet werden: USB, K-Bus, EIA(RS)232 oder EIA(RS)485.

Für Courier stehen mehrere Verbindungsoptionen zur Verfügung:

- Der vorderseitige USB-Anschluss (zur Verbindung mit Anwendungssoftware für Einstellungen, beispielsweise auf einem Laptop)
- Rückseitiger serieller Anschluss 1 (RP1) – für eine permanente SCADA-Verbindung über serielles RS485 oder K-Bus
- Optionaler Glasfaseranschluss (RP1 in Steckplatz A) – für eine permanente SCADA-Verbindung über serielle LWL
- Optionaler rückseitiger Anschluss 2 (RP2) – für eine permanente SCADA-Verbindung über serielles RS485, K-Bus oder RS232

Optionale Ethernet-Karte (NIC) – für Fernkommunikation mit der Anwendungssoftware für Einstellungen S1 Agile über ein Ethernet-Netzwerk

Für jeden der seriellen rückseitigen Anschlüsse kann sowohl die Adresse als auch die Baudrate des Schutzgeräts mithilfe des Bedienfeldmenüs oder der Anwendungssoftware für Einstellungen ausgewählt werden.

Hinweis:
*Die Änderung der Einstellung **RP2 Portkonfigur** (K-Bus, EIA(RS)232) erfordert einen Neustart des Schutzgeräts, damit die Änderung wirksam wird.*

23.9.1.2 COURIER-DATENBANK

Die Courier-Datenbank ist zweidimensional und ähnelt einer Tabelle. Auf jedes Feld in der Datenbank verweist eine Adresse, die aus einem Zeilenwert und einem Spaltenwert besteht. Sowohl der Wert der Spalte als auch der Wert der Zeile kann in einem Bereich von 0 bis 255 (0000 bis FFFF hexadezimal) liegen. Die Adressen in der Datenbank sind als Hexadezimalwerte angegeben. 0A02 bezieht sich beispielsweise auf Spalte 0A Zeile 02. Zugehörige Einstellungen oder Daten sind Teil derselben Spalte. Die Zeile null der Spalte enthält eine Textzeichenfolge, die zur Identifizierung des Inhalts der Spalte verwendet wird und als Spaltenüberschrift dient.

Die produktspezifischen Menüdatenbanken enthalten die vollständige Datenbankdefinition.

23.9.1.3 KATEGORIEN VON EINSTELLUNGEN

Es gibt zwei Hauptkategorien von Einstellungen in Schutzgeräten:

- Steuerungs- und Supporteinstellungen
- Schutzeinstellungen

Mit Ausnahme der Einstellungen des Störschreibers werden Änderungen, die an den Steuerungs- und Supporteinstellungen vorgenommen werden, sofort implementiert und im nichtflüchtigen Speicher gespeichert. Änderungen, die an den Schutzeinstellungen und den Einstellungen des Störschreibers vorgenommen werden, werden im Schnellspeicher gespeichert und nicht sofort implementiert. Diese Änderungen müssen eingespeichert werden, indem sie in das Feld ***Änder. speichern*** (Änderungen speichern) in der Spalte *KONFIGURATION* eingetragen werden.

23.9.1.4 PARAM.ÄNDERUNG

Courier bietet zwei Mechanismen zur Änderung von Einstellungen. Jede Methode kann zur Bearbeitung der Einstellungen in der Datenbank verwendet werden.

Methode 1

Hierbei wird eine Kombination aus drei Befehlen für die Änderung von Einstellungen verwendet:

Zunächst wechseln Sie in den Einstellmodus: Dadurch wird überprüft, ob die Zelle eingestellt werden kann, und es werden Grenzwerte zurückgegeben.

1. Preload Setting (Einstellung vorladen): Dadurch wird ein neuer Wert in die Zelle eingefügt. Dieser Wert wird zurückgegeben, um sicherzustellen, dass die Einstellung nicht beschädigt wurde. Die Gültigkeit der Einstellung wird durch diesen Vorgang nicht überprüft.
2. Execute Setting (Einstellung übernehmen): Damit wird die Änderung der Einstellung bestätigt. Wenn die Änderung gültig ist, wird eine Bestätigung zurückgegeben. Wenn die Änderung der Einstellung fehlschlägt, wird ein Fehler zurückgegeben.
3. Einstellung abbrechen: Mit diesem Befehl kann die Einstellungsänderung abgebrochen werden.

Dies ist die sicherste Methode. Sie eignet sich ideal für Online-Editoren, da die Grenzwerte der Einstellungen ausgelesen werden, bevor Änderungen vorgenommen werden. Allerdings kann diese Methode längere Zeit in Anspruch nehmen, wenn viele Einstellungen geändert werden müssen, da für jede Änderung drei Befehle erforderlich sind.

Methode 2

Der Befehl Set Value (Wert festsetzen) kann verwendet werden, um eine Einstellung direkt zu ändern. Die Antwort auf diesen Befehl ist entweder eine Bestätigung oder ein Fehlercode, der die Art des Fehlers angibt. Dieser Befehl kann verwendet werden, um eine Einstellung schneller als mit der zuvor beschriebenen Methode vorzunehmen. Allerdings werden hierbei nicht die Grenzwerte ausgelesen. Diese Methode ist daher bestens für Einstellungen mit Offline-Editoren (beispielsweise mit MiCOM S1 Agile) geeignet, oder für die Ausgabe von vorkonfigurierten Steuerbefehlen.

23.9.1.5 EREIGNISAUSLESUNG

Sie können Ereignisse entweder automatisch (nur rückseitiger serieller Anschluss) oder manuell (jeder serielle Anschluss) auslesen. Beim automatischen Auslesen werden alle Ereignisse nacheinander ausgelesen, wobei der Courier-Ereignismechanismus verwendet wird. Dabei werden gegebenenfalls Fehler- und Wartungsdaten einbezogen. Beim manuellen Auslesen können Sie Ereignis-, Fehler- oder Wartungsdaten je nach Bedarf auswählen.

23.9.1.5.1 AUTOMATISCHES AUSLESEN VON EREIGNISAUFZEICHNUNGEN

Diese Methode ist für das kontinuierliche Auslesen der erzeugten Ereignis- und Fehlerinformationen gedacht. Sie wird nur über den rückseitigen Courier-Anschluss unterstützt.

Wenn neue Ereignisinformationen erzeugt werden, wird das ***Ereignis*** -Bit im ***Status***-Byte gesetzt. Dadurch wird dem Master-Gerät angezeigt, dass die Ereignisinformationen verfügbar sind. Das älteste, noch nicht ausgelesene Ereignis kann mit dem Befehl ***Ereignis senden*** aus dem Schutzgerät ausgelesen werden. Das Schutzgerät antwortet mit den Ereignisdaten.

Sobald ein Ereignis ausgelesen ist, kann zur Bestätigung des erfolgreichen Auslesevorgangs der Befehl ***Ereignis akzeptieren*** verwendet werden. Sobald alle Ereignisse ausgelesen sind, wird das ***Ereignis*** -Bit zurückgesetzt. Wenn noch Ereignisse ausgelesen werden müssen, kann auf das nächste Ereignis zugegriffen werden, indem wie zuvor der Befehl ***Ereignis senden*** verwendet wird.

23.9.1.5.2 MANUELLES AUSLESEN VON EREIGNISAUFZEICHNUNGEN

Die Spalte *AUFZ. ANZEIGEN* (Speicherort 01) wird zum manuellen Anzeigen von Ereignis-, Fehler- und Wartungsaufzeichnungen verwendet. Der Inhalt dieser Spalte hängt von der Art der gewählten Aufzeichnung ab. Sie können Ereignisse nach Ereignisnummer auswählen. Eine Fehler- oder Wartungsaufzeichnung können Sie direkt nach Nummer auswählen.

Auswahl von Ereignisaufzeichnungen (Zelle „Ereignisauswahl“: 0101)

Diese Zelle kann auf die Anzahl von gespeicherten Ereignissen gesetzt werden. Für einfache Ereignisaufzeichnungen (Typ 0) enthalten die Zellen 0102 bis 0105 die Ereignisinformationen. Jeweils eine Zelle

wird zur Darstellung eines Ereignisfelds verwendet. Wenn es sich bei dem gewählten Ereignis um eine Fehler- oder Wartungsaufzeichnung handelt (Typ 3), enthält der übrige Teil der Spalte die zusätzlichen Informationen.

Auswahl von Fehleraufzeichnungen (Zelle „Fehlerauswahl“: 0106)

Diese Zelle kann zur direkten Auswahl einer Fehleraufzeichnung verwendet werden, indem ein Wert zwischen 0 und 99 verwendet wird, um eine von bis zu fünf gespeicherten Fehleraufzeichnungen auszuwählen. (0 ist der neueste Fehler und 99 der älteste.) Die Spalte enthält dann die Details der gewählten Fehleraufzeichnung.

Auswahl von Wartungsaufzeichnungen (Zelle „Wartung Auswahl.“: 01F0)

Diese Zelle kann zur Auswahl einer Wartungsaufzeichnung verwendet werden, indem ein Wert zwischen 0 und 9 verwendet wird. Diese Zelle funktioniert in ähnlicher Weise für Auswahl von Fehleraufzeichnungen.

Wenn die Spalte verwendet wird, um Ereignisinformationen auszulesen, ändert sich die zu einer bestimmten Aufzeichnung gehörende Nummer, sobald ein neues Ereignis oder ein neuer Fehler auftritt.

Ereignistypen

Das Schutzgerät generiert unter bestimmten Bedingungen Ereignisse wie beispielsweise folgende:

- Änderung des Status des Ausgangskontakts
- Änderung des Status des Opto-Eingangs
- Betätigung des Schutzelements
- Warnzustand
- Einstellungsänderung
- Passwort eingegeben/abgelaufen

Format von Ereignisaufzeichnungen

Das Schutzgerät gibt folgende Felder zurück, wenn der Befehl „Send Event“ (Ereignis senden) aufgerufen wird:

- Zellbezug
- Datum & Zeit
- Zelltext
- Zellwert

Die Menüdatenbank enthält Tabellen von möglichen Ereignissen und zeigt, wie die Inhalte der obigen Zellen interpretiert werden. Fehler- und Wartungsaufzeichnungen führen zur Rückgabe eines Ereignisses des Courier-Typs 3, das neben den obigen Zellen zwei weitere enthält:

- Spalte für die Ereignisauslesung
- Ereignisnummer

Diese Ereignisse enthalten zusätzliche Informationen, die mit Hilfe von Spalte B4 aus dem Schutzgerät ausgelesen werden. Zeile 01 enthält die Einstellung ***Aufzeich.Auswahl***, welche die Auswahl der Fehler-/Wartungsaufzeichnung ermöglicht. Diese Einstellung sollte auf den Wert der Ereignisnummer gesetzt werden, der für die Aufzeichnung zurückgegeben wird. Die weitergegebenen Daten können aus dem Schutzgerät ausgelesen werden, indem der Text und die Daten aus der Spalte hochgeladen werden.

23.9.1.6 AUSLESEN VON STÖRUNGSAUFZEICHNUNGEN

Auf die gespeicherten Störungsaufzeichnungen kann über die Courier-Schnittstelle zugegriffen werden. Die Aufzeichnungen werden mithilfe der Spalte (B4) ausgelesen.

Die Zelle ***Aufzeich.Auswahl*** kann verwendet werden, um die Aufzeichnung auszuwählen, die ausgelesen werden soll. Aufzeichnung 0 ist die älteste nicht ausgelesene Aufzeichnung. Älteren Aufzeichnungen, die bereits ausgelesen sind, werden positive Werte zugewiesen, während neueren Aufzeichnungen negative Werte

zugewiesen werden. Um das automatische Auslesen über den rückseitigen Anschluss zu unterstützen, setzt das Schutzgerät das ***Störungs*** -Bit des ***Status*** -Byte, wenn nicht ausgelesene Störungsaufzeichnungen vorliegen.

Sobald eine Aufzeichnung mithilfe der obigen Zelle ausgewählt ist, können die Uhrzeit und das Datum aus der Zelle ***Triggerzeit*** (B402) gelesen werden. Die Störungsaufzeichnung kann mithilfe des Blockübertragungsmechanismus von Zelle B40B ausgelesen und im COMTRADE-Format gespeichert werden. Dieser Vorgang wird automatisch von der Anwendungssoftware für Einstellungen ausgeführt.

23.9.1.7 EINSTELLUNGEN DER PROGRAMMIERBAREN SCHALTUNGSLOGIK

Die Einstellungen der programmierbaren Schaltungslogik (PSL) können mit Hilfe des Blockübertragungsmechanismus auf das Schutzgerät hochgeladen oder von diesem heruntergeladen werden.

Die folgenden Zellen werden zum Auslesen verwendet:

- Zelle ***Bereich*** (B204): Wird verwendet, um entweder PSL-Einstellungen (Hochladen oder Herunterladen) oder PSL-Konfigurationsdaten (nur Hochladen) auszuwählen.
- Zelle ***Unterbereich*** (B208): Wird verwendet, um den Schutzparametersatz hoch- oder herunterzuladen.
- Zelle ***Version*** (B20C): Wird zum Prüfen der Kompatibilität der Datei verwendet, die heruntergeladen werden soll.
- Zelle ***Übertragungsart*** (B21C): Wird zum Einrichten des Übertragungsprozesses verwendet.
- Zelle ***Datenübertrag.*** (B120): Wird zum Hoch- oder Herunterladen verwendet.

Die Einstellungen der programmierbaren Logik (PSL) können mithilfe dieses Mechanismus auf das Schutzgerät hochgeladen oder von diesem heruntergeladen werden. Zum Bearbeiten der Einstellungen muss die Anwendungssoftware verwendet werden. Die Software überprüft außerdem die Gültigkeit der Einstellungen, bevor diese an das Schutzgerät übertragen werden.

23.9.1.8 ZEITSYNCHRONISIERUNG

Die Uhrzeit und das Datum können mithilfe der Zeitsynchronisierungsfunktion des Courier-Protokolls eingestellt werden. Die Übertragungsverzögerung wird vom Gerät korrigiert. Die Zeitsynchronisierungsmeldung kann entweder als globaler Befehl oder an eine individuelle Schutzgerätadresse gesendet werden. Wenn die Zeitsynchronisierungsmeldung an eine individuelle Schutzgerätadresse gesendet wird, antwortet das Gerät mit einer Bestätigungsmeldung. Wird die Zeitsynchronisierungsmeldung als globaler Befehl gesendet, muss der (gleiche) Befehl zweimal gesendet werden. Ein Zeitsynchronisierungs-Courier-Ereignis wird unabhängig davon generiert, ob die Zeitsynchronisierungsmeldung als globaler Befehl oder an eine individuelle Schutzgerätadresse gesendet wird.

Wenn die Uhr über den IRIG-B-Eingang synchronisiert wird, ist es nicht möglich, die Zeit des Geräts über die Courier-Schnittstelle einzustellen. Der Versuch, die Zeit mithilfe der Schnittstelle einzustellen, führt dazu, dass das Schutzgerät ein Ereignis mit dem aktuellen Datum und der aktuellen Zeit erzeugt. Das Datum und die Uhrzeit werden der internen Uhr entnommen, die über IRIG-B synchronisiert wird.

23.9.1.9 COURIER-KONFIGURATION

So konfigurieren Sie das Gerät:

1. Wählen Sie die Spalte *KONFIGURATION*, und stellen Sie sicher, dass das Feld ***Kommun.Einstell.*** auf `Sichtbar` gesetzt ist.
2. Wählen Sie die Spalte *KOMMUNIKATION*.
3. Wechseln Sie nach unten zum ersten Feld (***RP1 Protokol***). Setzen Sie diese auf das ausgewählte Kommunikationsprotokoll – in diesem Fall `Courier`.
4. Wechseln Sie nach unten zum nächsten Feld (***RP1 Adresse***). Dieses Feld dient zum Steuern der Adresse des RP1-Anschlusses des Geräts. Bis zu 32 Schutzgeräte können an eine Abzweigleitung angeschlossen werden. Folglich muss jedes Schutzgerät eine eindeutige Adresse haben, damit Meldungen der Master-Steuerungsstation von nur einem Schutzgerät angenommen werden. Für die Relaisadresse verwendet

Courier eine ganze Zahl, deren Wert zwischen 1 und 254 liegt. Der Wert ist auf 255 voreingestellt und muss geändert werden. Es ist wichtig, dass jedes Schutzgerät eine eigene Adresse hat und keine Adresse doppelt vergeben ist.

5. Wechseln Sie nach unten zum nächsten Feld (***RP1 Inaktiv.Zeit***). Dieses Feld dient zum Steuern des Inaktivitätszeitgebers. Der Inaktivitätszeitgeber steuert, wie lange das Schutzgerät wartet, ohne Nachrichten über den rückseitigen Anschluss zu empfangen, bevor es aktivierten Passwortzugriff rückgängig macht und Änderungen verwirft. Der eingestellte Wert für den rückseitigen Anschluss kann zwischen 1 und 30 Minuten liegen.
6. Wenn die optionalen Glasfaseranschlüsse installiert sind, ist das Feld ***RP1 Phys.Verbind*** sichtbar. Dieses Feld dient zum Steuern der physischen Medien, die für die Kommunikation verwendet werden (Kupfer oder Glasfaser).
7. Wechseln Sie nach unten zum nächsten Feld (***RP1 Card Zustand***). Dieses Feld ist nicht einstellbar. Es zeigt den Status des gewählten Protokolls der Bitübertragungsschicht für RP1 an.
8. Wechseln Sie nach unten zum nächsten Feld (***RP1 Portkonfigur***). Dieses Feld dient zum Steuern der Art der seriellen Verbindung. Wählen Sie K-Bus oder RS485.
9. Wenn EIA(RS)485 verwendet wird, dient das nächste Feld (***RP1 Komm. Modus***) zum Auswählen des Kommunikationsmodus. Die Auswahl erfolgt zwischen IEC 60870 FT1.2 für Normalbetrieb mit 11-Bit-Modems oder 10-Bit, keine Parität. Bei Verwendung von K-Bus wird dieses Feld nicht angezeigt.
10. Wenn EIA(RS)485 verwendet wird, dient das nächste Feld zum Steuern der Baudrate. Drei Baudraten werden unterstützt: 9600, 19200 und 38400. Bei Verwendung von K-Bus wird dieses Feld nicht angezeigt, da die Baudrate auf 64 Kbit/s festgelegt ist.

23.9.2 IEC 60870-5-103

Die Spezifikation IEC 60870-5-103 (Fernwirkgeräte und -systeme, Teil 5, Abschnitt 103: Übertragungsprotokolle) definiert die Verwendung der Normen IEC 60870-5-1 bis IEC 60870-5-5, die für die Kommunikation mit Schutzgeräten ausgearbeitet wurden.

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie die Norm IEC 60870-5-103 auf die Px40-Plattform angewendet wird. Es handelt sich dabei nicht um eine Beschreibung des Standards selbst. Für das Verständnis dieses Abschnitts wird vorausgesetzt, dass der Leser bereits mit der Norm IEC 60870-5-103 vertraut ist.

Dieser Abschnitt soll Kenntnisse über die Norm vermitteln, die den Erfordernissen der meisten Benutzer genügen.

Die Schnittstelle IEC 60870-5-103 ist eine Master-/Slave-Schnittstelle, wobei das Gerät als Slave-Gerät fungiert. Das Gerät ist mit der Kompatibilitätsebene 2 konform (siehe Norm IEC 60870-5-103).

Die folgenden IEC 60870-5-103-Funktionen werden von dieser Schnittstelle unterstützt:

- Initialisierung (Rücksetzung)
- Zeitsynchronisierung
- Auslesen von Ereignisaufzeichnungen
- Allgemeine Abfrage
- Zyklische Messungen
- Allgemeine Befehle
- Auslesen von Störungsaufzeichnungen
- Private Codes

23.9.2.1 PHYSISCHE VERBINDUNGS- UND VERKNÜPFUNGSSCHICHT

Für IEC 60870-5-103 stehen zwei Verbindungsoptionen zur Verfügung:

- Rückseitiger Anschluss 1 (RP1) – für eine permanente SCADA-Verbindung über RS485
- Optionaler Glasfaseranschluss (RP1 in Steckplatz A) – für eine permanente SCADA-Verbindung über LWL

Wenn der optionale LWL-Anschluss installiert ist, wird ein Menüelement angezeigt, mit dem der aktive Anschluss ausgewählt werden kann. Die Auswahl wird jedoch erst nach dem nächsten Hochfahren wirksam.

Die Adresse und die Baudrate des Schutzgeräts können über das Menü des Bedienfelds oder die Anwendungssoftware für Einstellungen ausgewählt werden.

23.9.2.2 INITIALISIERUNG

Mit jedem Einschalten des Geräts oder jeder Änderung der Kommunikationsparameter muss ein Rücksetzbefehl zur Initialisierung der Kommunikation gesendet werden. Das Gerät antwortet auf einen der beiden folgenden Rücksetzbefehle: „Reset CU“ (Kommunikationseinheit zurücksetzen) oder „Reset FCB“ (Datenblock-Zählbit zurücksetzen). Der Unterschied zwischen den beiden Befehlen ist der, dass durch den Befehl „Reset CU“ nicht gesendete Meldungen im Übertragungspuffer gelöscht werden, während durch den Befehl „Reset FCB“ keine Meldungen gelöscht werden.

Das Gerät antwortet auf den Rücksetzbefehl mit der Identifizierungsmeldung ASDU 5. Die Ursache der Übertragung (COT) dieser Antwort ist entweder der Befehl „Reset CU“ oder der Befehl „Reset FCB“, was von der Natur des Rücksetzbefehls abhängt. Der Inhalt von ASDU 5 wird im IEC 60870-5-103-Abschnitt der Menüdatenbank beschrieben und ist bei Bedarf separat von GE Vernova erhältlich.

Zusätzlich zur obigen Identifizierungsmeldung wird ein Einschaltereignis generiert.

23.9.2.3 ZEITSYNCHRONISIERUNG

Die Uhrzeit und das Datum können mithilfe der Zeitsynchronisierungsfunktion des IEC 60870-5-103-Protokolls eingestellt werden. Das Gerät korrigiert die Übertragungsverzögerung in Übereinstimmung mit IEC 60870-5-103. Wenn die Zeitsynchronisierungsmeldung als Sende-/Bestätigungsmeldung gesendet wird, antwortet das Gerät mit einer Bestätigungsmeldung. Ein Zeitsynchronisierungsereignis der Klasse 1 wird unabhängig davon generiert, ob die Zeitsynchronisierungsmeldung als Bestätigungsmeldung oder Rundrufnachricht (Senden/keine Antwort) gesendet wird.

Wenn die Uhr über den IRIG-B-Eingang synchronisiert wird, ist es nicht möglich, die Zeit des Geräts über die IEC 60870-5-103-Schnittstelle einzustellen. Der Versuch, die Zeit über die Schnittstelle einzustellen, führt dazu, dass das Schutzgerät ein Ereignis mit dem aktuellen Datum und der aktuellen Zeit erzeugt. Das Datum und die Uhrzeit werden der internen Uhr entnommen, die über IRIG-B synchronisiert wird.

23.9.2.4 LISTE DER KONFIGURIERBAREN IEC 60870-5-103-SIGNALE

Ab Softwareversion 91 gibt es eine Einstellungszelle zum Aktivieren und Deaktivieren der IEC 60870-5-103-Signale des privaten Bereichs für die IEC 60870-5-103-Kommunikation.

Die Signale gemäß Norm IEC 60870-5-103 (kompatibler Bereich), die entsprechend dem Relaistyp und der Implementierung bereitgestellt werden, sind immer aktiviert. Diese Signale können nicht deaktiviert werden.

Bei dieser Einstellungszelle handelt es sich um ***Konfig.Modus*** in der Spalte *PROTOKOLL KONFIG*.

Zu dieser Zelle gehören zwei Einstellungen. Diese sind:

Einstellung	Beschreibung
Fest	In diesem Modus ist das Verhalten des Schutzgeräts für das IEC 60870-5-103-Protokoll identisch mit Schutzgeräten mit der Vorversion der Softwareversion 91. Alle implementierten Signale (Signale des mit IEC 60870-5-103 kompatiblen Bereichs und des privaten Bereichs) sind für die 60870-5-103-Kommunikation aktiviert. Das COT-Verhalten entspricht dem IEC 60870-5-103-Geräteprofil. Dieser Modus ist für Rückwärtskompatibilität vorgesehen. Dies ist die Voreinstellung.

Einstellung	Beschreibung
Benutz Konf +Std	In diesem Modus kann der Benutzer auswählen, welche IEC 60870-5-103-Signale des privaten Bereichs für die 60870-5-103-Kommunikation aktiviert werden. Die Auswahl wird mit den DDB-Masken-Einstellungszellen in der Spalte *PROTOKOLL KONFIG* vorgenommen. Der DDB-Maskenwert steuert nur die Signalauswahl (aktiviert oder deaktiviert) für die IEC 60870-5-103-Kommunikation. Er modifiziert nicht das COT-Verhalten der Signale. Das COT-Verhalten der Signale des privaten Bereichs entspricht dem IEC 60870-5-103-Geräteprofil. Gemäß Voreinstellung sind nur IEC 60870-5-103-Signale aktiviert. Alle Signale des privaten Bereichs sind deaktiviert.

Wenn die Zelle ***Konfig.Modus*** auf `Benutz Konf +Std` gesetzt ist, werden die DDB-Masken in der Spalte *PROTOKOLL KONFIG* sichtbar. Diese Masken funktionieren in ähnlicher Weise wie die DDB-Masken in der Spalte *AUFZEICH-KONTROL*. Durch Bearbeitung dieser Masken werden die DDB-Signale gesteuert, die für die Kommunikation des äquivalenten IEC 60870-5-103-Signals des privaten Bereichs aktiviert wurden, wie im IEC 60870-5-103-Profil in der Menüdatenbank aufgelistet.

Innerhalb dieser Masken können nur einzelne DDB-Signale bearbeitet werden, die äquivalent zu IEC 60870-5-103-Signalen des privaten Bereichs sind. Gemäß Voreinstellung sind alle einzelnen DDB-Signale, die äquivalent zu IEC 60870-5-103-Signalen des privaten Bereichs sind, auf 0 (null) gesetzt, d. h., sie sind für die Kommunikation deaktiviert. Wenn ein einzelnes DDB-Signal auf 1 (eins) gesetzt wird, wird das äquivalente IEC 60870-5-103-Signal des privaten Bereichs für die Kommunikation aktiviert.

Innerhalb dieser Masken sind einzelne DDB-Signale, die entweder äquivalent zu IEC 60870-5-103-Signalen des Standardbereichs sind oder kein äquivalentes IEC 60870-5-103-Signal des privaten Bereichs haben, nicht bearbeitbar.

23.9.2.5 SPONTANE EREIGNISSE

Ereignisse werden anhand folgender Informationen kategorisiert:

- Funktionstyp
- Informationszahl

Das IEC 60870-5-103-Profil in der Menüdatenbank enthält eine vollständige Liste aller Ereignisse, die vom Gerät generiert werden.

Ab Softwareversion 91 können IEC 60870-5-103-Signale des privaten Bereichs einzeln für spontane Kommunikation ausgewählt werden, indem die Zelle ***Konfig.Modus***
auf `Benutz Konf +Std` gesetzt wird und die DDB-Masken wie erforderlich konfiguriert werden.

23.9.2.6 ALLGEMEINE ABFRAGE (GI)

Die GI-Abfrage kann verwendet werden, um den Status des Geräts, Funktionszahlen und Informationszahlen zu lesen, die während des GI-Zyklus zurückgegeben werden. Diese werden im IEC 60870-5-103-Profil in der Menüdatenbank gezeigt.

Ab Softwareversion 91 können IEC 60870-5-103-Signale des privaten Bereichs einzeln für die GI-Benachrichtigung ausgewählt werden, indem die Zelle ***Konfig.Modus***
auf `Benutz Konf +Std` gesetzt wird und die DDB-Masken wie erforderlich konfiguriert werden.

23.9.2.7 ZYKLISCHE MESSUNGEN

Das Gerät erzeugt mittels ASDU 9 auf zyklischer Basis Messwerte. Diese Messwerte können über eine Abfrage der Klasse 2 gelesen werden (wobei ADSU 3 nicht verwendet wird). Die Rate, mit der das Gerät neue Messwerte erzeugt, kann über die Einstellung der Messperiode gesteuert werden. Diese Einstellung kann über das Menü des Bedienfelds oder mithilfe von MiCOM S1 Agile bearbeitet werden. Nach einer Änderung wird sie sofort wirksam.

Das Gerät überträgt seine Messwerte mit maximal der 2,4-fachen Geschwindigkeit des Nennwerts der Messung.

23.9.2.8 BEFEHLE

In der Menüdatenbank ist eine Liste der unterstützten Befehle enthalten. Das Gerät reagiert auf andere Befehle mittels einer ASDU 1 mit einer Ursache der Übertragung (COT), die eine negative Bestätigung anzeigt.

23.9.2.9 TESTMODUS

Es ist möglich, die Ausgangskontakte des Geräts zu deaktivieren, damit entweder über das Menü des Bedienfelds oder über den vorderen seriellen Anschluss ein sekundärer Injektionstest ausgeführt werden kann. Der Standard IEC 60870-5-103 interpretiert dies als „Testmodus“. Als Anzeige für den Beginn und das Ende des Testmodus wird jeweils ein Ereignis erzeugt. Spontane Ereignisse und zyklische Messdaten, die übertragen werden, während sich das Gerät im Testmodus befindet, erhalten eine Ursache der Übertragung (COT) des Testmodus.

23.9.2.10 STÖRSCHREIBERAUFZEICHNUNGEN

Die Störfallaufzeichnungen sind unkomprimiert gespeichert und können mit den in IEC 60870-5-103 definierten Standardmechanismen ausgelesen werden.

Hinweis:
IEC 60870-5-103 unterstützt nur bis zu 8 Aufzeichnungen.

23.9.2.11 BLOCKIERUNG VON BEFEHLEN/DES MONITORS

Das Gerät unterstützt eine Funktion, die dazu dient, Meldungen in Richtung des Monitors (Daten vom Gerät) und auch in Richtung des Befehls (Daten zum Gerät) zu blockieren. Meldungen in Richtung des Monitors und des Befehls können anhand einer der beiden folgenden Methoden blockiert werden:

- Verwendung des Menübefehls ***RP1 Sperren 103*** in der Spalte *KOMMUNIKATION*
- Der Digitaldatenbus signalisiert, dass der Monitor und der Befehl blockiert sind.

23.9.2.12 IEC 60870-5-103-KONFIGURATION

So konfigurieren Sie das Gerät:

1. Wählen Sie die Spalte *KONFIGURATION*, und stellen Sie sicher, dass das Feld ***Kommun.Einstell.*** auf `Sichtbar` gesetzt ist.
2. Wählen Sie die Spalte *KOMMUNIKATION*.
3. Wechseln Sie nach unten zum ersten Feld (***RP1 Protokol***). Setzen Sie diese auf das ausgewählte Kommunikationsprotokoll – in diesem Fall `IEC 60870-5-103`.
4. Wechseln Sie nach unten zum nächsten Feld (***RP1 Adresse***). Diese Zelle dient zum Steuern der IEC 60870-5-103-Adresse des Schutzgeräts. Bis zu 32 Schutzgeräte können an eine Abzweigleitung angeschlossen werden. Folglich muss jedes Schutzgerät eine eindeutige Adresse haben, damit Meldungen der Master-Steuerungsstation von nur einem Schutzgerät angenommen werden. Für die Adresse verwendet IEC 60870-5-103 eine ganze Zahl, deren Wert zwischen 0 und 254 liegt. Es ist wichtig, dass jedes Schutzgerät eine eigene IEC 60870-5-103-Adresse hat und keine Adresse doppelt vergeben ist. Die IEC 60870-5-103-Adresse wird dann von der Master-Station zur Kommunikation mit dem Schutzgerät verwendet.
5. Wechseln Sie nach unten zur nächsten Zelle (***RP1 Baudrate***). Diese Zelle dient zum Steuern der Baudrate, die verwendet werden soll. Zwei Baudraten werden vom Schutzgerät unterstützt: `9600 bit/s` und `19200 bit/s`. Stellen Sie sicher, dass die am Schutzgerät gewählte Baudrate mit der Baudrate der Master-Station übereinstimmt.
6. Wechseln Sie nach unten zur nächsten Zelle (***RP1 Meßperiode***). Die darunterliegende Zelle steuert den zeitlichen Abstand zwischen IEC 60870-5-103-Messungen. Mithilfe des IEC 60870-5-103-Protokolls kann das Gerät in regelmäßigen Abständen Messwerte liefern. Die zwischen den einzelnen Messungen liegenden

Intervalle werden mit dieser Zelle gesteuert und können auf einen Wert zwischen 1 und 60 Sekunden eingestellt werden.

7. Wenn die optionalen Glasfaseranschlüsse installiert sind, ist das Feld ***RP1 Phys.Verbind*** sichtbar. Dieses Feld dient zum Steuern der physischen Medien, die für die Kommunikation verwendet werden (Kupfer oder Glasfaser).
8. Die nächste darunter liegende Zelle (***RP1 Sperren 103***) kann zur Blockierung der Überwachung bzw. von Befehlen verwendet werden.
9. Zu dieser Zelle gehören folgende drei Einstellungen:

Einstellung	Beschreibung
Ausgeschaltet	Keine Blockierung ausgewählt.
Melde MeBwernsp.	Wenn das DDB-Überwachungssperrsignal entweder durch Erregung eines Opto-Eingangs oder eines Steuereingangs aktiv High ist, wird das Lesen der Statusinformationen und von Störungsaufzeichnungen nicht zugelassen. In diesem Modus gibt das Gerät die Meldung „Ende der allgemeinen Abfrage“ an die Master-Station zurück.
Befehlssperre	Wenn das DDB-Befehlssperrsignal entweder durch Erregung eines Opto- oder Steuereingangs aktiv High ist, werden alle Fernbefehle ignoriert (d. h. LS Aus/Ein, Gruppe der Einstellungen ändern usw.). In diesem Modus gibt das Gerät die Meldung „Negative Bestätigung des Befehls“ an die Master-Station zurück.

23.9.3 DNP 3.0

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie die Norm DNP 3.0 auf das Gerät angewendet wird. Es handelt sich dabei nicht um eine Beschreibung des Standards selbst. Für das Verständnis dieses Abschnitts wird vorausgesetzt, dass der Leser bereits mit der Norm DNP 3.0 vertraut ist.

Die hier gegebenen Beschreibungen sind zur Begleitung des Geräteprofildokuments gedacht, das im Menüdatenbankdokument enthalten ist. Das Protokoll DNP 3.0 wird hier nicht beschrieben. Bitte schlagen Sie in der Dokumentation nach, die von der Benutzergruppe erhältlich ist. Im Geräteprofildokument sind alle Einzelheiten zur Implementierung von DNP 3.0 aufgeführt. Dies ist das Dokument für die Norm DNP 3.0. In diesem Dokument ist angegeben, welche Objekte, Variationen und Kennzeichner unterstützt werden. Darüber hinaus wird aufgeführt, welche Daten über DNP 3.0 vom Gerät zur Verfügung gestellt werden. Das Schutzgerät fungiert als DNP 3.0-Slave und unterstützt die Teilmengenebene 2 (siehe Norm DNP 3.0) sowie einige der Funktionen von Ebene 3.

Das Protokoll DNP 3.0 wird von der DNP-Benutzergruppe definiert und verwaltet. Weitere Informationen zu DNP 3.0 und Protokollspezifikationen finden Sie auf der DNP-Website (www.dnp.org).

23.9.3.1 PHYSISCHE VERBINDUNGS- UND VERKNÜPFUNGSSCHICHT

DNP 3.0 kann mit EIA(RS)485 verwendet wird.

Für DNP 3.0 stehen mehrere Verbindungsoptionen zur Verfügung:

- Rückseitiger Anschluss 1 (RP1) – für eine permanente SCADA-Verbindung über RS485
- Optionaler Glasfaseranschluss (RP1 in Steckplatz A) – für eine permanente SCADA-Verbindung über LWL

Die Baudrate des Schutzgeräts kann über das Menü des Bedienfelds oder die Anwendungssoftware für Einstellungen ausgewählt werden.

Für eine serielle Schnittstelle wird folgendes Datenformat verwendet: ein Startbit, acht Datenbits, ein Stoppbit und ein optional konfigurierbares Paritätsbit.

23.9.3.2 OBJEKT 1, BINÄREINGÄNGE

Objekt 1, Binäreingänge, enthält Informationen, die den Zustand der Signale im Schutzgerät beschreiben, die sich hauptsächlich auf einen Teil des Digitaldatenbusses (DDB) beziehen. Diese enthalten im Allgemeinen den Zustand

der Ausgangskontakte und der Opto-Eingänge, der Warnsignale und der schutzrelevanten Anrege- und Auslösesignale. Die Spalte „DDB-Nummer" im Geräteprofildokument enthält die DDB-Nummern der DNP 3.0-Punktdaten. Diese können als Querverweis für die DDB-Definitionsliste verwendet werden. Siehe relevantes Menüdatenbankdokument. Die Binäreingangspunkte können auch als Änderungsereignisse über Objekt 2 und Objekt 60 bei Ereignisdaten der Klassen 1-3 gelesen werden.

Hinweis:
Für die zu übertragenden DNP-Ereignisse ist unbedingt erforderlich, dass die entsprechenden DDBs des Configured Point Index in die Courier-Ereignisaufzeichnung aufgenommen werden. Im Menü AUFZEICH-KONTROL werden alle DDBs aufgelistet, und die Maskeneinstellungen steuern deren Aufnahme/Ausschluss als Courier-Ereignis.

23.9.3.3 BINÄRAUSGÄNGE VON OBJEKT 10

Objekt 10, Binärausgänge, enthält Befehle, die über DNP 3.0 ausgeführt werden können. Darum akzeptieren die Punkte Befehle des Typs „Impuls Ein“ (Null, Auslösen, Schließen) und „Selbsthaltung Ein/Aus“, die im Geräteprofil des entsprechenden Menüdatenbankdokuments aufgeführt sind. Die Befehle werden jeweils ein Mal ausgeführt. Die anderen Zellen werden ignoriert (in Warteschlange stellen, Löschen, Auslösen/Schließen, „innerhalb Zeit“ und „außerhalb Zeit“).

Es steht ein zusätzliches Bild der Steuereingänge zur Verfügung. Diese als Alias-Steuereingänge bezeichneten Eingänge reflektieren den Status eines Steuereingangs, allerdings auf dynamische Art und Weise.

- Wenn sich das DDB-Signal des Steuereingangs bereits im Zustand SET befindet und ein neuer DNP-SET-Befehl an den Steuereingang gesendet wird, wird das DDB-Signal des Steuereingangs kurz in den Zustand RESET und dann wieder in den Zustand SET versetzt.
- Wenn sich das DDB-Signal des Steuereingangs bereits im Zustand RESET befindet und ein neuer DNP-RESET-Befehl an den Steuereingang gesendet wird, wird das DDB-Signal des Steuereingangs kurz in den Zustand SET und dann wieder in den Zustand RESET versetzt.

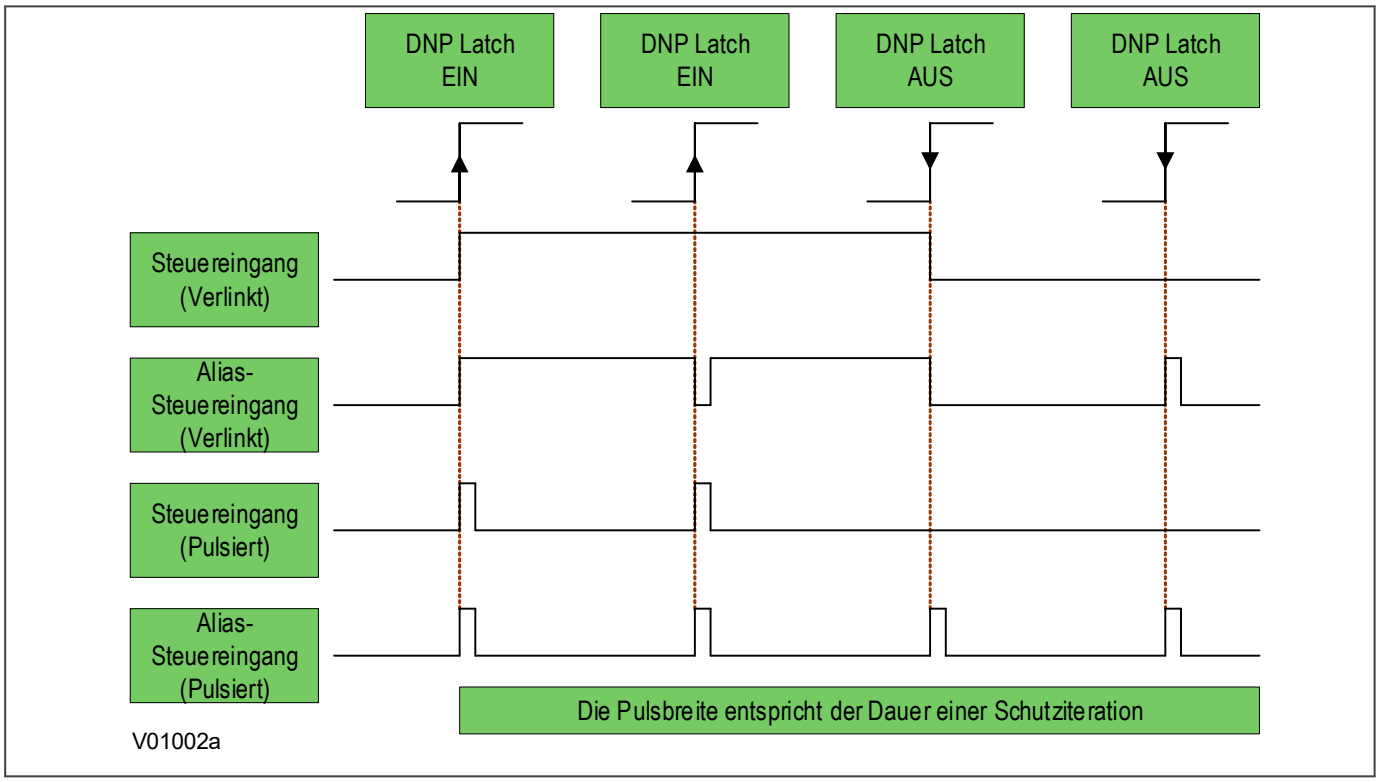


Abbildung 388: Verhalten von Steuereingängen

Es können viele Funktionen des Schutzgeräts konfiguriert werden, wodurch manche der Befehle von Objekt 10, die in den folgenden Abschnitten beschrieben werden, nicht zur Verfügung stehen. Ein Lesevorgang von Objekt 10 meldet, dass der Punkt offline ist, und ein an Objekt 12 gesendeter Steuerbefehl generiert eine Fehlerantwort.

Es folgen Beispiele für Punkte von Objekt 10, die möglicherweise als offline gemeldet werden:

- Parametersätze aktivieren: Sicherstellen, dass die Parametersätze aktiviert sind
- LS auslösen/schließen: Sicherstellen, dass die LS-Fernsteuerung aktiviert ist
- Thermischen Schutz des Gegensystems zurücksetzen: Sicherstellen, dass der thermischen Schutz des Gegensystems aktiviert ist
- Thermischen Schutz O/L zurücksetzen: Sicherstellen, dass der thermische Überlastschutz aktiviert ist
- Widerstandsthermometer-Flags zurücksetzen: Sicherstellen, dass die RTD-Eingänge aktiviert sind
- Steuereingänge: Sicherstellen, dass die Steuereingänge aktiviert sind

23.9.3.4 OBJEKT 20 BINÄRZÄHLER

Das Objekt 20 (Binärzähler) enthält kumulative Zähler und Messdaten. Die Binärzähler können als aktueller „laufender“ Wert des Objekts 20 oder als „eingefrorener“ Wert des Objekts 21 gelesen werden. Die laufenden Zähler des Objektes 20 akzeptieren die Funktionen Lesen, Einfrieren und Löschen. Die Funktion „Einfrieren“ entnimmt den aktuellen Wert des laufenden Zählers des Objekts 20 und speichert diesen im entsprechenden eingefrorenen Zähler des Objekts 21. Die Funktion „Einfrieren und Löschen“ setzt den laufenden Zähler des Objekts 20 nach Einfrieren seines Wertes auf null zurück.

Binärzählerwerte und auf einen eingefrorenen Zähler bezogene Änderungsereigniswerte können von Objekt 22 bzw. Objekt 23 gemeldet werden. Zähler-Änderungsereignisse (Objekt 22) melden nur die letzte Änderung, wodurch die maximale Anzahl von unterstützten Ereignissen der Gesamtzahl der Zähler entspricht. Auf einen eingefrorenen Zähler bezogene Änderungsereignisse (Objekt 23) werden generiert, wenn ein Einfriervorgang ausgeführt wird und seit dem letzten Einfrierbefehl eine Änderung aufgetreten ist. Die Warteschlangen mit Ereignissen, die sich auf einen eingefrorenen Zähler beziehen, speichern die Punkte für bis zu zwei Einfriervorgänge.

23.9.3.5 OBJEKT 30 ANALOGEINGÄNGE

Das Objekt 30 (Analogeingänge) enthält Informationen aus den Messdatenspalten des Schutzgeräts, die im Menü enthalten sind. Alle Punkte des Objekts 30 können als 16- oder 32-Bit-Ganzzahlwerte mit Flag, 16- oder 32-Bit-Ganzzahlwerte ohne Flag oder kurze Fließkommawerte gemeldet werden.

Analogwerte können der Master-Station als primäre, sekundäre oder normalisierte Werte gemeldet werden (wobei die StW- und SpW-Verhältnisse des Schutzgeräts berücksichtigt werden). Dies kann in der Spalte *KOMMUNIKATION* im Schutzgerät eingestellt werden. Entsprechende Totzoneneinstellungen können in Form eines primären, sekundären oder normalisierten Werts angezeigt werden. Totzonenpunktwerte können mithilfe der Variationen von Objekt 34 gemeldet und geschrieben werden.

Die Totzone ist die Einstellung, mit der bestimmt wird, ob ein Änderungsereignis für jeden Punkt erzeugt werden muss. Die Änderungsereignisse können mithilfe von Objekt 32 oder Objekt 60 gelesen werden. Diese Ereignisse werden für jeden Punkt generiert, dessen Wert mehr als die Totzoneneinstellung geändert wurde, seit der Datenwert zum letzen Mal gemeldet wurde.

Jede Analogmessung, die nicht verfügbar ist, wenn sie gelesen wird, wird als offline gemeldet. Beispielsweise wird die Frequenz als offline gemeldet, wenn Stromstärke und Spannung außerhalb des Regelbereichs des Schutzgeräts liegen. Alle Punkte von Objekt 30 werden in Form sekundärer Werte über DNP 3.0 gemeldet (in Bezug auf StW- und SpW-Verhältnisse).

23.9.3.6 OBJEKT 40 ANALOGAUSGANG

Die Konvertierung in das Festkommaformat erfordert die Verwendung eines Skalierungsfaktors, der für verschiedene Datentypen innerhalb des Schutzgeräts konfiguriert werden kann, beispielsweise Stromstärke,

Spannung und Phasenwinkel. Alle Punkte des Objekts 40 melden ganzzahlige Skalierungswerte, und mithilfe von Objekt 41 können ganzzahlige Skalierungsmengen konfiguriert werden.

23.9.3.7 OBJEKT 50 UHRZEITSYNCHRONISIERUNG

Die Funktionscodes 1 (Lesen) und 2 (Schreiben) werden für Variante 1 des Objekts 50 (Uhrzeit und Datum) unterstützt. Die DNP-Funktion „Zeitbedarf“ (Wartezeit, bevor eine weitere Zeitsynchronisierung vom Master angefordert wird) wird unterstützt und kann in einem Bereich von 1–30 Minuten konfiguriert werden.

Wenn die Uhr über den IRIG-B-Eingang synchronisiert wird, ist es nicht möglich, die Zeit des Geräts über die Courier-Schnittstelle einzustellen. Der Versuch, die Zeit mithilfe der Schnittstelle einzustellen, führt dazu, dass das Schutzgerät ein Ereignis mit dem aktuellen Datum und der aktuellen Zeit erzeugt. Das Datum und die Uhrzeit werden der internen Uhr entnommen, die über IRIG-B synchronisiert wird.

23.9.3.8 DNP3-GERÄTEPROFIL

In diesem Abschnitt wird die spezifische Implementierung der DNP-Version 3.0 in MiCOM P40 Agile-Schutzgeräten von GE Vernova für den Kompakt- und Modularbereich beschrieben.

Die Geräte verwenden die DNP 3.0 Slave Source Code Library-Version 3 von Triangle MicroWorks Inc.

Das vorliegende Dokument liefert in Verbindung mit dem DNP 3.0 Basic 4-Dokumentensatz und dem Dokument „DNP Subset Definitions“ (DNP-Untermengendefinitionen) vollständige Informationen zur Kommunikation mit den Geräten über das Protokoll DNP 3.0.

Diese Implementierung von DNP 3.0 ist voll kompatibel mit DNP 3.0 Subset Definition Level 2. Sie enthält zudem viele Funktionen von Subset Level 3 und neuere Funktionen.

23.9.3.8.1 DNP3-GERÄTEPROFILTABELLE

Die folgende Tabelle zeigt das Geräteprofil in einem ähnlichen Format wie im Dokument „DNP 3.0-Teilmengendefinitionen“ definiert. Obwohl in den DNP 3.0-Teilmengendefinitionen als Dokument bezeichnet, handelt es sich nur um eine Komponente eines kompletten Interoperabilitätsleitfadens. Diese Tabelle dient in Verbindung mit den nachfolgenden Implementierungslistentabellen als kompletter Interoperabilitäts-/Konfigurationsleitfaden für das Gerät.

Die folgende Tabelle zeigt das Geräteprofil in einem ähnlichen Format wie im Dokument „DNP 3.0-Teilmengendefinitionen“ definiert. Obwohl in den DNP 3.0-Teilmengendefinitionen als Dokument bezeichnet, handelt es sich nur um eine Komponente eines kompletten Interoperabilitätsleitfadens. Diese Tabelle dient in Verbindung mit den nachfolgenden Implementierungslistentabellen als kompletter Interoperabilitäts-/Konfigurationsleitfaden für das Gerät.

DNP 3,0 Geräteprofildokument	
Name des Anbieters:	GE Vernova
Name des Geräts:	MiCOM P40Agile-Schutzgeräte – Kompakt- und Modulargeräte
Modelle:	Alle Modelle
Höchste unterstützte DNP-Stufe*: * Dies ist die höchste voll unterstützte DNP-Stufe. Teile von Stufe 3 werden ebenfalls unterstützt.	Für Abfragen:_Stufe 2 Für Antworten:_Stufe 2
Funktion des Geräts:	Slave

DNP 3,0 Geräteprofildokument	
Bemerkenswerte Objekte, Funktionen und/oder Kennzeichner, die zusätzlich zu den höchsten unterstützten DNP-Stufen unterstützt werden (die vollständige Liste ist in der DNP 3.0-Implementierungstabelle beschrieben): Bei statischen (Nicht-Änderungsereignis) Objektabfragen werden die Abfragekennzeichnungscodes 00 und 01 (Start-Stopp), 07 und 08 (begrenzte Menge) und 17 und 28 (Index) zusätzlich zum Abfragekennzeichnungscode 06 (kein Bereich [alle Punkte] unterstützt). Auf statische Objektabfragen, die mit dem Kennzeichner 00, 01, 06, 07 oder 08 gesendet werden, wird mit dem Kennzeichner 00 oder 01 geantwortet. Auf statische Objektabfragen, die mit dem Kennzeichner 17 oder 28 gesendet werden, wird mit dem Kennzeichner 17 oder 28 geantwortet. Bei Änderungsereignisobjektabfragen wird immer auf die Kennzeichner 17 oder 28 geantwortet. Es können 16-Bit- und 32-Bit-Analogänderungsereignisse mit Zeit angefordert werden. Der Lesefunktionscode für Objekt 50 (Zeit und Datum), Variante 1, wird unterstützt. Analogeingangstotzonen, Objekt 34, Varianten 1 bis 3, werden unterstützt. Der Gleitkomma-Analogausgangsstatus und die Ausgangsblockobjekte 40 und 41 werden unterstützt. Sequentielle Dateiübertragung, Objekt 70 und die Varianten 2 bis 7 werden unterstützt. Das Geräteattributobjekt 0 wird unterstützt.	
Maximale Größe von Datenverbindungs-Datenblöcken (Achtbitzeichen):	Übertragen: 292 Empfangen: 292
Maximale Größe von Anwendungsfragmenten (Achtbitzeichen)	Übertragen: konfigurierbar (100 bis 2048). Voreinstellung 2048 Empfangen: 249
Maximale Anzahl wiederholter Datenverbindungsversuche:	Auf zwei festgelegt
Maximale Anzahl wiederholter Anwendungsschichtversuche:	Ohne
Erfordert Datenverbindungsschicht-Bestätigung:	Konfigurierbar auf „Niemals“ oder „Immer“
Erfordert Anwendungschicht-Bestätigung:	Beim Melden von Ereignisdaten (nur Slave-Geräte) Beim Senden von Antworten, die aus mehreren Fragmenten bestehen (nur Slave-Geräte)
Zeitüberschreitungen beim Warten auf:	
Datenverbindungsbestätigung:	Konfigurierbar
Vollständiges Anwendungsfragment:	Ohne
Anwendungsbestätigung:	Konfigurierbar
Vollständige Anwendungsantwort:	Ohne
Sonstiges:	
Zeitlimit für die Datenverbindungsbestätigung:	Konfigurierbar von 0 (Ausgeschaltet) bis 120 s, Voreinstellung 10 s.
Zeitlimit für die Anwendungsbestätigung:	Konfigurierbar von 1 bis 120 s, Voreinstellung 2 s.
Arm-Zeitlimit auswählen/verwenden:	Konfigurierbar von 1 bis 10 s, Voreinstellung 10 s.
Zeitintervall erforderlich (IIN1-4 einstellen):	Konfigurierbar von 1 bis 30, Voreinstellung 10 min.
Anwendungsdatei-Zeitüberschreitung	60 s
Abtastdauer Analogänderungsereignis:	Fest bei 0,5 s
Abtastdauer Zähleränderungsereignis	Fest bei 0,5 s
Abtastdauer Änderungsereignis eingefrorener Zähler	Fest bei 1 s
Maximalverzögerungsmessfehler:	2,5 ms
Zeitbasisabweichung in einem 10-Minuten-Intervall:	7 ms
Senden/Ausführen von Steuervorgängen:	
Binärausgänge schreiben:	Nie
Auswählen/betätigen:	Immer

DNP 3,0 Geräteprofildokument	
Direkte Betätigung:	Immer
Direkte Betätigung – keine Bestätigung:	Immer
Zählung > 1	Nie
Impuls Ein	Immer
Impuls Aus	Manchmal
Selbsthaltung Ein	Immer
Selbsthaltung Aus	Immer
Warteschlange	Nie
Warteschlange löschen	Nie
Hinweis:_Gepaarte Steuerungspunkte akzeptieren „Pulse On/Trip“ und „Pulse On/Close“, aber nur ein einzelner Punkt akzeptiert den Steuerbefehl „Pulse Off“.	
Meldet Binäreingangs-Änderungsereignisse, wenn keine spezifische Variante angefordert wird:	Konfigurierbar zum Senden des einen oder anderen
Meldet mit Zeitmarke versehene Binäreingangs-Änderungsereignisse, wenn keine spezifische Variante angefordert wird:	Binäreingangsänderung mit Zeit
Sendet unverlangte Antworten:	Nie
Sendet statische Daten in unverlangten Antworten:	Nie Keine anderen Optionen sind erlaubt
Standardzählerobjekt/Variante:	Konfigurierbar, Punkt-für-Punkt-Liste beigefügt Standardobjekt:_20 Standardvariante:_1
Zählerüberlauf bei:	32 Bit
Sendet Antworten, die aus mehreren Fragmenten bestehen:	Ja
Unterstützung für sequentielle Dateiübertragung:	
Dateimodus hinzufügen	Nein
Spezifische Statuscode-Zeichenfolgen	Nein
Berechtigungsfeld	Ja
Einer Klasse zugewiesene Dateiereignisse	Nein
Sofort gesendete Dateiereignisse	Ja
Mehrere Blöcke in einem Fragment	Nein
Max. Anzahl geöffneter Dateien	1

23.9.3.8.2 DNP3-IMPLEMENTIERUNGSTABELLE

Die Implementierungstabelle enthält eine Liste von Objekten, Variationen und Steuercodes, die vom Gerät unterstützt werden:

Objekt			Anforderung (Bibliothek wird analysiert)				Antwort (Bibliothek wird damit antworten)			
Objektnummer	Variationsnummer	Beschreibung	Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)		Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)	
1	0	Binäreingang (Variation 0 wird zum Anfordern der Standardvariation verwendet)	1 22	(Lesen) (Klasse zuweisen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)				

Objekt			Anforderung (Bibliothek wird analysiert)				Antwort (Bibliothek wird damit antworten)			
Objektnummer	Variationsnummer	Beschreibung	Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)		Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)	
1	1 (Standard – siehe Hinweis 1)	Binäreingang	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
1	2	Binäreingang mit Flag	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
2	0	Binäreingangsänderung – jede Variante	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)				
2	1	Binäreingangsänderung ohne Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
2	2	Binäreingangsänderung mit Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
10	0	Binärausgangsstatus – jede Variante	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)				
10	2 (Standard – siehe Hinweis 1)	Binärausgangsstatus	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
12	1	Steuerrelaisausgangsblock	3 4 5 6	(Auswählen) (Betätigen) (direkte Betätigung) (direkte Betätigung, keine Bestätigung)	17, 28	(Index)	129	antwort		Echo der Anforderung
20	0	Binärzähler – jede Variante	1 22	(Lesen) (Klasse zuweisen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)				
			7 8 9 10	(Einfrieren) (Einfrieren keine Bestätigung) (Einfrieren löschen) (frz. cl. Noack)	00, 01 06 07, 08	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)				
20	1	32-Bit-Binärzähler mit Flag	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
20	2	16-Bit-Binärzähler mit Flag	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
20	5 (Standard – siehe Hinweis 1)	32-Bit-Binärzähler ohne Kennzeichen	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
20	6	16-Bit-Binärzähler ohne Kennzeichen	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
21	0	Eingefrorener Zähler – jede Variante	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)				
21	1	Eingefrorener 32-Bit-Zähler mit Kennzeichen	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
21	2	Eingefrorener 16-Bit-Zähler mit Kennzeichen	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
21	5	Eingefrorener 32-Bit-Zähler mit Einfrierzeit	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 1)

Objekt			Anforderung (Bibliothek wird analysiert)				Antwort (Bibliothek wird damit antworten)			
Objektnummer	Variationsnummer	Beschreibung	Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)		Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)	
21	6	Eingefrorener 16-Bit-Zähler mit Einfrierzeit	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) 17, 28 (Index – siehe Hinweis 1)
21	9 (Standard – siehe Hinweis 1)	Eingefrorener 32-Bit-Zähler ohne Kennzeichen	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
21	10	Eingefrorener 16-Bit-Zähler ohne Kennzeichen	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
`22	0	Zähleränderungsereignis – jede Variation	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)				
22	1 (Standard – siehe Hinweis 1)	32-Bit-Zähleränderungsereignis ohne Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
22	2	16-Bit-Zähleränderungsereignis ohne Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
22	5	32-Bit-Zähleränderungsereignis mit Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
22	6	16-Bit-Zähleränderungsereignis mit Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
23	0	Ereignis „eingefrorener Zähler“ (Variation 0 wird zum Anfordern der Standardvariation verwendet)	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)				
23	1 (Standard – siehe Hinweis 1)	Ereignis „eingefrorener 32-Bit-Zähler“	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
23	2	Ereignis „eingefrorener 16-Bit-Zähler“	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
23	5	Ereignis „eingefrorener 32-Bit-Zähler“ mit Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
23	6	Ereignis „eingefrorener 16-Bit-Zähler“ mit Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
30	0	Analogeingang – jede Variation	1 22	(Lesen) (Klasse zuweisen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)				
30	1	32-Bit-Analogeingang	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
30	2	16-Bit-Analogeingang	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
30	3 (Standard – siehe Hinweis 1)	32-Bit-Analogeingang ohne Kennzeichen	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
30	4	16-Bit-Analogeingang ohne Kennzeichen	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
30	5	Kurzes Gleitkomma	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
32	0	Analogänderungsereignis – jede Variation	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)				
32	1 (Standard – siehe Hinweis 1)	32-Bit-Analogänderungsereignis ohne Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
32	2	16-Bit-Analogänderungsereignis ohne Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)

Objekt			Anforderung (Bibliothek wird analysiert)				Antwort (Bibliothek wird damit antworten)			
Objektnummer	Variationsnummer	Beschreibung	Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)		Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)	
32	3	32-Bit-Analogänderungsereignis mit Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
32	4	16-Bit-Analogänderungsereignis mit Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
32	5	Analogänderungsereignis „verkürztes Gleitkomma“ ohne Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
32	7	Analogänderungsereignis „verkürztes Gleitkomma“ mit Zeit	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)	129	antwort	17, 28	(Index)
34	0	Analogeingangstotzone (Variation 0 wird zum Anfordern der Standardvariation verwendet)	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)				
34	1	16-Bit-Analogeingangstotzone	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
			2	(Schreiben)	00, 01 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (begrenzte Menge) (Index)				
34	2 (Standard – siehe Hinweis 1)	32-Bit-Analogeingangstotzone	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
			2	(Schreiben)	00, 01 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (begrenzte Menge) (Index)				
34	3	Totzone des Analogeingangs für verkürztes Gleitkomma	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
			2	(Schreiben)	00, 01 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (begrenzte Menge) (Index)				
40	0	Analogausgangsstatus (Variation 0 wird zum Anfordern der Standardvariation verwendet)	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)				
40	1 (Standard – siehe Hinweis 1)	32-Bit-Analogausgangsstatus	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
40	2	16-Bit-Analogausgangsstatus	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
40	3	Status des Analogausgang für verkürztes Gleitkomma	1	(Lesen)	00, 01 06 07, 08 17, 27, 28	(Start-Stopp) (kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge) (Index)	129	antwort	00, 01 17, 28	(Start-Stopp) (Index – siehe Hinweis 2)
41	1	32-Bit-Analogausgangsblock	3 4 5 6	(Auswählen) (Betätigen) (direkte Betätigung) (direkte Betätigung, keine Bestätigung)	17, 28 27	(Index) (Index)	129	antwort		Echo der Anforderung
41	2	16-Bit-Analogausgangsblock	3 4 5 6	(Auswählen) (Betätigen) (direkte Betätigung) (direkte Betätigung, keine Bestätigung)	17, 28 27	(Index) (Index)	129	antwort		Echo der Anforderung
41	3	Analogausgangsblock für verkürztes Gleitkomma	3 4 5 6	(Auswählen) (Betätigen) (direkte Betätigung) (direkte Betätigung, keine Bestätigung)	17, 27, 28	(Index)	129	antwort		Echo der Anforderung
50	1 (Standard – siehe Hinweis 1)	Zeit und Datum	1	(Lesen)	07	(begrenzte Menge = 1)	129	antwort	07	(begrenzte Menge = 1)
			2	(Schreiben)	07	(begrenzte Menge = 1)				

Objekt			Anforderung (Bibliothek wird analysiert)				Antwort (Bibliothek wird damit antworten)			
Objektnummer	Variationsnummer	Beschreibung	Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)		Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungscodes (hexadezimal)	
60	0	Nicht definiert								
60	1	Daten der Klasse 0	1	(Lesen)	06	(kein Bereich oder alles)				
60	2	Daten der Klasse 1	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)				
			22	(Klasse zuweisen)	06	(kein Bereich oder alles)				
60	3	Daten der Klasse 2	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)				
			22	(Klasse zuweisen)	06	(kein Bereich oder alles)				
60	4	Daten der Klasse 3	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)				
			22	(Klasse zuweisen)	06	(kein Bereich oder alles)				
70	0	Dateiereignis – jede Variante	1	(Lesen)	06 07, 08	(kein Bereich oder alles) (begrenzte Menge)				
			22	(Klasse zuweisen)	06	(kein Bereich oder alles)				
70	2	Dateiauthentifizierung	29	(Authentifizieren)	5b	(Freiformat)	129	antwort		5B (Freiformat)
70	3	Dateibefehl	25 27	(Öffnen) (Löschen)	5b	(Freiformat)				
70	4	Dateibefehlsstatus	26 30	(Schließen) (Abbrechen)	5b	(Freiformat)	129	antwort		5B (Freiformat)
70	5	Dateiübertragung	1	(Lesen)	5b	(Freiformat)	129	antwort		5B (Freiformat)
70	6	Dateiübertragungsstatus					129	antwort		5B (Freiformat)
70	7	Dateideskriptor	28	(Dateiinfo holen)	5b	(Freiformat)	129	antwort		5B (Freiformat)
80	1	Interne Anzeigen	1	(Lesen)	00, 01	(Start-Stopp)	129	antwort	00, 01	(Start-Stopp)
		Kein Objekt (nur Funktionscode)	13	(Kaltstart)						
		Kein Objekt (nur Funktionscode)	14	(Warmstart)						
		Kein Objekt (nur Funktionscode)	23	(Messung verzögern)						

Hinweis:
Eine Standardvariation ist die Variation auf die geantwortet wird, wenn Variation 0 angefordert und/oder in Klasse 0, 1, 2 oder 3 abgefragt wird.

Hinweis:
Bei statischen Objekten (keine Änderungsereignisobjekte) wird nur dann auf die Kennzeichner 17 oder 28 geantwortet, wenn eine Anforderung mit den Kennzeichnern 17 bzw. 28 gesendet wird. Anderenfalls wird auf statische Objekte, die mit dem Kennzeichner 00, 01, 06, 07 oder 08 gesendet werden, mit dem Kennzeichner 00 oder 01 geantwortet. Bei Änderungsereignisobjekten wird immer auf die Kennzeichner 17 oder 28 geantwortet.

23.9.3.8.3 INTERNE DNP3-ANZEIGEN

In der folgenden Tabelle sind die internen DNP3.0-Anzeigen (IIN) aufgeführt und es ist angegeben, welche von diesen vom Gerät unterstützt werden.

Das IIN-Formular ist ein Informationselement, das verwendet wird, um die internen Zustände und Diagnoseergebnisse eines Geräts zu übermitteln. Diese Informationen können von einer Empfangsstation verwendet werden, um eine Fehlerbehebung oder andere angemessene Funktionen auszuführen. Das IIN ist eine aus zwei Achtbitzeichen bestehende Zelle, die sich nach dem Funktionscode richtet, der in allen vom Gerät

kommenden Antworten enthalten ist. Wenn eine Anforderung aufgrund von Formatierungsfehlern nicht verarbeitet werden kann oder die angeforderten Daten nicht verfügbar sind, wird das IIN immer mit den entsprechenden gesetzten Bits zurückgegeben.

Bit	Anzeige	Beschreibung	Unterstützt
Achtbitzeichen 1			
0	Alle Stationsnachrichten empfangen	Wir gesetzt, wenn eine Anforderung mit der Zieladresse aller Stationsadressen (6553510) empfangen wird. Wird nach der nächsten Antwort gelöscht (auch wenn eine Antwort auf eine allgemeine Anforderung erforderlich ist). Dieses IIN wird verwendet, um die Master-Station zu informieren, dass das Schutzgerät eine Rundsendungsnachricht empfangen hat.	Ja
1	Daten der Klasse 1 verfügbar	Wird gesetzt, wenn Daten, die als Daten der Klasse 1 konfiguriert wurden, an die Master-Station gesendet werden können. Die Master-Station sollte Daten dieser Klasse vom Schutzgerät anfordern, wenn dieses Bit in einer Antwort gesetzt ist.	Ja
2	Daten der Klasse 2 verfügbar	Wird gesetzt, wenn Daten, die als Daten der Klasse 2 konfiguriert wurden, an die Master-Station gesendet werden können. Die Master-Station sollte Daten dieser Klasse vom Schutzgerät anfordern, wenn dieses Bit in einer Antwort gesetzt ist.	Ja
3	Daten der Klasse 3 verfügbar	Wird gesetzt, wenn Daten, die als Daten der Klasse 3 konfiguriert wurden, an die Master-Station gesendet werden können. Die Master-Station sollte Daten dieser Klasse vom Schutzgerät anfordern, wenn dieses Bit in einer Antwort gesetzt ist.	Ja
4	Zeitsynchronisierung erforderlich	Das Schutzgerät benötigt Zeitsynchronisierung von der Master-Station (unter Verwendung des Zeit-und-Datum-Objekts). Dieses IIN wird gelöscht, sobald die Zeit synchronisiert worden ist. Es kann auch gelöscht werden, indem explizit eine 0 in das Bit des Objekts „Interne Anzeige“ geschrieben wird.	Ja
5	Lokal	Wird gesetzt, wenn einige oder alle Digitalausgangspunkte des Schutzgeräts (Objekt 10/12) im Zustand „Lokal“ sind. Das heißt, auf die Steuerausgänge des Schutzgeräts kann NICHT über das DNP-Protokoll zugegriffen werden. Dieses IIN wird gelöscht, sobald das Schutzgerät im Zustand „Fern“ ist. Das heißt, auf die Steuerausgänge des Schutzgeräts kann uneingeschränkt über das DNP-Protokoll zugegriffen werden.	Nein
6	Störung des Geräts	Wird gesetzt, wenn im Schutzgerät ein unnormaler Zustand vorhanden ist. Dieses IIN wird nur dann verwendet, wenn der Zustand nicht durch eine Kombination von einem oder mehreren der anderen IIN-Bits beschrieben werden kann.	Nein
7	Neustart des Geräts	Wird gesetzt, wenn die Softwareanwendung des Geräts neu gestartet wird. Dieses IIN wird gelöscht, wenn die Master-Station explizit eine 0 in dieses Bit des Objekts „Interne Anzeigen“ schreibt.	Ja
Achtbitzeichen 2			
0	Funktionscode nicht implementiert	Der empfangene Funktionscode wird nicht im Schutzgerät implementiert.	Ja
1	Angefordertes Objekt/ angeforderte Objekte unbekannt	Das Steuergerät verfügt nicht über die angegebenen Objekte, oder der angeforderten Klasse sind keine Objekte zugewiesen. Dieses IIN sollte für Fehlerbehebungszwecke verwendet werden und zeigt normalerweise eine Unstimmigkeit in den Geräteprofilen oder Konfigurationsprobleme an.	Ja

Bit	Anzeige	Beschreibung	Unterstützt
2	Nicht im Bereich	Parameter in den Kennzeichnungs-, Bereichs- oder Datenfeldern sind ungültig oder außerhalb des Bereichs. Dies ist ein allgemeiner Begriff für Formatierungsfehler von anwendungsspezifischen Anforderungen. Er sollte nur für Fehlerbehebungszwecke verwendet werden. Dieses IIN weist normalerweise auf Konfigurationsprobleme hin.	Ja
3	Pufferüberlauf	Ereignispuffer oder andere Anwendungspuffer sind übergelaufen. Die Master-Station sollte versuchen, so viele Daten wie möglich wiederherzustellen und dem Benutzer anzeigen, dass Daten verloren gegangen sein können. Der Benutzer sollte die entsprechenden Fehlerbehebungsverfahren einleiten.	Ja
4	Wird bereits ausgeführt	Die empfangene Anforderung wurde verstanden, aber der angeforderte Vorgang wird bereits ausgeführt.	
5	Schlechte Konfiguration	Wird gesetzt, um anzuzeigen, dass die im Schutzgerät gespeicherte aktuelle Konfiguration beschädigt ist. Die Master-Station kann eine andere Konfiguration auf das Schutzgerät herunterladen.	Ja
6	Reserviert	Wird immer als null zurückgegeben.	
7	Reserviert	Wird immer als null zurückgegeben.	

23.9.3.8.4 DNP3-ANTWORTSTATUSCODES

Wenn das Gerät Anforderungen bezüglich des Steuerrelaisausgangsblocks (Objekt 12) bearbeitet, gibt es einen Satz Statuscodes zurück, einen für jeden in der ursprünglichen Anforderung enthaltenen Punkt. Die vollständige Liste der Codes ist in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Codenummer	Bezeichnung der Kennung	Beschreibung
0	Erfolg	Die empfangene Anforderung wurde akzeptiert, initiiert oder in eine Warteschlange gestellt.
1	Timeout	Die Anforderung wurde nicht akzeptiert, weil die auf Betätigungsmeldung empfangen wurde, nachdem der Arm-Zeitstufe (Auswahl vor Betätigung) abgelaufen war. Der Arm-Zeitgeber wurde gestartet, als die Auswahlvorgang für den gleichen Punkt empfangen wurde.
2	Keine Auswahl	Die Anforderung wurde nicht akzeptiert, weil keine vorherige übereinstimmende Auswahlanforderung vorhanden ist. (Eine Betätigungsmeldung wurde gesendet, um einen Ausgang zu aktivieren, der zuvor nicht mit einer übereinstimmenden Auswahlmeldung aktiviert wurde.)
3	Formatfehler	Die Anforderung wurde nicht akzeptiert, weil in der Steuerungsanforderung („Auswahl“, „Betätigung“ oder „direkte Betätigung“) Formatierungsfehler vorhanden waren.
4	Nicht unterstützt	Die Anforderung wurde nicht akzeptiert, weil ein Steuervorgang nicht für diesen Punkt unterstützt wird.
5	Bereits aktiv	Die Anforderung wurde akzeptiert, weil die Steuervorgangs-Warteschlange voll oder der Punkt bereits aktiv ist.
6	Hardwarefehler	Die Anforderung wurde aufgrund von Steuerungshardwareproblemen nicht akzeptiert.
7	Lokal	Die Anforderung wurde nicht akzeptiert, weil lokaler Zugriff im Gange ist.
8	Zu viele Vorgänge	Die Anforderung wurde nicht akzeptiert, weil zu viele Vorgänge angefordert wurden.
9	Nicht autorisiert	Die Anforderung wurde aufgrund von ungenügender Autorisierung nicht akzeptiert.
127	Undefiniert	Die Anforderung wurde aufgrund eines anderen undefinierten Grunds nicht akzeptiert.

Hinweis:
Die Codenummern 10 bis 126 sind für zukünftige Zwecke reserviert.

23.9.3.8.5 DNP3-KONFIGURATION

So konfigurieren Sie das Gerät:

1. Wählen Sie die Spalte *KONFIGURATION*, und stellen Sie sicher, dass das Feld ***Kommun.Einstell.*** auf `Sichtbar` gesetzt ist.
2. Wählen Sie die Spalte *KOMMUNIKATION*.
3. Wechseln Sie nach unten zum ersten Feld (***RP1 Protokol***). Setzen Sie diese auf das ausgewählte Kommunikationsprotokoll – in diesem Fall `DNP3.0.`
4. Wechseln Sie nach unten zum nächsten Feld (***RP1 Adresse***). Diese Zelle dient zum Steuern der DNP3.0-Adresse des Schutzgeräts. Da bis zu 32 Schutzgeräte an eine Abzweigleitung angeschlossen werden können, muss jedes Schutzgerät eine eindeutige Adresse haben, damit von der Master-Steuerungsstation ausgegebene Meldungen von nur einem Schutzgerät angenommen werden. Für die Relaisadresse verwendet DNP3.0 eine Dezimalzahl, deren Wert zwischen 1 und 65519 liegt. Es ist wichtig, dass jedes Schutzgerät eine eigene Adresse hat und keine Adresse doppelt vergeben ist.
5. Wechseln Sie nach unten zur nächsten Zelle (***RP1 Baudrate***). Diese Zelle dient zum Steuern der Baudrate, die verwendet werden soll. Das Schutzgerät unterstützt sechs Baudraten: 1200 bit/s, 2400 bit/s, 4800 bit/s, 9600 bit/s, 19200 bit/s und 38400 bit/s. Stellen Sie sicher, dass die am Schutzgerät gewählte Baudrate mit der Baudrate der Master-Station übereinstimmt.
6. Wechseln Sie nach unten zur nächsten Zelle (***RP1 Parität***). Diese Zelle steuert das Paritätsformat, das in den Datenblöcken verwendet wird. Für die Parität kann auf `Ohne`, `Ungerade` oder `Gerade` eingestellt werden. Stellen Sie sicher, dass die am Schutzgerät gewählte Parität mit der Parität der Master-Station übereinstimmt.
7. Wenn die optionalen Glasfaseranschlüsse installiert sind, ist das Feld ***RP1 Phys.Verbind*** sichtbar. Dieses Feld dient zum Steuern der physischen Medien, die für die Kommunikation verwendet werden (Kupfer oder Glasfaser).
8. Wechseln Sie nach unten zur nächsten Zelle (***RP1 Zeit Sync***). Diese Zelle beeinflusst die Zeitsynchronisierungsanforderung vom Master durch das Schutzgerät. Sie kann `Freigegeben` oder `Ausgeschaltet` werden. Falls aktiviert, kann die DNP3.0-Master-Station die Uhrzeit des Schutzgeräts synchronisieren.

23.9.3.8.5.1 DNP3-KONFIGURATIONSSOFTWARE

Ein PC-Support-Paket für DNP3.0 ist als Teil der gelieferten Anwendungssoftware (MiCOM S1 Agile) verfügbar, um die Konfiguration der DNP3.0-Reaktion des Geräts zu ermöglichen. Die Konfigurationsdaten werden vom Gerät auf den PC in einem Block komprimierter Daten hochgeladen und in gleicher Weise nach der Modifizierung wieder auf das Gerät heruntergeladen. Die neue DNP3.0-Konfiguration wird wirksam, wenn das Herunterladen beendet ist. Um die Standardkonfiguration wiederherzustellen, in der Spalte *KONFIGURATION* das Feld ***Grundw.wd.Herst.*** wählen. Anschließend `Alle Parameter` wählen.

In MiCOM S1 Agile werden die DNP3.0-Daten in drei Hauptordnern angezeigt. Jeweils ein Ordner ist für die Punktkonfiguration, die ganzzahlige Skalierung und die Standardvariation (Datenformat) verfügbar. Die Punktkonfiguration schließt auch Bildschirme für Binäreingänge, Binärausgänge, Zähler und die Analogeingangskonfiguration ein.

Wenn das Gerät DNP Over Ethernet unterstützt, werden die Konfigurationseinstellungen im Ordner **DNP Over Ethernet** vorgenommen.

23.9.4 IEC 61850

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie der Standard IEC 61850 auf Produkte von GE Vernova angewendet wird. Es handelt sich dabei nicht um eine Beschreibung des Standards selbst. Für das Verständnis dieses Abschnitts wird vorausgesetzt, dass der Leser bereits mit dem Standard IEC 61850 vertraut ist.

IEC 61850 ist der internationale Standard für Ethernet-basierte Kommunikation in Schaltstationen. Er ermöglicht die Integration aller Schutz-, Steuer-, Mess- und Überwachungsfunktionen innerhalb einer Schaltstation und bietet zusätzlich Möglichkeiten der Blockierung und Mitnahme. Er kombiniert den Komfort des Ethernet mit der Sicherheit, die heute in Schaltstationen so wichtig ist.

Es gibt zwei Editionen der meisten Teile der Norm IEC 61850: Edition 1 und Edition 2. Dieses Gerät unterstützt nur IEC 61850-Edition 2.

23.9.4.1 VORTEILE VON IEC 61850

Der Standard bietet Folgendes:

- Standardisierte Modelle für Schutzgeräte und andere Geräte innerhalb einer Schaltstation
- Standardisierte Kommunikationsdienste (Verfahren für den Zugriff auf und den Austausch von Daten)
- Standardisierte Formate für Konfigurationsdateien
- Kommunikation zwischen gleichrangigen Geräten

Der Standard richtet sich nach den Anforderungen des ISO-OSI-Modells und bietet daher vollständige Kompatibilität mit Produkten verschiedener Anbieter und Flexibilität für die verwendeten Übertragungstypen und Protokolle. Dies schließt die Zuordnung von Daten im Ethernet ein und ist bei Schaltstationen immer mehr im Kommen, was für RS485 spricht. Ethernet in Schaltstationen bietet viele Vorteile, darunter vor allem folgende:

- Ethernet erlaubt hohe Dateiübertragungsraten (derzeit 100 Megabit pro Sekunde anstelle der Zehnerwerte der in Kilobit pro Sekunde angegebenen Raten, was bei den meisten seriellen Protokollen der Fall ist).
- Ethernet erlaubt den Einsatz mehrerer Clients.
- Ethernet ist ein offener Standard für den täglichen Gebrauch.
- Es gibt eine Fülle von Ethernet-kompatiblen Geräten, die verwendet werden können, um LAN-Installationen (Hübe, Brücken, Schalter) zu ergänzen.

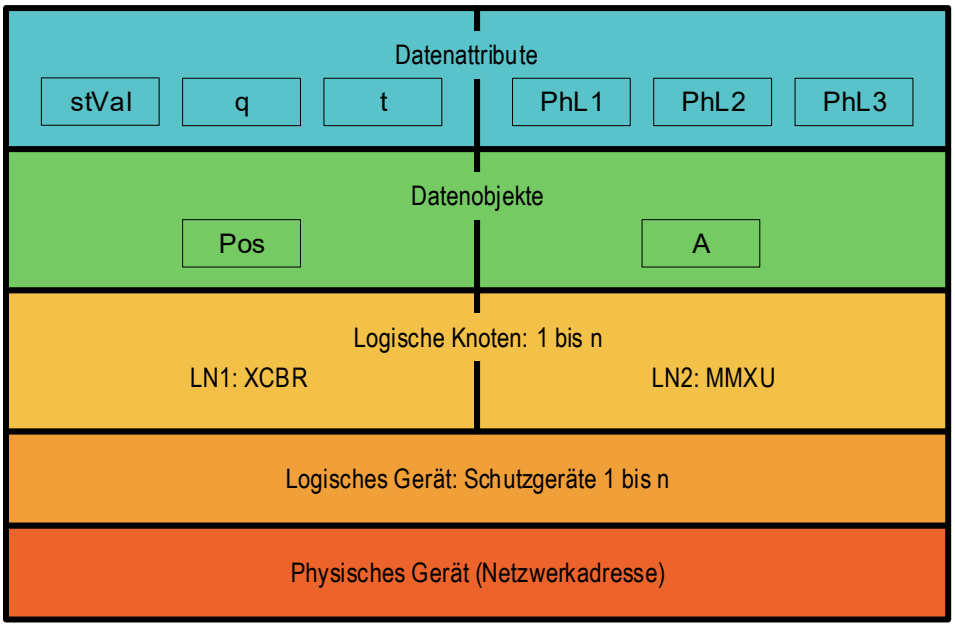
23.9.4.2 KOMPATIBILITÄT MIT IEC 61850

Ein wesentlicher Vorteil von IEC 61850 ist die Kompatibilität. IEC 61850 standardisiert das Datenmodell von Schutzgeräten für Schaltstationen, wodurch für Kompatibilität der Geräte verschiedener Anbieter gesorgt wird.

Ein mit IEC 61850 konformes Gerät kann kompatibel sein, was jedoch nicht bedeutet, dass es austauschbar ist. Ein Gerät eines Anbieters kann nicht einfach ohne Neukonfiguration gegen ein Gerät eines anderen Anbieters ausgetauscht werden. Die Terminologie ist jedoch vordefiniert und jeder Benutzer mit Vorkenntnissen bezüglich IEC 61850 sollte in der Lage sein, ein neues Gerät sehr schnell zu integrieren, ohne sämtliche neue Daten zuordnen zu müssen. IEC 61850 sorgt für verbesserte Kommunikation und Kompatibilität zwischen Schaltstationen, was niedrige Kosten für den Endbenutzer mit sich bringt.

23.9.4.3 DAS IEC 61850-DATENMODELL

Das Datenmodell eines IEC 61850-Schutzgeräts kann als Hierarchie von Informationen betrachtet werden, dessen Nomenklatur und Kategorisierung in IEC 61850 definiert und standardisiert ist.



V01008a

Abbildung 389: Datenmodellschichten in IEC 61850

Die Ebenen dieser Hierarchie können wie folgt beschrieben werden:

Datenblockformat

Schicht	Beschreibung
Physisches Gerät	Erkennt das aktuelle Schutzgerät innerhalb eines Systems. Normalerweise kann der Name oder die IP-Adresse des Geräts benutzt werden (beispielsweise Abzweig_1 oder 10.0.0.2).
Logisches Gerät	Erkennt Gruppen relevanter Logikknoten innerhalb des physischen Geräts. Bei MiCOM-Schutzgeräten stehen mehrere logische Geräte für das System (Root-LD) und verschiedene Steuerungen, Messungen, Schutz und Aufzeichnungs-LDs zur Verfügung.
Wrapper/Logikknoten-Instanz	Erkennt die wichtigsten Funktionsbereiche innerhalb des IEC 61850-Datenmodells. Entweder drei oder sechs Zeichen werden als Präfix für die Festlegung der Funktionsgruppe (Wrapper) verwendet, während die tatsächliche Funktionalität durch eine aus vier Zeichen bestehende Logikknotenbezeichnung mit nachgestellter Instanznummer definiert wird. Zum Beispiel XCBR1 (Leistungsschalter), MMXU1 (Messungen), FrqPTOF2 (Überfrequenzschutz, Stufe 2).
Datenobjekt	Diese nächste Schicht dient der Bestimmung des Datentyps, der Ihnen präsentiert wird. Zum Beispiel: Pos (Position) des Logikknotentyps XCBR.
Datenattribut	Dies sind die aktuellen Daten (Messwert, Status, Beschreibung usw.). Beispielsweise zeigt stVal (Statuswert) die aktuelle Stellung des Leistungsschalters für „Data Object Type Pos of Logical Node Type XCB“ (Position des Logikknotentyps XCBR des Datenobjekttyps) an.

23.9.4.4 IEC 61850 IN MICOM-SCHUTZGERÄTEN

IEC 61850 wird mittels einer separaten Ethernet-Karte implementiert. Diese Ethernet-Karte steuert den größten Teil der IEC 61850-Implementierung und der Datenübertragung, um jede Beeinträchtigung der Schutzleistung zu vermeiden.

Für die Kommunikation mit einem IEC 61850-Schutzgerät braucht nur dessen IP-Adresse bekannt zu sein. Für die Konfiguration kann Folgendes verwendet werden:

- Ein IEC 61850-Client (oder -Master), beispielsweise ein Feldleitgerät (MiCOM C264)
- Eine Benutzerschnittstelle
- Ein MMS-Browser, mit dem das vollständige Datenmodell vom Schutzgerät abgerufen werden kann, ohne dass Informationen bezüglich des Schutzgeräts vorhanden sind.

Der mit IEC 61850 kompatible Schnittstellenstandard ermöglicht Folgendes:

- Lesezugriff auf Messdaten
- Aktualisierung aller Messwerte mit normaler Geschwindigkeit
- Erzeugung nichtgepufferter und gepufferter Multi-Client-Berichte bei Status- oder Messwertänderung
- SNTP-Zeitsynchronisierung über eine Ethernet-Verbindung (Zur Synchronisierung der internen Echtzeituhr des Schutzgeräts).
- GOOSE-Kommunikation zwischen gleichrangigen Geräten
- Extrahierung von Störungsaufzeichnungen durch IEC 61850-MMS-Dateiübertragung. Die Aufzeichnung wird als COMTRADE-ASCII-Datei ausgelesen.
- Steuereinrichtungen (Zuweisung und Auswahl vor Inbetriebnahme)

Hinweis:
In der derzeitigen IEC 61850-Implementierung werden keine Einstellungsänderungen unterstützt. Zurzeit werden diese Einstellungsänderungen mithilfe der Anwendungssoftware für Einstellungen ausgeführt.

23.9.4.5 IMPLEMENTIERUNG DES IEC 61850-DATENMODELLS

Die Benennung der Datenmodelle der Schutzgeräte wurde aus Gründen der Übereinstimmung standardisiert. Die logischen Knoten werden nach Bedarf unter logischen Geräte zugeordnet.

Das Datenmodell wird im Dokument „Model Implementation Conformance Statement (MICS)“ beschrieben, das separat erhältlich ist.

23.9.4.6 IMPLEMENTIERUNG DER IEC 61850-KOMMUNIKATIONSDIENSTE

Die in den Schutzgeräten implementierten IEC 61850-Kommunikationsdienste werden im Dokument „Protocol Implementation Conformance Statement (PICS)" beschrieben, das separat enthält ist.

23.9.4.7 IEC 61850-KOMMUNIKATION ZWISCHEN GLEICHRANGIGEN GERÄTEN (GOOSE)

Die Implementierung von IEC 61850 Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) ermöglicht eine schnellere Kommunikation zwischen Schutzgeräten und bietet die Möglichkeit einer schnellen und zuverlässigen systemübergreifenden Verteilung von Eingangs- und Ausgangsdaten. Das GOOSE-Modell verwendet Rundsendungsdienste, um Ereignisinformationen bereitzustellen. Nachrichtenübermittlung per Rundsendung bedeutet, dass Nachrichten an alle Geräte im Netzwerk gesendet werden. Die Empfangsgeräte haben die Möglichkeit, von bestimmten Geräten kommende Nachrichten zu akzeptieren und von anderen Geräten kommende Nachrichten zu löschen. Dies ist auch als Sender-Empfänger-System bekannt. Wenn ein Gerät eine Änderung an einem seiner überwachten Statuspunkte erkennt, gibt es eine neue Nachricht heraus. Jedes Gerät, das an der Information interessiert ist, empfängt die Daten aus dieser Nachricht.

23.9.4.8 GOOSE NACHRICHTENÜBERPRÜFUNG

Wenn eine GOOSE Nachricht empfangen wird, wird ihre Gültigkeit überprüft bevor der Datensatzes dekodiert und zur Aktualisierung der programmierbare Schaltungslogik verwendet wird. Im Rahmen des Validierungsprozesses wird der Status und die Sequenznummer auf Anomalien überprüft. Wird eine Anomalie erkannt, wird diese „außer

der Reihe“ GOOSE Meldung verworfen. Wird eine Meldung verworfen, so bleibt die letzte gültige Meldung so lange aktiv, bis eine neue gültige GOOSE Meldung empfangen wird oder ihre Gültigkeitsdauer (TAL) abläuft.

Anzeigen und Aufzeichnung der „Außer der Reihe“ GOOSE Meldung werden dem Abonnennten über den IEC61850 LGOS Logikknoten bereitgestellt.

23.9.4.9 ZUORDNEN VON GOOSE-NACHRICHTEN ZU VIRTUELLEN EINGÄNGEN

Jedes GOOSE-Signal, das in einer empfangenen GOOSE-Nachricht enthalten ist, kann jedem der virtuellen Eingänge in der PSL zugeordnet werden. Die virtuellen Eingänge erlauben die direkte Zuordnung von internen Logikfunktionen für die Schutzsteuerung zu Ausgangskontakten oder LEDs für die Überwachung.

Ein Schutzgerät kann alle GOOSE-Nachrichten empfangen, aber nur die folgenden Datentypen können entschlüsselt und einem virtuellen Eingang zugewiesen werden:

- BOOLEAN
- BSTR2
- INT16
- INT32
- INT8
- UINT16
- UINT32
- UINT8

23.9.4.10 IEC 61850 GOOSE-KONFIGURATION

Die gesamte GOOSE-Konfiguration wird mithilfe des IEC 61850-Konfigurationstools durchgeführt, das in der Softwareanwendung MiCOM S1 Agile enthalten ist.

Die gesamte Konfiguration der GOOSE-Veröffentlichung ist im Konfigurationseditorfenster auf der Registerkarte **GOOSE Publishing** zu finden. Die gesamte Konfiguration zum GOOSE-Abonnement ist auf der Registerkarte **External Binding** (Externe Bindung) im Konfigurationseditorfenster zu finden.

Einstellungen zur Aktivierung der GOOSE-Signalisierung und zur Anwendung des Testmodus sind über die Benutzerschnittstelle verfügbar.

23.9.4.11 ETHERNET-FUNKTIONALITÄT

Zwischen Client und Server können IEC 61850**-Verknüpfungen** hergestellt werden. Wenn die Ethernet-Verbindung aus irgendeinem Grund unterbrochen wird, geht die Verknüpfung verloren und muss vom Client neu hergestellt werden. Das Schutzgerät verfügt über eine **TCP_KEEPALIVE**-Funktion, die dazu dient, jede Verknüpfung zu überwachen und Verknüpfungen zu beenden, die nicht mehr gebraucht werden.

Das Schutzgerät erlaubt das Wiederherstellen von Verknüpfungen ohne Unterbrechung des Betriebs, auch wenn der Strom abgeschaltet wurde. Da das Schutzgerät in diesem Prozess als Server fungiert, muss der Client die Verknüpfung anfordern. Nicht ausgeführte Einstellungen werden abgebrochen, wenn der Strom abgeschaltet wird, und von verbundenen Clients angeforderte Berichte werden zurückgesetzt. Der Client muss diese neu aktivieren, wenn er die neue Verknüpfung mit dem Schutzgerät herstellt.

23.9.4.12 IEC 61850-KONFIGURATION

Zum Konfigurieren des Geräts für IEC 61850 wird empfohlen, den IEC 61850 IED Configurator zu verwenden, der zur Anwendungssoftware für Einstellungen gehört. Sie können das Gerät auch über die Mensch-Maschine-Schnittstelle konfigurieren. Um IEC61850 Version 2 mithilfe des Bedienfelds zu konfigurieren, müssen Sie zunächst die Einstellung „IP von HMI“ aktivieren. Danach können Sie die Medien (Kupfer oder LWL), die IP-Adresse, die Teilnetzmaske und die Gateway-Adresse definieren.

IEC 61850 erlaubt, Schutzgeräte direkt mithilfe einer Konfigurationsdatei zu konfigurieren. Die Systemkonfigurationsfähigkeiten des Schutzgeräts werden durch eine IED Capability Description (ICD)-Datei bestimmt, die zusammen mit dem Gerät geliefert wird. Wenn Sie die ICD-Dateien der zu installierenden Geräte verwenden, können Sie das gesamte Schutzkonzept einer Schaltstation entwerfen, konfigurieren und (mit Simulationstools) testen, bevor die Geräte in der Schaltstation installiert werden.

Um diesen Prozess zu unterstützen, ist in der Anwendungssoftware ein IEC 61850-Konfigurationstool enthalten, mit dem die vorkonfigurierte IEC 61850-Konfigurationsdatei importiert und in das Schutzgerät übertragen werden kann. Außerdem können Sie Konfigurationsdateien für alle Schutzgeräte manuell erstellen, indem Sie die IED Capability Description (ICD)-Datei der Schutzgeräte verwenden.

Weitere Funktionen:

- Auslesen von Konfigurationsdaten zum Anzeigen und Bearbeiten.
- Eine hochentwickelte Fehlerprüfsequenz zur Validierung von Konfigurationsdaten, bevor diese an das Schutzgerät gesendet werden.

Hinweis:
Einige Konfigurationsdaten stehen in der Spalte IEC61850 KONFIG. zur Verfügung, wodurch Nur-Lese-Zugriff auf grundlegende Konfigurationsdaten möglich ist.

23.9.4.12.1 IEC 61850-KONFIGURATIONSDATENBANKEN

Es gibt zwei Konfigurationsdatenbanken:

- Aktive Konfigurationsdatenbank
- Inaktive Konfigurationsdatenbank

Eine an das Gerät übertragene neue Konfiguration wird automatisch in der inaktiven Konfigurationsdatenbank gespeichert und beeinflusst daher nicht sofort die aktuelle Konfiguration.

Nach einer Aktualisierung kann das IEC 61850-Konfigurationstool zur Übertragung eines Befehls verwendet werden, der die Aktivierung der in der inaktiven Konfigurationsdatenbank enthaltenen neuen Konfiguration autorisiert. Dies geschieht durch Umschaltung zwischen der aktiven und der inaktiven Konfigurationsdatenbank. Die Fähigkeit der Umschaltung zwischen den Konfigurationsdatenbanken kann auch mithilfe der am Bedienfeld angezeigten Spalte *IEC61850 KONFIG.* genutzt werden.

Die Attribute „SCL-Name“ und „Revision“ von beiden Konfigurationsdatenbanken stehen in der am Bedienfeld angezeigten Spalte *IEC61850 KONFIG.* zur Verfügung.

23.9.4.12.2 IEC 61850-NETZWERKFÄHIGKEIT

Die Konfiguration von IP-Parametern und SNTP (Simple Network Time Protocol)-Zeitsynchronisierungsparametern wird mit der IEC 61850-Konfigurationssoftware durchgeführt. Wenn diese Parameter nicht mithilfe einer SCL (Substation Configuration Language)-Datei zur Verfügung gestellt werden können, müssen sie manuell konfiguriert werden.

Jede IP-Adresse im lokalen Netz muss eindeutig sein. Duplizierte IP-Adressen verursachen Konflikte und müssen vermieden werden. Die meisten Schutzgeräte führen bei jeder Änderung der IP-Konfiguration und beim Einschalten eine Prüfung auf Konflikte durch und geben eine Warnung aus, wenn ein IP-Konflikt erkannt wird.

Das Schutzgerät kann mithilfe der ***Gateway***-Einstellung so konfiguriert werden, dass es Daten von anderen Netzwerken annimmt. Wenn mehrere Netzwerke verwendet werden, müssen die IP-Adressen in allen Netzwerken eindeutig sein.

23.9.4.13 IEC 61850 EDITION 2

Viele Teile der Norm IEC 61850 sind nun als zweite Ausgabe veröffentlicht worden. Daraus resultieren bedeutende Verbesserungen wie:

- Verbesserte Interoperabilität
- Viele neue logische Knoten
- Besser definierte Prüfverfahren; es ist jetzt möglich, Offline-Prüfungen und die Simulation von Funktionen durchzuführen

Die Implementierung von Edition 2 erfordert die Verwendung von IEC 61850 Configurator-Version 3.8, die zusammen mit Version 2.0.1 von MiCOM S1 Agile installiert wird.

23.9.4.13.1 RÜCKWÄRTSKOMPATIBILITÄT

IEC61850-System – Rückwärtskompatibilität

Ein Edition 1-Schutzgerät kann mit einem Edition 2 IEC 61850-System zusammenarbeiten, vorausgesetzt, dass die Edition 1-Schutzgeräte keine GOOSE-Nachrichten mit Datenobjekten oder Datenattributen verarbeiten, die nur in Edition 2 verfügbar sind.

Die folgende Abbildung erklärt dieses Konzept:

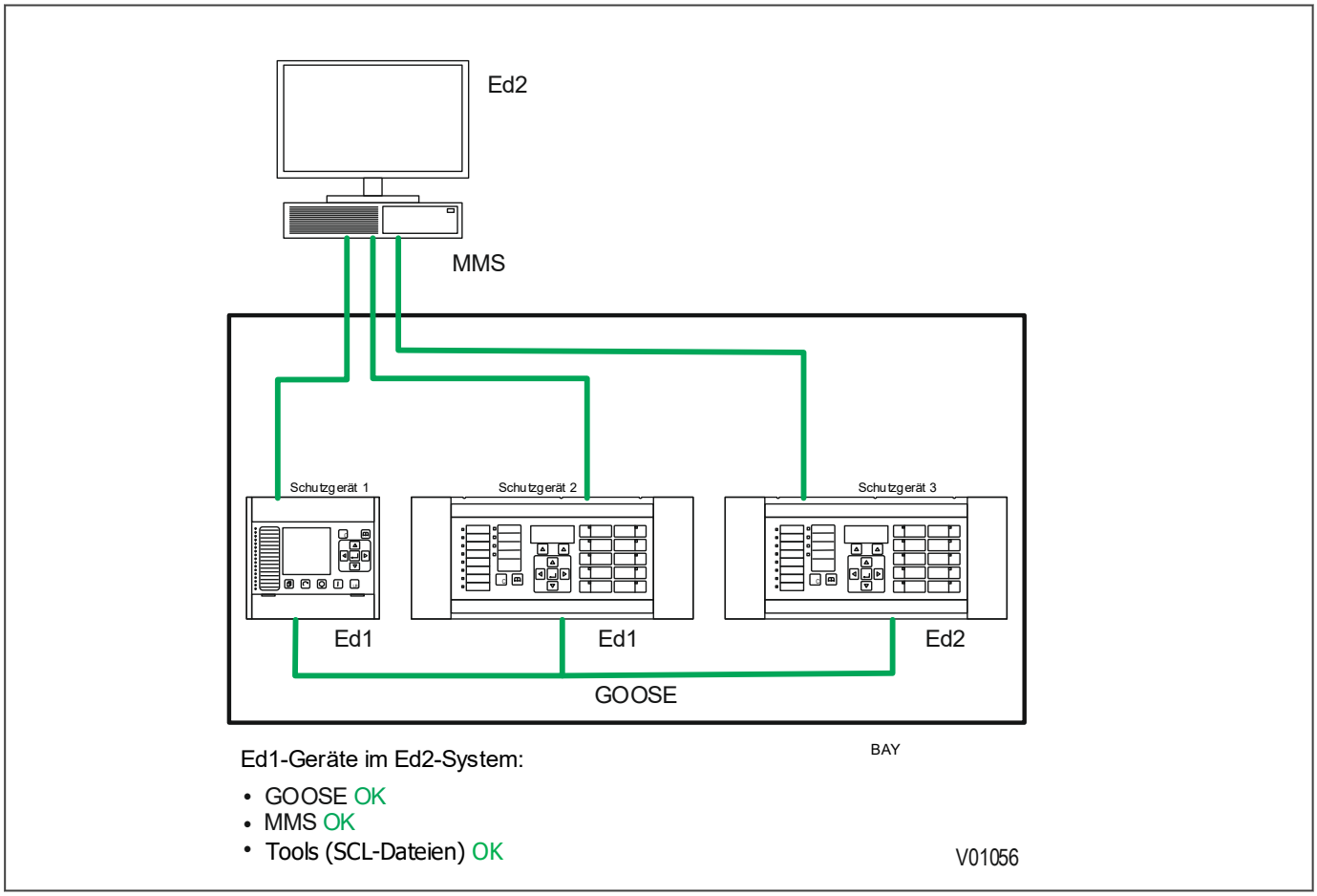


Abbildung 390: Edition 2-System – Rückwärtskompatibilität

Ein Edition 2-Schutzgerät kann normalerweise nicht innerhalb eines Edition 1 IEC 61850-Systems betrieben werden. Ein Edition 2-Schutzgerät kann in einem gemischten System für die GOOSE-Nachrichtenübermittlung eingesetzt werden, vorausgesetzt, dass der Client mit Edition 2 kompatibel ist.

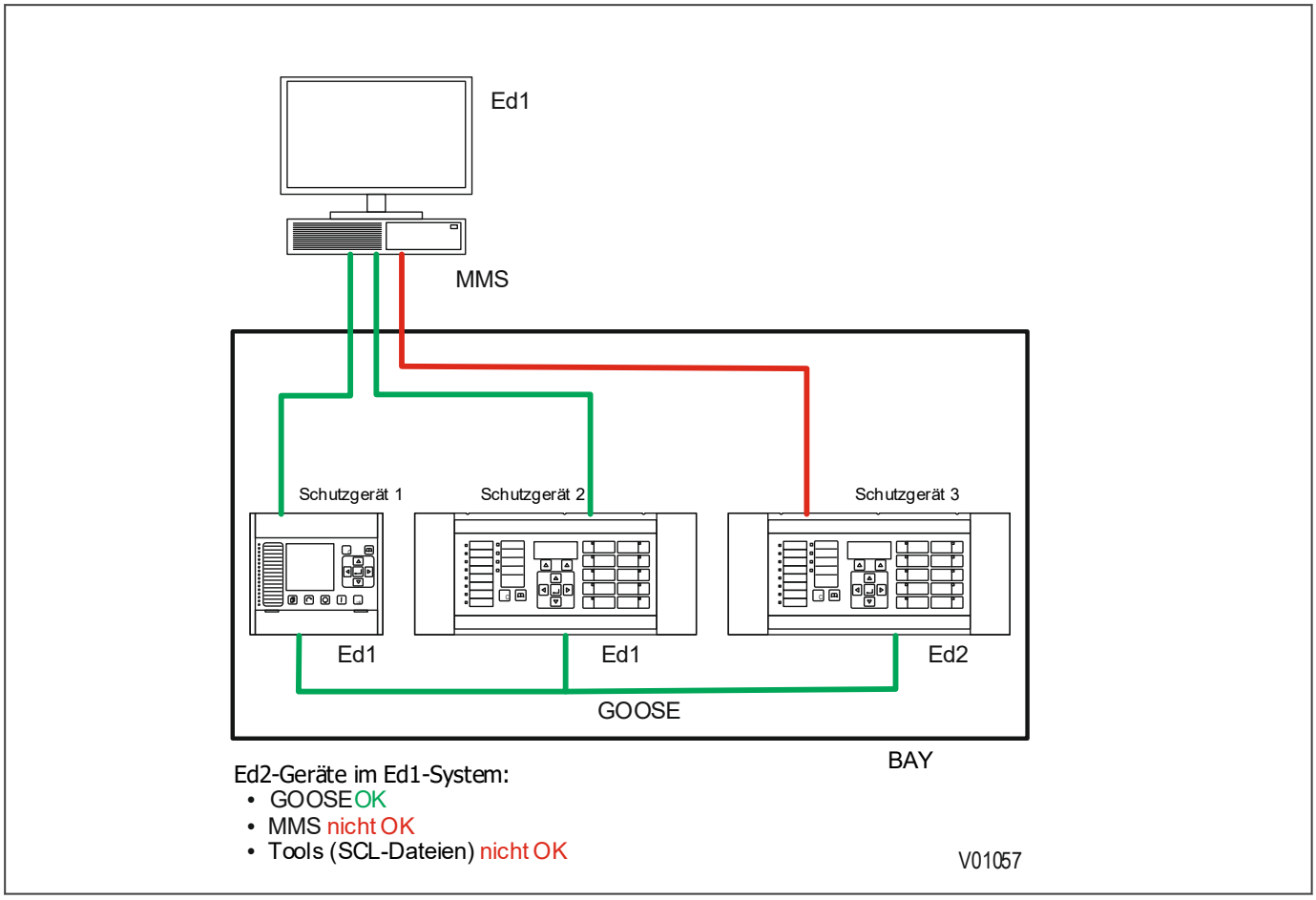


Abbildung 391: Edition 1-System – Probleme mit Vorwärtskompatibilität

23.9.4.13.2 EDITION 2 – ALLGEMEINE DATENKLASSEN

Die folgenden allgemeinen Datenklassen sind neu in Edition 2 und sollten daher nicht in GOOSE-Steuerblöcken in gemischten Edition 1- und Edition 2-Systemen verwendet werden.

- Histogramm (HST)
- Status der sichtbaren Zeichenfolge (VSS)
- Objektbezugseinstellung (ORG)
- Steuerbarer aufgezählter Status (ENC)
- Steuerbarer Analogprozesswert (APC)
- Binär gesteuerter Analogprozesswert (BAC)
- Einstellung des aufgezählten Status (ENG)
- Zeitparametersatz (TSG)
- Währungsparametersatz (CUG)
- Einstellung der sichtbaren Zeichenfolge (VSG)
- Einstellung der Kennlinienform (CSG)

Von diesen werden nur die Typen ENS und ENC von einem MiCOM P40-Schutzgerät bereitgestellt, wenn GOOSE-Nachrichten veröffentlicht werden, weshalb Datenobjekte, die diese allgemeinen Datenklassen verwenden, nicht in gemischten Edition 1- und Edition 2-Systemen veröffentlicht werden sollten.

Für Kompatibilität zwischen Edition 1- und Edition 2-Schutzgeräten müssen SCL-Dateien verwendet werden, welche die SCL-Schemaversion 2.1 verwenden. Für ein reines Edition 2-System verwenden Sie Schemaversion 2007B4.

23.9.5 NUR-LESEN-MODUS

Im Zuge der Entwicklung der IEC 61850- und Ethernet-/Internetkommunikation ist Sicherheit zu einem wichtigen Anliegen geworden. Aus diesem Grunde wurden alle betreffenden Schutzgeräte von GE Vernova an die neuesten Standards der Cybersicherheit angepasst.

Außerdem wird eine Funktion bereitgestellt, die dem Benutzer erlaubt, die Kommunikationsschnittstellen zu aktivieren bzw. zu deaktivieren. Diese Funktion steht für Geräte zur Verfügung, die Courier, IEC 60870-5-103 oder IEC 61850 verwenden.

23.9.5.1 BLOCKIERUNG DES IEC 60870-5-103-PROTOKOLLS

Wenn der Nur-Lesen-Modus für RP1 oder RP2 mit IEC 60870-5-103 aktiviert ist, werden folgende Befehle an der Schnittstelle blockiert:

- Parameter schreiben (= Einstellung ändern) (private ASDUs)
- Allgemeine Befehle (ASDU20), nämlich:
  - INF16-AWE-Funktion ein/aus
  - Rücksetzung INF19-LED
  - Private INFs (z. B. LS Ein/Aus, Steuereingänge)

Folgende Befehle sind weiterhin zulässig:

- Klasse 1 abfragen (spontane Ereignisse lesen)
- Klasse 2 abfragen (Messwerte lesen)
- GI-Folge (ASDU7 „GI starten“, Klasse 1 abfragen)
- Übertragung der Folge der Störungsaufzeichnungen (ASDU24, ASDU25, Klasse 1 abfragen)
- Zeitsynchronisierung (ASDU6)
- Allgemeine Befehle (ASDU20), nämlich:
  - INF23 – Charakteristik 1 aktivieren
  - INF23 – Charakteristik 2 aktivieren
  - INF25 – Charakteristik 3 aktivieren
  - INF26 – Charakteristik 4 aktivieren

Hinweis:
Bei IEC 60870-5-103 unterscheidet sich die Funktion des Nur-Lesen-Modus von der vorhandenen Befehlsblockfunktion.

23.9.5.2 BLOCKIERUNG DES COURIER-PROTOKOLLS

Wenn der Nur-Lesen-Modus für RP1 oder RP2 mit Courier aktiviert ist, werden die folgenden Befehle an der Schnittstelle blockiert:

- Einstellungen schreiben
- Alle Steuerungen einschließlich:
  - Anzeige Rückstellung (LED „Auslösung“)
  - Steuerungseingänge betätigen
  - LS-Aktivitäten
  - Automatische Wiedereinschaltungen
  - Bedarfswerte rücksetzen
  - Ereignis-/Fehler-/Wartungs-/Störungsaufzeichnungen löschen
  - LEDs und Kontakte testen

Folgende Befehle sind weiterhin zulässig:

- Einstellungen, Status und Messwerte lesen
- Aufzeichnungen lesen (Ereignis-, Fehler- und Störungsaufzeichnungen)
- Zeitsynchronisierung
- Gruppe der aktiven Einstellungen ändern

23.9.5.3 BLOCKIERUNG DES IEC 61850-PROTOKOLLS

Wenn der Nur-Lesen-Modus für die Ethernet-Schnittstelle mit IEC 61850 aktiviert ist, werden folgende Befehle an der Schnittstelle blockiert:

- Alle Steuerungen einschließlich:
  - Schutz aktivieren/deaktivieren
  - Steuerungseingänge betätigen
  - LS-Aktivitäten (Schließen/Auslösen, Sperren)
  - LEDs zurücksetzen

Folgende Befehle sind weiterhin zulässig:

- Status und Messwerte lesen
- Berichte erstellen
- Störungsaufzeichnungen auslesen
- Zeitsynchronisierung
- Gruppe der aktiven Einstellungen ändern

23.9.5.4 SCHREIBSCHUTZEINSTELLUNGEN

Die folgenden Einstellungen dienen der Aktivierung bzw. Deaktivierung des Nur-Lesen-Modus.

- RP1 nur Lesen
- RP2 nur Lesen (nur bei Geräten mit RP2)
- NIC nur lesen (wenn Ethernet verfügbar ist)

23.9.5.5 SCHREIBGESCHÜTZTE DDB-SIGNALE

Der Nur-Lesen-Modus der Fernkommunikation ist auch in der programmierbaren Schaltungslogik mithilfe von drei spezifischen DDB-Signalen verfügbar:

- RP1 nur Lesen
- RP2 nur Lesen (nur bei Geräten mit RP2)
- NIC nur lesen (wenn Ethernet verfügbar ist)

Wenn die programmierbare Logik verwendet wird, können diese Signale bei Bedarf mithilfe von Opto-Eingängen, Steuerungseingängen und Funktionstasten aktiviert werden.

23.10 ZEITSYNCHRONISIERUNG

In modernen Schutzeinrichtungen ist es notwendig, die Echtzeituhr des Schutzgeräts zu synchronisieren, damit Ereignisse von anderen Geräten mit einem Zeitstempel versehen und in chronologischer Reihenfolge geordnet werden können. Dies geschieht auf verschiedene Arten, was von den gewählten Optionen und Kommunikationsprotokollen abhängig ist.

- Verwenden des IRIG-B-Eingangs (sofern installiert)
- Verwenden des SNTP-Zeitprotokolls (für Ethernet-IEC 61850-Versionen)
- Verwendung des IEEE 1588 Precision Time Protocol (PTP)
- Verwenden der Zeitsynchronisierungsfunktion, die in den Datenprotokollen enthalten ist

Die Zeitsynchronisierungsquellen können in der Spalte DATE AND TIME mithilfe der Zellen „Hauptquelle“ und „Sekundärquelle“ in einer Prioritätsordnung konfiguriert werden. Bei Unverfügbarkeit der Hauptquelle wird die Sekundärquelle verwendet, sofern verfügbar.

23.10.1 IRIG-B

IRIG steht für Inter Range Instrumentation Group, ein Normierungsgremium, das für die Normierung verschiedener Zeitcodeformate verantwortlich ist. Es gibt verschiedene Formate: IRIG-A, IRIG-B usw. Der Buchstabe hinter „IRIG“ gibt die Auflösung des Zeitsignals in Pulsen pro Sekunde (PPS) an. Das von uns verwendete Format IRIG-B hat eine Auflösung von 100 PPS. IRIG-B wird verwendet, wenn eine genaue Zeitstempelung erforderlich ist.

Die folgende Darstellung zeigt eine typische Anwendung einer mit GPS zeitsynchronisierten Schaltstation. Das Satelliten-Hochfrequenzsignal wird von einer Satellitenschüssel empfangen und zum Empfänger weitergeleitet. Der Empfänger empfängt das Signal und wandelt es in ein Zeitsignal um, das für das Netz der Schaltstation geeignet ist. Schutzgeräte in der Schaltstation verwenden dieses Signal zum Steuern ihrer internen Uhren und Aufzeichnungsgeräte.

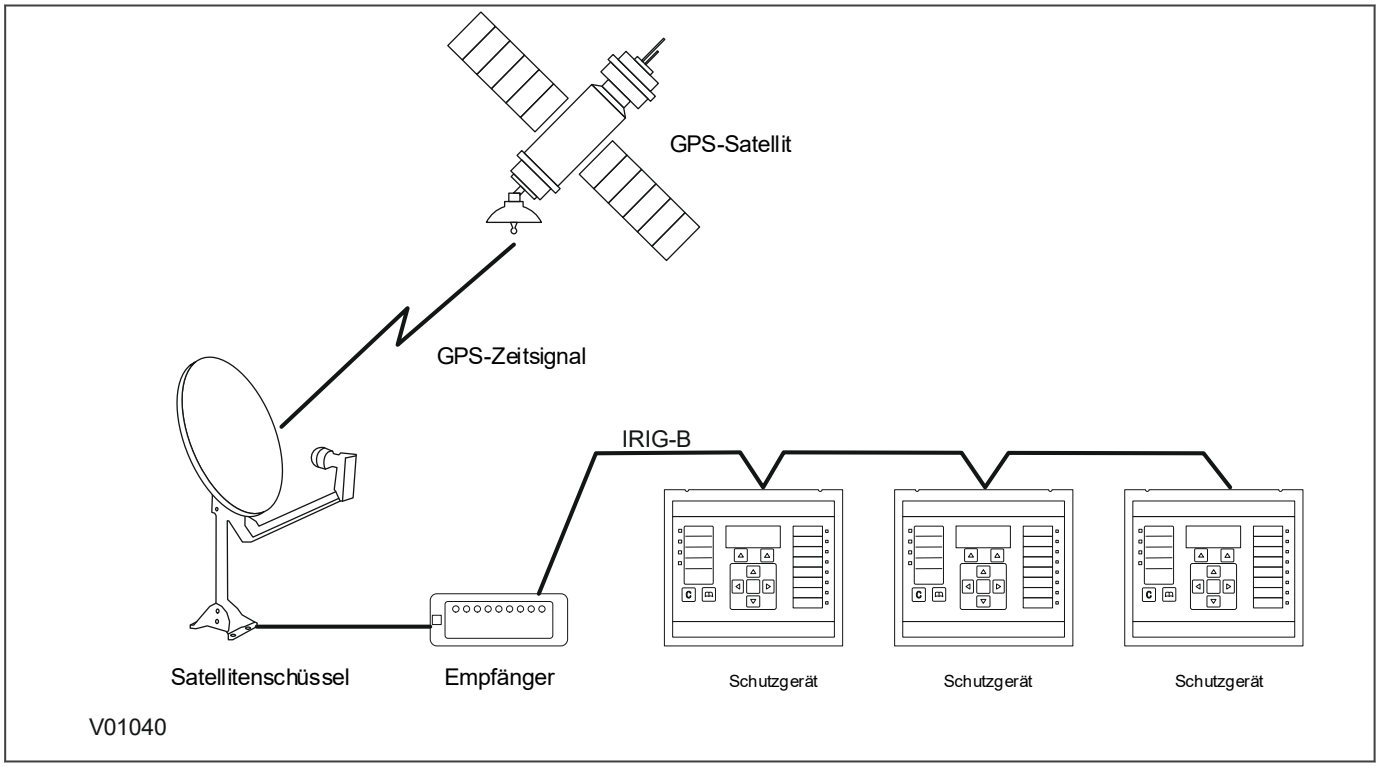


Abbildung 392: GPS-Satelliten-Zeitsignal

Das IRIG-B-Zeitcodesignal ist eine Folge von Ein-Sekunden-Zeiträumen. Jeder Zeitraum ist in bis zu zehn 100-Millisekunden-Zeiträume wie folgt aufgeteilt:

- Zeitfenster 1: Sekunden
- Zeitfenster 2: Minuten
- Zeitfenster 3: Stunden
- Zeitfenster 4: Tage
- Zeitfenster 5 und 6: Steuerfunktionen
- Zeitfenster 7 bis 10: binäre Tageszeit

Die ersten vier Zeitfenster definieren die Zeit in BCD (Binary Coded Decimal, binär codierte Dezimalzahl). Die Zeitfenster 5 und 6 werden für Steuerfunktionen verwendet, die zum Steuern von Löschbefehlen dienen und verschiedene Datengruppierungen innerhalb der Synchronisierungszeichenfolgen zulassen. Die Zeitfenster 7 bis 10 definieren die Zeit in SBS (Straight Binary Second des Tages).

23.10.1.1 IRIG-B-IMPLEMENTIERUNG

In Abhängigkeit von den gewählten Hardwareoptionen kann das Gerät mit einem IRIG-B-Eingang für Zeitsynchronisierungszwecke ausgerüstet werden. Die IRIG-B-Schnittstelle wird entweder auf einer zweckgebundenen Karte oder zusammen mit anderen Kommunikationsfunktionen, beispielsweise dem Ethernet, implementiert. Die IRIG-B-Verbindung wird über einen BNC-Stecker hergestellt. IRIG-B-Signale werden normalerweise als hochfrequenzmodulierte Signale präsentiert. Die Karten unterstützen-Universal IRIG-B, was bedeutet, dass sie unmodulierte oder modulierte IRIG-B akzeptieren können.

Damit IRIG-B vom Gerät verwendet werden kann, verwenden Sie die Zelle ***IRIG-B Syncron.*** in der Spalte *DATUM UND ZEIT*.

Der IRIG-B-Status kann in der Zelle ***IRIG-B Zustand*** in der Spalte *DATUM UND ZEIT* angezeigt werden.

23.10.2 SNTP

SNTP dient zum Synchronisieren der Uhren von Computersystemen über paketgeschaltete Datennetzwerke mit variabler Latenz, wie beispielsweise IP. SNTP kann zur Zeitsynchronisierung bei Modellen verwendet werden, die IEC 61850 über Ethernet verwenden. Eine Zeitsynchronisierungsgenauigkeit innerhalb von fünf Millisekunden ist möglich.

Das Gerät wird durch den SNTP-Hauptserver synchronisiert. Dies wird erreicht, indem die IP-Adresse des SNTP-Servers mithilfe der im Handbuch „Anwendungssoftware für Einstellungen“ beschriebenen IEC 61850-Konfigurationssoftware in das Schutzgerät eingegeben wird. Außerdem wird für Sicherungszwecke ein zweiter Server mit einer anderen IP-Adresse konfiguriert.

Diese Funktion gibt eine Warnung aus, wenn die Zeitsynchronisierung des SNTP-Servers verloren geht. Dies kann geschehen, wenn eine Antwort ausbleibt oder kein gültiges Taktsignal vorhanden ist.

Das Menü des Bedienfelds enthält keine konfigurierbaren Einstellungen für SNTP, da SNTP nur mit der IEC 61850-Konfigurationssoftware konfiguriert werden kann. Es ist jedoch möglich, einige Parameter in der Spalte *KOMMUNIKATION* unter den im Unterabschnitt aufgeführten SNTP-Parametern anzuzeigen. Hier können Sie die SNTP-Serveradressen und das SNTP-Abfrageintervall in den Zellen ***SNTP -Server 1***, ***SNTP-Server 2*** bzw. ***SNTP Poll-Zyklus*** betrachten.

Der SNTP-Zeitsynchronisierungsstatus wird in der Zelle ***SNTP-Status*** in der Spalte *DATUM UND ZEIT* angezeigt.

23.10.2.1 WARNUNG BEI VERLUST DES SNTP-SERVERSIGNALS

Diese Funktion gibt eine Warnung aus, wenn die Zeitsynchronisierung des SNTP-Servers verloren geht. Die Warnung wird ausgegeben, wenn der SNTP-Server innerhalb von fünf Sekunden keine gültige Zeitsynchronisierungsantwort erkennt. Dies geschieht, wenn eine Antwort ausbleibt oder keine gültige Uhr vorhanden ist. Die Warnung wird IEC 61850 zugeordnet.

23.10.3 IEEE 1588 PRECISION TIME PROTOCOL

Die modularen MiCOM P40-Geräte unterstützen das IEEE 1588 Precision Time Protocol (PTP) als Nur-Slave-Taktgeber. MiCOM-Geräte sind sich keiner Profile bewusst, was bedeutet, dass sie Synchronisierung von jedem PTP-Profil akzeptieren. Das Power Utility Profile (IEC 61850-9-3) wurde insbesondere für eine gute Leistung in Anwendungen für Schaltstationen entwickelt, mit PMU-Anwendungen für anspruchsvollste Erfordernisse.

Das Protokoll kann verwendet werden, um die IRIG-B- und SNTP-Zeitsynchronisierung zu ersetzen oder zu ergänzen, sodass das Schutzgerät mithilfe von Ethernet-Nachrichten vom LAN der Schaltstation ohne zusätzliche physische Verbindungen synchronisiert werden kann.

Ein zweckgebundenes DDB-Signal (***PTP Ausfall***) zeigt PTP-Ausfälle an.

23.10.3.1 GENAUIGKEIT UND BERECHNUNG DER VERZÖGERUNG

Eine Zeitsynchronisierungsgenauigkeit innerhalb von drei Millisekunden ist möglich. Es können sowohl Messungen der Verzögerung zwischen gleichrangigen Geräten als auch durchgängig durchgeführt werden. Verzögerungen werden Modus „Gleichrangige Geräte“ zwischen jeder Verbindung im Netzwerk gemessen und kompensiert. So wird für größere Genauigkeit gesorgt, aber es ist erforderlich, dass jedes Gerät zwischen dem Grand Master und den Slaves die Messung der Verzögerung zwischen gleichrangigen Geräten unterstützt.

Im Modus „Durchgehend“ werden Verzögerungen nur zwischen jedem Grand Master und Slave gemessen. Der Vorteil dieses Modus besteht darin, dass die Anforderungen an die Switches im Netzwerk geringer sind: die Switches müssen Verzögerungen nicht unabhängig berechnen. Der Hauptnachteil ist der, dass mehr Ungenauigkeit entsteht, weil die Methode davon ausgeht, dass Vorwärts- und Rückwärtsverzögerungen immer dieselben sind, was nicht immer richtig sein muss.

Bei Verwendung des Modus „Durchgehend“ kann das Schutzgerät mithilfe von RSTP oder Self Healing Protocol ohne zusätzliche Transparent Clocks in einer Ring- oder Leitungstopologie angeschlossen werden. Da das Schutzgerät jedoch ein Nur-Slave-Gerät ist, entsteht zusätzliche Ungenauigkeit. Bei einem Netzwerk mit acht Geräten ist der zusätzliche Fehler kleiner als eine Millisekunde.

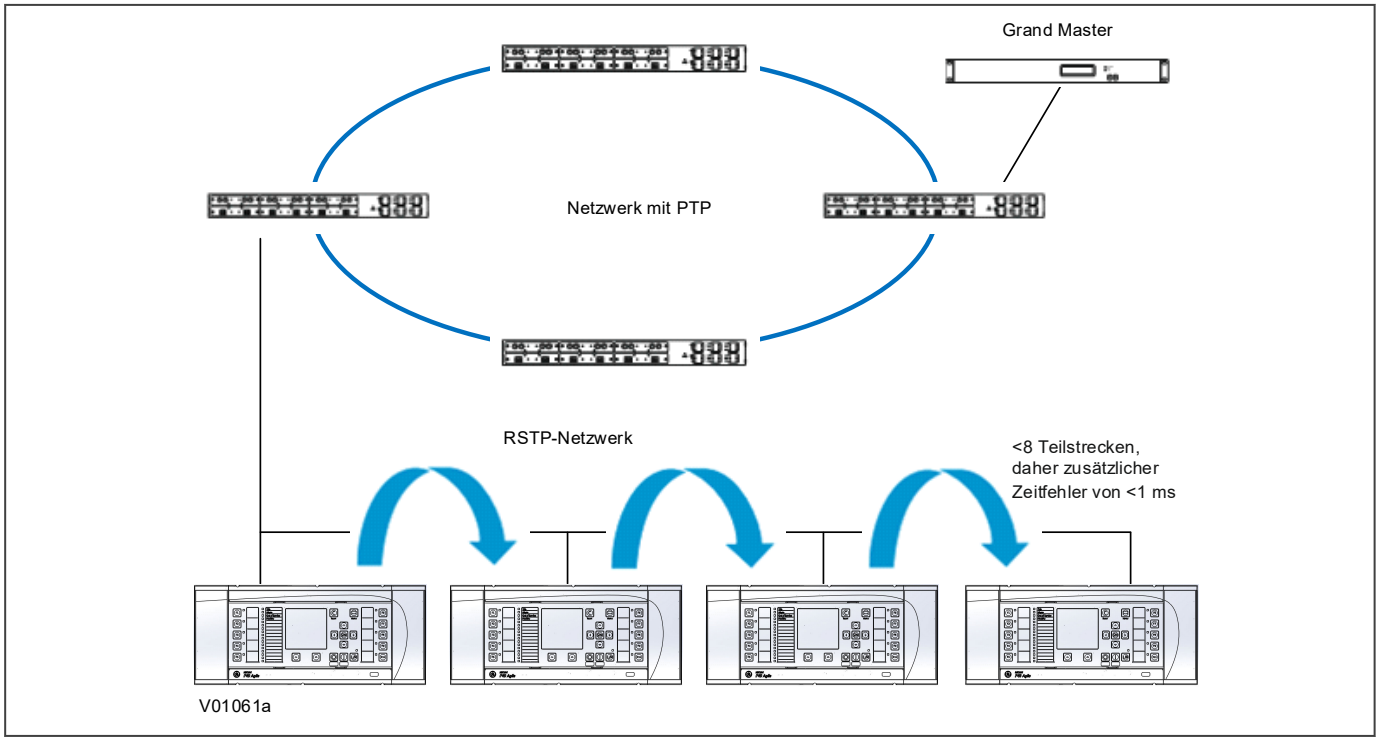


Abbildung 393: Zeitfehler in einer Ring- oder Leitungstopologie

23.10.3.2 PTP-DOMÄNEN

PTP-Verkehr kann mithilfe von Boundary Clocks in verschiedene Domänen aufgeteilt werden. Diese erlauben, dass verschiedene PTP-Uhren dasselbe Netzwerk nutzen, während die unabhängige Synchronisierung innerhalb jeder Gruppierung beibehalten wird.

Die PTP-Domänennummer kann bei modularen MiCOM P40-Geräten mithilfe der Zelle ***PTP Domäne Nr.*** in der Spalte *DATUM UND ZEIT*konfiguriert werden. Die Domänennummer muss konfiguriert werden, um die Domäne des lokalen Netzwerks abzugleichen.

23.10.4 ZEITSYNCHRONISIERUNG MITHILFE DER KOMMUNIKATIONSPROTOKOLLE

Alle Kommunikationsprotokolle haben integrierte Zeitsynchronisierungsmechanismen. Wenn kein Zeitsynchronisierungsmechanismus wie IRIG-B, SNTP oder IEEE 1588 PTP verwendet wird, um die Geräte zu synchronisieren, wird der Zeitsynchronisierungsmechanismus innerhalb des entsprechenden seriellen Protokolls verwendet. Die Echtzeit wird normalerweise in der Master-Station definiert und mithilfe des ausgewählten Protokolls über einen der rückseitigen seriellen Anschlüsse an die entsprechenden Schutzgeräte übermittelt. Es ist auch möglich, die Zeit mithilfe der Einstellungen in der Spalte *DATUM/ZEIT* lokal zu definieren.

Die Zeitsynchronisierung für jedes Protokoll ist im entsprechenden Protokollbeschreibungsabschnitt beschrieben.

KAPITEL 24

CYBERSICHERHEIT

24.1 HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Die Produkte von GE Vernova Grid Automation sind digitale Geräte, die in Schaltstationen von Versorgungsunternehmen und Industrieanlagen installiert und betrieben und mit sicheren privaten Netzwerken verbunden werden. Die Schutzgeräte von GE Vernova sollten nicht mit dem öffentlichen Internet verbunden werden.

GE Vernova empfiehlt Benutzern nachdrücklich, digitale Geräte mithilfe einer umfassenden Abwehrstrategie zu schützen, um die Produkte, Netzwerke, Systeme und Schnittstellen von Vernova vor Cybersicherheitsbedrohungen zu schützen. Dies beinhaltet u. a. die Aufstellung digitaler Geräte innerhalb eines von einem Steuersystem überwachten Netzwerksicherheitsbereichs, den Einsatz von Zugriffssteuereinrichtungen, die Überwachung und Erkennung von Angriffen, Schulungen für das Sicherheitsbewusstsein, Sicherheitsrichtlinien, Netzwerksegmentierung, Installation von Firewalls, wirkungsvolle und aktive Passwortverwaltung, Datenverschlüsselung, Virenschutz und andere anwendbare Schutztechnologien.

Schutzgeräte von GE Vernova sind mit Standardfunktionen ausgestattet, und manche Geräte bieten zusätzliche Softwareoptionen, deren Cybersicherheitsmechanismen Benutzern helfen, Angriffe auf die Cybersicherheit abzuwehren. GE Vernova empfiehlt nachdrücklich, alle verfügbaren Cybersicherheitsoptionen einzusetzen.

Weitere Informationen und Empfehlungen zum Schutz der Schutzgeräte von GE Vernova finden Sie in den Abschnitten zur Cybersicherheit der Handbücher. GE Vernova Grid Automation kann von Zeit zu Zeit zusätzliche Anleitungen und Empfehlungen für Benutzer bereitstellen, die sich auf Bedrohungen von Schutzgeräten und der Cybersicherheit bzw. Schwachstellen beziehen.

Allein der Benutzer ist für die Installation und den Betrieb aller von GE Vernova Grid Automation bereitgestellten Schutzgeräte verantwortlich, wobei die Möglichkeiten der Cybersicherheit und die auf die Schutzgeräte von GE Vernova bezogenen Anleitungen und Empfehlungen zu beachten sind. Der Benutzer trägt alle Risiken und ist für alle Schäden und/oder Verluste haftbar, die aus etwaigen Cybersicherheitsvorfällen resultieren.

ES LIEGT IN DER ALLEINIGEN VERANTWORTLICHKEIT DES BENUTZERS, DAS EIGENE NETZWERK UND DIE ZUGEHÖRIGEN GERÄTE VOR EINDRINGVERSUCHEN ODER ANGRIFFEN AUF DIE CYBERSICHERHEIT ZU SCHÜTZEN. GE VERNOVA GRID AUTOMATION UND DIE ZUGEHÖRIGEN TOCHTERGESELLSCHAFTEN SIND NICHT HAFTBAR FÜR SCHÄDEN UND/ODER VERLUSTE, DIE AUS SOLCHEN EINDRINGVERSUCHEN ODER ANGRIFFEN RESULTIEREN ODER MIT DIESEN IN ZUSAMMENHANG STEHEN.

24.2 ÜBERSICHT

In der Vergangenheit wurden Netzwerke von Schaltstationen getrennt, und die Protokolle und Datenformate, die zur Übertragung von Informationen zwischen den Geräten verwendet wurden, waren oft firmenspezifisch.

Aus diesen Gründen war die Umgebung von Schaltstationen sehr sicher vor Cyberangriffen. Die Bedingungen für den betreffenden Sicherheitstyp sind folgende:

- Sicherheit durch Trennung (wenn das Netzwerk der Schaltstation nicht mit der Außenwelt verbunden ist, kann von der Außenwelt nicht auf das Netzwerk zugegriffen werden).
- Sicherheit durch Unbekanntheit (wenn die Formate und Protokolle firmenspezifisch sind, ist es sehr schwierig, sie zu interpretieren).

Es ist jedoch zu beachten, dass diese keine anerkannte Verteidigung gegen Angreifer sind.

Aufgrund der immer komplexeren Sicherheitseinrichtungen, des technologischen Fortschritts und dem Wunsch nach Kompatibilität von Geräten verschiedener Hersteller sind Netzwerke und der Datenaustausch innerhalb von Schaltstationen standardisiert worden. Heute werden von den Geräten in Schaltstationen standardisierte Protokolle für die Kommunikation verwendet. Außerdem können Schaltstationen mit offenen Netzwerken verbunden werden, beispielsweise mit dem Internet oder Unternehmensnetzwerken, die zur Kommunikation standardisierte Protokolle verwenden. Dadurch entstehen große Sicherheitsrisiken, die das Netz anfällig für Cyberangriffe machen, aus denen wiederum schwerwiegende Stromausfälle resultieren können.

Heutzutage besteht die Notwendigkeit, die Kommunikation und die Ausrüstung in der Umgebung von Schaltstationen zu sichern. In diesem Kapitel werden die Sicherheitsmaßnahmen für unsere Schutzgeräte beschrieben.

Hinweis:
Geräte, die mit Cybersicherheit kompatibel sind, erzwingen keine NERC-Konformität, sondern vereinfachen sie. Es liegt in der Verantwortlichkeit des Benutzers, bei Bedarf für Konformität zu sorgen.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Haftungsausschluss 675
Übersicht 676
Die Notwendigkeit von Cybersicherheit 677
Normen 678
Implementierung von Cybersicherheit 682
Rollen und Berechtigungen 684
Benutzerauthentifizierung 687
SNMP-Konfiguration 706
Rückgabe des Schutzgeräts an das Werk 708
Verwaltung von Sicherheitsereignissen 709

24.3 DIE NOTWENDIGKEIT VON CYBERSICHERHEIT

Cybersicherheit bietet Schutz vor unberechtigter Offenlegung, Übermittlung, Modifizierung oder Zerstörung von Informationen oder Informationssystemen, ganz gleich, ob dies zufällig oder absichtlich geschieht. Um dies zu erreichen, sind verschiedene Sicherheitsanforderungen zu berücksichtigen:

- Vertraulichkeit (Verhinderung von unberechtigtem Zugriff auf Informationen)
- Integrität (Verhinderung von unberechtigter Modifizierung)
- Verfügbarkeit/Authentifizierung (Verhinderung von Dienstverweigerung und Sicherstellung des berechtigten Zugriffs auf Informationen)
- Unabweisbarkeit (Verhinderung der Verweigerung einer ausgeführten Aktion)
- Rückverfolgbarkeit/Ermittlung (Überwachung und Protokollierung von Aktivität zur Erkennung von Angriffen und zur Analyse von Vorfällen)

Die Bedrohungen der Cybersicherheit können unabsichtlich (z. B. Naturkatastrophen, menschliches Versagen) oder absichtlich (z. B. Cyberangriffe von Hackern) sein.

Gute Cybersicherheit kann durch eine Reihe von Maßnahmen realisiert werden, beispielsweise Beseitigung von Schwachstellen, Implementierung von angemessenen Sicherheitsverfahren und Bereitstellung der dafür erforderlichen Technologien.

Beispiele für Schwachstellen sind:

- Indiskretion des Personals (wenn Passwörter von den Benutzern auf dem Computer gespeichert werden)
- Schlechtes Verfahren (standardmäßige Passwörter werden nicht von den Benutzern geändert, oder dasselbe Passwort wird verwendet, um auf die gesamte Ausrüstung einer Schaltstation zuzugreifen)
- Umgehung von Steuerungen (Sicherheitseinrichtungen werden von den Benutzern deaktiviert)
- Unzureichende Technologie (Schaltstation ohne Firewall)

Beispiele für Verfügbarkeitsprobleme sind:

- Verringerte oder keine Leistung durch Überlastung der Ausrüstung
- Ablauf eines Zertifikats, das den Zugriff auf die Ausrüstung verhindert

Um diese Probleme anzugehen, haben Standardisierungsorganisationen verschiedene Standards entwickelt. Durch Konformität mit diesen Standards werden Bedrohungen, die mit mangelnder Cybersicherheit zusammenhängen, bedeutend reduziert.

24.4 NORMEN

Es gibt mehrere Normen für die Cybersicherheit von Schaltstationen. Die Normen, die gegenwärtig für Anlagen und Schutzgeräte von Grid Automation gelten, sind NERC und IEEE1686.

Standard	Land	Beschreibung
NERC CIP (North American Electric Reliability Corporation)	USA	Grundlagen für den Schutz netzkritischer Cybergüter
BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.)	Deutschland	Erfordernisse für sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme
ANSI ISA 99	USA	Zunächst an ICS orientiert, dann relevant für EPU zur Ergänzung der vorhandenen Norm und zur Berücksichtigung neuer Erfordernisse wie beispielsweise Patch-Verwaltung
IEEE 1686	international	Internationale Norm für Cybersicherheitsfunktionen der Schutzgeräte von Schaltstationen
IEC 62351	international	Verwaltung von Stromversorgungsanlagen und entsprechender Informations-austausch – Daten- und Kommunikationssicherheit
IEC 62443	international	Sicherheit für industrielle Automatisierungs- und Steuersysteme
ISO/IEC 27002	international	Grundlagen für den Schutz netzkritischer Cybergüter
NIST SP800-53 (National Institute of Standards and Technology)	USA	Vollständige Grundlagen für SCADA SP800-82- und ICS-Cybersicherheit
CPNI-Richtlinien (Centre for the Protection of National Infrastructure)	UK	Klare und nützliche Verfahrensweisen für die Prozesssteuerung und SCADA-Sicherheit

24.4.1 NERC KONFORMITÄT

Die North American Electric Reliability Corporation (NERC) hat eine Reihe von Normen zum Schutz von wichtigen Infrastrukturen entwickelt. Hierbei handelt es sich um CIP-Normen (Critical Infrastructure Protection). Diese wurden eingeführt, um für den Schutz von wichtigen Cybergütern zu sorgen, die zum Steuern der Stromerzeugungs- und -verteilungssysteme in Nordamerika dienen oder Einfluss auf deren Zuverlässigkeit haben.

Diese Normen sind in den USA seit mehreren Jahren obligatorisch. Seit Juni 2007 werden Konformitätsprüfungen durchgeführt, und bei Nichtkonformität werden Unternehmen mit äußerst hohen Geldstrafen belegt.

NERC CIP-Normen

CIP-Norm	Beschreibung
CIP-002 – wichtige Cybergüter	Definiert und dokumentiert wichtige Anlagegüter und Cybergüter
CIP-003 – Sicherheitskontrollmechanismen	Definiert und dokumentiert die Sicherheitskontrollmechanismen, die zum Schutz wichtiger Cybergüter erforderlich sind
CIP-004 – Personal und Schulung	Definiert und dokumentiert die Koordinierung und Schulung von Personal zum Schutz wichtiger Cybergüter
CIP-005 – elektronische Sicherheit	Definiert und dokumentiert den Umkreis der logischen Sicherheit, in dem sich Cybergüter befinden. Definiert und dokumentiert Maßnahmen zur Kontrolle der Zugangspunkte und zur Überwachung des elektronischen Zugangs
CIP-006 – physische Sicherheit	Definiert und dokumentiert den Umkreis der physischen Sicherheit, in dem sich Cybergüter befinden

CIP-Norm	Beschreibung
CIP-007 – Systemsicherheitsverwaltung	Definiert und dokumentiert Systemprüfverfahren, die Konto- und Passwortverwaltung, die Sicherheitspatchverwaltung, Systemschwachstellen, die Systemprotokollierung, die Änderungsüberwachung und die für alle wichtigen Cybergüter erforderliche Konfiguration
CIP-008 – Meldung von Vorfällen und Reaktionsplanung	Definiert und dokumentiert Verfahren, die notwendig sind, wenn Cybersicherheitsvorfälle erkannt werden, die wichtige Cybergüter betreffen
CIP-009 – Wiederherstellungspläne	Definiert und dokumentiert Wiederherstellungspläne für wichtige Cybergüter

24.4.1.1 CIP 002

CIP 002 befasst sich mit der Bestimmung von Folgendem:

- wichtige Anlagegüter (beispielsweise Freileitungen und Transformatoren)
- wichtige Cybergüter, beispielsweise Schutzgeräte, die routingfähige Protokolle für die Kommunikation innerhalb oder außerhalb der elektronischen Sicherheitsbegrenzung verwenden oder über eine Wählverbindung zugänglich sind

Verantwortlichkeit von Stromversorgungsunternehmen	Beitrag von GE Vernova
Erstellung einer Liste der Anlagegüter	Wir können Stromversorgungsunternehmen bei der automatischen Erstellung einer Liste der Anlagegüter helfen. Wir können Prüfungen für die Erstellung der Liste der Anlagegüter durchführen.

24.4.1.2 CIP 003

CIP 003 erfordert die Bereitstellung einer Cybersicherheitsrichtlinie und einer zugehörigen Dokumentation, die das Engagement und die Fähigkeit der Unternehmensführung zeigt, für die Sicherheit wichtiger Cybergüter zu sorgen.

Außerdem erfordert die Norm Änderungsüberwachungsverfahren, die dazu dienen, alle unternehmens- oder herstellerspezifischen Änderungen an Hardware- und Softwarekomponenten zu dokumentieren und zu verwalten.

Verantwortlichkeit von Stromversorgungsunternehmen	Beitrag von GE Vernova
Bereitstellung einer Cybersicherheitsrichtlinie	Wir können Stromversorgungsunternehmen helfen, den Zugriff auf wichtige Anlagegüter zu überwachen, indem eine zentralisierte Zugriffssteuerung bereitgestellt wird. Wir können dem Kunden im Hinblick auf die Änderungsüberwachung helfen, indem wir einen Abschnitt in der Dokumentation bereitstellen, in dem die Änderungen an Hardware und Software beschrieben werden.

24.4.1.3 CIP 004

CIP 004 verlangt eine angemessene Schulung von Personal (einschließlich Auftragnehmer und Dienstanbieter), das über eine Berechtigung für den elektronischen Zugriff auf Cybergüter bzw. physischen Zugang zu Cybergütern verfügt.

Verantwortlichkeit von Stromversorgungsunternehmen	Beitrag von GE Vernova
Angemessene Schulung des Personals	Wir bieten Schulungen zur Cybersicherheit an.

24.4.1.4 CIP 005

CIP 005 erfordert die Einrichtung einer elektronischen Sicherheitsbegrenzung (ESP), die für Folgendes sorgt:

- Deaktivierung von Anschlüssen und Diensten, die nicht erforderlich sind
- Permanente Überwachung und Zugriff auf Protokolle (rund um die Uhr)
- Bewertung von Schwachstellen (mindestens ein Mal pro Jahr)
- Dokumentierung von Netzwerkänderungen

Verantwortlichkeit von Stromversorgungsunternehmen	Beitrag von GE Vernova
Überwachung des Zugriffs auf die elektronische Sicherheitsbegrenzung (ESP) Durchführung der Bewertung von Schwachstellen Dokumentierung von Netzwerkänderungen	Deaktivierung aller Anschlüsse, die nicht vom Schutzgerät verwendet werden Überwachung und Aufzeichnung des gesamten Zugriffs auf das Schutzgerät

24.4.1.5 CIP 006

CIP 006 verlangt, dass Einrichtungen zur Überwachung der physischen Sicherheit (Überwachung, Protokollierung und robuste Zugriffssteuerungen) implementiert und dokumentiert werden müssen. Alle Cybergüter, die für die physische Sicherheit verwendet werden, sind entscheidend für den Unternehmenserfolg und sollten dementsprechend behandelt werden:

Verantwortlichkeit von Stromversorgungsunternehmen	Beitrag von GE Vernova
Bereitstellung physischer Sicherheitseinrichtungen sowie Überwachung von Begrenzungen Sicherstellung, dass Personen, die auf wichtige Cybergüter zugreifen, nicht vorbestraft sind.	GE Vernova kann in dieser Hinsicht keine zusätzliche Unterstützung leisten

24.4.1.6 CIP 007

CIP 007 bezieht sich auf Folgendes:

- Prüfverfahren
- Anschlüsse und Dienste
- Sicherheitspatchverwaltung
- Virenschutz
- Kontoverwaltung
- Überwachung

Verantwortlichkeit von Stromversorgungsunternehmen	Beitrag von GE Vernova
Bereitstellung eines Reaktionsteams für sicherheitsrelevante Vorfälle sowie entsprechender Prozesse	Prüfverfahren: Wir bieten Beratung und Unterstützung für Prüfverfahren. Anschlüsse und Dienste: Unsere Geräte besitzen die Fähigkeit, ungenutzte Anschlüsse und Dienste zu deaktivieren. Sicherheitspatchverwaltung: Wir bieten Unterstützung Virenschutz: Wir bieten Beratung und Unterstützung Kontoverwaltung: Wir bieten Beratung und Unterstützung Überwachung: Unsere Ausrüstung sorgt für die Überwachung und Protokollierung des Zugangs

24.4.1.7 CIP 008

CIP 008 verlangt die Zusammenstellung eines Reaktionsteams. Dies schließt die Bereitstellung eines Reaktionsteams für sicherheitsrelevante Vorfälle sowie die Definition der Verantwortlichkeiten des Teams und der zugehörigen Prozeduren ein.

Verantwortlichkeit von Stromversorgungsunternehmen	Beitrag von GE Vernova
Bereitstellung eines Reaktionsteams für sicherheitsrelevante Vorfälle sowie entsprechender Prozesse.	GE Vernova kann in dieser Hinsicht keine zusätzliche Unterstützung leisten.

24.4.1.8 CIP 009

CIP 009 verlangt die Erstellung eines Notfallwiederherstellungsplans und dessen Prüfung anhand von jährlichen Analysen.

Verantwortlichkeit von Stromversorgungsunternehmen	Beitrag von GE Vernova
Implementierung eines Wiederherstellungsplans	Bereitstellung von Wiederherstellungsplänen und Sicherungs-/ Wiederherstellungsdokumentation

24.4.2 IEEE 1686-2013

IEEE 1686-2013 ist ein IEEE-Standard für Cybersicherheitsfunktionen der Schutzgeräte von Schaltstationen. Der Standard enthält Vorschläge für praktische und realisierbare Mechanismen, die für sichere Vorgänge garantieren.

Es gelten folgende Bestimmungen, die in diesem Standard aufgeführt sind:

- Passwörter haben eine Länge von acht Zeichen und können Großbuchstaben, Kleinbuchstaben, numerische Zeichen und Sonderzeichen enthalten.
- Passwörter werden nie angezeigt oder an einen Benutzer übermittelt.
- Schutzgerätfunktionen und -merkmale werden verschiedenen Passwortebenen zugewiesen. Die Zuweisung ist unveränderlich.
- Der Prüfpfad wird aufgezeichnet, wobei Ereignisse, die in einem Ringpuffer zwischengespeichert werden, in der Reihenfolge ihres Auftretens aufgelistet werden.
- Die Aufzeichnungen enthalten alle standardmäßig definierten Felder. In den Bereichen, in denen die Funktion unterstützt wird, werden alle definierten Funktionsereignisse aufgezeichnet.
- Es gibt keinen Mechanismus, mit dem Passwörter umgangen oder außer Kraft gesetzt werden können. Stattdessen ist ein sicheres Konzept zur Wiederherstellung von Passwörtern implementiert.
- Nicht verwendete (physische und logische) Anschlüsse können deaktiviert werden.

24.5 IMPLEMENTIERUNG VON CYBERSICHERHEIT

Schutzgeräte von GE Vernova waren schon immer mit modernsten Sicherheitsfunktionen ausgestattet. Dies wird auch in Zukunft so sein. Aufgrund der ständig weiterentwickelten Kommunikationstechnologie und der neuen Sicherheitsbedrohungen ist dies kein statisches Erfordernis. Sicherheitsmaßnahmen für Software und Hardware werden ständig weiterentwickelt, um sicherheitsrelevante Bedrohungen und Risiken zu mindern.

MiCOM P40-Geräte der fünften Generation bieten mehr Sicherheit dank folgender Merkmale:

- Ein zentral verwalteter Client mit einem Einwahlbenutzerdienst für Fernauthentifizierung (RADIUS) sowie Authentifizierung, Autorisierung und Aufzeichnung (AAA) ermöglicht Benutzerzuordnung, sorgt für die Aufzeichnung aller Benutzeraktivitäten und verwendet sichere, auf effiziente Kryptografie gestützte Standards für die Authentifizierung und den Schutz von Anmeldeinformationen. Mit anderen Worten: Diese Option verwendet RADIUS.
- Server für Benutzerauthentifizierung. Die Authentifizierung kann per Fernzugriff (RADIUS) oder lokal (Gerät) erfolgen.
- Ein mit IEC 62351-8:2020 konformes System mit rollenbasierter Zugriffssteuerung (Role-Based Access Control, RBAC) stellt ein Berechtigungsmodell bereit, das auf der Basis von spezifischen Rollen und individuellen Benutzerkonten, die auf dem AAA-Server konfiguriert sind, den Zugriff auf Gerätevorgänge und -konfigurationen erlaubt.
- Meldung von sicherheitsrelevanten Ereignissen sowohl durch spezifische Sicherheitsereignisprotokolle (getrennt von der Hauptereignisdatei) als auch die Syslog- und SNMP-Protokolle zur Unterstützung von Security Information Event Management (SIEM)-Systemen für zentralisierte Cybersicherheitsüberwachung.
- Verschlüsselung von Passwörtern – gespeichert im Schutzgerät, in Nachrichten, die über das Netzwerk zwischen der Software MiCOM S1 Agile und dem Schutzgerät ausgetauscht werden, und in Nachrichten, die über das Netzwerk zwischen dem RADIUS-Server und dem Schutzgerät ausgetauscht werden (abhängig von der Konfiguration des RADIUS-Servers).
- Sichere Firmwareaktualisierung.

24.5.1 ANFANGSKONFIGURATION: VOREINGESTELLTE BENUTZERNAMEN UND VOREINGESTELLTE PASSWÖRTER

Die Erfordernisse für die anfängliche Konfiguration des Schutzgeräts für Cybersicherheit und rollenbasierte Zugriffssteuerung (RBAC) hängen ab von:

1. den Schnittstellen, sofern vorhanden, die für Cybersicherheit erforderlich sind,
2. der vorgesehenen Authentifizierungsmethode, wie definiert in der Einstellung ***Auth. Methode*** in der Spalte *SICHERH. KONFIG.* (siehe Abschnitt „Authentifizierungsmethoden“).

Wenn die Authentifizierungsmethode mit `Nur Gerät` konfiguriert wird, stehen vier vordefinierte Profile zur Verfügung.

Benutzername	Standardpasswort	IEC 62351-8-Rollen
ADMIN1	ChangeMe1#	SECADM
RBACMNT1	ChangeMe2#	RBACMNT
ENGG1	ChangeMe3#	ENGINEER
VIEWER1	ChangeMe4#	VIEWER

Während der ersten Anmeldung ist es obligatorisch, die voreingestellten Passwörter zu ändern. Das Schutzgerät oder die Software MiCOM S1 Agile fordert den Benutzer auf, das Passwort zu ändern. Das neue Passwort muss der in der Einstellung „Passwortrichtlinie“ definierten Stärke entsprechen (siehe Abschnitt ***Passwortrichtlinie*** in diesem Kapitel).

Wenn die Authentifizierungsmethode mit „Server & Gerät“ konfiguriert wird und Authentifizierung mit RADIUS erforderlich ist, müssen Benutzer auf dem RADIUS-Server angelegt werden (siehe Abschnitt „RADIUS-Benutzer“). Diese Benutzer gehören nicht zu den vordefinierten Gerätebenutzern. RADIUS-Serverinformationen müssen im Schutzgerät konfiguriert werden, damit eine Verbindung mit dem/den RADIUS-Server(n) für die Serverauthentifizierung hergestellt werden kann (siehe Abschnitt „RADIUS-Servereinstellungen“). Es wird empfohlen, das voreingestellte gemeinsam genutzte RADIUS-Geheimnis zu ändern (siehe Abschnitt „RADIUS-Client-Server-Validierung“).

24.6 ROLLEN UND BERECHTIGUNGEN

24.6.1 ROLLEN

Die P40 Agile-Geräte unterstützen alle obligatorischen vordefinierten Rollen gemäß IEC 62351-8:2020.

IEC 62351-8-Rollen	Wert
VIEWER	0
OPERATOR	1
ENGINEER	2
INSTALLIERER	3
SECADM	4
SECAUD	5
RBACMNT	6

Es können Konten für einzelne Benutzer konfiguriert werden, um eine oder mehrere dieser Rollen zu nutzen.

- BETRACHTER: kann alle Werte und Einstellungen betrachten
- BEDIENER: kann Werte betrachten und Steuervorgänge ausführen
- TECHNIKER: kann Werte betrachten und Einstellungen des Geräts ändern
- INSTALLIERER: spezifische Rolle, die für die Durchführung von Firmwareaktualisierungen erforderlich ist
- SECADM: Sicherheitsadministrator – kann Benutzer und Rollen bearbeiten/modifizieren und Sicherheitseinstellungen konfigurieren
- SECAUD: Sicherheitsprüfer – kann Speicherprotokolldateien einsehen
- RBACMNT: RBAC-Management kann die Rolle für die Zuweisung von Berechtigungen ändern

Es darf immer nur eine Rolle eines Typs über eine Schnittstelle angemeldet sein. Zum Beispiel kann ein Bediener angemeldet sein, aber nicht gleichzeitig ein zweiter über eine andere Schnittstelle. Dadurch wird verhindert, dass Teilmengen von Einstellungen gleichzeitig geändert werden.

24.6.2 BERECHTIGUNGEN

Authentifizierung und Autorisierung sind zwei verschiedene Prozesse. Ein authentifizierter Benutzer kann nur dann einen Vorgang am Schutzgerät ausführen, wenn ihm dafür explizit eine Berechtigung erteilt wurde. Es handelt sich hierbei um Zugriffskonzept der „niedrigsten Berechtigungen“.

Berechtigungen müssen Benutzern über Rollen erteilt werden. Eine Rolle ist mit einer Sammlung von Berechtigungen gleichzusetzen, und Rollen werden Benutzern erteilt. Es ist möglich, dass ein Benutzer mehrere Rollen innehat. Die Berechtigungs-/Rollenmatrix ist im Schutzgerät gespeichert. Dieses Konzept ist als rollenbasierte Zugriffssteuerung (RBAC) bekannt.

Nach erfolgreicher Benutzerauthentifizierung lädt das Schutzgerät die Benutzerrollenliste. Wenn sich die Rolle eines Benutzers ändert, muss sich der Benutzer ab- und wieder anmelden, damit seine Berechtigungen wirksam werden.

Die nachstehende Tabelle zeigt die Zuweisungen vordefinierter Berechtigungen für die vordefinierten Rollen gemäß IEC 62351-8:2020.

Wert	Rollenname (Revision = 1)	Berechtigung										
		LISTOBJECTS	READVALUES	DATENSATZ	BERICHTERSTELLUNG	DATEI LESEN	DATEI SCHREIBEN	DATEIVERWALTUNG	STEUERUNG	KONFIG.	PARAMETERSATZ	SICHERHEIT
<0>	VIEWER	L3	L3		X	C_1						
<1>	OPERATOR	X	X		X	C_1			X		X	
<2>	ENGINEER	X	X	X	X	X_1	X_1	X_1		X	X	
<3>	INSTALLIERER	X	X		X	X_2	X_2			X	X	
<4>	SECADM	X	X	X		X_4	X_4	X_4		X		X
<5>	SECAUD	X	X		X	X_3						
<6>	RBACMNT	X	X		X			X_4		X		
<7 ...32767>	Reserviert	Für die zukünftige Verwendung von IEC-definierten Rollen.										
<-32768 .. -1>	Privat	Definiert durch externe Vereinbarung. Nicht garantiert undurchführbar.										

C = bedingter Lesezugriff, Klärung spezifischer Datenobjekte kann erforderlich sein (z. B. könnte der BETRACHTER keinen Zugriff auf Sicherheitseinstellungen, aber auf Prozesswerte haben)

C_1 = bedingter Lesezugriff auf Dateien von Dateitypdaten

X_1 = Zugriff auf Dateien des Typs Daten und Konfiguration

X_2 = Zugriff auf Dateien des Typs Konfiguration und Firmware (Aktualisierungen)

X_3 = Zugriff auf Dateien des Typs Prüfprotokoll

X_4 = Zugriff auf Dateien des Typs Sicherheit (Konfiguration)

Die nachstehende Tabelle zeigt Beschreibungen vordefinierter Berechtigungen gemäß IEC 62351-8:2020.

Berechtigung	Beschreibung
LISTOBJECTS	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber festzustellen, welche Objekte in einem Schutzgerät vorhanden sind, indem der Typ und die Kennung dieser Objekte präsentiert werden. Wenn diese Berechtigung einer Person/einem Rolleninhaber erteilt wird, ist das Objekt, für das die Berechtigung READVALUES nicht erteilt wurde, nicht lesbar. Diese Berechtigung bezieht sich im Wesentlichen auf alle Objekte, die in IEC 61850 definiert sind, und erlaubt eine Abfrage bezüglich des Vorhandenseins von Datenobjekten.
READVALUES	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber, die Werte für alle oder einige Objekte zu erhalten, die zusätzlich zum Typ und zur Kennung in einem Schutzgerät enthalten sind. Diese Berechtigung bezieht sich im Wesentlichen auf alle Objekte, die in IEC 61850 definiert sind, einen Wert darstellen und einen Vorgang zum Lesen der aktuellen Werte der Datenobjekte erlauben.
DATENSATZ	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber vollen Zugriff auf Dienste (z. B. createDataSet, deleteDataSet) für sowohl persistente als auch nicht persistente DataSets.
BERICHTERSTELLUNG	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber, sowohl gepufferte als auch nicht gepufferte Berichterstellung zu verwenden. Die Berichterstellung bezieht sich auf gepufferte und ungepufferte Berichtsteuerblöcke eines logischen Knotens.
DATEI LESEN	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber, Lesevorgänge an Dateiobjekten auszuführen.
DATEI SCHREIBEN	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber, Schreibvorgänge an Dateiobjekten auszuführen. Diese Berechtigung schließt die Berechtigung DATEI LESEN ein.

Berechtigung	Beschreibung
CONTROL (Gruppe)	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber das Ausführen von Steuervorgänge an allen oder einigen steuerbaren Objekten, die in einem Schutzgerät vorhanden sind. Steuerdienste sind zum Beispiel das Auswählen oder Verwenden und das Inbeziehungsetzen mit Datenobjekten, die in IEC 61850 definiert sind.
KONFIG.	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber, per Fernzugriff alle oder einige Objekte zu konfigurieren, die in einem Schutzgerät vorhanden sind. Dies bezieht sich auf Datenattribute der mit IEC 61850 verbundenen Funktionsbeschränkungen CF, DC und SP.
PARAMETERSATZ	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber, per Fernzugriff den Steuerblock SettingGroup zu konfigurieren. Dies bezieht sich zum Beispiel auf die Schaltung zwischen verschiedenen konfigurierten SettingGroups. SettingGroups enthält auch die mit IEC 61850 verbundenen Funktionsbeschränkungen SE.
DATEIVERWALTUNG	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber, vorhandene Dateien im IEDS zu löschen.
SICHERHEIT	Erlaubt der Person/dem Rolleninhaber, Vorgänge an allen Sicherheitsdatenobjekten, Berichten, Protokollen oder Dateien auszuführen.

In der nachstehenden Tabelle sind spezifische gerätebezogene Berechtigungen aufgeführt. Rollen werden Definitionen für Zugriffsebenen zugeordnet: Ein Kreuz zeigt an, dass spezifische Vorgänge von einem Benutzer mit einer zugeordneten Rolle ausgeführt werden können.

Dateien auslesen	Rollenname							
Dateityp	Nicht angemeldet	VIEWER	OPERATOR	ENGINEER	INSTALLIERER	SECADM	SECAUD	RBACMNT
Einstellung				X	X	X	X	X
PSL				X	X			
MCL (IEC 61850)				X	X			
DNP3				X	X			
SLD				X	X			
Ereignisse (Betrieb)		X	X	X				
Sicherheitsereignisse							X	
Störungsaufzeichnungen		X	X	X				

Senden von Dateien	Rollenname							
Dateityp	Nicht angemeldet	VIEWER	OPERATOR	ENGINEER	INSTALLIERER	SECADM	SECAUD	RBACMNT
Einstellung				X	X	X		
PSL				X	X			
MCL (IEC 61850)				X	X			
DNP3				X	X			
SLD				X	X			
Menütext				X	X			

24.7 BENUTZERAUTHENTIFIZIERUNG

24.7.1 AUTHENTIFIZIERUNGSMETHODEN

Das Schutzgerät unterstützt Umgehung (keine Authentifizierung), Geräteauthentifizierung und Serverauthentifizierung.

Authentifizierungsmethode	Beschreibung	Bedienfeld
Bypass Auth.	Das Schutzgerät bietet keine Sicherheit, jeder Benutzer (lokal) kann auf das Schutzgerät zugreifen, ohne sich anzumelden. Das Schutzgerät validiert weder Benutzer noch Passwort. In diesem Fall muss bei der Anmeldung weder eine Benutzername noch ein Passwort eingegeben werden. Eine Umgehung (Bypass) kann nicht am rückseitigen Anschluss 1, am rückseitigen Anschluss 2 und an den Ethernet-Anschlüssen aktiviert werden.	Bedienfeld-Benutzerschnittstelle Vorderseitiger Anschluss (USB-Anschluss) (nur lokale Schnittstellen)
Nur Gerät	Das Schutzgerät erlaubt Rolleninhabern Zugriff über lokale Authentifizierung.	Bedienfeld-Benutzerschnittstelle Vorderseitiger Anschluss (USB-Anschluss) Rücks. Port 1 Rücks. Port 2 Netzwerkanschluss 1 Netzwerkanschluss 2
Server & Gerät	Das Schutzgerät verwendet RADIUS, um den Benutzer zunächst zu validieren. Außerdem erlaubt es einen Rückgriff auf die Geräteauthentifizierung, wenn der/die RADIUS-Server nicht verfügbar ist/sind.	Bedienfeld-Benutzerschnittstelle Vorderseitiger Anschluss (USB-Anschluss) Rücks. Port 1 Rücks. Port 2 Netzwerkanschluss 1 Netzwerkanschluss 2

Wenn ***Bypass Auth.*** aktiviert ist, ignoriert das Schutzgerät die Einstellung ***Auth. Methode*** .

Die Einstellung ***Auth. Methode*** bietet folgende Optionen für die Benutzerauthentifizierung:

- `Server & Gerät` (dies ist die Voreinstellung für Schutzgeräte mit installierter NIC [Ethernet-Karte])
- `Nur Gerät` (dies ist die Voreinstellung für Schutzgeräte ohne installierte NIC [Ethernet-Karte])

Nur Benutzer mit der Rolle SECADM dürfen die Einstellung ***Auth. ändern. Methode*** . Wenn der SECADM-Benutzer die Einstellung ändert, bleibt die Rolle angemeldet. Nur dann, wenn der Benutzer abgemeldet ist, wird die Benutzerzugriffsebene ungültig gemacht.

24.7.2 UMGEHUNG

Im Modus ***Bypass Auth.*** bietet das Schutzgerät keine Benutzerauthentifizierung – jeder Benutzer kann sich anmelden. Das Schutzgerät validiert weder Benutzer noch Passwort. Das Sicherheitsmerkmal „Umgehung“ ermöglicht leichteren Zugriff ohne Authentifizierung und Verschlüsselung für Situationen, in denen ein solches Vorgehen als sicher betrachtet wird. Nur Benutzer mit der Rolle SECADM können den Umgehungsmodus aktivieren.

Es sind drei Modi für die Umgehung der Authentifizierung verfügbar:

1. `Ausgeschaltet` – keine Schnittstellen in der Betriebsart ***Bypass Auth.*** (die normale Authentifizierung ist aktiv)
2. `Lokal` – Umgehung der Authentifizierung bei Verwendung des vorderseitigen Anschlusses und des Bedienfelds
3. `Front Panel` – Umgehung der Authentifizierung über die Bedienfeld-Benutzerschnittstelle

Umgehung der Authentifizierung für Umgehungsmodus:	Fronts. Port	Bedienfeld-Benutzerschnittstelle
`Ausgeschaltet`		
`Lokal`	X	X
`Bedienfeld`		X

Das DDB-Signal ***Sicherh. Bypass*** zeigt an, dass das Schutzgerät im Modus ***Bypass Auth.*** ist.

Am oberen Rand des Bildschirms der Bedienfeld-Benutzerschnittstelle erscheint „BYPASSED“, wodurch angezeigt wird, dass sich das Schutzgerät in der Betriebsart ***Bypass Auth.*** befindet.

24.7.3 ANMELDUNG

Ein Benutzer kann sich nur wie folgt anmelden:

- Benutzerschnittstelle am Bedienfeld
- über MiCOM S1 Agile, verbunden entweder mit dem vorderseitigen Anschluss, dem rückseitigen Anschluss 1 oder 2 oder dem Ethernet-Netzwerkanschluss 1 oder 2.

24.7.3.1 ANMELDUNG AM BEDIENFELD

Die Benutzerschnittstelle am Bedienfeld unterstützt sowohl die Geräteauthentifizierung als auch die Serverauthentifizierung. Das P40 gibt dem Benutzer die Möglichkeit, über die Benutzeroberfläche die Benutzeranmeldeinformationen einzugeben. Um auf das Fenster „Anmeldung“ zuzugreifen, wählen Sie mithilfe der Pfeiltasten im oberen Banner den Text „Anmeldung“.

Sowohl für die Geräteauthentifizierung als auch die Serverauthentifizierung kann der Benutzer eine gültige Kombination aus einem Benutzernamen und einem Passwort eingeben. Der Einfachheit halber ist es ratsam, die Anmeldung mithilfe von MiCOM S1 Agile durchzuführen.

Nach erfolgreicher Anmeldung erscheint am oberen Rand des Bildschirms eine Bestätigungsmeldung mit dem Namen des angemeldeten Benutzers. Beispiel:

R80010

24.7.3.2 ANMELDUNG FEHLGESCHLAGEN

Wenn die Authentifizierung fehlschlägt, wird eine Fehlermeldung angezeigt:

R80009

24.7.3.3 ANDERE EINGABEAUFFORDERUNGEN FÜR DIE ANMELDUNG

Bei Fällen, in denen die Umgehung deaktiviert ist und der Benutzer versucht, einen Vorgang auszuführen, der eine Benutzeranmeldung erfordert, wird nach der Fehlermeldung das Fenster „Anmeldung“ angezeigt. Dies geschieht

während der Änderung von Einstellwerten oder beim Drücken von Tasten, die Benutzerverwaltung erfordern – zum Beispiel die Funktionstaste.

24.7.3.4 ANMELDUNG MIT MICOM S1

Wenn der Benutzer einen Anmeldeversuch unternimmt, zeigt MiCOM S1 Agile eine Eingabeaufforderung mit einem Anmeldedialogfeld an, dass Felder für die Eingabe des Benutzernamens und des Passworts enthält. Sowohl für die Geräteauthentifizierung als auch die Serverauthentifizierung kann der Benutzer eine gültige Kombination aus einem Benutzernamen und einem Passwort eingeben.

24.7.3.4.1 WARNBANNER

Nach erfolgreicher Authentifizierung und Autorisierung für den Zugriff auf das Schutzgerät zeigt MiCOM S1 Agile ein Sicherheitswarnbanner für den Benutzer an.

Wenn **Ich stimme zu** gewählt wird, ist die integrierte Authentifizierung und Autorisierung abgeschlossen. Durch die Wahl von **Ich stimme nicht zu** wird das Programm geschlossen und der Benutzer abgemeldet.

Für die S1 Agile-Authentifizierung wird ein Popup-Dialogfeld angezeigt, auf das der Benutzer klicken muss, um zu bestätigen.

24.7.4 BENUTZERSITZUNGEN

Es darf immer nur eine Rolle eines Typs über eine Schnittstelle angemeldet sein. Wenn die Rolle von einer Schnittstelle angemeldet ist, resultiert ein Versuch, dieselbe Rolle anzumelden darin, dass eine Meldung angezeigt wird (siehe unten).

R80015

Offene Sitzungen werden nach Ablauf eines konfigurierbaren Sitzungszeitlimits (Session Timeout) automatisch vom Schutzgerät geschlossen.

Die Konfigurationseinstellung „Inactivity Timer“ (Inaktivitätszeitgeber) definiert, wie lange das Schutzgerät inaktiv wartet, bis der Benutzer automatisch abgemeldet wird.

Wenn eine Datenänderung vorgenommen wurde, die noch nicht auf das Schutzgerät übertragen ist, wird die Datenänderung verworfen, sobald der Benutzer abgemeldet ist. Wenn ein Zugriff noch nicht abgeschlossen ist,

schlägt der Zugriff fehl, sobald der Benutzer abgemeldet ist. Am Bedienfeld wird die Standardseite angezeigt, wenn der Benutzer die definierte Inaktivitätszeit erreicht.

Wenn das Tastenfeld für den konfigurierten Inaktivitätszeitgeber inaktiv ist, wird die Meldung „Benutzerabmeldung“ angezeigt, und das Bedienfeld kehrt zur Betrachterzugriffsebene zurück.

Folgende Einstellungen stehen in der Spalte ***SICHERH. KONFIG.*** zur Verfügung, um konfigurierbare Inaktivitätszeitgeber zu unterstützen.

- ***FP Inaktiv.Zeit***
- ***UI Inaktiv.Zeit***
- ***NIC Tunl-Timeout***

Einstellungsname	Beschreibung	Min.	Max.	Voreinstellung	Einheit	Benutzerrolle erforderlich
Grenze Versuche	Anzahl fehlgeschlagener Authentifizierungen bevor das Gerät über die Dauer der Sperrzeit weitere Authentifizierungsversuche blockiert. Der Wert 0 bedeutet, dass die Sperre deaktiviert ist.	0 (Sperre deaktiviert)	99	3	-	SECADM
Sperrzeit	Die Dauer in Sekunden, innerhalb der sich ein Benutzer nach der Sperrung nicht anmelden kann.	1	5940	30	s	SECADM
FP Inaktiv.Zeit	Bei dieser Einstellung handelt es sich um die Zeit der Inaktivität am vorderseitigen Anschluss, bevor ein angemeldeter Benutzer automatisch abgemeldet wird und die Zugriffsebene in den Modus der Betrachterrolle zurückkehrt.	0 (kein Inaktivitätszeitlimit)	30	10	min.	SECADM
UI Inaktiv.Zeit	Bei dieser Einstellung handelt es sich um die Zeit der Inaktivität am Bedienfeld, bevor ein angemeldeter Benutzer automatisch abgemeldet wird und die Zugriffsebene in den Modus der Betrachterrolle zurückkehrt.	0 (kein Inaktivitätszeitlimit)	30	10	min.	SECADM
NIC Tunl-Timeout	„NIC Tunl-Timeout“ ist die Zeit der Inaktivität am Ethernetanschluss (NIC), bevor ein angemeldeter Benutzer automatisch abgemeldet wird und die Zugriffsebene zur Betrachterrolle zurückkehrt.	1	30	5	min.	SECADM

Die empfohlene Einstellung für ***Grenze Versuche*** ist `3` und für ***Sperrzeit*** `30 s`, um Brute-Force-Angriffe abzuwehren. Wenn die Sperrzeit zu lang ist, können Gerätebenutzer von jeder Person gesperrt werden.

Folgende Einstellungen stehen in der Spalte *KOMMUNIKATION* zur Verfügung, um Inaktivitätszeitgeber für rückseitige serielle Anschlüsse zu konfigurieren:

- ***KBUS InactTmr*** für RP1, wenn das Courier-Protokoll ausgewählt ist
- ***RP2 Inaktiv.veit*** für RP2

24.7.5 RICHTLINIE FÜR DIE SPERRUNG VON BENUTZERN

Für den Zugriff auf Geräte ist eine Richtlinie zur Sperrung lokaler Benutzer implementiert:

- Diese Richtlinie für die Sperrung von Benutzern gilt für beide Gerätebenutzer.
- Das Konto wird nach der ersten erfolgreichen Anmeldung nach Ablauf der ***Sperrzeit*** freigegeben.
- Wenn die Anmeldung eines Benutzers so viele Male fehlschlägt, wie in ***Grenze Versuche*** konfiguriert ist, wird das Benutzerkonto so lange gesperrt, wie in ***Sperrzeit*** konfiguriert ist.

Jedes Benutzerkonto zeichnet auf, wie lange es im Falle einer Sperrung gesperrt war.

Jedes Benutzerkonto zeichnet auf, wie viele aufeinander folgende Male eine Anmeldung am Benutzerkonto fehlgeschlagen ist. Zu fehlgeschlagenen Versuchen der Anmeldung am Konto zählen auch Versuche der Anmeldung über die Schnittstelle. Wie die Einstellung ***Grenze Versuche*** auf *3* eingestellt ist und der Anwender zweimal vergeblich versucht hat, sich über das Bedienfeld anzumelden, und anschließend vergeblich versucht hat, sich über die Courier-Schnittstelle anzumelden, wird der Anwender gesperrt.

Wenn das Schutzgerät eingeschaltet ist, wird der Zähler ***Grenze Versuche*** auf null zurückgesetzt.

Wenn das Benutzerkonto die ***Grenze Versuche*** überschreitet, wird es über die Dauer der ***Sperrzeit*** gesperrt, wobei die Einstellung ***Grenze Versuche*** auf null zurückgesetzt wird.

Das gesperrte Benutzerkonto wird automatisch freigegeben, nachdem die konfigurierte „Sperrzeit“ abgelaufen ist.

Wenn der Inhaber des gesperrten Kontos versucht, sich über das Bedienfeld am Schutzgerät anzumelden, wird der Bildschirm „Erfolgloser Anmeldeversuch“ angezeigt .

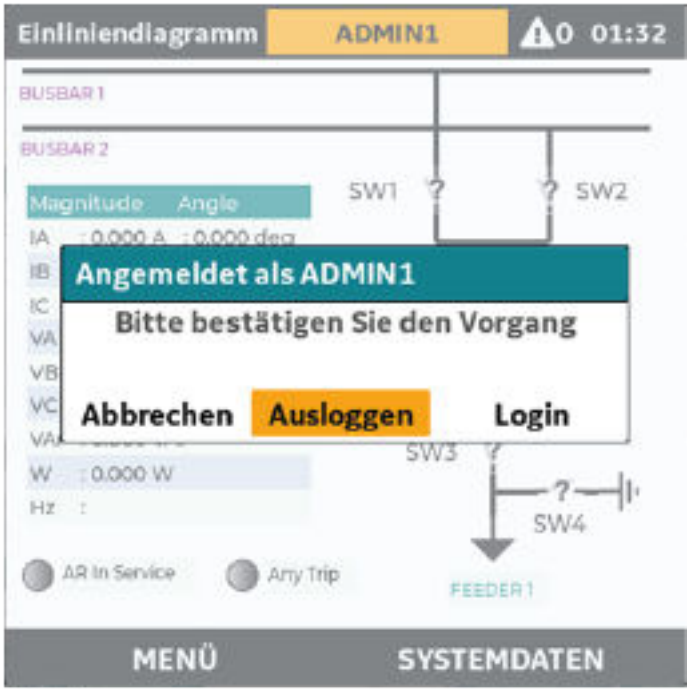
24.7.6 ABMELDUNG

Jeder Benutzer sollte sich nach dem Lesen oder Konfigurieren des Schutzgeräts ***abmelden***.

Der Benutzer kann sich nur über das Bedienfeld abmelden, wenn er sich über das Bedienfeld angemeldet hat. Wenn sich der Benutzer über S1 Agile angemeldet hat, muss er sich über S1 Agile abmelden.

24.7.6.1 ABMELDUNG AM BEDIENFELD

Gehen Sie zum oberen Teil des Banners, und wählen Sie den aktuell angemeldeten Benutzer aus. Durch die folgende Anzeige können Sie zur Abmeldung aufgefordert werden:



R80013

Wenn Sie bestätigen, wird zwei Sekunden lang der folgende Bildschirm angezeigt, und dann wird der Vorgang in der Sicherheitsereignisdatei gespeichert:

R80014

Wenn Sie sich nicht abmelden möchten (d. h., Sie brechen ab), wird der Abmeldebildschirm abgebrochen.

24.7.6.2 ABMELDUNG ÜBER MICOM S1

Klicken Sie in MiCOM S1 Agile im Fenster „System Explorer“ mit der rechten Maustaste auf den Namen des Geräts und wählen Sie „Log Off“ (Abmelden).

Im Dialogfeld zur Bestätigung der Abmeldung klicken Sie auf „Ja“. Der Vorgang wird in der Sicherheitsereignisdatei gespeichert.

24.7.7 PASSWORTRICHTLINIE

Cybersicherheit erfordert sichere Passwörter und NERC-Konformität. Das Schutzgerät erzwingt eine von zwei Ebenen der Passwortstärke entsprechend der Einstellung ***Passwortrichtlinie***.

Die NERC-Richtlinie für Passwortkomplexität verlangt ein alphanumerisches Passwort (für alle Zugriffsarten, das Bedienfeld und den Netzwerk-/lokalen Anschluss), das folgende **obligatorische Anforderungen erfüllt:**

1. Passwörter dürfen nicht den Kontonamen eines Benutzers oder Teile des vollständigen Namens des Benutzers enthalten, deren Länge zwei aufeinander folgende Zeichen überschreitet.
2. Passwörter müssen mindestens acht Zeichen lang sein, dürfen aber nicht länger als 16 Zeichen sein.

Strenge Passwortregeln müssen Zeichen aus folgenden vier Kategorien enthalten:

a. englische Großbuchstaben (A bis Z)
b. englische Kleinbuchstaben (a bis z)
c. Ziffern (Zahlen 0 bis 9)
d. nicht-alphanumerische Sonderzeichen (unter anderen z. B. @, !, #, {)

Normale Passwortregeln: Drei von vier Bedingungen wie in strengen Passwortregeln.

Für die Geräteauthentifizierung erzwingt das Schutzgerät, dass konfigurierte Passwörter diese Erfordernisse erfüllen. Der Benutzer kann auswählen, welche Richtlinien erforderlich sind, indem er unter „DEVICE RBAC“ in der Einstellung „Passwortrichtlinie“ entweder „Streng“ oder „Normal“ auswählt.

Einstellungsname	Beschreibung	Min.	Max.	Voreinstellung	Einheit	Benutzerrolle erforderlich
Passwortrichtlinie	Auswahl strenger oder normaler Regeln für die Passwortrichtlinie zur Geräteauthentifizierung	Taster	Streng	Streng	-	SECADM

Die Richtlinie für Passwortkomplexität und Benutzersperrung für die Serverauthentifizierung ist im externen RADIUS-Server definiert.

24.7.8 PASSWORTABLAUF

Geräteauthentifizierungsbenutzer haben die Möglichkeit, eine konfigurierbare Zeit (in Tagen) für das Passwort auszuwählen, das vom Benutzer geändert werden soll.

Setzen Sie unter den Einstellungen *DEVICE RBAC* die Einstellung ***Password Expiry*** auf „Freigegeben“. Mithilfe der Einstellung ***Ausgeschaltet*** wird die vom Schutzgerät durchgeführte Prüfung des Passwortablaufs deaktiviert. Wenn aktiviert, kann das „Max Password Age“ ausgewählt werden, das im Bereich von Tagen liegt.

Einstellungsname	Beschreibung	Min.	Max.	Voreinstellung	Einheit	Benutzerrolle erforderlich
Passwortablauf	Auswahl, ob der Passwortablauf durch das Schutzgerät für die Geräteauthentifizierung erzwungen wird.	Ausgeschaltet	Freigegeben	Freigegeben	-	SECADM
Max Passwortalter	Dauer in Tagen, innerhalb der Gerätepasswörter, wenn der Passwortablauf aktiviert ist, geändert werden müssen	30	730	180	Tage	SECADM

Wenn das maximale Passwortalter erreicht ist und der Benutzer versucht, sich über die Bedienfeld-Benutzerschnittstelle anzumelden, wird das folgende Fenster angezeigt:

R80011

Ein Bildschirm wird angezeigt, auf dem der Benutzer das neue Passwort speichern kann.

R80012

24.7.9 PASSWORT ÄNDERN

Alle Gerätebenutzer müssen das Standardpasswort bei der ersten Anmeldung ändern.

Das anfängliche Passwort kann entweder über die Schnittstelle am Bedienfeld oder über MiCOM S1 Agile mithilfe der Option **Change/Set Password** (Passwort ändern/festlegen) im Dialogfeld **Supervise Device** (Gerät überwachen) eingegeben werden.

Jede weitere Passwortänderung kann nur über MiCOM S1 Agile mithilfe der Option **Change/Set Password** (Passwort ändern/festlegen) im Dialogfeld **Supervise Device** (Gerät überwachen) vorgenommen werden.

Benutzer mit den Rollen SECADM und RBACMNT können das Passwort jedes Benutzers ändern. Benutzer mit anderen Rollen können nur ihr eigenes Passwort ändern.

Achtung:
Es wird empfohlen, Benutzerpasswörter von Zeit zu Zeit zu ändern.

24.7.10 RADIUS-AUTHENTIFIZIERUNG

Wenn die Einstellung ***Auth. Methode*** als `Server & Gerät` konfiguriert ist, muss sich ein Benutzer mit einem Benutzernamen und einem Passwort anmelden, die auf dem RADIUS-Server definiert sind.

Diese Anmeldung kann über jede Schnittstelle erfolgen, wie im Abschnitt „Anmeldung“ beschrieben. Das Schutzgerät authentifiziert den Benutzer am aktiven RADIUS-Server über die Ethernet-Verbindung.

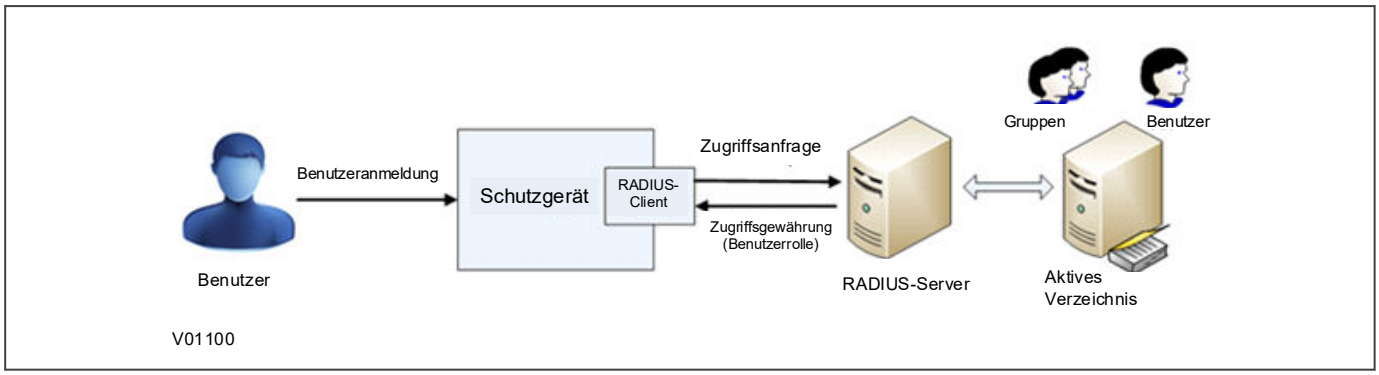


Abbildung 394: Kommunikation per RADIUS-Server/Client

24.7.10.1 RADIUS-BENUTZER

Für die Serverauthentifizierung werden RADIUS-Benutzer und -Passwörter im RADIUS-Server erstellt (im Active Directory), nicht im Schutzgerät.

Der Benutzername muss aus der ASCII-Teilmenge von 32 bis 122 bestehen, die Groß- und Kleinbuchstaben, Ziffern und mehrere Sonderzeichen enthält.

Jeder RADIUS-Benutzer muss ein Passwort haben, das die Passwortrichtlinie des Active Directory (nicht die Passwortrichtlinie des P40) erfüllt und dem eine der unterstützten Rollen im Active Directory zugewiesen sind.

Die Anzahl der RADIUS-Benutzer wird nicht durch das Schutzgerät begrenzt.

RADIUS-Passwortänderungen werden (nach Passwortablauf) im Active Directory durchgeführt.

24.7.10.2 RADIUS-CLIENT

Zwei RADIUS-Server werden vom Schutzgerät in der Konfiguration für Redundanz unterstützt. Das Schutzgerät versucht nacheinander, sich bei einem der Server anzumelden, bis einer der Server antwortet.

Das Schutzgerät versucht zunächst, sich mit der konfigurierten Anzahl von Versuchen bei Server 1 anzumelden, wobei es zwischen den Anforderungen ein Anforderungszeitlimit einhält. Wenn dann immer noch keine gültige Antwort von Server 1 eingeht, schaltet das Schutzgerät auf Server 2 um und versucht erneut, sich mit der konfigurierten Anzahl von Wiederholungen anzumelden.

Wenn die Anzahl von Wiederholungen für den zweiten Server überschritten ist, schaltet das Schutzgerät zur Geräteauthentifizierung zurück. Unter dieser Bedingung wird auch ein Sicherheitsereignis **RADIUS-Server nicht verfügbar** protokolliert.

Die RADIUS-Implementierung unterstützt folgende Authentifizierungsprotokolle:

- EAP-TTLS-MSCHAP2
- PAP
- EAP-PEAP-MSCHAP2
- PAP EAP-TTLS-PAP (Standard)

Die RADIUS-Implementierung fragt das Rollen-ID-Anbieterattribut ab und legt mit der betreffenden Rolle den Sicherheitskontext für den angemeldeten Benutzer fest.

RADIUS-Konfig.	Wert
Anbieter-ID	2910
Anbieterattribut	1
Standardwerte	
VIEWER	0
OPERATOR	1
ENGINEER	2
INSTALLIERER	3
SECADM	4
SECAUD	5
RBACMNT	6

24.7.10.3 RADIUS-SERVEREINSTELLUNGEN

Die folgenden RADIUS-Serverinformationen müssen im Schutzgerät konfiguriert werden, damit eine Verbindung mit dem/den RADIUS-Server(n) für die Serverauthentifizierung hergestellt werden kann.

Einstellungsname	Beschreibung	Min.	Max.	Voreinstellung	Einheit	Benutzerrolle erforderlich
RADIUS IP 1	IP-Adresse von Server 1. Voreinstellungswert, der anzeigt, dass kein Primär-RADIUS-Server konfiguriert ist, daher ist RADIUS deaktiviert.	0.0.0.0	255.255.255.255	0.0.0.0	-	SECADM
RADIUS IP 2	IP-Adresse von Server 2. Voreinstellungswert, der anzeigt, dass kein Sekundär-RADIUS-Server konfiguriert ist.	0.0.0.0	255.255.255.255	0.0.0.0	-	SECADM

Einstellungsname	Beschreibung	Min.	Max.	Voreinstellung	Einheit	Benutzerrolle erforderlich
RADIUS Auth Port	RADIUS-Authentifizierungsanschluss	1	65535	1812	-	SECADM
RADIUS Sicherh.	Authentifizierungsprotokoll, das vom RADIUS-Server verwendet wird	EAP-TTLS-MSCHAP2 PAP EAP-PEAP-MSCHAP2 PAP EAP-TTLS-PAP		PAP EAP-TTLS-PAP	-	SECADM
RADIUS Zeitüb.	Zeitlimit in Sekunden zwischen Neuübertragungsanforderungen	1	900	2	s	SECADM
RADIUS Wiederh.	Anzahl von Wiederholungen bis zum Abbruch	1	99	10	-	SECADM
RADIUS Geheimn.	Gemeinsam genutztes Geheimnis für die Authentifizierung. Es wird nur in Form von Sternchen angezeigt.	1 Zeichen	64 Zeichen	ChangeMe1#	-	SECADM
RADIUS-NAS-ID	NAS-Kennung für RADIUS	1 Zeichen	20 Zeichen	MiCOM P40	-	SECADM

Das Datenfeld ***RADIUS Status*** zeigt den Status des aktuell ausgewählten RADIUS-Servers an. Entweder wird `Ausgeschaltet`, `Server OK` oder `Abbruch` angezeigt.

24.7.10.4 RADIUS-AUFZEICHNUNG

RADIUS-Aufzeichnung wird nicht vom Schutzgerät unterstützt. Der Benutzer kann die Aufzeichnung über Syslog erreichen (siehe Abschnitt „SYSLOG“).

24.7.10.5 RADIUS-CLIENT-SERVER-VALIDIERUNG

Client-Server-Validierung wird mithilfe des gemeinsam genutzten Geheimnisses erreicht. Das Schutzgerät muss mit der Einstellung ***RADIUS Geheimn.*** konfiguriert werden, damit Übereinstimmung mit dem im RADIUS-Server konfigurierten gemeinsam genutzten Geheimnis hergestellt wird. Es wird empfohlen (aber nicht erzwungen), dass diese Einstellung die P40-Passworterfordernisse erfüllen sollte. Das Gerät unterstützt ein RADIUS-Geheimnis mit 1–64 Zeichen.

MiCOM S1 Agile bietet eine Option zum Speichern des ***RADIUS-Geheimn*** auf dem Gerät. Dies kann erreicht werden, indem die Anmeldung am Gerät mit einem SECADM-Profil und der Zugriff über „Supervise Device“ (Gerät überwachen) -> ***RADIUS Geheimn.*** durchgeführt wird.

Hinweis:
Es wird empfohlen, das voreingestellte gemeinsam genutzte Geheimnis zu ändern, bevor die RADIUS-Authentifizierung verwendet wird.

Das Schutzgerät unterstützt nicht den Austausch von CA-Zertifikaten. Der RADIUS-Server kann ein Zertifikat senden, aber das Schutzgerät verifiziert es nicht.

24.7.11 WIEDERHERSTELLUNG

24.7.11.1 WIEDERHERSTELLUNG DER LOKALEN WERKSEINSTELLUNG

Die Einstellung ***Grundw.wd.Herst.*** soll die Erfüllung der NERC-CIP-Konformitätsanforderungen für die Außerbetriebnahme kritischer Cybergeräte erleichtern. Nur der Inhaber der **Administrator**-Rolle darf diese Einstellung ändern.

Die Einstellung ***Grundw.wd.Herst.*** in der Spalte *KONFIGURATION* wird verwendet, um den Parametersatz auf die Werkseinstellungen zurückzusetzen.

0 = `Kein Betrieb`

1 = `Alle Parameter`

2 = `Parametersatz 1`

3 = `Parametersatz 2`

4 = `Parametersatz 3`

5 = `Parametersatz 4`

Zur Wiederherstellung der Vorgabewerte eines beliebigen Parametersatzes ist das Feld ***Grundw.wd.Herst.*** auf die entsprechende Parametersatznummer zu setzen. Auch kann das Feld ***Grundw.wd.Herst.*** auf `Alle Parameter` gesetzt werden, um die Vorgabewerte aller Schutzgeräteeinstellungen wiederherzustellen, d. h. nicht nur einen Parametersatz.

> *Hinweis:*
> *Die Wiederherstellung sämtlicher Voreinstellungen schließt auch die Einstellungen für den rückseitigen Kommunikationsanschluss ein, was dazu führen kann, dass die Kommunikation über diesen Anschluss unterbrochen wird, wenn die neuen Einstellungen (bzw. die neuen Voreinstellungen), nicht denen der Master-Station entsprechen.*

Daten (Ereignisse, DR, Fehleraufzeichnungen, Schutzzählern usw.) bleiben davon unberührt. Bei der Außerbetriebnahme kritischer Cyber-Schutzgeräte können Benutzer bei Bedarf auch alle Daten und Ereignisse löschen.

24.7.11.2 PASSWORTRÜCKSETZVERFAHREN

Wenn Ihnen ein Gerätepasswort abhanden kommt (wenn der Administrator sein Passwort vergisst), können die Passwörter mithilfe eines Wiederherstellungspassworts auf die Grundeinstellung zurückgesetzt werden. Um das Wiederherstellungspasswort zu erhalten, müssen Sie sich an das Kontaktzentrum wenden und die Seriennummer und den Sicherheitscode des Schutzgeräts angeben. Das Kontaktzentrum verwendet diese Informationen, um ein Wiederherstellungspasswort zu generieren.

Der Sicherheitscode ist eine aus 16 Zeichen bestehende Zeichenfolge von Großbuchstaben. Es handelt sich um einen schreibgeschützten Parameter. Das Gerät generiert seinen eigenen Sicherheitscode nach dem Zufallsprinzip. Ein neuer Code wird unter folgenden Bedingungen generiert:

- beim Einschalten
- wenn Einstellungen auf den Standardwert zurückgesetzt werden
- bei Ablauf des Gültigkeitszeitgebers (siehe unten)
- wenn das Wiederherstellungspasswort eingegeben wird

Dieses Rücksetzverfahren kann nur über das Bedienfeld und nicht über eine andere Schnittstelle ausgeführt werden. Sobald der Sicherheitscode auf dem Bedienfeld erscheint, wird ein Gültigkeitszeitgeber gestartet. Dieser

Gültigkeitszeitgeber ist auf 72 Stunden gesetzt und nicht konfigurierbar. Dadurch hat das Kontaktzentrum genügend Zeit, um ein Wiederherstellungspasswort manuell zu generieren und zu übermitteln. Für die Generierung des Wiederherstellungspassworts ist laut Dienstleistungsvereinbarung ein Arbeitstag vorgesehen, wodurch 72 Stunden völlig ausreichend sind, selbst dann, wenn das Kontaktzentrum an Wochenenden oder Feiertagen geschlossen ist.

Das Verfahren läuft wie folgt ab:

Bei Bestätigung wird der Sicherheitscode angezeigt. Dann wird der Gültigkeitszeitgeber gestartet. Der Sicherheitscode kann nur am Bedienfeld gelesen werden.

Dieses Rücksetzverfahren kann nur über das Bedienfeld und nicht über den Ethernet-/seriellen Anschluss ausgeführt werden, es sei denn, der Ethernet-/serielle Anschluss befindet sich an der Vorderseite des Schutzgeräts. Wenn alle Passwörter abhanden kommen (wenn der Administrator sein Passwort vergisst), kann der Benutzer das Schutzgerät anhand des folgenden Verfahrens auf die Standardpasswörter zurücksetzen:

1. Der Benutzer navigiert zum Feld ***Sicherheits-Code*** in der Spalte *SICHERH. KONFIG.*.
2. Damit der ***Sicherheits-Code*** des Schutzgeräts nicht zufällig gelesen wird, wird im Feld zunächst eine Warnmeldung angezeigt:

```
EINGABETASTE DRÜCKEN, UM
READ SEC. CODE
```

3. Die Eingabetaste drücken, um den ***Sicherheits-Code*** zu lesen.
4. Der Benutzer sendet eine E-Mail mit der vollständigen Seriennummer des Schutzgeräts und dem angezeigten ***Sicherheits-Code*** an das Kontaktzentrum, wobei er ein E-Mail-Konto verwendet, das als Firmenkonto erkennbar ist.
5. Das Kontaktzentrum sendet dem Benutzer das Wiederherstellungspasswort zu. Das Wiederherstellungspasswort ist nur für die Wiederherstellung bestimmt. Es ist kein Ersatzpasswort, das ständig verwendet werden kann. Es kann nur ein Mal verwendet werden: für die Passwortwiederherstellung.
6. Der Benutzer meldet sich mit dem Benutzernamen **ADMINISTRATOR** und dem Wiederherstellungspasswort an, um Zugriff auf die Einstellung ***Passwort*** in der Spalte *SYSTEMDATEN* zu erhalten.
7. Das Schutzgerät zeigt folgende Eingabeaufforderung an:

```
PASSW. RÜCKST.?
EINGEBEN/LÖSCHEN
```

8. Die Eingabetaste drücken, um mit der Rücksetzung fortzufahren.
9. Wenn das Wiederherstellungspasswort erfolgreich validiert wird, werden die Standardpasswörter für jede Zugriffsebene zur Geräteauthentifizierung wiederhergestellt.
10. Die Einstellung ***Auth. Methode*** wenn nötig auf `Server & Gerät` ändern.

> *Hinweis:*
> *Die Wiederherstellung von Passwörtern auf die Voreinstellungen hat keinen Einfluss auf andere Einstellungen und verursacht keinen Neustart des Schutzgeräts. Die Schutz- und Steuerfunktionen des Schutzgeräts bleiben immer unverändert.*

24.7.11.3 DDBS DER ZUGRIFFSEBENE

Die aktuelle Zugriffsebene für jede Schnittstelle ist über folgende DDB-Signale zur Verwendung in der programmierbaren Schaltungslogik (PSL) verfügbar:

- ***BFZugriffsebene1***
- ***BFZugriffsebene2***
- ***VPort ZugrEbene1***
- ***VPort ZugrEbene2***

- ***HPort1ZugrEbene1***
- ***HPort1ZugrEbene2***
- ***HPort2ZugrEbene1***
- ***HPort2ZugrEbene2***

Jedes Paar von DDB-Signalen zeigt wie folgt die Zugriffsebene an:

- Ebene 1 aus, Ebene 2 aus = 0
- Ebene 1 ein, Ebene 2 aus = 1
- Ebene 1 aus, Ebene 2 ein = 2
- Ebene 1 ein, Ebene 2 ein = 3

LEGENDE:

HMI = Mensch-Maschine-Schnittstelle

(Bedienfeld-Benutzerschnittstelle)

FPort = vorderseitiger Anschluss

RPort = rückseitiger Anschluss

Lvl = Ebene

24.7.12 SICHERUNG DER ANSCHLÜSSE: PHYSISCHE ANSCHLÜSSE

Es ist möglich, nicht verwendete physische Anschlüsse zu deaktivieren. Das Aktivieren/Deaktivieren physischer Anschlüsse kann entweder über das Bedienfeld oder durch Senden modifizierter Einstellungen an das Schutzgerät durchgeführt werden. Diese Einstellungen sind unter dem Abschnitt SICHERUNG DER ANSCHLÜSSE: PHYSISCHE ANSCHLÜSSE der Spalte SICHERH. KONFIG. verfügbar. Zur Durchführung dieses Vorgangs ist ein Benutzer mit der Rolle SECADM erforderlich. Dieser Vorgang kann nicht mithilfe von MiCOM S1 Agile über das Dialogfeld „Supervise Device“ durchgeführt werden.

Je nach Modell können folgende Anschlüsse deaktiviert werden:

- Vorderseitiger Anschluss (Einstellung ***Fronts. Port***)
- Rückseitiger Anschluss 1 (Einstellung ***Rücks. Port 1***)
- Rückseitiger Anschluss 2 (Einstellung ***Rücks. Port 2***)
- Ethernet-Netzwerkanschluss 1 (Einstellung ***Network Port 1***)
- Ethernet-Netzwerkanschluss 2 (Einstellung ***Network Port 2***)

24.7.13 SICHERUNG DER ANSCHLÜSSE: LOGISCHE ANSCHLÜSSE (PROTOKOLLE)

Es ist möglich, nicht verwendete logische Anschlüsse zu deaktivieren. Das Aktivieren/Deaktivieren logischer Anschlüsse kann entweder über das Bedienfeld oder durch Senden modifizierter Einstellungen an das Schutzgerät durchgeführt werden. Diese Einstellungen sind unter dem Abschnitt SICHERUNG DER ANSCHLÜSSE der Spalte SICHERH. KONFIG. verfügbar. Zur Durchführung dieses Vorgangs ist ein Benutzer mit der Rolle SECADM erforderlich. Dieser Vorgang kann nicht mithilfe von MiCOM S1 Agile über das Dialogfeld „Supervise Device“ durchgeführt werden.

Folgende NIC-Protokolle können deaktiviert werden:

- Courier Tunnel (für S1 Agile-Fernverbindung über Ethernet)
- IEC 61850
- SNTP

- PTP
- SNMP
- RADIUS
- SYSLOG

24.7.14 DIENST (PROTOKOLL)-ZUORDNUNG: ETHERNET-NETZWERKANSCHLÜSSE 1 UND 2

In diesem Abschnitt wird angegeben, welche Ethernet-Protokolle jeweils an Netzwerkanschluss 1 und Netzwerkanschluss 2 verfügbar sind, und ob diese konfigurierbar oder feste Zuordnungen sind. Einstellungen für die konfigurierbaren Dienstzuordnungen sind unter dem Abschnitt SICHERUNG DER ANSCHLÜSSE: WARTUNGSPLAN der Spalte *SICHERH. KONFIG.* verfügbar.

Wartung	Netzwerkanschluss 1	Netzwerkanschluss 2	Fest/konfigurierbar	Einstellung
IEC 61850	Nein	Ja	Fest für NP2.	
SNTP	Nein	Ja	Fest für NP2.	
PTP	Nein	Ja	Fest für NP2.	
SSH (für S1 Agile)	Ja – immer nur jeweils ein Anschluss	Ja – immer nur jeweils ein Anschluss	Konfigurierbar – NP1 oder NP2	Courier Tunnel
SNMP	Ja – immer nur jeweils ein Anschluss	Ja – immer nur jeweils ein Anschluss	Konfigurierbar – NP1 oder NP2	SNMP
RADIUS	Ja – immer nur jeweils ein Anschluss	Ja – immer nur jeweils ein Anschluss	Konfigurierbar – NP1 oder NP2	RADIUS
Syslog	Ja – immer nur jeweils ein Anschluss	Ja – immer nur jeweils ein Anschluss	Konfigurierbar – NP1 oder NP2	SYSLOG

24.7.15 DIALOGFELD „SUPERVISE DEVICE“ (GERÄT ÜBERWACHEN)

Gerät überwachen	Rollenname							
	Nicht angemeldet	VIEWER	OPERATOR	ENGINEER	INSTALLIERER	SECADM	SECAUD	RBACMNT
Aktiv.Param/Satz			X	X	X			
Zelle zurücksetzen			X					
Leistungsschalter			X					
Geräteadresse				X	X	X		
Datum und Zeit			X	X	X			
Umgehungsoptionen						X		
Aktive MCL-Bank				X	X			
Gerätebenutzerverwaltung						X		X
Änderung des eigenen Passworts		X	X	X	X	X	X	X
RADIUS Geheimn.						X		
SNMP-Sicherheit						X		

Gerät überwachen	Rollenname							
	Nicht angemeldet	VIEWER	OPERATOR	ENGINEER	INSTALLIERER	SECADM	SECAUD	RBACMNT
Aufzeichnungen löschen				X				
Grundw.wd.Herst.				X	X			
Sicherheitseinstellungen wiederherstellen						X		
SSH-Client-Passcode						X		

24.7.16 SICHERE FIRMWAREAKTUALISIERUNG

IEC 62351-8:2020 hat eine spezifische Rolle, INSTALLIERER, definiert, mit deren Hilfe Firmwareaktualisierungen der Schutzgeräte durchgeführt werden können. Die Standardbenutzer in der Geräteauthentifizierung haben keine Benutzer mit der Rolle INSTALLIERER. Bei einer erforderlichen Aktualisierung der Firmware des Schutzgeräts müssen vor Beginn der Firmwareaktualisierung folgende obligatorische Schritte ausgeführt werden:

- Erstellen Sie mithilfe von MiCOM S1 Agile einen neuen Benutzer mit der Rolle INSTALLIERER:
- Melden Sie sich mithilfe von MiCOM S1 Agile beim Gerät an, indem Sie den Benutzer mit der Rolle INSTALLIERER verwenden. Ändern Sie das Standardpasswort
- Verwenden Sie das Firmware Download Tool, und melden Sie sich beim Schutzgerät an, indem Sie den neu erstellten Benutzer und das geänderte Passwort verwenden.
- Sobald diese Schritte ausgeführt sind, kann die Firmwareaktualisierung fortgesetzt werden.

Das Gerät unterstützt Secure Firmware Update. Die Firmwaredateien werden vor der Aktualisierung des Schutzgeräts auf Gültigkeit geprüft. Es folgen die Hauptschritte der sicheren Firmwareaktualisierung:

- Das Firmware-Tool „PX40 Download and Calibration“ öffnet die sichere Firmware-ZIP-Datei und extrahiert den Inhalt [komprimierte Bilder und Signaturen].
- Das Firmware-Tool „PX40 Download and Calibration“ überträgt die Firmware-Dateien [komprimierte Bilder und Signaturen] auf die Haupt-CPU-Karte des Schutzgeräts.
- Das Schutzgerät validiert die komprimierten Bilder und extrahiert sie.
- Nur nach einer erfolgreichen Validierung können die Einstellungen entfernt werden.
- Wenn die Validierung fehlschlägt, zeigt das Schutzgerät einen FEHLERCODE an, und danach kann der Benutzer das Schutzgerät neu starten, um den früheren Zustand des Schutzgeräts wiederherzustellen.
- Das Schutzgerät aktualisiert und verifiziert seinen Speicher für die Haupt-CPU-Karte, Koprozessorkarte und Ethernet-Karte.
- Abschließend initiiert die Haupt-CPU-Karte einen Neustart des Schutzgeräts.

Die Hauptschritte dieses Vorgangs werden in den Sicherheitsereignissen protokolliert – weitere Informationen sind dem Abschnitt „Verwaltung von Sicherheitsereignissen“ dieses Kapitels zu entnehmen.

Jede Firmwareaktualisierung sollte über die GE Vernova Grid Automation After Sales Service-Abteilungen oder einen örtlichen Dienstleistungsbetrieb organisiert werden. Die Firmwareaktualisierung sollte normalerweise vom GE Vernova-Personal oder von angemessen vorbereiteten, kompetenten und vom GE Vernova-Personal instruierten Personen durchgeführt werden. Es steht eine separate Anleitung für das Herunterladen von MiCOM P40-Firmware zur Verfügung.

Hinweis:
Es ist nicht möglich, die Firmware eines Schutzgeräts zu aktualisieren, das sich im Umgehungsbetrieb befindet.

Hinweis:
Während der Firmwareaktualisierung bleibt nur die Sicherheitsereignisdatei erhalten – alle anderen Konfigurations- und Aufzeichnungsdateien werden während der Firmwareaktualisierung gelöscht.

24.8 SNMP-KONFIGURATION

Die SNMP-Schnittstelle konfigurieren Sie mithilfe des Bedienfelds oder der Option „SNMP Security“ im Dialogfeld „Supervise Device“ unter Verwendung eines Benutzers mit der Rolle SECADM. Zwei verschiedene Versionen sind verfügbar: SNMPv2c und SNMPv3.

So aktivieren Sie die SNMP-Schnittstelle:

1. Wählen Sie die Spalte „SICHERH. KONFIG.“ und blättern Sie zur Überschrift „SNMP PARAMETER“.
2. Sie können v2C, V3 oder beides auswählen. Wenn Sie „Ohne“ wählen, wird die SNMP-Schnittstelle des Hauptprozessors deaktiviert.

Konfiguration der SNMP-Programmunterbrechung

SNMP-Programmunterbrechungen erlauben eine nicht angeforderte Übermittlung von Meldungen zwischen dem Schutzgerät und bis zu zwei SNMP-Managern mit eindeutigen IP-Adressen. Die Geräte-MIB gibt an, welche Informationen mithilfe von Programmunterbrechungen übermittelt werden können. So konfigurieren Sie die SNMP-Programmunterbrechungen:

1. Gehen Sie nach unten zur Zelle ***Trap Ziel IP1***, und geben Sie die IP-Adresse des ersten Ziel-SNMP-Managers ein. Bei Einstellung dieser Zelle auf `0.0.0.0` wird die erste Schnittstelle der Programmunterbrechung (Trap) deaktiviert.
2. Gehen Sie nach unten zur Zelle ***Trap Ziel IP2***, und geben Sie die IP-Adresse des zweiten Ziel-SNMP-Managers ein. Bei Einstellung dieser Zelle auf `0.0.0.0` wird die zweite Schnittstelle der Programmunterbrechung (Trap) deaktiviert.

Konfiguration der SNMP-V3-Sicherheit

SNMPv3 bietet ein hohes Maß an Sicherheit über Authentifizierungs- und Datenschutzprotokolle. Das Schutzgerät nutzt eine sichere SNMPv3-Implementierung mit einem benutzerbasierten Sicherheitsmodell (USM).

Die Authentifizierung wird verwendet, um die Identität der Benutzer zu prüfen; der Datenschutz erlaubt die Verschlüsselung von SNMP-Nachrichten. Beides ist optional, jedoch müssen Sie die Authentifizierung aktivieren, um Datenschutz zu ermöglichen. So konfigurieren Sie die Sicherheitsoptionen:

1. Wenn SNMPv3 aktiviert wurde, legen Sie die Einstellung ***Sicherheitsstufe*** fest. Es gibt drei Stufen: ohne Authentifizierung und ohne Datenschutz (`noAuthNoPriv`), mit Authentifizierung, aber ohne Datenschutz (`authNoPriv`) und mit Authentifizierung und mit Datenschutz (`authPriv`).
2. Wenn Authentifizierung aktiviert ist, verwenden Sie die Einstellung ***Auth Protokoll***, um den Authentifizierungstyp zu wählen. Es gibt zwei Optionen: `HMAC-MD5-96` oder `HMAC-SHA-96`.
3. Geben Sie mithilfe der Einstellung ***Auth Passwort*** das Passwort (bis zu 20 Zeichen) ein, das vom Schutzgerät für die Authentifizierung verwendet werden soll.
4. Wählen Sie mithilfe der Einstellung ***Auth Protokol*** einen der zwei verfügbaren Mechanismen für die Verschlüsselung von Nachrichten aus, die vom Schutzgerät verwendet werden sollen (CBC-DES oder CFB-AES128).
5. Wenn Datenschutz aktiviert ist, verwenden Sie die Einstellung ***Verschlüss. Pwrt***, um das (aus bis zu 20 Zeichen bestehende) Verschlüsselungspasswort festzulegen, das vom Schutzgerät für die Verschlüsselung verwendet wird.

> *Hinweis:*
> *Wenn der SNMP-Browser für RBAC-kompatible Relais eingestellt wird, sollte der Kontextname „px4x“ lauten.*

Konfiguration der SNMP-V2C-Sicherheit

SNMPv2c implementiert die Authentifizierung zwischen Master und Agent mithilfe eines Parameters namens ***Community-Namen***. Es handelt sich hierbei um das Passwort, das aber während der Übertragung nicht

verschlüsselt wird. (Dadurch ist das Passwort für manchen Szenarien ungeeignet, stattdessen sollte dann Version 3 verwendet werden.) So konfigurieren Sie die SNMP-2c-Sicherheit:

1. Wenn SNMPv2c aktiviert ist, verwenden Sie die Einstellung ***Community-Namen***, um das Passwort festzulegen, das vom Schutzgerät und vom SNMP-Manager für die Authentifizierung verwendet wird. Das Passwort kann eine Länge von ein bis acht Zeichen haben.

24.9 RÜCKGABE DES SCHUTZGERÄTS AN DAS WERK

MiCOM P40-Geräte der fünften Generation bieten verbesserte Sicherheit, und es gibt keinen Mechanismus zur Umgehung der implementierten Benutzerverwaltung. Falls das Schutzgerät zur Reparatur oder technischen Analyse an das Werk zurückgegeben wird, empfiehlt es sich, das Schutzgerät mit einer der folgenden Optionen an das Werk zurückzugeben, um den Technikern den Zugang zur Konfiguration und den im Schutzgerät gespeicherten Aufzeichnungen zu erleichtern:

- Umgehung am vorderseitigen Anschluss aktiviert
- Ein neuer Benutzer mit allen Rollen wird erstellt und dessen Standardpasswort unverändert gelassen. Wenn die Einzelheiten dieses Benutzers an das Werk weitergegeben werden, kann das Schutzgerät angemeldet werden, nachdem das Standardpasswort geändert wurde. Wenn das Passwort des neu erstellten Benutzers modifiziert wurde, muss das modifizierte Passwort bereitgestellt werden.

24.10 VERWALTUNG VON SICHERHEITSEREIGNISSEN

Um NERC-konforme Cybersicherheit zu implementieren, muss das Schutzgerät mithilfe von drei separaten Methoden verschiedene Sicherheitsereignisse protokollieren:

- in der Sicherheitsereignisdatei (Sicherheitsprüfprotokoll) – eine Courier-Ereignisdatei, die mithilfe von MiCOM S1 Agile ausgelesen und betrachtet werden kann
- als Syslog-Ereignisse
- als SNMP-Ereignisse (Programmunterbrechungen)

24.10.1 SICHERHEITSEREIGNISSE: COURIER

Das P40 unterstützt das IEC 62351-14-Format von Sicherheitsereignisnachrichten. Diese werden in einer separaten Sicherheits-Audio-Protokolldatei mit der Bezeichnung „Sicherheitsereignisse“ protokolliert, die mithilfe von MiCOM S1 Agile ausgelesen und betrachtet werden kann. Gleiches gilt für die Betriebsereignisdatei. Die maximale Anzahl von Sicherheitsereignissen ist 2048.

Ereignis	IEC 62443-4-Kategorie	IEC 62351-14-Schweregrad	IEC 62351-14-Mnemonik	IEC 62351-14-ID/ Private ID	Text	Zusätzliche Informationen
SECUR_EVT_PW_SET_NON_COMPLIANT	62443-AUDIT_LOG	Info	USER_PW_CHANGE_FAIL_POLICY	IEC 62351-14:1,31	Benutzerpasswortänderung fehlgeschlagen – Richtlinienprüfung fehlgeschlagen	
SECUR_EVT_PW_MODIFIED	62443 CONFIG_CHANGE	Hinweis	USER_PW_CHANGE_OK	IEC 62351-14:1,25	Benutzerpasswort erfolgreich geändert	Schnittstelle
SECUR_EVT_PW_ENTRY_NOW_ BLOCKED	62443-ACCESS_CONTROL	Hinweis	LOCK_USER_WRONG_CR	IEC 62351-14:1,7	Benutzer gesperrt – falsche Anmeldeinformationen	Schnittstelle
SECUR_EVT_PW_ENTRY_UNBLOCKED	62443-ACCESS_CONTROL	Hinweis	-	2910-MiCP40-001	Benutzer freigegeben	Schnittstelle
SECUR_EVT_PW_ENTERED_WHILE_ BLOCKED	62443-ACCESS_CONTROL	Hinweis	-	2910-MiCP40-002	Anmeldeversuch, wenn der Benutzer gesperrt ist	Schnittstelle
SECUR_EVT_INVALID_PW_ENTERED	62443-ACCESS_CONTROL	Hinweis	LOGIN_FAIL_WRONG_ CR	IEC 62351-14:1,3	Anmeldung fehlgeschlagen – falsche Anmeldeinformationen	Schnittstelle
SECUR_EVT_PW_TIMED_OUT	62443-ACCESS_CONTROL	Fehler	LOGIN_FAIL_CRED_ EXPIRE	IEC 62351-14:1,4	Anmeldung fehlgeschlagen – Anmeldeinformationen abgelaufen.	Schnittstelle
SECUR_EVT_RECOVERY_PW_ENTERED	62443-ACCESS_CONTROL	Hinweis	-	2910-MiCP40-004	Wiederherstellungspasswort eingegeben	Schnittstelle
SECUR_EVT_IED_SEC_CODE_READ	62443-AUDIT_LOG	Info	-	2910-MiCP40-005	Sicherheitscode gelesen	Schnittstelle
SECUR_EVT_IED_SEC_CODE_TMR_ EXPIRED	62443-AUDIT_LOG	Info	-	2910-MiCP40-006	Zeitgeber für Sicherheitscode abgelaufen	Schnittstelle
SECUR_EVT_PORT_DISABLED	62443-CONFIG_CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-007	Port Ausgesch.	Schnittstelle
SECUR_EVT_PORT_ENABLED	62443-CONFIG_CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-008	Port Eingesch.	Schnittstelle, Anschluss nummer

Ereignis	IEC 62443-4-Kategorie	IEC 62351-14-Schweregrad	IEC 62351-14-Mnemonik	IEC 62351-14-ID/ Private ID	Text	Zusätzliche Informationen
SECUR_EVT_PSL_ SETTINGS_ DOWNLOADED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-009	PSL-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle, Anschluss nummer
SECUR_EVT_DNP_ SETTINGS_ DOWNLOADED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-010	DNP-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle, Gruppen nummer
SECUR_EVT_TRACE_ DATA_DOWNLOADED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-011	TRACE-Daten auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle
SECUR_EVT_61850_ CONFIG_ DOWNLOADED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-012	IEC61850 Config auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle
SECUR_EVT_USER_ CURVES_ DOWNLOADED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-013	Benutzerdefinierte Kennlinien auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle
SECUR_EVT_SETTING_GRP_ DOWNLOADED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-014	Parametersatz auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle, Kennlinien nummer
SECUR_EVT_DR_ SETTINGS_ DOWNLOADED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-015	DR-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle, Gruppen nummer
SECUR_EVT_PSL_ SETTINGS_ UPLOADED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-016	PSL-Einstellungen von Gerät hochgeladen	Schnittstelle
SECUR_EVT_DNP_ SETTINGS_ UPLOADED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-017	DNP-Einstellungen von Gerät hochgeladen	Schnittstelle, Gruppen nummer
SECUR_EVT_TRACE_ DATA_UPLOADED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-018	TRACE-Daten von Gerät hochgeladen	Schnittstelle
SECUR_EVT_61850_ CONFIG_UPLOADED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-019	IEC61850 Config von Gerät hochgeladen	Schnittstelle
SECUR_EVT_USER_ CURVES_UPLOADED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-020	Benutzerdefinierte Kennlinien von Gerät heruntergeladen	Schnittstelle
SECUR_EVT_PSL_ CONFIG_UPLOADED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-021	PSL Config von Gerät hochgeladen	Schnittstelle, Kennlinien nummer
SECUR_EVT_ SETTINGS_ UPLOADED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-022	Einstellungen von Gerät hochgeladen	Schnittstelle, Gruppen nummer
SECUR_EVT_CS_ SETTINGS_CHANGED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-023	Steuer- und Unterstützungsparameter geändert	Schnittstelle
SECUR_EVT_DR_ SETTINGS_CHANGED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-024	Störungsaufzeichnungse instellungen geändert	Schnittstelle
SECUR_EVT_ SETTING_GROUP_ CHANGED	62443 - CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-025	Parametersatz geändert	Schnittstelle

Ereignis	IEC 62443-4-Kategorie	IEC 62351-14-Schweregrad	IEC 62351-14-Mnemonik	IEC 62351-14-ID/ Private ID	Text	Zusätzliche Informationen
SECUR_EVT_ DEFAULT_SETTINGS_ RESTORED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-026	Voreinstellungen wiederhergestellt	Schnittstelle, Gruppen nummer
SECUR_EVT_ DEFAULT_USRCURVE_ RESTORED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-027	Voreingestellte benutzerdefinierte Kennlinie wiederhergestellt	Schnittstelle
SECUR_EVT_POWER_ON	62443-CONTROL_ SYSTEM	Hinweis	-	2910-MiCP40-028	Gerät eingeschaltet	Schnittstelle, Kennlinien nummer
SECUR_EVT_RADIUS_ UNAVAIL	62443-AUDIT_LOG	Warnung	RBAC_NO_ RADIUS	IEC 62351-8:1,3	RADIUS-Server nicht verfügbar	Schnittstelle
SECUR_EVT_ SESSION_LIMIT	62443-AUDIT_LOG	Hinweis	-	2910-MiCP40-030	Grenze der aktiven Benutzersitzungen erreicht	Schnittstelle
SECUR_EVT_SLD_ FILE_DOWNLOADED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-031	SLD-Datei auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle
SECUR_EVT_SLD_ FILE_UPLOADED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-032	SLD-Datei von Gerät hochgeladen	Schnittstelle
SECUR_EVT_RBAC_ LOGIN	62443-ACCESS_ CONTROL	Hinweis	LOGIN_OK	IEC-62351-14:1.1	Anmeldung erfolgreich	Schnittstelle
SECUR_EVT_RBAC_ LOGOUT	62443-ACCESS_ CONTROL	Hinweis	LOGOUT_ USER	IEC 62351-14:1,8	Abmeldung (Benutzer abgemeldet)	Schnittstelle
Umgehungsbetrieb aktiviert	62443-ACCESS_ CONTROL	Hinweis	-	2910-MiCP40-033	Umgehungsbetrieb aktiviert	Schnittstelle
Umgehungsbetrieb deaktiviert	62443-ACCESS_ CONTROL	Hinweis	-	2910-MiCP40-034	Umgehungsbetrieb deaktiviert	Schnittstelle
SECUR_EVT_RADIUS_KEY_C HANGED	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-044	RADIUS-Geheim schlüssel geändert	Schnittstelle
SECUR_SEC_ SETTINGS_ RESTORED	62443-BACKUP_ RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-041	Sicherheitseinstellungen wiederhergestellt	Schnittstelle
Umschaltung auf Golden Image	62443-AUDIT_LOG	Hinweis	-	2910-MiCP40-045	Umschaltung des Geräts auf Firmwareaktualisierungs betrieb	Schnittstelle
FIRMWARE_ VALIDATION_ SUCCESS	62443-AUDIT_LOG	Hinweis	-	2910-MiCP40-035	Prüfung der Firmwaredigitalsignatur erfolgreich	Schnittstelle
FIRMWARE_ VALIDATION_FAIL	62443-AUDIT_LOG	Warnung	-	2910-MiCP40-036	Prüfung der Firmwaredigitalsignatur fehlgeschlagen	Schnittstelle
Firmwareaktualisierung gestartet	62443-AUDIT_LOG	Hinweis	-	2910-MiCP40-046	Firmwareaktualisierung initiiert	Schnittstelle

Ereignis	IEC 62443-4-Kategorie	IEC 62351-14-Schweregrad	IEC 62351-14-Mnemonik	IEC 62351-14-ID/ Private ID	Text	Zusätzliche Informationen
Firmwaredateien konnten nicht empfangen werden	62443-AUDIT_LOG	Warnung	-	2910-MiCP40-047	Firmwaredateiübertragung fehlgeschlagen	Schnittstelle
Firmware konnte nicht aktualisiert werden	62443-AUDIT_LOG	Warnung	-	2910-MiCP40-048	Firmwareaktualisierung fehlgeschlagen	Schnittstelle
Erfolgreiche Firmwareaktualisierung	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-049	Erfolgreiche Firmwareaktualisierung	Schnittstelle, frühere FW-Version, neueste FW-Version
Erfolgreiche Aktualisierung der Serien- und Modellnummer	62443-AUDIT_LOG	Hinweis	-	2910-MiCP40-050	Erfolgreiche Aktualisierung der Serien-/Modellnummer	
Aktualisierung der Serien- und Modellnummer fehlgeschlagen	62443-AUDIT_LOG	Warnung	-	2910-MiCP40-051	Aktualisierung der Serien-/Modellnummer fehlgeschlagen	Schnittstelle
Erfolgreiche NP1-MAC-Aktualisierung	62443-AUDIT_LOG	Hinweis	-	2910-MiCP40-052	Erfolgreiche Aktualisierung der NP1-MAC-Adresse	Schnittstelle
NP1-MAC-Aktualisierung fehlgeschlagen	62443-AUDIT_LOG	Warnung	-	2910-MiCP40-053	Aktualisierung der NP1-MAC-Adresse fehlgeschlagen	Schnittstelle
Erfolgreiche NP2-MAC-Aktualisierung	62443-AUDIT_LOG	Hinweis	-	2910-MiCP40-054	Erfolgreiche Aktualisierung der NP2-MAC-Adresse	Schnittstelle
NP2-MAC-Aktualisierung fehlgeschlagen	62443-AUDIT_LOG	Warnung	-	2910-MiCP40-055	Aktualisierung der NP2-MAC-Adresse fehlgeschlagen	Schnittstelle
Rückfall zu Geräteauthentifizierung	62443-ACCESS_ CONTROL	Warnung	-	2910-MiCP40-056	Rückfall zu Geräteauthentifizierung	Schnittstelle
Benutzer aufgrund Inaktivitätszeitlimit abgemeldet	62443-ACCESS_ CONTROL	Hinweis	LOGOUT_ TIMEOUT	IEC 62351-14:1,9	Abmeldung durch Inaktivität des Benutzers (Zeitüberschreitung)	Schnittstelle
Hochladen von Sicherheitsereignissen	62443-AUDIT_LOG	Hinweis	-	2910-MiCP40-042	Sicherheitsereignisse von Gerät hochgeladen	Schnittstelle
SSH-Passcodeänderung	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-057	SSH-Passcodeänderung	Schnittstelle
SSH-Client-Authentifizierungs fehler	62443-ACCESS_ CONTROL	Warnung	-	2910-MiCP40-059	Fehlgeschlagene Client-Authentifizierung	Schnittstelle
SSH-Client-Authentifizierungs erfolg	62443-ACCESS_ CONTROL	Hinweis	-	2910-MiCP40-058	Erfolgreiche Client-Authentifizierung	Schnittstelle
Neuer Benutzer hinzugefügt	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	USER_ ACCNT_ CREATE_OK	IEC 62351-14:2,15	Benutzerkonto erfolgreich erstellt	Schnittstelle
Benutzer gelöscht	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	USER_ ACCNT_DEL_ OK	IEC 62351-14:2,21	Benutzerkonto erfolgreich gelöscht	Schnittstelle

Ereignis	IEC 62443-4-Kategorie	IEC 62351-14-Schweregrad	IEC 62351-14-Mnemonik	IEC 62351-14-ID/ Private ID	Text	Zusätzliche Informationen
Benutzerrollenänderung	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	USER_ PERMISSION_CH ANGE_ OK	IEC 62351-14:2,11	Berechtigung erfolgreich geändert	Schnittstelle
Benutzernamensänderung	62443-CONFIG_ CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-060	Benutzer erfolgreich umbenannt	Schnittstelle

Dabei sind die Schnittstellenwerte im „Extra Info“-Parameter: „UI“, „FP“, „RP1“, „RP2“, „NET“, „HMI“.

24.10.2 SICHERHEITSEREIGNISSE: SYSLOG

Sicherheitsereignisse werden auch auf einem entfernten Server protokolliert und basieren auf Syslog [RFC 5424].

Alle An- und Abmeldeversuche für die lokale und zentrale Authentifizierung – egal ob erfolgreich oder nicht – werden protokolliert. Zum Inhalt jedes erfolgreichen oder fehlgeschlagenen An- und Abmeldeereignisses gehört ein spezifischer Benutzername.

Das Sicherheitsprotokoll kann nicht durch Inhaber der verfügbaren Rollen gelöscht werden.

Zum Inhalt jedes An- und/oder Abmeldeereignisses gehört die relevante Schnittstelle. Folgende Schnittstellen werden unterstützt:

Schnittstelle	Abkürzung
Fronts. Port	FP
Rücks. Port 1	RP1
Rücks. Port 2	RP2
Netzwerkanschluss 1 oder 2	NET
Bedienfeld	UI

Folgende Ereignisse können auf dem Syslog-Server protokolliert werden:

Sicherheitsereignis	Text der SNMP-Programmunterbrechung
SECUR_EVT_PW_SET_NON_COMPLIANT	Benutzerpasswortänderung fehlgeschlagen – Richtlinienprüfung fehlgeschlagen
SECUR_EVT_PW_MODIFIED	Benutzerpasswort erfolgreich geändert
SECUR_EVT_PW_ENTRY_NOW_BLOCKED	Benutzer gesperrt – falsche Anmeldeinformationen
SECUR_EVT_PW_ENTRY_UNBLOCKED	Benutzer freigegeben
SECUR_EVT_PW_ENTERED_WHILE_BLOCKED	Anmeldeversuch, wenn der Benutzer gesperrt ist
SECUR_EVT_INVALID_PW_ENTERED	Anmeldung fehlgeschlagen – falsche Anmeldeinformationen
SECUR_EVT_PW_TIMED_OUT	Anmeldung fehlgeschlagen – Anmeldeinformationen abgelaufen.
SECUR_EVT_RECOVERY_PW_ENTERED	Wiederherstellungspasswort eingegeben
SECUR_EVT_IED_SEC_CODE_READ	Sicherheitscode gelesen
SECUR_EVT_IED_SEC_CODE_TMR_EXPIRED	Zeitgeber für Sicherheitscode abgelaufen

Sicherheitsereignis	Text der SNMP-Programmunterbrechung
SECUR_EVT_PORT_DISABLED	Port Ausgesch.
SECUR_EVT_PORT_ENABLED	Port Eingesch.
SECUR_EVT_PSL_SETTINGS_DOWNLOADED	PSL-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_DNP_SETTINGS_DOWNLOADED	DNP-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_61850_CONFIG_DOWNLOADED	IEC61850 Config auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_USER_CURVES_DOWNLOADED	Benutzerdefinierte Kennlinien auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_SETTING_GRP_DOWNLOADED	Parametersatz auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_DR_SETTINGS_DOWNLOADED	DR-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_PSL_SETTINGS_UPLOADED	PSL-Einstellungen von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_DNP_SETTINGS_UPLOADED	DNP-Einstellungen von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_61850_CONFIG_UPLOADED	IEC61850 Config von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_USER_CURVES_UPLOADED	Benutzerdefinierte Kennlinien von Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_PSL_CONFIG_UPLOADED	PSL Config von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_SETTINGS_UPLOADED	Einstellungen von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_CS_SETTINGS_CHANGED	Steuer- und Unterstützungsparameter geändert
SECUR_EVT_DR_SETTINGS_CHANGED	Störungsaufzeichnungseinstellungen geändert
SECUR_EVT_SETTING_GROUP_CHANGED	Parametersatz geändert
SECUR_EVT_DEFAULT_SETTINGS_RESTORED	Voreinstellungen wiederhergestellt
SECUR_EVT_DEFAULT_USRCURVE_RESTORED	Voreingestellte benutzerdefinierte Kennlinie wiederhergestellt
SECUR_EVT_RADIUS_UNAVAIL	RADIUS-Server nicht verfügbar
SECUR_EVT_SESSION_LIMIT	Grenze der aktiven Benutzersitzungen erreicht
SECUR_EVT_SLD_FILE_DOWNLOADED	SLD-Datei auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_SLD_FILE_UPLOADED	SLD-Datei von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_RBAC_LOGIN	Anmeldung erfolgreich
SECUR_EVT_RBAC_LOGOUT	Abmeldung (Benutzer abgemeldet)
Umgehungsbetrieb aktiviert	Umgehungsbetrieb aktiviert
Umgehungsbetrieb deaktiviert	Umgehungsbetrieb deaktiviert
RADIUS-Geheimschlüssel geändert	RADIUS-Geheimschlüssel geändert

Sicherheitsereignis	Text der SNMP-Programmunterbrechung
SECUR_EVT_SEC_SETTINGS_RESTORED	Sicherheitseinstellungen wiederhergestellt
Umschaltung auf Golden Image	Umschaltung des Geräts auf Firmwareaktualisierungsbetrieb
Rückfall zu Geräteauthentifizierung	Rückfall zu Geräteauthentifizierung
Benutzer aufgrund Inaktivitätszeitlimit abgemeldet.	Abmeldung durch Inaktivität des Benutzers (Zeitüberschreitung)
Hochladen von Sicherheitsereignissen	Sicherheitsereignisse von Gerät hochgeladen
SSH-Passcodeänderung	SSH-Passcodeänderung
SSH-Client-Authentifizierungsfehler	Fehlgeschlagene Client-Authentifizierung
SSH-Client-Authentifizierungserfolg	Erfolgreiche Client-Authentifizierung
Neuer Benutzer hinzugefügt	Benutzerkonto erfolgreich erstellt.
Benutzer gelöscht	Benutzerkonto erfolgreich gelöscht.
Benutzerrollenänderung	Berechtigung erfolgreich geändert.

24.10.3 SYSLOG-CLIENT

Das Schutzgerät unterstützt die Aufzeichnung von Sicherheitsereignissen durch das Syslog-Protokoll zur Unterstützung der Security Information Event Management (SIEM)-Systeme für die zentralisierte Cybersicherheitsüberwachung über das UDP-Protokoll.

Das Schutzgerät ist ein Syslog-Client, der zwei Syslog-Server unterstützt. Folgende Einstellungen sind in der Spalte *SICHERH. KONFIG.* verfügbar:

Einstellungsname	Beschreibung	Min.	Max.	Voreinstellung	Einheit	Benutzerrolle erforderlich
SysLog IP 1	Die IP-Adresse des Ziel-Syslog-Servers (primär)	0.0.0.0	223.255.255.254	0.0.0.0	-	SECADM
SysLog IP 2	Die IP-Adresse des Ziel-Syslog-Servers (sekundär)	0.0.0.0	223.255.255.254	0.0.0.0	-	SECADM
SysLog Port	Die UDP-Anschlussnummer des Ziel-Syslog-Servers	1	65535	514	-	SECADM

24.10.4 SYSLOG-FUNKTIONALITÄT

Das P40 unterstützt die IEC 62351-14-basierte Überwachung von Cybersicherheitsereignissen und basiert auf Syslog [RFC 5424].

Es folgende Beispiele für Syslog-Nachrichten:

Ereignis	Zugriffsmethode	Syslog-Nachricht (wie vom Syslog-Server)
Schutzgerät eingeschaltet	UI	5492,_2024-06-12T19:18:28.982Z, 423991K, GE_RE_P543_____AB0_o, _MiCP40_POWER_ON, 2910-MiCP40-028, Hinweis, IECCTRLSYS, _Gerät eingeschaltet, Benutzerschnittstelle
ADMIN1-Anmeldung erfolgreich	FP	5523,_2024-06-12T20:04:26.851Z, 423991K, GE_RE_P543_____AB0_o, _LOGIN_OK, IEC 62351-14:1.1, Hinweis, IECACCCTRL, ADMIN1, _SECAM, Anmeldung erfolgreich, FP

Ereignis	Zugriffsmethode	Syslog-Nachricht (wie vom Syslog-Server)
SSH – erfolgreiche Client-Authentifizierung (S1 Agile)	NET	5460,_2024-06-12T18:04:45.359Z, 423991J, GE_RE_P546_____AB0_o, _MiCP40_SSH_CLIENT_AUTH_SUCCESS, 2910-MiCP40-058, Hinweis, _IECACCCTRL, erfolgreiche Client-Authentifizierung, NET_
Erfolgreiche Firmwareaktualisierung	FP	5476,_2024-06-12T19:18:19.004Z, 423991K, GE_RE_P543_____AB0_o, _MiCP40_FW_UPDATE_SUCCESS, 2910-MiCP40-049, Hinweis, _IECCONFCHG, Firmwareaktualisierung erfolgreich, FP, _P546_____AB0_o bis _P543_____AB0_o

24.10.5 SICHERHEITSEREIGNISSE: SNMP

Sicherheitsereignisse können auch in Form von SNMP-Programmunterbrechungen an einen entfernten SNMP-Server gesendet werden. Diese Programmunterbrechungen werden sowohl in Version V2c als auch Version V3 von SNMP unterstützt. Weitere Informationen zur vollständigen SNMP-Schnittstelle von P40 sind in Abschnitt SNMP des Kapitels KOMMUNIKATION zu finden.

Das Format von SNMP-Programmunterbrechungen für Sicherheitsereignisse besteht aus drei Teilen, wie unten beschrieben:

„Ereignisbeschreibung, Benutzername, Schnittstelle“

- Ereignisbeschreibung: Kurzbeschreibung der Warnung, wie in der Beschreibung im Sicherheitsereignis.
- Benutzername: Mit dem Ereignis in Beziehung stehender Benutzer, nur bereitgestellt, wenn der Benutzername für das Sicherheitsereignis verfügbar ist.
- Schnittstelle: Schnittstelle, an welcher das Sicherheitsereignis stattgefunden hat, wie in den Schnittstelleninformationen des Sicherheitsereignisses angegeben.

Folgende Ereignisse können auf dem SNMP-Server protokolliert werden:

Sicherheitsereignis	Text der SNMP-Programmunterbrechung
SECUR_EVT_PW_SET_NON_COMPLIANT	Benutzerpasswortänderung fehlgeschlagen – Richtlinienprüfung fehlgeschlagen
SECUR_EVT_PW_MODIFIED	Benutzerpasswort erfolgreich geändert
SECUR_EVT_PW_ENTRY_NOW_BLOCKED	Benutzer gesperrt – falsche Anmeldeinformationen
SECUR_EVT_PW_ENTRY_UNBLOCKED	Benutzer freigegeben
SECUR_EVT_PW_ENTERED_WHILE_BLOCKED	Anmeldeversuch, wenn der Benutzer gesperrt ist
SECUR_EVT_INVALID_PW_ENTERED	Anmeldung fehlgeschlagen – falsche Anmeldeinformationen
SECUR_EVT_PW_TIMED_OUT	Anmeldung fehlgeschlagen – Anmeldeinformationen abgelaufen.
SECUR_EVT_RECOVERY_PW_ENTERED	Wiederherstellungspasswort eingegeben
SECUR_EVT_IED_SEC_CODE_READ	Sicherheitscode gelesen
SECUR_EVT_IED_SEC_CODE_TMR_EXPIRED	Zeitgeber für Sicherheitscode abgelaufen
SECUR_EVT_PORT_DISABLED	Port Ausgesch.
SECUR_EVT_PORT_ENABLED	Port Eingesch.
SECUR_EVT_PSL_SETTINGS_DOWNLOADED	PSL-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen

Sicherheitsereignis	Text der SNMP-Programmunterbrechung
SECUR_EVT_DNP_SETTINGS_DOWNLOADED	DNP-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_61850_CONFIG_DOWNLOADED	IEC61850 Config auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_USER_CURVES_DOWNLOADED	Benutzerdefinierte Kennlinien auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_SETTING_GRP_DOWNLOADED	Parametersatz auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_DR_SETTINGS_DOWNLOADED	DR-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_PSL_SETTINGS_UPLOADED	PSL-Einstellungen von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_DNP_SETTINGS_UPLOADED	DNP-Einstellungen von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_61850_CONFIG_UPLOADED	IEC61850 Config von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_USER_CURVES_UPLOADED	Benutzerdefinierte Kennlinien von Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_PSL_CONFIG_UPLOADED	PSL Config von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_SETTINGS_UPLOADED	Einstellungen von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_CS_SETTINGS_CHANGED	Steuer- und Unterstützungsparameter geändert
SECUR_EVT_DR_SETTINGS_CHANGED	Störungsaufzeichnungseinstellungen geändert
SECUR_EVT_SETTING_GROUP_CHANGED	Parametersatz geändert
SECUR_EVT_DEFAULT_SETTINGS_RESTORED	Voreinstellungen wiederhergestellt
SECUR_EVT_DEFAULT_USRCURVE_RESTORED	Voreingestellte benutzerdefinierte Kennlinie wiederhergestellt
SECUR_EVT_POWER_ON	Gerät eingeschaltet
SECUR_EVT_RADIUS_UNAVAIL	RADIUS-Server nicht verfügbar
SECUR_EVT_SESSION_LIMIT	Grenze der aktiven Benutzersitzungen erreicht
SECUR_EVT_SLD_FILE_DOWNLOADED	SLD-Datei auf Gerät heruntergeladen
SECUR_EVT_SLD_FILE_UPLOADED	SLD-Datei von Gerät hochgeladen
SECUR_EVT_RBAC_LOGIN	Anmeldung erfolgreich
SECUR_EVT_RBAC_LOGOUT	Abmeldung (Benutzer abgemeldet)
Umgehungsbetrieb aktiviert	Umgehungsbetrieb aktiviert
Umgehungsbetrieb deaktiviert	Umgehungsbetrieb deaktiviert
RADIUS-Geheimschlüssel geändert	RADIUS-Geheimschlüssel geändert
SECUR_EVT_SEC_SETTINGS_RESTORED	Sicherheitseinstellungen wiederhergestellt
Umschaltung auf Golden Image	Umschaltung des Geräts auf Firmwareaktualisierungsbetrieb

Sicherheitsereignis	Text der SNMP-Programmunterbrechung
Rückfall zu Geräteauthentifizierung	Rückfall zu Geräteauthentifizierung
Benutzer aufgrund Inaktivitätszeitlimit abgemeldet.	Abmeldung durch Inaktivität des Benutzers (Zeitüberschreitung)
Hochladen von Sicherheitsereignissen	Sicherheitsereignisse von Gerät hochgeladen
SSH-Passcodeänderung	SSH-Passcodeänderung
SSH-Client-Authentifizierungsfehler	Fehlgeschlagene Client-Authentifizierung
SSH-Client-Authentifizierungserfolg	Erfolgreiche Client-Authentifizierung
Neuer Benutzer hinzugefügt	Benutzerkonto erfolgreich erstellt.
Benutzer gelöscht	Benutzerkonto erfolgreich gelöscht.
Benutzerrollenänderung	Berechtigung erfolgreich geändert.

KAPITEL 25

MONTAGE

25.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält Informationen zur Installation des Geräts.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 720
Handhabung der Geräte 721
Montieren des Geräts 722
Kabel und Stecker 725
Gehäuseabmessungen 730

25.2 HANDHABUNG DER GERÄTE

Unsere Produkte sind robust gebaut, müssen aber vor der Installation vor Ort sorgfältig behandelt werden. In diesem Abschnitt werden die Erfordernisse für den Empfang und das Auspacken der Geräte sowie damit verbundene Überlegungen bezüglich der Produktpflege und der persönlichen Schaltungen erläutert.

Achtung:
Vor dem Heben oder Transportieren der Ausrüstung sollten Sie sich mit dem Kapitel „Sicherheitsinformationen“ des vorliegenden Handbuchs vertraut machen.

25.2.1 EMPFANG DER GERÄTE

Beim Empfang sicherstellen, dass das richtige Produkt geliefert wurde. Das Produkt sofort auspacken, um sicherzustellen, dass während des Transports kein äußerer Schaden entstanden ist. Wenn das Produkt beschädigt wurde, reklamieren Sie dies beim Transportunternehmen und setzen uns umgehend in Kenntnis.

Produkte, die nicht sofort installiert werden, wieder in die Originalverpackung einpacken.

25.2.2 AUSPACKEN DER GERÄTE

Beim Auspacken und Installieren des Geräts darauf achten, keine Teile zu beschädigen, und sicherstellen, dass keine Komponenten in der Verpackung bleiben oder verloren gehen. CD-ROMs oder technische Dokumentation (wenn im Lieferumfang enthalten) nicht wegwerfen. Diese sollten das Gerät bis zur Schaltstation begleiten und an einem bestimmten Ort verwahrt werden.

Der Einsatzort sollte zur Vereinfachung der Inspektion gut beleuchtet, sauber, trocken und ausreichend frei von Staub und übermäßigen Vibrationen sein. Dies gilt insbesondere für Installationen, die zeitgleich mit Bauarbeiten durchgeführt werden.

25.2.3 LAGERUNG DER GERÄTE

Wenn das Gerät nicht sofort installiert wird, ist es in seiner Originalverpackung an einem Ort zu lagern, der frei von Staub und Feuchtigkeit ist. Entfeuchterbeutel in der Verpackung belassen. Die Entfeuchterkristalle verlieren an Wirkung, wenn der Beutel den Umgebungsbedingungen ausgesetzt ist. Die Kristalle wiederaufbereiten, bevor der Beutel in den Karton gelegt wird. Eine Regenerierung sollte idealerweise in einem Umluftofen bei etwa 115 C durchgeführt werden. Die Beutel sollten mit genügen Abstand zueinander auf flache Gestelle gelegt werden, damit die Luft um sie herum zirkulieren kann. Die Regenerierungszeit hängt von der Größe des Beutels ab. Wenn kein Umluftofen verfügbar ist und ein normaler Ofen verwendet wird, regelmäßig die Tür öffnen, um den vom regenerierenden Silikagel abgegebenen Dampf herauszulassen.

Beim nachfolgenden Auspacken sicherstellen, dass kein auf dem Karton liegender Staub oder Schmutz in das Innere fällt. Lagerung an Orten mit hoher Feuchtigkeit vermeiden. In Umgebungen mit hoher Luftfeuchtigkeit kann Feuchtigkeit in die Verpackung eindringen, wodurch die Entfeuchterkristalle ihre Wirkung verlieren.

Das Gerät kann unbegrenzt lange bei –25 bis +70 ºC oder bis zu 96 Stunden bei –40 bis +85 C gelagert werden (siehe technische Daten).

Um Verschlechterung der Elektrolytkondensatoren zu vermeiden, die in stromlosem Zustand gelagerten Geräte ein Mal im Jahr eine Stunde lang einschalten.

25.2.4 AUSEINANDERBAU DER GERÄTE

Wenn das Gerät auseinandergebaut werden muss, sind stets die Vorsichtmaßnahmen bezüglich elektrostatischer Entladung zu beachten. Es sind zumindest folgende Vorsichtmaßnahmen zu ergreifen:

- Ein antistatisches Armband verwenden, das an einem geeigneten Erdpunkt an Erde gelegt ist.
- Keine elektronischen Komponenten oder Leiterplatten berühren.

25.3 MONTIEREN DES GERÄTS

Die Produkte werden entweder einzeln oder als Teil einer Schalttafel oder eines Baugruppenträgers versandt.

Einzelprodukte werden normalerweise zusammen mit einem Übersichtsdiagramm geliefert, das die Maße für die Ausschnitte und Lochmitten zeigt.

Die Produkte sind so ausgelegt, dass die Befestigungslöcher in den Montageflanschen nur dann zugänglich sind, wenn die Zugangsabdeckungen geöffnet sind.

Wird zusammen mit dem Gerät ein P991- oder MMLG-Prüfblock verwendet, den Prüfblock (von vorn gesehen) rechts neben dem zugehörigen Produkt positionieren. Dies minimiert die Verdrahtung zwischen dem Produkt und dem Prüfblock, und lässt den richtigen Prüfblock während der Inbetriebnahme und Wartung problemlos identifizieren.

25.3.1 EINBAU-/SCHALTTAFELMONTAGE

Die Geräte können mit selbstschneidenden M4-Blechschrauben mit unverlierbaren 3 mm dicken Unterlegscheiben (sogenannte SEMS-Schrauben) bündig in Schalttafeln montiert werden.

Achtung:
Keine herkömmlichen selbstschneidenden Schrauben verwenden, da diese größere Köpfe haben und die Frontabdeckung beschädigen können.

Es können Gewindebohrungen verwendet werden, wenn die Platte mindestens 2,5 mm dick ist.

Für Anwendungen, bei denen ein Halb- oder Vollschutz am Gerät angebracht werden muss, steht eine Reihe von Bundringen zur Verfügung.

Wenn mehrerer Geräte in einem einzelnen Ausschnitt der Platte eingebaut werden müssen, sind die Geräte vor dem Einbau horizontal oder vertikal in starren Baugruppen anzuordnen.

Achtung:
Die Geräte nicht mit Blindnieten befestigen, da die Geräte dann im Falle einer Reparatur nicht mühelos entfernt werden können.

25.3.2 GESTELLMONTAGE

Gestellmontierbare Varianten können mithilfe von Rahmen für Einzeletagengestelle (Teilenummer FX0021 001) in einem Gestell montiert werden, siehe nachstehende Abbildung. Diese Gestelle haben Abmessungen gemäß IEC 60297 und werden vormontiert und gebrauchsfertig geliefert. Dadurch können auf einem normalen Gestell (483 mm, 19 Zoll) mehrere Gehäuse mit einer Gesamtbreite, die der Größe 80 TE entspricht, Seite an Seite montiert werden.

Die zwei horizontalen Schienen des Gestellrahmens haben Bohrlöcher mit einem Abstand von etwa 26 mm. Die Geräte mithilfe der Montageflansche und selbstschneidenden Blechschrauben M4 mit unverlierbaren 3 mm dicken Unterlegscheiben (so genannte SEMS-Schrauben) befestigen.

Achtung:
Gefahr der Beschädigung des Frontabdeckungsformteils. Keine gewöhnlichen selbstschneidenden Schrauben verwenden (auch die zur Montage von MiDOS-Geräten gelieferten Schrauben nicht), da diese geringfügig größere Köpfe haben.

Sobald die Reihe vollständig ist, die Rahmen mithilfe der Montagewinkel an jedem Ende der Reihe in den Gestellen befestigen.

Abbildung 395: Gestellmontage von Geräten

Die Geräte können mechanisch mithilfe des Gestellrahmens auf einer einzigen Etage (4U) gruppiert oder auf mehrere Etagen verteilt werden. Dadurch können Schaltungen für Geräte verschiedener Sortimente vor der Montage vorverdrahtet werden.

Leere Räume mit Blindplatten ausfüllen. Die Räume können zur Installation zukünftiger Geräte bzw. für andere Zwecke genutzt werden, da die Gesamtgröße auf jeder Reihe weniger als 80 TE beträgt. Blindplatten können auch zur Montage von Hilfskomponenten verwendet werden. Die Teilenummern:

Gesamtgröße des Gehäuses	Blindplatten-Teilenummer
5TE	GJ2028 001
10TE	GJ2028 002
20TE	GJ2028 004
40TE	GJ2028 008
60TE	GJ2028 012

25.3.3 MODERNISIERUNGSLÖSUNGEN

Ein großer Vorteil von MiCOM 5th Generation-Schutzgeräten der fünften Generation ist die Einfachheit, mit der sowohl ältere P443/5/6-Geräte als auch die Altgeräte SHNB Micromho, SHPM Quadramho, LFZP Optimho und LFZR-Geräte modernisiert werden können. Die 5th Generation-P40-Geräte der fünften Generation behalten Funktionskompatibilität mit SHNB- und SHPM-Schutzgeräten und ihre Form, Eigenschaften und Funktionskompatibilität für P443/5/6-, LFZP- und LFZR-Schutzgeräte der älteren Generation, während die neueste Plattform und Software bereitgestellt werden. Die 5th Generation-P40-Geräte der fünften Generation behalten auch die Kompatibilität zur Modernisierung der Kontakte von P443/5/6-Schutzgeräten der älteren Generation. Dies ermöglicht eine einfache Nachrüstung des Schutzsystems mit minimaler Auswirkung und nur wenigen Minuten Ausfallzeit.

Modernisierung eines veralteten P443/5/6-Schutzgeräts auf den neuesten Stand von P44-Geräten der fünften Generation:

- Die Bestellnummer (CORTEC) des alten Schutzgeräts verwenden, das entfernt wird, normalerweise ein Schutzgerät mit blauem Gehäuse.
- Auf das neueste GE Vernova MiCOM-Modell umstellen und bei Bedarf Ethernetoptionen hinzufügen.
- Das neue Schutzgerät P40 der fünften Generation bestellen.
- mit dem S1 Agile-Programmpaket die Einstellungen und die Logik extrahieren und konvertieren
- Die Anschlussblöcke für den mittleren Leistungsbereich vom alten Gerät entfernen, aber unbedingt die Verkabelung angebracht lassen. Es wird empfohlen, während der Modernisierung die StW/SpW-Anschlussblöcke des neuen Schutzgeräts zu verwenden.
- die Anschlussblöcke für den mittleren Leistungsbereich und die Verdrahtung des alten Geräts an das neue Schutzgerät und die StW/SpW-Verdrahtung an die Original-Verdrahtung des neuen Schutzgeräts anschließen
- Ihre konvertierten Dateien herunterladen.
- prüfen und die Schaltung wieder in Betrieb nehmen

Kontaktieren Sie uns bitte, wenn Sie Hilfe benötigen.

25.4 KABEL UND STECKER

In diesem Abschnitt werden die Arten der Verkabelung und der Verbindungen beschrieben, die bei der Installation des Geräts zu verwenden sind. Einzelheiten zur Anschlussstiftbelegung sind dem Kapitel „Hardwaredesign“ oder den Schaltplänen zu entnehmen.

Achtung:
Den Abschnitt „Sicherheit“ durchlesen, bevor Arbeiten an der Ausrüstung durchgeführt werden. Außerdem müssen die auf dem Geräteschild angegebenen Nennleistungen bekannt sein.

25.4.1 KLEMMENBLÖCKE

Das Gerät kann einen oder mehrere Klemmenblocktypen verwenden, die in der folgenden Abbildung dargestellt sind. Die Klemmenblöcke sind an der Rückwand mit Schrauben befestigt.

- Klemmenblöcke für den oberen Leistungsbereich für Strom- und Spannungswandlerkreise
- Klemmenblöcke für den mittleren Leistungsbereich für die Stromversorgung, Relaisausgänge und den rückseitigen Kommunikationsanschluss
- MiDOS-Klemmenblöcke für Strom- und Spannungswandlerschaltkreise
- Widerstandsthermometer-/CLIO-Klemmenblock zur Verbindung mit analogen Wandlern

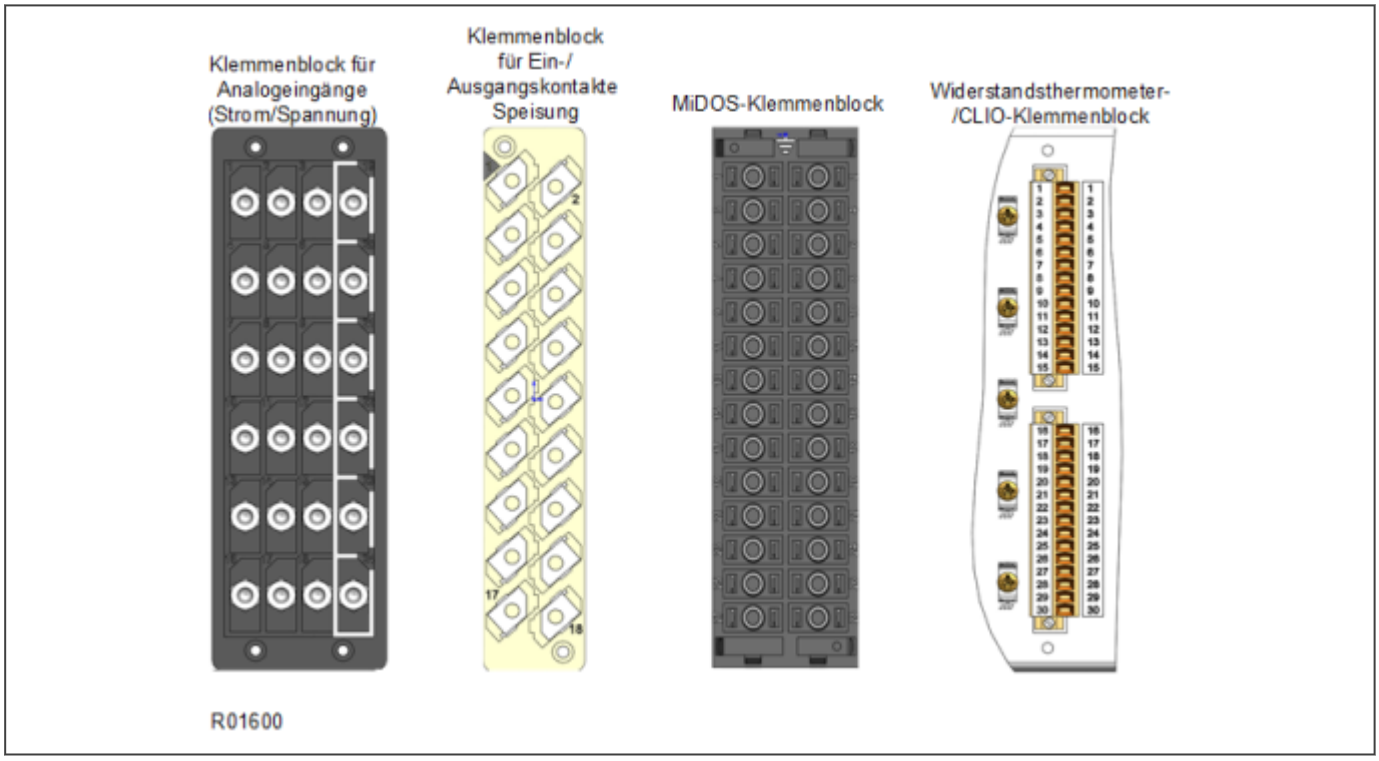


Abbildung 396: Klemmenblocktypen

MiCOM-Produkte werden mit M4-Schrauben geliefert, die zum Anschließen der rückseitig montierten Klemmenblöcke mithilfe von Kabelschuhen dienen. Pro Anschluss werden maximal zwei Kabelschuhe empfohlen.

Je nach Drahtstärke sind bei Bedarf Quetschkabelschuhe (M4, 90 Grad) in drei verschiedenen Größen erhältlich. Jeder Typ ist in Beuteln zu 100 Stück erhältlich.

Teilenummer	Drahtstärke	Isolationsfarbe
ZB9124 901	0,25–1,65 mm^2 (22–16 AWG)	Rot
ZB9124 900	1,04–2,63 mm^2 (16–14 AWG)	Blau

Hinweis:
IP2x-Abdeckungen und Seitenabdeckplatten können angebracht werden, um IP20-Eindringschutz für MiCOM-Klemmenblöcke zu bieten. Die Abdeckungen und Seitenabdeckplatten können während der Installation angebracht oder nachträglich angebaut werden, um bestehende Installationen zu aktualisieren. Diese Abdeckungen werden mit Montageanleitungen in vier Sprachen geliefert, Publikationsnummer: IP2x-TM-4L-n (n steht für die Nummer der aktuellen Ausgabe). Kontaktieren Sie Ihr zuständiges Vertriebsbüro oder das weltweite Kontaktzentrum, um weitere Informationen zu erhalten.

25.4.2 STROMVERSORGUNGSANSCHLÜSSE

Diese sollten mit einer PVC-isolierten mehradrigen Kupferleitung (1,5 mm) verdrahtet sein, die mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

Der Draht muss außerdem eine Mindestnennspannung von 300 V eff. haben.

Achtung:
Die zusätzliche Stromversorgungsleitung mit einer HRC-Sicherung des Typs NIT oder TIA (maximal 16 A) schützen.

25.4.3 ERDVERBINDUNG

Jedes Gerät muss mithilfe des M4-Erdanschlusses mit der Erdschiene des Schaltschranks verbunden sein.

Es sind Drähte mit einer Stärke von mindestens 2,5 mm^2 zu verwenden, die mit einem Kabelschuh abgeschlossen sind.

Aufgrund der physikalischen Begrenzungen des Kabelschuhs können Drähte mit einer Stärke von maximal 6,0 mm^2 verwendet werden, sofern Kabelschuhe verwendet werden, die nicht vorisoliert sind. Wenn vorisolierte Kabelschuhe verwendet werden, wird die maximale Drahtstärke auf 2,63 mm^2 pro Kabelschuh reduziert. Wird ein größerer Querschnittsbereich benötigt, sind zwei parallel geschaltete Drähte zu verwenden, von denen jeder mit einem separaten Kabelschuh abgeschlossen ist.

Der Draht muss außerdem eine Mindestnennspannung von 300 V eff. haben.

Hinweis:
Um eine elektrolytische Reaktion zwischen Messing- oder Kupfererdleitern und der Rückseite des Gerätes zu verhindern, sollten Vorkehrungen getroffen werden, um die Leiter voneinander zu isolieren. Dies kann auf verschiedene Weise erreicht werden, u. a. mit Hilfe einer vernickelten Scheibe oder Isolierscheibe zwischen dem Leiter und dem Gerätegehäuse oder mithilfe von verzinnten Kabelschuhen.

25.4.4 STROMWANDLER

Stromwandler sollten generell mit einem PVC-isolierten mehradrigen Kupferdraht (2,5 mm^2) verdrahtet sein, der mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

Aufgrund der physikalischen Begrenzungen des Kabelschuhs können Drähte mit einer Stärke von maximal 6,0 mm^2 verwendet werden, sofern Kabelschuhe verwendet werden, die nicht vorisoliert sind. Wenn vorisolierte Kabelschuhe verwendet werden, wird die maximale Drahtstärke auf 2,63 mm^2 pro Kabelschuh reduziert. Wird ein

größerer Querschnittsbereich benötigt, sind zwei parallel geschaltete Drähte zu verwenden, von denen jeder mit einem separaten Kabelschuh abgeschlossen ist.

Der Draht muss außerdem eine Mindestnennspannung von 300 V eff. haben.

Achtung:
Stromwandlerschaltungen dürfen nicht mit Sicherungen versehen sein.

Hinweis:
Wenn Stromwandler vorhanden sind, stellen federbelastete Kurzschlusskontakte sicher, dass die Anschlusspunkte, an denen die Stromwandler angeschlossen sind, kurzgeschlossen werden, bevor die Stromwandlerkontakte unterbrochen werden.

Hinweis:
Bei 5-A-StW-Sekundärstrom empfehlen wir, mit PVC isolierten mehradrigen Kupferdraht (2 x 2,5 mm^2) zu verwenden.

25.4.5 SPANNUNGSWANDLERVERBINDUNGEN

Spannungswandler sollten mit einem PVC-isolierten mehradrigen Kupferdraht (2,5 mm^2) verdrahtet sein, der mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

Der Draht muss außerdem eine Mindestnennspannung von 300 V eff. haben.

25.4.6 ÜBERWACHUNGSVERBINDUNGEN

Diese sollten mit einer PVC-isolierten mehradrigen Kupferleitung (1 mm) verdrahtet sein, die mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

Der Draht muss außerdem eine Mindestnennspannung von 300 V eff. haben.

25.4.7 EIA(RS)485- UND K-BUS-VERBINDUNGEN

Zum Verbinden der EIA(RS485)-/K-Bus-Anschlüsse ist ein zweiadriges geschirmtes Kabel mit einer maximalen Gesamtlänge von 1000 m oder ein Kabel mit einer Gesamtkapazität von 200 nF zu verwenden.

Um die Leistungsspezifikationen einzuhalten, ist die Durchgängigkeit des Schirms sicherzustellen, wenn die Verbindungen zusammengeschaltet werden.

Es müssen abgeschirmte, paarig verdrillte Zweileiterkabel verwendet werden. Es ist wichtig, Kreisstrom zu vermeiden, wodurch Störungen und Interferenzen verursacht werden können. Dies ist insbesondere bei Kabeln der Fall, die zwischen Gebäuden verlegt sind. Aus diesem Grunde sollte die Abschirmung kontinuierlich und nur an einem Ende an Erde gelegt sein, normalerweise am Hauptverbindungspunkt.

Das K-Bus-Signal ist ein Differentialsignal, und es gibt keinen Signalerdanschluss. Wenn eine Signalerdverbindung im Buskabel vorhanden ist, muss sie ignoriert werden. Diese Verbindung sollte zu keinem Zeitpunkt an den Kabelschirm oder das Gehäuse des Geräts angeschlossen sein. Dies ist aus Gründen der Sicherheit und der Vermeidung von Störungen erforderlich.

Für ein Kabel kann Folgendes vorgeschrieben sein:

- Jede Ader: 16/0,2 mm^2 Kupferleiter, PVC-isoliert
- Nennleiterbereich: 0,5 mm^2 pro Kern
- Schirm: Geflecht, PVC-beschichtet

25.4.8 IRIG-B-VERBINDUNG

Der IRIG-B-Eingang und der BNC-Stecker haben einen Kennwiderstand von 50 Ohm. Wir empfehlen, für die Verbindungen zwischen dem IRIG-B-Gerät und dem Produkt ein Koaxialkabel des Typs RG59LSF mit einem halogenfreien, feuerhemmenden Mantel zu verwenden.

25.4.9 OPTO-EINGANGSVERBINDUNGEN

Diese sollten mit einem PVC-isolierten mehradrigen Kupferdraht (1 mm^2) verdrahtet sein, der mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

Jeder Opto-Eingang hat einen auswählbaren voreingestellten ½-Zyklusfilter. Das macht den Eingang unempfindlich gegen Störungen, die an der Verdrahtung induziert werden. Allerdings kann dadurch die Ansprechbarkeit verlangsamt werden. Wenn der ½-Zyklusfilter abgeschaltet werden muss, entweder eine doppelpolige Schaltung am Eingang oder ein geschirmtes verdrilltes Kabel an der Eingangsschaltung verwenden.

Achtung:
Die Opto-Eingänge und ihre Verdrahtung mit einer HRC-Sicherung des Typs NIT oder TIA (maximal 16 A) schützen.

25.4.10 AUSGANGSRELAISVERBINDUNGEN

Diese sollten mit einer PVC-isolierten mehradrigen Kupferleitung (1 mm) verdrahtet sein, die mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

25.4.11 ELEKTRISCHE ETHERNET-VERBINDUNGEN

Wenn das Gerät eine elektrische Ethernet-Verbindung hat, kann es entweder mit einem 10Base-T- oder einem 100Base-TX-Ethernet-Sternkoppler verbunden werden. Aufgrund der Rauschempfindlichkeit empfehlen wir diese Art der Verbindung nur für Kurzstreckenverbindungen, idealerweise wenn sich die Geräte und Sternkoppler im selben Schaltschrank befinden. Um für erhöhte Rauschunempfindlichkeit zu sorgen, können ein geschirmtes, paarig verdrilltes (STP) Kabel der Kategorie 6 (CAT 6) und entsprechende Steckverbinder verwendet werden.

Der Steckverbinder für den Ethernet-Anschluss ist geschirmt (RJ-45). Es folgt die Anschlussstiftbelegung:

Stift	Signalname	Signaldefinition
1	TXP	Senden (positiv)
2	TXN	Senden (negativ)
3	RXP	Empfangen (positiv)
4	-	ohne Funktion
5	-	ohne Funktion
6	RXN	Empfangen (negativ)
7	-	ohne Funktion
8	-	ohne Funktion

25.4.12 ETHERNET-GLASFASERVERBINDUNGEN

Für permanente Verbindungen in einer Schaltstationsumgebung empfehlen wir Glasfaserverbindungen. Der Glasfaseranschluss (100 Mbit/s) verwendet Anschlüsse des Typs LC (einen für Tx und einen für Rx), die mit Multimodefasern (50/125 µm oder 62,5/125 µm) bei 1300 nm Wellenlänge kompatibel sind.

25.4.13 USB-ANSCHLUSS

Das Schutzgerät hat einen USB-Anschluss des Typs B im unteren Fach. Ein standardmäßiges USB-Druckerkabel (ein Ende Typ A, das andere Typ B) kann verwendet werden, um einen lokalen PC mit dem Schutzgerät zu verbinden. Dieses Kabel ist dasselbe wie jenes, das zum Anschließen eines Druckers an einen PC verwendet wird.

25.4.14 GPS-GLASFASERVERBINDUNG

Manche Produkte verwenden ein GPS-1-PPS-Ablaufsteuerungssignal. Sofern anwendbar, ist dafür eine Verbindung mit einem Glasfaseranschluss an der Koprozessorplatine in Steckplatz B herzustellen. Der Glasfaseranschluss verwendet einen Stecker des Typs ST, der mit Multimodefasern (50/125 µm oder 62,5/125 µm – 850 nm) kompatibel ist.

25.4.15 GLASFASERKOMMUNIKATIONSVERBINDUNGEN

Der Glasfaseranschluss besteht aus einem oder zwei Kanälen, die Stecker des Typs ST verwenden (einen für Tx und einen für Rx). Welcher Glasfasertyp verwendet wird, hängt von der gewählten Option ab.

Multimodesysteme (850 nm und 1300 nm) verwenden Multimodefasern für 50/125 µm oder 62,5/125 µm. Monomodesysteme (1300 nm und 1550 nm) verwenden Monomodefasern (9/125 µm).

25.5 GEHÄUSEABMESSUNGEN

Nicht alle Geräte sind in allen Gehäusegrößen erhältlich.

25.5.1 GEHÄUSEABMESSUNGEN 40TE

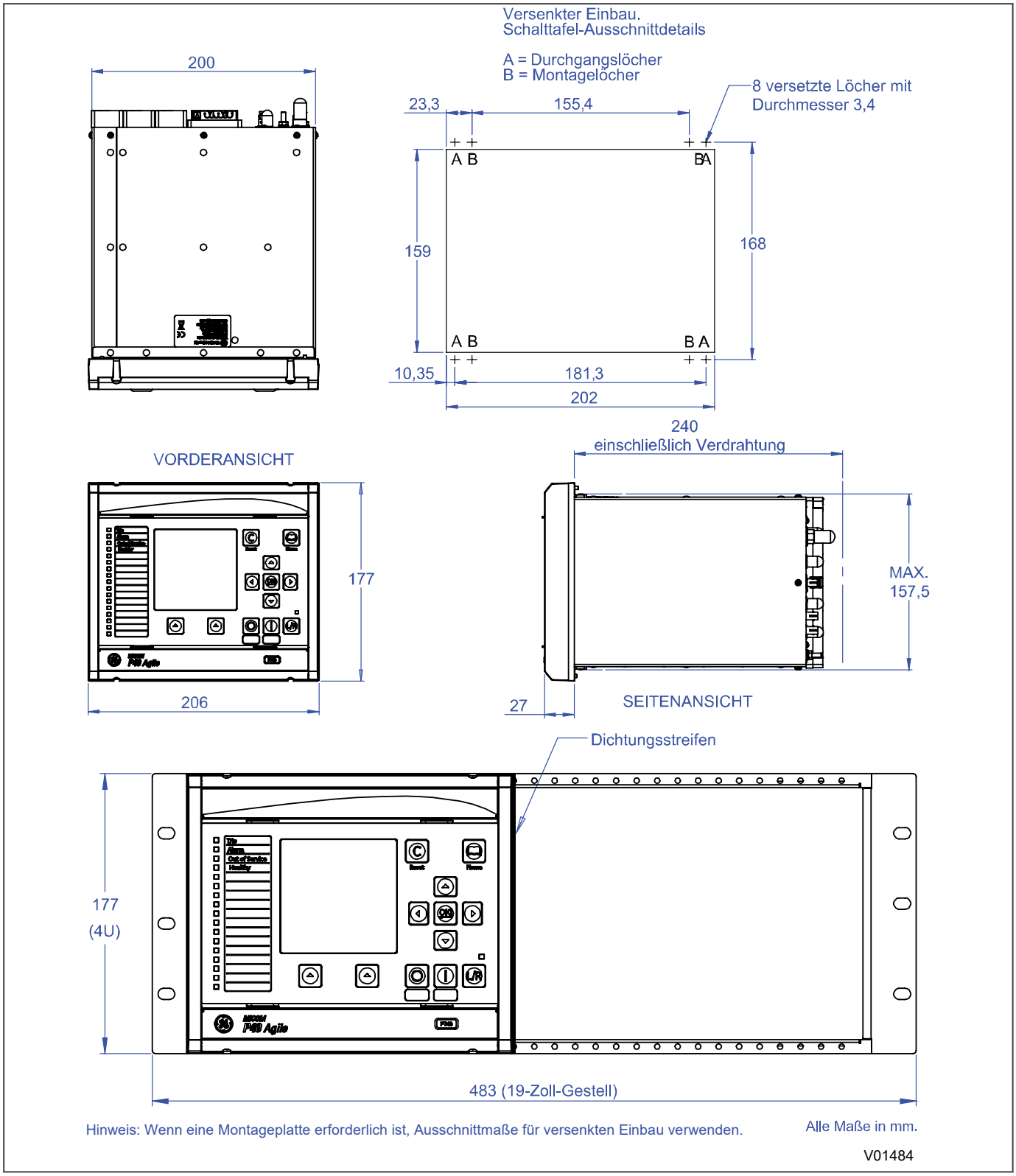


Abbildung 397: Abmessungen von 40TE-Gehäusen

25.5.2 GEHÄUSEABMESSUNGEN 60TE

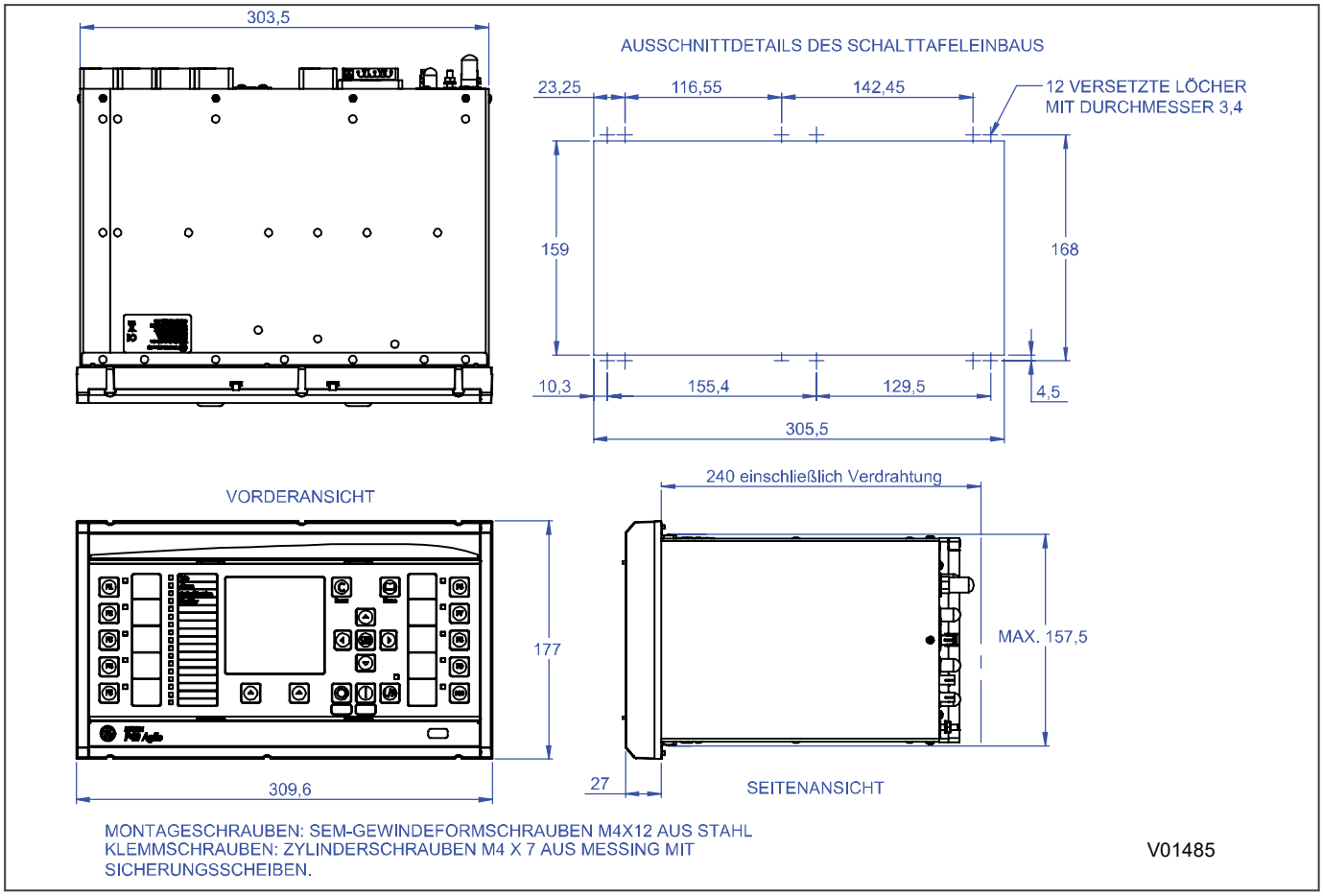


Abbildung 398: Abmessungen von 60TE-Gehäusen

25.5.3 GEHÄUSEABMESSUNGEN 80TE

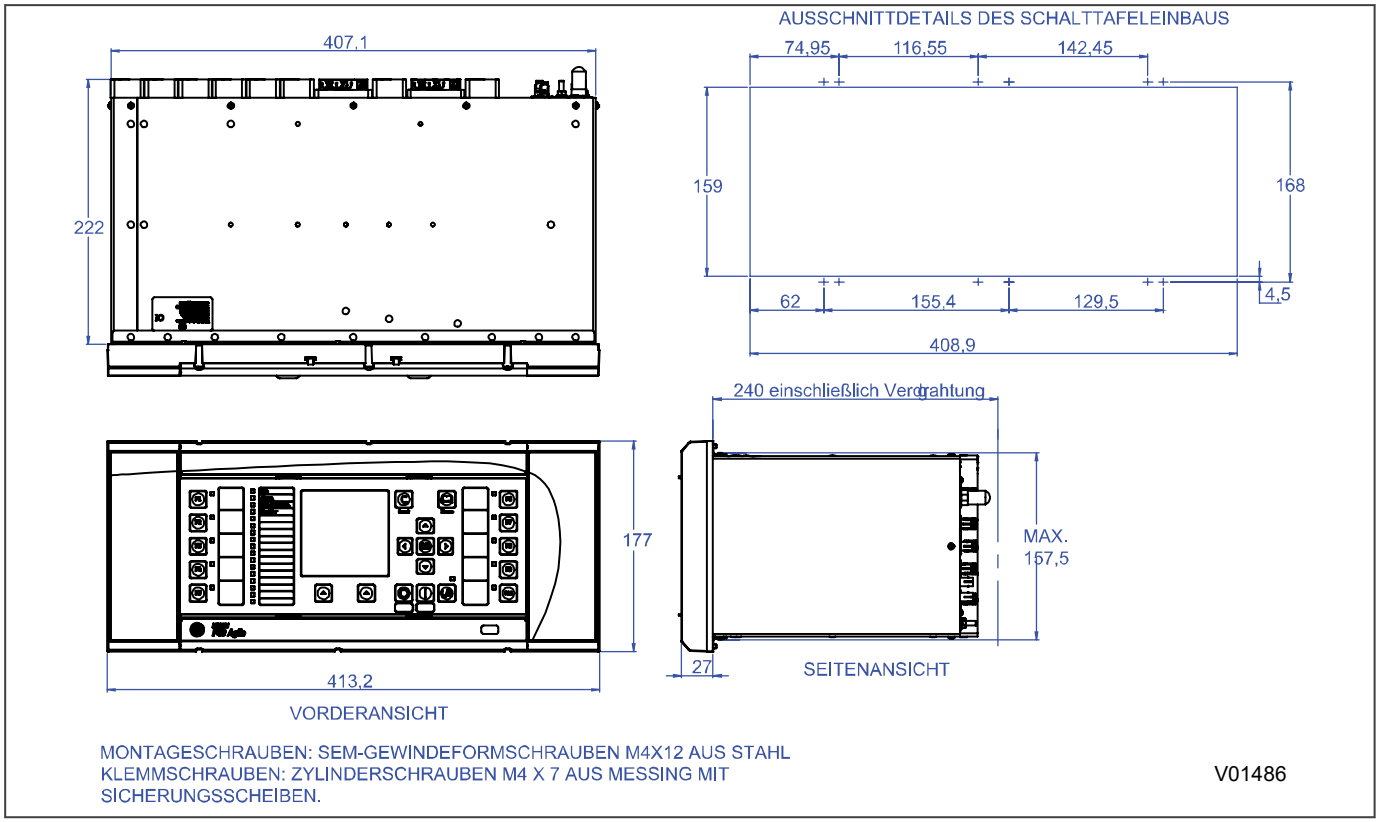


Abbildung 399: Abmessungen von 80TE-Gehäusen

KAPITEL 26

ANLEITUNG ZUR INBETRIEBNAHME

26.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	735
Allgemeine Richtlinien	736
Inbetriebnahmemenü	737
Ausrüstung für die Inbetriebnahme	742
Geräteprüfungen	744
Elektrische Intermicom-Kommunikationsprüfschleife	754
Intermicom 64-Kommunikation	756
Prüfungen der Einstellungen	758
Prüfung der IEC 61850 Version 2	760
Distanzschutz	766
Delta-Richtungsvergleich	773
Schaltungen für unterstützten gerichteten Erdfehlerschutz	777
Außer-Tritt-Schutz	780
Prüfung der Schutzfunktionen	782
Systemprüfung und Synchronkontrolle	785
Auslösung und automatische Wiedereinschaltung prüfen	786
Prüfungen auf durchgehende Kommunikation	787
Prüfungen von Ende zu Ende	790
Prüfungen unter Last	792
Abschließende Prüfungen	794
Inbetriebnahme eines P59x	795

26.2 ALLGEMEINE RICHTLINIEN

Die Schutzgeräte von GE Vernova sind selbstprüfende Geräte, die im unwahrscheinlichen Falle eines Ausfalls Alarm auslösen. Aus diesem Grunde sind die Inbetriebnahmetests weniger umfangreich als die für nichtnumerische elektronische Geräte oder elektromechanische Relais.

Um die Geräte in Betrieb zu nehmen, müssen Sie (der Inbetriebnahmetechniker) nicht jede Funktion testen. Es ist nur sicherzustellen, dass die Hardware richtig funktioniert und die anwendungsspezifischen Softwareeinstellungen angewandt wurden. Sie können die Einstellungen prüfen, indem Sie sie mithilfe der Einstellungssoftware oder des Bedienfelds (Benutzerschnittstelle) auslesen.

Sie können die vom Benutzer auswählbare Menüsprache bei Bedarf für die Zwecke der Inbetriebnahme ändern.

Hinweis:
Nach Beendigung dieses Vorgangs ist die Spracheinstellung wieder auf die bevorzugte Sprache des Kunden zurückzustellen.

Achtung:
Vor der Durchführung von Arbeiten an der Ausrüstung sollten Sie sich mit dem Abschnitt „Sicherheit“ oder der Sicherheitsanleitung SFTY/4LM und den Nennleistungen vertraut machen, die auf dem Leistungschild des Geräts angegeben sind.

Warnung:
Bauen Sie das Gerät während der Inbetriebnahme nicht auseinander. Ein Ausnahme ist die Prüfung der Stromwandler-Kurzschlusskontakte.

26.3 INBETRIEBNAHMEMENÜ

Das Schutzgerät bietet unter der Menüüberschrift *INBETRIEB.-TESTS* verschiedene Prüfoptionen. Es gibt Menüfelder, die es erlauben, den Status der Opto-Eingänge, der Ausgangsrelaiskontakte, der internen Signale des Digitaldatenbusses (DDB) und der vom Benutzer programmierbaren LEDs zu überwachen. In diesem Abschnitt werden diese Prüfeinrichtungen für die Inbetriebnahme beschrieben.

26.3.1 FELD „OPTO EING.STATUS“ (OPTO-EINGANGSSTATUS)

Dieses Feld kann verwendet werden, um den Status der Opto-Eingänge zu überwachen, während diese nacheinander mit einer geeigneten Gleichspannung aktiviert werden. Das Feld ist eine binäre Zeichenfolge, die den Status der Opto-Eingänge anzeigt, wobei 1 für aktiviert und 0 für deaktiviert steht. Wenn Sie den Cursor zwischen den Binärwerten verschieben, wird der entsprechende Bezeichnungstext für jeden logischen Eingang angezeigt.

26.3.2 FELD „RELAIS STAT“ (RELAISAUSGANGSSTATUS)

Dieses Feld kann zur Überwachung des Status der Relaisausgänge verwendet werden. Das Feld ist eine binäre Zeichenfolge, die den Status der Relaisausgänge anzeigt, wobei 1 für aktiviert und 0 für deaktiviert steht. Wenn Sie den Cursor zwischen den Binärwerten verschieben, wird der entsprechende Bezeichnungstext für jeden Relaisausgang angezeigt.

Das Feld zeigt den Status der Ausgangsrelais an, wenn das Schutzgerät in Betrieb ist. Sie können prüfen, ob das Relais beschädigt ist, indem Sie den Status der Ausgangskontakte mit den zugehörigen Bits vergleichen.

Hinweis:
*Wenn das Feld **Test Modus** auf `Kontakte block`. gesetzt ist, zeigt der Relaisausgangsstatus an, welche Kontakte betätigt werden, wenn das Schutzgerät in Betrieb ist. Der aktuelle Status der Ausgangsrelais wird nicht angezeigt, wenn diese blockiert sind.*

26.3.3 DAS FELD „TEST PORT STATUS“

Dieses Feld zeigt den Status der DDB-Signale an, die den ***Monitorbit*** -Feldern zugeordnet wurden. Wenn Sie den Cursor zwischen den Binärwerten verschieben, wird die entsprechende DDB-Signaltextzeichenfolge für jedes Überwachungsbit angezeigt.

Durch Verwendung dieses Felds mit entsprechenden Überwachungsbiteinstellungen kann der Zustand der DDB-Signale angezeigt werden, wenn verschiedene Betriebsbedingungen oder Abläufe auf das Schutzgerät angewandt werden. Auf diese Weise können Sie die programmierbare Logik (PSL) testen.

26.3.4 ÜBERWACHUNGSBIT-ZELLEN 1 BIS 8

Mithilfe der acht Überwachungsbit-Zellen können Sie acht DDB-Signale auswählen, die in der Zelle „Test Port Status“ angezeigt oder über den vorderseitigen Anschluss heruntergeladen werden können.

Jede Überwachungsbit-Zelle kann einem bestimmten DDB-Signal zugewiesen werden. Die Zelle definieren Sie, indem Sie die erforderliche DDB-Signalzahl aus der Liste der verfügbaren DDB-Signale eingeben.

Es folgen die Kontakte des Überwachungs-/Download-Anschlusses, die für Überwachungsbits verwendet werden:

Monitorbit	1	2	3	4	5	6	7	8
Kontakt des Überwachungs-/Download-Anschlusses	11	12	15	13	20	21	23	24

Die Signalmasse ist an den Kontakten 18, 19, 22 und 25 verfügbar.

Achtung:
Der Überwachungs-/Download-Anschluss hat keine elektrische Isolierung gegen induzierte Spannungen am Kommunikationskanal. Er sollte deshalb nur für lokale Kommunikation genutzt werden.

26.3.5 DIE ZELLE „TEST MODUS“

Diese Zelle erlaubt, eine sekundäre Einspeisungsprüfung durchzuführen. Auch können die Ausgangskontakte direkt geprüft werden, indem menügesteuerte Prüfsignale verwendet werden.

Um den Prüfmodus zu aktivieren, wählen Sie in der Zelle `Test Modus` die Option ***Test Modus***. Dadurch wird das Schutzgerät außer Betrieb gesetzt, was zur Aufzeichnung eines Warnzustands und zum Aufleuchten der LED ***Ausser Betrieb*** führt. Auch werden dadurch die in der Spalte *LS - WARTUNG* gespeicherten Informationen gesperrt. In IEC 60870-5-103-Protokollversionen wird die Ursache der Übertragung (COT) auf „Test Modus“ gesetzt. Im IEC 61850-Protokoll wird das Qualitätstest-Flag auf q.test = true gesetzt. Weitere Informationen zum Prüfmodus IEC 61850 finden Sie im Abschnitt 10.1.

Im Prüfmodus sind die Ausgangskontakte weiterhin aktiv. Um die Ausgangskontakte zu deaktivieren, müssen Sie die Option `Kontakte block.` aktivieren.

Nach Abschluss der Prüfung setzen Sie das Gerät wieder in Betrieb, indem Sie die Zelle ***Test Modus*** auf `Ausgeschaltet` setzen.

Achtung:
Wenn sich die Zelle im Prüfmodus befindet, werden die Ausgangsrelais weiterhin von der Schaltungslogik gesteuert, was zur Auslösung der Leistungsschalter führen kann. Um dies zu vermeiden, setzen Sie die Zelle *Test Modus* auf `Kontakte block.`.

Hinweis:
Die Optionen `Test Modus` und `Kontakte block.` können auch gewählt werden, indem ein Opto-Eingang aktiviert wird, der einem Prüfmodussignal bzw. dem Kontaktblockierungssignal zugeordnet ist.

26.3.6 DAS FELD „TESTMUSTER“

Das Feld ***Testmuster*** wird zur Auswahl der Ausgangsrelaiskontakte verwendet, die geprüft werden, wenn das Feld ***Kontakt-Prüfung*** auf `Prüf. Ausführen` gesetzt ist. Das Feld weist eine Binärzeichenfolge mit einem Bit für jeden vom Benutzer konfigurierbaren Ausgangskontakt auf. Das Bit kann auf 1 gesetzt werden, um den Ausgang zu betätigen, oder auf 0, um ihn nicht zu betätigen.

26.3.7 DAS FELD „KONTAKTTEST“

Wenn der Befehl `Prüf. Ausführen` in diesem Feld ausgegeben wird, verändert sich der Zustand der für diesen Vorgang definierten Kontakte. Nachdem die Prüfung ausgeführt wurde, wechselt der Befehlstext auf der LCD auf ***Kein Betrieb***, und die Kontakte bleiben im Teststatus, bis sie durch den Befehl `Prüf. Beenden` zurückgesetzt werden. Der Befehlstext auf der LCD wechselt auf ***Kein Betrieb***, nachdem der Befehl `Prüf. Beenden` ausgegeben wurde.

Hinweis:
*Wenn das Feld **Test Modus** auf `Kontakte block.` gesetzt ist, zeigt das Feld **Relais Status** (Relaisausgangsstatus) nicht den aktuellen Status der Ausgangsrelaiskontakte an und kann darum nicht zur Bestätigung der Betätigung der Ausgangsrelais verwendet werden. Deshalb muss der Zustand aller Kontakte der Reihe nach geprüft werden.*

26.3.8 DAS FELD „LEDS TESTEN“

Wenn der Befehl `Prüf. ausführen` (Prüfung ausführen) in diesem Feld ausgegeben wird, leuchten die vom Benutzer konfigurierbaren LEDs etwa zwei Sekunden lang auf, bevor sie erlöschen, und der Befehlstext auf der LCD wechselt auf ***Kein Betrieb***.

26.3.9 DAS FELD „AWE TESTEN“

Wenn das Schutzgerät die Funktion zur automatischen Wiedereinschaltung (AWE) aufweist, steht dieses Feld zur Verfügung, um den Ablauf der Auslösungen des Leistungsschalters und der AWE-Zyklen zu prüfen.

Die Option `Aus 3p` im Feld ***AWE Testen*** bewirkt, dass das Gerät den ersten dreiphasigen Auslösungs-/Wiedereinschaltungszyklus durchführt, wodurch die zugehörigen Ausgangskontakte zu den richtigen Zeitpunkten während des Zyklus auf fehlerfreie Funktionsweise geprüft werden können. Nachdem der Auslöseausgang angesprochen hat, kehrt der Befehlstext zu `Kein Betrieb` zurück, während der Rest des AWE-Zyklus abläuft. Zur Prüfung der nachfolgenden dreiphasigen AWE-Zyklen wiederholen Sie den Befehl `Aus 3p` Sie können die einzelnen Phasen auch mithilfe von `Aus L1`, `Aus L2` und `Aus L3` prüfen.

> *Hinweis:*
> *Entsprechend den Standardeinstellungen für die programmierbare Logik sind die `AWE Aus Test`-Signale den „`Eingang Auslösung`“-Signalen zugeordnet. Wenn die programmierbare Logik geändert wurde, ist es wichtig, dass die Zuordnung dieser Signale beibehalten wird, damit die Funktion `AWE Testen` funktioniert.*

26.3.10 STATISCHER TEST

Der Modus „Statischer Test“ kann auf `Freigegeben` oder `Ausgeschaltet` gesetzt werden. Wenn der Modus „Statischer Test“ aktiviert ist, erlaubt er eine Einspeisungsprüfung, die kein dynamisches Umschalten unterstützt, das für die Inbetriebnahme und die Prüfung des Geräts erforderlich ist.

Solche dynamischen sekundären Einspeisungsprüfgeräte besitzen die Fähigkeit, echte Stromversorgungsausfälle genau zu simulieren. Die Prüfgeräte simulieren einen momentanen Unterbrechungsfehler mit der echten Anstiegsgeschwindigkeit des Stroms und der GS-Abfallexponentialgröße. Für alle drei Phasen stehen dynamische Einspeisungsprüfgeräte zur Verfügung, die eine Gruppe von sechs Signalen für Analogeingänge liefern: U1, U2, U3, I1, I2, I3. Solche Einspeisungsprüfgeräte können zusammen mit dem Gerät verwendet werden, wobei die Prüfung keinen speziellen Beschränkungen unterliegt.

Andererseits besitzen statische Prüfgeräte, die auch als statische Simulatoren bezeichnet werden, möglicherweise nicht die Fähigkeit, Folgendes bereitzustellen oder zu simulieren:

- Eine fehlerfreie Spannung vor dem Fehler
- Einen echten Unterbrechungsfehler (stattdessen würde ein allmählich wechselnder Strom oder eine allmählich wechselnde Spannung verwendet werden)
- Die Anstiegsgeschwindigkeit des Stroms und GS-Komponenten
- Ein kompletter Satz von dreiphasigen Analogeingängen
- Echte dynamische sprunghafte Änderungen des Stroms und der Spannung

Ein Teil des vom Gerät bereitgestellten Schutzes basiert auf Delta-Techniken, die sprunghafte Änderungen der tatsächlichen Stromversorgungsgrößen erkennen. Da diese eventuell nicht von statischen Prüfgeräten erzeugt werden, können bestimmte Funktionen deaktiviert oder umgangen werden, um eine Einspeisungsprüfung mit statischen Prüfgeräten möglich zu machen. Zu diesem Zweck wird die Option ***Statischer Test*** aktiviert.

Für die Prüfungen wird die Delta-Richtungsleitung durch eine herkömmliche Distanzrichtungsleitung ersetzt. Eine zusätzliche Filterung von Distanzvergleichern wird eingesetzt, wodurch die Filterung verlangsamt wird, damit ein Zeitfenster mit einem einzelnen Zyklus verwendet werden kann. Die Speicherpolarisierung wird durch Kreuzpolarisation von fehlerfreien Phasen ersetzt.

Hinweis:
Aufgrund der Art der Prüfspannung und des Prüfstroms sowie der langsameren Filterung können Auslösezeiten bis zu 0,5 Zyklen länger sein, wenn im statischen Modus geprüft wird. Das ist normal und völlig akzeptabel.

26.3.11 PRÜFSCHLEIFEN MODUS

Der Prüfschleifenmodus kann zum Prüfen der InterMiCOM^{64}-Signalisierung verwendet werden.

Hinweis:
Wenn die Zelle auf `Intern` gesetzt ist, wird nur die Schutzgerätesoftware geprüft. Wenn die Zelle auf „Extern“ gesetzt ist, wird sowohl die Software als auch die Hardware geprüft.

Wenn das Gerät in den Prüfschleifenmodus geschaltet ist, verwendet es automatisch die generischen Adressen 0-0. Es reagiert, als wenn es mit einem Ferngerät verbunden wäre. Die gesendeten und empfangenen IM^{64}-Signale werden weiterhin den in der programmierbaren Logik definierten Signalen zugeleitet und von diesen weitergeleitet.

Hinweis:
Der Prüfschleifenmodus kann auch aktiviert werden, indem ein Opto-Eingang angesteuert wird, der dem Prüfschleifensignal zugeordnet ist.

26.3.12 IM64-TESTMUSTER

Dieses Feld und das Feld ***IM64 Testmodus*** werden verwendet, um ein 16-Bit-Muster (8 Bits pro Kanal) festzulegen, das immer dann übertragen wird, wenn das Feld ***IM64 Testmodus*** auf `Freigegeben` gesetzt ist. Das Feld ***IM64 Testmuster*** enthält eine Binärzeichenfolge mit einem Bit für jeden benutzerdefinierten Inter-MiCOM-Befehl. Diese können auf „1“ gesetzt werden, um den IM64-Ausgang unter Prüfbedingungen zu betreiben, und auf „0“, um keinen Betrieb festzulegen.

26.3.13 IM64 TESTMUSTER KAN1 UND KAN2

IM64 Testmuster Kan1 und ***IM64 Testmuster Kan2*** werden zusammen mit der Zelle ***IM64 Testmodus*** verwendet, um ein 48-Bit-Muster (24 Bits pro Kanal) festzulegen, das immer dann übertragen wird, wenn die Zelle ***IM64 Testmodus*** und der Modus ***IM64 Erweitert*** auf `Freigegeben` gesetzt sind. Die Zellen ***IM64 Testmuster Kan1*** und ***IM64 Testmuster Kan2*** weisen eine Binärzeichenfolge mit einem Bit für jeden benutzerdefinierten Inter-MiCOM-Befehl auf. Diese können auf 1 gesetzt werden, um den IM64-Ausgang unter Prüfbedingungen zu betätigen, und auf 0, wenn keine Betätigung erfolgen soll.

26.3.14 IM64 TESTMODUS

Wenn der in dieser Zelle enthaltene Befehl `Aktivieren` ausgegeben wird, ändern sich die InterMiCOM^{64}-Binärsignale, wodurch der Status der Werte wiedergegeben wird, die in der Zelle ***IM64 Testmuster*** festgelegt sind. Wenn die Zelle auf „Ausgeschaltet“ gesetzt ist, geben die InterMiCOM^{64}-Befehle den Status der Signale wieder, die von den Schutz- und Steuerfunktionen generiert werden.

Wenn der Modus ***IM64 Erweitert*** `Freigegeben` ist, werden zwei Prüfmusterzellen verwendet, ***IM64 Testmuster Kan1*** und ***IM64 Testmuster Kan2***.

26.3.15 FELDER „LED ROT STATUS“ UND „LED GRUEN STATUS“

Diese Felder enthalten Binärzeichenfolgen, die anzeigen, welche der vom Benutzer programmierbaren roten und grünen LEDs leuchten, wenn Zugriff von einem Fernstandort aus erfolgt. Eine „1“ zeigt an, dass eine bestimmte LED leuchtet.

Hinweis:
*Wenn sowohl der Status des Felds **LED rot Status** als auch der Status des Felds **LED gruen Status** „1“ ist, bedeutet das, dass die LEDs gelb leuchten.*

26.4 AUSRÜSTUNG FÜR DIE INBETRIEBNAHME

Zur Inbetriebnahme dieses Produkts ist spezielle Prüfausrüstung erforderlich. Die Prüfausrüstung fällt in drei Kategorien:

- Empfohlen
- Notwendig
- Zweckdienlich

Bei empfohlener Prüfausrüstung handelt es sich um Ausrüstung, die sowohl erforderlich als auch ausreichend ist, um die Leistung der Hauptschutzfunktionen zu prüfen.

Notwendige Ausrüstung ist die Mindestausrüstung, mit der sichergestellt wird, dass das Produkt die grundlegenden Schutzfunktionen enthält und dass diese innerhalb der Grenzwerte funktionieren.

Zweckdienliche Ausrüstung ist Ausrüstung, die benötigt wird, um die zufriedenstellenden Wirkungsweise von Funktionen zu prüfen, die unter Umständen nicht verwendet werden, als Zusatz dienen oder beispielsweise zu einer verteilten Steuerung/Automatisierungsschaltung gehören. Die Wirkungsweise solcher Funktionen lässt sich möglicherweise besser im Rahmen einer vom Kunden definierten Inbetriebnahmeanforderung oder eines Systemebene-Inbetriebnahmeverfahrens prüfen.

26.4.1 EMPFOHLENE AUSRÜSTUNG FÜR DIE INBETRIEBNAHME

Die empfohlene Mindestausrüstung ist ein multifunktionales Prüfgerät für Dreiphasenwechselstrom- und -spannungseinspeisung mit folgenden Funktionen:

- kontrollierte Dreiphasenwechselstrom- und -spannungsquellen
- kurzzeitiges (dynamisches) Umschalten zwischen Zuständen vor und nach einem Fehler (um Delta-Bedingungen zu erzeugen)
- dynamische Impedanzzustands-Folgesteuereinheit (mit Fähigkeit der Ablaufsteuerung durch vier Impedanzzustände)
- integrierte oder separate variable Gleichstromversorgung (0–250 V)
- integrierte oder separate Möglichkeiten zur Messung von Wechselstrom und Gleichstrom (0–440 VAC, 0–250 VDC)
- integrierte und/oder separater Zeitgeber
- integrierte und/oder separate Prüfschalter

Außerdem brauchen Sie:

- einen tragbaren Computer, auf dem geeignete Software installiert ist, mit der eine Verbindung zur geprüften Ausrüstung aufgebaut werden kann. Normalerweise handelt es sich dabei um firmeneigene Software des Geräteherstellers (z. B. MiCOM S1 Agile).
- geeignete elektrische Prüfleitungen.
- Elektronischen oder bürstenlosen Isolationsprüfer mit einem Gleichstromausgang von maximal 500 V
- Durchgangsprüfer
- verifizierte anwendungsspezifische Einstellungsdateien

Implementierung der Geräteschutzschaltungen bei Geräten mit Glasfaserkommunikation:

- Glasfaser-Prüfleitungen (mindestens zwei) Mindestlänge 10 m, Multimode 50/125 µm oder 62,5 µm ODER Singlemode (je nach Modellvariante) mit passenden Steckverbindern für das Gerät.
- Glasfaser-Leistungsmessgerät
- Anleitung zur Inbetriebnahme für P59x

26.4.2 GRUNDAUSRÜSTUNG FÜR DIE INBETRIEBNAHME

Es muss zumindest folgende Ausrüstung zur Verfügung stehen:

- Wechselstromquelle gekoppelt mit Wechselspannungsquelle
- variable Gleichstromversorgung (0–250 V)
- Multimeter mit der Fähigkeit, Wechselstrom und Gleichstrom und Wechselspannung und Gleichspannung (0–440 VAC, 0–250 VDC) zu messen
- Zeitstufe
- Prüfschalter
- geeignete elektrische Prüfleitungen
- Durchgangsprüfer

Implementierung der Geräteschutzschaltungen bei Geräten mit Glasfaserkommunikation:

- Glasfaser-Prüfleitungen (mindestens zwei) Mindestlänge 10 m, Multimode 50/125 µm oder 62,5 µm ODER Singlemode (je nach Modellvariante) mit passenden Steckverbindern für das Gerät.
- Glasfaser-Leistungsmessgerät

Hinweis:
Wenn die von Ihnen verwendete Wechselstrom-Prüfquelle nicht die Fähigkeit der dynamischen Simulierung von Fehlern besitzt (nicht dynamisch von Last- auf Fehlerbedingungen umschalten kann), müssen Sie den statischen Prüfbetrieb des Geräts verwenden.

Hinweis:
Zu diesem Zweck setzen Sie in INBETRIEB.-TESTS die Einstellung ***Statischer Test*** *auf* `Freigegeben`*.*

26.4.3 EMPFOHLENE PRÜFAUSRÜSTUNG

Folgende empfohlene Prüfausrüstung kann für umfangreiche Inbetriebnahmeverfahren erforderlich sein:

- Zangenmessgerät
- Mehrfachkontaktstift-Prüfstecker:
  - P992 für Prüfblocktyp P991
  - MMLB für Prüfblocktyp MMLG
- Elektronischen oder bürstenlosen Isolationsprüfer mit einem Gleichstromausgang von maximal 500 V
- KITZ-K-Bus – EIA(RS)232-Protokollkonverter zum Prüfen des EIA(RS)485-K-Bus-Anschlusses
- EIA(RS)485-EIA(RS)232-Konverter zum Prüfen des EIA(RS)485 Courier/MODBUS/IEC60870-5-103/DNP3-Anschlusses
- ein tragbarer Drucker (zum Drucken eines Einstellungsprotokolls des tragbaren PC) und/oder ein beschreibbares, abnehmbares Speichergerät
- Phasenwinkel-Messgerät
- Phasenfolgemessgerät
- Glasfaser-Leistungsmessgerät.
- Glasfaser-Prüfleitungen (mindestens zwei) Mindestlänge 10 m, Multimode 50/125 µm oder 62,5 µm mit BFOC (ST) 2.5-Steckverbindern zum Prüfen des Glasfaseranschlusses RP1

26.5 GERÄTEPRÜFUNGEN

Anhand dieser Prüfungen soll sichergestellt werden, dass die Geräte frei von Schaden sind und fehlerfrei funktionieren, bevor sie in Betrieb genommen werden, und dass alle Eingangsmessungen innerhalb der angegebenen Toleranzen liegen.

Nachdem die anwendungsspezifischen Einstellungen vor der Inbetriebnahme auf das Schutzgerät übertragen wurden, sollten Sie eine Kopie dieser Einstellungen machen. Dadurch können Sie die Einstellungen bei Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt wiederherstellen. Dies kann wie folgt geschehen:

- Anfordern einer Einstellungsdatei vom Kunden.
- Auslesen der Einstellungen aus dem Schutzgerät mithilfe eines tragbaren PC, auf dem die entsprechende Einstellungssoftware installiert ist.

Wenn der Kunde das Passwort geändert hat, das die unberechtigte Änderung von manchen Einstellungen verhindern soll, muss entweder das geänderte Passwort bereitgestellt oder das ursprüngliche Passwort wiederhergestellt werden, bevor mit den Prüfungen begonnen wird.

Hinweis:
Wenn das Passwort verloren geht, kann ein Wiederherstellungspasswort von GE Vernova angefordert werden.

26.5.1 PRÜFUNGEN BEI SPANNUNGSLOSEM SCHUTZGERÄT

Warnung:
Bei der Durchführung folgender Prüfungen sollte die Hilfsspannung des Schutzgeräts abgeschaltet und (je nach Anwendung) der Auslösekreis getrennt sein.

Wenn diese Prüfungen durchgeführt werden, müssen die Anschlüsse für Strom- und Spannungswandler vom Schutzgerät getrennt sein. Wenn ein P991-Prüfblock vorhanden ist, kann die erforderliche Trennung durch Einstecken des Prüfsteckers P992 durchgeführt werden. Dadurch werden die Schaltungen sämtlicher Leitungen geöffnet, die durch den Prüfblock führen.

Vor dem Einstecken des Prüfsteckers sollten Sie auf dem Schaltplan nachschauen, um sicherzustellen, dass dadurch kein Schaden oder Sicherheitsrisiko entsteht. (Der Prüfblock kann beispielsweise an Stromwandlerschutzschaltungen angeschlossen sein.) Die Steckbuchsen im Prüfstecker, die den sekundären Wicklungen des Stromwandlers entsprechen, müssen angeschlossen werden, bevor der Prüfstecker in den Prüfblock gesteckt wird.

Warnung:
Der Sekundärkreis eines Stromwandlers darf nicht geöffnet werden, da die erzeugte Hochspannung lebensgefährlich ist und die Isolation beschädigen kann.

Wenn kein Prüfblock verwendet wird, muss die vom Spannungswandler zum Schutzgerät führende Leitung mithilfe der Schalttafelanschlüsse oder Anschlussblöcke getrennt werden. Die Leitungsstromwandler müssen kurzgeschlossen und von den Anschlüssen des Schutzgeräts getrennt werden. Wenn Hilfsmittel zur Trennung der Hilfsspannung und des Auslösekreises zur Verfügung stehen (z. B. Trennsteckbrücken, Sicherungen, Hauptleistungsschalter usw.), sollten diese verwendet werden. Falls dies nicht möglich ist, müssen die Verdrahtungen dieser Kreise getrennt und die freien Enden isoliert werden, damit sie kein Sicherheitsrisiko darstellen.

26.5.1.1 SICHTPRÜFUNG

Warnung:
Die Bemessungsangaben unter der oberen Zugangsklappe an der Vorderseite des Schutzgeräts prüfen.

Warnung:
Sicherstellen, dass es sich beim geprüften Schutzgerät um das richtige Gerät für die Leitung oder den Schaltkreis handelt.

Warnung:
Die Stromkreisbezeichnung und die Netzdaten notieren.

Warnung:
Die Bemessung des StW-Sekundärstroms überprüfen und den verwendeten StW-Abgriff notieren.

Das Schutzgerät sorgfältig untersuchen, um sicherzustellen, dass nach der Installation kein Schaden entstanden ist.

Sicherstellen, dass die Anschlüsse der Gehäuseerdung, die sich an der unteren linken Ecke an der Rückseite des Gerätegehäuses befinden, über einen geeigneten Leiter mit der lokalen Erdungsschiene verbunden sind.

26.5.1.2 STROMWANDLER-KURZSCHLUSSKONTAKTE

Die Stromwandler-Kurzschlusskontakte prüfen, um sicherzustellen, dass sie schließen, wenn der Eingangswandlerklemmenblock von der Stromeingangsplatine getrennt wird.

Die Eingangswandlerklemmenblöcke sind mit vier Kreuzschlitzschrauben an der Rückwand befestigt. Zwei dieser Schrauben befinden sich an der Oberseite und zwei an der Unterseite.

Hinweis:
Einen magnetischen Schraubendreher verwenden, um zu verhindern, dass Schrauben im Klemmenblock zurückbleiben oder verloren gehen.

Ziehen Sie den Klemmenblock von der Gehäuserückwand ab, und überprüfen Sie mithilfe eines Durchgangsprüfers, ob alle verwendeten Kurzschließer geschlossen sind.

26.5.1.3 ISOLATION

Die Prüfung des Isolationswiderstands während der Inbetriebnahme ist nur dann durchzuführen, wenn es ausdrücklich verlangt wird.

Alle Erdverbindungen lösen und die Isolation mithilfe eines elektronischen oder induktiven Isolationsprüfers mit einer Gleichspannung von maximal 500 V prüfen. Klemmen des gleichen Stromkreises sollten vorübergehend miteinander verbunden werden.

Der Isolationswiderstand muss größer als 100 MΩ bei 500 V sein.

Nach den Prüfungen des Isolationswiderstands müssen alle externen Verdrahtungen wieder richtig an das Schutzgerät angeschlossen werden.

26.5.1.4 EXTERNE VERDRAHTUNG

Achtung:
Sicherstellen, dass die externe Verdrahtung für das betreffende Schutzgerät geeignet ist und den Schaltplänen entspricht. Sicherstellen, dass der Phasenabgleich/die Phasenrotation wie erwartet stattfindet.

26.5.1.5 ÜBERWACHUNGSKONTAKTE

Mithilfe eines Durchgangsprüfers sicherstellen, dass die Überwachungskontakte sich in folgenden Zuständen befinden:

Anschlüsse	Kontaktzustand bei spannungslosem Gerät
11–12 an der Stromversorgungskarte	Geschlossen
13–14 an der Stromversorgungskarte	Offen

26.5.1.6 STROMVERSORGUNG

Je nach Bemessung kann das Schutzgerät entweder nur mit einer Gleichstrom-Hilfverssorgung oder mit einer Wechselstrom/Gleichstrom-Hilfsversorgung betrieben werden. Die Eingangsspannung muss innerhalb des nachstehend angegebenen Betriebsbereichs liegen.

Messen Sie ohne angeschlossenem Gerät die Hilfsspannung, und prüfen Sie, ob sie innerhalb des Betriebsbereichs liegt.

Versorgungsbemessung Gleichspannung	Versorgungsbemessung AC eff	Gleichstrom-Betriebsbereich	Wechselstrom-Betriebsbereich
24 - 54 V	N/A	19 bis 65 V	N/A
48 - 125 V	30 - 100 V	37 bis 150 V	24 - 110 V
110 - 250 V	100 - 240 V	87 bis 300 V	80 bis 265 V

Hinweis:
Das Gerät verträgt eine Wechselstrom-Welligkeit von bis zu 15 Prozent der oberen Nennspannung der Gleichstrom-Hilfsversorgung.

Warnung:
Das Schutzgerät oder das Schnittstelleneinheit darf nicht mit dem Batterieladegerät gespeist werden, wenn keine Batterie angeschlossen ist, da daraus irreparabler Schaden am Versorgungsstromkreis resultieren kann.

Achtung:
Das Schutzgerät darf nur dann eingeschaltet werden, wenn die Hilfsspannung innerhalb der angegebenen Betriebsbereiche liegt. Sollte ein Prüfblock im Lieferumfang enthalten sein, muss eventuell eine Verbindung an der Vorderseite des Prüfsteckers angebracht werden, um die Hilfsspannung zum Gerät durchzuschalten.

26.5.2 PXXX_CI_PRODUCTCHECKSENERGISED

Warnung:
Wenn diese Prüfungen durchgeführt werden, müssen die Anschlüsse für Strom- und Spannungswandler getrennt bleiben. Auch der Auslösekreis muss getrennt bleiben, um zufälliges Auslösen des zugehörigen Leistungsschalters zu unterbinden.

Anhand der folgenden Prüfungen wird sichergestellt, dass die Hardware und Software des Geräts ordnungsgemäß funktionieren. Dazu muss das Gerät eingeschaltet werden.

26.5.2.1 ÜBERWACHUNGSKONTAKTE

Mithilfe eines Durchgangsprüfers sicherstellen, dass die Überwachungskontakte sich in folgenden Zuständen befinden, wenn sie aktiv und störungsfrei sind:

Anschlüsse	Kontaktzustand bei eingeschaltetem Gerät
11–12 an der Stromversorgungskarte	Offen
13–14 an der Stromversorgungskarte	Geschlossen

26.5.2.2 PRÜFUNG DER GRAFISCHEN BEDIENEROBERFLÄCHE

Die grafische Bedieneroberfläche ist für den Betrieb in einem großen Umgebungstemperaturbereich von Schaltstationen gedacht. Zu diesem Zweck haben die Schutzgeräte die Einstellung ***LCD Brightness*** . Obwohl die Helligkeit werkseitig voreingestellt ist, kann eine Einstellung der Helligkeit nötig sein, um für eine optimale Anzeige während des Betriebs zu sorgen.

Zum Ändern des Kontrasts kann die Zelle ***LCD Brightness*** in der Spalte *KONFIGURATION* geändert werden.

Achtung:
Vor der Anwendung einer Helligkeitseinstellung ist sicherzustellen, dass die Einstellung nicht zu hell oder zu dunkel ist, wodurch der Menütext unleserlich wird. Es ist möglich, die Sichtbarkeit einer Anzeige wiederherzustellen, indem eine Einstellungsdatei heruntergeladen wird. Anhand dieser Datei wird die Einstellung der LCD-Helligkeit auf einen Bereich zwischen 7 und 11 eingestellt.

26.5.2.3 DATUM UND ZEIT

Das Datum und die Zeit werden im Speicher gespeichert, der von einem Superkondensator gepuffert wird.

Die Methode zum Einstellen des Datums und der Uhrzeit hängt davon ab, ob ein IRIG-B-Signal verwendet wird oder nicht. Das IRIG-B-Signal überschreibt die Zeit-, Tages- und Monatseinstellungen, aber nicht die anfängliche Jahreseinstellung. Aus diesem Grunde müssen Sie unbedingt das richtige Jahr einstellen, auch wenn das Gerät IRIG-B verwendet, um die interne Uhr am Laufen zu halten.

Das Datum und die Uhrzeit stellen Sie anhand einer der folgenden Methoden ein:

- Verwenden des Bedienfelds zum Einstellen der Zellen ***Datum und Zeit***
- Senden eines Courier-Befehls an die Zelle ***Datum/Zeit*** (Courier-Bezug 0801)

Hinweis:
Wenn die Hilfsversorgung ausfällt, werden Zeit und Datum vom Superkondensator beibehalten. Daher müssen Sie nach einer Wiederherstellung der Hilfsversorgung die Zeit und das Datum nicht erneut einstellen. Um dies zu überprüfen, das IRIG-B-Signal entfernen und dann die Hilfsversorgung trennen. Das Gerät etwa 30 Sekunden lang stromlos lassen. Nach der Wiedereinschaltung sollte die richtige Zeit angezeigt werden.

Wenn IRIG-B zum Steuern der Uhr verwendet wird, muss das Schutzgerät zunächst an einem funktionstüchtigen GPS-Zeitsignalgeber (normalerweise ein RT430) angeschlossen werden.

1. Das Feld „IRIG-B Synchron.“ (IRIG-B-Synchronisierung) in der Spalte „*DATUM UND ZEIT* auf `Eingeschaltet` setzen.
2. Sicherstellen, dass das Schutzgerät das IRIG-B-Signal empfängt, indem geprüft wird, ob das Feld „IRIG-B Zustand“ auf `Wirkleistung` gesetzt ist.
3. Wenn das IRIG-B-Signal aktiviert wurde, ist die Zeitverschiebung der Ortszeit zur koordinierten Universalzeit (Satellitenzeit) auf der Satellitenuhr so einzustellen, dass die Ortszeit angezeigt wird.
4. Sicherstellen, dass die Uhrzeit, das Datum und der Monat im Feld „Datum/Zeit“ korrekt sind. Das IRIG-B-Signal enthält keine Angabe zum aktuellen Jahr, sodass es in diesem Feld manuell eingestellt werden muss.
5. Die IRIG-B-Signalverbindung wiederherstellen.

Wenn die Uhrzeit und das Datum nicht über ein IRIG-B-Signal gesteuert werden, ist sicherzustellen, dass das Feld „IRIG-B Synchron.“ (IRIG-B-Synchronisierung) in der Spalte *DATUM UND ZEIT* auf `Ausgeschaltet` gesetzt ist.

1. Stellen Sie das Datum und die Uhrzeit richtig ein, indem Sie die Zelle „Datum/Zeit“ oder das serielle Protokoll verwenden.

26.5.2.4 LEDS TESTEN

Beim Einschalten müssen alle LEDs zunächst gelb blinken. Anschließend muss die grüne LED „Störungsfrei“ leuchten, wodurch angezeigt wird, dass das Gerät störungsfrei funktioniert.

Der nicht flüchtige Speicher des Schutzgeräts dient zum Speichern der Warnzustände, der Auslösung und der vom Benutzer programmierbaren LED-Anzeigen (falls diese für den Signalspeicher konfiguriert sind). Diese Anzeigen leuchten möglicherweise auch dann, wenn die Hilfsspannung angelegt wird.

Falls eine der genannten LEDs leuchtet, muss sie zurückgesetzt werden, bevor weitere Tests durchgeführt werden. Wenn die LEDs erfolgreich zurückgesetzt werden (die LED erlischt), muss diese LED nicht geprüft werden, da sie offensichtlich funktioniert.

Hinweis:
In den meisten Fällen werden Warnungen, die sich auf die Kommunikationskanäle beziehen, zu diesem Zeitpunkt nicht zurückgesetzt.

26.5.2.5 PRÜFUNG DER LEDS „WARNUNG“ UND „AUßER BETRIEB“

Die LEDs „Warnung“ und „Außer Betrieb“ können mit Hilfe der Menüspalte *INBETRIEB.-TESTS* geprüft werden.

1. Das Feld ***Test Modus*** auf `Kontakte block.` setzen.
2. Kontrollieren, ob die LED „Außer Betrieb“ dauerhaft leuchtet und die LED „Warnung“ blinkt.

In dieser Phase ist es nicht erforderlich, das Feld ***Test Modus*** auf `Ausgeschaltet` zu setzen, da der Prüfmodus noch für spätere Prüfungen benötigt wird.

26.5.2.6 PRÜFUNG DER LED „AUSLÖSUNG“

Die LED „Auslösung“ kann geprüft werden, indem der Leistungsschalter manuell ausgelöst wird. Die LED „Auslösung“ spricht auf jeden Fall auch bei den später durchgeführten Einstellungsprüfungen an. Daher ist in dieser Phase keine weitere Prüfung der LED „Auslösung“ erforderlich.

26.5.2.7 PRÜFUNG DER VOM BENUTZER PROGRAMMIERBAREN LEDS

Zur Prüfung dieser LEDs setzen Sie das Feld „LEDs Testen“ auf `Prüf. ausführen`. Sicherstellen, dass alle vom Benutzer programmierbaren LEDs leuchten.

26.5.2.8 PRÜFUNG DER OPTO-EINGÄNGE

Anhand dieser Prüfung wird festgestellt, ob alle Opto-Eingänge des Schutzgeräts einwandfrei funktionieren.

Die Opto-Eingänge müssen nacheinander eingeschaltet werden. Die Klemmennummern sind den externen Anschlussplänen im Kapitel „Schaltpläne“ zu entnehmen. Nach Kontrolle der korrekten Polarität ist die Spannungsversorgung an die entsprechenden Klemmen anzuschließen, damit der Eingang geprüft werden kann.

Das Status jedes Opto-Eingangs kann mithilfe des Felds ***Opto Eing.Status*** in der Spalte *SYSTEMDATEN* oder mithilfe des Felds ***Opto Eing.Status*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* angezeigt werden.

„1“ zeigt an, dass der Eingang aktiviert ist, und „0“, dass der Eingang deaktiviert ist. Wenn ein Opto-Eingang aktiviert ist, ändert sich eines der Zeichen in der unteren Zeile der Anzeige, wodurch der neue Status des Opto-Eingangs angezeigt wird.

26.5.2.9 PRÜFUNG DER AUSGANGSRELAIS

Hier wird überprüft, ob alle Ausgangsrelais fehlerfrei funktionieren.

1. Sicherstellen, dass sich das Schutzgerät noch im Prüfmodus befindet, indem das Feld ***Test Modus*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* angezeigt wird. Sicherstellen, dass das Feld auf `Kontakte block.` gesetzt ist.
2. Die Ausgangsrelais müssen nacheinander eingeschaltet werden. Um das Ausgangsrelais 1 für den Test auszuwählen, das Feld „Testmuster“ entsprechend einstellen.
3. Einen Durchgangsprüfer an die Klemmen des Ausgangsrelais 1 anschließen (siehe externer Anschlussplan).
4. Zum Betätigen des Ausgangsrelais das Feld „Kontakttest“ auf `Prüf. Ausführen` setzen.
5. Die Funktion mit dem Durchgangsprüfer prüfen.
6. Den Widerstand der Kontakte im geschlossenen Zustand messen.
7. Zum Zurücksetzen des Ausgangsrelais das Feld „Kontakttest“ auf `Prüf. Beenden` setzen.
8. Die Prüfung für die übrigen Ausgangsrelais wiederholen.
9. Das Schutzgerät wieder in Betrieb setzen, indem das Feld „Test Modus“ im Menü *INBETRIEB.-TESTS* auf `Ausgeschaltet` gesetzt wird.

26.5.2.10 PRÜFUNG DES SERIELLEN KOMMUNIKATIONSANSCHLUSSES RP1

Diese Prüfung müssen Sie nur dann durchführen, wenn von einem entfernten Ort über eine permanente serielle Verbindung mit dem Kommunikationsanschluss auf das Schutzgerät zugegriffen werden soll. Der Umfang dieser Prüfung geht nicht über die Kontrolle des Betriebs von gelieferten Protokollwandlern bei angeschlossener Ausrüstung hinaus. Die Prüfung schließt den rückseitigen Kommunikationsanschluss (und wenn zutreffend den Protokollwandler) sowie Modifizierungen gemäß dem verwendeten Protokoll ein.

26.5.2.10.1 PRÜFUNG DER PHYSISCHEN ANSCHLÜSSE

Der rückseitige Kommunikationsanschluss RP1 liegt an den Klemmen 16, 17 und 18 des Klemmenblocks der Stromversorgung. Zur Verbindung mit dem Anschluss werden geschirmte, paarig verdrillte Kabel verwendet. Der Kabelschirm muss an Kontakt 16 angeschlossen sein, und die Kontakte 17 und 18 sind für das Kommunikationssignal vorgesehen:

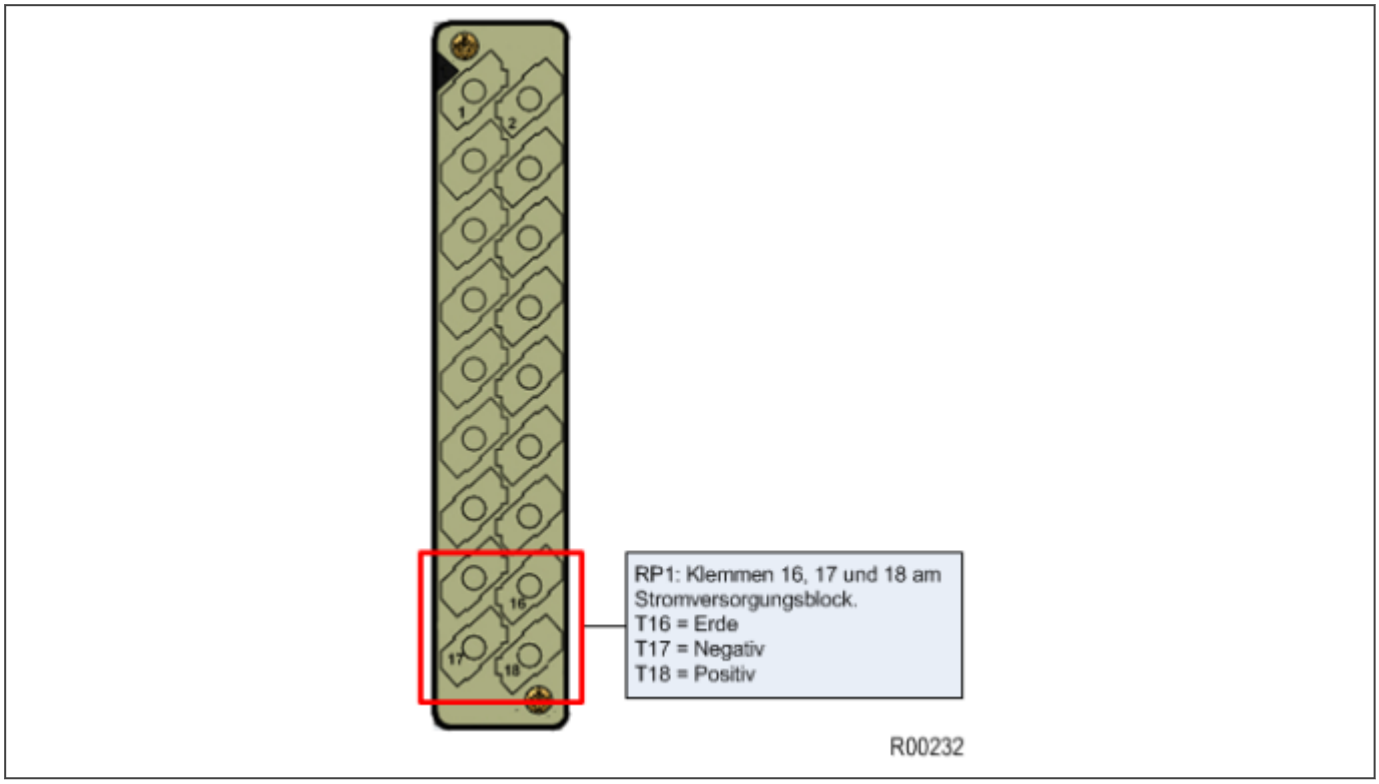


Abbildung 400: RP1 – physische Verbindung

Bei K-Bus-Anwendungen sind die Kontakte 17 und 18 unempfindlich gegen Verpolung. Daher ist unerheblich, ob die Kabel richtig angeschlossen sind oder nicht. EIA(RS)485 ist nicht unempfindlich gegen Verpolung. Aus diesem Grunde ist sicherzustellen, dass die Kabel richtig angeschlossen sind (Kontakt 18 ist positiv, Kontakt 17 ist negativ).

Wenn der K-Bus verwendet wird, muss ein KITZ-Protokollkonverter (KITZ101, KITZ102 ODER KITZ201) installiert sein, damit die K-Bus-Signale in RS232 konvertiert werden können. Ebenso muss ein RS485-RS232-Konverter installiert sein, wenn RS485 verwendet wird. Wenn ein Protokollkonverter verwendet wird, kann ein Laptop-PC, auf dem die entsprechende Software (wie beispielsweise MiCOM S1 Agile) läuft, an die Eingangsseite des Protokollkonverters angeschlossen werden. Nachstehend wird ein Beispiel für die Konvertierung der K-Bus-Signale in RS232 gezeigt. Die Konvertierung von RS485 in RS232 folgt demselben Prinzip, nur wird ein RS485-RS232-Konverter verwendet. Da die meisten modernen Laptops USB-Anschlüsse haben, wird wahrscheinlich auch ein RS232-USB-Konverter benötigt.

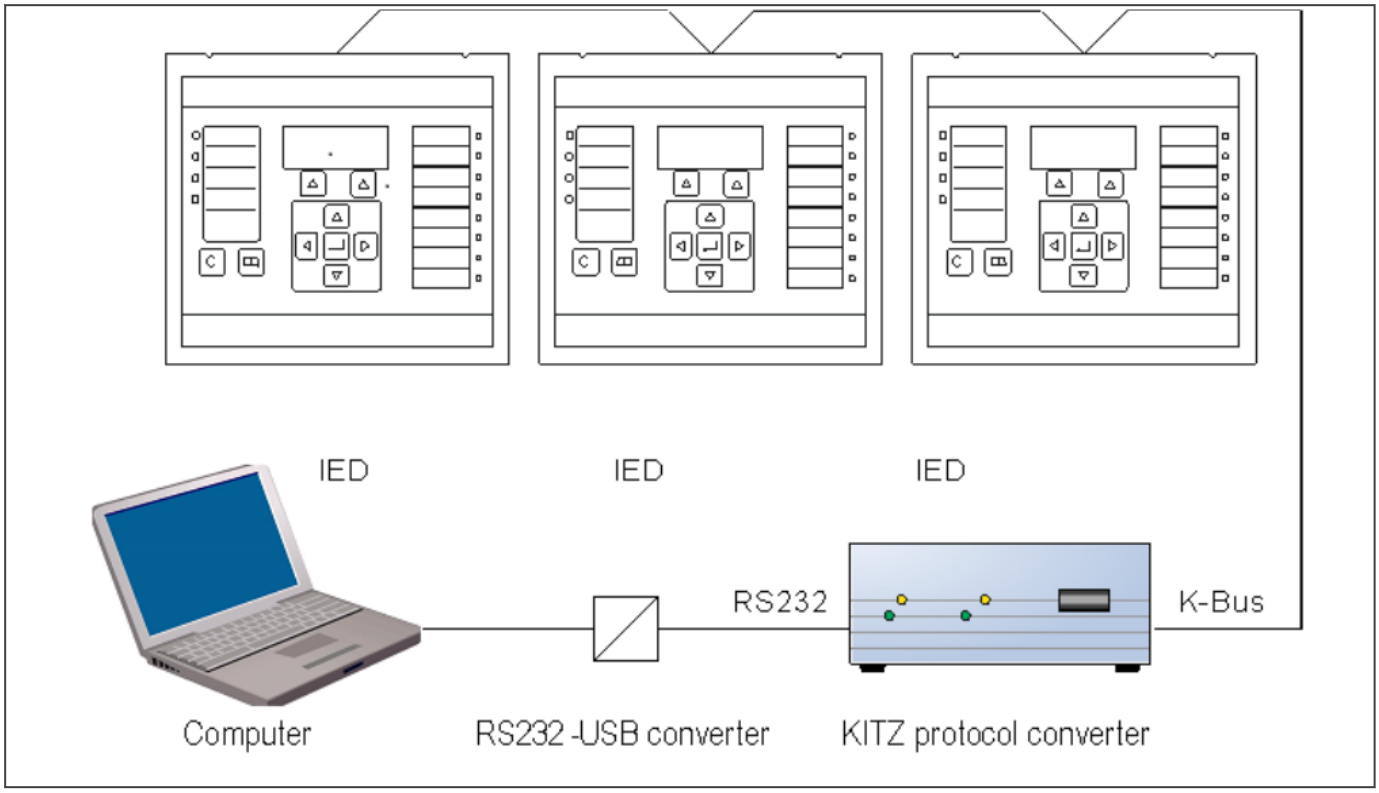


Abbildung 401: Fernkommunikation mit K-Bus

LWL-Verbindung

Manche Modelle haben einen optionalen LWL-Kommunikationsanschluss (an einer separaten Kommunikationskarte). Der zu verwendende Kommunikationsanschluss wird über das Feld „Phys. Verbind“ in der Spalte *KOMMUNIKATION* ausgewählt; die Werte sind `Kupfer` oder `K-Bus` für den RS485/K-Bus-Anschluss und `LWL` für den LWL-Anschluss.

26.5.2.10.2 PRÜFUNG DER LOGISCHEN ANSCHLÜSSE

Die Fähigkeit der Verwendung logischer Anschlüsse hängt vom gewählten Datenprotokoll ab, aber die Prinzipien der Prüfung sind für alle Protokollvarianten gleich:

1. Sicherstellen, dass die Kommunikationsbaudrate und die Paritätseinstellung in der Anwendungssoftware mit denen des Protokollkonverters übereinstimmen.
2. Bei Courier-Modellen sicherstellen, dass die richtige RP1-Adresse eingestellt ist.
3. Sicherstellen, dass die Kommunikation mit diesem Schutzgerät mithilfe eines tragbaren PC bzw. einer Master-Station hergestellt werden kann.

26.5.2.11 PRÜFUNG DES SERIELLEN KOMMUNIKATIONSANSCHLUSSES RP2

RP2 ist eine optionale zweite serielle Anschlusskarte, die zusätzliche serielle Konnektivität bietet. Sie stellt zwei 9-polige serielle Anschlussstecker des Typs B, SK4 und SK5, bereit. Beide Anschlüsse sind als Datenendeinrichtungsanschlüsse (DTE-Anschlüsse) konfiguriert. Das bedeutet, dass sie mittels eines Durchgangskabels mit einem Kommunikationsgerät wie beispielsweise einem Modem verbunden werden können.

SK4 kann nur für das Courier-Protokoll als EIA(RS232)-, EIA(RS485)- oder K-Bus-Verbindung konfiguriert werden, während SK5 ausschließlich auf EIA(RS)232 für InterMiCOM-Signalisierung festgelegt ist.

Diese Prüfung dient nicht dem Zweck, die Funktion der vollständigen Kommunikationsverbindung zwischen dem Schutzgerät und dem Fernstandort zu prüfen. Es soll lediglich der rückseitige Kommunikationsanschluss des Schutzgeräts und (sofern zutreffend) der Protokollkonverter geprüft werden.

Es folgen die einzigen Prüfungen, die durchzuführen sind:

1. Die Zelle ***RP2 Portkonfigur*** in der Spalte *KOMMUNIKATION* auf das erforderliche physische Protokoll, K-Bus, EIA(RS)485 oder EIA(RS)232, einstellen.
2. Die Courier-Adresse des Schutzgeräts auf den richtigen Wert einstellen (er muss zwischen 1 und 254 liegen).

26.5.2.12 PRÜFUNG DER ETHERNET-KOMMUNIKATION

Bei Geräten, die mit Ethernet-Kommunikation arbeiten, empfehlen wir lediglich die Durchführung einer Sichtprüfung, um sicherzustellen, dass die richtigen Anschlüsse vorhanden sind und kein Zeichen eines Schadens erkennbar ist.

Wenn keine Karte installiert ist oder die Karte fehlerhaft ist, wird ein NIC-Verbindungswarnung ausgegeben (sofern diese Option im Feld ***NIC Verbind Mldg*** in der Spalte *KOMMUNIKATION* aktiviert wurde).

26.5.3 PRÜFUNGEN MIT SEKUNDÄRER EINSPEISUNG

Prüfungen mit sekundärer Einspeisung werden ausgeführt, um die Messwerte der Spannungs- und Stromwandler auf Unverfälschtheit zu prüfen. Alle Geräte sind werkseitig für den Betrieb mit einer Systemfrequenz von 50 Hz eingestellt. Wenn ein Betrieb mit 60 Hz erforderlich ist, muss dies im Feld „Frequenz“ in der Spalte *SYSTEMDATEN* eingestellt werden.

Das Zeigermessgerät muss installiert und mit einem Glasfaser-Synchronsignal (1 pps) und einem demodulierten IRIG-B-Signal verbunden werden, das von einem Gerät wie REASON RT430 bereitgestellt wird.

Die Strom- und Spannungsausgänge des Prüfgeräts mit den entsprechenden Anschlüssen des ersten Spannungs- und Stromkanals verbinden und die Nennspannung und Strom anlegen, welcher der Spannung um 90 Grad nacheilt.

26.5.3.1 PRÜFUNG DER STROMEINGÄNGE

Anhand dieser Prüfung wird festgestellt, ob die Strommesseingänge richtig konfiguriert sind.

1. Verwenden Sie ein sekundäres Prüfstromeinspeisegerät wie beispielsweise ein Omicron-Gerät, um nacheinander an jedem StW den Nennstrom zu messen.
2. Die Größe mit einem Vielfachmessgerät oder einer Prüfeinrichtung auslesen. Diesen Wert mit dem am Bedienfeld (normalerweise in der Spalte *MESSUNGEN 1*) angezeigten Wert vergleichen.
3. Den angezeigten Wert notieren. Die Strommesswerte werden entweder als primäre oder sekundäre Amperewerte angezeigt. Wenn das Feld „Werte Ort“ in der Spalte *MESSKONFIGURAT.* auf `Primär` gesetzt ist, müssen die angezeigten Werte dem angelegten Strom multipliziert mit dem entsprechenden Stromwandlerverhältnis entsprechen (das in der Spalte *STW&SPW-VERHÄLTN* eingestellt ist). Wenn die Zelle „Werte Ort“ auf „Sekundär“ gesetzt ist, muss der angezeigte Wert dem angelegten Strom entsprechen.

Hinweis:
Das gleiche Verfahren wird angewendet, wenn der Strommesswert auf einem PC angezeigt wird, der über den rückseitigen Kommunikationsanschluss mit dem Schutzgerät verbunden ist. Jedoch wird durch die Zelle „Werte Fern“ in der Spalte MESSKONFIGURAT. bestimmt, ob die angezeigten Werte als primäre oder sekundäre Amperewerte angezeigt werden.

Die Messgenauigkeit des Schutzgeräts beträgt plus/minus ein Prozent. Es muss allerdings eine zusätzliche Toleranz für die Genauigkeit der verwendeten Prüf- und Messeinrichtungen vorgesehen werden.

26.5.3.2 PRÜFUNG DER SPANNUNGSEINGÄNGE

Anhand dieser Prüfung wird festgestellt, ob Spannungsmesseingänge richtig konfiguriert sind.

1. Verwenden Sie ein sekundäres Prüfspannungseinspeisegerät, um nacheinander an jedem Spannungswandler die Nennspannung zu messen.
2. Die Größe mithilfe eines Vielfachmessgeräts oder einer Prüfeinrichtung prüfen. Diesen Wert mit dem am Bedienfeld (normalerweise in der Spalte *MESSUNGEN 1*) angezeigten Wert vergleichen.
3. Den angezeigten Wert notieren. Die Spannungsmesswerte werden entweder als primäre oder sekundäre Voltwerte angezeigt. Wenn das Feld „Werte Ort“ in der Spalte *MESSKONFIGURAT.* auf `Primär` gesetzt ist, müssen die angezeigten Werte der angelegten Spannung multipliziert mit dem entsprechenden Spannungswandlerverhältnis entsprechen (das in der Spalte *STW&SPW-VERHÄLTN* eingestellt ist). Wenn die Zelle „Werte Ort“ auf „Sekundär“ gesetzt ist, muss der angezeigte Wert der angelegten Spannung entsprechen.

Hinweis:
Das gleiche Verfahren wird angewendet, wenn der Strommesswert auf einem PC angezeigt wird, der über den rückseitigen Kommunikationsanschluss mit dem Schutzgerät verbunden ist. Jedoch wird durch die Zelle „Werte Fern“ in der Spalte MESSKONFIGURAT. bestimmt, ob die angezeigten Werte als primäre oder sekundäre Amperewerte angezeigt werden.

Die Messgenauigkeit des Schutzgeräts beträgt plus/minus ein Prozent. Es muss allerdings eine zusätzliche Toleranz für die Genauigkeit der verwendeten Prüf- und Messeinrichtungen vorgesehen werden.

26.6 ELEKTRISCHE INTERMICOM-KOMMUNIKATIONSPRÜFSCHLEIFE

Wenn das Schutzgerät in einer Schaltung mit normaler InterMiCOM-Kommunikation (elektrischer Fernschutz) eingesetzt wird, müssen Sie eine Prüfschleife für Prüfzwecke konfigurieren.

26.6.1 KONFIGURIEREN DER PRÜFSCHLEIFE

Der Kommunikationspfad kann verschiedene Verbindungen und Signalwandler einschließen, bevor er die Schaltstation verlässt. Wir empfehlen daher, die Prüfschleife so dicht wie möglich an den Punkt zu legen, wo die Kommunikationsverbindung die Schaltstation verlässt. Dadurch ist es möglich, so viel wie möglich von der Verdrahtung und alle zugehörigen Kommunikationssignalwandler in die Prüfung einzubeziehen.

1. *KONFIGURATION* > ***InterMiCOM*** auf `Freigegeben` setzen.
2. *INTERMICOM KOMM.* > ***Sichtbark. Zähl.*** und ***Sichtb. Überw.*** auf `Sichtbar` setzen.
3. Sicherstellen, dass über *INTERMICOM KOMM.* > ***Hardware-Status*** „OK“ angezeigt wird. Das bedeutet, dass die InterMiCOM-Hardware installiert und initialisiert ist.

26.6.2 PRÜFUNG MITTELS PRÜFSCHLEIFE

INTERMICOM KOMM. > ***Prüfschl Modus*** erlaubt, den InterMiCOM-Kanal zu prüfen. Bei normalen Betrieb muss die Einstellung deaktiviert sein. Mithilfe von *INTERMICOM KOMM.* > ***Loopback Result.*** wird der Status des InterMiCOM-Prüfschleifenmodus angezeigt.

> *Hinweis:*
> *Wenn INTERMICOM KOMM.> **Prüfschl Modus** auf `Intern` gesetzt ist, wird nur die interne Software des Geräts geprüft. Dies ist hilfreich zum Prüfen von Funktionen, wenn keine Kommunikationsverbindungen hergestellt sind. Während der Inbetriebnahme die Einstellung „Extern“ verwenden, weil dadurch sowohl die Software als auch die Hardware geprüft wird. Wenn das Schutzgerät in den internen oder externen Prüfschleifenmodus geschaltet ist, blockiert es automatisch die an die PSL gesendeten InterMiCOM-Nachrichten, indem alle acht InterMiCOM-Nachrichtenbefehlsstatus auf null gesetzt werden.*

INTERMICOM KOMM. > ***Prüfschl Modus*** auf `Extern` setzen und eine Kommunikationsprüfschleife bilden, indem das Übertragungssignal (Kontakt 2) mit dem Empfangssignal (Kontakt 3) verbunden wird.

> *Hinweis:*
> *Das DCD-Signal muss „hoch“ gehalten werden (indem Kontakt 1 mit Kontakt 4 verbunden wird), wenn das angeschlossene Gerät kein DCD unterstützt.*

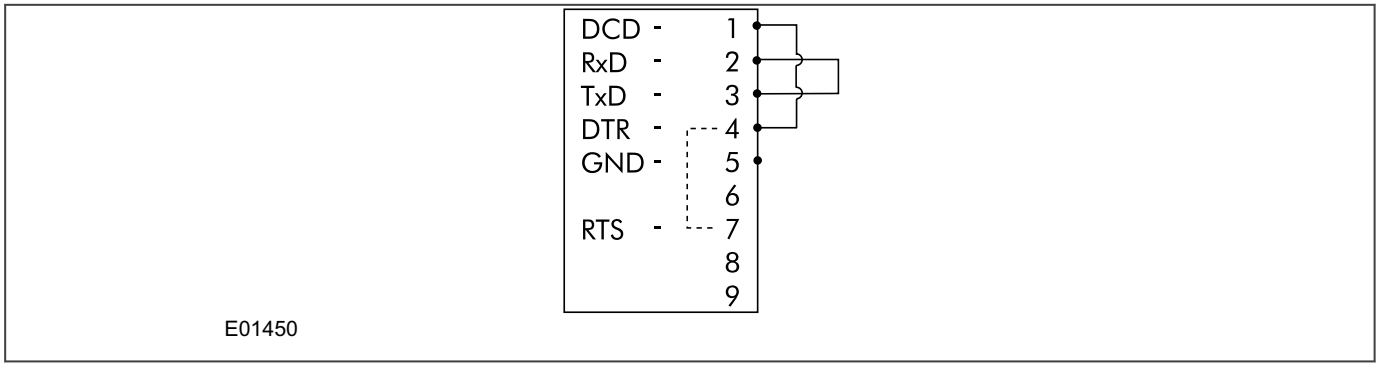


Abbildung 402: Prüfung mittels InterMicom-Prüfschleife

Der Prüfschleifenmodus wird am Bedienfeld durch eine Warn-LED und die Nachrichten-IM-Prüfschleife an der LCD-Anzeige angezeigt.

Prüfen, ob alle Verbindungen richtig hergestellt sind und ob die Software richtig funktioniert.

Sicherstellen, dass über *INTERMICOM KOMM.* > ***Loopback Result.*** „OK“ angezeigt wird.

26.6.2.1 INTERMICOM-BEFEHLSBITS

Um die InterMiCOM-Befehlsbits zu prüfen, zur Spalte *INTERMICOM KOMM.* wechseln und wie folgt vorgehen:

1. Im Feld ***Testmuster*** ein Testmuster eingeben, indem die ausgewählten Bits auf 1 bzw. 0 gesetzt werden. Das eingegebene Muster wird über die Prüfschleife übertragen.
2. Sicherstellen, dass der Inhalt des Felds ***Zustand Ausgabe*** mit dem angewandten Testmuster übereinstimmt.
3. Sicherstellen, dass alle acht Bits im Feld ***Zustand Eingabe*** auf null gesetzt sind.

26.6.2.2 INTERMICOM-KANALDIAGNOSE

Sicherstellen, dass in allen der folgenden Felder in der Spalte *INTERMICOM KOMM.* **OK** angezeigt wird.

- ***Datenträgererf.***
- ***TelSynchr.Status***
- ***Telegr.-Status***
- ***Kanal-Status***

26.6.2.3 SIMULIEREN EINES KANALAUSFALLS

1. Einen Ausfall der Kommunikationsverbindung simulieren, indem eine Verbindung unterbrochen wird. Dann prüfen, ob einige dieser Felder **Ausfall** anzeigen.
2. Die Kommunikationsprüfschleife wiederherstellen und sicherstellen, dass die vier Diagnosefelder **OK** anzeigen.

Hinweis:
*Einige oder alle dieser Felder zeigen **Ausfall** an, was von der Kommunikationskonfiguration und der Art und Weise des Ausfalls der Verbindung abhängt.*

26.7 INTERMICOM 64-KOMMUNIKATION

Wenn das Schutzgerät in einer Schaltung mit InterMiCOM^{64}-Kommunikation verwendet wird, müssen Sie eine Prüfschleife für Prüfzwecke konfigurieren.

IM64 ist faserbasiert. Es stehen verschiedene Glasfaserschnittstellen zur Verfügung: Im Allgemeinen werden 1300-nm-Fasern (Monomode- oder Mulitmodefasern) zur direkten Verbindung verwendet. 850-nm-Mulitmodefasern werden in der Regel zusammen mit Multiplex-Telekommunikationsgeräten verwendet.

Hinweis:
Es ist wichtig, dass die für die Prüfung verwendeten Fasern mit der/den angegebenen Schnittstelle(en) kompatibel sind.

Lichtwellenleiter sollten mit BFOC2.5 (ST2.5)-Verbindern abgeschlossen sein. Bei Multimodeanwendungen Lichtwellenleiter mit einem Kern von 50/125 µm verwenden. Sicherstellen, dass die für die Messungen verwendeten Faserprüfleitungen lang genug für das Mode Stripping (eine Methode zur Verringerung des Verlustes im Kern) sind. Dafür empfehlen wir eine Mindestlänge von 10 m.

Wenn Schutzgeräte mithilfe von IEEE C37.94-konformen elektrischen Multiplex-Kommunikationskanälen kommunizieren, wird ein P590 verwendet. Dabei handelt es sich um einen bidirektionalen optisch-elektrischen Signalwandler. Er befindet sich nahe am Multiplexer, zwischen dem Lichtwellenleiter des Schutzgeräts und der elektrischen Schnittstelle des Multiplexers. Die Prüfschleife entweder am P590 oder am Multiplexer anwenden, um sicherzustellen, dass so viel wie möglich vom Signalkreis geprüft wird. Wenn das Schutzgerät mit einem Multiplexer verbunden ist, ist die Prüfung mittels Prüfschleife identisch, egal ob direkt oder über den Multiplexer verbunden. Die P590-Schnittstellengeräte erfordern zusätzliche Prüfungen (siehe P590-Dokumentation).

Um IM64 zu aktivieren, die Zelle ***InterMiCOM 64*** in der Spalte *KONFIGURATION* auf `Aktivieren` setzen.

Warnung:
Schauen Sie NIEMALS direkt in den Senderanschluss oder das Ende einer Glasfaser, da dies Ihre Augen schwer schädigen kann.

26.7.1 PRÜFEN DER SCHNITTSTELLE

Vor der Prüfung mittels Prüfschleife müssen Sie sicherstellen, dass die Schnittstelle ein geeignetes Signal überträgt. Zu diesem Zweck ...

1. *INBETRIEB.-TESTS*> ***Prüfschl Modus*** auf `Extern` setzen.
2. Den Sender des Kanals 1 (TX1) mithilfe eines geeigneten Glasfaserkabels an einen optischen Leistungsmesser anschließen. Sicherstellen, dass die übertragene Durchschnittsleistung innerhalb des Bereichs liegt, der in der folgenden Tabelle angegeben ist.
3. Die Sendeleistung aufzeichnen.
4. Gegebenenfalls für Kanal 2 wiederholen.
5. Die Stärke der empfangenen Leistung an den entfernten Enden messen.

Leistung	850 nm Multimode	1300 nm Multimode	1300/1550 nm Monomode
Minimale Senderleistung (Durchschnittswert)	-19,8 dBm	-6 dBm	-6 dBm
Empfindlichkeit des Empfängers (Durchschnittsleistung)	-25,4 dBm	-49 dBm	-49 dBm

Hinweis:
*Wenn KONFIGURATION > **InterMiCOM64** auf `Aktivieren` gesetzt ist, findet ein kommunikativer Austausch mittels der Signale, die normalerweise von der Kommunikationsschnittstelle gesendet und empfangen werden, und der Signale statt, die in der parametrierbaren Schaltungslogik definiert sind. Ist jedoch INBETRIEB.-TESTS > **IM64 Testmodus** auf `Freigegeben` gesetzt, wird stattdessen ein IM64-Prüfmuster gesendet.*

26.7.2 KONFIGURIEREN DER PRÜFSCHLEIFE

Für jeden der beiden Kanäle eine Kommunikationsprüfschleife einrichten.

Wenn direkte Faserverbindungen verwendet werden (oder wenn Multiplexkanäle gemäß IEEE C37.94 verwendet werden), ein geeignetes Glasfaserkabel zwischen dem Kanalsenderanschluss und dem Kanalempfängeranschluss an der Rückseite des Geräts anschließen.

Wenn für die Kommunikation P59x-Schnittstellengeräte verwendet werden, das/die entsprechenden Glasfaserkabel am Kanalsender/an den Kanalsendern am Schutzgerät anschließen, um eine Verbindung mit den optischen P59x-Empfängern herzustellen. Dann die betreffenden P59x-Geräte in Betrieb nehmen.

26.7.3 PRÜFUNG MITTELS PRÜFSCHLEIFE

1. *INBETRIEB.-TESTS* > ***IM64 Testmodus*** auf `Freigegeben` setzen und *INBETRIEB.-TESTS* > ***Testmuster*** verwenden, um ein Bitmuster zu setzen, das mithilfe der InterMiCOM^{64}-Prüfschleife gesendet wird.
2. Sicherstellen, dass *MESSUNGEN 4* > ***IM64 Rx Status*** mit dem gesetzten Testmuster übereinstimmt. Die Kommunikationsstatistik zeigt die Anzahl der empfangenen gültigen und fehlerhaften Nachrichten.

Hinweis:
*Die Laufzeitverzögerungsmessung ist in diesem Betriebsmodus nicht gültig. Das Schutzgerät antwortet, als wenn es mit einem entfernten Schutzgerät verbunden wäre. Es zeigt einen Prüfschleifenwarnung an, die nur beseitigt werden kann, indem INBETRIEB.-TESTS > **Prüfschl Modus** auf `Ausgeschaltet` gesetzt wird.*

Hinweis:
Im Prüfschleifenmodus werden die Signale, die über die Schutzkommunikationsschnittstelle gesendet und empfangen werden, zu und von den Signalen weitergeleitet, die in der programmierbaren Logik definiert sind.

Hinweis:
*Auch kann ein Testmuster an das entfernte Gerät gesendet werden, um den gesamten InterMiCOM-Kommunikationspfad zu prüfen. Zu diesem Zweck INBETRIEB.-TESTS >**IM64 Testmodus** auf `Aktivieren` setzen und die beiden Enden verbinden. Mit besonderer Sorgfalt vorgehen, weil das Testmuster mithilfe der PSL am entfernten Ende ausgeführt wird.*

26.8 PRÜFUNGEN DER EINSTELLUNGEN

Durch die Prüfungen der Einstellungen wird sichergestellt, dass alle anwendungsspezifischen Einstellungen (sowohl die des Schutzgeräts als auch die der programmierbaren Logik) richtig angewandt wurden.

Hinweis:
Der Auslösekreis muss während der Durchführung dieser Prüfungen getrennt bleiben, um zufälliges Auslösen des zugehörigen Leistungsschalters zu unterbinden.

26.8.1 ÜBERTRAGUNG DER ANWENDUNGSSPEZIFISCHEN EINSTELLUNGEN

Die Einstellungen können auf zwei Arten auf das Schutzgerät übertragen werden:

- Übertragen der Einstellungen auf das Schutzgerät aus einer vorkonfigurierten Einstellungsdatei mithilfe von MiCOM S1 Agile
- Manuelle Eingabe der Einstellungen am Bedienfeld des Schutzgeräts

26.8.1.1 ÜBERTRAGEN DER EINSTELLUNGEN AUS EINER EINSTELLUNGSDATEI

Dies ist die empfohlene Methode zur Übertragung von Funktionseinstellungen, da sie schneller ist und weniger Fehler auftreten können.

1. Schließen Sie einen PC, auf dem die Anwendungssoftware für Einstellungen läuft, am vorderseitigen Anschluss oder am rückseitigen Ethernet-Anschluss des Schutzgeräts an. Es kann auch der rückseitige Courier-Kommunikationsanschluss verwendet werden, wobei bei Bedarf ein KITZ-Protokollkonverter zu verwenden ist.
2. Schalten Sie das Schutzgerät ein.
3. Geben Sie die IP-Adresse des Geräts ein, falls das Ethernet aktiviert ist.
4. Klicken Sie im Fenster „System Explorer“ mit der rechten Maustaste auf den betreffenden Gerätenamen, und dann wählen Sie **Senden**.
5. Wählen Sie im Dialogfeld **Senden an** die Einstellungsdateien aus, und klicken Sie dann auf **Senden**.

Hinweis:
*Der Gerätename ist möglicherweise noch nicht in dem System vorhanden, das im **System Explorer** angezeigt wird. In diesem Fall stellen Sie eine **Schnellverbindung** mit dem Schutzgerät her, und dann fügen Sie die Einstellungsdatei zu dem Gerätenamen im System hinzu. Informationen zur Vorgehensweise sind der Hilfe der Anwendungssoftware für Einstellungen zu entnehmen.*

26.8.1.2 EINGEBEN VON EINSTELLUNGEN ÜBER DIE BENUTZERSCHNITTSTELLE

1. Beginnend mit der Standardanzeige die Cursor-nach-unten-Taste drücken, um die erste Spaltenüberschrift anzuzeigen.
2. Die horizontalen Cursortasten verwenden, um die erforderliche Spaltenüberschrift auszuwählen.
3. Die vertikalen Cursortasten verwenden, um die Einstellungsdaten in der Spalte anzuzeigen.
4. Um zur Spaltenüberschrift zurückzukehren, etwa eine Sekunde lang die Cursor-nach-oben-Taste oder einmal die Taste **Abbrechen** drücken. Der Wechsel zwischen den Spalten ist nur auf der Ebene der Spaltenüberschriften möglich.
5. Um aus einer beliebigen Spaltenüberschrift zur Standardanzeige zurückzukehren, die Cursor-nach-oben-Taste oder die Taste „Abbrechen“ drücken. Wenn Sie die automatische Wiederholungsfunktion der Cursor-nach-oben-Taste verwenden, können Sie nicht von einem der Spaltenfelder direkt zur Standardanzeige gehen, weil die automatische Wiederholung an der Spaltenüberschrift anhält.

6. Zum Ändern des Werts einer Einstellung im Menü zur relevanten Zelle gehen und dann die **Eingabetaste** drücken, um den Zellwert zu ändern. Ein blinkender Cursor auf der LCD-Anzeige zeigt an, dass der Wert geändert werden kann. Zuerst können Sie zur Eingabe eines Passworts aufgefordert werden.
7. Zum Ändern des Einstellwerts die vertikalen Cursortasten drücken. Wenn die zu ändernde Einstellung ein Binärwert oder eine Textzeichenfolge ist, mithilfe der Cursortasten (nach links/rechts) das zu ändernde Bit oder Zeichen auswählen.
8. Die **Eingabetaste** drücken, um den neuen Einstellwert zu bestätigen, oder die Taste **Löschen** drücken, um ihn zu verwerfen. Die neue Einstellung wird automatisch verworfen, wenn sie nicht innerhalb von 15 Sekunden bestätigt wird.
9. Die Änderungen an Schutz- und Störschreibereinstellungen müssen bestätigt werden, bevor sie verwendet werden können. Wenn alle erforderlichen Änderungen eingegeben sind, zur Ebene der Spaltenüberschrift zurückkehren und dann die Cursor-nach-unten-Taste drücken. Vor der Rückkehr zur Standardanzeige wird folgende Eingabeaufforderung angezeigt:

```
Param.Aktualis.?
EINGEBEN/LÖSCHEN
```

10. Die **Eingabetaste** drücken, um die neuen Einstellungen zu übernehmen, oder die Taste **Löschen** drücken, um sie zu verwerfen.

Hinweis:
Wenn die Menü-Zeitüberschreitung eintritt, bevor die Einstellungsänderungen bestätigt wurden, werden die Einstellwerte ebenfalls verworfen.
Steuer- und Unterstützungsparameter werden sofort nach ihrer Eingabe aktualisiert, ohne dass die Eingabeaufforderung zur Aktualisierung der Parameter eingeblendet wird.
Es ist nicht möglich, die programmierbare Logik (PSL) über das Bedienfeld des Schutzgeräts zu ändern.

Achtung:
Wenn für die Installation anwendungsspezifische programmierbare Logik (PSL) erforderlich ist, müssen die relevanten .psl-Dateien für alle verwendeten Einstellungen auf das Schutzgerät übertragen werden. Wenn Sie dies nicht tun, ist die werkseitige Standard-PSL weiterhin aktiv. Dies kann schwere betriebliche und sicherheitsgefährdende Konsequenzen nach sich ziehen.

26.9 PRÜFUNG DER IEC 61850 VERSION 2

26.9.1 VERWENDEN DER PRÜFMODI FÜR IEC 61850-EDITION 2

Bei einer herkömmlichen Schaltstation sind die Funktionen in der Regel in einem einzelnen Gerät vereint. Es ist normalerweise einfach, diese Funktionen physisch zu trennen, da festverdrahtete Verbindungen einfach entfernt werden können. In der Architektur einer digitalen Schaltstation können Funktionen jedoch auf viele Geräte verteilt sein. Dies erschwert die Trennung dieser Funktionen, weil keine Drähte vorhanden sind, die physisch von einem Ethernet-Netzwerk getrennt werden können. Darum ist eine logische Trennung verschiedener Funktionen erforderlich.

Bei Schutzgeräten, die IEC 61850-Edition 2 unterstützen, ist es möglich, einen Prüfmodus zu verwenden, um eine Online-Prüfung durchzuführen. Damit sind folgende Vorteile verbunden:

- Das Schutzgerät kann in den Prüfmodus versetzt werden, um eine Prüfung des Schutzgeräts mithilfe von Prüfeingangssignalen und sämtlichen Schutzfunktionen und aktiven Ausgangskontakten zu ermöglichen.
- Das Schutzgerät kann in den Prüfmodus/den Modus „Blockiert“ versetzt werden, um eine Prüfung des Schutzgeräts mithilfe von Prüfeingangssignalen und sämtlichen aktiven Schutzfunktionen, aber deaktivierten Ausgangskontakten zu ermöglichen.
- GOOSE-Nachrichtenausgänge können mit einer Kennzeichnung versehen werden, sodass Empfangsgeräte erkennen können, dass es sich um Prüfsignale handelt.
- Ein Schutzgerät, das simulierte GOOSE- oder Abtastwertnachrichten von Prüfgeräten empfängt, kann solche Nachrichten von normalen Prozessnachrichten unterscheiden und entsprechend reagieren.

26.9.1.1 VERHALTEN DES SCHUTZGERÄTS IM PRÜFMODUS

IEC 61850-Edition 2 definiert, wie das Schutzgerät auf Prüfnachrichten in den Prüfmodi des Schutzgeräts reagiert und ob die Relaisausgangskontakte aktiviert werden oder nicht.

Sie können den Betriebsmodus des P40-Schutzgeräts wie folgt auswählen:

- mithilfe des Bedienfelds anhand der Einstellung ***IED Test Modus*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS*.
- mithilfe eines IEC 61850-MMS-Kontrolldienstes für ***System/LLN0.Mod***
- mithilfe eines Opto-Eingangs per PSL mit dem Signal ***Block Kontakte***

In der folgenden Tabelle ist das Verhalten des Schutzgeräts P40 in verschiedenen Modi zusammengefasst:

Prüfmoduseinstellung des Schutzgeräts	IEC 61850 Mod	Ergebnis
`Ausgeschaltet`	ein	• Normales Verhalten des Schutzgeräts • Das Schutzgerät reagiert nur auf eingehende GOOSE- und SV-Nachrichten mit der Qualität q.test = false.
`Testen`	testen	• Der Schutz bleibt aktiviert. • Das Schutzgerät reagiert auf eingehende GOOSE- und SV-Nachrichten sowohl mit der Qualität q.test = true als auch q.test = false. • Die Relaisausgangskontakte sind weiterhin aktiv. • IEC 61850-Nachrichtenausgänge haben die Qualität q.test = true • Das Schutzgerät reagiert nur auf eingehende IEC 61850-MMS-Nachrichten mit der Qualität q.test = true.

Prüfmoduseinstellung des Schutzgeräts	IEC 61850 Mod	Ergebnis
Kontakte block.	Testen/blockiert	• Der Schutz bleibt aktiviert. • Das Schutzgerät reagiert auf eingehende GOOSE- und SV-Nachrichten sowohl mit der Qualität q.test = true als auch q.test = false. • Relaisausgangskontakte sind blockiert • IEC 61850-Nachrichtenausgänge haben die Qualität q.test = true • Das Schutzgerät reagiert nur auf eingehende IEC 61850-MMS-Nachrichten mit der Qualität q.test = true.

Durch Einstellung des Modus „Testen“ oder „Kontakte block.“ wird das gesamte Schutzgerät in den Prüfmodus versetzt. Das IEC 61850-Datenobjekt ***Beh*** in allen logischen Knoten (außer LPHD und logische Schutzknoten mit Beh = 5 [aus] infolge der Deaktivierung der Funktion) wird je nach Anwendbarkeit auf 3 (Testen) oder 4 (Test/ blockiert) gesetzt.

26.9.2 SIMULIERTES EINGANGSVERHALTEN

Simulierte GOOSE-Meldungen und Abtastwertströme können während der Prüfung verwendet werden.

Die Einstellung ***Empfänger Sim*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* steuert, ob ein Gerät auf simulierte oder echte Signale hört. Zum Ändern dieses Wert kann auch ein IEC 61850-Kontrolldienst für System/LPHD.Sim verwendet werden.

Das Gerät kann sowohl mit realen Signalen als auch mit Testsignalen versorgt werden. Eine interne Zustandsüberwachung wird verwendet, um zu steuern, wie das Gerät zwischen Signalen schaltet:

- Das Schutzgerät empfängt weiterhin das „echte“ GOOSE1 (grün), bis es das erste simulierte GOOSE 1 (rot) empfängt. Dadurch wird der Empfängerwechsel eingeleitet.
- Nach dem Wechsel in diesen neuen Zustand empfängt das Schutzgerät weiterhin die simulierte GOOSE 1-Nachricht (rot). Auch wenn diese simulierte GOOSE 1-Nachricht verschwindet, wird die echte GOOSE 1-Nachricht (grün) noch nicht verarbeitet. Das bedeutet, dass alle virtuellen Eingänge, die aus der GOOSE 1-Nachricht abgeleitet werden, in den Voreinstellungszustand übergehen.
- Die einzige Möglichkeit, das Schutzgerät aus diesem Zustand zu holen, besteht darin, die Einstellung ***Empfänger Sim*** auf „Falsch“ zurückzusetzen. Das Schutzgerät stoppt dann sofort die Verarbeitung der simulierten Nachrichten und beginnt wieder mit der Verarbeitung der echten Nachrichten.
- Während der Durchführung der oben beschriebenen Schritte verarbeitet Schutzgerät 1 in normaler Weise ständig echte GOOSE 2- und GOOSE 3-Nachrichten, weil es für diese keine simulierten Nachrichten erhalten hat, die einen Wechsel einleiten würden.

Der Prozess ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

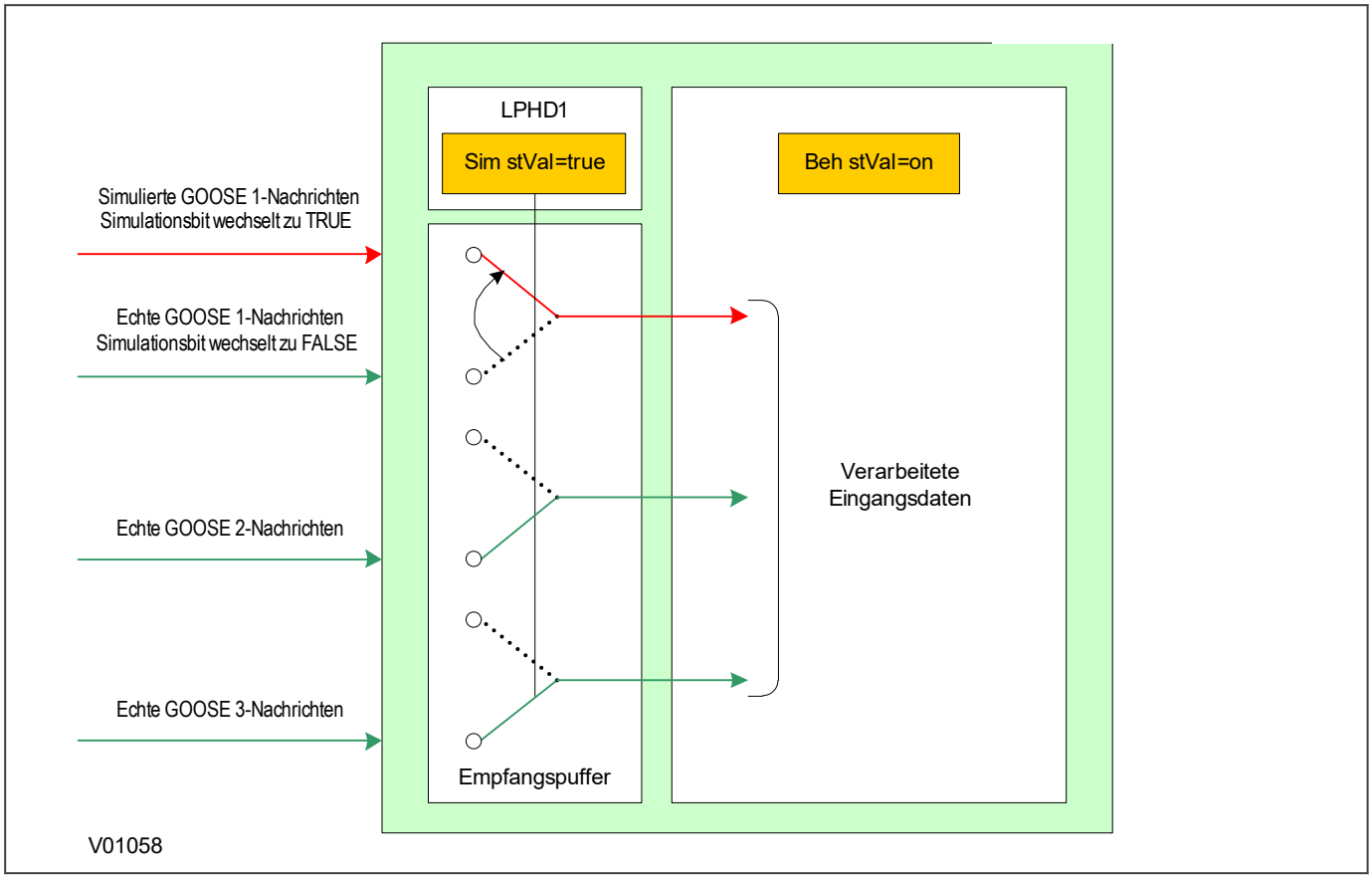


Abbildung 403: Simuliertes Eingangsverhalten

26.9.3 BEISPIELE DER PRÜFUNG

Diese Beispiele zeigen, wie das Schutzgerät mit und ohne simulierte Werte geprüft wird. Je nach Prüfmodus kann das Schutzgerät mithilfe einer Betriebsanlage (z. B. durch Auslösen des Leistungsschalters) oder ohne Betriebsanlage reagieren.

26.9.3.1 PRÜFVERFAHREN FÜR REALWERTE

Dieses Verfahren dient zum Prüfen mit Realwerten ohne einer in Betrieb befindlichen Anlage.

1. Das Gerät in den Modus „Kontakte block.“ versetzen.
   INBETRIEB.-TESTS → ***IED Test Modus*** → `Kontakte block.` wählen.
2. Bestätigen, dass das neue Verhalten aktiviert worden ist.
   INBETRIEB.-TESTS → ***IED Mod/eh***anzeigen und prüfen, ob `Test-blocked` angezeigt wird.
3. Das Gerät in den „Simulations-Empfangsmodus“ versetzen.
   INBETRIEB.-TESTS → ***Empfänger Sim*** = `Ausgeschaltet` wählen.
4. Mithilfe eines an die Merging Units angeschlossenen Prüfgeräts echte Signale einspeisen. Das Gerät empfängt weiterhin echte GOOSE-Nachrichten und ignoriert empfangene simulierte Nachrichten.
5. Auf Prüfsignalausgängen basierende Funktion verifizieren.
   Binärausgänge (z. B. LS-Auslösungen) funktionieren nicht. Alle übertragenen GOOSE- und MMS-Datenelemente werden gekennzeichnet, wobei der Parameter „Qualität“ auf „test“ gesetzt wird. Dadurch versteht der Empfänger, dass diese von einem geprüften Gerät ausgegeben wurden, und kann entsprechend reagieren. Dies ist in der folgenden Darstellung zusammengefasst

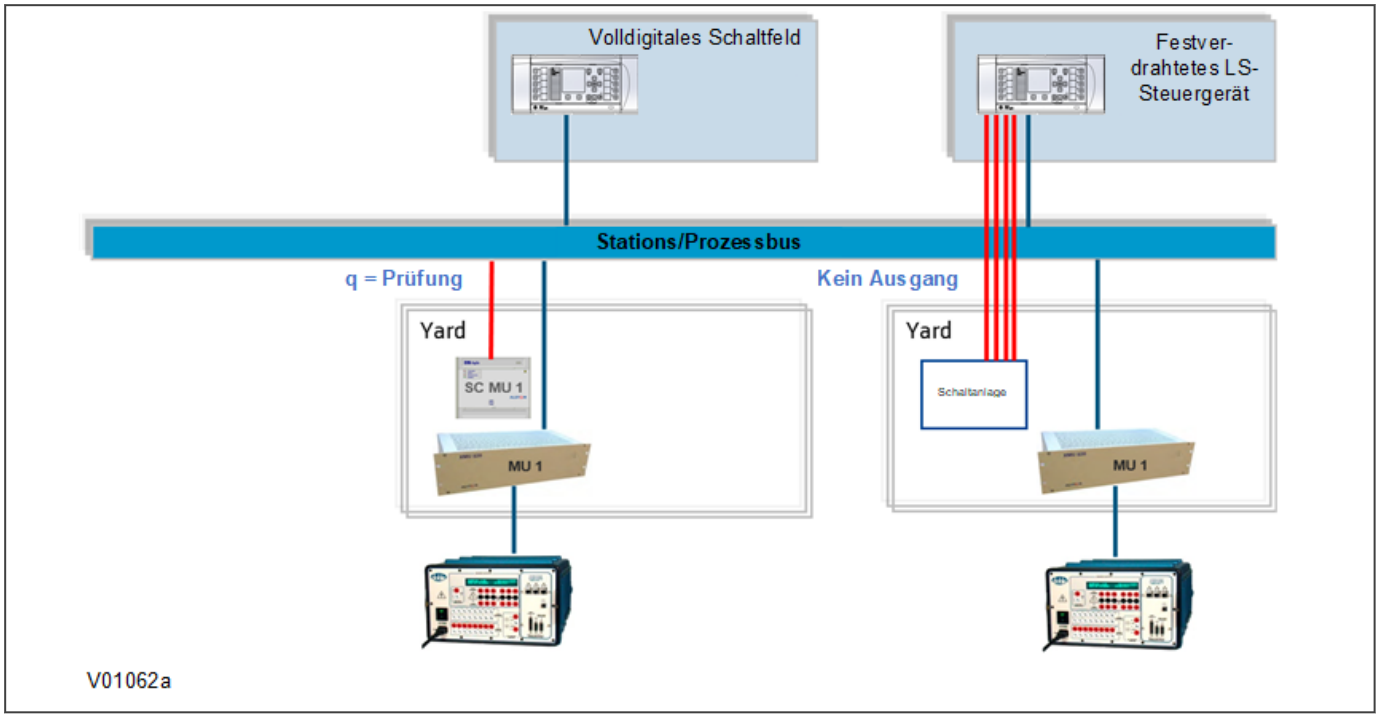


Abbildung 404: Prüfbeispiel 1

26.9.3.2 PRÜFVERFAHREN FÜR SIMULIERTE WERTE – KEINE ANLAGE

Dieses Verfahren dient zum Prüfen mit simulierten Werten ohne einer in Betrieb befindlichen Anlage.

1. Das Gerät in den Modus „Kontakte block.“ versetzen.

   INBETRIEB.-TESTS → ***IED Test Modus*** → `Kontakte block.` wählen.

2. Bestätigen, dass das neue Verhalten aktiviert worden ist.

   INBETRIEB.-TESTS → ***IED Mod/Beh***anzeigen und prüfen, ob `Test-blocked` angezeigt wird.

3. Das Gerät in den „Simulations-Empfangsmodus“ versetzen.

   INBETRIEB.-TESTS → ***Empfänger Sim*** = `Freigegeben` wählen.

4. Mithilfe eines mit dem Ethernet-Netzwerk verbundenen Prüfgeräts simulierte Signale einspeisen. Das Gerät empfängt weiterhin echte GOOSE-Nachrichten, bis eine simulierte Nachricht empfangen wird. Ab Empfang der simulierten Nachrichten werden die entsprechenden echten Nachrichten ignoriert, bis das Gerät aus dem Prüfmodus genommen wird. Jede Nachricht wird separat behandelt, aber Abtastwerte werden als Einzelnachricht betrachtet.

5. Auf Prüfsignalausgängen basierende Funktion verifizieren.

   Binärausgänge (z. B. LS-Auslösungen) funktionieren nicht. Alle übertragenen GOOSE- und MMS-Datenelemente werden gekennzeichnet, wobei der Parameter „Qualität“ auf „test“ gesetzt wird. Dadurch versteht der Empfänger, dass diese von einem geprüften Gerät ausgegeben wurden, und kann entsprechend reagieren. Dies ist in der folgenden Darstellung zusammengefasst

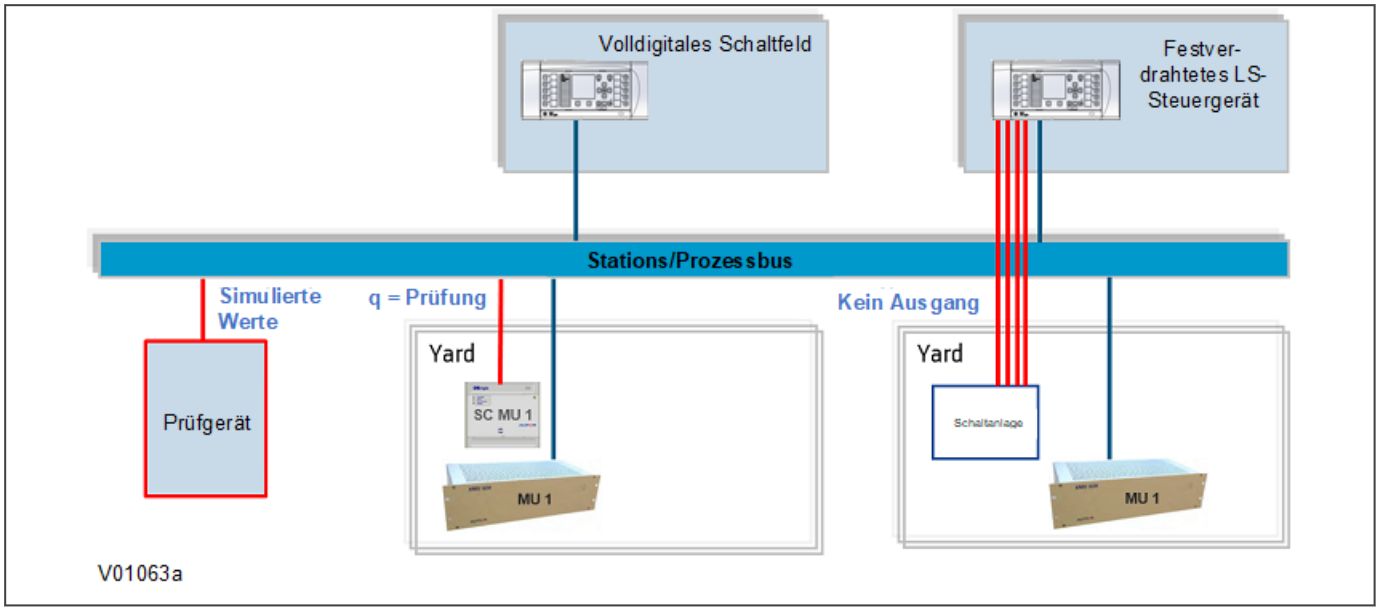


Abbildung 405: Prüfbeispiel 2

26.9.3.3 PRÜFVERFAHREN FÜR SIMULIERTE WERTE – MIT ANLAGE

Dieses Verfahren dient zum Prüfen mit simulierten Werten bei einer in Betrieb befindlichen Anlage.

1. Das Gerät in den Modus „Kontakte block.“ versetzen.

   INBETRIEB.-TESTS → ***IED Test Modus*** → `Testen` wählen.

2. Bestätigen, dass das neue Verhalten aktiviert worden ist.

   INBETRIEB.-TESTS → ***IED Mod/Beh***anzeigen und prüfen, ob `Testen` angezeigt wird.

3. Das Gerät in den „Simulations-Empfangsmodus“ versetzen.

   INBETRIEB.-TESTS → ***Empfänger Sim*** = `Freigegeben` wählen.

4. Mithilfe eines mit dem Ethernet-Netzwerk verbundenen Prüfgeräts simulierte Signale einspeisen.

   Das Gerät empfängt weiterhin echte GOOSE-Nachrichten, bis eine simulierte Nachricht empfangen wird. Ab Empfang der simulierten Nachrichten werden die entsprechenden echten Nachrichten ignoriert, bis das Gerät aus dem Schutzgeräte-Prüfmodus genommen wird. Jede Nachricht wird separat behandelt, aber Abtastwerte werden als Einzelnachricht betrachtet.

5. Auf Prüfsignalausgängen basierende Funktion verifizieren.

   Binärausgänge (z. B. LS-Auslösungen) funktionieren normal. Alle übertragenen GOOSE- und MMS-Datenelemente werden gekennzeichnet, wobei der Parameter „Qualität“ auf „test“ gesetzt wird. Dadurch versteht der Empfänger, dass diese von einem geprüften Gerät ausgegeben wurden, und kann entsprechend reagieren. Dies ist in der folgenden Darstellung zusammengefasst:

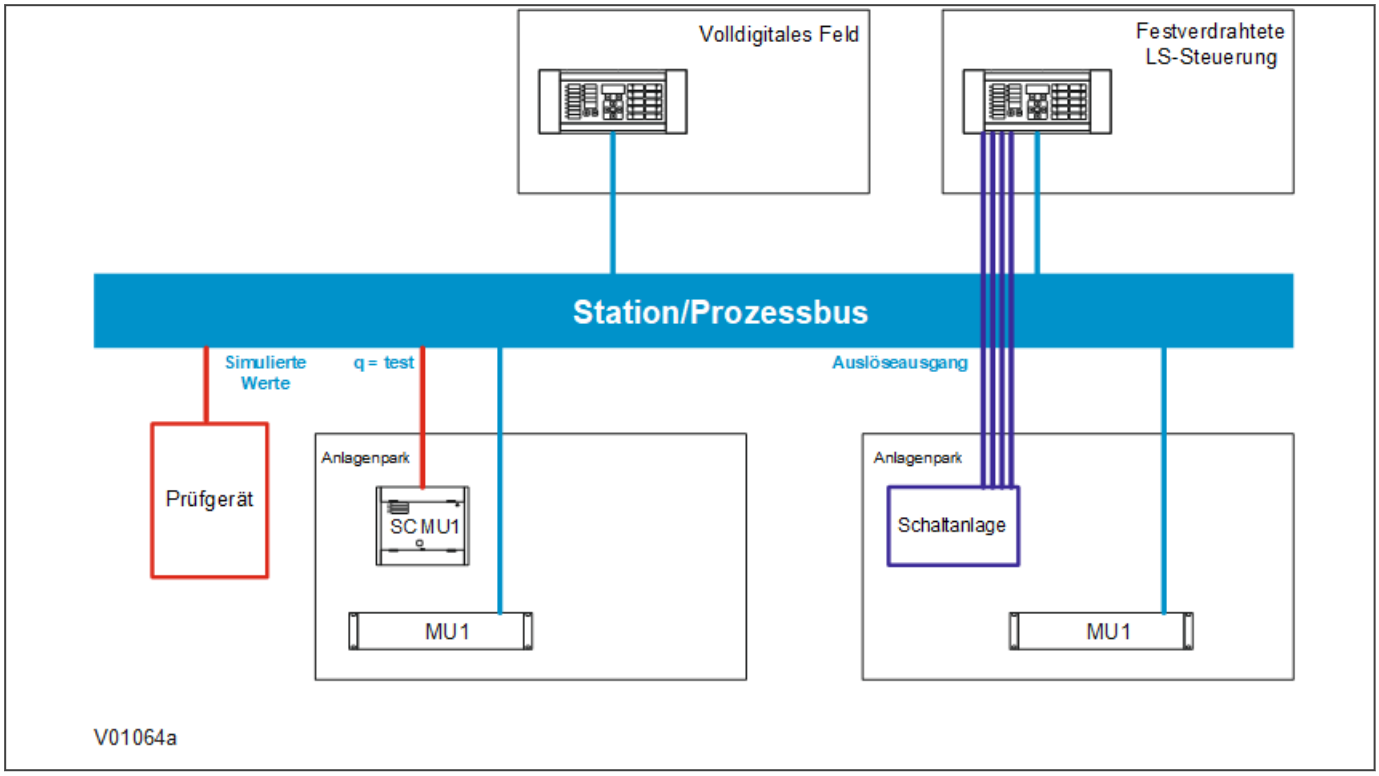


Abbildung 406: Prüfbeispiel 3

26.9.3.4 KONTAKTTEST

Der Befehl ***Prüf. Ausführen*** in dieser Zelle wird verwendet, um den Zustand der für den Betrieb festgelegten Kontakte zu ändern.

Wenn das Gerät mithilfe eines Eingangssignals (über das DDB-Signal ***Block Kontakte***) in den Modus „Kontakt blockiert“ versetzt wurde, wird der Befehl ***Prüf. Ausführen*** nicht ausgeführt. Dadurch wird verhindert, dass die Kontakte eines Geräts, das durch einen externen Prozess blockiert wurde, durch einen lokalen Bediener mithilfe des Bedienfelds betätigt werden.

Wenn das DDB-Signal ***Block Kontakte*** DDB nicht gesendet wird und der Befehl ***Prüf. Ausführen*** in dieser Zelle ausgegeben ist, ändert sich der Zustand der Kontakte und der Befehlstext an der LCD-Anzeige ändert sich in `Kein Betrieb`. Die Kontakte bleiben im Zustand „Prüfung“, bis sie durch Ausgabe des Befehls ***Prüf. Beenden*** zurückgesetzt werden. Der Befehlstext auf der LCD-Anzeige wechselt auf `Kein Betrieb`, nachdem der Befehl ***Prüf. Beenden*** ausgegeben wurde.

> *Hinweis:*
> *Wenn das Feld **IED Test Modus** auf „Kontakte block.“ gesetzt ist, zeigt das Feld **Relais Status** nicht den aktuellen Zustand der Ausgangsrelais an und kann darum nicht zur Betätigung der Ausgangsrelais verwendet werden. Deshalb muss der Zustand aller Kontakte der Reihe nach geprüft werden.*

26.10 DISTANZSCHUTZ

26.10.1 EINSEITIGE PRÜFUNG

Wenn die Distanzschutzfunktion verwendet wird, die Reichweiten und Zeitverzögerungen prüfen.

1. Nach möglichen Abhängigkeiten suchen und bei Bedarf Vorgänge simulieren
2. In der Spalte *KONFIGURATION* alle Schutzelemente bis auf das Element, das geprüft wird, deaktivieren
3. Notieren Sie, welche Elemente nach der Prüfung wieder aktiviert werden müssen

26.10.1.1 VORBEREITENDE MAßNAHMEN

Jetzt sollten Sie das Schutzgerät mit ein Prüfgerät zur Simulation von Leiter-Erde- und Leiter-Leiter-Größen (im richtigen Verhältnis für einen bestimmten Fehlertyp mit dem gewählten charakteristischen Winkel) verbunden werden. Änderungen der Schleifenimpedanz (Phase-Erde-Fehler oder Dreieck), die am Schutzgerät eingespeist werden, sind sehr wichtig.

Ein digitales/elektronisches dreiphasiges Prüfgerät verwenden, um die Inbetriebnahme zu erleichtern.

1. Wenn bei der Prüfung der Distanzschutzelemente Prüfeinrichtungen verwendet werden, die kein dynamisches Modell zum Erzeugen echter Delta-Ausfallbedingungen bieten, *INBETRIEB.-TESTS* > ***Statischer Test*** auf `Freigegeben` setzen. Wenn eingestellt, wird dadurch die Phasenauswahlsteuerung deaktiviert und im Gerät eine herkömmliche (Nicht-Delta-) Leitungsgerade verwendet.
2. Bei Verwendung von einfacher Prüfausrüstung, die keine störungsfreien Spannungen als Vorfehler ausgeben können, muss die SpW-Überwachung möglicherweise deaktiviert werden, um falsches Ansprechen zu vermeiden. *KONFIGURATION* > ***überwachung*** auf `Ausgeschaltet` setzen.
3. Die Prüfausrüstung mithilfe des Prüfblocks/der Prüfblöcke an das Gerät anschließen, dabei darauf achten, keine StW-Sekundärwicklungen zu unterbrechen. Wenn MMLG-Prüfblöcke verwendet werden, muss die spannungsführende Seite des Prüfsteckers mit Kurzschlussbrücken versehen werden, bevor der Prüfstecker in den Prüfblock eingesteckt wird.
4. Nach der Prüfung muss *INBETRIEB.-TESTS* > ***Statischer Test*** auf `Ausgeschaltet` zurückgesetzt werden.

26.10.1.2 PRÜFUNG DER REICHWEITE VON ZONE 1

Das Element der Zone 1 wird auf „vorwärts gerichtet“ gesetzt.

1. Einen dynamischen Phase-A-Sternpunkt-Fehler leicht über der erwarteten Reichweite einspeisen. Die Dauer der Einspeisung muss über der tZ1-Zeitstufeneinstellung liegen, aber kleiner als tZ2 sein. Diese Einstellungen sind in der Spalte *DISTANZ* zu finden. Es darf keine Auslösung stattfinden, und die rote LED „Auslösung“ muss ERLOSCHEN bleiben.
2. Die Impedanz verringern und den simulierten Fehler erneut einspeisen.
3. Diesen Vorgang wiederholen, bis eine Auslösung stattfindet. Sobald dies geschieht, wird an der Anzeige **Warn./Störf. vorhanden** angezeigt und die LEDs „Warnung“ und „Auslösung“ leuchten AUF.
4. Um die Warnmeldung anzuzeigen, die Lesetaste gedrückt halten, bis die blinkende gelbe LED „Warnung“ beständig leuchtet.
5. An der Eingabeaufforderung „Löschen“ drücken, um die Warnungen zurückzusetzen, und dann die Taste C drücken. Dadurch wird die Fehleraufzeichnung von der Anzeige entfernt.
6. Die Impedanz aufzeichnen, bei der das Gerät auslöst. Die gemessene Impedanz muss innerhalb von +/– 10 % der erwarteten Reichweite liegen.
7. Die Warnungen lesen und zurücksetzen.

Moderne Einspeisungsprüfgeräte berechnen normalerweise die erwartete Fehlerschleifenimpedanz anhand der Geräteeinstellungen. Bei Prüfgeräten, die diese Fähigkeit nicht besitzen, die Reichweite von Phase zu Phase prüfen und das Ansprechen der Kontakte bestätigen. Die entsprechende Schleifenimpedanz ergibt sich aus der Vektorsumme:

Z1 + Z1 Rest = Z1 + (Z1.kZN Res Comp ∠kZN Winkel) Ω

26.10.1.3 PRÜFUNG DER REICHWEITE VON ZONE 2

Das Element der Zone 2 wird auf „vorwärts gerichtet“ gesetzt.

1. Einen dynamischen L2-L3-Fehler leicht über der erwarteten Reichweite einspeisen. Die Dauer der Einspeisung muss über der tZ2-Zeitstufeneinstellung liegen, aber kleiner als tZ3 sein. Diese Einstellungen sind in der Spalte *DISTANZ* zu finden. Es darf keine Auslösung stattfinden, und die rote LED „Auslösung“ muss ERLOSCHEN bleiben.
2. Die oben beschrieben Prüfung wiederholen, um die Zonenreichweite zu ermitteln.
3. Die Impedanz aufzeichnen, bei der das Gerät auslöst. Die gemessene Impedanz muss innerhalb von +/– 10 % der erwarteten Reichweite liegen.
4. Die Warnungen lesen und zurücksetzen.

Moderne Einspeisungsprüfgeräte berechnen normalerweise die erwartete Fehlerschleifenimpedanz anhand der Geräteeinstellungen. Bei Prüfgeräten, die diese Fähigkeit nicht besitzen, die Reichweite von Phase zu Phase prüfen und das Ansprechen der entsprechenden Kontakte bestätigen. Die entsprechende Schleifenimpedanz ergibt sich nun aus:

2 x Z2 Ω

26.10.1.4 PRÜFUNG DER REICHWEITE VON ZONE 3

1. Das Element der Zone 3 wird auf „vorwärts“, „rückwärts“ oder „offset“ gesetzt. Der eingespeiste Strom muss die richtige Richtung haben, um mit der Einstellung in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* übereinzustimmen.
2. Einen dynamischen L3-L1-Fehler leicht über der erwarteten Reichweite einspeisen. Die Dauer der Einspeisung muss über der tZ3-Zeitstufeneinstellung liegen (typischerweise tZ3 + 100 ms).
3. Die oben beschrieben Prüfung wiederholen, um die Zonenreichweite zu ermitteln.
4. Die Impedanz aufzeichnen, bei der das Gerät auslöst. Die gemessene Impedanz muss innerhalb von +/– 10 % der erwarteten Reichweite liegen.
5. Die Warnungen lesen und zurücksetzen.
6. Sicherstellen, dass der richtige Rückwärtsversatz (Z3’) angewendet wurde. Die Einstellung ist in den Feldern ***Z3r L-L Reichw.*** und ***Z3r L-E Reichw.*** zu finden.

26.10.1.5 PRÜFUNG DER REICHWEITE VON ZONE 4

Das Element der Zone 4 wird auf „rückwärts gerichtet“ gesetzt.

1. Einen dynamischen L2-E-Fehler leicht über der erwarteten Reichweite einspeisen. Die Dauer der Einspeisung muss über der tZ4-Zeitstufeneinstellung liegen (typischerweise tZ4 + 100 ms).
2. Die oben beschrieben Prüfung wiederholen, um die Zonenreichweite zu ermitteln.
3. Die Impedanz aufzeichnen, bei der das Gerät auslöst. Die gemessene Impedanz muss innerhalb von +/– 10 % der erwarteten Reichweite liegen.
4. Die Warnungen lesen und zurücksetzen.

26.10.1.6 PRÜFUNG DER REICHWEITE VON ZONE P

Das Element der Zone P kann auf „vorwärts“ oder „rückwärts gerichtet“ oder „offset“ gesetzt werden. Der eingespeiste Strom muss die richtige Richtung haben, um mit der Einstellung in der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* übereinzustimmen.

1. Einen dynamischen L3-E-Fehler leicht über der erwarteten Reichweite einspeisen. Die Dauer der Einspeisung muss über der tZP-Zeitstufeneinstellung liegen (typischerweise tZP + 100 ms).
2. Die oben beschrieben Prüfung wiederholen, um die Zonenreichweite zu ermitteln.
3. Die Impedanz aufzeichnen, bei der das Gerät auslöst. Die gemessene Impedanz muss innerhalb von +/– 10 % der erwarteten Reichweite liegen.
4. Die Warnungen lesen und zurücksetzen.

26.10.1.7 WIDERSTANDSREICHWEITE

Folgendes gilt nur für quadrilaterale Kennlinien.

Sicherstellen, dass die richtigen Einstellungen für Phasen- und Erdelement-Widerstandsreichweiten eingestellt sind. Die relevanten Einstellungen sind:

- R1Ph-Ph, R2Ph-Ph, R3Ph, R3Ph rückwärts, R4Ph und RP Ph für Phasenfehlerzonen.
- R1Gnd, R2Gnd, R3Gnd, R3Gnd rückwärts, R4Gnd und RP Gnd für Erdfehlerzonen.

Hinweis:
Zone 3 hat eine unabhängige Einstellung für die Vorwärtswiderstandsreichweite (rechte Linie der Widerstandsreichweite) und die Rückwärtswiderstandsreichweite (linke Linie der Widerstandsreichweite).

26.10.1.8 LASTAUSBLENDUNG

1. Sicherstellen, dass die richtigen Einstellungen für die Lastausblendung eingestellt sind. Die Einstellungen sind am Ende der Spalte *EINSTELL.DISTANZ* zu finden.
2. Sicherstellen, dass das Feld ***Ausbl. Winkel*** mindestens auf 10 Grad weniger als die Einstellung ***Leitungswinkel*** in der Spalte *LEITUNGSLÄNGE* eingestellt ist.

26.10.2 AUSLÖSUNG UND KONTAKTZUWEISUNG

Speisen Sie einen Fehler mit halber Z1-Reichweite ein, mit der Absicht, eine Distanzschutzauslösung zu verursachen.

26.10.2.1 PHASE L1

1. Wie oben beschrieben einen dynamischen Phase-L1-Sternpunkt-Fehler vorbereiten.
2. Eine Zeitstufe einrichten, die beim Einspeisen des Fehlerstroms gestartet und bei der Auslösung gestoppt wird.
3. Um richtige Ausgangskontaktzuordnung sicherzustellen, die Auslösekontakte verwenden, von denen erwartet wird, dass sie den Leistungsschalter/die Leistungsschalter auslösen (General Auslösung für dreipoliges Auslösen, Aus. L1 für einpoliges Auslösen).
4. Bei Anwendungen mit zwei Leistungsschaltern die Zeitstufe stoppen, sobald die LS1- und LS2-Auslösekontakte geschlossen sind. Bei Bedarf überwachen, indem die Kontakte in Reihe geschaltet werden, um die Zeitstufe zu stoppen.
5. Die Auslösezeit für Phase L1 notieren.
6. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

26.10.2.2 PHASE L2

1. Neukonfigurieren, um einen Fehler der Phase L2 zu prüfen.
2. Die Prüfung wiederholen. Diesmal sicherstellen, dass die Auslösekontakte des Leistungsschalters für Phase L1 einwandfrei schließen.
3. Die Auslösezeit für Phase L2 notieren.
4. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

26.10.2.3 PHASE L3

1. Neukonfigurieren, um einen Fehler der Phase L3 zu prüfen.
2. Die Prüfung wiederholen. Diesmal sicherstellen, dass die Auslösekontakte des Leistungsschalters für Phase L3 einwandfrei schließen.
3. Die Auslösezeit für Phase L3 notieren.
4. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

Die notierten Ansprechzeiten für die drei Phasen müssen im Durchschnitt unter 20 ms bei 50 Hz liegen, und unter 16,7 ms bei 60 Hz, wenn unverzögertes Ansprechen eingestellt ist.

Hinweis:
Wenn eine Zeitverzögerung (ungleich null) in der Menüspalte DISTANZ eingestellt ist, liegt die erwartete Ansprechzeit normalerweise innerhalb +/–5 % der eingestellten Verzögerung plus die Zeit für „unverzögertes“ Ansprechen.

26.10.2.4 ZEITVERZÖGERUNGSEINSTELLUNGEN

Sicherstellen, dass die richtigen Zeitverzögerungseinstellungen verwendet werden. Die relevanten Einstellungen in der Spalte *DIST. LOGIK* lauten wie folgt:

- tZ1 Ph Time Delay und tZ1 Gnd Time Delay
- tZ2 Ph Time Delay und tZ2 Gnd Time Delay
- tZ3 Ph Time Delay und tZ3 Gnd Time Delay
- tZP Ph Time Delay und tZP Gnd Time Delay
- tZ4 Ph Time Delay und tZ4 Gnd Time Delay
- tZQ Ph Time Delay und tZQ Gnd Time Delay
- tZR Ph Time Delay und tZR Gnd Time Delay
- tZS Ph Time Delay und tZS Gnd Time Delay

Hinweis:
Das Gerät erlaubt die Trennung der Zeitverzögerungseinstellungen für Fehlerelemente der Phase („Ph“) und Masse („Gnd“). BEIDE müssen geprüft werden, um sicherzustellen, dass sie richtig eingestellt sind.

26.10.3 PRÜFUNG DER SCHALTUNG

Es wird geprüft, wie das Gerät auf simulierte interne und externe Fehler reagiert, wobei die Reaktion von der ausgewählten Schaltung (Pilotschaltung) des unterstützten Kanals abhängig ist. Die Reaktion auf den Opto-Eingang „Reset Z1 Extension“ (Rücksetzung Erweiterung Z1) wird im Falle einer Erweiterungsschaltung für Zone 1 dargestellt.

Wir gehen von einer herkömmlichen Signalisierungsschaltung aus.

Wenn eine InterMiCOM^{64}-Schaltung für die Signalisierung verwendet wird, verwendet die Schaltungslogik möglicherweise keine Opto-Eingänge für die Implementierung der unterstützten Schaltung. In diesem Fall müssen die internen DDB-Signale gesetzt bzw. zurückgesetzt werden, damit die Schutzschaltung geprüft werden kann.

Den IM64-Prüfbetrieb und das IM64-Prüfmuster verwenden, um die relevanten Signale zu bestätigen oder zu überwachen.

Sicherstellen, dass die Zeitstufe des Einspeisungsprüfgeräts noch verbunden ist, damit die Zeit gemessen werden kann, die das Gerät zum Auslösen braucht. Eine Reihe von Fehlereinspeisungen wird durchgeführt, wobei ein Fehler in Zone 1, am Leitungsende oder in Zone 4 simuliert wird. Jetzt die Methode der Anwendung jedes Fehlers notieren, aber noch nicht den Fehler einspeisen:

- **Fehler in Zone 1**: Ein dynamischer Vorwärts-A-B-Fehler auf halber Strecke der Reichweite von Zone 1 wird simuliert.
- **Fehler am Leitungsende**: Ein dynamischer Vorwärts-A-B-Fehler am entfernten Ende der Leitung wird simuliert. Die simulierte Fehlerimpedanz sollte mit der Einstellung *LEITUNGSDATEN* > ***Leitungsimpedanz*** übereinstimmen.
- **Fehler in Zone 4**: Ein dynamischer Rückwärts-A-B-Fehler auf halber Strecke der Reichweite von Zone 4 wird simuliert.

Die folgende Tabelle zeigt die erwartete Reaktion auf verschiedene Prüfsituationen für eine herkömmliche Signalisierungsschaltung.

Simulierte Fehlerart	REAKTION DES SCHUTZGERÄTS					
	Vorwärtsfehler in Zone 1		Vorwärtsfehler am Leitungsende (innerhalb Z1X/Z2)		Rückwärtsfehler in Zone 4	
Signalempfang opto	EIN	AUS	EIN	AUS	EIN	AUS
Erweiterung der Zone 1	Auslösung	Auslösung	Keine Auslös.	Auslösung	Keine Auslös.	Keine Auslös.
Blockierschaltung	Auslösung, Kein Signal gesendet	Auslösung, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet	Auslösung, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Signal gesendet	Keine Auslös, Signal gesendet
Permissive Schaltung (PUR/PUTT)	Auslösung, Signal gesendet	Auslösung, Signal gesendet	Auslösung, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet
Permissive Schaltung (POR/POTT)	Auslösung, Signal gesendet	Auslösung, Signal gesendet	Auslösung, Signal gesendet	Keine Auslös, Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet

26.10.3.1 PRÜFUNG DER SCHALTUNGSAUSLÖSUNG FÜR ERWEITERUNG DER ZONE 1

1. Den Opto-Eingang ***Reset Z1EXT*** (Erweiterung der Zone 1 zurücksetzen) aktivieren. Zu diesem Zweck wird entweder mit dem Prüfgerät oder einer Stationsbatterie eine GS-Dauerspannung an den entsprechenden Opto-Eingang angelegt.
2. Einen Fehler am Leitungsende einspeisen. Die Dauer der Einspeisung ist auf 100 ms einzustellen. Es darf keine Auslösung stattfinden.
3. Den Opto-Eingang ***Reset Z1EXT*** deaktivieren.
4. Die Einspeisung wiederholen und die Ansprechzeit notieren. Diese muss im Durchschnitt normalerweise unter 20 ms bei 50 Hz liegen, und unter 16,7 ms bei 60 Hz, wenn unverzögertes Ansprechen eingestellt ist.
5. Die Wechselstromversorgung AUSschalten und die Warnungen zurücksetzen.

Hinweis:
Wenn eine Zeitverzögerung tZ1 Phase oder tZ1 Erde (ungleich null) in der Spalte DISTANZ eingestellt ist, liegt die erwartete Ansprechzeit normalerweise innerhalb +/–5 % der eingestellten Verzögerung plus „unverzögerte“ Verzögerung, die oben angegeben ist.

26.10.3.2 PRÜFUNGEN DER SCHALTUNGSAUSLÖSUNG FÜR SELEKTIVSCHUTZSCHALTUNGEN

Diese Prüfung wird sowohl bei Anwendungen durchgeführt, die eine Selektivschutzschaltung mit Unterreichweite und Freigabe aufweisen, als auch bei Anwendungen, die eine unterstützte Selektivschutzschaltung mit Überreichweite und Freigabe aufweisen.

1. Den Opto-Eingang ***Signal Receive*** aktivieren. Zu diesem Zweck wird mit dem Prüfgerät oder einer Stationsbatterie eine GS-Dauerspannung an den entsprechenden Opto-Eingang angelegt.
2. Einen Fehler am Leitungsende einspeisen und die Ansprechzeit notieren. Die gemessene Ansprechzeit muss im Durchschnitt normalerweise unter 20 ms bei 50 Hz liegen, und unter 16,7 ms bei 60 Hz, wenn unverzögertes Ansprechen eingestellt ist.
3. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.
4. Den Opto-Eingang ***Signal Receive*** deaktivieren (die zeitweilige Aktivierungsverbindung entfernen, um ihn auszuschalten).

Hinweis:
Wenn eine Zeitverzögerung der unterstützten Distanzschaltung (ungleich null) in der Menüspalte DISTANZ eingestellt ist, liegt die erwartete Ansprechzeit normalerweise innerhalb +/–5 % der tZ1-Einstellung plus die Zeit für „unverzögertes“ Ansprechen, welche oben angegeben ist.

26.10.3.3 PRÜFUNGEN DER SCHALTUNGSAUSLÖSUNG FÜR BLOCKIERSCHALTUNGEN

1. Den Opto-Eingang ***Signal Receive*** aktivieren. Zu diesem Zweck wird entweder mit dem Prüfgerät oder einer Stationsbatterie eine GS-Dauerspannung an den entsprechenden Opto-Eingang angelegt.
2. Einen Fehler am Leitungsende einspeisen. Die Dauer der Einspeisung ist auf 100 ms einzustellen. Es darf keine Auslösung stattfinden.
3. Den Opto-Eingang ***channel received*** deaktivieren.
4. Die Einspeisung wiederholen und die Ansprechzeit notieren.
5. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

Hinweis:
Bei Blockierschaltungen wird eine Zeitverzögerung der unterstützten Distanzschaltung (ungleich null) eingestellt, sodass die erwartete Ansprechzeit normalerweise innerhalb +/–5 % der eingestellten Verzögerung plus der Zeit für „unverzögertes“ Ansprechen liegt. Die Auslösezeit muss daher kleiner als 20 ms bei 50 Hz und kleiner als 16,7 ms bei 60 Hz plus 1,05 x Verzögerungseinstellung sein.

26.10.3.4 PRÜFUNG DER SIGNALSENDUNG FÜR SELEKTIVSCHUTZSCHALTUNGEN

Diese Prüfung wird sowohl bei Anwendungen durchgeführt, die eine Selektivschutzschaltung mit Unterreichweite und Freigabe aufweisen, als auch bei Anwendungen, die eine Selektivschutzschaltung mit Überreichweite und Freigabe aufweisen.

1. Das Prüfgerät wieder anschließen, sodass die Zeitstufe nicht mehr durch den Auslösekontakt gestoppt wird, sondern durch den Kontakt für die ***Signalsendung***. Dieser Kontakt wird normalerweise an den Pilot-/Signalkanal angeschlossen.
2. Einen Fehler der Zone 1 einspeisen und die Ansprechzeit des Kontakts für die ***Signalsendung*** notieren. Die gemessene Ansprechzeit muss im Durchschnitt normalerweise unter 20 ms bei 50 Hz liegen, und unter 16,7 ms bei 60-Hz-Anwendungen.
3. Die Wechselstromversorgung AUSschalten und die Warnungen zurücksetzen.

26.10.3.5 PRÜFUNG DER SIGNALSENDUNG FÜR BLOCKIERSCHALTUNGEN

1. Das Prüfgerät wieder anschließen, sodass die Zeitstufe nicht mehr durch den Auslösekontakt gestoppt wird, sondern durch den Signalsendungskontakt. Dieser Kontakt wird normalerweise an den Pilot-/Signalkanal angeschlossen.
2. Einen Fehler der Zone 4 einspeisen und die Ansprechzeit des Kontakts für die Signalsendung notieren. Die gemessene Ansprechzeit muss im Durchschnitt normalerweise unter 20 ms bei 50 Hz liegen, und unter 16,7 ms bei 60-Hz-Anwendungen.
3. Schalten Sie WS-Versorgung AUS und setzen Sie die Warnungen zurück.

26.10.3.6 ZEITSTUFENEINSTELLUNGEN DER SCHALTUNG

1. Sicherstellen, dass die richtigen Zeitverzögerungseinstellungen eingestellt sind. Die relevanten Einstellungen in der Spalte *SIGNALVERGLEICH* sind:
   a. ***tRück. Block*** (sofern anwendbar/sichtbar)
   b. ***Unblock.Übtrg.*** (sofern anwendbar/sichtbar)
   c. ***WI AUS Übtrg.*** (sofern anwendbar/sichtbar)
2. Nach Abschluss der Prüfungen sind alle Einstellungen wiederherzustellen, die für Prüfzwecke deaktiviert wurden.
3. ***Statischer Test*** auf `Ausgeschaltet` setzen.
4. Drähte oder Leitungen entfernen, die zeitweilig angebracht wurden, um den Kanalempfangs-Opto-Eingang zu aktivieren.

26.11 DELTA-RICHTUNGSVERGLEICH

26.11.1 PRÜFUNG AN EINEM ENDE

Wenn die unterstützte Schaltung mit Delta-Richtungsvergleich verwendet wird, die Auslösung prüfen.

1. In der Spalte *KONFIGURATION* alle Schutzelemente bis auf das Element, das geprüft wird, deaktivieren.
2. Notieren, welche Elemente nach der Prüfung wieder aktiviert werden müssen.

26.11.1.1 VORBEREITUNG

Eine dreiphasige digitale/elektronische Einspeisungsprüfung durchführen, um das Inbetriebnahmeverfahren zu vereinfachen.

Die Prüfausrüstung mithilfe des Prüfblocks/der Prüfblöcke an das Gerät anschließen, wobei keine sekundären StW-Wicklungen unterbrochen werden dürfen. Bei Verwendung von MMLG-Prüfblöcken sind an der stromführenden Seite des Prüfsteckers Kurzschlussbrücken anzubringen, bevor dieser in den Prüfblock eingesteckt wird.

26.11.1.2 EINENDIGE EINSPEISUNGSPRÜFUNG

Anhand dieser Einspeisungsprüfungen wird der ordnungsgemäße Betrieb eines einzelnen Schutzgeräts an einem Ende der Schaltung festgestellt. Das Gerät wird separat geprüft, wobei der zum Fernleitungsanschluss führende Kommunikationskanal getrennt sein muss.

Zunächst prüfen, ob das Gerät keine Kanalschaltungssignale an ein Fernleitungsende senden oder von einem Fernleitungsende empfangen kann.

Es wird geprüft, wie das Gerät auf Vorwärts- und Rückwärtsfehlereinspeisungen reagiert, wobei die Reaktion von der ausgewählten Schaltung (Pilotschaltung) des unterstützten Kanals abhängig ist. Die nachstehende Tabelle zeigt die erwartete Reaktion auf verschiedene Prüfsituationen bei einer herkömmlichen Signalisierungsschaltung.

Wir gehen von einer herkömmlichen Signalisierungsschaltung aus.

Wenn eine InterMiCOM ^{64}-Schaltung für die Signalisierung verwendet wird, verwendet die Schaltungslogik möglicherweise keine Opto-Eingänge für die Implementierung der unterstützten Schaltung. In diesem Fall müssen die internen DDB-Signale gesetzt bzw. zurückgesetzt werden, damit die Schutzschaltung geprüft werden kann.

Den IM64-Prüfbetrieb und das IM64-Prüfmuster verwenden, um die relevanten Signale zu bestätigen oder zu überwachen.

Richtung der Fehlerprüfeinspeisung	REAKTION DES SCHUTZGERÄTS			
	Vorwärtsfehler		Rückwärtsfehler	
Signalempfang opto	EIN	AUS	EIN	AUS
Blockierschaltung	Keine Auslös, Kein Signal gesendet	Auslösung, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Signal gesendet	Keine Auslös, Signal gesendet
Permissive Schaltung (POR/POTT)	Auslösung, Signal gesendet	Keine Auslös, Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet

26.11.1.3 VORBEREITUNG DER VORWÄRTSFEHLEREINSPEISUNG

Das Prüfgerät konfigurieren, um wie folgt eine dynamische Einspeisung durchzuführen:

1. Simulation von störungsfreien dreiphasigen Spannungen jeweils mit der Größe Un. Es sollte kein Laststrom simuliert werden. Die Dauer der Einspeisung sollte auf eine Sekunde eingestellt werden. Schritt 1 simuliert also eine störungsfreie unbelastete Leitung vor dem Einsetzen eines Fehlers.
2. Einen Vorwärtsfehler in Phase L1 simulieren. Die Spannung von Phase L1 muss simuliert werden, damit sie um das Dreifache der Einstellung ***Delta V Vorwärts*** abfällt,

_U1 = Un – 3 (***Delta V Vorwärts***)

Der Fehlerstrom von Phase L1 sollte dreimal so hoch wie die Einstellung „Delta I Vorwärts“ eingestellt werden und U1 um einen Phasenwinkel nacheilen, der dem Leitungswinkel entspricht,

_I1 = 3 (Delta I Vorwärts)∠-θ Linie

L2 und L3 müssen die störungsfreien Vorfehler-Spannungen beibehalten und dürfen keine Strom aufweisen. Die Dauer der Einspeisung sollte um 100 ms länger als die Zeiteinstellung ***SV 1 Delta Übtr.***, ***SV 2 Delta Übtr.*** eingestellt werden.

26.11.2 AUSLÖSUNG UND KONTAKTZUWEISUNG

Speisen Sie einen Vorwärtsfehler ein, mit der Absicht, eine Auslösung der Schaltung zu verursachen. Bei einer Selektivschutzschaltung muss der Opto-Eingang „Signal Receive“ aktiviert werden. Zu diesem Zweck wird entweder mit dem Prüfgerät oder einer Stationsbatterie eine GS-Dauerspannung an den entsprechenden Opto-Eingang angelegt.

Bei einer Blockierschaltung muss der Opto-Eingang deaktiviert bleiben.

26.11.2.1 PHASE L1

1. Wie oben beschrieben einen dynamischen Phase-L1-Sternpunkt-Fehler vorbereiten.
2. Eine Zeitstufe einrichten, die beim Einspeisen des Fehlerstroms gestartet und bei der Auslösung gestoppt wird.
3. Um richtige Ausgangskontaktzuordnung sicherzustellen, die Auslösekontakte verwenden, von denen erwartet wird, dass sie den Leistungsschalter/die Leistungsschalter auslösen (General Auslösung für dreipoliges Auslösen, Aus. L1 für einpoliges Auslösen).
4. Bei Anwendungen mit zwei Leistungsschaltern die Zeitstufe stoppen, sobald die LS1- und LS2-Auslösekontakte geschlossen sind. Bei Bedarf überwachen, indem die Kontakte in Reihe geschaltet werden, um die Zeitstufe zu stoppen.
5. Die Auslösezeit für Phase L1 notieren.
6. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

26.11.2.2 PHASE L2

1. Neukonfigurieren, um einen Fehler der Phase L2 zu prüfen.
2. Die Prüfung wiederholen. Diesmal sicherstellen, dass die Auslösekontakte des Leistungsschalters für Phase L1 einwandfrei schließen.
3. Die Auslösezeit für Phase L2 notieren.
4. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

26.11.2.3 PHASE L3

1. Neukonfigurieren, um einen Fehler der Phase L3 zu prüfen.
2. Die Prüfung wiederholen. Diesmal sicherstellen, dass die Auslösekontakte des Leistungsschalters für Phase L3 einwandfrei schließen.
3. Die Auslösezeit für Phase L3 notieren.
4. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

Die notierten Ansprechzeiten für die drei Phasen müssen im Durchschnitt unter 20 ms bei 50 Hz liegen, und unter 16,7 ms bei 60 Hz, wenn unverzögertes Ansprechen eingestellt ist.

Hinweis:
Wenn eine Zeitverzögerung (ungleich null) in der Menüspalte DISTANZ eingestellt ist, liegt die erwartete Ansprechzeit normalerweise innerhalb +/–5 % der eingestellten Verzögerung plus die Zeit für „unverzögertes“ Ansprechen.

26.11.3 PRÜFUNG DER DELTA-SCHUTZSCHALTUNG

26.11.3.1 PRÜFUNG DER SIGNALSENDUNG FÜR SELEKTIVSCHUTZSCHALTUNGEN

1. Das Prüfgerät wieder anschließen, sodass die Zeitstufe nicht mehr durch den Auslösekontakt gestoppt wird, sondern durch den Kontakt für die ***Signalsendung***. Dieser Kontakt wird normalerweise an den Pilot-/Signalkanal angeschlossen.
2. Die Vorwärtsfehlereinspeisung wiederholen und die Ansprechzeit des Kontakts für die ***Signalsendung*** notieren. Die gemessene Ansprechzeit muss im Durchschnitt normalerweise unter 20 ms bei 50 Hz liegen, und unter 16,7 ms bei 60-Hz-Anwendungen.
3. Die Wechselstromversorgung AUSschalten und die Warnungen zurücksetzen.

26.11.3.2 PRÜFUNG DER SIGNALSENDUNG FÜR BLOCKIERSCHALTUNGEN

Das Prüfgerät konfigurieren, um wie folgt eine dynamische Einspeisung durchzuführen:

1. Simulation von störungsfreien dreiphasigen Spannungen jeweils mit der Größe Un. Es sollte kein Laststrom simuliert werden. Die Dauer der Einspeisung sollte auf eine Sekunde eingestellt werden. Schritt 1 simuliert also eine störungsfreie unbelastete Leitung vor dem Einsetzen eines Fehlers.
2. Einen Rückwärtsfehler in Phase L1 simulieren. Die simulierte Spannung der Phase L1 muss um das Dreifache der Einstellung „Delta U Gegen“ abfallen; U1 = Un – 3 (Delta U Rückwärt)
3. Der Fehlerstrom in der Phase L1 muss auf das Dreifache der Einstellung „DI Rev “ und gegenphasig zu den Vorwärtseinspeisungen eingestellt werden; I3 = 3 (Delta I Rückwärt) ∠180°-θ Leitung
4. Wie oben beschrieben den dynamischen Rückwärtsfehler in Phase A vorbereiten. Sicherstellen, dass das Prüfgerät die Schritte 1 und 2 als kontinuierlichen Übergang simuliert.
5. Eine Zeitstufe einrichten, die beim Einspeisen des Fehlerstroms gestartet und beim Schließen des Signalsendungskontakts der Delta-Schaltung gestoppt wird.
6. Die Prüfung durchführen und die Antwortzeit des Signalsendungskontakts notieren. Die notierte Ansprechzeit muss im Durchschnitt normalerweise unter 20 ms bei 50 Hz liegen, und unter 16,7 ms bei 60-Hz-Anwendungen.
7. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

Achtung:
Nach Abschluss der Prüfungen sind alle Einstellungen wiederherzustellen, die für Prüfzwecke deaktiviert wurden.

Achtung:
Drähte oder Leitungen entfernen, die zeitweilig angebracht wurden, um den Kanalempfangs-Opto-Eingang zu aktivieren.

26.12 SCHALTUNGEN FÜR UNTERSTÜTZTEN GERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZ

26.12.1 ERDSTROM-PILOTSCHALTUNG

1. Nach möglichen Abhängigkeiten suchen und bei Bedarf Vorgänge simulieren.
2. In der Spalte *KONFIGURATION* alle Schutzelemente bis auf das Element, das geprüft wird, deaktivieren.
3. Notieren Sie, welche Elemente nach der Prüfung wieder aktiviert werden müssen.

Wir gehen von einer herkömmlichen Signalisierungsschaltung aus.

Wenn eine InterMiCOM^{64}-Schaltung für den Signalvergleich verwendet wird, verwendet die Logik möglicherweise keine Binäreingänge für die Implementierung der SV-Option. In diesem Fall müssen die internen Logiksignale (DDB-Signale) gesetzt bzw. zurückgesetzt werden, damit die Schutzschaltung geprüft werden kann.

Den IM64-Prüfmodus in Verbindung mit dem IM64-Prüfmuster verwenden, um die relevanten Signale zu bestätigen oder zu überwachen.

Anhand dieser Einspeisungsprüfungen wird festgestellt, ob ein einzelnes Gerät an einem Ende der Schaltung ordnungsgemäß funktioniert.

Hinweis:
Das Gerät muss separat geprüft werden, wobei der zum Fernleitungsanschluss führende Kommunikationskanal getrennt sein muss.

26.12.1.1 VORBEREITENDE MAßNAHMEN

1. In der programmierbaren Logik feststellen, welche Ausgangsrelais für das Ansprechen bei Auslösung des gerichteten Erdfehlerschutzes ausgewählt ist. Wenn die Auslöseausgänge phasengetrennt sind (d. h., jeder Phase ist ein anderes Ausgangsrelais zugeordnet), ist das Ausgangsrelais zu verwenden, dass für die Auslösung bei Fehlern der Phase L1 vorgesehen ist.
2. Das Ausgangsrelais ist so anzuschließen, dass mit seiner Betätigung die Prüfeinrichtung ausgelöst und der Zeitgeber gestoppt wird.
3. Der Stromausgang des Prüfgeräts mit dem Stromwandlereingang für Phase L1 verbinden.
4. Alle drei Phasenspannungen (U1, U2 und U3) verbinden.
5. Unter Verwendung der entsprechenden Prüfausrüstung sicherstellen, dass die Zeitstufe startet, wenn der Strom angelegt wird.

26.12.1.2 DURCHFÜHRUNG DER PRÜFUNG

1. Sicherstellen, dass der Zeitgeber zurückgesetzt ist, und den folgenden Prüfversuch vorbereiten.
2. Einen Vorwärtsfehler in Phase L1 simulieren. Die Spannung der Phase L1 muss so simuliert werden, dass sie um das Vierfache der Einstellung
   EK_SV UEp Param. fällt; Ua = Un – 4 (DEF Vpol)
3. Der eingestellte Fehlerstrom in Phase L1 muss zweimal so hoch wie die Einstellung „DEF Threshold“ sein und in Vorwärtsrichtung liegen. Für einen Vorwärtsfehler sollte der Strom Ia der Spannung Ua um die Einstellung „DEF Char Angle“ nacheilen; Ia = 2 (IN DEF Threshold $\angle\theta$ DEF)
4. Die Phasen L2 und L3 müssen weiterhin die störungsfreie, vor dem Fehler vorhandene Spannung aufweisen, die vor Auftreten des Fehlers vorhanden war, und dürfen keinen Strom aufweisen. Die Dauer der Einspeisung sollte über der Einstellung „DEF Delay“ liegen (normalerweise ***EK-SV 1 Übtr.*** und ***EK-SV 2 Übtr.***+ 100 ms).

Richtung der Fehlerprüfeinspeisung	REAKTION DES SCHUTZGERÄTS			
	Vorwärtsfehler		Rückwärtsfehler	
Signalempfang opto	EIN	AUS	EIN	AUS
Blockierschaltung	Keine Auslös, Kein Signal gesendet	Auslösung, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Signal gesendet	Keine Auslös, Signal gesendet
Permissive Schaltung (POR/POTT)	Auslösung, Signal gesendet	Keine Auslös, Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet	Keine Auslös, Kein Signal gesendet

26.12.1.3 PRÜFUNG DER VORWÄRTSFEHLER-AUSLÖSUNG

Wie beschrieben wird nun ein Vorwärtsfehler eingespeist, mit der Absicht, eine Auslösung der Schaltung zu verursachen.

Bei einer Selektivschutzschaltung muss der Opto-Eingang ***Signal Receive*** aktiviert werden. Zu diesem Zweck wird entweder mit dem Prüfgerät, einer Stationsbatterie oder der Feldspannung des Schutzgeräts eine GS-Dauerspannung an den entsprechenden Opto-Eingang angelegt. Der Inbetriebnahmetechniker entscheidet, welche Methode die beste ist.

Bei einer Blockierschaltung muss der Opto-Eingang deaktiviert bleiben (Zustand AUS).

1. Den Fehler einspeisen und die Auslösezeit (Phase L1) notieren.
2. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

Die Auslösezeit der unterstützten Erdfehlerschaltung (gerichteter Erdfehlerschutz) für Selektivschutzschaltungen mit Überreichweite und Freigabe (POR-Schaltungen) muss weniger als 40 ms betragen.

Bei Blockierschaltungen, bei denen eine ***DEF Dly***-Zeitverzögerung (ungleich null) eingestellt ist, liegt die erwartete Ansprechzeit normalerweise innerhalb +/–5 % der eingestellten Verzögerung plus die Zeit für „unverzögertes“ Ansprechen (40 ms), die oben angegeben ist.

Es ist nicht nötig, die Prüfung für die Phasen L2 und L3 zu wiederholen, da diese Auslösungszuweisungen bereits durch die Distanz/-Delta-Auslösungsprüfungen validiert wurden.

26.12.2 PRÜFUNG DER SCHALTUNG

26.12.2.1 PRÜFUNG DER SIGNALSENDUNG FÜR SELEKTIVSCHUTZSCHALTUNGEN

1. Das Prüfgerät wieder anschließen, sodass die Zeitstufe nicht mehr durch den Auslösekontakt gestoppt wird, sondern durch den Kontakt für die ***Signalsendung*** (der Kontakt, der normalerweise an den Pilot-/Signalkanal angeschlossen ist).
2. Die Vorwärtsfehlereinspeisung wiederholen und die Ansprechzeit des Kontakts für die ***Signalsendung*** notieren. Die gemessene Ansprechzeit muss normalerweise kleiner als 40 ms sein.
3. Die Wechselstromversorgung AUSschalten und die Warnungen zurücksetzen.

26.12.2.2 PRÜFUNG DER SIGNALSENDUNG FÜR BLOCKIERSCHALTUNGEN

1. Das Prüfgerät wieder anschließen, sodass die Zeitstufe nicht mehr durch den Auslösekontakt gestoppt wird, sondern durch den Signalsendungskontakt. Dieser Kontakt wird normalerweise an den Pilot-/Signalkanal angeschlossen.
2. Die Richtung des Stromflusses in Phase L1 umkehren, um einen Rückwärtsfehler zu simulieren.
3. Die Rückwärtsfehlereinspeisung durchführen und die Ansprechzeit des Signalsendungskontakts notieren. Die gemessene Ansprechzeit muss normalerweise kleiner als 40 ms sein.
4. Die Wechselstromversorgung Ausschalten und die Warnungen zurücksetzen.

Achtung:
Nach Abschluss der Prüfungen sind alle Einstellungen wiederherzustellen, die für Prüfzwecke deaktiviert wurden.

Achtung:
Drähte oder Leitungen entfernen, die zeitweilig angebracht wurden, um den Kanalempfangs-Opto-Eingang zu aktivieren.

26.13 AUßER-TRITT-SCHUTZ

Für diese Prüfung ist ein Einspeisungsgerät mit einer Zustandsfolgesteuerungsfunktion erforderlich, da dynamische Impedanzzustände geprüft werden. Nachstehend sind die vier Zustandsimpedanzen dargestellt, die während des Außer-Tritt-Inbetriebnahmeprozesses verwendet werden:

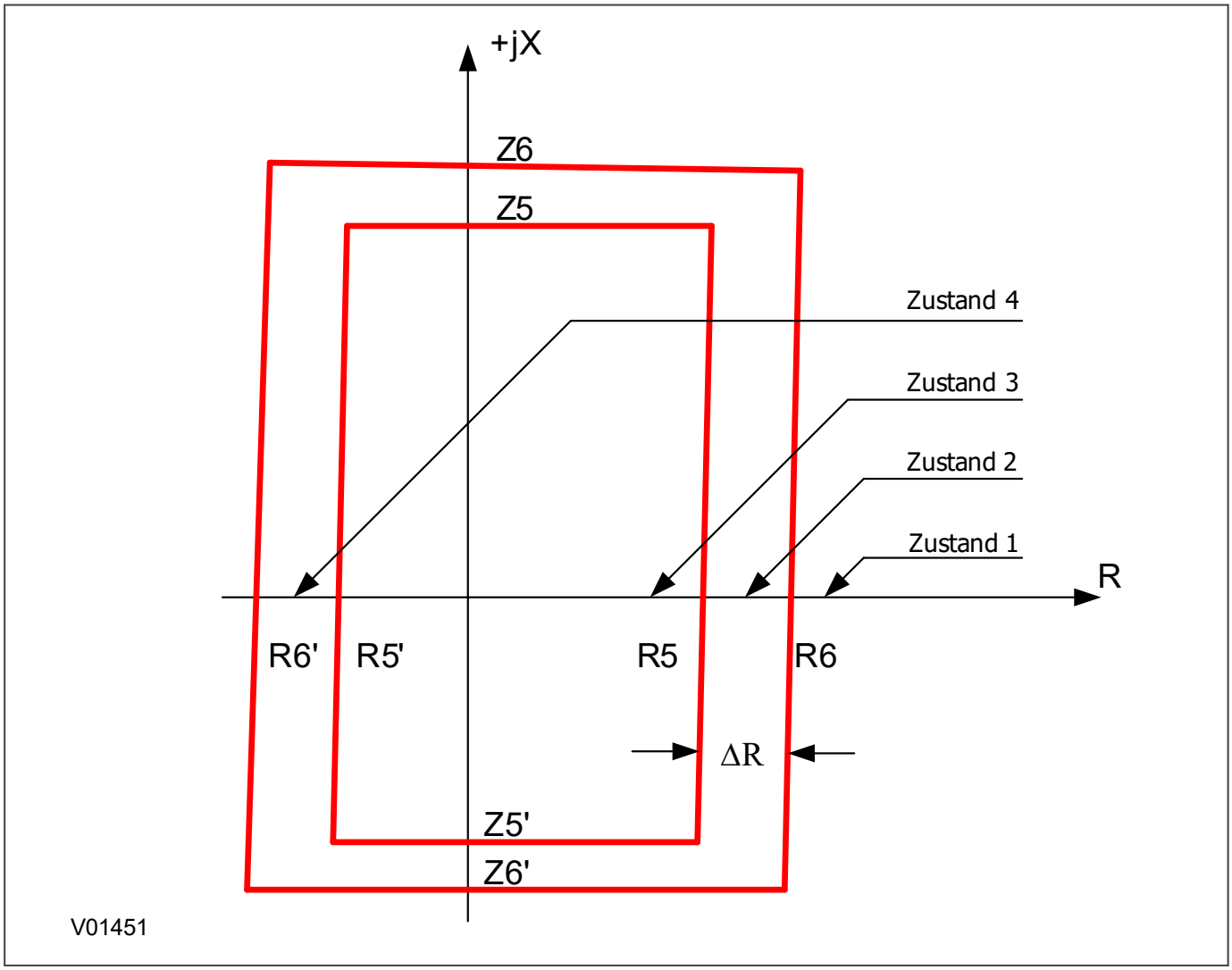


Abbildung 407: Zustandsimpedanzen

In Abhängigkeit von den Außer-Tritt-Einstellungen ist eine der folgenden Einstelloptionen zu verwenden.

- Außer-Tritt-Einstellung
- Vorausschauende Außer-Tritt-Einstellung
- Vorausschauende und Außer-Tritt-Einstellung

26.13.1 AUßER-TRITT-EINSTELLUNG

1. Löschen Sie alle Warnungen.
2. Setzen Sie den Außer-Tritt-Zeitgeber auf null.
3. Um den Zustand „Außer Tritt“ (OST) zu prüfen, ist eine Prüfsequenz mit 4 Zuständen erforderlich. Berechnen Sie wie unten gezeigt auf der Basis der fehlerfreien Spannungen (UL1 = UL2 = UL3 = 57,8 V) die Ströme zum Generieren der Impedanzen.

	Zustand 1	Zustand 2	Zustand 3	Zustand 4
Angelegter Strom (alle drei Phasen)	57.8/(1.1R6)	57.8/(R5+0.5(R6-R5))	57.8/(0.95R5)	57.8/(1.1R5')
Winkel	0°	0°	0°	180°
Dauer	500 ms	Länger als die eingestellte Zeit „Delta t“	100 ms	500 ms

Wenden Sie nun die Sequenz mit 4 Zuständen an, und prüfen Sie, ob alle drei Phasen ausgelöst haben und am lokalen LCD eine Außer-Tritt-Warnung angezeigt wird.

Hinweis:
Der in der obigen Tabelle angegebene Winkel ist der Winkel zwischen Spannungen und den entsprechenden Strömen. In Zustand 4 werden die Ströme um 180 von den entsprechenden Spannungen versetzt.

26.13.2 VORAUSSCHAUENDE AUßER-TRITT-EINSTELLUNG (PREDICTIVE OST)

1. Löschen Sie alle Warnungen.
2. Setzen Sie den Außer-Tritt-Zeitgeber auf null.
3. Um den Zustand „Außer Tritt“ (OST) zu prüfen, ist eine Prüfsequenz mit 3 Zuständen erforderlich. Berechnen Sie wie unten gezeigt auf der Basis der fehlerfreien Spannungen (UL1 = UL2 = UL3 = 57,8 V) die Ströme zum Generieren der Impedanzen.

	Zustand 1	Zustand 2	Zustand 3
Angelegter Strom (alle drei Phasen)	57.8/(1.1R6)	57.8/(R5+0.5(R6-R5))	57.8/(0.95R5)
Winkel	0°	0°	0°
Dauer	500 ms	Länger als 25 ms, aber kürzer als die eingestellte Zeit „Delta t“	500 ms

Wenden Sie nun die Sequenz mit 3 Zuständen an, und prüfen Sie, ob alle drei Phasen ausgelöst haben und am lokalen LCD eine Außer-Tritt-Warnung angezeigt wird.

26.13.3 VORAUSSCHAUENDE UND AUßER-TRITT-EINSTELLUNG

Wie unter „vorausschauende Außer-Tritt-Einstellung“ beschrieben

26.13.4 PRÜFUNG DER AUßER-TRITT-ZEITSTUFE

1. Die Prüfung wie unter „vorausschauende Außer-Tritt-Einstellung“ beschrieben wiederholen und sicherstellen, dass die Dreiphasenauslösung nach der eingestellten Verzögerung „tAusserTritt“ stattfindet.
2. Die Ansprechzeit auf dem Inbetriebnahmeberichtsblatt notieren.

26.14 PRÜFUNG DER SCHUTZFUNKTIONEN

Es ist nicht nötig, jede Schutzfunktion einzeln zu prüfen. Es muss nur eine Schutzfunktion geprüft werden, um sicherzustellen, dass die Zeitsteuerung des Prozessors richtig funktioniert.

26.14.1 ABHÄNGIGKEITSBEDINGUNGEN

Manche Schutzelemente können so eingestellt werden, dass sie Abhängigkeiten in Bezug auf die Verfügbarkeit des Schutzkommunikationskanals/der Schutzkommunikationskanäle und in Bezug auf den Status der Spannungswandlerüberwachungsfunktion (SpWÜ) haben.

Wenn Sie ein Distanzmodell prüfen, kann der Distanzschutz permanent aktiviert sein, oder er kann so eingestellt sein, dass er nur im Falle eines Ausfalls des Schutzkommunikationskanals/der Schutzkommunikationskanäle aktiviert wird.

Die Überstrom- und Erdfehlerelemente können permanent aktiviert oder so eingestellt sein, dass sie nur unter folgenden Bedingungen aktiviert werden:

- im Falle eines Ausfalls des Schutzkommunikationskanals/der Schutzkommunikationskanäle
- im Falle einer SpWü-Warnung
- entsprechend einer logischen Kombination beider Zustände.

Wenn diese Elemente mit einer Abhängigkeit im Zusammenhang mit den obigen Bedingungen aktiviert werden, muss der Zustand zum Prüfen des richtigen Ansprechens der Schutzfunktion simuliert werden.

Ein Kommunikationsausfall kann simuliert werden, indem die Zelle „Prüfschl. testen“ auf „Ausgeschaltet“ gesetzt und geprüft wird, ob das Schutzgerät eine Kommunikationsausfallwarnung ausgibt.

Am Ende der Prüfung die Kommunikationswarnungen löschen und die Statistik zurücksetzen.

Eine SpWÜ-Warnung kann ausgegeben werden, indem Dreiphasenspannung an die SpW-Eingänge angelegt wird und dann eine Phasenspannung über eine Dauer entfernt wird, die über der Einstellung „SpWÜ ZeitVerz.“ liegt.

Am Ende der Prüfung die SpWÜ-Warnung löschen.

26.14.2 ÜBERSTROMSCHUTZPRÜFUNG

Wenn die Überstromschutzfunktion verwendet wird, ist der Überstromschutz für Stufe 1 zu verwenden.

1. Nach möglichen Abhängigkeiten suchen und bei Bedarf Vorgänge simulieren.
2. In der Spalte *KONFIGURATION* alle Schutzelemente bis auf das Element, das geprüft wird, deaktivieren.
3. Notieren Sie, welche Elemente nach der Prüfung wieder aktiviert werden müssen.
4. Den Prüfkreis anschließen.
5. Die Prüfung durchführen.
6. Die Ansprechzeit prüfen.

26.14.3 ANSCHLIEßEN DES PRÜFKREISES

1. Verwenden Sie die programmierbare Logik, um festzustellen, welches Ausgangsrelais betätigt wird, wenn eine Überstromauslösung stattfindet.
2. Verwenden Sie das Ausgangsrelais, das ***Auslöseausgang A*** zugewiesen ist.
3. Verwenden Sie die programmierbare Logik, um die geprüfte Schutzstufe direkt einem Ausgangsrelais zuzuordnen.

Hinweis:
*Bei Verwendung der standardmäßigen programmierbaren Logik verwenden Sie das Ausgangsrelais 3, da dieses bereits dem DDB-Signal **Aus Komm. Ausg** zugeordnet ist.*

4. Das Ausgangsrelais ist so anzuschließen, dass mit seiner Betätigung die Prüfeinrichtung ausgelöst und der Zeitgeber gestoppt wird.
5. Der Stromausgang der Prüfeinrichtung ist mit dem Stromwandlereingang für Phase L1 zu verbinden.

   Wenn das Feld ***I>1 gerichtet*** in der Spalte *ÜBERSTROM* auf `Vorwärts ger.` gesetzt ist, muss der Strom aus Klemme 2 fließen. Wenn das Feld auf `Rückwärts ger.` gesetzt ist, muss der Strom in Klemme 2 fließen.

   Wenn das Feld ***I>1 gerichtet*** in der Spalte *ÜBERSTROM* auf `Vorwärts ger.` oder `Rückwärts ger.` gesetzt ist, muss die Nennspannung an den Klemmen 20 und 21 anliegen.
6. Sicherstellen, dass der Zeitgeber startet, wenn der Strom angelegt wird.

Hinweis:
Falls der Zeitgeber nicht stoppt, wenn der Prüfstrom angelegt wird und Stufe 1 für den gerichteten Betrieb eingestellt wurde, könnten die Anschlüsse für die Betriebsrichtung falsch eingestellt sein. Versuchen Sie es nochmals mit vertauschten Stromanschlüssen.

26.14.4 DURCHFÜHRUNG DER PRÜFUNG

1. Sicherstellen, dass der Zeitgeber zurückgesetzt ist.
2. Zunächst einen Strom anlegen, der zweimal so groß ist wie die Einstellung im Feld ***I>1 Strom Einst*** in der Spalte *ÜBERSTROM*.
3. Auf die angezeigte Zeit achten, wenn der Zeitgeber stoppt.
4. Die rote LED "Auslösung" muss aufleuchten.

26.14.5 PRÜFUNG DER ANSPRECHZEIT

Sicherstellen, dass die vom Zeitgeber aufgezeichnete Betriebszeit innerhalb des unten angegebenen Bereichs liegt.

Bei der Prüfung aller Kennlinien ist eine Toleranz für die Genauigkeit der verwendeten Prüfeinrichtungen zu berücksichtigen.

Kennlinientyp	**Ansprechzeit bei doppeltem Wert der Stromeinstellung und Zeitmultiplikator-/ Zeitwahleinstellung von 1,0**	
	Nennwert (Sekunden)	**Bereich (Sekunden)**
Konstantzeit	Einstellung „I>1 ZeitVerz.“	Einstellung ±2 %
IEC S Inverse	10.03	9.53 - 10.53
IEC V Inverse	13.50	12.83 - 14.18
IEC E Inverse	26.67	24.67 - 28.67
UK LT Inverse	120.00	114.00 - 126.00
IEEE M Inverse	3.8	3.61 - 4.0
IEEE V Inverse	7.03	6.68 - 7.38
IEEE E Inverse	9.50	9.02 - 9.97
US Inverse	2.16	2.05 - 2.27
US ST Inverse	12.12	11.51 - 12.73

Hinweis:
Mit Ausnahme der definitiven Zeitkennlinien sind die angegebenen Betriebszeiten für einen Zeitkennlinienfaktor (TMS) oder eine Zeitwahleinstellung (TDS) von 1 bestimmt. Für andere Werte von TMS oder TDS müssen die Werte entsprechend modifiziert werden.
Bei definitiven Zeitkennlinien und inversen Kennlinien findet eine zusätzliche Verzögerung von bis zu 0,02 bzw. 0,08 Sekunden statt. Möglicherweise muss diese Verzögerung zum akzeptablen Bereich der Betriebszeiten des Schutzgeräts hinzugefügt werden.

Achtung:
Nach Abschluss der Prüfungen müssen alle Einstellungen auf die Kundenspezifikationen zurückgesetzt werden.

26.15 SYSTEMPRÜFUNG UND SYNCHRONKONTROLLE

Diese Funktion vergleicht die Leitungsspannung mit der Sammelschienenspannung.

Zwei Spannungseingänge sind zu vergleichen:

- einer vom Spannungswandlereingang von der Leitungsseite des Leistungsschalters (Haupt-SpW)
- einer vom SpW an der Sammelschienenseite des Leistungsschalters (LS SpW)

In den meisten Fällen ist der SpW-Eingang dreiphasig, während die Sammelschienen-SpW einphasig sind.

Die Sammelschiene-SpW-Eingänge sind normalerweise einphasig, sodass die Netzspannungsprüfungen an einphasigen Leitungen durchgeführt werden, und der SpW kann entweder an Dreieck- oder Sternspannung angeschlossen werden.

Aus diesen Gründen muss das Schutzgerät mit der entsprechenden Verbindung programmiert werden. Die Einstellung ***SKA Eingang*** in der Spalte *STW&SPW-VERHÄLTN* kann je nach Anwendung auf L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3 oder L3-L1 gesetzt werden.

Die Einphasen-Sammelschienen-SpW-Eingänge haben zugehörige Einstellungen für die Phasenverschiebung und die Spannungsgrößenkompensation zur Kompensierung für den fehlerfreien Spannungswinkel und Größendifferenzen zwischen dem Synchronkontroll-SpW-Eingang und der ausgewählten Haupt-SpW-Bezugsphase. Diese sind:

- ***LS SpW Ph-Versch*** und ***LS SpW Betrag***

Alle Spannungsmessungen oder Vergleiche unter Verwendung von Sammelschiene-SpW-Eingängen werden mithilfe der kompensierten Werte durchgeführt.

Jeder gesteuerte Leistungsschalter kann entsprechend den Einstellungen zwei aktivierte Synchronkontrollstufen haben:

- ***SYSTEMPRÜFUNGEN***, ***SKA1-Status*** und ***SKA2-Status***

Sobald die Bedingungen der Netzspannungsprüfung erfüllt sind, werden die relevanten DDB-Signale wie folgt „hoch“ aktiviert:

- DDB (883): Synchronkontr1OK
- DDB (884): Synchronkontr2OK

Diese DDB-Signale sollten dem Überwachungs-/Download-Anschluss zugeordnet sein und verwendet werden, um anzuzeigen, dass die Bedingung für die Systemprüfung/Sicherheitskontrolle erfüllt wurde.

26.15.1 ERFÜLLUNG DER BEDINGUNGEN DER SYNCHRONKONTROLLE

1. Unter Beachtung der Synchronkontrolleinstellungen die entsprechenden SpW-Eingangsanschlüsse bestimmen und Spannungssignale einspeisen, welche die Kriterien der Netzspannungs-Synchronkontrolle erfüllen.
2. Sicherstellen, dass die DDB-Signale „hoch“ aktiviert sind.

26.15.2 AUSFALL DER SYNCHRONKONTROLLE

1. Die Spannungssignale ändern, sodass die Kriterien nicht erfüllt werden.
2. Prüfen, ob die entsprechenden DDB-Signale „niedrig“ gesteuert werden.

26.16 AUSLÖSUNG UND AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG PRÜFEN

Wenn die AWE-Funktion verwendet wird, kann die Leistungsschalterauslösung und der AWE-Zyklus automatisch mithilfe der anwendungsspezifischen Einstellungen geprüft werden.

Um das Auslösen und Schließen ohne Betätigung des Leistungsschalters prüfen zu können, müssen folgende Bedingungen erfüllt sein:

- Das DDB-Signal ***LS störungsfrei*** darf entweder nicht zugeordnet sein, oder muss „hoch“ aktiviert sein, wenn es zugeordnet ist.
- Die LS-Statuseingänge (52 A usw.) dürfen entweder nicht zugeordnet sein, oder müssen, wenn zugeordnet, aktiviert sein, um das Ansprechen des Leistungsschalters zu simulieren.
- Manche Modelle können für einpolige Auslösung konfiguriert sein. Wenn für einpolige Auslösung konfiguriert, entweder *STW&SPW-VERHÄLTN* > ***SpW in Betrieb*** auf `Nein` setzen, oder entsprechende Spannungssignale verwenden, um zu verhindern, dass die Pol-stromlos-Logik auf dreipolige Auslösung umstellt.

1. Zum Prüfen des ersten Dreiphasen-AWE-Zyklus *INBETRIEB.-TESTS* > ***AWE Testen*** auf `Aus 3p` setzen. Das Schutzgerät führt einen Auslöse-/AWE-Zyklus durch.
2. Diesen Vorgang wiederholen, um die nachfolgenden Dreiphasen-AWE-Zyklen zu prüfen.
3. Sicherstellen, dass alle Ausgangsrelais (die z. B. zum Auslösen und Schließen des Leistungsschalters oder zum Blockieren anderer Geräte verwendet werden) zu den richtigen Zeiten während des Auslöse-/AWE-Zyklus aktiv werden.

Die AWE-Zyklen einzeln auf Einphasenauslösebedingungen prüfen, indem die Einstellung *INBETRIEB.-TESTS* > ***AWE Testen*** auf `Aus L1`, `Aus L2` und `Aus L3` gesetzt wird.

26.17 PRÜFUNGEN AUF DURCHGEHENDE KOMMUNIKATION

Wenn das Schutzgerät in einer Schaltung mit InterMiCOM^{64}-Kommunikation verwendet wird, müssen Sie eine durchgehende Prüfung der Schutzkommunikationskanäle durchführen.

In diesem Abschnitt werden alle Prüfschleifen entfernt, und die zufriedenstellende Kommunikation zwischen den Leitungsenden der Schutzgeräte wird bestätigt.

Hinweis:
Durchgehende Kommunikation erfordert einen Telekommunikationskanal zwischen den Leitungsenden (eine Multiplexverbindung oder eine direkte Verbindung). Wenn der Telekommunikationskanal nicht verfügbar ist, ist es nicht möglich, durchgehende Kommunikation herzustellen. Wenn nicht anderweitig durch lokale Betriebsverfahren vorgeschrieben, den Anweisungen in diesem Abschnitt folgen, damit die Schaltung voll einsatzbereit ist, wenn die Telekommunikationskanäle verfügbar werden.

Hinweis:
Der Auslösekreis muss während der Durchführung dieser Prüfungen getrennt bleiben, um das zufällige Ansprechen des zugehörigen Leistungsschalters zu unterbinden.

26.17.1 ENTFERNEN LOKALER PRÜFSCHLEIFEN

Neben dem Entfernen der Prüfschleife wird in diesem Abschnitt geprüft, dass alle Leitungen und Glasfaserkabel wieder angeschlossen sind. Die anwendungsspezifischen Einstellungen gelten auch, wenn Signalumsetzer P591, P592 oder P593 installiert sind.

1. Die Warnungsaufzeichnungen prüfen, um sicherzustellen, dass keine Kommunikationsfehlerwarnungen ausgegeben wurden, als die Prüfung mittels Prüfschleife durchgeführt wurde. Wenn es notwendig war, die Kommunikation während der Prüfung der Nicht-Stromdifferentialelemente zu unterbrechen, vor dem Entfernen der Prüfschleifen einige Minuten das Kommunikationsverhalten beobachten.
2. Wenn Sie mit dem Kommunikationsverhalten in der Prüfschleife zufrieden sind, setzen Sie *INBETRIEB.-TESTS* > ***Test Modus*** und ***Prüfschl. testen*** auf `Ausgeschaltet`.

Hinweis:
Die meisten der erforderlichen Leistungswerte der optischen Signale wurden bereits gemessen und aufgezeichnet. Wenn für die gesamte Signalisierung P59x-Schnittstellengeräte verwendet werden, sind keine weiteren Messungen erforderlich. Wenn jedoch Kommunikation mit 56/64 kbit/s oder direkte C37.94-Faserkommunikation verwendet wird, sind weitere Messungen erforderlich.

26.17.1.1 WIEDERHERSTELLEN VON DIREKTEN FASERVERBINDUNGEN

Beim Wiederherstellen direkter Faserverbindungen die optische Leistung prüfen, die vom entfernten Schutzgerät/von den entfernten Schutzgeräten empfangen wird.

1. Die Glasfaserkabel der Prüfschleife entfernen und an beiden Enden jedes verwendeten Kanals die Glasfaserkabel wieder anschließen, damit die Schutzgeräte kommunizieren können.
2. Bei jedem installierten Kanal das Glasfaserkabel abnehmen, das eine Verbindung mit dem optischen Empfänger (RX) herstellt.
3. Mit einem optischen Leistungsmessgerät die Stärke des Signals messen, das vom entfernten Schutzgerät empfangen wird. Die Messungen müssen innerhalb von –25,4 dBm und –16,8 dBm bei 850-nm-Faserverbindungen und zwischen –37 dBm und –7 dBm bei 1300- nm-Faserverbindungen liegen.
4. Den empfangenen Leistungswert/die empfangenen Leistungswerte aufzeichnen.
5. Das/die Faserkabel wieder an den/die Schutzgeräte-Empfänger anschließen.

Warnung:
NIE direkt in den Übertragungsanschluss oder das Ende eines Glasfaserkabels schauen, da Ihre Augen dadurch schweren Schaden erleiden können.

26.17.1.2 WIEDERHERSTELLEN VON C37.94-FASERVERBINDUNGEN

Beim Wiederherstellen von C37.94-Faserverbindungen die optische Leistung prüfen, die sowohl vom Schutzgerät als auch vom C37.94-Multiplexer empfangen wird.

1. Die Glasfaserkabel der Prüfschleife und an beiden Enden jedes verwendeten Kanals entfernen.
2. Die Glasfaserkabel wieder anschließen, damit die Schutzgeräte und der mit C37.94 kompatible Multiplexer kommunizieren können.
3. Sicherstellen, dass der Wert, der vom Schutzgerät am C37.94-Multiplexer empfangen wird, sowie der Wert, der vom Schutzgerät vom C37.94-Multiplexer empfangen wird, zwischen –25,4 dBm (min) und –16,8 dBm (max) liegt.
4. Den empfangenen Leistungswert/die empfangenen Leistungswerte aufzeichnen.
5. Das/die Faserkabel wieder an den/die Schutzgeräte-Empfänger anschließen.

Warnung:
NIE direkt in den Übertragungsanschluss oder das Ende eines Glasfaserkabels schauen, da Ihre Augen dadurch schweren Schaden erleiden können.

26.17.1.3 KOMMUNIKATION MIT DEN P59X-SCHNITTSTELLENGERÄTEN

Wenn externe Verdrahtungen zur Erleichterung der Prüfungen unterbrochen wurden, müssen diese entsprechend dem relevanten Anschluss- oder Schaltplan wiederhergestellt werden.

Für das P591:

1. Sicherstellen, dass die gesamte Verkabelung den Vorgaben entspricht.
2. Sicherstellen, dass die LED „Störungsfrei“ leuchtet.
3. Wenn Sie das Protokoll C37.94 verwenden, stellen Sie sicher, dass ein P591 auf „Master“ und das andere P591 auf „Slave“ gesetzt ist.

Für das P592:

1. Den V.35 LOOPBACK-Schalter auf 0 stellen.
2. Die Schalter CLOCK SWITCH, DSR, CTS und DATA RATE (TAKTSCHALTER, DSR, STWÜ und DATENRATE) jedes Geräts in die Stellungen bringen, die für die jeweilige spezifische Anwendung erforderlich sind.
3. Sicherstellen, dass der Schalter OPTO LOOPBACK (OPTO-PRÜFSCHLEIFE) auf 0 steht.
4. Wenn nötig, die zusätzliche Frontabdeckung abnehmen.

Für das P593:

1. Den Schalter X.21 LOOPBACK (X.21 PRÜFSCHLEIFE) auf AUS stellen.
2. Sicherstellen, dass der Schalter OPTO LOOPBACK ebenfalls auf AUS gestellt ist.
3. Wenn nötig, die zusätzliche Frontabdeckung abnehmen.

26.17.2 ENTFERNEN ENTFERNTER PRÜFSCHLEIFEN

Prüfschleifen an entfernten Anschlüssen entfernen, die mit Kanal 1 und Kanal 2 verbunden sind, indem die Anweisungen für das Entfernen lokaler Prüfschleifen wiederholt werden.

26.17.3 KOMMUNIKATION ZWISCHEN SCHUTZGERÄTEN VERIFIZIEREN

Rückstellen der Warnmeldungen und prüfen, dass keine weiteren Kommunikationswarnungen auftreten.

1. Den Kanalstatus und Verzögerungszeiten in der Spalte *MESSUNGEN 4* für Kanal 1 (und Kanal 2, wenn installiert) kontrollieren.
2. Überprüfen, dass die ersten zwei Bits in „Kanal-Status“ (Rx und Tx) 1 anzeigen (11**********, wobei * den Status „beliebig“ anzeigt).
3. Löschen der Statistik und erneute Aufzeichnung der gültigen und der fehlerhaften Nachrichten nach einer Mindestzeit von einer Stunde.
4. Überprüfen, dass das Verhältnis von fehlerhaften/brauchbaren Nachrichten besser als 10:4 ist.
5. Aufzeichnung der Signallaufzeiten für Kanal 1 und für Kanal 2 (wenn installiert).

26.18 PRÜFUNGEN VON ENDE ZU ENDE

In diesem Abschnitt wird geprüft, ob der Signalkanal EIN/AUS-Signale übertragen kann, die in unterstützten Schaltungen zwischen den entfernten Leitungsenden verwendet werden.

Vor der Prüfung sicherstellen, dass der Kanal störungsfrei ist. Wenn beispielsweise eine TFH-Verbindung verwendet wird, kann die Prüfung unter Umständen erst dann durchgeführt werden, wenn der geschützte Stromkreis in Betrieb gesetzt ist.

26.18.1 SIGNALVERGLEICH1

Die unterstützte Schaltung 1 kann geprüft werden, indem die Ausgangskontakte betätigt werden, um die Übertragung eines Signals über einen unterstützten Kanal zu simulieren.

Bei diesen Prüfungen muss ein Techniker an jedem Ende der Leitung zugegen sein – am lokalen Ende, um unterstützte Signale zu senden, und am entfernten Ende, um zu beobachten, ob die Signale empfangen werden. Zur Verständigung zwischen den beiden Inbetriebnahmetechnikern ist eine Telefonleitung erforderlich.

1. Das Schutzgerät in den Prüfmodus schalten, indem *INBETRIEB.-TESTS* > ***Test Modus***auf `Blockierung` gesetzt wird.
2. Notieren, welcher Kontakt als ***Signal Send 1***-Ausgang zugewiesen ist.
3. Diesen Ausgangskontakt für die Prüfung auswählen und den Techniker am entfernten Ende informieren, dass der Kontakt jetzt geprüft wird.

26.18.1.1 VORBEREITUNG AM ENTFERNTEN ENDE

Am entfernten Ende muss der Techniker die Zuweisung der ***Monitorbits*** in der Spalte des Menüs *INBETRIEB.-TESTS* bestätigen, damit der unterstützte Kanal beim Eintreffen gesehen werden kann.

Nach unten blättern und sicherstellen, dass das Feld ***Monitorbit 1*** auf `DDB493` und das Feld ***Monitorbit 5*** auf `DDB507` gesetzt ist. Das Feld „Test Port Status“ setzt die Bits bzw. setzt die Bits zurück, die jetzt „Empfang unterstützte Schaltung 1“ (DDB493) und „Empfang unterstützte Schaltung 2“ (DDB507) darstellen, wobei das ganz rechts stehende Bit den unterstützten Kanal 1 darstellt. Von jetzt an muss der Techniker am entfernten Ende die Anzeige des Felds ***Test Port Status*** beobachten.

26.18.1.2 DURCHFÜHRUNG DER PRÜFUNG

1. Am lokalen Ende *INBETRIEB.-TESTS* > ***Kontakt-Prüfung*** auf `Prüf. Ausführen` setzen.
2. Das Ausgangsrelais zurücksetzen, indem *INBETRIEB.-TESTS* > ***Kontakt-Prüfung*** auf `Prüf. Beenden` gesetzt wird.
3. Zusammen mit dem Techniker am entfernten Ende sicherstellen, dass sich der Zustand des Signals „Unterstützter Kanal 1“ wie erwartet geändert hat. Die Zelle ***Test Port Status*** muss wie in der nachstehenden Tabelle gezeigt reagiert haben.

DDB-Nr.				507				493
Monitorbit	8	7	6	5	4	3	2	1
Kontaktprüfung AUS	X	X	X	X	X	X	X	0
Kontaktprüfung durchgeführt (EIN)	X	X	X	X	X	X	X	1
Prüfung AUS	X	X	X	X	X	X	X	0

X = Egal

Jetzt das Schutzgerät wieder in Betrieb setzen, indem *INBETRIEB.-TESTS* > ***Test Modus*** auf `Ausgeschaltet` gesetzt wird.

26.18.1.3 KANALPRÜFUNG IN ENTGEGENGESETZTE RICHTUNG

Die Prüfung der unterstützten Schaltung 1 wiederholen, aber diesmal, um zu prüfen, ob der Kanal richtig reagiert, wenn er vom entfernten Ende getastet wird. Der Inbetriebnahmetechniker am entfernten Ende führt die Kontaktprüfung durch, wobei die Überwachungsoption am lokalen Ende beobachtet wird.

26.18.2 SIGNALVERGLEICH2

1. Sofern anwendbar, die Prüfung für den unterstützten Kanal 2 wiederholen.

2. Das Gerät wieder in Betrieb setzen, indem *INBETRIEB.-TESTS* > ***Test Modus*** auf `Ausgeschaltet` gesetzt wird.

26.19 PRÜFUNGEN UNTER LAST

Warnung:
Prüfungen unter Last sind sehr gefährlich und dürfen nur von qualifiziertem und autorisiertem Personal durchgeführt werden.

Prüfungen unter Last können nur durchgeführt werden, wenn keine Einschränkungen bestehen, die das Einschalten der Anlage verhindern, und die anderen Geräte in der Gruppe bereits in Betrieb genommen wurden.

Alle Prüfleitungen und vorübergehend verwendete Kurzschlussbrücken sind zu entfernen, anschließend ist die gesamte zur Durchführung der Prüfungen entfernte externe Verdrahtung wieder anzuschließen.

Warnung:
Wenn eine externe Verdrahtung für die Inbetriebnahme getrennt wurde, ist sie in Übereinstimmung mit der relevanten externen Verbindung oder dem Schaltplan wieder anzuschließen.

26.19.1 BESTÄTIGUNG DER SPANNUNGSVERBINDUNGEN

1. Messen Sie mit einem Multimeter die Sekundärspannungswerte des Spannungswandlers, um sicherzustellen, dass sie richtig berechnet sind.
2. Prüfen Sie mithilfe eines Phasenfolgemessgerätes, ob die Phasenfolge des Netzes in Ordnung ist.
3. Vergleichen Sie die Werte der Sekundärphasenspannungen mit den gemessenen Spannungsgrößen, die in der Menüspalte *MESSUNGEN 1* zu finden sind.

Zelle in der Spalte „MESSUNGEN 1“	Entsprechendes SpW-Verhältnis in der Spalte „CT/VT RATIOS“
UL1-L2 BETRAG *UL2-L3 BETRAG* *UL3-L1 BETRAG* *UL1-N BETRAG* *UL2-N BETRAG* *UL3-N BETRAG*	Haupt-SpW Primär/Haupt-SpW Sekund
SKA ULS Betrag	SKA SpW Primär/SKA SpW Sekundär

Wenn die Zelle ***Werte Ort*** auf `Sekundär` gesetzt ist, müssen die angezeigten Werte der angelegten Sekundärspannung entsprechen. Die Werte sollten innerhalb eines Toleranzbereichs von einem Prozent der angelegten Sekundärspannung liegen. Es muss allerdings eine zusätzliche Toleranz für die Genauigkeit der verwendeten Prüf- und Messeinrichtungen vorgesehen werden.

Wenn die Zelle ***Werte Ort*** auf `Primär` gesetzt ist, müssen die angezeigten Werte der angelegten Sekundärspannung entsprechen, die sich aus Multiplikation mit dem entsprechenden Spannungswandlerverhältnis ergibt, das in der Spalte *STW&SPW-VERHÄLTN* angegeben ist. Die Werte müssen sich innerhalb einer Toleranz von einem Prozent der erwarteten Werte bewegen, sowie innerhalb einer zusätzlichen Toleranz für die Genauigkeit der verwendeten Prüfeinrichtungen.

26.19.2 BESTÄTIGUNG DER STROMVERBINDUNGEN

1. Messen Sie für jeden Eingang die sekundären Werte des Stromwandlers, indem Sie wie folgt vorgehen:
   a. Ablesen vom Bedienfeld des Geräts (vorausgesetzt, dass es zuvor anhand einer sekundären Einspeisungsprüfung verifiziert wurde)
   b. Verwendung eines Zangenmessgeräts
2. Vergewissern Sie sich, dass die Stromwandlerpolaritäten korrekt sind, indem Sie den Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung messen, entweder unter Verwendung eines bereits vor Ort installierten und zuverlässigen Phasenmessers oder durch Feststellung der Richtung des Stromflusses, indem Sie sich mit der Systemsteuerzentrale in Verbindung setzen.
3. Es ist zu kontrollieren, dass nur ein vernachlässigbarer Strom in den Nullpfad des Stromwandlers fließt.

Wenn das Feld ***Werte Ort*** auf `Sekundär` gesetzt ist, müssen die angezeigten Werte der angelegten Sekundärspannung entsprechen. Die Werte sollten innerhalb eines Toleranzbereichs von einem Prozent der angelegten Sekundärspannung liegen. Es muss allerdings eine zusätzliche Toleranz für die Genauigkeit der verwendeten Prüf- und Messeinrichtungen vorgesehen werden.

Wenn das Feld ***Werte Ort*** auf `Primär` gesetzt ist, müssen die angezeigten Werte der angelegten Sekundärspannung multipliziert mit dem entsprechenden Spannungswandler-Übersetzungsverhältnis entsprechen. Das Spannungswandler-Übersetzungsverhältnis ist in der Spalte *STW&SPW-VERHÄLTN* angegeben. Die Werte müssen sich innerhalb einer Toleranz von einem Prozent der erwarteten Werte bewegen, plus zusätzliche Toleranz für die Genauigkeit der verwendeten Prüfeinrichtungen.

26.19.3 RICHTUNGSPRÜFUNG UNTER LAST

Anhand dieser Prüfung wird sichergestellt, dass der gerichtete Überstrom und die Fehlerorterfassung richtig auf Fehler- und Lastzustände ansprechen (vorwärts/rückwärts). Um diese Prüfung durchzuführen, müssen Sie die tatsächliche Richtung des Stromflusses im System kennen. Wenn Sie die Richtung des Stromflusses nicht kennen, müssen Sie dies feststellen, indem Sie benachbarte Instrumente oder bereits eingesetzte Schutzfunktionen verwenden.

- Bei Laststrom, der in Vorwärtsrichtung fließt (Leistungsexport zur Fernleitungsseite), muss in der Zelle ***L1 Wirkleistung*** in der Spalte *MESSUNGEN 2* eine positive Wirkleistung angezeigt werden.
- Bei Laststrom, der in Rückwärtsrichtung fließt (Leistungsimport von der Fernleitungsseite), muss in der Zelle ***L1 Wirkleistung*** in der Spalte *MESSUNGEN 2* eine negative Wirkleistung angezeigt werden.

Hinweis:
*Diese Prüfung ist nur in den Messmodi 0 (Standard) und 2 durchführbar. Dies muss in der Spalte MESSKONFIGURAT. (**Meßmodus** = 0 oder 2) geprüft werden. Bei Verwendung des Messmodus 1 bzw. 3 ist das Vorzeichen der Wirkleistung entgegengesetzt zu den oben gezeigten Vorzeichen.*

Bei Ungewissheit ist der Phasenwinkel der Phasenströme in Bezug auf deren Phasenspannung zu kontrollieren.

26.20 ABSCHLIEßENDE PRÜFUNGEN

1. Alle Prüfkabel und vorübergehend verwendeten Kurzschlussleitungen entfernen.
2. Wenn eine externe Verdrahtung zur Durchführung der Verdrahtungsprüfungen getrennt wurde, sind sämtliche Verdrahtungen, Sicherungen und Verbindungen in Übereinstimmung mit der relevanten externen Verbindung oder dem Schaltplan wieder anzuschließen.
3. Die aktuellen Einstellungen sind sorgfältig mit den erforderlichen anwendungsspezifischen Einstellungen zu vergleichen, um sicherzustellen, dass sie richtig sind und nicht versehentlich während der Prüfungen verändert wurden.
4. Es ist sicherzustellen, dass alle erforderlichen Schutzelemente auf `Freigegeben` (in der Spalte *KONFIGURATION*) gesetzt wurden.
5. Sicherstellen, dass das Schutzgerät wieder in Betrieb genommen wurde, indem geprüft wird, ob das Feld ***Test Modus*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* auf `Ausgeschaltet` gesetzt ist.
6. Falls das Gerät sich in einer neuen Installation befindet oder der Leistungsschalter gerade gewartet wurde, sollten die Leistungsschalterwartungs- und Stromzähler null anzeigen. Diese Zähler können mithilfe des Felds ***Rücks.Alle Werte*** zurückgesetzt werden. Wenn die erforderliche Zugriffsebene nicht aktiv ist, verlangt das Gerät die Eingabe eines Passworts, bevor die Einstellung geändert werden kann.
7. Falls die Menüsprache geändert wurde, um eine genaue Prüfung zu ermöglichen, sollte die vom Kunden bevorzugte Sprache wieder eingestellt werden.
8. Wenn ein P991/MMLG-Prüfblock installiert wurde, ist der P992/MMLB-Prüfstecker abzuziehen und die Abdeckung wieder anzubringen, um den Schutz wieder zu aktivieren.
9. Sicherstellen, dass alle Ereignis-, Fehler- und Störungsaufzeichnungen, Warnungen, LEDs und Kommunikationsstatistiken zurückgesetzt wurden.

Hinweis:
Nach Beendigung dieses Vorgangs ist die Spracheinstellung wieder auf die bevorzugte Sprache des Kunden zurückzustellen.

26.21 INBETRIEBNAHME EINES P59X

Wenn Sie eine Schaltung einrichten, die ein P59x enthält, müssen Sie auch das P59x in Betrieb nehmen. Im Folgenden wird beschrieben, wie ein P59x in Betrieb genommen wird.

26.21.1 SICHTPRÜFUNG

Warnung:
Die Bemessungsangaben unter der oberen Zugangsklappe an der Vorderseite des Schutzgeräts prüfen.

Warnung:
Sicherstellen, dass es sich beim geprüften Schutzgerät um das richtige Gerät für die Leitung oder den Schaltkreis handelt.

Warnung:
Die Stromkreisbezeichnung und die Netzdaten notieren.

Warnung:
Die Bemessung des StW-Sekundärstroms überprüfen und den verwendeten StW-Abgriff notieren.

Das Schutzgerät sorgfältig untersuchen, um sicherzustellen, dass nach der Installation kein Schaden entstanden ist.

Sicherstellen, dass die Anschlüsse der Gehäuseerdung, die sich an der unteren linken Ecke an der Rückseite des Gerätegehäuses befinden, über einen geeigneten Leiter mit der lokalen Erdungsschiene verbunden sind.

26.21.2 ISOLATION

Die Prüfung des Isolationswiderstands während der Inbetriebnahme ist nur dann durchzuführen, wenn es ausdrücklich verlangt wird.

Alle Erdverbindungen lösen und die Isolation mithilfe eines elektronischen oder induktiven Isolationsprüfers mit einer Gleichspannung von maximal 500 V prüfen. Klemmen des gleichen Stromkreises sollten vorübergehend miteinander verbunden werden.

Der Isolationswiderstand muss größer als 100 MΩ bei 500 V sein.

Nach den Prüfungen des Isolationswiderstands müssen alle externen Verdrahtungen wieder richtig an das Schutzgerät angeschlossen werden.

Hinweis:
Die V.35- und X.21-Schaltungen von P592 bzw. P593 sind von allen anderen Schaltungen getrennt, aber elektrisch mit dem Außengehäuse verbunden. Daher müssen die Schaltungen nicht getrennt oder auf Stoßspannung am Gehäuse geprüft werden.

26.21.3 EXTERNE VERDRAHTUNG

Achtung:
Sicherstellen, dass die externe Verdrahtung für das betreffende Schutzgerät geeignet ist und den Schaltplänen entspricht. Sicherstellen, dass der Phasenabgleich/die Phasenrotation wie erwartet stattfindet.

26.21.4 P59X-HILFSVERSORGUNG

P591-Geräte werden von einer GS-Hilfsversorgung mit 19 bis 65 V (24- bis 48-V-Version) und 87,5 bis 300 V (110- bis 250-V-Version) versorgt.

P592- P593-Geräte werden von einer GS-Hilfsversorgung mit 19 bis 300 versorgt.

Die Hilfsspannung messen, ohne das Gerät zu erregen, und prüfen, ob sie innerhalb des Betriebsbereichs liegt.

Das Gerät verträgt eine Welligkeit von bis zu 12 Prozent der normalen GS-Hilfsversorgung. In keinem Fall darf der Spitzenwert der GS-Versorgung die angegebene maximale Betriebsgrenze überschreiten.

Warnung:
Das Gerät oder das Schnittstellengerät darf nicht mit dem Batterieladegerät gespeist werden, wenn keine Batterie angeschlossen ist, da daraus irreparabler Schaden am Versorgungsstromkreis resultieren kann.

26.21.5 P59X-LEDS

Beim Einschalten muss die grüne LED „SUPPLY HEALTHY“ (Versorgung störungsfrei) permanent leuchten, wodurch angezeigt wird, dass das Gerät störungsfrei funktioniert.

Nur P592

Die vier roten LEDs können geprüft werden, indem die DIL-Schalter an der Frontplatte entsprechend eingestellt werden. Den Schalter „Datenrate“ entsprechend der verfügbaren Bandbreite des Kommunikationskanals einstellen. Alle anderen Schalter auf „0“ stellen. Um die LEDs „DSR OFF“ (DSR AUS) und „CTS OFF“ (CTS AUS) zu beleuchten, den V.35-Steckverbinder von der Rückseite des P592 trennen und die Schalter „DSR“ und „CTS“ auf „0“ stellen. Die LEDs „OPTO LOOPBACK“ (OPTO-PRÜFSCHLEIFE) und „V.35 LOOPBACK“ (V.35-PRÜFSCHLEIFE) können beleuchtet werden, indem die zugehörigen Schalter auf „1“ gesetzt werden.

Sobald die LEDs eingerichtet sind, alle DIL-Schalter bis auf den Schalter „OPTO LOOPBACK“ auf „0“ stellen und den V.35-Steckverbinder wieder anschließen.

Nur P593

Den Schalter „X.21 LOOPBACK“ (X.21-Prüfschleife) auf „ON“ (Ein) stellen. Die grüne LED „CLOCK“ (Uhr) und die rote LED „X.21 LOOPBACK“ müssen leuchten. Den Schalter „X.21 LOOPBACK“ auf „OFF“ stellen.

Den Schalter „OPTO LOOPBACK“ auf „ON“ stellen. Die rote LED „OPTO LOOPBACK“ muss leuchten. Den Schalter „OPTO LOOPBACK“ nicht zurücksetzen, da er für die nächste Prüfung in dieser Stellung stehen muss.

26.21.6 STÄRKE DES EMPFANGENEN OPTISCHEN SIGNALS

1. Wenn ein optisches Kabel an den optischen Sender des P54x angeschlossen ist, trennen Sie das andere Ende des Kabels vom P59x-Empfänger (Rx), und messen Sie mit einem optischen Leistungsmessgerät die Stärke des empfangenen Signals. Der Wert sollte im Bereich von –16,8 bis –25,4 dBm liegen.
2. Notieren Sie den Messwert, und bringen Sie den Steckverbinder wieder am P59x-Empfänger an.

Warnung:
Schauen Sie NIEMALS direkt in den Senderanschluss oder das Ende einer Glasfaser, da dies Ihre Augen schwer schädigen kann.

26.21.7 LEISTUNG DES OPTISCHEN SENDERS

1. Mit einem geeigneten Glasfaserkabel den optischen Sender (Tx) an ein optisches Leistungsmessgerät anschließen.
2. Sicherstellen, dass die übertragene durchschnittliche Leistung innerhalb des Bereichs von –16,8 bis –22,8 dBm liegt.
3. Die Sendeleistung notieren.
4. Den P591-Sender mit dem entsprechenden optischen Glasfaserkabel an den optischen Empfänger des Schutzgeräts anschließen.
5. Zum Schutzgerät zurückkehren.

26.21.8 PRÜFUNG MITTELS PRÜFSCHLEIFE

P591

Es ist notwendig, das gesendete elektrische G.703-Signal, das an den Anschlüssen 3 und 4 des P591 vorhanden ist, mit dem empfangenen Signal, das an den Anschlüssen 7 und 8 vorhanden ist, in eine Schleife einzubeziehen.

Wenn zur Erleichterung dieses Vorgangs Prüfverbindungen in die Schaltung integriert wurden, sollten sie verwendet werden. Auch haben Sie die Möglichkeit, externe Verdrahtung von den Anschlüssen 3, 4, 7 und 8 zu entfernen, die sich an der Rückseite des P591 befinden. Die G.703-Signale jedes Geräts in eine Prüfschleife einbeziehen, indem mit einem Draht eine Verbindung zwischen den Anschlüssen 3 und 7 und mit einem weiteren Draht eine Verbindung zwischen den Anschlüssen 4 und 8 hergestellt wird.

P592

Wenn der Schalter „OPTO LOOPBACK“ auf „1“ steht, sind die optischen Empfangs- und Sendeanschlüsse verbunden. Dann kann die Glasfaserkommunikation zwischen dem Schutzgerät und dem P592 geprüft werden, aber nicht die interne Schaltung des P592 selbst.

P593

Den Schalter „OPTO LOOPBACK“ auf „OFF“ bzw. den Schalter „X.21 LOOPBACK“ auf „ON“ stellen. Wenn der Schalter „X.21 LOOPBACK“ in dieser Stellung steht, sind die Leitungen für das Empfangen und Senden von Daten der X.21-Kommunikationsschnittstelle miteinander verbunden. Dann ist die Glasfaserkommunikation zwischen dem Schutzgerät und dem P593 möglich, und die interne Schaltung des P593 selbst kann geprüft werden.

KAPITEL 27

WARTUNG UND FEHLERBEHEBUNG

27.1 KAPITELÜBERSICHT

Im Kapitel „Wartung und Fehlerbehebung“ sind Informationen zur Wartung und Fehlerbehebung von Produkten zu finden, die auf Px4x- und P40Agile-Plattformen basieren. Immer die in diesem Kapitel aufgeführten Warnhinweise beachten. Nichtbeachtung kann zu Verletzung oder Beschädigung von Geräten führen.

Achtung:
Vor der Durchführung von Arbeiten an einem Gerät sollte der Abschnitt „Sicherheit“ oder die Sicherheitsanleitung SFTY/4LM gelesen werden. Außerdem müssen die auf dem Leistungsschild des Geräts angegebenen Nennleistungen beachtet werden.

Das im Kapitel beschriebene Fehlerbehebungsverfahren erlaubt es, Fehlerzustände des Schutzgeräts zu erkennen und entsprechende Korrekturmaßnahmen zu ergreifen.

Wenn das Gerät einen Fehler produziert, kann normalerweise festgestellt werden, welches Modul ersetzt werden muss. Es ist nicht möglich, ein fehlerhaftes Modul vor Ort zu reparieren.

Wenn ein fehlerhaftes Gerät oder Modul an den Hersteller oder an einen zugelassenen Dienstleistungsbetrieb des Herstellers zurückgegeben wird, sollte eine Kopie des Rückgabeformulars für Reparatur- und Änderungsverfahren (RMA-Formular) beigelegt werden.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht 799

Wartung 800

Fehlerbehebung 808

27.2 WARTUNG

27.2.1 PRÜFUNGEN IM RAHMEN DER WARTUNG

In Anbetracht der kritischen Natur der Anwendung müssen GE Vernova-Produkte regelmäßig überprüft werden, damit sichergestellt wird, dass sie ordnungsgemäß funktionieren. GE Vernova-Produkte sind für eine Lebensdauer von mehr als 20 Jahren konzipiert.

Die Geräte haben eine Selbstüberwachungsfunktion und erfordern damit weniger Wartung als ihre Vorgängermodelle. Bei den meisten Störungen wird eine Warnmeldung ausgegeben, die darauf hinweist, dass eine Abhilfemaßnahme ergriffen werden sollte. Dennoch sollten regelmäßig Prüfungen durchgeführt werden, um sicherzustellen, dass die Geräte ordnungsgemäß funktionieren und die externe Verdrahtung intakt ist. Für die Festlegung der Intervalle zwischen den Wartungszeiträumen ist der Kunde verantwortlich. Wenn Ihr Unternehmen über eine Richtlinie zur vorbeugenden Wartung verfügt, sollten die empfohlenen Produktprüfungen in das reguläre Programm aufgenommen werden. Die Wartungszeiträume sind von einer Reihe von Faktoren abhängig, beispielsweise von:

- Der Betriebsumgebung
- Der Zugänglichkeit des Standorts
- Der Stärke der zur Verfügung stehenden Belegschaft
- Der Bedeutung der Installation im Stromversorgungssystem
- Den Konsequenzen eines Ausfalls

Manche Funktionsprüfungen, die von einem entfernten Standort aus durchgeführt werden können, sollen hauptsächlich sicherstellen, dass die Ströme und Spannungen genau vom Gerät gemessen und die Leistungsschalter-Wartungszähler geprüft werden. Aus diesem Grunde sind Wartungsprüfungen auch vor Ort in der Schaltstation durchzuführen.

Achtung:
Vor der Durchführung von Arbeiten an einem Gerät sollte der Abschnitt „Sicherheit“ oder die Sicherheitsanleitung SFTY/4LM gelesen werden. Außerdem müssen die auf dem Leistungsschild des Geräts angegebenen Nennleistungen beachtet werden.

27.2.1.1 WARNUNGEN

Zunächst die Warn-LED prüfen, um festzustellen, ob ein Warnzustand vorliegt. Sollte dies zutreffen, wiederholt die Taste zum Lesen drücken, um die Alarmmeldungen nacheinander anzuzeigen.

Nach der Behebung von Problemen die Warnungen löschen. Dadurch werden die relevanten LEDs freigegeben.

27.2.1.2 OPTO-EINGÄNGE

Die Opto-Eingänge prüfen, indem der im Kapitel „Inbetriebnahme“ beschriebene Inbetriebnahmetest wiederholt wird.

27.2.1.3 AUSGANGSRELAIS

Die Ausgangsrelais prüfen, indem der im Kapitel „Inbetriebnahme“ beschriebene Inbetriebnahmetest wiederholt wird.

27.2.1.4 MESSGENAUIGKEIT

Wenn das Stromsystem aktiviert wird, können die gemessenen Werte mit bekannten Systemwerten verglichen werden, um sicherzustellen, dass sie im erwarteten Bereich liegen. Liegen die Werte im erwarteten Bereich,

bedeutet das, dass die A/D-Umwandlung und die Berechnungen richtig durchgeführt wurden. Geeignete Prüfmethoden sind im Kapitel „Inbetriebnahme“ aufgeführt.

Außerdem können die gemessenen Werte mit bekannten Werten verglichen werden, die dem Gerät mithilfe des Prüfblocks (sofern vorhanden) oder direkt über die Anschlüsse des Geräts zugeführt werden. Geeignete Prüfmethoden sind im Kapitel „Inbetriebnahme“ aufgeführt. Anhand dieser Prüfungen wird die Kalibriergenauigkeit nachgewiesen.

27.2.2 AUSTAUSCH DES GERÄTS

Sollte sich bei einem in Betrieb gesetzten Gerät ein Fehler zeigen, ändert sich der Status der Überwachungskontakte in Abhängigkeit vom betreffenden Fehler, und es wird ein Warnzustand angezeigt. Im Falle eines Fehlers kann entweder das komplette Gerät oder nur die von der integrierten Diagnosesoftware ermittelte fehlerhafte Leiterplatte ersetzt werden.

Wenn möglich sollte das komplette Gerät ersetzt werden, da dadurch die Möglichkeit der Beschädigung durch elektrostatische Entladung verringert und auch das Risiko ausgeschlossen wird, das mit dem Einbau einer nicht kompatiblen Leiterplatte verbunden ist. Es kann allerdings schwierig sein, ein installiertes Gerät zu entfernen. Dann muss die fehlerhafte Leiterplatte vor Ort ausgetauscht werden. Das Gehäuse und die rückseitigen Klemmenblöcke erlauben die Herausnahme des kompletten Geräts ohne Trennung der Schaltungsverdrahtung.

Achtung:
Der Austausch von Leiterplatten erfordert eine saubere und trockene Umgebung und angemessen geschultes Personal.

Achtung:
Wird die Reparatur nicht von einem zugelassenen Dienstleistungsbetrieb durchgeführt, erlischt der Garantieanspruch.

Achtung:
Vor der Durchführung von Arbeiten an einem Gerät sollte der Abschnitt „Sicherheit“ der vorliegenden Anleitung oder die Sicherheitsanleitung SFTY/4LM gelesen werden. Außerdem müssen die auf dem Leistungsschild des Geräts angegebenen Nennleistungen beachtet werden. Damit wird sichergestellt, dass keine Schäden durch falsche Handhabung der elektronischen Bauteile verursacht werden.

Warnung:
Vor der Durchführung von Arbeiten an der Rückseite des Geräts alle Stromversorgungsquellen des Geräts abklemmen.

Hinweis:
Die Stromwandlereingänge haben integrierte Kurzschlussschalter, die aus Sicherheitsgründen schließen, wenn der Klemmenblock entfernt wird.

So tauschen Sie das komplette Gerät aus:

1. Vorsichtig und wenn zutreffend die nicht mit den Klemmenblöcken verbundene Kabel (z. B. IRIG-B, Glasfaserkabel, Erdkabel) von der Rückseite des Geräts abnehmen.
2. Die Schrauben des Klemmenblocks mithilfe eines Magnetschraubendrehers herausdrehen, damit keine Schrauben verloren gehen oder im Klemmenblock bleiben.
3. Die Klemmenblöcke von den internen Anschlüssen wegziehen, ohne dabei übermäßig Kraft auszuüben oder die Schaltungsverdrahtung zu beschädigen.

4. Die Klemmenblockschrauben herausdrehen, mit denen das Gerät an der Schalttafel und am Gestell befestigt ist. Dies sind die Schrauben mit den im Durchmesser größeren Köpfen. Sie sind zugänglich, wenn die Zugangsabdeckungen angebracht und geöffnet sind.
5. Das Gerät aus der Schalttafel und dem Gestell ziehen. Mit Vorsicht vorgehen. Das Gerät ist schwer, da sich in seinem Inneren Wandler befinden.
6. Um das Gerät wieder zu installieren, die oben aufgeführten Anweisungen in umgekehrter Reihenfolge durchführen. Sicherstellen, dass jeder Klemmenblock wieder an der richtigen Stelle ist und die Anschlüsse der Gehäuseerde, der IRIG-B-Leitung und des LWL-Kabels wieder angebracht sind. Die Klemmenblöcke sind von hinten gesehen auf der linken Seite mit „A“ gekennzeichnet.

Sobald das Gerät wieder installiert ist, sollte es wie im Kapitel „Inbetriebnahme“ beschrieben erneut in Betrieb genommen werden.

Achtung:
Wenn die obere und die untere Zugangsabdeckung entfernt wurden, sind weitere Schrauben mit im Durchmesser kleineren Köpfen zugänglich. Diese Schrauben dürfen NICHT entfernt werden, da sie die Frontplatte am Gerät halten.

Hinweis:
Es gibt vier verwendbare Klemmenblocktypen: RTD/CLIO-Klemmenblock, Klemmenblock für den oberen Leistungsbereich, Klemmenblock für den mittleren Leistungsbereich, MiDOS-Klemmenblock. Die Klemmenblöcke sind an der Rückwand mit Schlitz- oder Kreuzschlitzschrauben befestigt, was vom Klemmenblocktyp abhängig ist. Es sind nicht alle Klemmenblocktypen bei allen Geräten vorhanden.

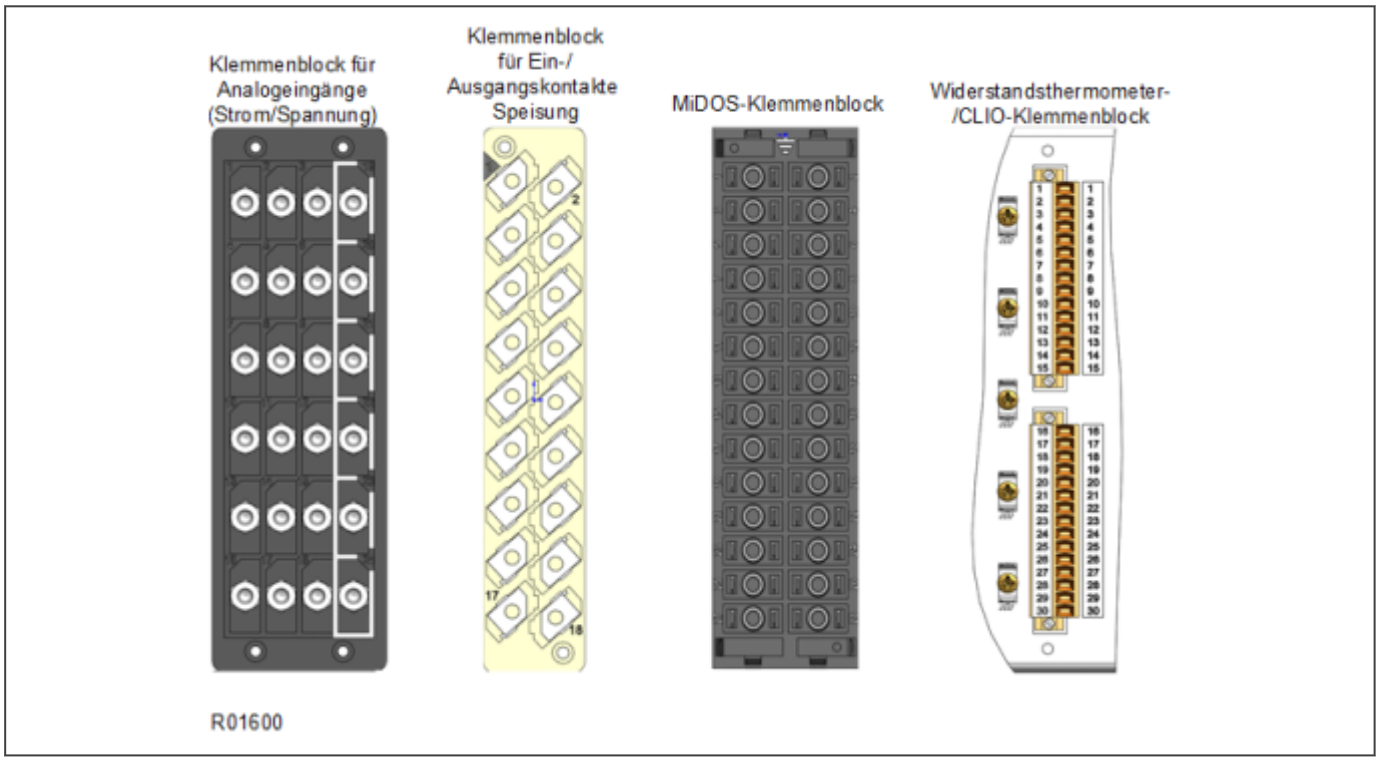


Abbildung 408: Verwendbare Klemmenblocktypen

27.2.3 REPARATUR DES GERÄTS

Sollte sich bei einem in Betrieb befindlichen Gerät ein Fehler zeigen, ändert sich der Status der Überwachungskontakte in Abhängigkeit vom betreffenden Fehler, und es wird ein Warnzustand angezeigt. Im Falle

eines Fehlers kann entweder das komplette Gerät oder nur die von der integrierten Diagnosesoftware ermittelte fehlerhafte Leiterplatte ersetzt werden.

Der Austausch von Leiterplatten und anderen internen Komponenten muss von einem zugelassenen Dienstleistungsbetrieb durchgeführt werden. Wird vor Beginn der Arbeiten keine Autorisierung von Serviceingenieuren eingeholt, kann dies dazu führen, dass die Produktgarantie erlischt.

Wir empfehlen, für die Durchführung von Reparaturen Automation Support-Teams zu beauftragen, die weltweit zur Verfügung stehen.

27.2.4 ENTFERNEN DES BEDIENFELDS

Warnung:
Bevor das Bedienfeld entfernt wird, um eine Leiterplatte auszutauschen, zunächst die Hilfsstromversorgung entfernen und fünf Sekunden warten, damit sich die internen Kondensatoren entladen können. Außerdem die Strom- und Spannungswandlerverbindungen und den Auslösekreis isolieren.

Achtung:
Vor dem Entfernen des Bedienfelds sollte der Abschnitt „Sicherheit“ der vorliegenden Anleitung oder die Sicherheitsanleitung SFTY/4LM gelesen werden. Außerdem müssen die auf dem Leistungsschild des Geräts angegebenen Nennleistungen beachtet werden.

So entfernen Sie das Bedienfeld:

1. Die obere und die untere Zugangsabdeckung öffnen. Die schwenkbaren Zugangsabdeckungen müssen um mehr als 90 Grad geöffnet werden, bevor sie entfernt werden können.
2. Sofern vorhanden, ist die zusätzliche transparente Frontabdeckung zu entfernen.
3. Von außen Druck auf die Mitte der Zugangsabdeckung ausüben, um diese durchzubiegen und den Scharnierstift zu lösen, damit die Zugangsabdeckung entfernt werden kann. Nun sind die Schrauben zugänglich, mit denen das Bedienfeld am Gehäuse befestigt ist.
4. Die Schrauben lösen und herausdrehen. Das 40TE-Gehäuse hat vier Kreuzschlitzschrauben, mit denen das Bedienfeld in Senklochbohrungen an jeder Ecke des Gehäuses befestigt ist. Die 60TE/80TE-Gehäuse haben zwei zusätzliche Schrauben, die sich jeweils in der Mitte am oberen und unteren Rand des Bedienfelds befinden.
5. Nach dem Herausdrehen der Schrauben das komplette Bedienfeld nach vorn ziehen, um es vom Metallgehäuse zu trennen. Das Bedienfeld ist durch ein 64-poliges Flachbandkabel mit dem übrigen Teil des Relais verbunden.
6. Das Flachbandkabel ist mit einem IDC-Anschluss am Bedienfeld befestigt. Außerdem ist eine Steckbuchse am Kabel und ein Stecker mit Verschlussriegeln am Bedienfeld angebracht. Die beiden Verschlussriegel vorsichtig nach außen drücken, wodurch die Buchse ein wenig vorgeschoben wird. Die Buchse vom Stecker abziehen, um das Bedienfeld zu trennen.

Achtung:
Nicht die Schrauben mit den im Durchmesser größeren Köpfen entfernen, die zugänglich sind, wenn die Zugangsabdeckungen angebracht und geöffnet sind. Mit diesen Schrauben ist das Gerät an seiner Halterung befestigt (Schaltschrank oder Gehäuse).

Achtung:
Die interne Schaltung ist nun freigelegt und nicht vor elektrostatischer Entladung und eindringendem Schmutz geschützt. Darum stets Vorsichtsmaßnahmen gegen elektrostatische Entladung ergreifen und auf Sauberkeit achten.

27.2.5 AUSTAUSCH VON LEITERPLATTEN

1. Zum Austauschen von Leiterplatten zunächst die Frontplatte entfernen.
2. Danach sind die Leiterplatten zugänglich. Die oben in der Gehäusedarstellung aufgeführten Zahlen verweisen auf den entsprechenden Steckplatz für jede Leiterplatte. Jede Leiterplatte ist mit einem Schild versehen, auf dem die entsprechende Steckplatznummer angegeben ist, um den korrekten Wiedereinbau nach einem Ausbau sicherzustellen. Außerdem dient ein Schild mit der Steckplatznummer an der Rückseite der Metallabschirmung der Frontplatte als Gedächtnisstütze.
3. Das 64-Wege-Flachbandkabel von der Leiterplatte abnehmen, die ausgetauscht werden muss.
4. Die Leiterplatte entsprechend den Anweisungen entfernen, die später noch in diesem Abschnitt aufgeführt werden.

Hinweis:
Eine schadhafte Leiterplatte stets durch eine Leiterplatte mit identischer Teilenummer austauschen, um für Kompatibilität zu sorgen.

27.2.5.1 AUSTAUSCH DER HAUPTPLATINE

Die Hauptplatine ist in der Frontplatte eingebaut. Im nichtflüchtigen Speicher dieser Platine sind anwendungsspezifische Einstellungen gespeichert. Bei Bedarf können Sie eine Sicherungskopie dieser Einstellungen machen. Dadurch sparen Sie Zeit bei der Wiederinbetriebnahme.

So tauschen Sie die Hauptplatine aus:

1. Frontplatte entfernen.
2. Die Frontplatte in eine Position bringen, bei der die Benutzerschnittstelle nach unten zeigt. Dann die sechs Schrauben der Metallabschirmung herausdrehen (siehe Abbildung unten). Die Metallplatte entfernen.
3. Entfernen Sie die Schrauben, welche die Hauptprozessorkarte in Position halten.
4. Vorsichtig das Flachbandkabel abnehmen, da es durch übermäßiges Verdrehen leicht beschädigt werden kann.
5. Die Hauptplatine austauschen.
6. Die Frontplatte in umgekehrter Reihenfolge wieder anbauen. Sicherstellen, dass das Flachbandkabel wieder an der Hauptplatine angeschlossen ist und dass alle acht Schrauben wieder eingedreht sind.
7. Frontplatte wieder anbringen.
8. Die Zugangsabdeckungen wieder anbringen und schließen, dann die Scharnier-T-Stücke andrücken, damit sie in der Frontplatte einrasten.
9. Nach dem Zusammenbau des Geräts die übliche Inbetriebnahme durchführen (siehe Kapitel „Inbetriebnahme“).

Hinweis:
Nach dem Austausch der Hauptplatine müssen alle für die Anwendung erforderlichen Einstellungen erneut eingegeben werden. Dies kann entweder manuell oder durch Herunterladen einer Einstellungsdatei geschehen.

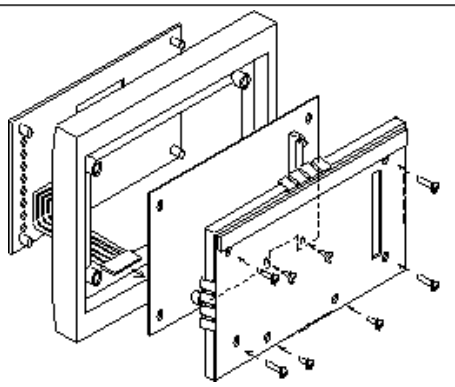


Abbildung 409: Zusammenbau der Frontplatte

27.2.5.2 AUSTAUSCH VON KOMMUNIKATIONSKARTEN

Die meisten Produkte haben mindestens eine Kommunikationskarte. Je nach Anwendung gibt es verschiedene Karten mit diversen Funktionen. Manche Produkte haben sogar zwei verschiedenartige Karten.

So tauschen Sie eine fehlerhafte Kommunikationskarte aus:

1. Frontplatte abnehmen.
2. Alle Verbindungen an der Rückseite trennen.
3. Die Karte ist im Relaisgehäuse mit zwei Schrauben (eine oben und die andere unten) gesichert. Diese Schrauben vorsichtig herausdrehen, da sie nicht unverlierbar sind.
4. Die Kommunikationskarte vorsichtig nach vorn aus dem Gehäuse herausziehen.
5. Vor dem Einsetzen der Austauschkarte prüfen, ob die Nummer auf dem runden Schild vorne auf der Karte mit der Nummer des Steckplatzes übereinstimmt, in den die Austauschkarte eingesetzt werden soll. Sollte die Steckplatznummer fehlen oder falsch sein, ist die richtige Steckplatznummer auf das Schild zu schreiben.
6. Die Austauschkarte vorsichtig in den richtigen Steckplatz einstecken. Sicherstellen, dass sie bis ganz nach hinten eingeschoben ist und die Sicherungsschrauben angebracht sind.
7. Alle Verbindungen an der Rückseite wieder anbringen.
8. Die Frontplatte wieder anbringen.
9. Die Zugangsabdeckungen wieder anbringen und schließen, dann die Scharnier-T-Stücke andrücken, damit sie in der Frontplatte einrasten.
10. Nach dem Zusammenbau des Geräts die Inbetriebnahme durchführen (siehe Kapitel „Inbetriebnahme“).

27.2.5.3 AUSTAUSCH DES EINGANGSMODULS

Das Eingangsmodul befindet sich in einem Metallgehäuse und besteht je nach Geräteversion aus zwei oder drei zusammengebauten Platinen. Eine Platine enthält die Wandler und eine die Elektronik für die A/D-Umwandlung und die Verarbeitung. Manche Geräte besitzen einen zusätzlichen Hilfswandler, der sich auf einer dritten Platine befindet.

So tauschen Sie ein Eingangsmodul aus:

1. Frontplatte abnehmen.
2. Das Modul ist im Gehäuse durch zwei Schrauben auf der rechten Seite gesichert, die von vorn aus zugänglich sind (siehe unten). Diese Schrauben vorsichtig herausdrehen, da sie nicht unverlierbar sind.
3. Auf der rechten Seite des Moduls befindet sich eine kleine Metallnase zum Herausschieben eines Griffs. (Bei manchen Modulen befindet sich auch eine Nase auf der linken Seite). Am Griff bzw. an den Griffen ziehen, um das Modul nach vorn heraus und weg von den hinteren Klemmenblöcken zu ziehen. Aufgrund der Reibung zwischen den Kontakten der Klemmenblöcke ist dafür ein bestimmtes Maß an Kraft nötig.

4. Das Modul aus dem Gehäuse herausnehmen. Das Modul kann schwer sein, da es die Eingangsspannungs- und Eingangsstromwandler enthält.
5. Das Austauschmodul einstecken und ganz nach hinten an die hinteren Klemmenblöcke schieben. Um zu prüfen, ob das Modul vollständig eingesetzt ist, sicherstellen, dass der V-förmige Ausschnitt in der Bodenplatte des Gehäuses vollständig sichtbar ist.
6. Die Sicherungsschrauben wieder eindrehen.
7. Die Frontplatte wieder anbringen.
8. Die Zugangsabdeckungen wieder anbringen und schließen, dann die Scharnier-T-Stücke andrücken, damit sie in der Frontplatte einrasten.
9. Nach dem Zusammenbau des Geräts die Inbetriebnahme durchführen (siehe Kapitel „Inbetriebnahme“).

Achtung:
Bei nicht montierten Schutzgeräten muss das Gehäuse beim Herausziehen des Moduls festgehalten werden. Das Eingangsmodul mit Vorsicht herausziehen, da es plötzlich locker wird, sobald der Reibungswiderstand der Klemmenblöcke überwunden ist.

Hinweis:
Wenn einzelne Platinen zusammen mit dem Eingangsmodul ausgetauscht werden, ist eine Neukalibrierung erforderlich. Wir empfehlen den Austausch des kompletten Moduls, damit keine Neukalibrierung vor Ort durchgeführt werden muss.

27.2.5.4 AUSTAUSCH DER STROMVERSORGUNGSKARTE

Achtung:
Vor dem Entfernen des Bedienfelds sollte der Abschnitt „Sicherheit“ der vorliegenden Anleitung oder die Sicherheitsanleitung SFTY/4LM gelesen werden. Außerdem müssen die auf dem Leistungsschild des Geräts angegebenen Nennleistungen beachtet werden.

Die Stromversorgungskarte ist mit steckbaren Nylonstützen an einer Ausgangsrelaiskarte befestigt. Diese Doppelkarte ist von vorn gesehen ganz außen links gesichert.

1. Das Bedienfeld abnehmen.
2. Das Stromversorgungsmodul nach vorn weg von den hinteren Klemmenblöcken und aus dem Gehäuse herausziehen. Aufgrund der Reibung zwischen den Kontakten der Klemmenblöcke ist dafür ein bestimmtes Maß an Kraft nötig.
3. Die Karten vorsichtig auseinanderziehen, um sie zu trennen. Die Stromversorgungskarte ist die Karte mit zwei großen Elektrolytkondensatoren.
4. Vor dem Wiedereinbau des Moduls prüfen, ob die Nummer auf dem runden Schild vorn auf der Leiterplatte mit der Nummer des Steckplatzes übereinstimmt, in den das Modul eingesetzt werden soll. Sollte die Steckplatznummer fehlen oder falsch sein, ist die richtige Steckplatznummer auf das Schild zu schreiben.
5. Das Modul zusammen mit einer Austauschleiterplatte wieder einbauen. Die Verbindungen in der Karte fest zusammendrücken. Die vier steckbaren Nylonstützen sicher in den Löchern der jeweiligen Leiterplatte befestigen.
6. Das Stromversorgungsmodul wieder in das Gehäuse einsetzen, d. h. ganz nach hinten an die hinteren Klemmenblöcke schieben.
7. Das Bedienfeld wieder anbringen.
8. Die Zugangsabdeckungen wieder anbringen und schließen, dann die Scharnier-T-Stücke andrücken, damit sie im Bedienfeld einrasten.
9. Nach dem Zusammenbau des Geräts die Inbetriebnahme durchführen (siehe Kapitel „Inbetriebnahme“).

27.2.5.5 AUSTAUSCH DER E/A-PLATINEN

Es gibt verschiedene E/A-Platinen, die je nach Produkt und Anwendung eingesetzt werden können. Manche Platinen haben Opto-Eingänge, manche haben Relaisausgänge und manche haben beides.

1. Frontplatte entfernen.
2. Die Platine vorsichtig nach vorn aus dem Gehäuse herausziehen.
3. Beim Austausch der E/A-Platine sicherstellen, dass die Einstellung der Verbindung über dem IDC-Anschluss an der Austauschplatine dieselbe ist wie die der Platine, die ausgetauscht wird.
4. Vor dem Einsetzen der Austauschplatine prüfen, ob die Nummer auf dem runden Schild vorn auf der Platine mit der Nummer des Steckplatzes übereinstimmt, in den die Platine eingesetzt werden soll. Sollte die Steckplatznummer fehlen oder falsch sein, ist die richtige Steckplatznummer auf das Schild zu schreiben.
5. Die Austauschplatine vorsichtig in den entsprechenden Steckplatz einstecken und ganz nach hinten an die hinteren Klemmenblöcke schieben.
6. Frontplatte wieder anbringen.
7. Die Zugangsabdeckungen wieder anbringen und schließen, dann die Scharnier-T-Stücke andrücken, damit sie in der Frontplatte einrasten.
8. Nach dem Zusammenbau des Geräts die Inbetriebnahme durchführen (siehe Kapitel „Inbetriebnahme“).

27.2.6 NEUKALIBRIERUNG

Beim Austausch einer Leiterplatte ist eine Neukalibrierung nur dann nötig, wenn es sich bei einer der Platinen um das Eingangsmodul handelt. Wenn eine der Platinen im Eingangsmodul ausgetauscht wird, muss das Gerät neu kalibriert werden.

Wenn eine Platine im Eingangsmodul ausgetauscht wird, ist eine Neukalibrierung nötig. Dies ist nicht nötig, wenn das Eingangsmodul komplett ausgetauscht wird.

Für eine Neukalibrierung vor Ort sind allerdings spezielle Prüfgeräte und Software erforderlich. Es wird daher empfohlen, diese Arbeit vom Hersteller oder einem zugelassenen Dienstleistungsbetrieb ausführen zu lassen.

27.2.7 SUPERKONDENSATOR ENTLADEN

Der Superkondensator bleibt bei stromlosem Schutzgerät zwei Wochen geladen. Wenn das Schutzgerät nach dieser Zeit bestromt wird, kann eine ***„SuperCap-Warnung“*** angezeigt werden, wenn die Spannung des Superkondensators unter eine vordefinierte Schwelle gefallen ist. Die ***SuperCap-Warnung*** verschwindet etwa 30 Minuten nach Bestromung des Schutzgeräts, wonach im Superkondensator ausreichend Ladung für die Inganghaltung der Echtzeituhr (RTC) vorhanden ist.

Hinweis:
Die Echtzeituhr wird zurückgesetzt, wenn der Superkondensator vollständig entladen ist.

27.2.8 REINIGUNG DES GERÄTES

Warnung:
Vor der Reinigung des Geräts sicherstellen, dass sämtliche Wechsel- und Gleichstromversorgungen sowie Wandleranschlüsse getrennt sind, um jedes Risiko eines Stromschlags bei der Durchführung von Reinigungsarbeiten auszuschließen.

Zum Reinigen des Geräts darf nur ein fusselfreies Tuch verwendet werden, das mit sauberem Wasser getränkt ist. Keine Reinigungsmittel, Lösungsmittel oder Scheuermittel verwenden, da diese die Oberflächen des Produkts beschädigen und leitfähige Rückstände hinterlassen.

27.3 FEHLERBEHEBUNG

27.3.1 SELBSTDIAGNOSESOFTWARE

Das Gerät verfügt über mehrere Selbstdiagnosefunktionen zur Überwachung seiner Hardware und Software während des Betriebs. Wenn ein Problem mit der Hardware oder Software vorliegt, ist das Schutzgerät normalerweise in der Lage, das Problem zu erkennen und zu melden. In solch einem Fall versucht das Gerät, das Problem zu beheben, indem es einen Neustart durchführt. Während dies geschieht, ist das Gerät für kurze Zeit außer Betrieb, die LED „Störungsfrei“ an der Vorderseite des Geräts ist ERLOSCHEN und der Überwachungskontakt an der Rückseite ist GESCHLOSSEN. Kann das Problem nicht durch den Neustart behoben werden, setzt sich das Gerät selbst dauerhaft außer Betrieb. Wenn dies geschieht, bleibt die LED „Störungsfrei“ ERLOSCHEN und der Überwachungskontakt bleibt GESCHLOSSEN.

Wenn die Selbstüberwachungsfunktionen ein Problem erkennen, versucht das Gerät, eine Wartungsaufzeichnung zu speichern, damit der Benutzer über die Art des Problems informiert werden kann.

Die Selbstüberwachung wird in zwei Stufen durchgeführt: Zunächst wird während des Systemstarts eine gründliche Diagnose durchgeführt. Anschließend folgt eine kontinuierliche Selbstprüfung, bei der kritische Funktionen während des Betriebs geprüft werden.

27.3.2 FEHLER BEIM EINSCHALTEN

Wird das Schutzgerät nicht eingeschaltet, wie folgt vorgehen, um festzustellen, ob der Fehler mit der externen Verdrahtung, der Vorsicherung (Automat), dem Stromversorgungsmodul des Schutzgeräts oder dem Bedienfeld des Schutzgeräts zu tun hat.

Testen	Prüfung	Aktion
1	Die Hilfsspannung an den Anschlüssen 1 und 2 messen. Den Spannungspegel und die Polarität mit den Angaben auf dem Leistungsschild an der Vorderseite vergleichen. Klemme 1 ist der Minuspol, 2 ist der Pluspol.	Wenn die Hilfsspannung in Ordnung ist, mit Prüfung 2 fortfahren. Anderenfalls die Verdrahtung und die Sicherungen in der Hilfsstromversorgung prüfen.
2	Während des Einschaltvorgangs kontrollieren, ob die LEDs und die LCD-Hintergrundbeleuchtung eingeschaltet werden. Auch die Überwachungskontakte (Schließerkontakte) prüfen, um festzustellen, ob sie schließen.	Wenn die LEDs und die LCD-Hintergrundbeleuchtung eingeschaltet werden oder der Kontakt schließt und kein Fehlercode angezeigt wird, ist der Fehler wahrscheinlich an der Hauptkarte im Bedienfeld zu finden. Wenn die LEDs und die LCD-Hintergrundbeleuchtung nicht eingeschaltet werden und der Kontakt nicht schließt, mit Prüfung 3 fortfahren.
3	Den Ausgang (Nennspannung 48 VDC) prüfen.	Wenn keine Feldspannung vorhanden ist, ist der Fehler wahrscheinlich im Stromversorgungsmodul des Schutzgeräts zu finden.

27.3.3 FEHLERMELDUNG ODER FEHLERCODE BEIM EINSCHALTEN

Während des Einschaltens führt das Schutzgerät einen Selbsttest durch. Wenn das Schutzgerät einen Fehler erkennt, wird an der LCD-Anzeige eine Meldung angezeigt und der Einschaltvorgang gestoppt. Wenn der Fehler während der Ausführung die Anwendungssoftware des Schutzgeräts auftritt, wird eine Wartungsaufzeichnung erstellt und das Gerät neu gestartet.

Testen	Prüfung	Aktion
1	Wird während des Hochfahrens permanent eine Fehlermeldung oder ein Fehlercode angezeigt?	Wenn das Schutzgerät gesperrt und permanent ein Fehlercode angezeigt wird, mit Prüfung 2 fortfahren. Wenn das Schutzgerät eine Eingabe vom Benutzer verlangt, mit Prüfung 4 fortfahren. Wenn das Schutzgerät automatisch neu gestartet wird, mit Prüfung 5 fortfahren.
2	Den angezeigten Fehler aufzeichnen und dann die Hilfsstromversorgung des Schutzgeräts ab- und wieder zuschalten.	Notieren, ob derselbe Fehlercode angezeigt wird, wenn das Schutzgerät neu gestartet wird. Wird kein Fehlercode angezeigt, den örtlichen Dienstleistungsbetrieb benachrichtigen und den Fehlercode und die Gerätedaten angeben. Wenn derselbe Fehlercode angezeigt wird, mit Prüfung 3 fortfahren.
3	Fehlermeldungen Die folgenden Fehlermeldungen werden (in Englisch) angezeigt, wenn ein grundlegendes Problem erkannt wurde, das das Hochfahren des Systems verhindert: Bus Fail – address lines (Sammelschienenfehler – Adresszeilen) SRAM Fail – data lines (SRAM-Fehler – Datenleitungen) FLASH Fail – Formatfehler FLASH Fail – Prüfsumme Code Verify Fail (Codeüberprüfungsfehler) Die folgenden hexadezimalen Fehlercodes beziehen sich auf Fehler, die in bestimmten Schutzgerätemodulen festgestellt wurden:	Diese Meldung zeigt an, dass ein Problem an der Hauptkarte im Bedienfeld des Schutzgeräts festgestellt wurde.
3.1	0c140005/0c0d0000	Eingangsmodul (einschließlich Opto-Eingänge)
3.2	0c140006/0c0e0000	Ausgangskarten des Schutzgeräts
3.3	Die letzten vier Stellen geben Auskunft über den tatsächlichen Fehler.	Andere Fehlercodes beziehen sich auf Hardware- oder Softwareprobleme an der Hauptkarte. GE Vernova kontaktieren und Einzelheiten zum Problem angeben, damit eine vollständige Analyse durchgeführt werden kann.
4	Das Schutzgerät zeigt eine Meldung aufgrund fehlerhafter Einstellungen an und verlangt die Rücksetzung der betroffenen Einstellungen auf die Standardwerte.	Während der Einschaltprüfungen wurden fehlerhafte Einstellungen des Schutzgeräts entdeckt. Die Standardeinstellungen wiederherstellen, damit der Einschaltvorgang abgeschlossen werden kann. Dann erneut die anwendungsspezifischen Einstellungen anwenden.
5	Das Schutzgerät wird zurückgesetzt, wenn der Einschaltvorgang abgeschlossen ist. Ein aufgezeichneter Fehlercode wird angezeigt.	Fehler 0x0E080000: Fehler in der programmierbaren Schaltungslogik infolge Überschreitung der Ausführungszeit. Wenn das Schutzgerät erfolgreich eingeschaltet wurde, die programmierbare Logik auf Rückkopplungspfade prüfen. Andere Fehlercodes beziehen sich auf Softwarefehler an der Hauptprozessorkarte.

27.3.4 DIE LED „AUßER BETRIEB“ LEUCHTET BEIM EINSCHALTEN

Testen	Prüfung	Aktion
1	Mithilfe des Menüs des Schutzgeräts sicherstellen, dass die Einstellung „Commission Test“ oder „Test Modus“ aktiviert ist. Wenn die Einstellung nicht aktiviert, mit Prüfung 2 fortfahren.	Wenn die Einstellung aktiviert ist, den Prüfbetrieb deaktivieren und sicherstellen, dass die LED „Außer Betrieb“ aus ist.

Testen	Prüfung	Aktion	
2	Die Spalte *AUFZ. ANZEIGEN* wählen und dann über das Menü die letzte Wartungsaufzeichnung anzeigen.	Die Wartungsaufzeichnung „HW-Überpr. Fehlg“ überprüfen. Dies weist auf eine Unstimmigkeit zwischen der Modellnummer des Schutzgeräts und der Hardware hin. Die Zelle ***Wartung / Daten*** überprüfen. Es zeigt die Ursachen des Fehlers mithilfe von Bitfeldern an: Bedeutung der Bits	
		0	Die Zelle „Anwendungstyp“ in der Modellnummer stimmt nicht mit der Softwarekennung überein.
		1	Die Zelle „Anwendung“ in der Modellnummer stimmt nicht mit der Softwarekennung überein.
		2	Die Zelle „Variante 1“ in der Modellnummer stimmt nicht mit der Softwarekennung überein.
		3	Die Zelle „Variante 2“ in der Modellnummer stimmt nicht mit der Softwarekennung überein.
		4	Die Zelle „Protokoll“ in der Modellnummer stimmt nicht mit der Softwarekennung überein.
		5	Die Zelle „Sprache“ in der Modellnummer stimmt nicht mit der Softwarekennung überein.
		6	Die Zelle „Spannungswandlertyp“ in der Modellnummer ist falsch (Spannungswandler für 110 V angebracht).
		7	Die Zelle „Spannungswandlertyp“ in der Modellnummer ist falsch (Spannungswandler für 440 V angebracht).
		8	Die Zelle „Spannungswandlertyp“ in der Modellnummer ist falsch (keine Spannungswandler).

27.3.5 FEHLERCODE WÄHREND DES BETRIEBS

Das Schutzgerät führt laufend Selbsttests durch. Wenn das Schutzgerät einen Fehler erkennt, zeigt es eine Fehlermeldung an, protokolliert eine Wartungsaufzeichnung und setzt sich nach kurzer Zeit selbst zurück. Ein permanentes Problem (das beispielsweise auf einen Hardwarefehler zurückzuführen ist) wird normalerweise während des Einschaltvorgangs erkannt. In diesem Fall zeigt das Schutzgerät einen Fehlercode an und stoppt. Bei einem vorübergehenden Problem führt das Schutzgerät einen Neustart aus und setzt den Betrieb fort. Durch Untersuchung der protokollierten Wartungsaufzeichnung kann die Art des erkannten Fehlers bestimmt werden.

27.3.6 FEHLERHAFTER BETRIEB WÄHREND DES PRÜFENS

27.3.6.1 AUSFALL DER AUSGANGSKONTAKTE

Ein offensichtlicher Fehler der Ausgangskontakte des Schutzgeräts kann durch die Konfiguration verursacht werden. Folgende Prüfungen ausführen, um die Fehlerursache zu ermitteln. Die Selbsttests zeigen, dass die Spulen der Ausgangsrelaiskontakte aktiviert wurden. Ein Fehler wird angezeigt, wenn ein Fehler an der Ausgangsrelaiskarte vorliegt.

Testen	Prüfung	Aktion
1	Leuchtet die LED „Außer Betrieb“?	Wenn diese LED leuchtet, kann sich das Schutzgerät im Prüfbetrieb befinden, oder der Schutz wurde aufgrund eines Hardwareprüffehlers deaktiviert.
2	Den Kontaktstatus im Menüabschnitt „Commissioning“ prüfen.	Wenn die relevanten Bits für den Kontaktstatus aktiviert sind, mit Prüfung 4 fortfahren, anderenfalls mit Prüfung 3.

Testen	Prüfung	Aktion
3	Die Fehleraufzeichnung untersuchen oder den Prüfanschluss verwenden, um sicherzustellen, dass das Schutzelement ordnungsgemäß funktioniert.	Wenn das Schutzelement nicht anspricht, prüfen, ob die Prüfung fehlerfrei angewendet wird. Wenn das Schutzelement anspricht, die programmierbare Logik überprüfen, um sicherzustellen, dass das Schutzelement den Kontakten fehlerfrei zugeordnet ist.
4	Mithilfe der Inbetriebnahme- oder Prüfbetriebsfunktion ein Prüfmuster ausführen, um die relevanten Ausgangskontakte des Schutzgeräts zu prüfen. Den entsprechenden externe Anschlussplan heranziehen und einen Durchgangsprüfer verwenden, um an der Rückseite des Schutzgeräts zu prüfen, ob die Ausgangskontakte des Schutzgeräts funktionieren.	Wenn das Ausgangsrelais funktioniert, liegt das Problem bei der externen Verdrahtung des Relais. Wenn das Ausgangsrelais nicht funktioniert, können die Ausgangsrelaiskontakte fehlerhaft sein (die Selbsttests zeigen, dass die Relaisspule aktiviert wurde). Der Kontaktwiderstand im geschlossenen Zustand darf nicht zu hoch sein, damit der Durchgangsprüfer dies erkennen kann.

27.3.6.2 FEHLER DER OPTO-EINGÄNGE

Die optoisolierten Eingänge werden mithilfe der programmierbaren Logik den internen DDB-Signalen des Schutzgeräts zugeordnet. Wenn ein Eingang nicht von der Schaltungslogik erkannt wird, verwenden Sie das Feld ***Opto-Eing.Status*** in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS*, um festzustellen, ob der Opto-Eingang selbst mit dem Problem behaftet ist, oder ob die Zuordnung seines Signals zu den Funktionen der Schaltungslogik fehlerhaft ist.

Wenn das Gerät den Opto-Eingangsstatus nicht richtig liest, überprüfen Sie das angelegte Signal. Überprüfen Sie anhand des Schaltplans die Anschlüsse des Opto-Eingangs sowie die Nennspannungseinstellungen in der Spalte *OPTO-KONFIGURAT.*. Gehen Sie zu diesem Zweck wie folgt vor:

1. Wählen Sie die Nennspannung für alle Opto-Eingänge, indem Sie im Feld ***Globale Nennspng*** einen der fünf Standardnennwerte auswählen.
2. Wählen Sie `Kundenspezifisch`, um für jeden einzelnen Opto-Eingang eine Nennspannung festzulegen.
3. Prüfen Sie mit einem Voltmeter, ob die Spannung an den Eingangsanschlüssen größer ist als der Mindestansprechwert. (Informationen zu Ansprechkenngrößen der Opto-Eingänge finden Sie im Kapitel „Technische Daten“.)

Wenn das Signal richtig angelegt ist, weist dies auf einen Fehler eines Opto-Eingangs hin, von dem eine selbständige Opto-Eingangsplatine oder eine zum Eingangsmodul gehörende Opto-Eingangsplatine betroffen sein kann. Separate Opto-Eingangsplatinen können problemlos ausgetauscht werden. Wenn die fehlerhafte Opto-Eingangsplatine zum Eingangsmodul gehört, sollte das komplette Eingangsmodul ausgetauscht werden. Dies hat den Grund, dass das analoge Eingangsmodul nicht ausgetauscht werden kann, ohne das Modul auseinanderzunehmen und das Schutzgerät neu zu kalibrieren.

27.3.6.3 FALSCHE ANALOGSIGNALE

Wenn die gemessenen analogen Werte nicht korrekt zu sein scheinen, verwenden Sie die Messfunktion, um die Art des Problems zu bestimmen. Die Messungen können in primärer oder sekundärer Form konfiguriert werden.

1. Vergleichen Sie die angezeigten Messwerte mit den tatsächlichen Größen an den Anschlüssen.
2. Prüfen Sie, ob die richtigen Anschlüsse verwendet werden.
3. Prüfen Sie, ob die StW- und SpW-Verhältnisse richtig eingestellt sind.
4. Prüfen Sie die Phasenverschiebung, um sicherzustellen, dass die Eingänge richtig angeschlossen sind.

27.3.7 AUSFÄLLE DER KOPROZESSORPLATINE

Die Verwendung einer Koprozessorplatine kann bewirken, dass das Schutzgerät eine oder mehrere der folgenden Warnungen meldet:

- Signalisierungsfehlerwarnung (von selbst)
- Diff.-Fehler (von selbst)

- Signalisierungsfehler und Diff.-Fehler gleichzeitig
- Inkompatibles Schutzgerät
- Kommunikation verändert
- IEEE C37.94-Fehler

27.3.7.1 SIGNALISIERUNGSFEHLERWARNUNG (VON SELBST)

Dies zeigt an, dass ein Problem mit einem der Glasfasersignalisierungskanäle vorliegt. Diese Warnung kann in doppelt redundanten Schaltungen oder Schaltungen mit drei Anschlüssen ausgegeben werden. Die Faser kann getrennt sein, das Gerät kann einem der Enden falsch konfiguriert sein oder es liegt ein Problem mit dem Kommunikationsgerät vor. Weitere Informationen zum Status der Signalisierungskanäle sind in der Spalte *MESSUNGEN 4* zu finden.

27.3.7.2 DIFF.-FEHLERWARNUNG (VON SELBST)

Dies zeigt an, dass ein Problem mit der Koprozessorplatine vorliegt. Daraus resultiert, dass der Stromdifferential-/Distanzschutz nicht verfügbar ist und der Reserveschutz anspricht, wenn er entsprechend konfiguriert ist. Weitere Informationen sind in den Wartungsaufzeichnungen zu finden.

27.3.7.3 SIGNALISIERUNGSFEHLER- UND DIFF.-FEHLERWARNUNG GLEICHZEITIG

Dies zeigt an, dass ein Problem mit einem oder beiden Glasfasersignalisierungskanälen vorliegt. Die Faser kann getrennt sein, das Gerät kann einem der Enden falsch konfiguriert sein oder es liegt ein Problem mit dem Kommunikationsgerät vor. Daraus resultiert, dass der Stromdifferentialschutz nicht verfügbar ist und der Reserveschutz anspricht, wenn er entsprechend konfiguriert ist. Weitere Informationen zum Status der Signalisierungskanäle sind in der Spalte *MESSUNGEN 4* zu finden.

27.3.7.4 INKOMPATIBLES SCHUTZGERÄT

Dies geschieht, wenn die Schutzgeräte, die versuchen, miteinander zu kommunizieren, nicht kompatibel sind.

27.3.7.5 KOMMUNIKATION VERÄNDERT

Dies zeigt an, das die Einstellung ***Komm. Modus*** geändert wurde, ohne das Gerät anschließend aus- und wieder einzuschalten.

27.3.7.6 IEEE C37.94-FEHLER

Dies zeigt einen Signalverlust, einen „gelben Pfad“ (Fehler am Kommunikationskanal) oder eine Fehlanpassung in der Anzahl der N*64-Kanäle an Kanal 1 oder 2 an. Weitere Informationen sind in der Spalte *MESSUNGEN 4* zu finden.

27.3.8 PSL-EDITOR-FEHLERBEHEBUNG

Ein Fehler bei der Herstellung einer Verbindung kann auf Folgendes zurückzuführen sein:

- Die Adresse des Schutzgeräts ist nicht gültig (diese Adresse für den vorderseitigen Anschluss ist immer 1)
- Ungültiges Passwort
- Falsche Kommunikationskonfiguration (COM-Port, Baudrate oder Framing)
- Die Übertragungswerte sind nicht für das Schutzgerät oder die Art der Verbindung geeignet
- Das Verbindungskabel ist nicht richtig angeschlossen oder defekt
- Die Optionen der verwendeten Protokollkonverter sind möglicherweise nicht richtig eingestellt

27.3.8.1 WIEDERHERSTELLUNG EINES SCHEMAS

Obwohl ein Schema aus einem Schutzgerät ausgelesen werden kann, ist eine Funktion vorhanden, mit der ein Schema wiederhergestellt werden kann, wenn die ursprüngliche Datei nicht verfügbar ist.

Obwohl ein wiederhergestelltes Schema logisch korrekt ist, ist ein Großteil der ursprünglichen Grafikinformationen nicht mehr verfügbar. Viele Signale werden auf der linken Seite des Arbeitsbereiches als vertikale Linie gezeigt. Verbindungen werden orthogonal mit dem kürzesten Weg von A nach B gezeichnet. Viele Kommentare des ursprünglichen Schemas wie beispielsweise Titel und Hinweise sind nicht mehr verfügbar.

Manchmal wird ein Gattertyp nicht wie erwartet angezeigt. Beispielsweise wird ein UND-Gatter eines einzelnen Eingangs im ursprünglichen Schema beim Hochladen als ODER-Gatter angezeigt. Programmierbare Gatter mit dem Wert 1 zum Ansteuern von Eingängen werden ebenfalls als ODER-Gatter angezeigt.

27.3.8.2 PSL-VERSIONSKONTROLLE

Die PSL wird mit einer Versionsreferenz, einem Zeitstempel und einer zyklischen Redundanzprüfung gespeichert. Dadurch kann visuell kontrolliert werden, ob die voreingestellte PSL vorhanden ist oder ob eine neue Anwendung heruntergeladen wurde.

27.3.9 REPARATUR- UND ÄNDERUNGSVERFAHREN

Führen Sie bitte folgende Schritte aus, um ein Automation-Produkt an uns zurückzugeben:

1. Das Rückgabeformular für Reparatur- und Änderungsverfahren (RMA-Formular) beschaffen.
   Eine elektronische Version des RMA-Formulars ist hier zu finden:
   GA.support@gevernova.com
2. Das RMS-Formular ausfüllen
   Nur den weißen Teil des Formulars ausfüllen.
   Alle mit **(M)** markierten Felder sind unbedingt auszufüllen, z. B.:
   - Gerätemodell
   - Modell-Nr. und Serien-Nr.
   - Beschreibung der Fehlfunktion oder der geforderten Änderung (bitte genaue Angaben)
   - Wert für Zoll (wenn das Gerät exportiert werden muss)
   - Liefer- und Rechnungsadressen
   - Kontaktangaben
3. Senden Sie das RMA-Formular an Ihren lokalen Ansprechpartner.
   Um eine Liste der lokalen Servicestellen auf der ganzen Welt zu erhalten, senden Sie ein E-Mail an:
   GA.support@gevernova.com
4. Der lokale Serviceansprechpartner stellt die Versandinformationen bereit.
   Ihr lokaler Serviceansprechpartner stellt alle Informationen bereit, die Sie für den Versand des Produkts benötigen:
   - Preisangaben
   - RMA-Nummer
   - Adresse des Reparaturbetriebs

Bei Bedarf muss eine Genehmigung der Preisangabe bereit gestellt werden, bevor mit dem nächsten Schritt fortgefahren wird.

5. Das Gerät an den Reparaturbetrieb schicken.
   - Die Lieferung an den durch die örtliche Vertretung angegebenen Reparaturbetrieb adressieren.
   - Sicherstellen, dass alle Artikel in einem antistatischen Beutel und mit Schaumstoffschutz verpackt sind.
   - Sicherstellen, dass dem zurückgegebenen Gerät eine Kopie der Importrechnung beigelegt ist.
   - Sicherstellen, dass dem zurückgegebenen Gerät eine Kopie des RMA-Formulars beigelegt ist.
   - Eine Kopie der Importrechnung und des Luftfrachtbriefs an die örtliche Vertretung per E-Mail oder Fax schicken.

KAPITEL 28

TECHNISCHE DATEN

28.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel werden die technischen Spezifikationen des Produkts beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	816
Schnittstellen	817
Schutzfunktionen	822
Leistung der Spannungsschutzfunktionen	829
Leistung der Frequenzschutzfunktionen	832
Stromschutzfunktionen	834
Überwachung und Steuerung	835
Messung und Aufzeichnung	837
Leistungsgrößen	839
Eingangs-/Ausgangsanschlüsse	842
Mechanische Daten	845
Typprüfungen	846
Umgebungsbedingungen	848
Elektromagnetische Verträglichkeit	849
Regulatorische Konformität	853

28.2 SCHNITTSTELLEN

28.2.1 GRAFISCHE BEDIENOBERFLÄCHE

Grafische Bedienoberfläche	
Bildschirmgröße	4,0-Zoll-Diagonale
Anzeigeformat	480 x 480 Punkte
Anzahl Farben	16,7 Mio.
Abmessungen	77 mm (H) x 80 mm (B) x 2,3 mm (T)
Aktiver Bereich	71,86 mm (H) x 70,18 mm (B)
Anzeigemodus	Übertragbar/normalerweise schwarz
Blickrichtung	allseitig
Hintergrundbeleuchtungstyp	LED, weiß
Betriebstemperatur	–30°C bis ~+85°C
Lagertemperatur	–40°C bis ~+90°C

28.2.2 VORDERSEITIGER USB-ANSCHLUSS

Vorderseitiger USB-Anschluss	
Verwendung	Zur lokalen Verbindung mit einem Laptop für Konfigurationszwecke und zum Herunterladen von Firmware
Steckverbinder	USB-Typ B
Isolation	Isolation für Kleinspannung
Beschränkungen	Maximale Kabellänge: 5 m

28.2.3 HINTERER SERIELLER ANSCHLUSS 1

Hinterer serieller Anschluss 1 (RP1)	
Verwendung	für SCADA-Kommunikation (Mehrpunktverbindung)
Standard	EIA(RS)485, K-Bus
Steckverbinder	Allzweckblock, M4-Schrauben (zwei Leiter)
Kabel	Geschirmtes, paarig verdrilltes Kabel
Unterstützte Protokolle *	Courier, IEC-60870-5-103, DNP3.0
Isolation	Isolation für Schutzkleinspannung
Beschränkungen	Maximale Kabellänge: 1000 m

28.2.4 HINTERER SERIELLER LICHTLEITERANSCHLUSS 1

Optionaler hinterer serieller Lichtleiteranschluss (RP1)	
Hauptsächliche Verwendung	serielle SCADA-Kommunikation über Lichtleiter
Steckverbinder	IEC 874-10 BFOC 2.5 –(ST®) (je einer für Tx und Rx)
Fasertyp	Multimode 50/125 µm oder 62,5/125 µm
Unterstützte Protokolle	Courier, IEC870-5-103, DNP 3.0
Wellenlänge	850 nm

28.2.5 HINTERER SERIELLER ANSCHLUSS 2

Optionaler hinterer serieller Anschluss (RP2)	
Verwendung	Für SCADA-Kommunikation (Mehrpunktverbindung)
Standard	EIA(RS)485, K-Bus, EIA(RS)232
Bezeichnung	SK4
Anschluss	9-polige Buchse Typ D
Kabel	geschirmtes, paarig verdrilltes Kabel
Unterstützte Protokolle	Courier
Isolation	Isolation für Schutzkleinspannung
Beschränkungen	maximale Kabellänge 1000 m für RS485 und K-bus, 15 m für RS232

28.2.6 OPTIONALER HINTERER SERIELLER ANSCHLUSS (SK5)

Optionaler hinterer serieller Anschluss für Distanzschutzsystem	
Verwendung	Für Fernschutz in Distanzprodukten
Standard	EIA(RS)232
Bezeichnung	SK5
Anschluss	9-polige Buchse Typ D
Kabel	geschirmtes, paarig verdrilltes
Unterstützte Protokolle	InterMiCOM (IM)
Isolierung	Isolierung auf SELV Ebene
Beschränkungen	Maximale Kabellänge 15 m

28.2.7 IRIG-B (DEMODULIERT)

IRIG-B-Schnittstelle (demoduliert)	
Verwendung	Synchronisierungssignal der externen Uhr
Standard	IRIG-200-98-Format B00X
Anschluss	BNC
Kabeltyp	50-Ohm-Koaxialkabel
Isolation	Isolation für Schutzkleinspannung
Eingangssignal	TTL-Pegel
Eingangsimpedanz	10 kOhm bei GS
Genauigkeit	+/– 1 ms

28.2.8 IRIG-B (MODULIERT)

IRIG-B-Schnittstelle (moduliert)	
Verwendung	Synchronisierungssignal der externen Uhr
Standard	IRIG-200-98-Format B12X
Anschluss	BNC
Kabeltyp	50-Ohm-Koaxialkabel
Isolation	Isolation für Schutzkleinspannung

IRIG-B-Schnittstelle (moduliert)	
Eingangssignal	Spitze zu Spitze, 200 bis 20 mV
Eingangsimpedanz	6 kOhm bei 1000 Hz
Genauigkeit	+/– 1 ms

28.2.9 RÜCKSEITIGER ETHERNET-ANSCHLUSS – KUPFER

Rückseitiger Ethernet-Anschluss mit CAT 5/6/7-Verdrahtung	
Hauptsächliche Verwendung	Kommunikation zwischen Schaltstationen per Ethernet
Standard	IEEE 802.3 10BaseT/100BaseTX
Steckverbinder	RJ45
Kabeltyp	Geschirmtes, paarig verdrilltes Kabel
Isolation	1,5 kV
Unterstützte Protokolle	Courier (getunnelt), IEC 61850, PTP, SNTP, SNMP, RADIUS, Syslog
Redundanzprotokolle werden unterstützt	PRP (Parallel Redundancy Protocol) HSR (High-availability Seamless Redundancy) RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) Ausfallsicherung (Failover)
Beschränkungen	Maximale Kabellänge: 100 m

28.2.10 RÜCKSEITIGER ETHERNET-ANSCHLUSS – LWL

Rückseitiger Ethernet-Anschluss mit Glasfaserverkabelung	
Hauptsächliche Verwendung	Kommunikation zwischen Schaltstationen per Ethernet
Steckverbinder	IEC 874-10 BFOC 2.5 – (LC®) (je einer für Tx und Rx)
Standard	IEEE 802.3 100 BaseFX
Glasfasertyp	Multimode 50/125 µm (OM2 oder OM3) oder 62,5/125 µm (OM1)
Unterstützte Protokolle	Courier (getunnelt), IEC 61850, PTP, SNTP, SNMP, RADIUS, Syslog
Redundanzprotokolle werden unterstützt	PRP (Parallel Redundancy Protocol) HSR (High-availability Seamless Redundancy) RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) Ausfallsicherung (Failover)
Wellenlänge	1310 nm

28.2.10.1 KENNGRÖßEN DES 100 BASE FX-EMPFÄNGERS

Parameter	Sym	Min.	Typ.	Max.	Einheit
Minimale optische Eingangsleistung am Fensterrand	PIN-Min. (W)	-31.0		-12.0	dBm Mittelwert
Minimale optische Eingangsleistung am Augenzentrum	PIN-Min. (C)		-34.5	-31.8	Bm-Mittelwert
Max. optische Eingangsleistung	PIN-Max.	-14	-11.8		dBm Mittelwert

Bedingungen: TA = 0 bis 70°C

28.2.10.2 KENNGRÖßEN DES 100 BASE FX-SENDERS

Parameter	Sym	Min.	Typ.	Max.	Einheit
Optische Ausgangsleistung BOL 62,5/125 µm NA = 0,275 Faser EOL	PO	-20	-17.0	-14.0	dBm Mittelwert
Optische Ausgangsleistung BOL 50/125 µm NA = 0,20 Faser EOL	PO	-24.0	-21.0	-17.0	dBm Mittelwert
Optisches Löschverhältnis	ER	10			dB
Optische Ausgangsleistung bei logischem Status 0	$P_{O(off)}$			-45	dBm Mittelwert

Bedingungen: TA = 0 bis 70°C

28.2.11 1 PPS-ANSCHLUSS

1 PPS-Anschluss (Faser)	
Hauptsächliche Verwendung	Referenz GPS-Genauigkeit Uhr
Steckverbinder	BFOC 2.5 –(ST®)
Standard	IEC 874-10 1998
Fasertyp	Multimode 50/125 µm oder 62,5/125 µm
Wellenlänge	850 nm
Mindestempfangsstärke	-28 dBm
Genauigkeit	Besser als +/– 50 ns für maximalen absoluten Fehler zwischen aktueller GPS-Zeit und steigender Flanke des 1 PPS-Signals.

28.2.12 FASERFERNSCHUTZSCHNITTSTELLE

Faserfernschutzschnittstelle	
Hauptsächliche Verwendung	Fernschutzkommunikation
Steckverbinder (2)	BFOC 2.5 –(ST®)
Standard	IEC 874-10 1998
Protokoll	InterMicom 64
Fasertyp	Multimode 50/125 µm oder 62,5/125 µm oder Einmodenfaser 9/125 µm
Wellenlänge	850 nm oder 1300 nm (Multimode), 1300 nm oder 1500 nm (Einmodenfaser)
Mindestempfangsstärke	-28 dBm
Genauigkeit	Besser als +/– 50 ns für maximalen absoluten Fehler zwischen aktueller GPS-Zeit und steigender Flanke des 1 PPS-Signals.

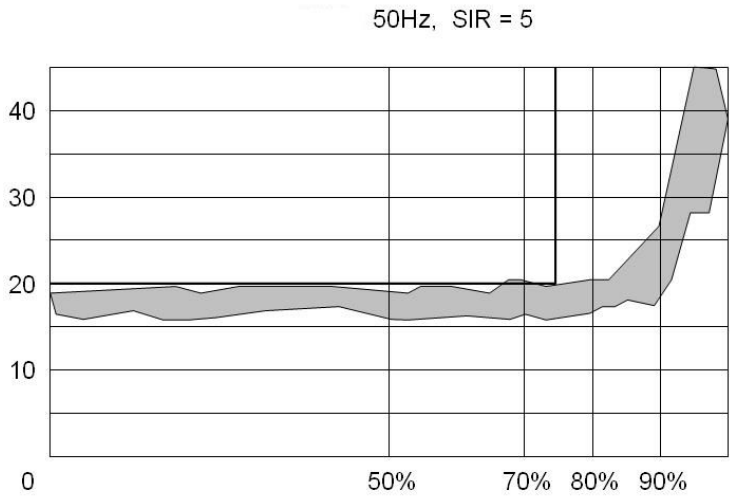
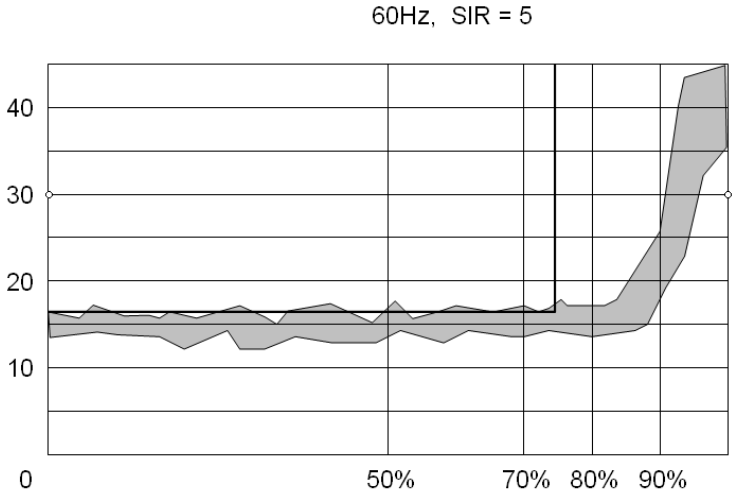
Optisches Budget

	850 nm MM	1300 nm MM	1300 nm SM	1550 nm SM
Minimaler Sendeausgang (Durchschnittsleistung)	-19,8 dBm	-6 dBm	-6 dBm	-6 dBm

	850 nm MM	1300 nm MM	1300 nm SM	1550 nm SM
Empfindlichkeit des Empfängers (Durchschnittsleistung)	-25,4 dBm	-49 dBm	-49 dBm	-49 dBm
Optisches Budget	5,6 dB	43 dB	43 dB	43 dB
Weniger Sicherheitsspielraum (3 dB)	2,6 dB	40 dB	40 dB	40 dB
Typischer Kabelverlust	2,6 dB/km	0,8 dB/km	0,4 dB/km	0,3 dB/km
Maximale Übertragungsstrecke	1 km	50 km	100 km	130 km

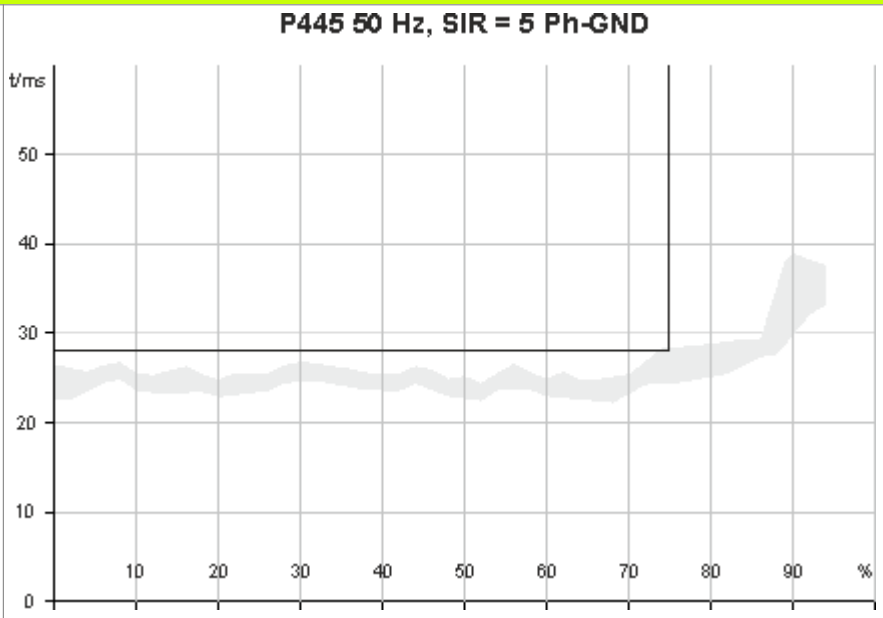
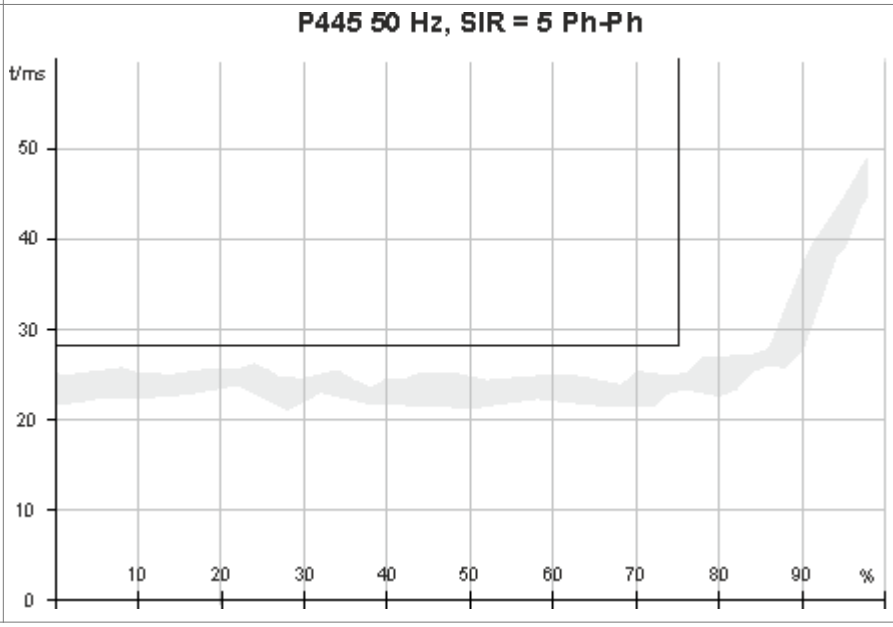
28.3 SCHUTZFUNKTIONEN

28.3.1 DISTANZSCHUTZ – CHARAKTERISTIK A

Auslösecharakteristik P44xxxxxxxAxxxQ Teilzyklusübertragung Distanz	
Ansprechzeit im Vergleich zu Reichweitenprozentsatz bei Fehlern, die dicht am Leitungswinkel liegen. 50 Hz, SIR = 5 Alle angegebenen Ansprechzeiten enthalten das Schließen des Auslöseausgangskontakts.	
Ansprechzeit im Vergleich zu Reichweitenprozentsatz bei Fehlern, die dicht am Leitungswinkel liegen. 60 Hz, SIR = 5 Alle angegebenen Ansprechzeiten enthalten das Schließen des Auslöseausgangskontakts.	
Ansprechzeit für Widerstandsfehler > 20 % innerhalb der Kenngröße	50 Hz, bis zu SIR = 30_< 30 ms 60 Hz, bis zu SIR = 30_< 25 ms

Genauigkeit	
Kennlinienform, bis zu SIR = 30	+/– 5 % für Fehler am Winkel (am festgelegten Leitungswinkel) +/– 10 % für Fehler bei Abweichung vom Winkel Beispiel: Bei einem festgelegten Leitungswinkel von 70 Grad würde die Einspeisungsprüfung bei 40 Grad als „Abweichung vom Winkel“ bezeichnet werden.
Abweichungen der Zonenzeitverzögerung	+/– 20 ms oder 2 %, je nachdem, welcher Wert größer ist

28.3.2 DISTANZSCHUTZ – CHARAKTERISTIK B

Auslösecharakteristik P44xxxxxxxBxxxQ Subtransmission /Verteilung Distanzschutz, Nur dreipolige Auslösung	
Ph-Gnd Ansprechzeit im Vergleich zu Reichweitenprozentsatz bei Fehlern, die dicht am Leitungswinkel liegen. 50 Hz, SIR = 5 Ph-GND Alle angegebenen Ansprechzeiten enthalten das Schließen des Auslöseausgangskontakts.	
Ph-Ph Ansprechzeit im Vergleich zu Reichweitenprozentsatz bei Fehlern, die dicht am Leitungswinkel liegen. 50 Hz, SIR = 5 Ph-Ph Alle angegebenen Ansprechzeiten enthalten das Schließen des Auslöseausgangskontakts.	

Genauigkeit	
Kennlinienform, bis zu SIR = 30	+/– 5 % für Fehler am Winkel (am festgelegten Leitungswinkel) +/– 10 % für Fehler bei Abweichung vom Winkel Beispiel: Bei einem festgelegten Leitungswinkel von 70 Grad würde die Einspeisungsprüfung bei 40 Grad als „Abweichung vom Winkel“ bezeichnet werden.
Abweichungen der Zonenzeitverzögerung	+/– 20 ms oder 2 %, je nachdem, welcher Wert größer ist

28.3.3 PENDELSPERRE

Genauigkeit	
Genauigkeit der Zonen und Zeitgeber	je nach Distanz

28.3.4 AUßER-TRITT-SCHUTZ

Genauigkeit	
Genauigkeit der Zonen und Zeitgeber	je nach Distanz
Betriebsbereich	bis zu 7 Hz

28.3.5 LICHTLEITERFERNSCHUTZ-ÜBERTRAGUNGSZEITEN

Die nachstehende Tabelle zeigt die minimalen und maximalen Übertragungszeiten für InterMiCOM64 (IM64). Die Zeiten werden von der Opto-Initialisierung (ohne Opto-Filterung) bis zum Standard-Geräteausgang gemessen und schließen eine kleine Laufzeitverzögerung für die End-zu-End-Prüfung ein.

IDiff IM64 zeigt InterMiCOM64-Signale an und arbeitet mit dem Differentialschutz-LWL-Kommunikationskanal zusammen. IM64 zeigt InterMiCOM64-Signale an und arbeitet als eigenständige Funktion.

Konfiguration	Signale	Permissive Ansprechzeiten (ms)	Direkte Ansprechzeiten (ms)	MaxCh1 Prop Delay gemessen
IM64 bei 56 kbit/s	8	18-21	21-24	1,6ms
IM64 bei 64 kbit/s	8	18-21	21-24	1,3ms
IM64 bei 128 kbit/s	24	17-20	20-23	1,4ms
IDiff IM64 bei 56 kbit/s	8	24-26	29-31	3,3ms
IDiff IM64 bei 64 kbit/s	8	24-26	29-31	2,9ms
IDiff IM64 bei 128 kbit/s	32	20-26	24-31	1,9ms

28.3.6 AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG UND SYNCHRONKONTROLLE

Genauigkeit	
Zeitstufen	+/– 20 ms oder 2 %, je nachdem, welcher Wert größer ist

28.3.7 PHASENÜBERSTROMSCHUTZ

Genauigkeit	
AMZ-Ansprechwert	1,05 x Einstellung +/– 5 %
Unabhängiger Ansprechwert	Einstellung +/– 5%
Abfallwert (IDMT und Konstantzeit)	0,98 x Einstellung +/– 5 %
AMZ-Ansprechzeit	+/– 5 % der erwarteten Ansprechzeit oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist*
IEEE-Rücksetzung	+/-5 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist**
Unabhängige Ansprechzeit	+/– 2 % der Einstellung oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist (ungerichtet)** +/– 2 % der Einstellung oder 60 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist (gerichtet)
Unabhängige Rücksetzung	Einstellung +/– 5%

Genauigkeit	
Wiederholbarkeit	<5%
Kennlinie UK	IEC 60255-151: 2009
Kennlinie US	IEEE C37.112 1996

Hinweis:
**Referenzbedingungen: ZME = 1, TD = 7, I> = 1 A, Betriebsbereich = 2–20 In*
***Referenzbedingungen: eingespeister Wert = 2 x Ansprechwert.*

28.3.7.1 TRANSIENTES ÜBERGREIFEN UND ÜBERSCHWINGEN

Zusätzliche Toleranz wegen erhöhter X/R-Verhältnisse	+/–5 % über dem X/R-Verhältnis von 1 bis 90
Überschwingen der Überstromelemente	< 30 ms

28.3.7.2 RICHTUNGSPARAMETER FÜR PHASENÜBERSTROM

Genauigkeit	
Ansprechwert der Richtungsgrenze (RCA +/– 90 %)	+/-2°
Hysterese für Richtungsgrenze	< 2°
Wiederholbarkeit der Richtungsgrenze	<2%

28.3.8 ERDFEHLERSCHUTZ

Genauigkeit	
AMZ-Ansprechwert	1,05 x Einstellung +/– 5 %
Unabhängiger Ansprechwert	Einstellung +/– 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert (AMZ und Konstantzeit)	0,95 x Einstellung +/– 5 %
AMZ-Ansprechzeit	+/– 5 % oder 60 ms, je nach dem, welcher Wert größer ist (1,05 – 2) Is +/– 5 % oder 40 ms, je nach dem, welcher Wert größer ist (2 – 20) Is
IEEE-Rücksetzung	+/–10 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit	< 5%
Konstantzeit-Betrieb	+/– 2 % oder 70 ms, je nach dem, welcher Wert größer ist (1,05 – 2) Is +/– 2 % oder 55 ms, je nach dem, welcher Wert größer ist (2 – 20) Is
Konstantzeit-Rücksetzen	+/– 5 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

28.3.8.1 ERDFEHLER-RICHTUNGSPARAMETER

Nullsystem-Polarisierungsgenauigkeit	
Ansprechwert für Richtungsgrenze (RCA +/– 90°)	+/-2°
Hysterese	< 3°
UE> Ansprechwert	Einstellung +/– 10 %
UE> Abfallwert	0,9 x Einstellung +/– 10 %

Gegensystem-Polarisierungsgenauigkeit	
Ansprechwert für Richtungsgrenze (RCA +/– 90°)	+/-2°
Hysterese	< 3°
UE2> Ansprechwert	Einstellung +/– 10 %
UE2> Abfallwert	0,9 x Einstellung +/– 10 %
IE2> Ansprechwert	Einstellung +/– 10 %
IE2> Abfallwert	0,9 x Einstellung +/– 10 %

28.3.9 EMPFINDLICHER ERDFEHLERSCHUTZ

AMZ-Ansprechwert	1,05 x Einstellung +/– 5 %
Unabhängiger Ansprechwert	Einstellung +/– 5 %
Abfallwert (AMZ und Konstantzeit)	0,95 x Einstellung +/– 5 %
AMZ-Ansprechzeit	+/– 5 % oder 70 ms, je nach dem, welcher Wert größer ist (1,05 – 2) Is +/– 5 % oder 70 ms, je nach dem, welcher Wert größer ist (2 – 20) Is
Unabhängiges Ansprechen	+/– 2 % oder 70 ms, je nach dem, welcher Wert größer ist (1,05 – 2) Is +/– 2 % oder 50 ms, je nach dem, welcher Wert größer ist (2 – 20) Is
Unabhängige Rücksetzung	Einstellung +/– 5 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit	< 5%

Hinweis:
EEF-Ansprüche gelten für EEF-Eingangsströme bis 2 x In. Bei Eingangsbereichen über 2 x In wird der Anspruch nicht unterstützt.

28.3.9.1 RICHTUNGSELEMENT FÜR EMPFINDLICHEN ERDFEHLERSCHUTZ

WATTMETR. EEF	
Ansprechwert P = 0 W	IEEF > +/– 5 % oder 5 mA
Ansprechwert P > 0 W	P > +/– 5 %
Abfallwert P = 0 W	0,95 x IEEF> +/– 5 % oder 5 mA
Abfallwert P > 0 W	0,9 x P> +/– 5 % oder 5 mA
Grenzgenauigkeit	+/– 5 % mit Hysterese < 1°
Wiederholbarkeit	< 1%

28.3.10 HOCHOHMIGER ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

Hochohmig und niederohmig	
Ansprechwert	Einstellungsformel +/– 5 %
Abfallwert	0,8 x Einstellungsformel +/– 5 %

Hochohmig und niederohmig	
Ansprechzeit	< 60 ms
Hoch eingestellter Ansprechwert	Einstellung +/– 10 %
Hoch eingestellte Auslösezeit	< 30 ms
Wiederholbarkeit	< 5%

28.3.11 GEGENSYSTEM-ÜBERSTROMSCHUTZ

AMZ-Ansprechwert	1,05 x Einstellung +/– 5 %
Unabhängiger Ansprechwert	Einstellung +/– 5 %
Abfallwert (IDMT und Konstantzeit)	0,95 x Einstellung +/– 5 %
AMZ-Ansprechzeit	+/– 5 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Unabhängiges Ansprechen	+/– 2 % oder 60 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Unabhängige Rücksetzung	Einstellung +/– 5 %

28.3.11.1 RICHTUNGSPARAMETER FÜR GEGENSYSTEM-ÜBERSTROM

Ansprechwert für Richtungsgrenze (RCA +/– 90%)	+/-2°
Hysterese für Richtungsgrenze	< 1°
Wiederholbarkeit der Richtungsgrenze	< 1%

28.3.12 LEISTUNGSSCHALTERVERSAGER- UND UNTERSYSTEMSCHUTZ

I< Ansprechwert	Einstellung +/– 10 % oder 0,025 In, je nachdem, welcher Wert größer ist
I< Abfallwert	Einstellung +/– 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Ansprechzeit	< 12 ms
Zeitstufen	+/– 2 % oder 20 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Rücksetzzeit	< 15 ms

28.3.13 LEITERBRUCHSCHUTZ

Ansprechwert	Einstellung +/- 2,5%
Abfallwert	0,95 x Einstellung +/– 2,5%
Unabhängiges Ansprechen	+/– 2 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Resetzeit	<30ms

28.3.14 THERMISCHER ÜBERLASTSCHUTZ

Ansprechen der thermischen Warnung	Berechnete Auslösezeit +/– 10 %

Ansprechen des thermischen Überlastelements	Berechnete Auslösezeit +/– 10 %
Genauigkeit der Abkühlzeit	+/– 15 % des theoretischen Wertes
Wiederholbarkeit	< 5%

Hinweis:
Auslösezeit gemessen bei einem Stromwert von 20 % über der thermischen Einstellung.

28.4 LEISTUNG DER SPANNUNGSSCHUTZFUNKTIONEN

28.4.1 ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

Ansprechwert (Konstantzeit)	Einstellung +/– 1 %
Ansprechwert (AMZ)	1,02 x Einstellung +/– 2 %
Abfallwert (Konstantzeit und AMZ)	0,98 x Einstellung +/– 2 %
Unabhängiges Ansprechen	+/– 2 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
AMZ-Ansprechzeit	+/– 2 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
RÜCKSTELLEN	< 75 ms
Wiederholbarkeit	< 1%

28.4.2 UNTERSPANNUNGSSCHUTZ

Ansprechwert (Konstantzeit)	Einstellung +/– 5%
Ansprechwert (AMZ)	0,98 x Einstellung +/– 2 %
Abfallwert (Konstantzeit und AMZ)	1,02 x Einstellung +/– 2 %
Unabhängiges Ansprechen	+/– 2 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
AMZ-Ansprechzeit	+/– 2 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
RÜCKSTELLEN	< 35 ms
Wiederholbarkeit	< 1%

28.4.3 NULLÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

Ansprechwert (Konstantzeit)	Einstellung +/– 5 %
Ansprechwert (AMZ)	1,05 x Einstellung +/– 5 %
Abfallwert (Konstantzeit und AMZ)	0,95 x Einstellung +/– 5 %
Unabhängiges Ansprechen	+/– 2 % oder 20 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
AMZ-Ansprechzeit	+/– 5 % oder 60 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Unverzögertes Auslösen	< 50 ms
RÜCKSTELLEN	< 35 ms
Wiederholbarkeit	< 10%

28.4.4 KOMPENSIERTER ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

Ansprechwert (Konstantzeit)	Einstellung +/– 1 %
Ansprechwert (AMZ)	1,02 x Einstellung +/– 2 %
Abfallwert (Konstantzeit und AMZ)	(1-(Einstellung **Komp U Hysterese**))* Einstellung +/– 2 %
Konstantzeit-Betrieb	+/– 2 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

AMZ-Ansprechzeit	+/– 2 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Rücksetzen	< 75 ms
Wiederholbarkeit	< 1%

28.4.5 SPANNUNGSÜBERWACHUNG

Spannungsgenauigkeit	
Ansprechwert	Einstellung +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert	(0,98 x Einstellung) +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit	< 1%

Totspannungsgenauigkeit	
Ansprechwert	Einstellung +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert	(1,02 x Einstellung) +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit	< 1%

Differentialspannungsgenauigkeit	
Ansprechwert	Einstellung +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert	(0,98 x Einstellung) +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit	< 1%

Überspannungsgenauigkeit	
Ansprechwert	Einstellung +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert	(0,98 x Einstellung) +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit	< 1%

Unterspannungsgenauigkeit	
Ansprechwert	Einstellung +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert	(1,02 x Einstellung) +/– 3 % oder 0,1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit	< 1%

28.4.6 SYNCHRONKONTROLLE

Genauigkeit (CS1/CS2)	
Phasenwinkel	
Ansprechwert	(Einstellung –2°) ±1° *
Abfallwert	(Einstellung –1°) ±1° *
Wiederholbarkeit	<1%
SKA Delta f	
Ansprechwert	Einstellung ±0,01 Hz
Abfallwert	(0,95 x Einstellung) ±0,01 Hz
Wiederholbarkeit	<1%
Schlupfzeitgeber	

Genauigkeit (CS1/CS2)	
Zeitstufen	+/– 1 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Rücksetzzeit	<30 ms
Wiederholbarkeit	<10 ms

Hinweis:
** Einstellung **LS SpW Ph-Versch** = 0°*

28.4.7 SYS TRENNUNG

SS-Phasenwinkelgenauigkeit	
Ansprechwert	(Einstellung + 2) +/– 1°
Abfallwert	(Einstellung + 1) +/– 1°
Wiederholbarkeit	< 1%

SS-Unterspannungsgenauigkeit	
Ansprechwert	Einstellung +/– 3 %
Abfallwert	1,02 x Einstellung
Wiederholbarkeit	< 1%

ST Zeitstufe	
Zeitstufen	Einstellung +/– 1 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Resetzeit	< 30 ms
Wiederholbarkeit	< 10 ms

28.5 LEISTUNG DER FREQUENZSCHUTZFUNKTIONEN

28.5.1 ÜBERFREQUENZSCHUTZ

Genauigkeit	
Ansprechwert	Einstellung +/– 10 MHz
Abfallwert	Einstellung –20 mHz +/– 10 mHz
Betriebszeitgeber	+/– 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

Betriebs- und Rücksetzzeit	
Auslösezeit (Fs/Ff-Verhältnis kleiner als 2)	<125 ms
Auslösezeit (Fs/Ff-Verhältnis zwischen 2 und 30)	<150 ms
Auslösezeit (Fs/Ff-Verhältnis größer als 30)	<200 ms
Resetzeit	<200 ms

Referenzbedingungen: geprüft mithilfe einer geänderten Frequenzschrittweite mit Einstellung „Freq. Av Cycles“ = 0 und ohne absichtliche Zeitverzögerung.

Fs = Anfangsfrequenz – Frequenzeinstellung

Fs = Frequenzeinstellung – Endfrequenz

28.5.2 UNTERFREQUENZSCHUTZ

Genauigkeit	
Ansprechwert	Einstellung +/– 10 MHz
Abfallwert	Einstellung + 20 mHz +/– 10 mHz
Betriebszeitgeber	+/– 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

Betriebs- und Rücksetzzeit	
Auslösezeit (Fs/Ff-Verhältnis kleiner als 2)	<100 ms
Auslösezeit (Fs/Ff-Verhältnis zwischen 2 und 6)	<160 ms
Auslösezeit (Fs/Ff-Verhältnis größer als 6)	<230 ms
Resetzeit	<200 ms

Referenzbedingungen: geprüft mithilfe einer geänderten Frequenzschrittweite mit Einstellung „Freq. Av Cycles“ = 0 und ohne absichtliche Zeitverzögerung.

Fs = Anfangsfrequenz – Frequenzeinstellung

Fs = Frequenzeinstellung – Endfrequenz

28.5.3 SCHUTZ, DER AUF DIE UNABHÄNGIGE FREQUENZÄNDERUNGSGESCHWINDIGKEIT REAGIERT

Genauigkeit	
Ansprechwert (df/dt)	Einstellung +/– 50 MHz
Betriebszeitgeber	+/– 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

Betrieb	
Für 6 Zyklen: Auslösezeit (für Anstiege 1,5 x Einstellung und größer)	<300 ms
Für 12 Zyklen: Auslösezeit (für Anstiege 1,5 x Einstellung und größer)	<500 ms

Referenzbedingungen: Geprüft mit „df/dt Average Cycles“ (df/dt-Durchschnittszyklen) = 6 und 12 für df/dt-Einstellungen, die größer als 0,1 Hz/s sind, ohne absichtliche Zeitverzögerung.

28.6 STROMSCHUTZFUNKTIONEN

28.6.1 ÜBERSTROM-/UNTERSTROMSCHUTZ

Ansprechwert	Einstellung +/– 10 %
Rückwärts/Überleistungsabfallwert	0,95 x Einstellung +/– 10%
Abfallwert niedrige Vorwärtsleistung	1,05 x Einstellung +/– 10%
Ansprechwert Winkelveränderung	+/- 2°
Abfallwert Winkelveränderung	+/- 2.5°
Ansprechzeit	+/– 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit	< 5%
Auslösungszeit	<50 ms
tRESET	+/- 5%
Unverzögerte Ansprechzeit	< 50 ms

28.7 ÜBERWACHUNG UND STEUERUNG

28.7.1 SPANNUNGSWANDLERÜBERWACHUNG

Ansprechen schnelle Blockierung, Verlust von einer und zwei Phasen	<1 Zyklus
Ansprechen schnelle Blockierung, Verlust von drei Phasen	<1,5 Zyklus
Verzögerungszeit	+/– 2 % oder 30 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

28.7.2 STANDARD-STROMWANDLERÜBERWACHUNG

IE> Ansprechwert	Einstellung +/– 5 %
UE< Ansprechwert	Einstellung +/– 5 %
IE> Abfallwert	0,9 x Einstellung +/– 5 %
UE< Abfallwert	1,05 x Einstellung +/– 5 % oder 1 V, je nachdem, welcher Wert größer ist
Verzögertes Ansprechen	Einstellung +/– 2 % oder 20 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Ansprechen StWÜ-Blockierung	< 1 Zyklus
StWÜ-Rücksetzung	< 35 ms

28.7.3 DIFFERENTIALSTROMWANDLERÜBERWACHUNG

Genauigkeit	
I1> Ansprechwert	Einstellung +/– 5 %
I1> Abfallwert	0,9 x Einstellung +/– 5 %
I2/I1> Ansprechwert	Einstellung +/– 5 %
I2/I1> Abfallwert	0,9 x Einstellung +/– 5 %
I2/I1>> Ansprechwert	Einstellung +/– 5 %
I2/I1 >> Abfallwert	0,9 x Einstellung +/– 5 %
Verzögertes Ansprechen	Einstellung +/– 2 % oder 20 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Ansprechen Diff. StWÜ-Blockierung	< 1 Zyklus
StWÜ-Rücksetzung	< 35 ms

28.7.4 ZUSTAND UND ÜBERWACHUNG DES LEISTUNGSSCHALTERS

Genauigkeit	
Zeitstufen	+/– 40 ms oder 2 %, je nachdem, welcher Wert größer ist
Genauigkeit der Stromabschaltungen	+/- 5%
Rücksetzzeit	< 30 ms

28.7.5 PSL TIMERS

Ausgangskonditionierer Zeitglied	Einstellung ± 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Verweilzeit	Einstellung ± 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Impulszeit	Einstellung ± 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

28.8 MESSUNG UND AUFZEICHNUNG

28.8.1 ALLGEMEIN

Allgemeine Messgenauigkeit	
Allgemeine Messgenauigkeit	Normalerweise +/– 1 %, aber +/– 0,5 % zwischen 0,2 bis 2 In/Vn
Phase	0 bis 360° +/– 0,5 %
Strom (0,05 bis 3 In)	+/– 1,0 % des Messwerts oder 4 mA (1-A-Eingang) oder 20 mA (5-A-Eingang)
Spannung (0,05 bis 2 Vn)	+/– 1,0 % des Messwerts
Frequenz (45 bis 65 Hz)	+/– 0,025 Hz
Leistung (W) (0,2 bis 2 Vn und 0,05 bis 3 In)	+/– 5,0 % des Messwerts bei Leistungsfaktor 1
Blindleistung (Vars) (0,2 bis 2 Vn und 0,05 bis 3 In)	+/– 5,0 % des Messwerts bei Leistungsfaktor 0
Scheinleistung (VA) (0,2 bis 2 Vn und 0,05 bis 3 In)	+/– 5,0 % des Messwerts
Energie (Wh) (0,2 bis 2 Vn und 0,2 bis 3 In)	+/– 5,0 % des Messwerts bei Leistungsfaktor 1
Energie (Varh) (0,2 bis 2 Vn und 0,2 bis 3 In)	+/– 5,0 % des Messwerts bei Leistungsfaktor 0

28.8.2 STÖRUNGSAUFZEICHNUNGEN

Messgenauigkeit der Störungsaufzeichnungen	
Minimale Aufzeichnungsdauer	0,1 s
Maximale Aufzeichnungsdauer	10,5 s
Minimale Anzahl von Aufzeichnungen bei 10,5 Sekunden	100
Größe und relative Phasengenauigkeit	+/– 5 % der angewendeten Größen
Genauigkeit der Dauer	+/- 2%
Genauigkeit der Triggerstellung	+/– 2 % (Mindesttrigger 100 ms)

28.8.3 EREIGNIS-, STÖRUNGS- UND WARTUNGSAUFZEICHNUNGEN

Ereignis-, Störungs- und Wartungsaufzeichnungen	
Speicherort der Aufzeichnung	Flash-Speicher
Anzeigemethode	Anzeige am Bedienfeld oder Anwendungssoftware für Einstellungen
Auslesemethode	Ausgelesen über USB, RP1, RP2, NIC-Anschluss (Ethernet)
Anzahl von Ereignisaufzeichnungen	bis zu 5000 mit Zeitmarke versehene Ereignisaufzeichnungen (älteste werden durch neueste überschrieben)
Anzahl von Störungsaufzeichnungen	Bis zu 100
Anzahl von Wartungsaufzeichnungen	Bis zu 10
Auflösung des Ereigniszeitstempels	1 ms

28.8.4 FEHLERORTER

Genauigkeit	
Fehlerort	+/- 2 % der Leitungslänge Referenzbedingungen: Dauerfehler an Leitung

28.9 LEISTUNGSGRÖßEN

28.9.1 WECHSELSPANNUNGS-MESSEINGÄNGE

Wechselspannungs-Messeingänge	
Nennfrequenz	50 oder 60 Hz (einstellbar)
Betriebsbereich	45 bis 65 Hz
Phasenfolge	L1L2L3 oder L3L2L1

28.9.2 STROMWANDLEREINGÄNGE

Wechselstromeingänge	
Nennstrom (In)	1 A oder 5 A
Nennlast pro Phase	< 0,2 VA bei In
Wärmefestigkeit bei Wechselstrom (5-A Eingang)	20 A (Dauerbetrieb) 150 A (für 10 s) 500 A (für 1 s)
Wärmefestigkeit bei Wechselstrom (1-A Eingang)	4 A (Dauerbetrieb) 30 A (für 10 s) 100 A (für 1 s)
Linearität	Standard: linear bis 64 x In (Wechselstrom unverzerrt) Empfindlich: linear bis 2 x In (Wechselstrom unverzerrt)

28.9.3 SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGE

Wechselspannungseingänge		
Version	100 V bis 120 V (ph-ph)	380 V bis 480 V (ph-ph)
Nennlast pro SpW-Eingang *1	< 0,003 VA bei Un (ph-n); Un < 120/Ö3 V (ph-n) < 0,01 VA bei Un (ph-n); Un < 240/Ö3 V (ph-n)	< 0,02 VA bei Un (ph-n); Un < 440/3Ö V (ph-n) < 0,07 VA bei Un (ph-n); Un < 880/3Ö V (ph-n)
Linearität für jeden SpW-Eingang	Linear bis zu 200 VAC eff	Linear bis zu 800 VAC eff
Kontinuierliche Bemessung für jeden SpW-Eingang	240 VAC eff	880 VAC eff
10 Sekunden Bemessung für jeden SpW-Eingang	312 VAC eff	1144 VAC eff

Hinweis:
*Referenzbedingungen: *1 = Überfrequenzbetriebsbereich 50/60 Hz und Übertemperaturbereich 20 +/gd 5 C.*

28.9.4 HILFSSPANNUNGSVERSORGUNG

Nennbetriebsbereich	CORTEC-Option (nur DC) 24 bis 48 VDC CORTEC-Option (bemessen für AC- oder DC-Betrieb) 48 bis 110 VDC 40 bis 100 VAC eff. CORTEC-Option (bemessen für AC- oder DC-Betrieb) 110 bis 250 VDC 100 bis 240 VAC eff.
Maximaler Betriebsbereich	CORTEC-Option (nur DC) 19 bis 65 VDC CORTEC-Option (bemessen für AC- oder DC-Betrieb) 37 bis 150 VDC 32 bis 110 VAC eff. CORTEC-Option (bemessen für AC- oder DC-Betrieb) 87 bis 300 VDC 80 bis 265 VAC eff.
Frequenzbereich für Wechselstromversorgung	45 bis 65 Hz
Welligkeit	<15 % bei Gleichstromversorgung (konform mit IEC 60255-26:2013)
Einschaltzeit	< 11 Sekunden

28.9.5 NENNLAST

Ruhelast	11,2 W oder 22 VA
Zweiter rückseitiger Kommunikationsanschluss	1,25 W oder 2,5 VA
Last pro Ausgangsrelais	0,13 W oder 0,25 VA pro Ausgangsrelais
Last pro Opto-Eingang (24–27 V)	0,065 W oder 0,13 VA Max.
Last pro Opto-Eingang (30–34 V)	0,065 W oder 0,13 VA Max.
Last pro Opto-Eingang (48–54 V)	0,125 W oder 0,25 VA Max.
Last pro Opto-Eingang (110–125 V)	0,36 W oder 0,72 VA Max.
Last pro Opto-Eingang (220–250 V)	0,9 W oder 1,8 VA Max.

28.9.6 UNTERBRECHUNG DER STROMVERSORGUNG

Standard	IEC 60255-26:2013 (GS und WS)
24 - 48 V GLEICHSTROMVERSORGUNG 100 % Unterbrechung ohne Abschaltung	20 ms bei 24 V (Halb- und Volllast) 50 ms bei 36 V (Halb- und Volllast) 100 ms bei 48 V (Halb- und Volllast)
48 - 110 V GLEICHSTROMVERSORGUNG 100 % Unterbrechung ohne Abschaltung	20 ms bei 37 V (Halb- und Volllast) 50 ms bei 60 V (Halb- und Volllast) 100 ms bei 72 V (Halblast) 100 ms bei 85 V (Volllast) 200 ms bei 110 V (Halb- und Volllast)

110 - 250 V GLEICHSTROMVERSORGUNG 100 % Unterbrechung ohne Abschaltung	20 ms bei 87 V (Halblast) 50 ms bei 110 V (Halblast) 50 ms bei 98 V (Volllast) 100 ms bei 160 V (Halblast) 100 ms bei 135 V (Volllast) 200 ms bei 210 V (Halblast) 200 ms bei 174 V (Volllast)
40 - 100 V WECHSELSTROMVERSORGUNG 100 % Spannungsabfall ohne Abschaltung	50 ms bei 32 V (Halblast) 10 ms bei 32 V (Volllast)
100 - 240 V WECHSELSTROMVERSORGUNG 100 % Spannungsabfall ohne Abschaltung	50 ms bei 80 V (Halb- und Volllast)

Hinweis:
Maximale Last = alle Eingänge/Ausgänge sind aktiviert.

Hinweis:
Ruhezustand oder halbe Last = die Hälfte aller Eingänge/Ausgänge sind aktiviert.

28.9.7 SUPERKONDENSATOR

Entladezeit	>14 Tage

28.10 EINGANGS-/AUSGANGSANSCHLÜSSE

28.10.1 ISOLIERTE DIGITALEINGÄNGE

Optogekoppelte Digitaleingänge (Opto-Eingänge)	
Konformität	ESI 48-4
Nennspannung	24 bis 250 VDC
Betriebsbereich	19 bis 265 VDC
Festigkeit	300 VDC
Ansprechzeit mit deaktiviertem Störfestigkeitsfilter für Halbzyklus-Wechselstrom	< 2 ms
Ansprechzeit mit aktiviertem Filter	< 12 ms

28.10.1.1 NENNWERTE DER ANSPRECH- UND RÜCKSETZSCHWELLEN

Batterienennspannung	Logische Stufen: 60–80 % DO/PU	Logische Stufen: 50–70 % DO/PU
24/27 V	Logik 0 < 16,2 V, Logik 1 > 19,2 V	Logik 0 < 12 V, Logik 1 > 16,8 V
30/34	Logik 0 < 20,4 V, Logik 1 > 24 V	Logik 0 < 15 V, Logik 1 > 21 V
48/54	Logik 0 < 32,4 V, Logik 1 > 38,4 V	Logik 0 < 24 V, Logik 1 > 33,6 V
110/125	Logik 0 < 75 V, Logik 1 > 88 V	Logik 0 < 55 V, Logik 1 > 77 V
220/250	Logik 0 < 150 V, Logik 1 > 176 V	Logik 0 < 110 V, Logik 1 > 154 V

Hinweis:
Ein Filter ist erforderlich, um die Opto-Eingänge gegen induzierte Wechselstromspannungen unempfindlich zu machen.

Neben den oben genannten Schwellen bieten mehrere Modelle dieses Geräts die folgenden Schwellen für FSK-Anwendungen:

- Für 220/250 Spannungseingänge: Logik 0 < 145 V, Logik 1 > 165 V

28.10.2 STANDARDMÄßIGE AUSGANGSKONTAKTE

Konformität	Gemäß IEC 60255-1:2009
Verwendung	Universalrelaisausgänge für Signalisierung, Auslösung und Warnung
Nennspannung	300 V
Maximaler Dauerstrom	10 A
Stabilität der Übertragung von kurzer Dauer	30 A für 3 s 250 A für 30 ms
Schließen und Öffnen, Gleichstrom ohmsch	50 W
Schließen und Öffnen, Gleichstrom induktiv	62,5 W (L/R = 50 ms)
Schließen und Öffnen, Wechselstrom ohmsch	2500 VA ohmsch (cos phi = 1)
Schließen und Öffnen, Wechselstrom induktiv	2500 VA induktiv (cos phi = 0,7)
Schließen und Übertragung, Gleichstrom ohmsch	30 A für 3 s, 10.000 Schaltvorgänge (abhängig von der Höchstlast von 7.500 W)

Schließen, Übertragung und Öffnen, Wechselstrom ohmsch	4 A für 1,5 s, 10000 Schaltvorgänge (abhängig von der oben genannten Schaltleistungsgrenze und der ohmschen Belastung im DC-Bereich)
Schließen, Übertragung und Öffnen, Gleichstrom induktiv	0,5 A für 1 s, 10.000 Schaltvorgänge (abhängig von der oben genannten Schaltleistungsgrenze und der induktiven Belastung im DC-Bereich)
Schließen, Übertragung und Öffnen, Wechselstrom ohmsch	30 A für 200 ms, 2000 Vorgänge (unter Einhaltung der oben genannten Grenzen)
Schließen, Übertragung und Öffnen, Wechselstrom induktiv	10 A für 1,5 s, 10.000 Betätigungen (abhängig von den oben angegebenen Grenzen)
Belasteter Kontakt	mind. 10.000 Betätigungen
Unbelasteter Kontakt	mind. 100.000 Betätigungen
Ansprechzeit	< 5 ms
Rücksetzzeit	< 10 ms

28.10.3 AUSGANGSKONTAKTE MIT HOHER SCHALTLEISTUNG

Konformität	Gemäß IEC 60255-1:2009
Verwendung	Für Anwendungen, die eine hohe Schaltleistung erfordern
Nennspannung	300 V
Maximaler Dauerstrom	10 A DC
Stabilität der Übertragung von kurzer Dauer	30 A DC für 3 s 250 A für 30 ms
Schließen und Öffnen, Gleichstrom ohmsch	7500 W
Schließen und Öffnen, Gleichstrom induktiv	2500 W (L/R = 50 ms)
Schließen und Übertragung, Gleichstrom ohmsch	30 A für 3 s, 10.000 Betätigungen (abhängig von den oben angegebenen Grenzen)
Schließen, Übertragung und Öffnen, Wechselstrom ohmsch	30 A für 3 s, 5000 Schaltvorgänge (abhängig von der oben genannten Schaltleistungsgrenze und der ohmschen Belastung im DC-Bereich) 30 A für 200 ms, 10.000 Schaltvorgänge (abhängig von der oben genannten Schaltleistungsgrenze und der ohmschen Belastung im DC-Bereich)
Schließen, Übertragung und Öffnen, Gleichstrom induktiv	10 A für 40 ms, 10.000 Schaltvorgänge (abhängig von der oben genannten Schaltleistungsgrenze und der induktiven Belastung im DC-Bereich) 10 A für 20 ms (250 V, vier Schaltvorgänge (abhängig von der oben genannten Schaltleistungsgrenze und der induktiven Belastung im DC-Bereich)
Belasteter Kontakt	Mindestens 10.000 Schaltvorgänge.
Unbelasteter Kontakt	Mindestens 100.000 Schaltvorgänge.
Ansprechzeit	< 0,2 ms
Rücksetzzeit	< 8 ms
MOV-Schutz (Metal Oxid Varistor)	Höchstspannung 330 VDC

28.10.4 ÜBERWACHUNGSKONTAKTE

Verwendung	Nicht programmierbare Kontakte zum Anzeigen der Funktionsfähigkeit des Geräts
Schaltleistung, Gleichstrom ohmsch	30 W
Schaltleistung, Gleichstrom induktiv	15 W (L/R = 40 ms)
Schaltleistung, Wechselstrom induktiv	375 VA induktiv (cos phi = 0,7)

28.11 MECHANISCHE DATEN

28.11.1 PHYSIKALISCHE PARAMETER

Gehäusearten*	40TE 60TE 80TE
Gewicht (Gehäuse mit 40 TE)	7 bis 8 kg (abhängig von den gewählten Optionen)
Gewicht (Gehäuse mit 60 TE)	9 bis 12 kg (abhängig von den gewählten Optionen)
Gewicht (Gehäuse mit 80 TE)	13 bis 16 kg (abhängig von den gewählten Optionen)
Abmessungen in mm (B x H x L) (Gehäuse mit 40 TE)	B: 206,0 mm, H: 177,0 mm, T: 243,1 mm
Abmessungen in mm (B x H x L) (Gehäuse mit 60 TE)	B: 309,6 mm, H: 177,0 mm, T: 243,1 mm
Abmessungen in mm (B x H x L) (Gehäuse mit 80 TE)	B: 413,2 mm, H: 177,0 mm, T: 243,1 mm
Montage	Schalttafel, Gestell oder Nachrüstung

Hinweis:
**Die Gehäusegröße ist produktabhängig.*

28.11.2 GEHÄUSESCHUTZ

Schutz vor Staub und Tropfwasser (Vorderseite)	IP52 gemäß IEC 60529:1989/A2:2013
Schutz vor Staub (ganzes Gehäuse)	IP50 gemäß IEC 60529:1989/A2:2013
Schutz für die Seiten des Gehäuses (Sicherheit)	IP30 gemäß IEC 60529:1989/A2:2013
Schutz für die Rückseite des Gehäuses (Sicherheit)	IP10 gemäß IEC 60529:1989/A2:2013

28.11.3 MECHANISCHE STABILITÄT

Vibrationsprüfung gemäß EN 60255-21-1:1998	Reaktion: Klasse 2, Haltbarkeit: Klasse 2
Unempfindlichkeit gegen Schlag und Fall gemäß EN 60255-21-2:1988	Schlagreaktion: Klasse 2, Schlagbeständigkeit: Klasse1, Fallbeständigkeit: Klasse 1
Erdbebenprüfung gemäß EN 60255-21-3: 1993	Klasse 2

28.11.4 FESTIGKEIT DER TRANSPORTVERPACKUNG

Primärer Schutz der Verpackungskartons	ISTA 1C
Vibrationsprüfungen	Drei Richtungen, 7 Hz, Amplitude 5,3 mm, Beschleunigung 1,05 g
Sturzprüfungen	Zehn Stürze aus einer Höhe von 610 mm auf verschiedene Flächen, Kanten und Ecken des Kartons

28.12 TYPPRÜFUNGEN

28.12.1 ISOLATION

Konformität	IEC 60255-27: 2013
Isolationswiderstand	> 100 MOhm bei 500 VDC (nur Verwendung eines elektronischen/bürstenlosen Isolationsprüfers)

28.12.2 KRIECH- UND LUFTSTRECKEN

Konformität	IEC 60255-27: 2013
Verschmutzungsgrad	3
Überspannungskategorie	III
Impulsprüfspannung (nicht RJ45)	5 kV
Impulsprüfspannung (RJ45)	1 kV

28.12.3 HOCHSPANNUNGSFESTIGKEIT (DIELEKTRISCH)

IEC-Konformität	IEC 60255-27: 2013
Zwischen allen unabhängigen Stromkreisen	2 kV AC eff. für 1 Minute
Zwischen unabhängigen Stromkreisen und der Schutzerdleiterklemme	2 kV AC eff. für 1 Minute
Zwischen allen Gehäuseanschlüssen und Gehäuseerde	2 kV AC eff. für 1 Minute
Über offenen Überwachungskontakten	1 kV AC eff. für 1 Minute
Über offenen Kontakten von Umschalt-Ausgangsrelais	1 kV AC eff. für 1 Minute
Zwischen allen RJ45-Kontakten und Schutzerde	1 kV AC eff. für 1 Minute
Zwischen allen EIA(RS)485-Schraubkontakten und Schutzerde	1 kV AC eff. für 1 Minute
ANSI/IEEE-Konformität	ANSI/IEEE C37.90-2005
Über offenen Kontakten von Schließer-Ausgangsrelais	1,5 kV AC eff. für 1 Minute
Über offenen Schließer- Kontakten von Umschalt-Ausgangsrelais	1 kV AC eff. für 1 Minute
Über offenen Überwachungskontakten	1 kV AC eff. für 1 Minute

28.12.4 PRÜFUNG AUF IMPULSSPANNUNGSFESTIGKEIT

Konformität	IEC 60255-27: 2013
Zwischen allen unabhängigen Stromkreisen	Stirnzeit: 1,2 µs, Halbwertzeit: 50 µs, Spitzenwert: 5 kV, 0,5 J
Zwischen den Anschlüssen aller unabhängigen Stromkreise	Stirnzeit: 1,2 µs, Halbwertzeit: 50 µs, Spitzenwert: 5 kV, 0,5 J
Zwischen allen unabhängigen Stromkreisen und der Schutzerdleiterklemme	Stirnzeit: 1,2 µs, Halbwertzeit: 50 µs, Spitzenwert: 5 kV, 0,5 J

Hinweis:
Ausnahmen sind Kommunikationsanschlüsse und Schließer-Ausgangskontakte, wo zutreffend.

28.13 UMGEBUNGSBEDINGUNGEN

28.13.1 UMGEBUNGSTEMPERATURBEREICH

Konformität	IEC 60255-27: 2013
Prüfmethode	IEC 60068-2-1:2007 und IEC 60068-2-2 2007
Betriebstemperaturbereich	–25 bis +55 C (ständig)
Temperaturbereich für Lagerung und Transport	–25 bis +70 C (ständig)

28.13.2 TEMPERATURBESTÄNDIGKEITSPRÜFUNG

Temperaturbeständigkeitsprüfung	
Prüfmethode	IEC 60068-2-1: 2007 und 60068-2-2: 2007
Betriebstemperaturbereich	–40 C (96 Stunden) +70 C (96 Stunden)
Temperaturbereich für Lagerung und Transport	–40 C (96 Stunden) +70 C (96 Stunden)

28.13.3 LUFTFEUCHTIGKEITSBEREICH

Konformität	IEC 60068-2-78: 2012 und IEC 60068-2-30: 2005
Dauerfestigkeit	56 Tage bei 93 % relativer Luftfeuchtigkeit und +40°C
Feuchte Wärme, zyklisch	sechs (12 + 12) Stundenzyklen, 93 % relative Feuchtigkeit, +25 bis +55 C

28.13.4 KORROSIVE UMGEBUNGEN

Konformität, industrielle korrosive Umgebung/schlechte Umgebungskontrolle	IEC 60068-2-42: 2003, IEC 60068-2-43: 2003, IEC 60068-2-52: 1996
Schwefeldioxid, IEC 60068-2-42: 2003	Einwirkung hoher Konzentrationen (25 ppm) SO_2 bei 75 % relativer Feuchtigkeit und +25° C über eine Dauer von 21 Tagen
Schwefelwasserstoff, IEC 60068-2-43: 2003	Einwirkung hoher Konzentrationen (10 ppm) H_2S bei 75 % relativer Feuchtigkeit und +25° C über eine Dauer von 21 Tagen
Salznebel, IEC 60068-2-52: 1996	7 Tage, KB-Schweregrad 3

28.14 ELEKTROMAGNETISCHE VERTRÄGLICHKEIT

28.14.1 PRÜFUNG AUF HOCHFREQUENZSTÖRUNGEN, 1 MHZ BURST

Konformität	IEC 60255-26:2013
Allgemeine Prüfspannung (Stufe 3)	2,5 kV
Differentialprüfspannung (Stufe 3)	1,0 kV

28.14.2 PRÜFUNG DER GEDÄMPFTEN SCHWINGUNG

Konformität	EN61000-4-18: 2011: Stufe 3, 100 kHz und 1 MHz. Stufe 4: 3 MHz, 10 MHz und 30 MHz, IEC 60255-26:2013
Allgemeine Prüfspannung (Stufe 3)	2,5 kV
Allgemeine Prüfspannung (Stufe 4)	4,0 kV
Differentialprüfspannung	1,0 kV

28.14.3 FESTIGKEIT GEGEN ELEKTROSTATISCHE ENTLADUNG

Konformität	IEC 60255-26:2013, IEC 61000-4-2:2009
Bedingung der Klasse 4	15 kV Entladung in Luft zur Benutzerschnittstelle, zum Display und zu freiliegenden Metallteilen
Bedingung der Klasse 3	8 kV Entladung in Luft an allen Kommunikationsanschlüssen

28.14.4 ANFORDERUNGEN AN ELEKTRISCHE SCHNELLE STÖRGRÖßE ODER BURST

Konformität	IEC 60255-26:2013, IEC 61000-4-4:2012
Angewendet auf Kommunikationseingänge	Amplitude: 2 kV, Burstfrequenz 5 kHz und 100 kHz (Stufe 4)
Angewendet auf die Stromversorgung und alle anderen Eingänge außer die Kommunikationseingänge	Amplitude: 4 kV, Burstfrequenz 5 kHz und 100 kHz (Stufe 4)

28.14.5 STOßSPANNUNGSFESTIGKEIT

Konformität	IEEE/ANSI C37.90.1: 2012
Bedingung 1	4 kV schnelle transiente Spannung und 2,5 kV schwingende Spannung, die im Gleichtaktbetrieb und im Differentialbetrieb an Opto-Eingänge, Ausgangsrelais, Stromwandler, Spannungswandler und die Stromversorgung angelegt wird
Bedingung 2	4 kV schnelle transiente Spannung und 2,5 kV schwingende Spannung, die im Gleichtaktbetrieb an die Kommunikationsanschlüsse und IRIG-B angelegt wird

28.14.6 PRÜFUNG AUF ÜBERSPANNUNGSFESTIGKEIT

Konformität	IEC 60255-26:2013, IEC 61000-4-5:2014+AMD1:2017
Impulsdauer	Halbwertzeit: 1,2/50 µs
Zwischen allen Gruppen und der Schutzerdleiterklemme	Amplitude 4 kV
Zwischen den Anschlüssen jeder Gruppe (außer Kommunikationsanschlüsse, wo zutreffend)	Amplitude 2 kV

28.14.7 FESTIGKEIT GEGEN ABGESTRAHLTE ELEKTROMAGNETISCHE ENERGIE

Konformität	IEC 60255-26:2013, IEC 61000-4-3:2006 und A2:2010
Frequenzband	80 MHz bis 3,0 GHz
Stichproben bei	80, 160, 380, 450, 900, 1850, 2150 MHz
Prüffeldstärke	10 V/m
Prüfung mit AM	1 kHz bei 80 %
Konformität	IEEE/ANSI C37.90.2: 2004
Frequenzband	80 MHz bis 1 GHz
Stichproben bei	80, 160, 380, 450 MHz
Wellenform	1 kHz bei 80 % am und impulsmoduliert
Feldstärke	35 V/m

28.14.8 STÖRFESTIGKEIT GEGEN STRAHLUNG VON DIGITALEN KOMMUNIKATIONSEINRICHTUNGEN

Konformität	IEC 61000-4-3:2006 + A2:2010
Frequenzbänder	800 bis 960 MHz, 1,4 bis 2,0 GHz
Prüffeldstärke	30 V/m
Prüfung mit AM	1 kHz/80 %

28.14.9 STÖRFESTIGKEIT GEGEN STRAHLUNG VON DIGITALEN FUNKTELEFONEN

Konformität	IEC 60255-26:2013, IEC 61000-4-3:2006 und A2:2010
Frequenzbänder	900 MHz und 1,89 GHz
Prüffeldstärke	10 V/m

28.14.10 STÖRFESTIGKEIT GEGEN LEITUNGSGEBUNDENE STÖRUNGEN, DIE VON HOCHFREQUENZFELDERN INDUZIERT WERDEN

Konformität	IEC 60255-26:2013, IEC 61000-4-6:2013 Stufe 3
Frequenzbänder	150 kHz bis 80 MHz
Störprüfspannung	10 V eff.
Prüfung mit AM	1 kHz bei 80 %
Stichproben	27 MHz und 68 MHz

28.14.11 STÖRFESTIGKEIT GEGEN MAGNETFELDER

Konformität	IEC 61000-4-8:2009 Stufe 5 IEC 61000-4-9:2016 Stufe 5 IEC 61000-4-10:2016 Stufe 5
IEC 61000-4-8-Prüfung	100 A/m ständig angewendet, 1000 A/m 3 s lang angewendet
IEC 61000-4-9-Prüfung	1000 A/m in allen Ebenen angewendet
IEC 61000-4-10-Prüfung	100 A/m in allen Ebenen bei 100 kHz/1 MHz mit einer Burstdauer von 2 Sekunden angewendet

28.14.12 LEITUNGSGEBUNDENE EMISSIONEN

Konformität	IEC 60255-26:2013, EN 55032: 2015+A1:2020
Stromversorgungsprüfung 1	0,15 bis 0,5 MHz, 79 dBµV (Quasi-Spitzenwert) 66 dBµV (Durchschnitt)
Stromversorgungsprüfung 2	0,5 bis 30 MHz, 73 dBµV (Quasi-Spitzenwert) 60 dBµV (Durchschnitt)
RJ45-Prüfung 1 (je nach Anwendung)	0,15 bis 0,5 MHz, 97 dBµV (Quasi-Spitzenwert) 84 dBµV (Durchschnitt)
RJ45-Prüfung 2 (je nach Anwendung)	0,5 bis 30 MHz, 87 dBµV (Quasi-Spitzenwert) 74 dBµV (Durchschnitt)

28.14.13 STRAHLUNGSEMISSIONEN

Konformität	IEC 60255-26:2013
Prüfung 1	30–230 MHz, 40 dBµV/m bei 10 m Messdistanz
Prüfung 2	230–1 GHz, 47 dBµV/m bei 10 m Messdistanz
Prüfung 3	1–2 GHz, 76 dBµV/m bei 10 m Messdistanz

28.14.14 NETZFREQUENZ

Konformität	IEC 60255-26:2013
Opto-Eingänge (Konformität wird mithilfe des Opto-Eingangsfilters hergestellt)	300 V Gleichtaktbetrieb (Klasse A) 150 V Differentialbetrieb (Klasse A)

Hinweis:
Konformität wird mithilfe des Opto-Eingangsfilters hergestellt.

28.15 REGULATORISCHE KONFORMITÄT

Konformität mit der Richtlinie der Europäischen Kommission zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) und der Niederspannungsrichtlinie wird anhand einer Datei mit technischen Angaben nachgewiesen.

28.15.1 EMV-KONFORMITÄT: 2014/30/EU

Die produktspezifische Konformitätserklärung (DoC) listet die relevante(n) harmonisierte(n) Norm(en) oder Konformitätsbewertung zum Nachweis der Einhaltung der EMV-Richtlinie auf.

28.15.2 NSR-KONFORMITÄT: 2014/35/EU

Die produktspezifische Konformitätserklärung (DoC) listet die relevante(n) harmonisierte(n) Norm(en) oder Konformitätsbewertung zum Nachweis der Einhaltung der NSR-Richtlinie auf.

Sicherheitsrelevante Informationen wie Installationskategorie (Überspannungskategorie) I, Verschmutzungsgrad und Betriebstemperaturbereiche sind im Abschnitt Technische Daten der jeweiligen Produktdokumentation bzw. auf der Produktkennzeichnung angegeben.

Sofern im Abschnitt Technische Daten der jeweiligen Produktdokumentation nicht anders angegeben, ist das Gerät nur für den Einsatz in Innenräumen vorgesehen. Ist der Einsatz das Geräts im Freien erforderlich, muss das Gerät in einem speziellen Schrank oder Gehäuse montiert werden, um das Gerät vor der zu erwartenden Außenumgebung zu schützen.

28.15.3 R&TTE-KONFORMITÄT: 2014/53/EU

Richtlinie für Funk- und Telekommunikationsendgeräte (R&TTE) 2014/53/EG.

Nachgewiesen wird Konformität mit der Richtlinie zur elektromagnetischen Verträglichkeit und der Niederspannungsrichtlinie bezüglich null Volt.

28.15.4 UL/CUL-KONFORMITÄT

Ein mit dem Logo versehenes Gerät ist mit den Anforderungen von Underwriters Laboratories (Kanada und USA) konform.

Die relevante UL-Dateinummer und die Kennung sind am Gerät angegeben.

ANHANG A

BESTELLOPTIONEN

Bestellinformation

CORTEC-Bestellnummernversion		1-3	4	5	6	7	8	9	10	11	12-13	14	15
Distanzschutz und automatische Wiedereinschaltung/Synchronkontrolle		P44									**		
Anwendung mit einzelnem Leistungsschalter			3										
Anwendung mit Anderthalb-Leistungsschalter oder zwei Leistungsschaltern			6										
Bemessene Hilfsversorgungsspannung													
24 - 54 VDC				7									
48 - 125 VDC (40 - 100 VAC)				8									
110 - 250 VDC (100 - 240 VAC)				9									
StW- und SpW-Verhältnisse	Kompatibilität von Hardwareoptionen												
In = 1 A/5 A; Vn = 100–120 VAC	Alle				1								
IEC 61850-9-2LE Redundant Sampled Analogue Values Ethernet – Prozessbusmodell *	Nur Optionen R, S, T				C								
Hardwareoptionen													
Standard – 1 x rückseitiger serieller RS485-Kommunikationsanschluss mit allen Bestelloptionen (einsatzfähig für Courier, -103, DNP3)						1							
Mit zusätzlichem IRIG-B (moduliert)						2							
Mit zusätzlichem IRIG-B (moduliert) und LWL-Kommunikation						4							
Mit zweitem rückseitigem Courier-Protokoll-Anschluss und moduliertem IRIG-B *						F							
Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover: zwei Mulitmode-Faseranschlüsse und moduliertes/unmoduliertes IRIG-B *						R							
Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover: zwei Kupferanschlüsse RJ45 und moduliertes/unmoduliertes IRIG-B *						S							
Single und Redundant Ethernet Failover: ein Kupferanschluss RJ45 und ein Mulitmode-Faseranschluss und moduliertes/unmoduliertes IRIG-B *						T							
Einzeln Ethernet ein LC-Duplexanschluss + Universal-IRIG-B + 1588 + ein RJ45-Wartungsanschluss **						U							
Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover, zwei LC-Duplexanschlüsse + IEC870-103-konforme serielle Faser-ST-Anschlüsse + Universal-IRIG-B + 1588 + ein RJ45-Wartungsanschluss **						V							
Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover, zwei RJ45 + Universal-IRIG-B + 1588 + ein RJ45-Wartungsanschluss **						W							
Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover, zwei LC-Duplexanschlüsse + Universal IRIG-B + 1588 + ein RJ45-Wartungsanschluss **						Y							
*** nur mit SW AA erhältlich**													
**** nur mit SW AB erhältlich**													
Eingangs-/Ausgangsoptionen	Gehäusegrößenkompatibilität												
8 Eingänge, 7 Ausgänge	40TE, 60TE						A						
8 Eingänge, 8 Ausgänge	40TE, 60TE						B						
12 Eingänge, 11 Ausgänge **	60TE						D						
16 Eingänge, 7 Ausgänge **	60TE						F						
16 Eingänge, 14 Ausgänge	60TE						G						
16 Eingänge, 16 Ausgänge	60TE						H						
16 Eingänge, 16 Ausgänge plus 4 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung	Nur P443 60TE, 80TE						J						
16 Eingänge, 21 Ausgänge	Nur P443 60TE, 80TE						K						
16 Eingänge, 24 Ausgänge	Nur P443 60TE, 80TE						L						
24 Eingänge, 14 Ausgänge **	Nur P443 60TE, 80TE						R						
24 Eingänge, 16 Ausgänge **	Nur P443 60TE, 80TE						S						
24 Eingänge, 16 Ausgänge plus 8 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung	80TE						T						
24 Eingänge, 24 Ausgänge **	80TE						U						
24 Eingänge, 32 Ausgänge	80TE						V						
32 Eingänge, 14 Ausgänge **	80TE						Z						
32 Eingänge, 24 Ausgänge **	80TE						1						
32 Eingänge, 32 Ausgänge	Nur P443 – 80TE						2						
40 Eingänge, 24 Ausgänge	Nur P443 – 80TE						4						
48 Eingänge, 16 Ausgänge **	Nur P443 – 80TE						7						
InterMiCOM64-Kanaloptionen													
Kan1 = 850 nm Mulitmode, Kan2=850 nm Mulitmode								A					
Kan1 = 1300 nm Monomode, Kan2 = nicht installiert (nur 2 Anschlüsse)								B					
Kan1 = 1300 nm Monomode, Kan2 = 1300 nm Monomode								C					
Kan1 = 1300 nm Mulitmode, Kan2 = nicht installiert (nur 2 Anschlüsse)								D					
Kan1 = 1300 nm Mulitmode, Kan2=1300 nm Mulitmode								E					
Kan1 = 1550 nm Monomode, Kan2 = nicht installiert (nur 2 Anschlüsse)								F					
Kan1 = 1550 nm Monomode, Kan2 = 1550 nm Monomode								G					
Kan1 = 850 nm Mulitmode, Kan2 = 1300 nm Singlemode								H					
Kan1 = 850 nm Mulitmode, Kan2=1300 nm Mulitmode								J					
Kan1 = 850 nm Mulitmode, Kan2 = 1550 nm Singlemode								K					
Ohne InterMiCOM64-Kanäle								X					
Gehäusegröße und Montage	Produktkompatibilität												
80TE-Gehäuse – Einbau–/Schalttafelmontage mit Beschichtung für raue Umgebungen, mit USB-Anschluss und 10 Funktionstasten	P443, P446								S				
80TE-Gehäuse – 19-Zoll-Gestellmontage mit Beschichtung für raue Umgebungen, mit USB-Anschluss und 10 Funktionstasten	P443, P446								T				
40TE-Gehäuse – Einbau-/Schalttafelmontage mit Beschichtung für raue Umgebungen, mit USB-Anschluss, ohne Funktionstasten	P443. P446 mit IEC 61850-9-2LE								U				
60TE-Gehäuse – Einbau–/Schalttafelmontage mit Beschichtung für raue Umgebungen, mit USB-Anschluss und 10 Funktionstasten	P446, P446								V				
Produktmerkmale													
Distanzschutz für Mittelspannung/Verteilung, nur dreipolige Auslösung										A			
Teilzyklusübertragung Distanz										B			
Softwareversion													
Hauptversion – zum Auswählen bitte Online-Shop besuchen											**		
Kundenspezifische Zusätze Standardversion													
Kundenspezifische Konfigurationen/Optionen												0	
												A	
Hardwareversion													
Hardware der 5. Generation, grafische farbige Mensch-Maschine-Schnittstelle mit hochleistungsfähiger Verarbeitung													Q

ANHANG B

EINSTELLUNGEN UND SIGNALE

Tabellen mit einer vollständigen Liste der Einstellungen für jedes Modell werden in einer separaten Excel-Datei bereitgestellt, die als integrierte Datenquelle beigefügt ist. Um auf diese Datei zuzugreifen, klicken Sie auf die Schaltfläche unten:

Hinweis:
Möglicherweise wird ein Dialogfeld „Datei öffnen“ mit einer Warnmeldung zu möglichen Schäden durch Programme, Makros oder Viren geöffnet. Die mitgelieferte Datei enthält keine schädlichen Inhalte und kann bedenkenlos geöffnet werden.

Einstellungen und Signale

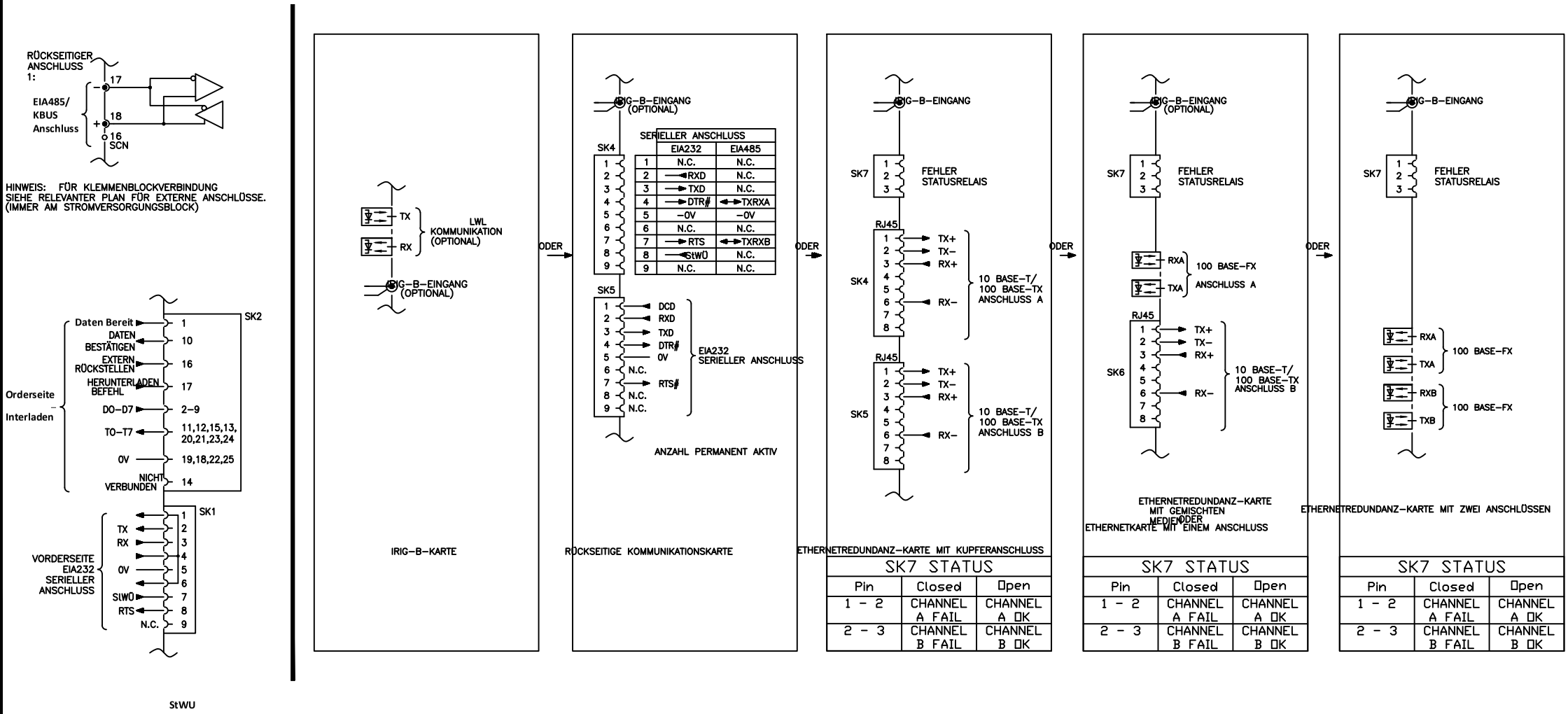
ANHANG C

SCHALTPLÄNE

Modell	CORTEC-OPTION*	Eingangs-/Ausgangsoptionen und Gehäusegrößenkompatibilität	Zeichnung	Ausgabe
Alle	-	Kommunikationsoptionen der Px40-Plattform	10Px4001-1 10Px4001-2	N A
P443	E/A-Option A	8 Eingänge, 7 Ausgänge (40TE)	10P44336-1	A
	E/A-Option A	8 Eingänge, 7 Ausgänge (60TE)	10P44308-1	A
	E/A-Option B	8 Eingänge, 8 Ausgänge (40TE)	10P44337-1	A
	E/A-Option B	8 Eingänge, 8 Ausgänge (60TE)	10P44309-1	A
	E/A-Option C	8 Eingänge, 14 Ausgänge (60TE)	10P44310-1	A
	E/A-Option E	12 Eingänge, 12 Ausgänge (60TE)	10P44311-1	A
	E/A-Option G	16 Eingänge, 14 Ausgänge (80TE)	10P44312-1	B
	E/A-Option H	16 Eingänge, 16 Ausgänge (60TE)	10P44313-1	A
	E/A-Option J	16 Eingänge, 16 Ausgänge + 4 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung) (60TE)	10P44314-1	A
	E/A-Option J	16 Eingänge, 16 Ausgänge + 4 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung) (80TE)	10P44339-1	B
	E/A-Option K	16 Eingänge, 21 Ausgänge (60TE)	10P44315-1	A
	E/A-Option K	16 Eingänge, 21 Ausgänge (80TE)	10P44340-1	B
	E/A-Option L	16 Eingänge, 24 Ausgänge (60TE)	10P44316-1	A
	E/A-Option L	16 Eingänge, 24 Ausgänge (80TE)	10P44341-1	B
	E/A-Option P	20 Eingänge, 20 Ausgänge (60TE)	10P44370-1	A
	E/A-Option P	20 Eingänge, 20 Ausgänge (80TE)	10P44360-1	A
	E/A-Option S	24 Eingänge, 16 Ausgänge (60TE)	10P44373-1	A
	E/A-Option S	24 Eingänge, 16 Ausgänge (80TE)	10P44362-1	A
	E/A-Option T ż	24 Eingänge, 16 Ausgänge + 8 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung) (80TE)	10P44342-1	B
	E/A-Option U	24 Eingänge, 24 Ausgänge (80TE)	10P44363-1	A
	E/A-Option V	24 Eingänge, 32 Ausgänge (80TE)	10P44343-1	B
	E/A-Option Y	28 Eingänge, 43 Ausgänge (80TE)	10P44338-1	A
	E/A-Option 1	32 Eingänge, 24 Ausgänge (80TE)	10P44365-1	A
	E/A-Option 2	32 Eingänge, 32 Ausgänge (80TE)	10P44344-1	B
	E/A-Option 4	40 Eingänge, 24 Ausgänge (80TE)	10P44345-1	B
	E/A-Option 5	40 Eingänge, 32 Ausgänge (80TE)	10P44366-1	A
P446	E/A-Option A	8 Eingänge, 7 Ausgänge (40TE)	10P44641-1	A
	E/A-Option A	8 Eingänge, 7 Ausgänge (60TE)	10P44613-1	A
	E/A-Option B	8 Eingänge, 8 Ausgänge (40TE)	10P44642-1	A
	E/A-Option B	8 Eingänge, 8 Ausgänge (60TE)	10P44614-1	A
	E/A-Option C	8 Eingänge, 14 Ausgänge (60TE)	10P44615-1	A
	E/A-Option E	12 Eingänge, 12 Ausgänge (60TE)	10P44616-1	A
	E/A-Option G	16 Eingänge, 14 Ausgänge (60TE)	10P44617-1	B
	E/A-Option H	16 Eingänge, 16 Ausgänge (60TE)	10P44618-1	A
	E/A-Option J	16 Eingänge, 16 Ausgänge + 4 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung) (60TE)	10P44619-1	A

Modell	CORTEC-OPTION*	Eingangs-/Ausgangsoptionen und Gehäusegrößenkompatibilität	Zeichnung	Ausgabe
P446	E/A-Option J	16 Eingänge, 16 Ausgänge + 4 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung) (60TE)	10P44628-1	A
	E/A-Option J	16 Eingänge, 16 Ausgänge + 4 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung) (80TE)	10P44608-1	A
	E/A-Option K	16 Eingänge, 21 Ausgänge (60TE)	10P44620-1	A
	E/A-Option K	16 Eingänge, 21 Ausgänge (80TE)	10P44609-1	A
	E/A-Option L	16 Eingänge, 24 Ausgänge (60TE)	10P44621-1	A
	E/A-Option L	16 Eingänge, 24 Ausgänge (80TE)	10P44610-1	A
	E/A-Option P	20 Eingänge, 20 Ausgänge (80TE)	10P44652-1	A
	E/A-Option S	24 Eingänge, 16 Ausgänge (80TE)	10P44654-1	A
	E/A-Option T	24 Eingänge, 16 Ausgänge + 8 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung) (80TE)	10P44611-1	A
	E/A-Option U	24 Eingänge, 24 Ausgänge (80TE)	10P44655-1	A
	E/A-Option V	24 Eingänge, 32 Ausgänge (80TE)	10P44612-1	A
	E/A-Option 1	32 Eingänge, 24 Ausgänge (80TE)	10P44657-1	A

* Zur der Auswahl des entsprechenden Schaltplans/der entsprechenden Schaltpläne siehe CORTEC des betreffenden Modells.



SK7 STATUS

Pin	Closed	Open
1 - 2	CHANNEL A FAIL	CHANNEL A OK
2 - 3	CHANNEL B FAIL	CHANNEL B OK

SK7 STATUS

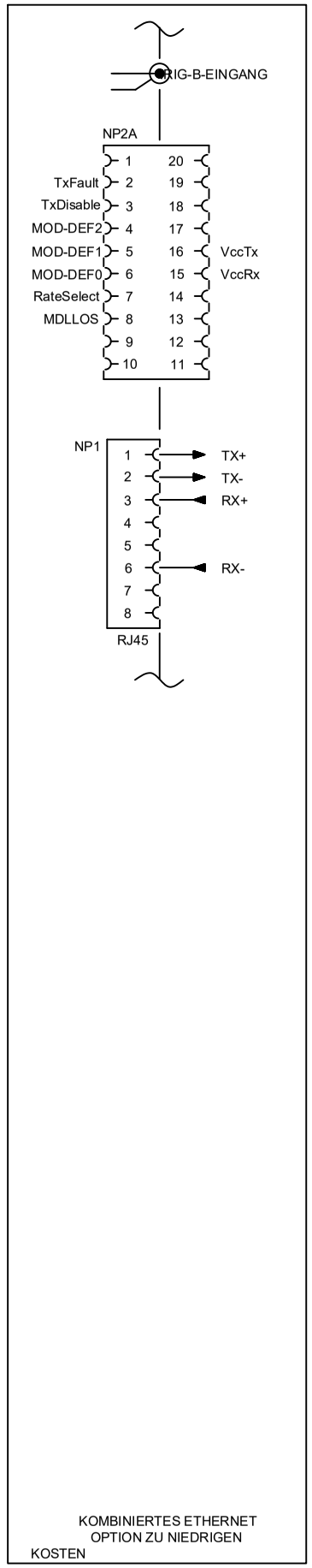
Pin	Closed	Open
1 - 2	CHANNEL A FAIL	CHANNEL A OK
2 - 3	CHANNEL B FAIL	CHANNEL B OK

SK7 STATUS

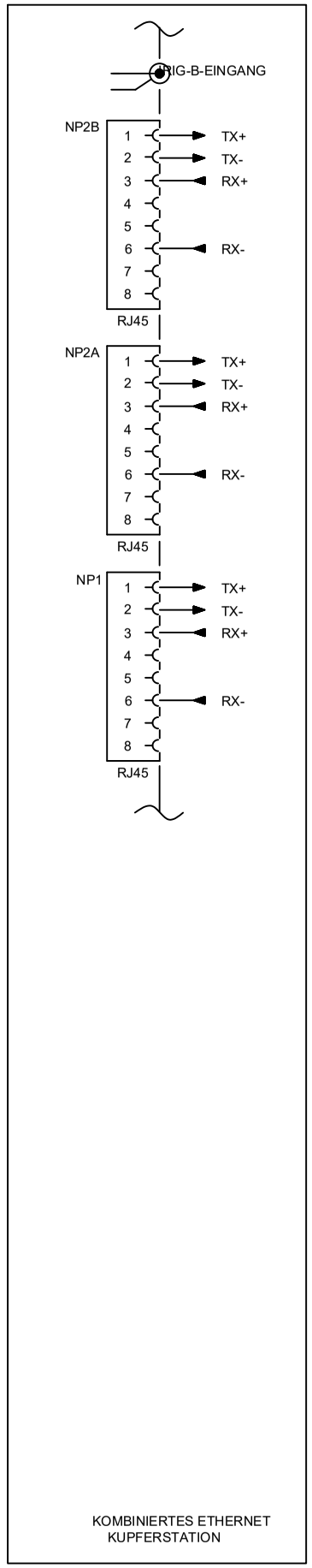
Pin	Closed	Open
1 - 2	CHANNEL A FAIL	CHANNEL A OK
2 - 3	CHANNEL B FAIL	CHANNEL B OK

Ausgabe: N	Revision: BLATT 2 HINZUGEFÜGT. CID008142.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE: KOMMUNIKATIONSOPTIONEN DER MiCOM Px40-PLATTFORM
Datum: 17/07/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10PX4001	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: 2

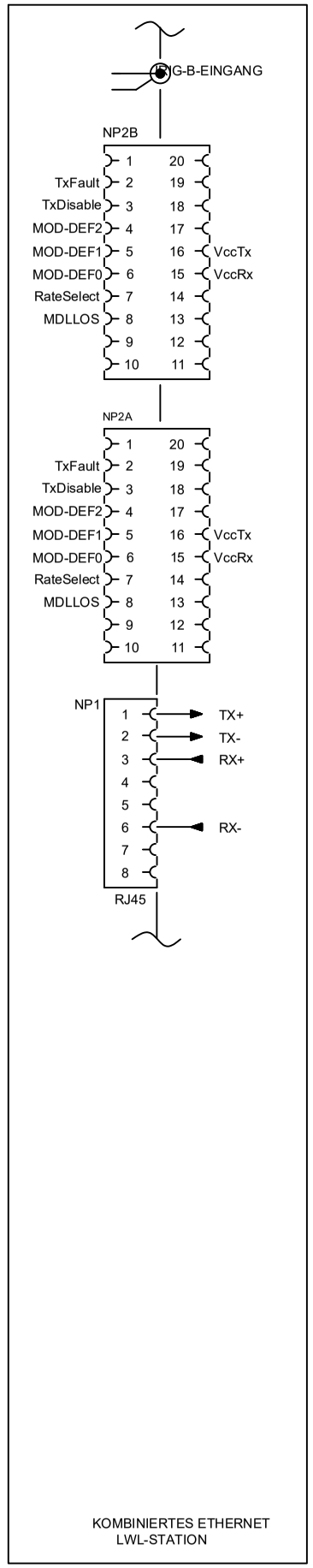
GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



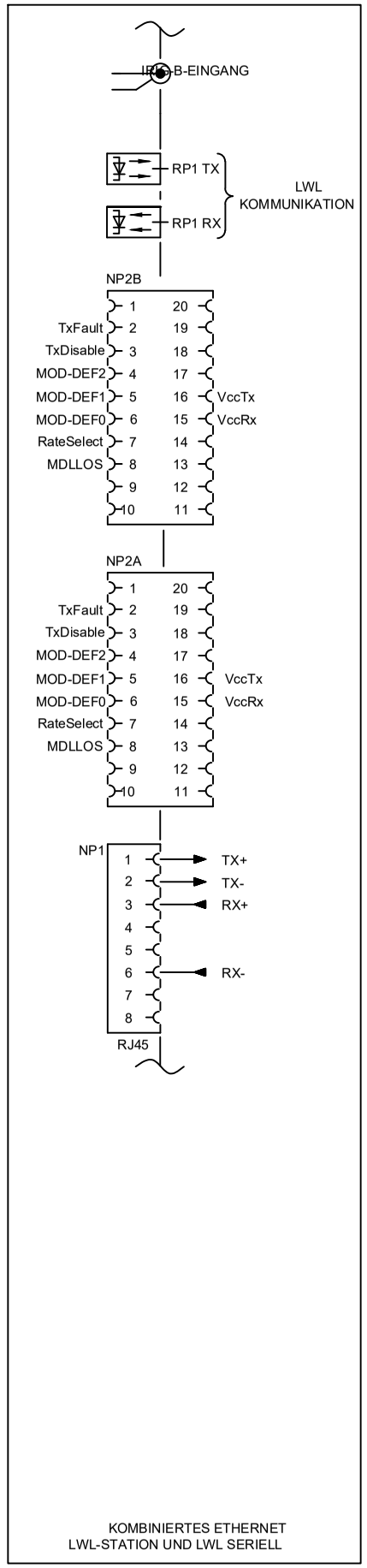
KOMBINIERTES ETHERNET
OPTION ZU NIEDRIGEN
KOSTEN



KOMBINIERTES ETHERNET
KUPFERSTATION

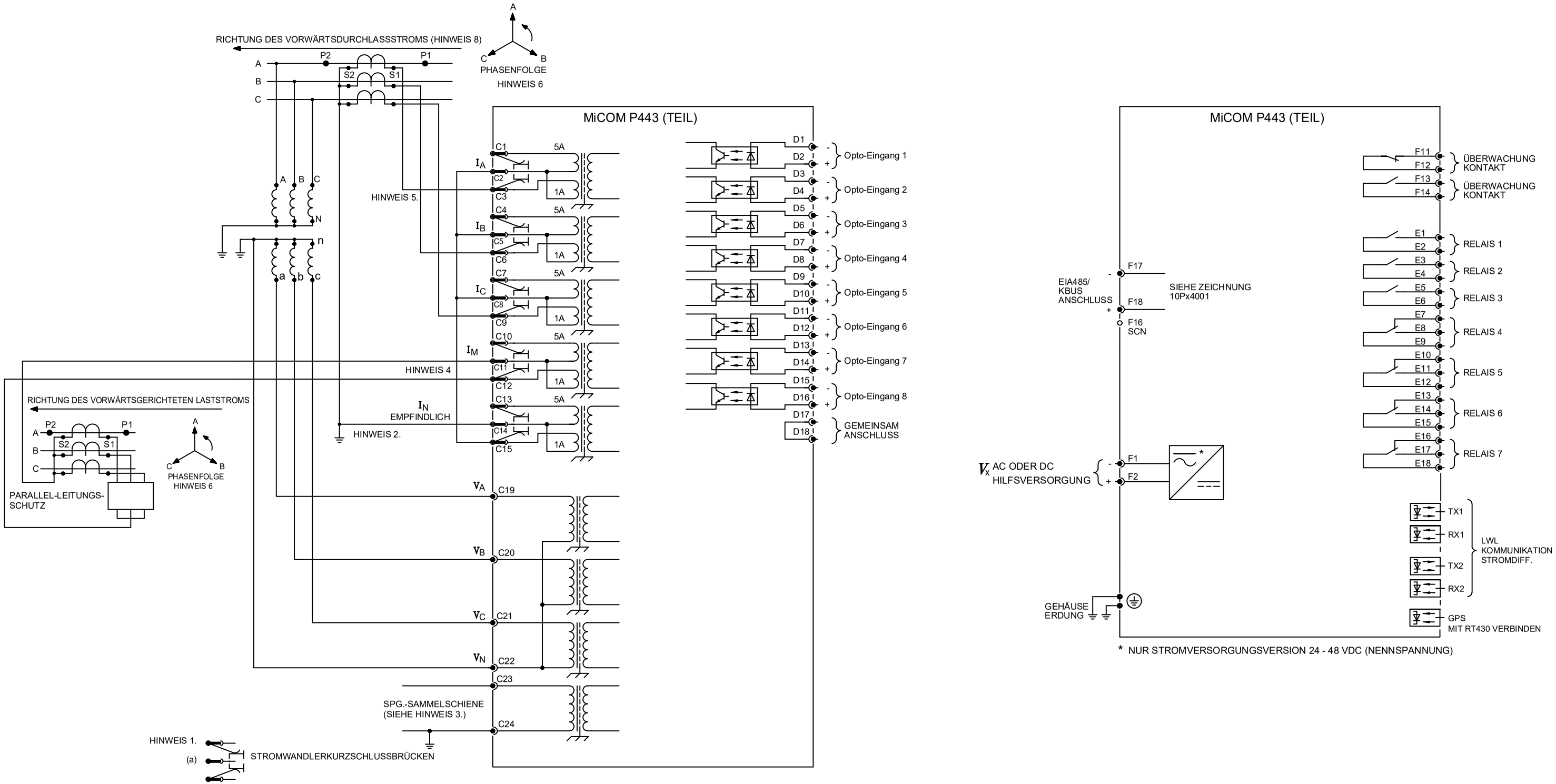


KOMBINIERTES ETHERNET
LWL-STATION



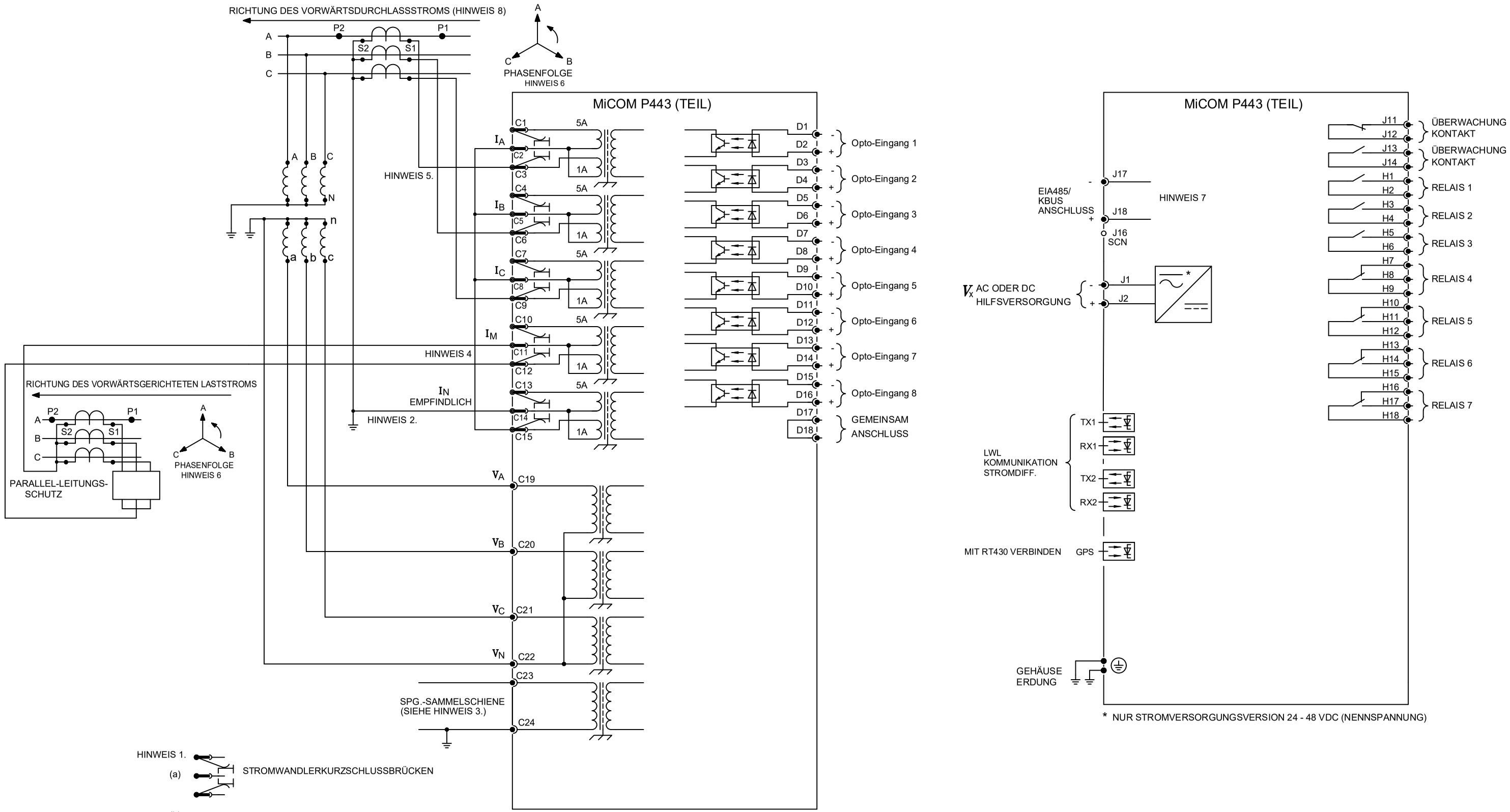
KOMBINIERTES ETHERNET
LWL-STATION UND LWL SERIELL

Ausgabe: A	Revision: ERSTAUSGABE. CID008142		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE KOMMUNIKATIONSOPTIONEN MICOM PX40		
Datum: 27/06/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10PX4001	Blatt: 2	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft:			Weiter Blatt: -	



2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. IN EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (40TE) 8E/7A	
Datum: 30/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44336	Blatt: 1	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft: S SWAIN		Weiter Blatt: -	



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

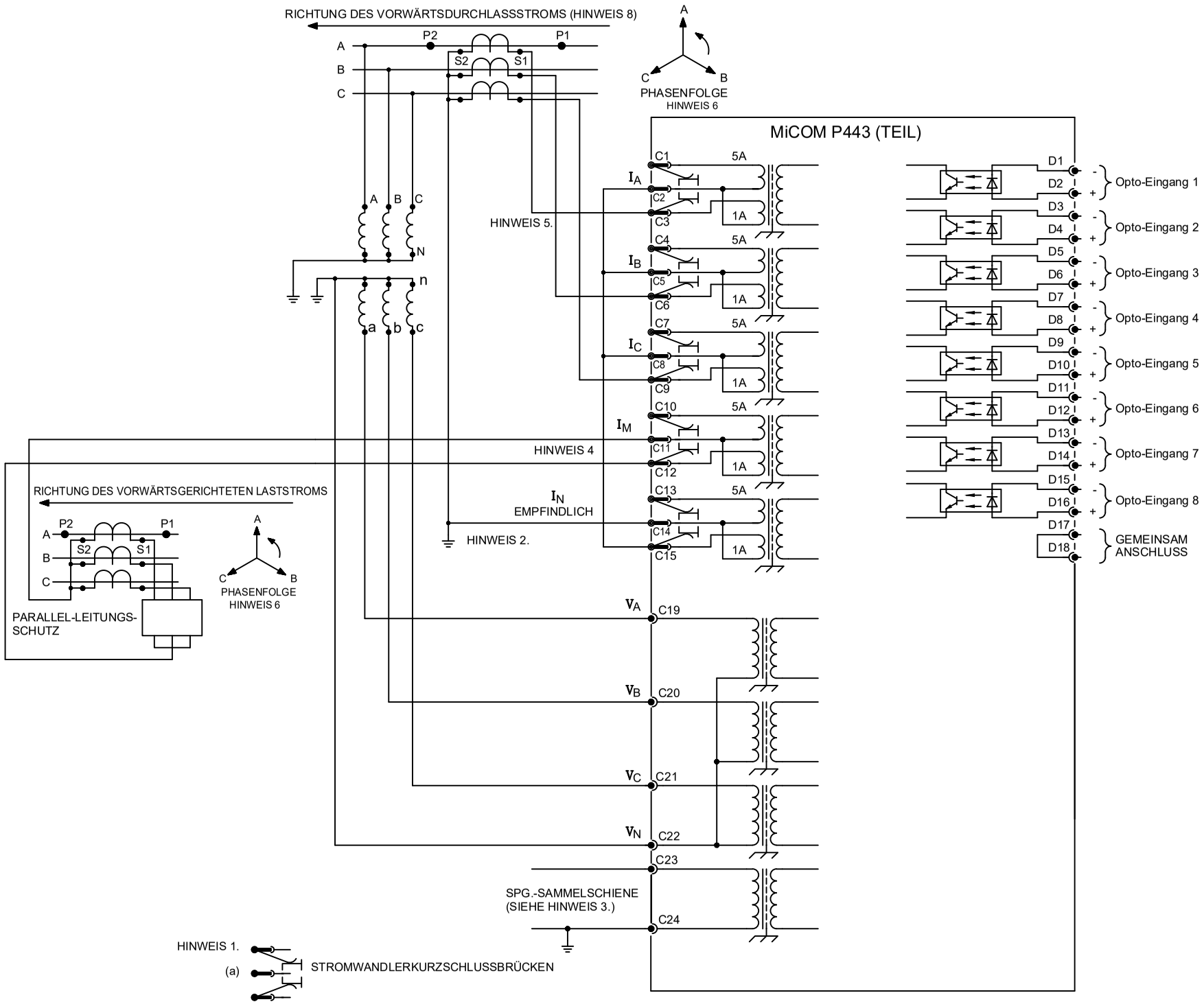
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

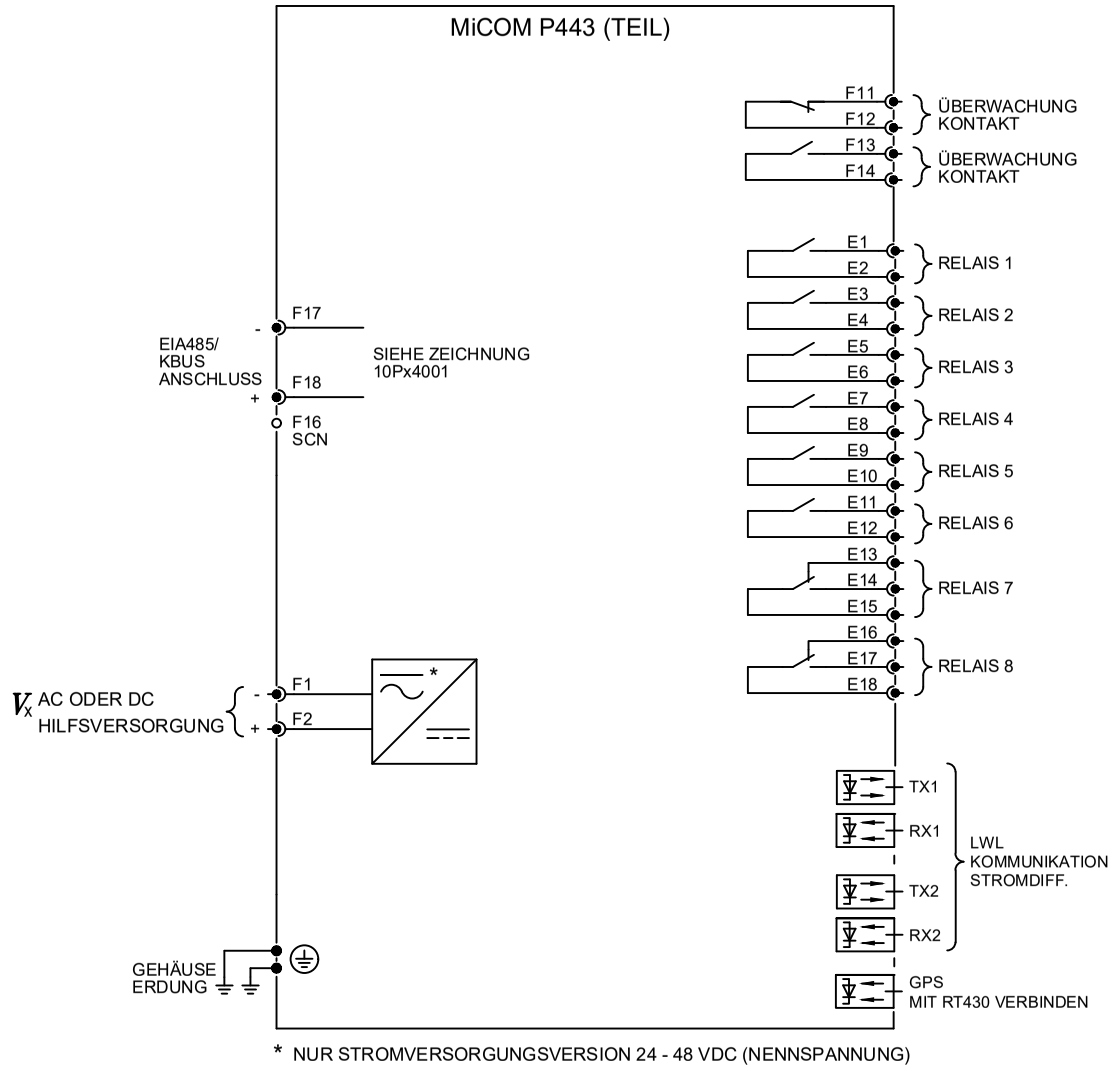
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 8E/7A
Datum: 19/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44308**
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd, St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.





HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

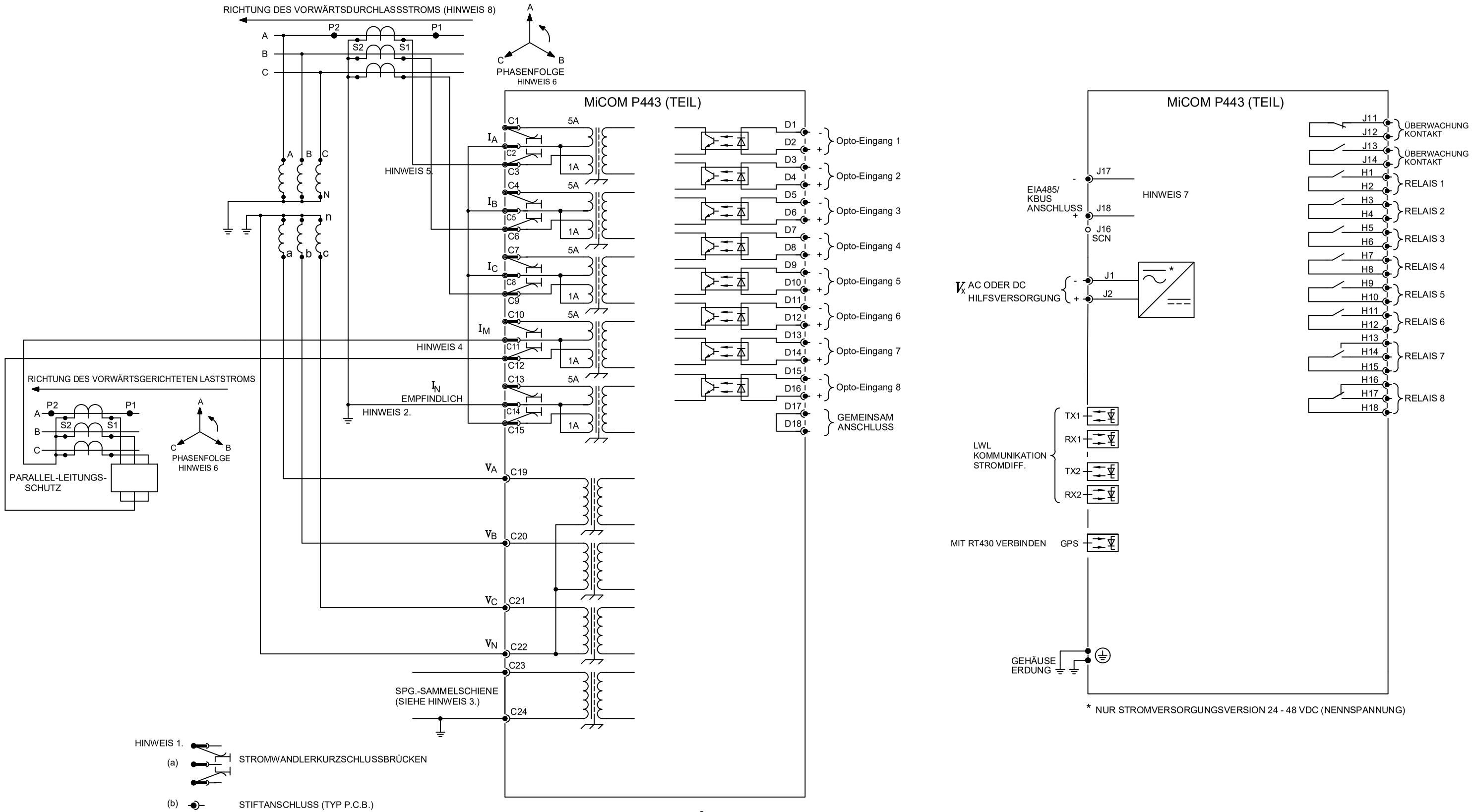
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT

7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (40TE) 8E/8A		
Datum: 30/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44337	Blatt: 1	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft: S SWAIN			Weiter Blatt: -	



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

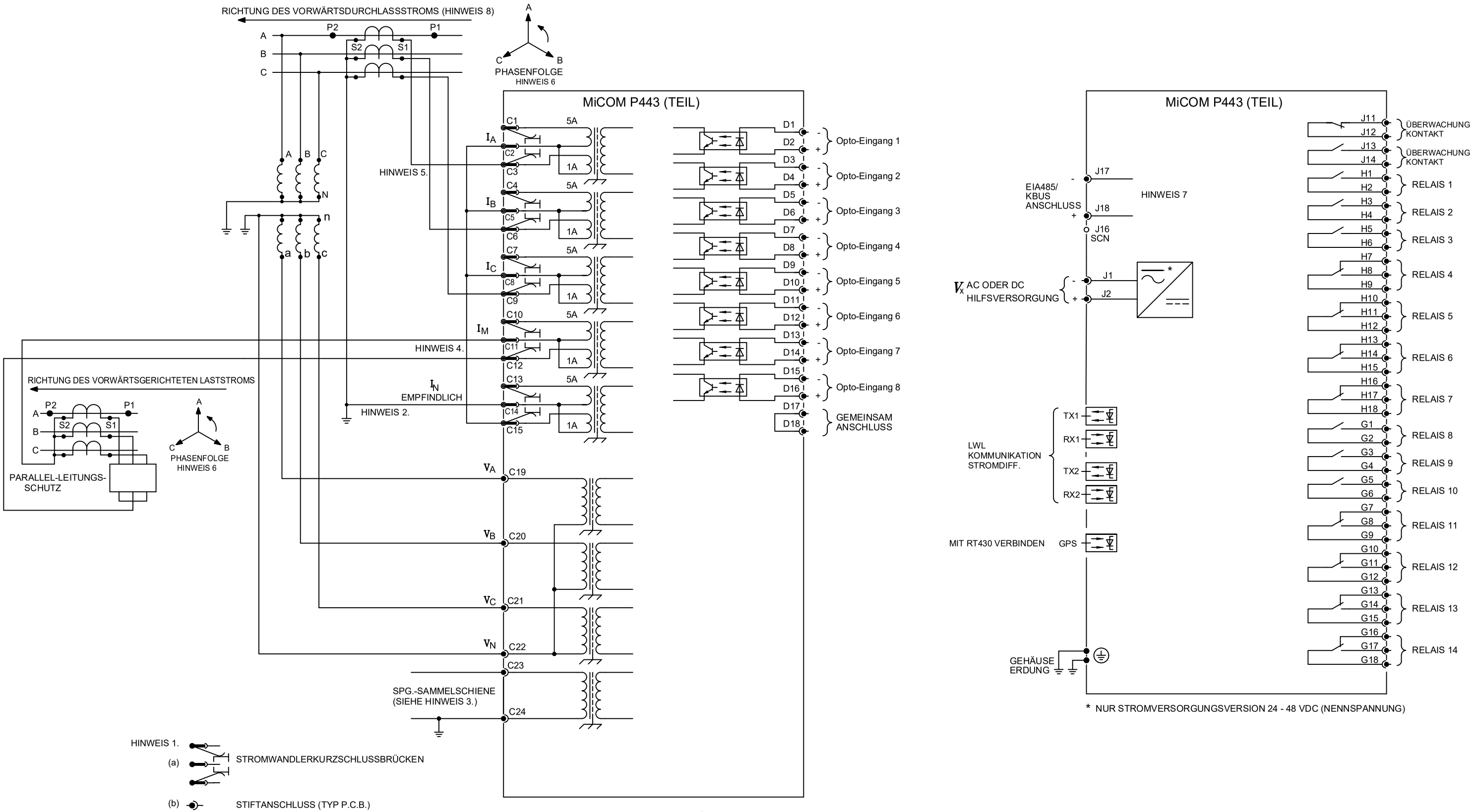
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 8E/8A
Datum: 19/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	10P44309
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

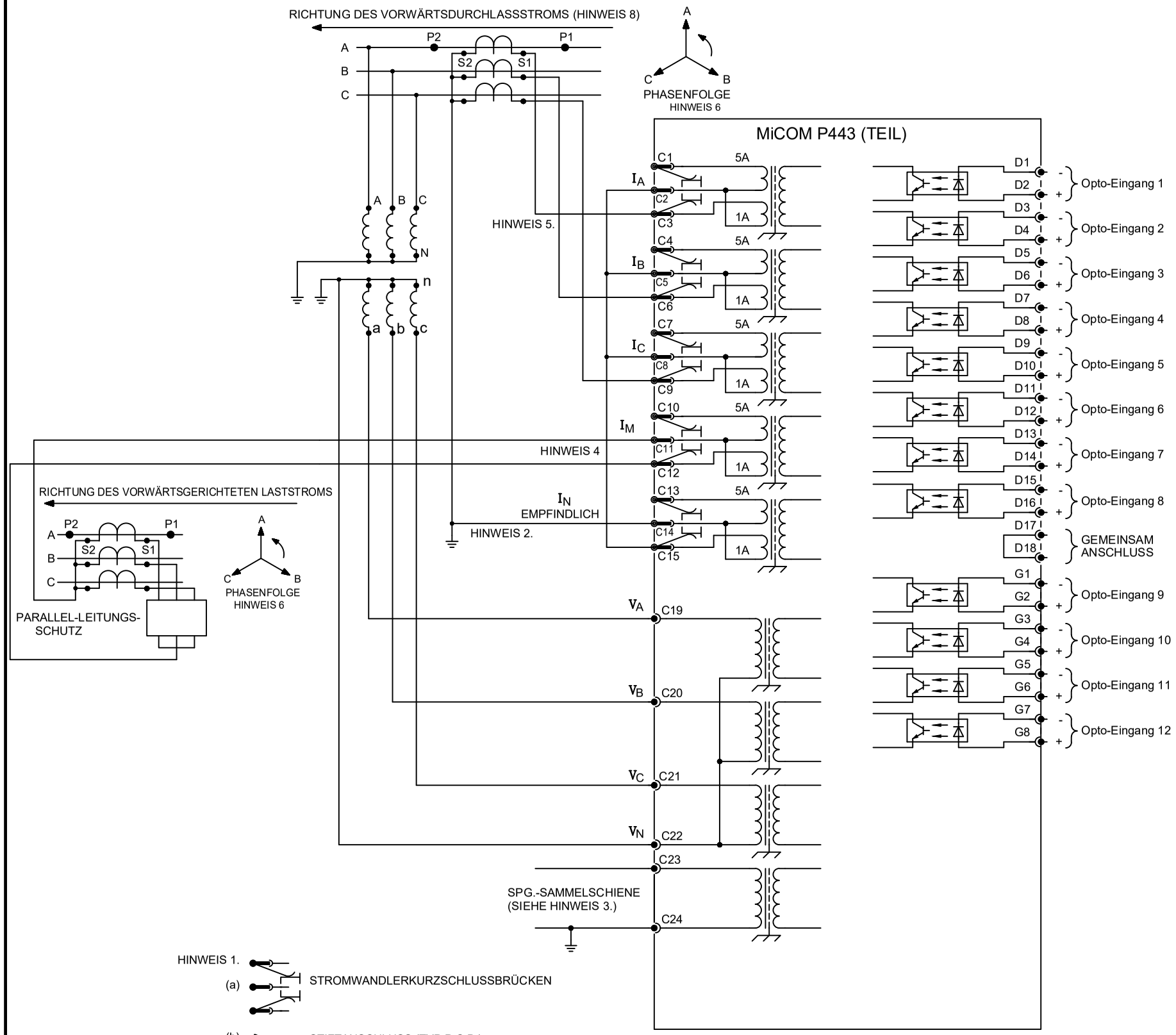
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

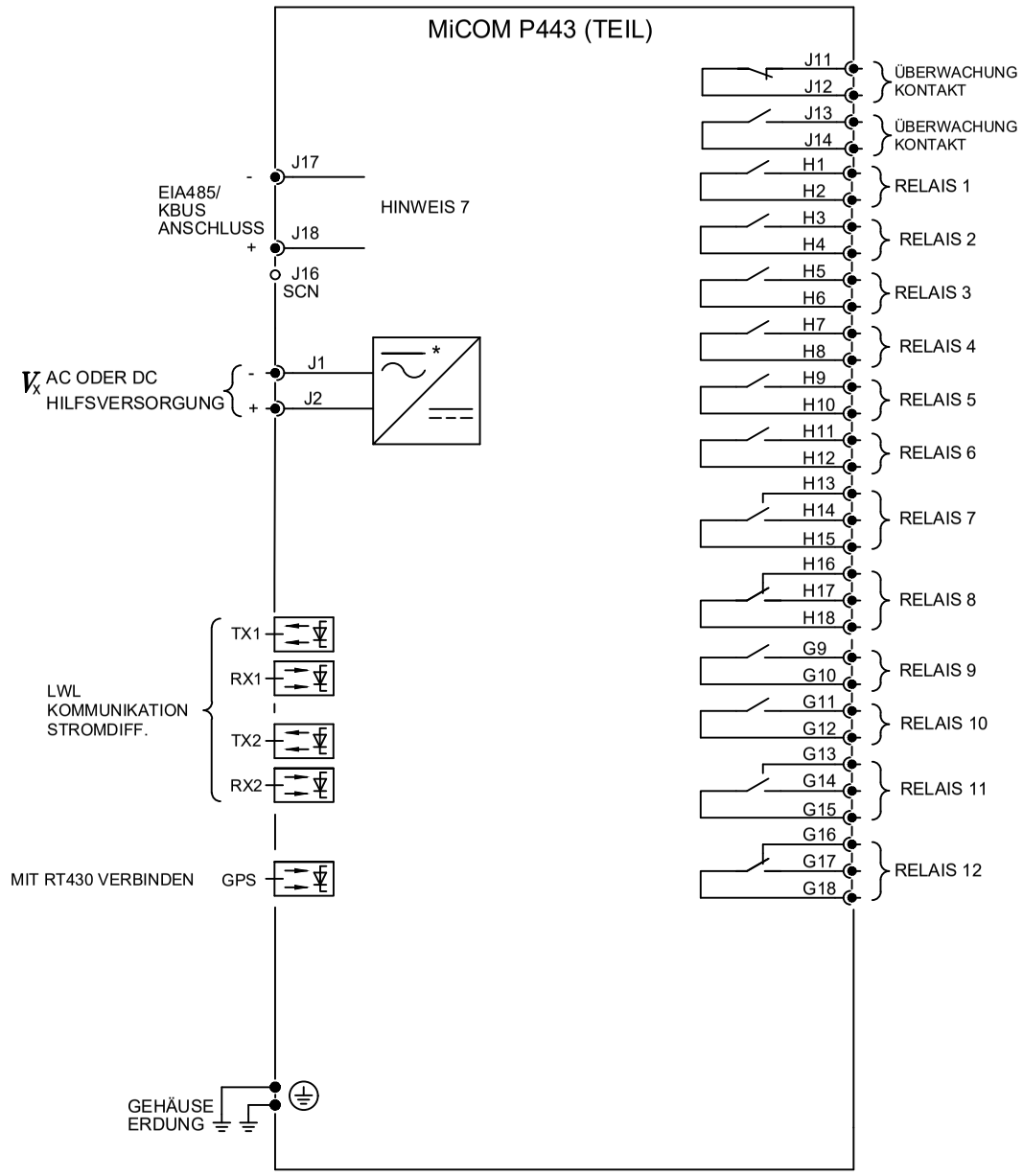
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 8E/14A
Datum: 19/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44310**
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.





* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

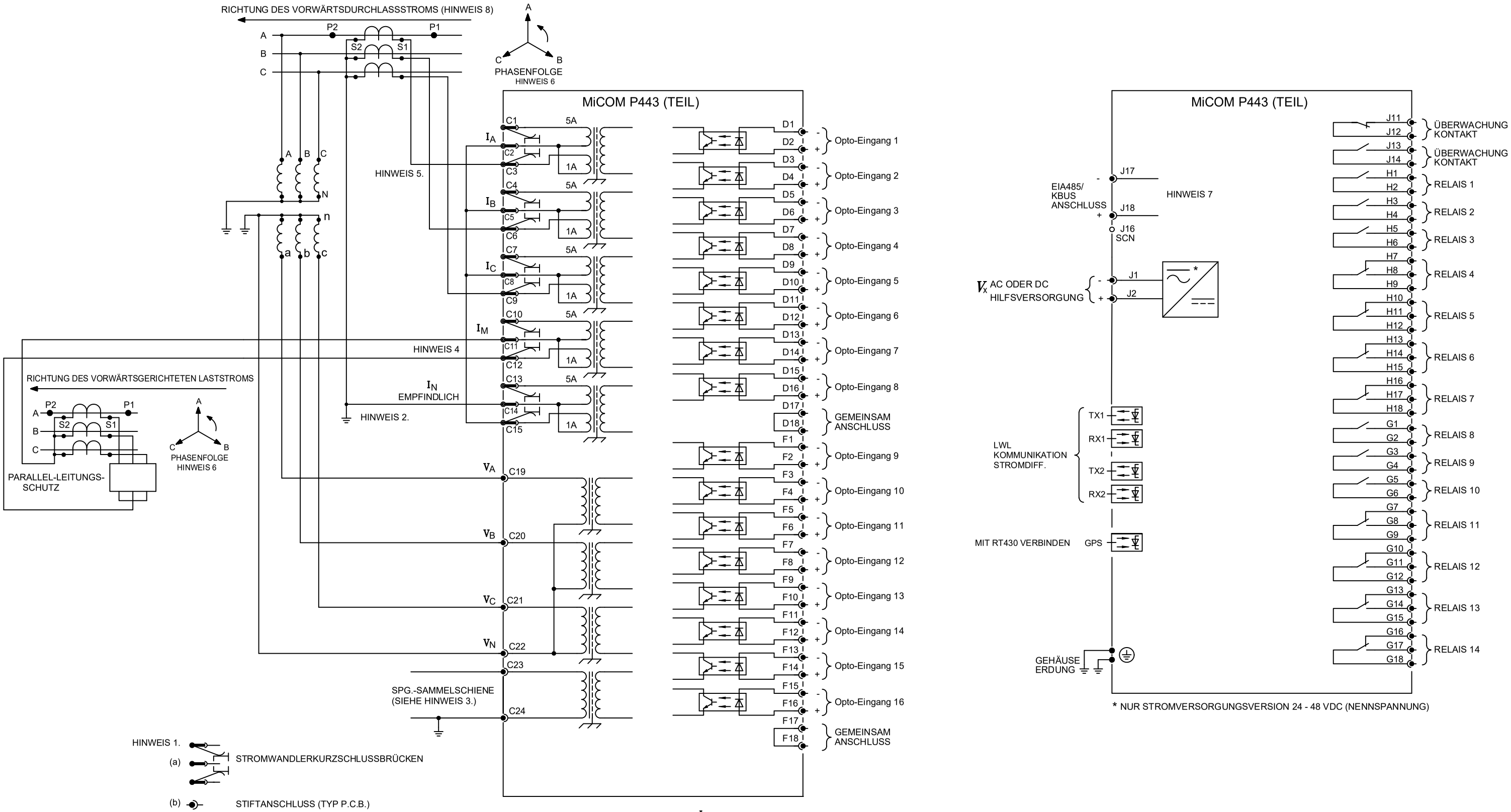
9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 12E/12A
Datum: 19/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	10P44311
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

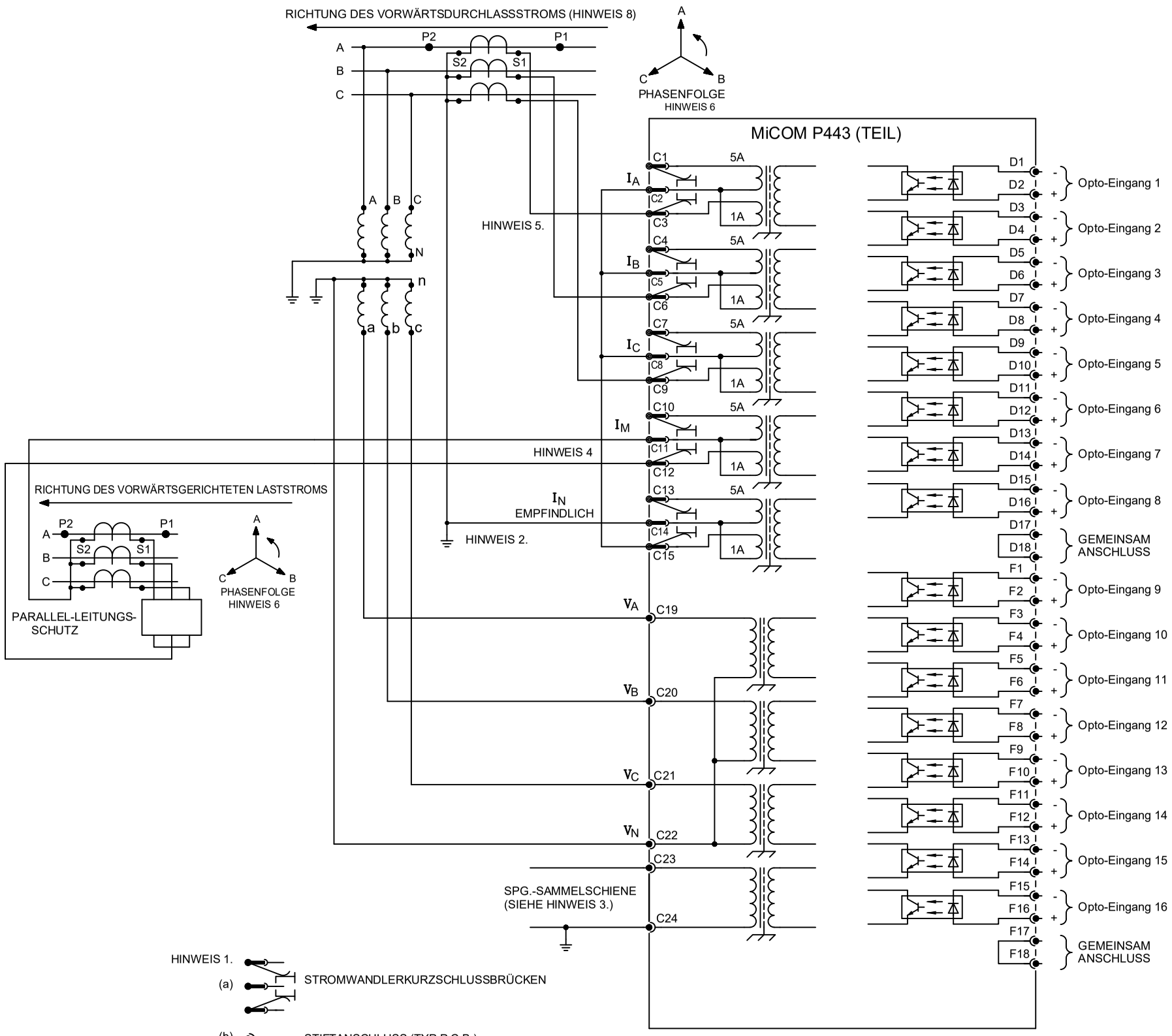
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

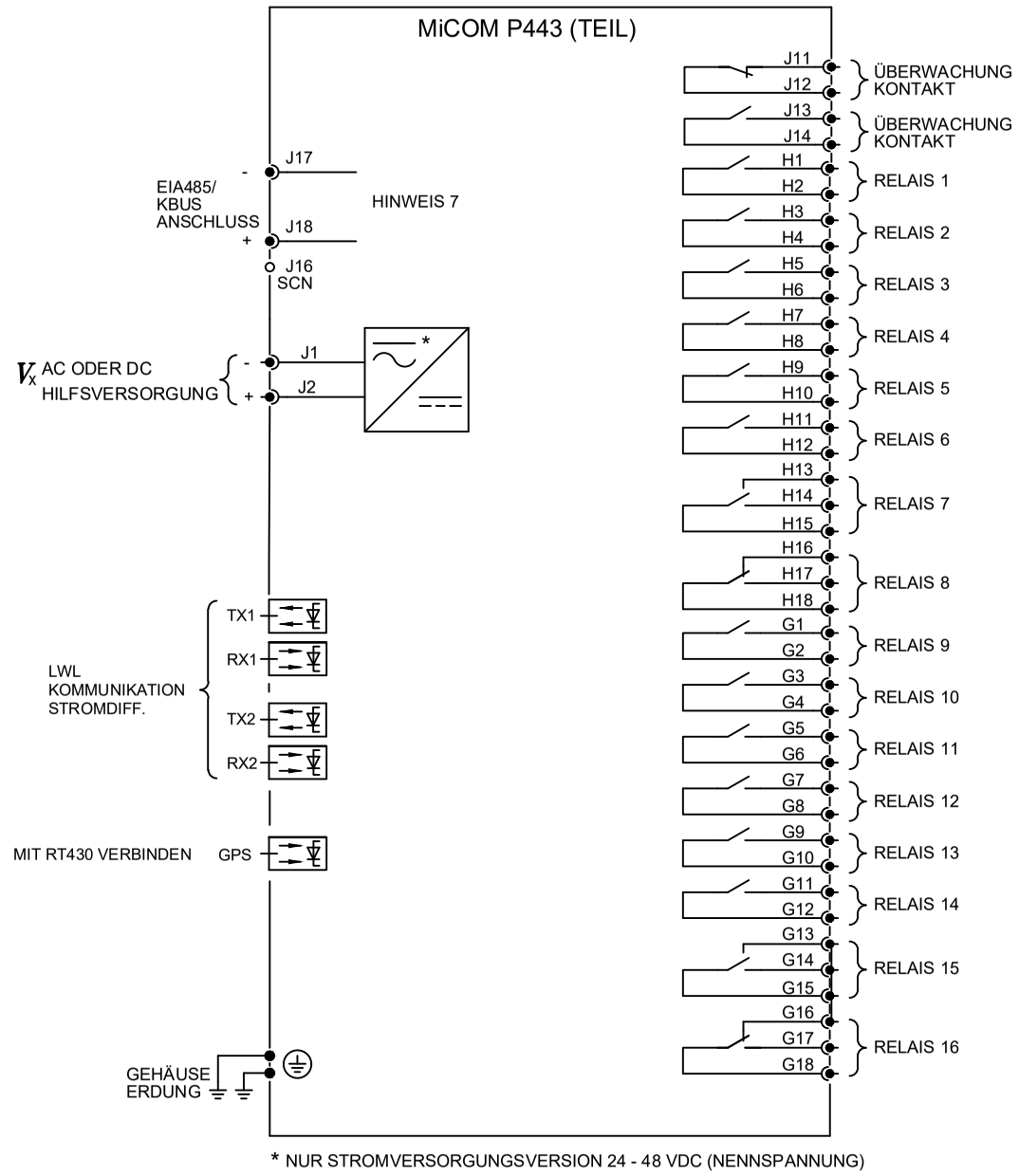
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: B	Revision: CID007476. OPTO-KARTE IN „F“ WURDE FÄLSCHLICHERWEISE IN „E“ DARGESTELLT.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 16E/14A	
Datum: 27/10/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: **10P44312**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft: S SWAIN		Weiter Blatt: -

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.





* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

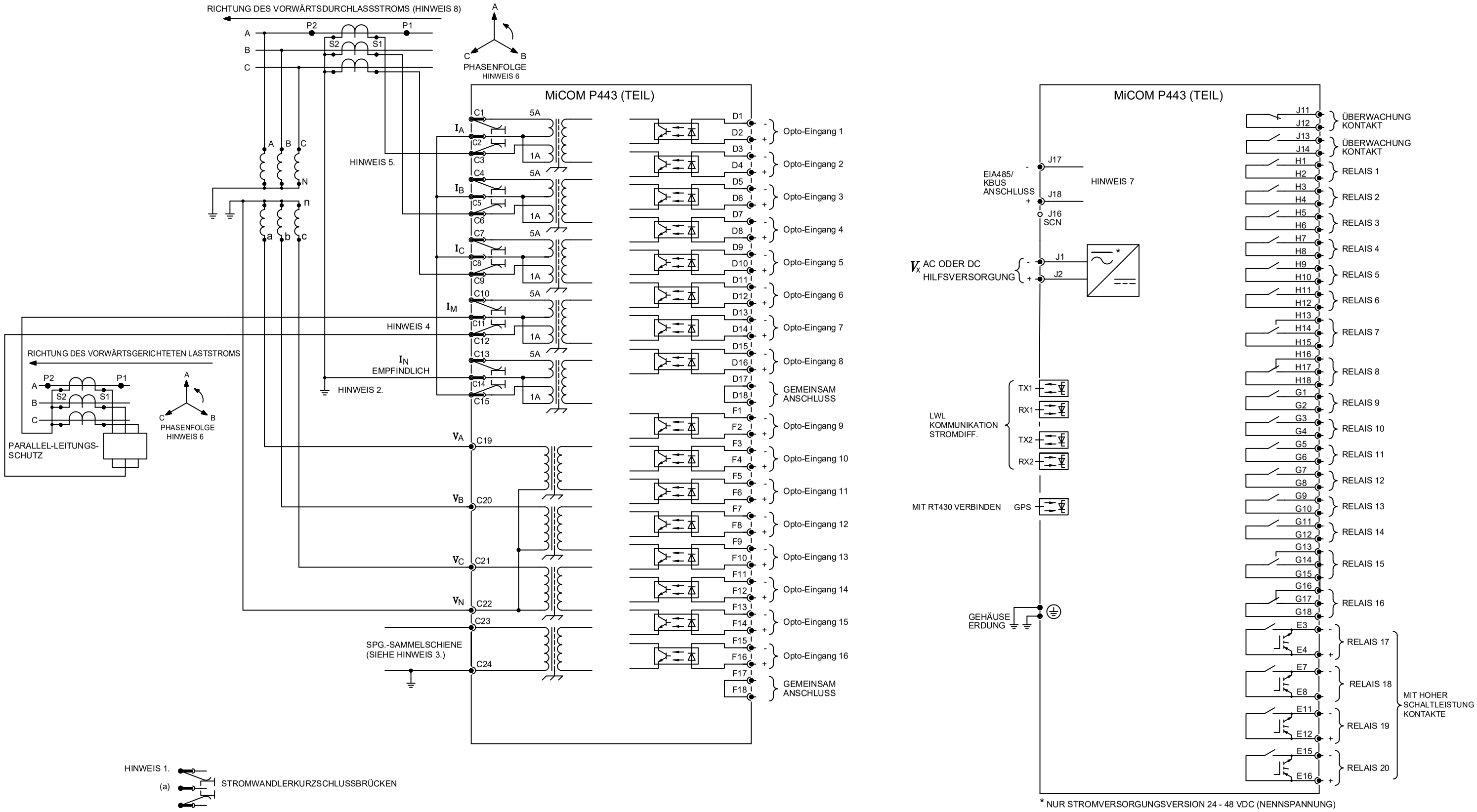
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/16A
Datum: 19/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44313**
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	GE VERNOVA ©UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

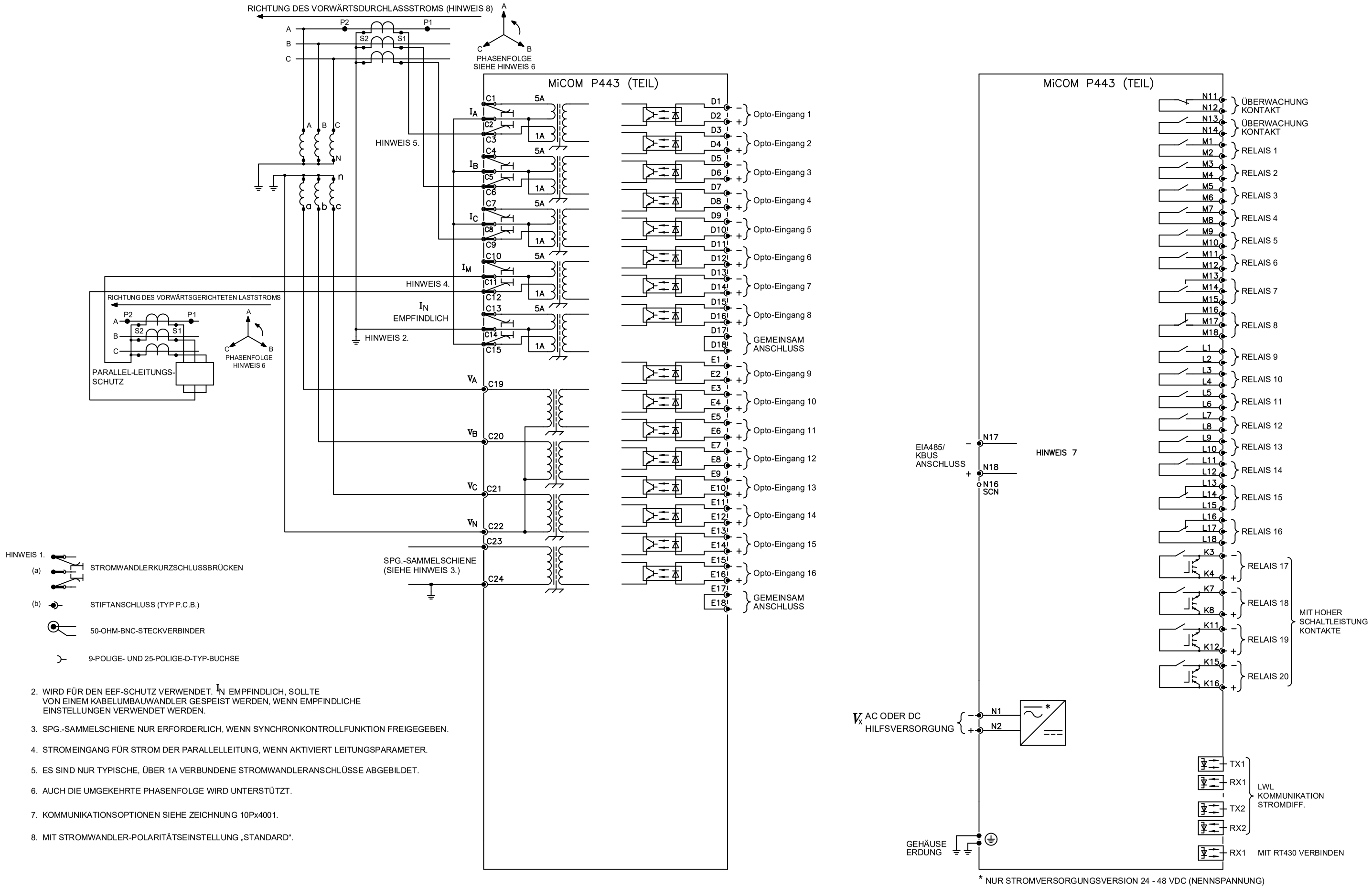
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/16A + 4 RELAISAUSGÄNGE MIT HOHER SCHALTLEISTUNG
Datum: 19/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	10P44314
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

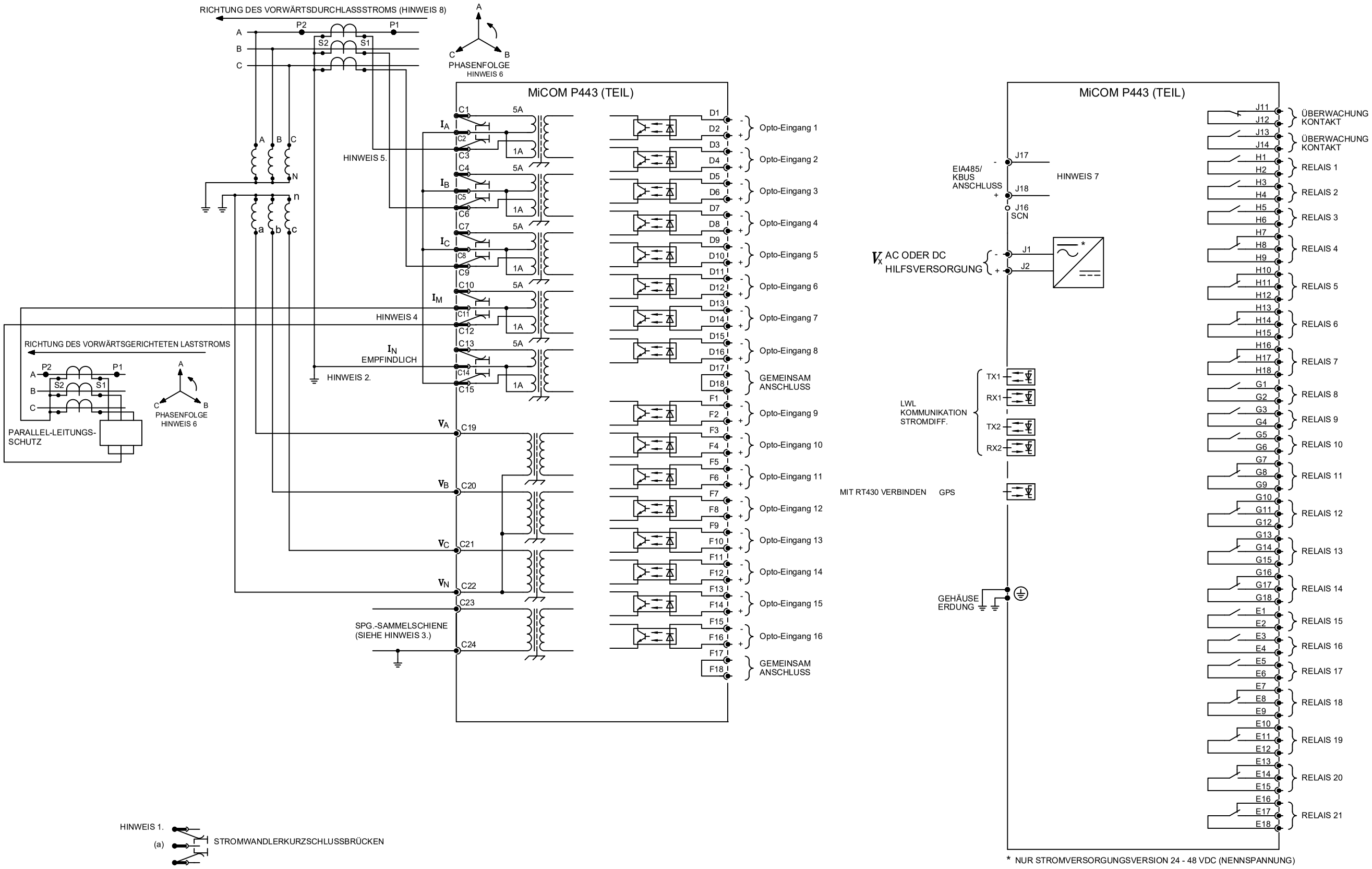
GE VERNOVA
©UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



Ausgabe: B	Revision: CID007802. VERSCHIEDENE ÄNDERUNGEN AN STECKPLATZBEZÜGEN	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 16E/16A + 4 RELAISAUSGÄNGE MIT HOHER SCHALTLEISTUNG
Datum: 26/06/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44339**
Datum:	Geprüft: S KELSALL	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
©UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

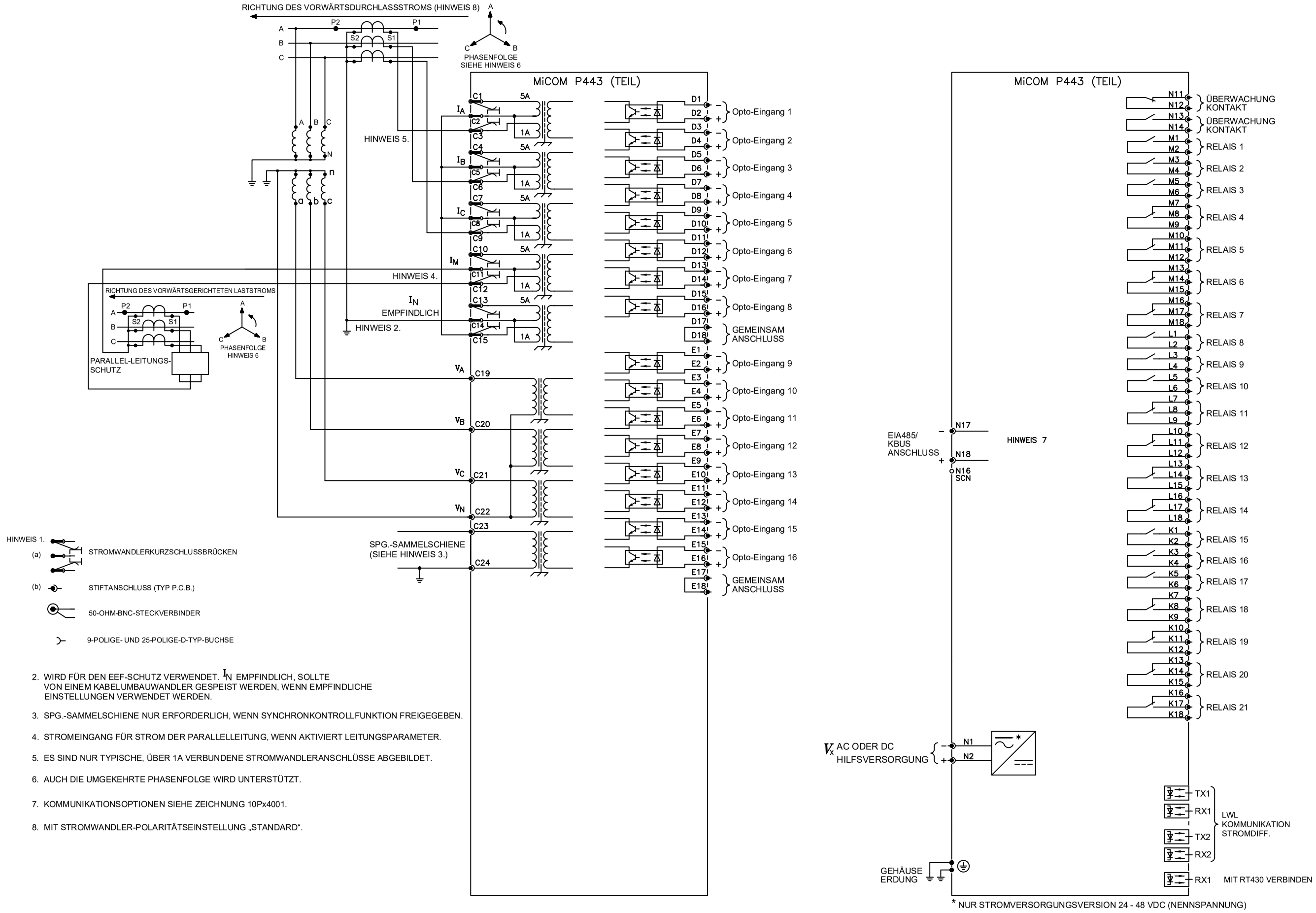
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD".

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/21A	
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: **10P44315**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft: S SWAIN		Weiter Blatt: -

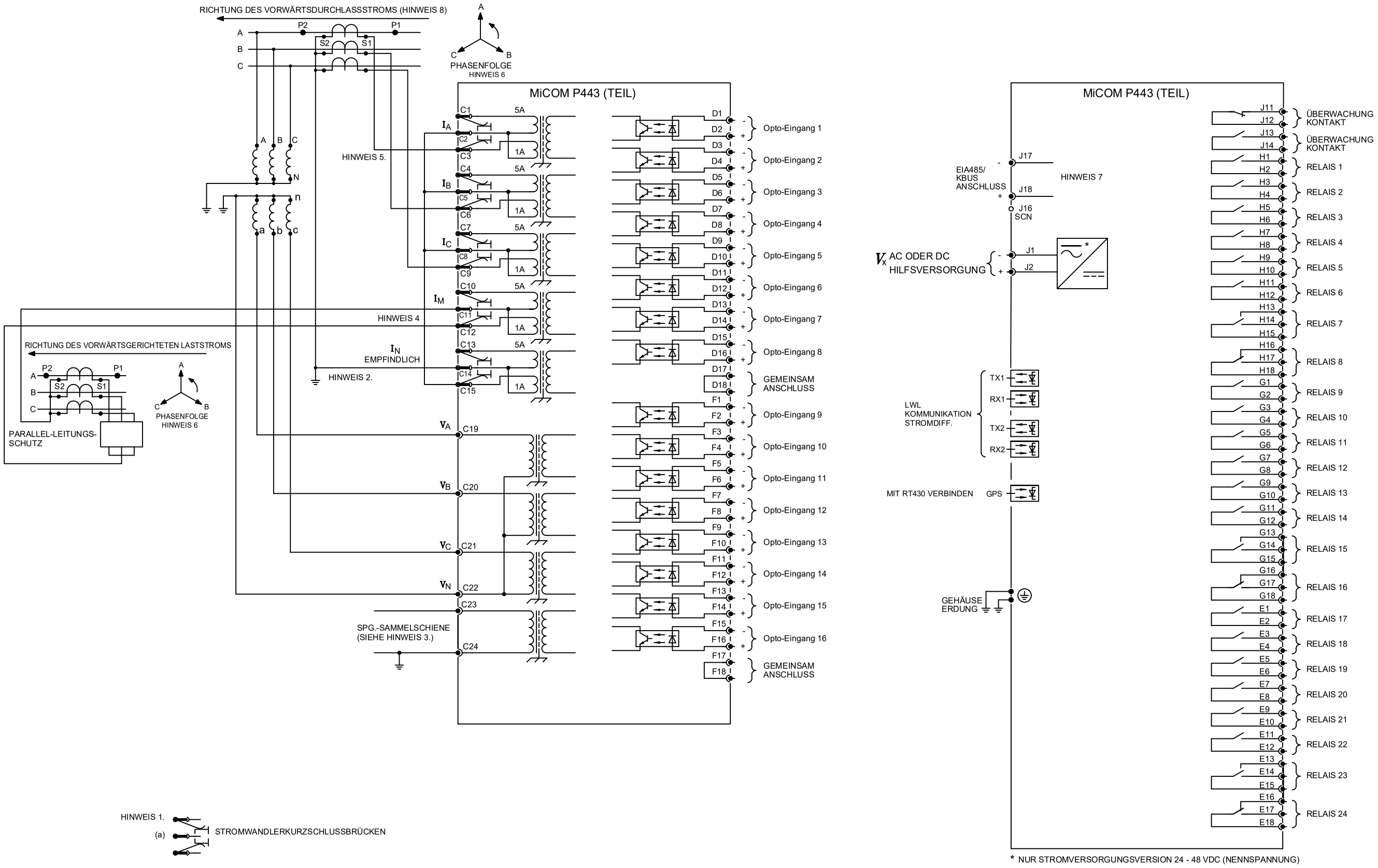
FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



Ausgabe: B	Revision: CID007802. VERSCHIEDENE ÄNDERUNGEN AN STECKPLATZPOSITIONSBEZÜGEN		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 16E/21A
Datum: 23/06/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: **10P44340**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: 2

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

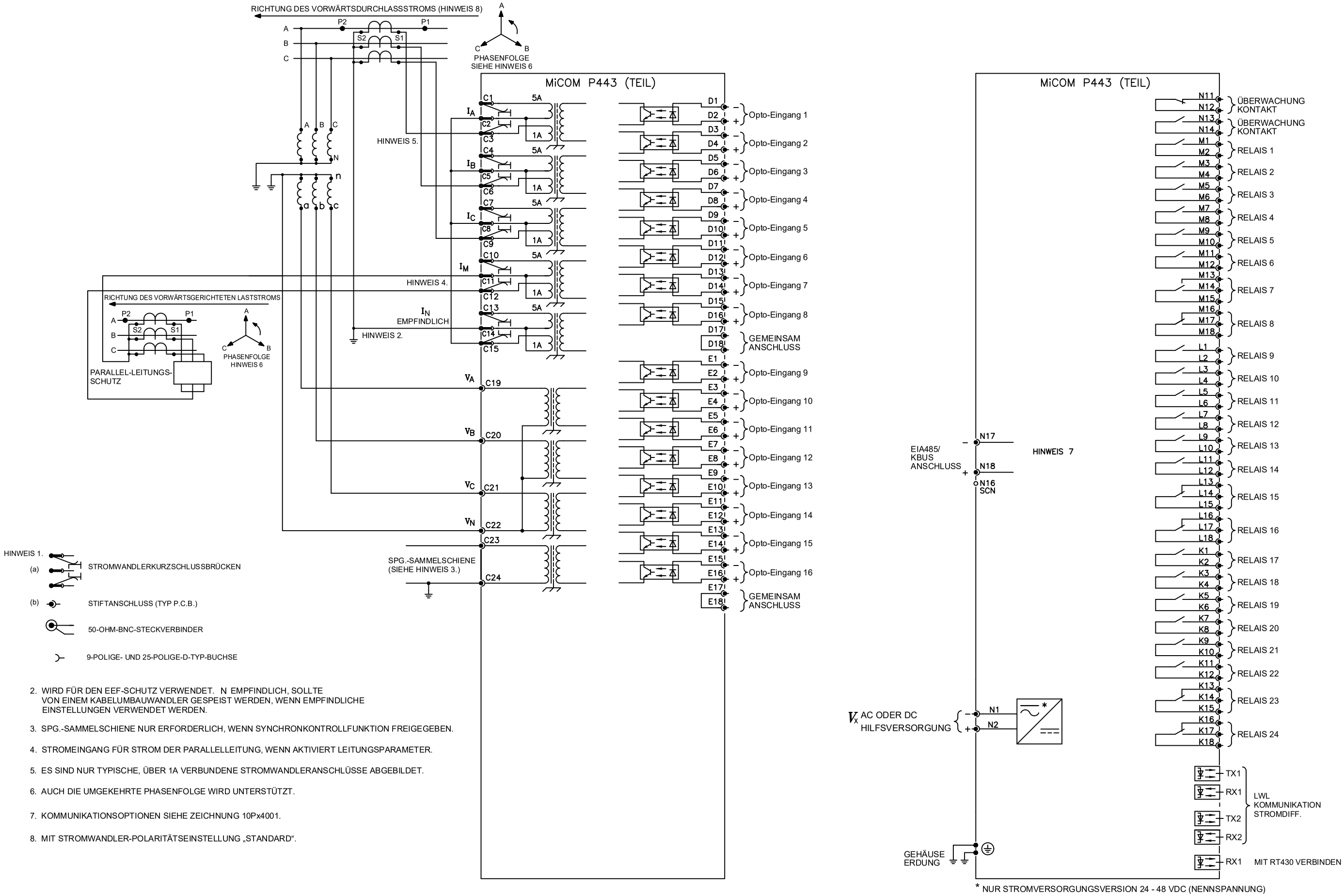
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/24A
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	10P44316
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

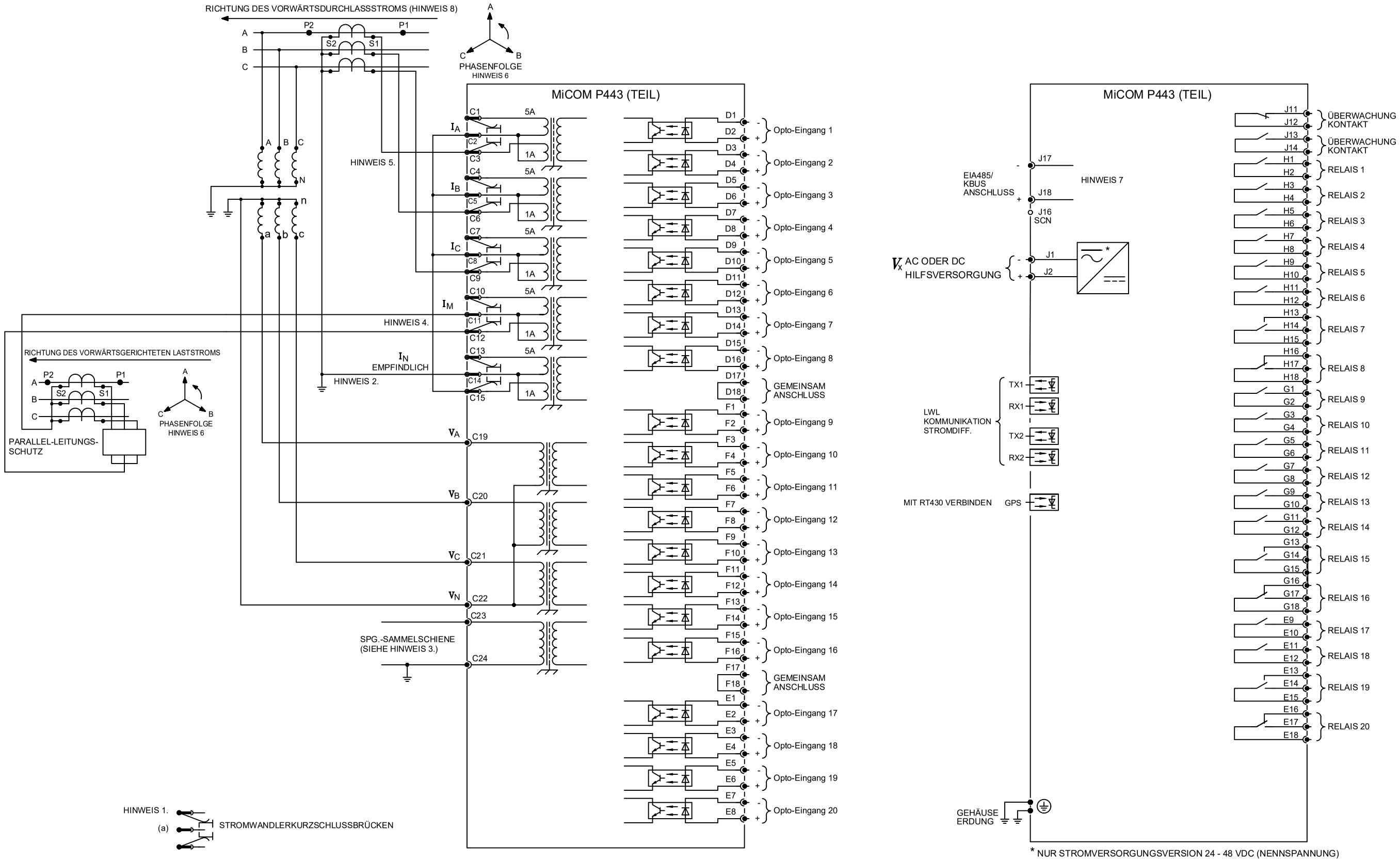
50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: B	Revision: CID007802. VERSCHIEDENE ÄNDERUNGEN AN STECKPLATZPOSITIONSBEZÜGEN		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 16E/24A
Datum: 26/06/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44341	Blatt: 1
Datum:	Geprüft: S KELSALL		Weiter Blatt: 2

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.

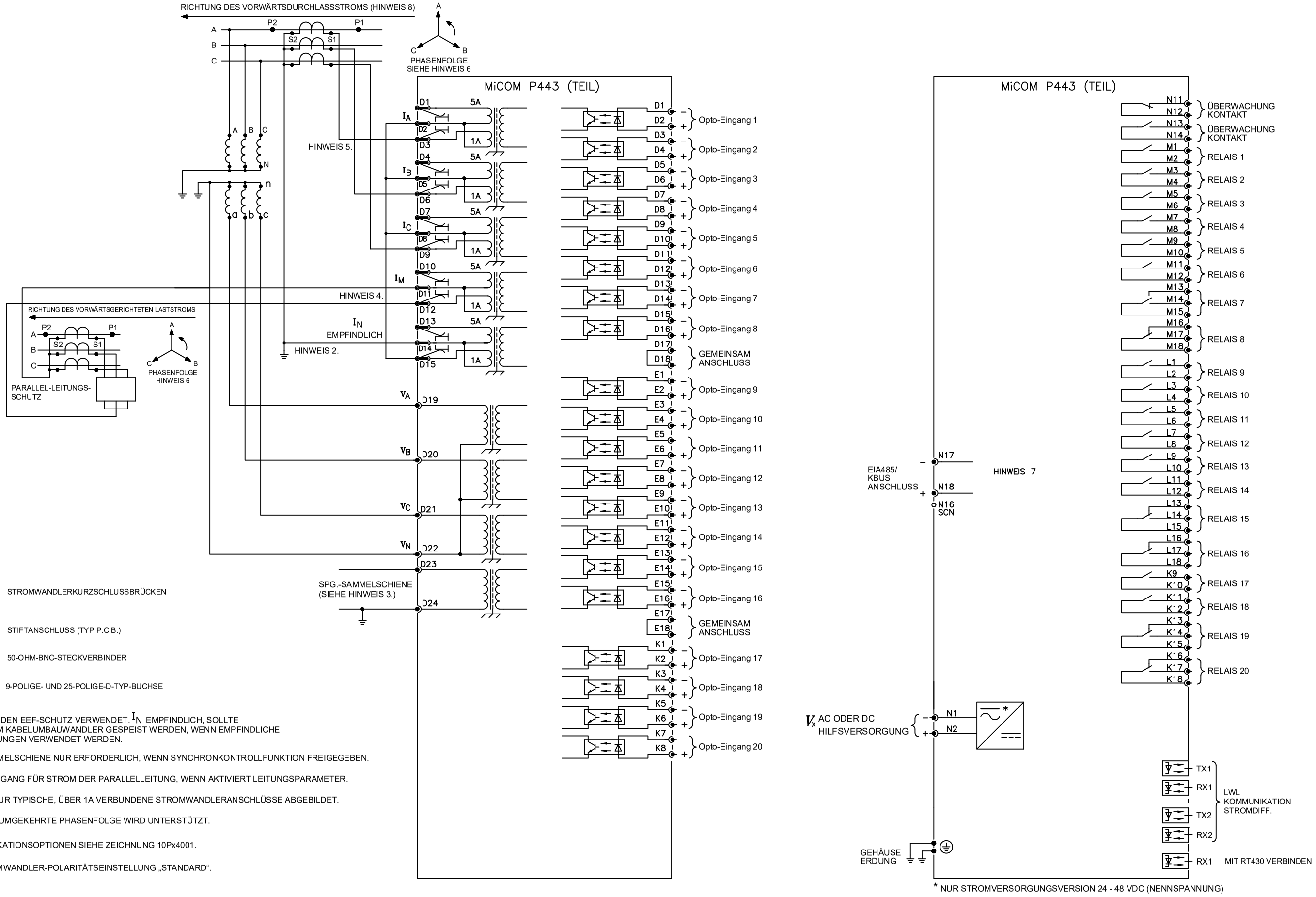


* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 20E/20A
Datum: 12/02/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44370	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

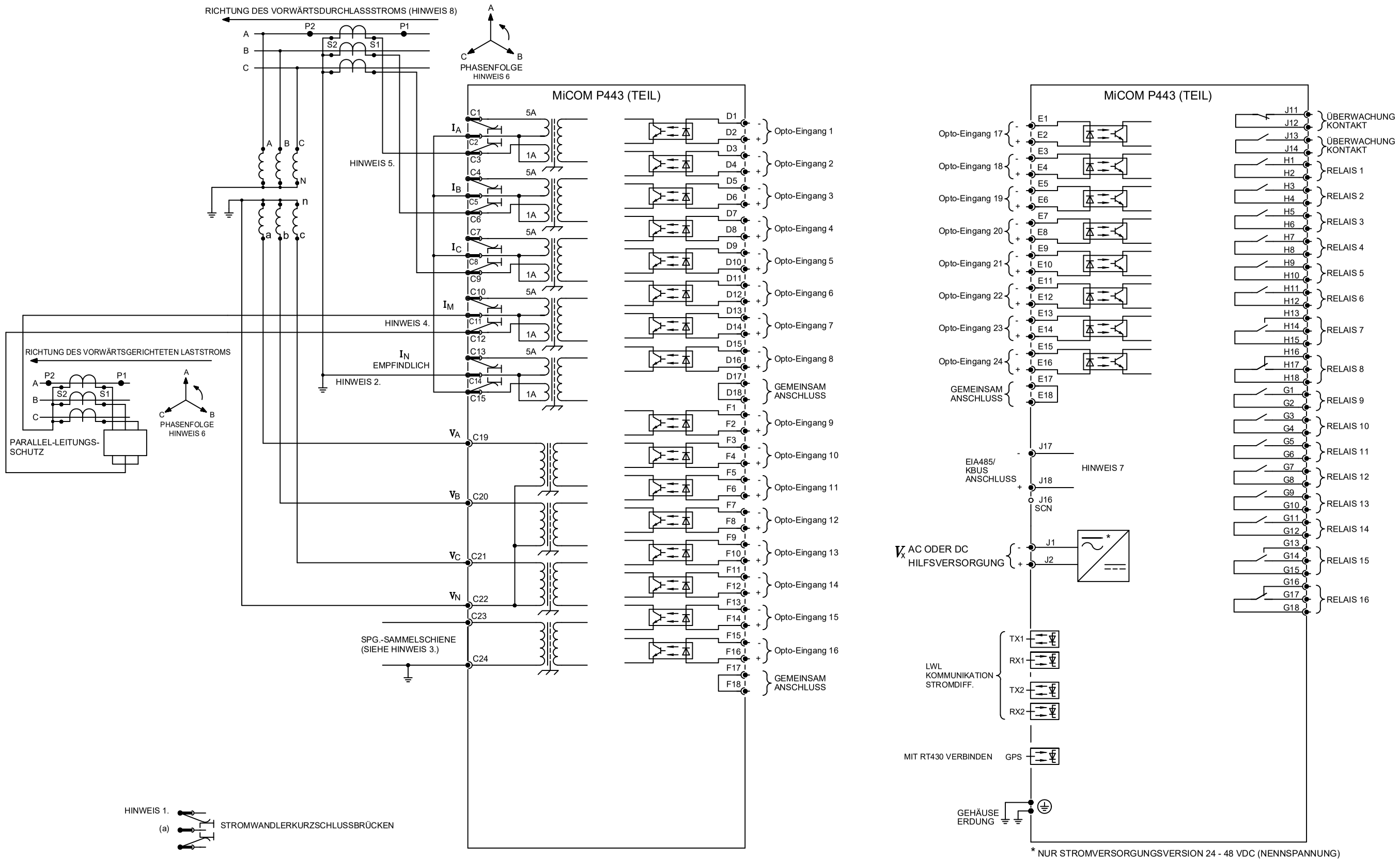
GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 20E/20A
Datum: 06/02/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: **10P44360**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford,
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

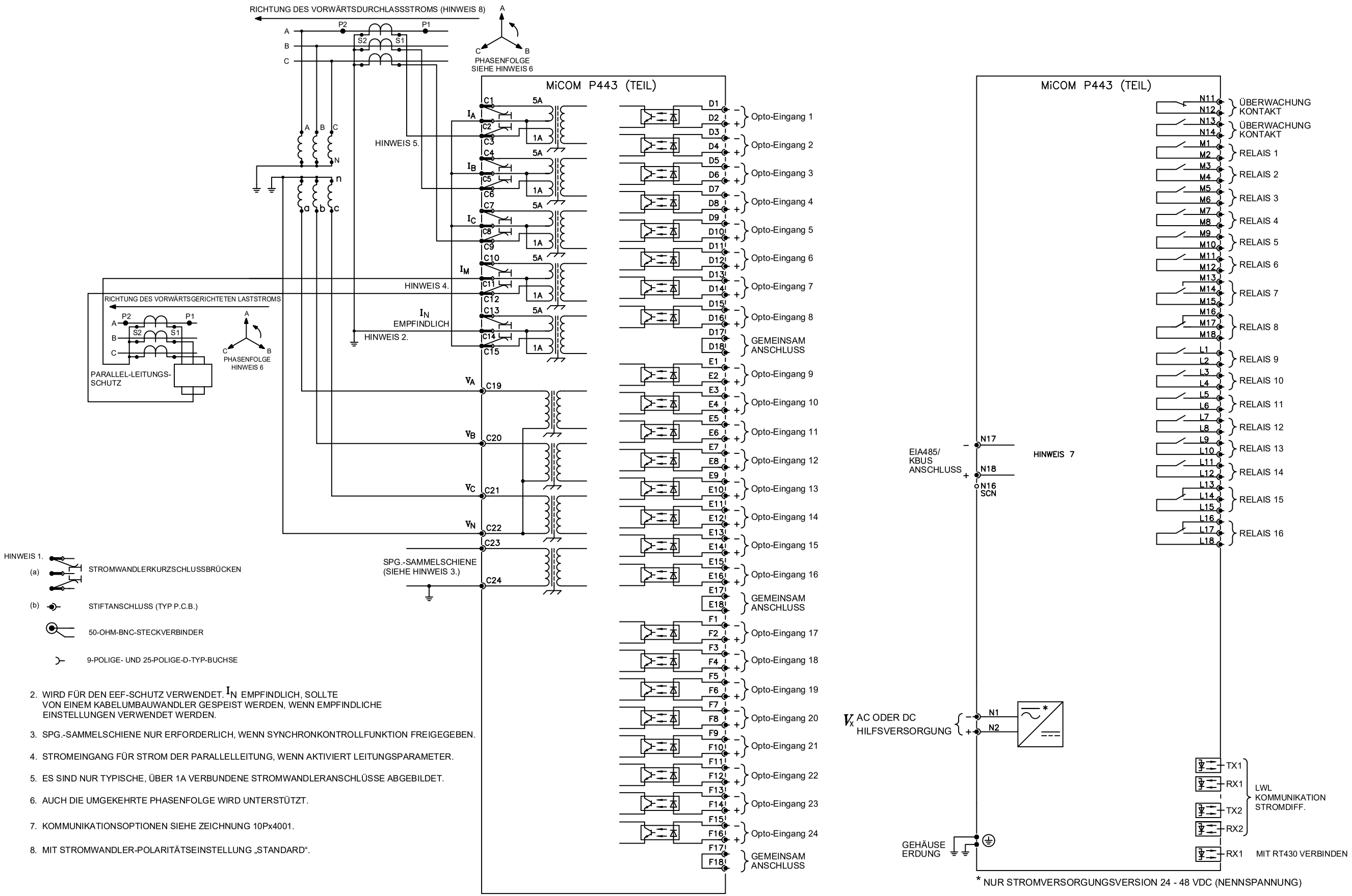
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT

7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 24E/16A
Datum: 10P44373	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44373	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

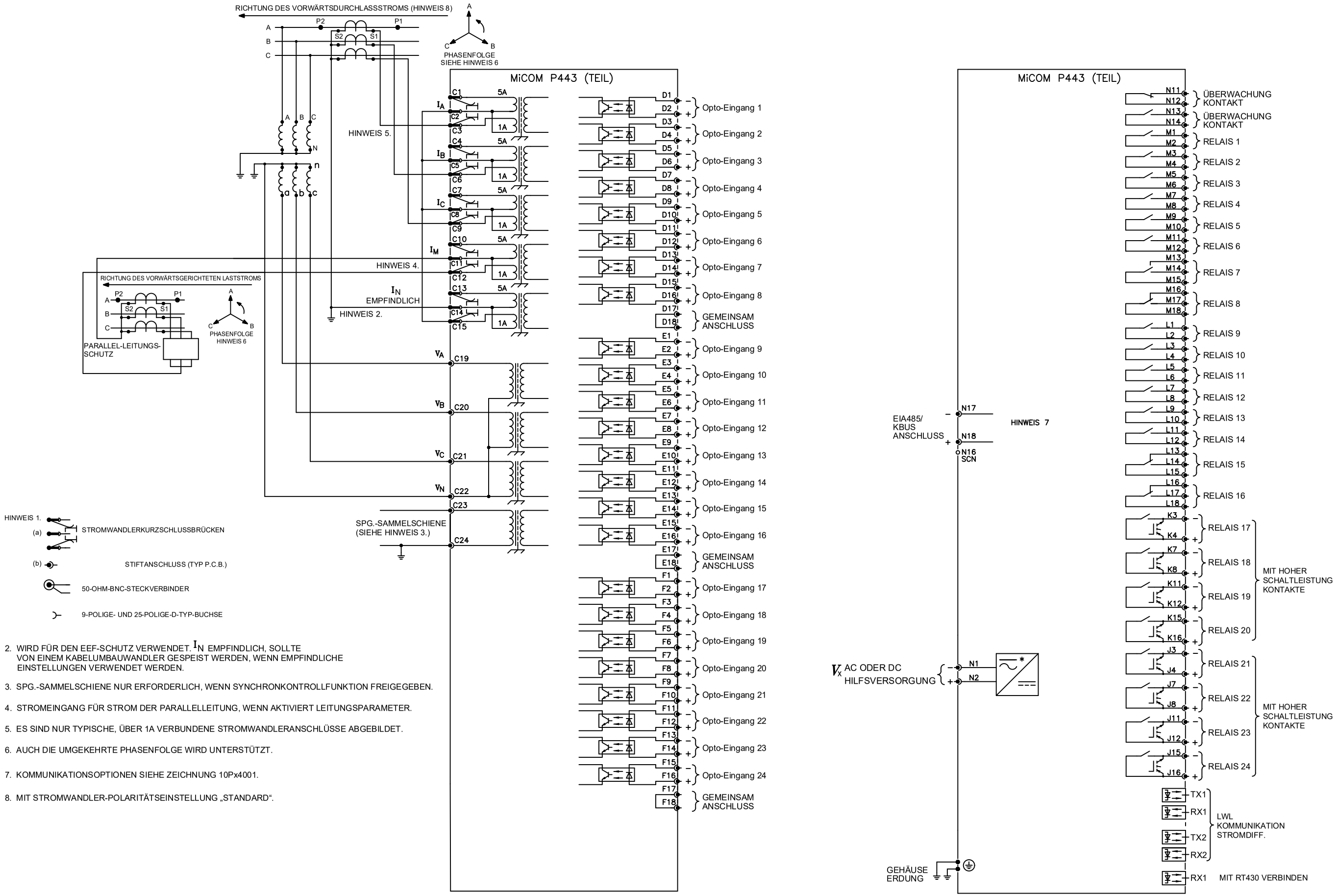
50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

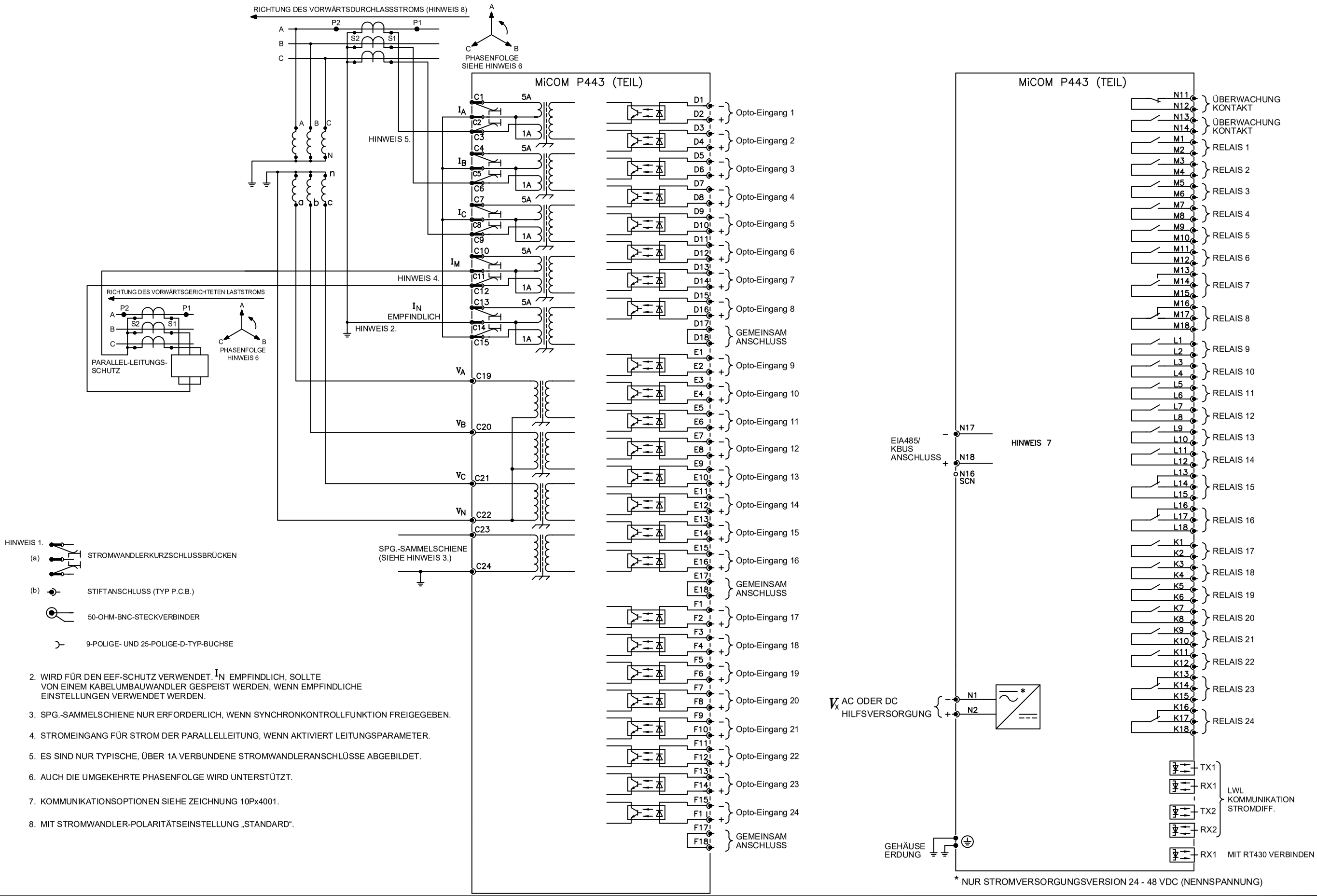
Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 24E/16A
Datum: 06/02/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44362	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



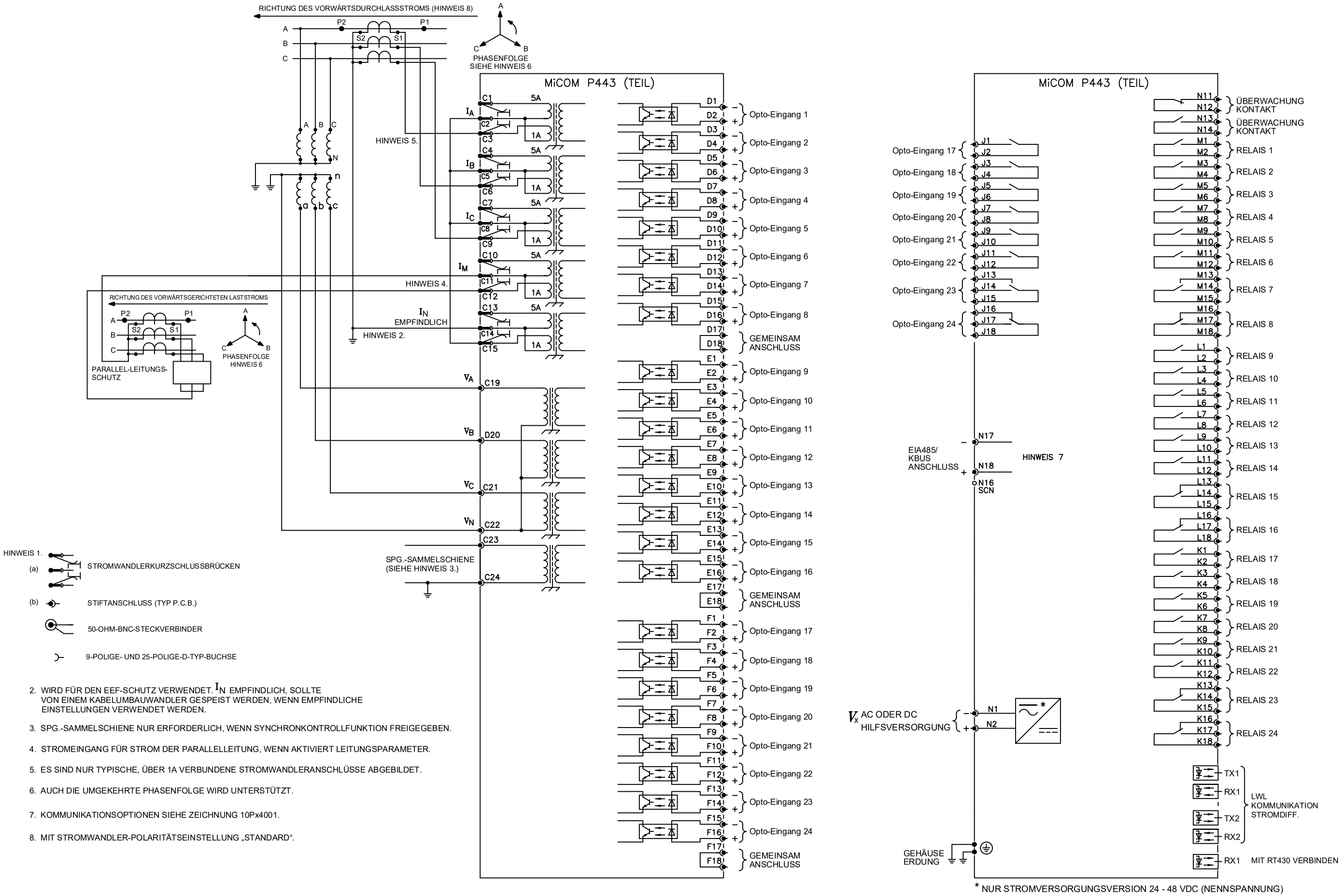
Ausgabe: B	Revision: CID007802. VERSCHIEDENE ÄNDERUNGEN AN STECKPLATZPOSITIONSBEZÜGEN		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 24E/16A + 8 RELAISAUSGÄNGE MIT HOHER SCHALTLEISTUNG
Datum: 23/06/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: **10P44342**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft: S KELSALL		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
©UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 24E/24A
Datum: 07/02/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: **10P44363**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

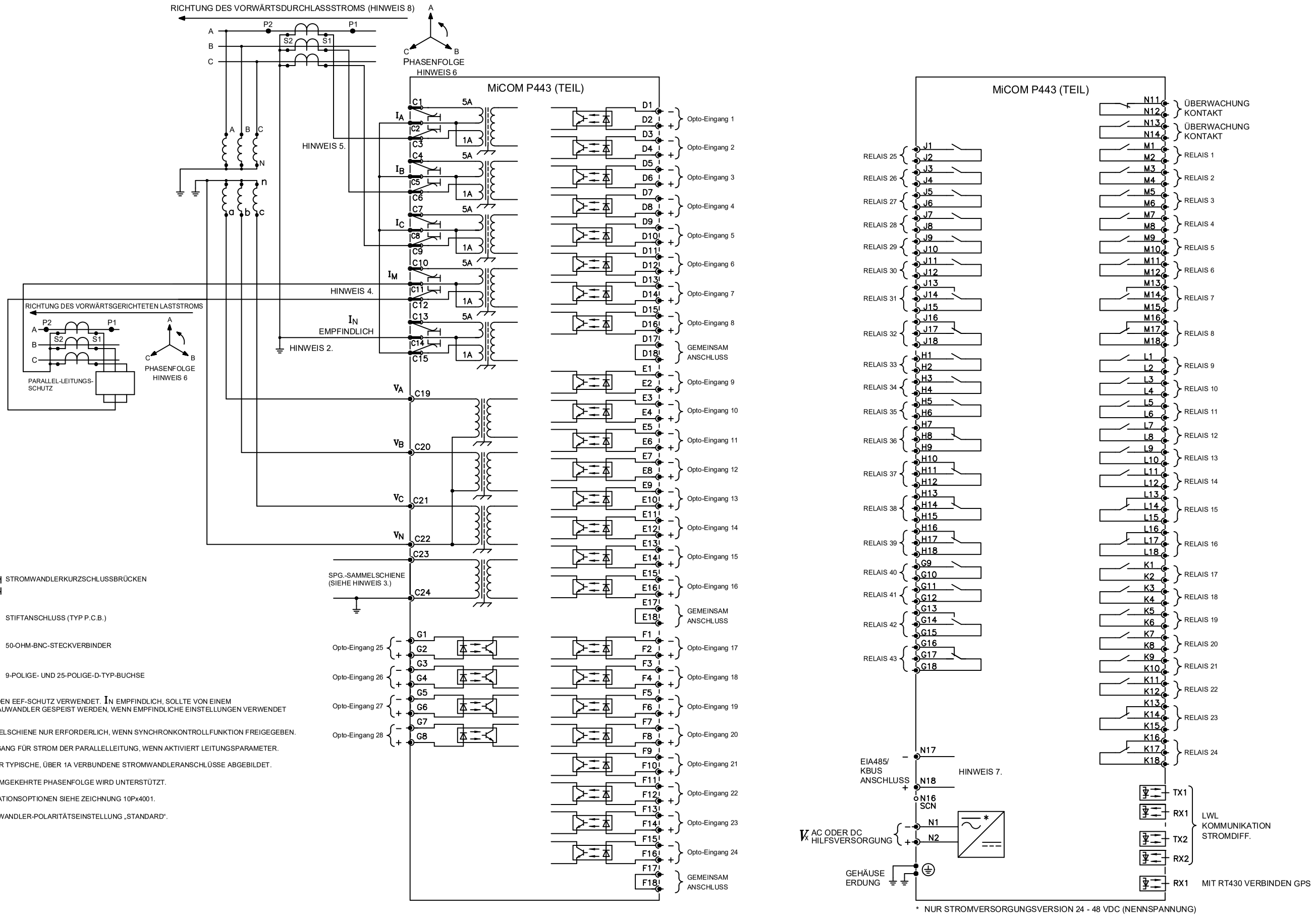
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: B	Revision: CID007802. CID007802. VERSCHIEDENE ÄNDERUNGEN AN STECKPLATZPOSITIONSBEZÜGEN	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 24E/32A	
Datum: 23/06/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: **10P44343**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft: S KELSALL		Weiter Blatt: -

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

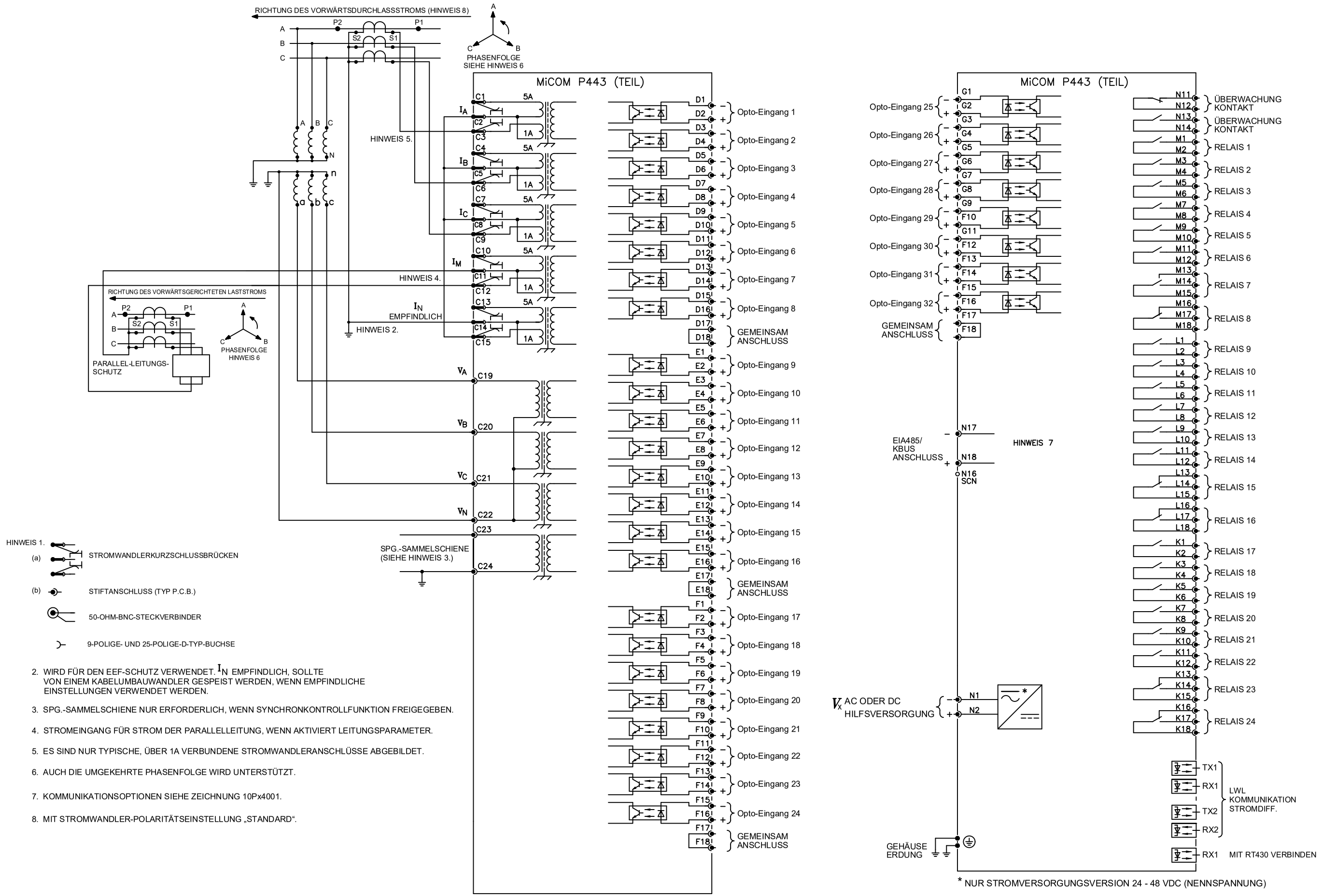
9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. IN EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD".

Ausgabe: A	Revision: CID007464. INITIAL ISSUE	Titel:	FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 28E/43A
Datum: 12/10/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	10P44338
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
©UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

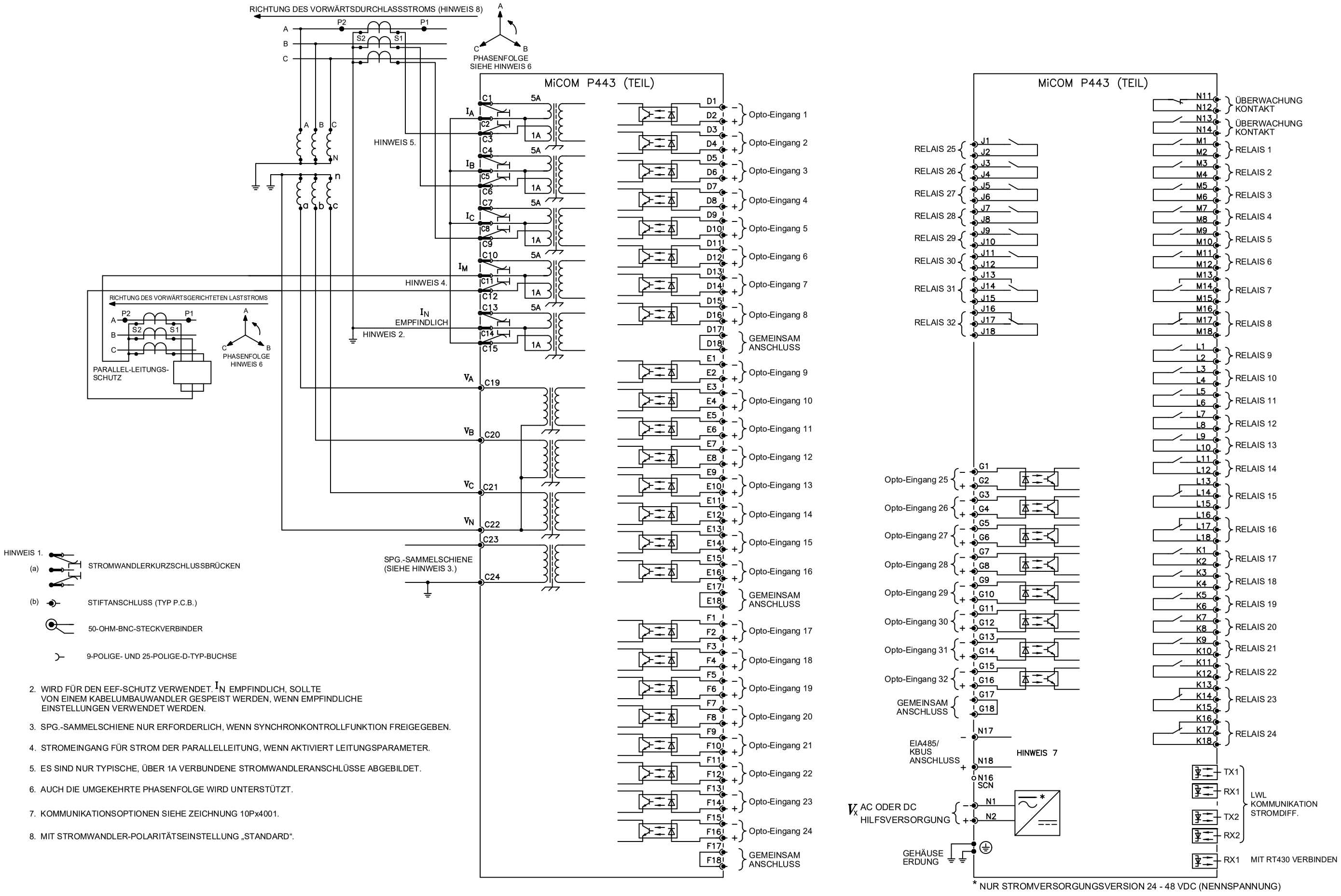
50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

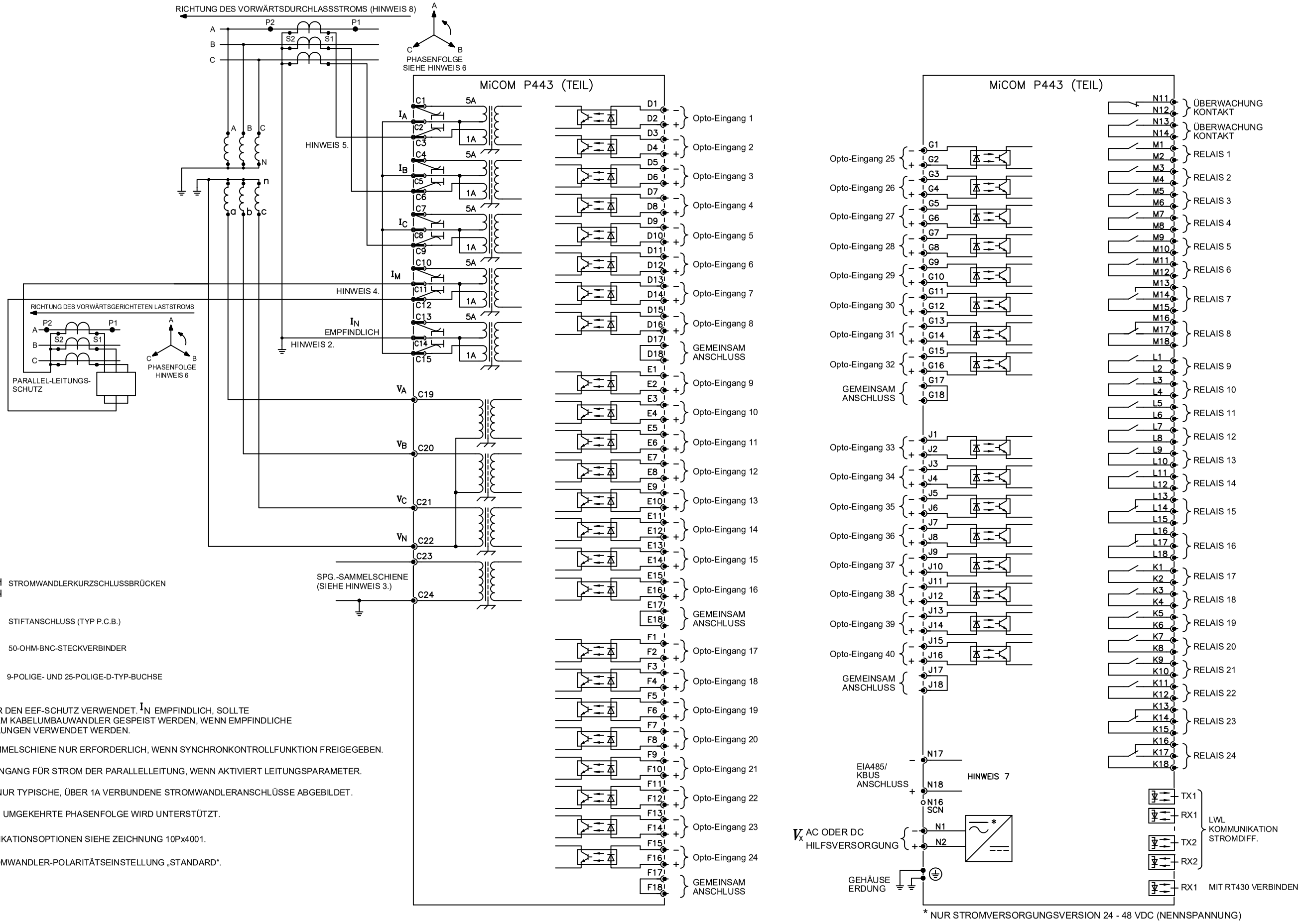
Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 32E/24A
Datum: 07/02/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44365	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



Ausgabe: B	Revision: CID007802. VERSCHIEDENE ÄNDERUNGEN AN STECKPLATZPOSITIONSBEZÜGEN		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 32E/32A
Datum: 23/06/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: **10P44344**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft: S KELSALL		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

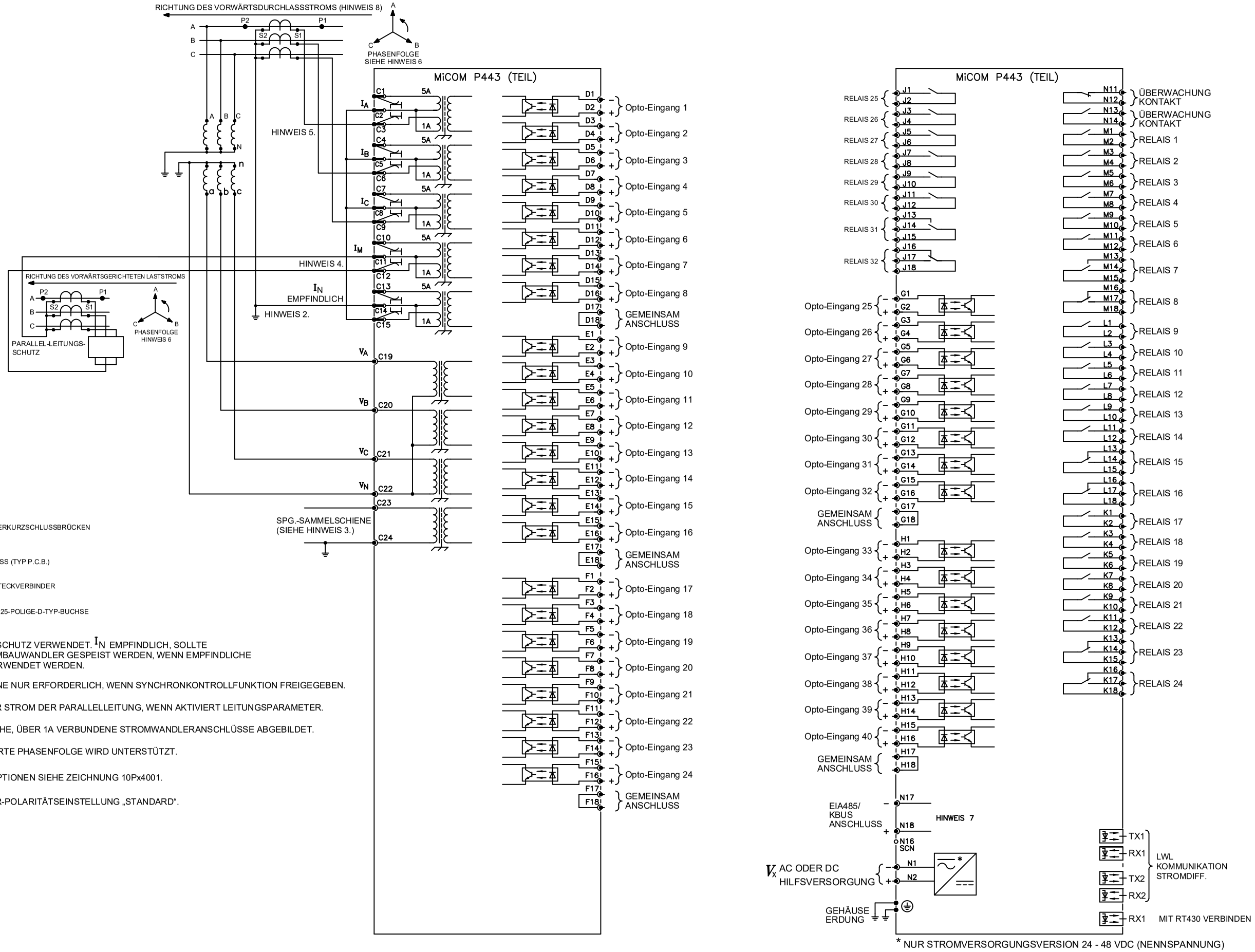
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: B	Revision: CID007802. VERSCHIEDENE ÄNDERUNGEN AN STECKPLATZPOSITIONSBEZÜGEN		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 40E/24A
Datum: 23/06/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44345	Blatt: 1
Datum:	Geprüft: S KELSALL		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

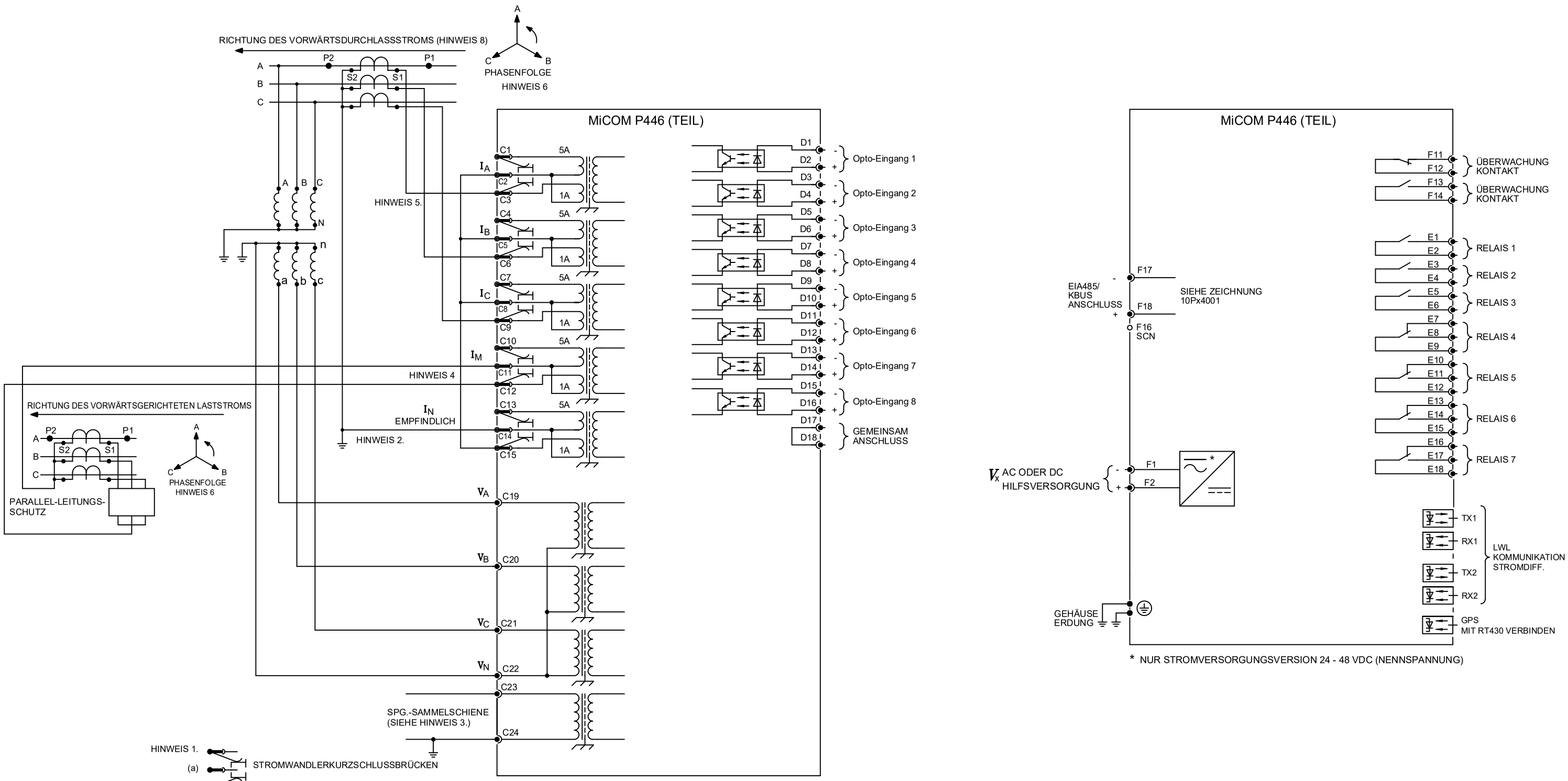
50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 40E/32A
Datum: 07/02/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44366	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. IN EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

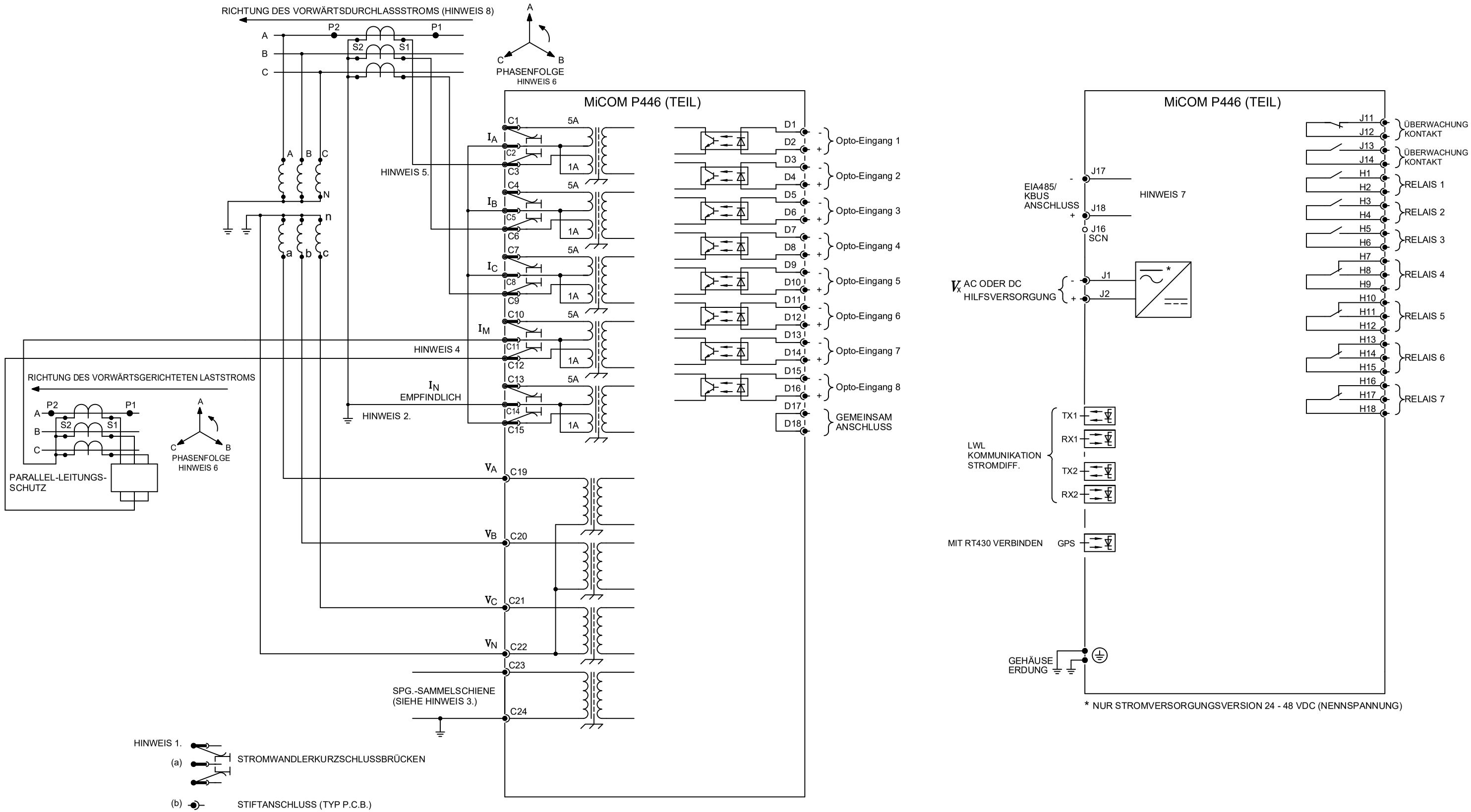
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM,		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (40TE) 8E/7A		
Datum: 30/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44641	Blatt: 1	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft: S SWAIN			Weiter Blatt: -	



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

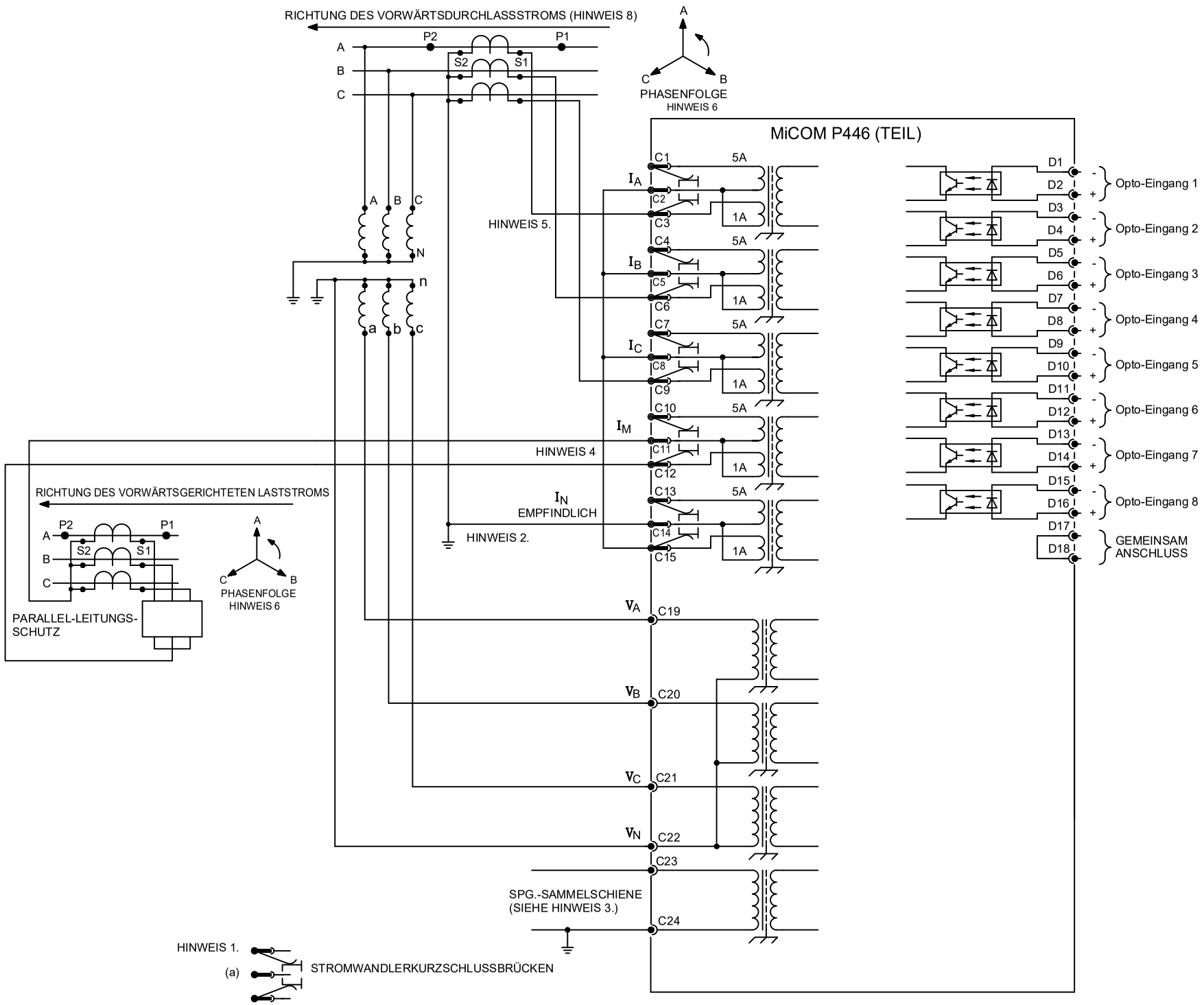
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

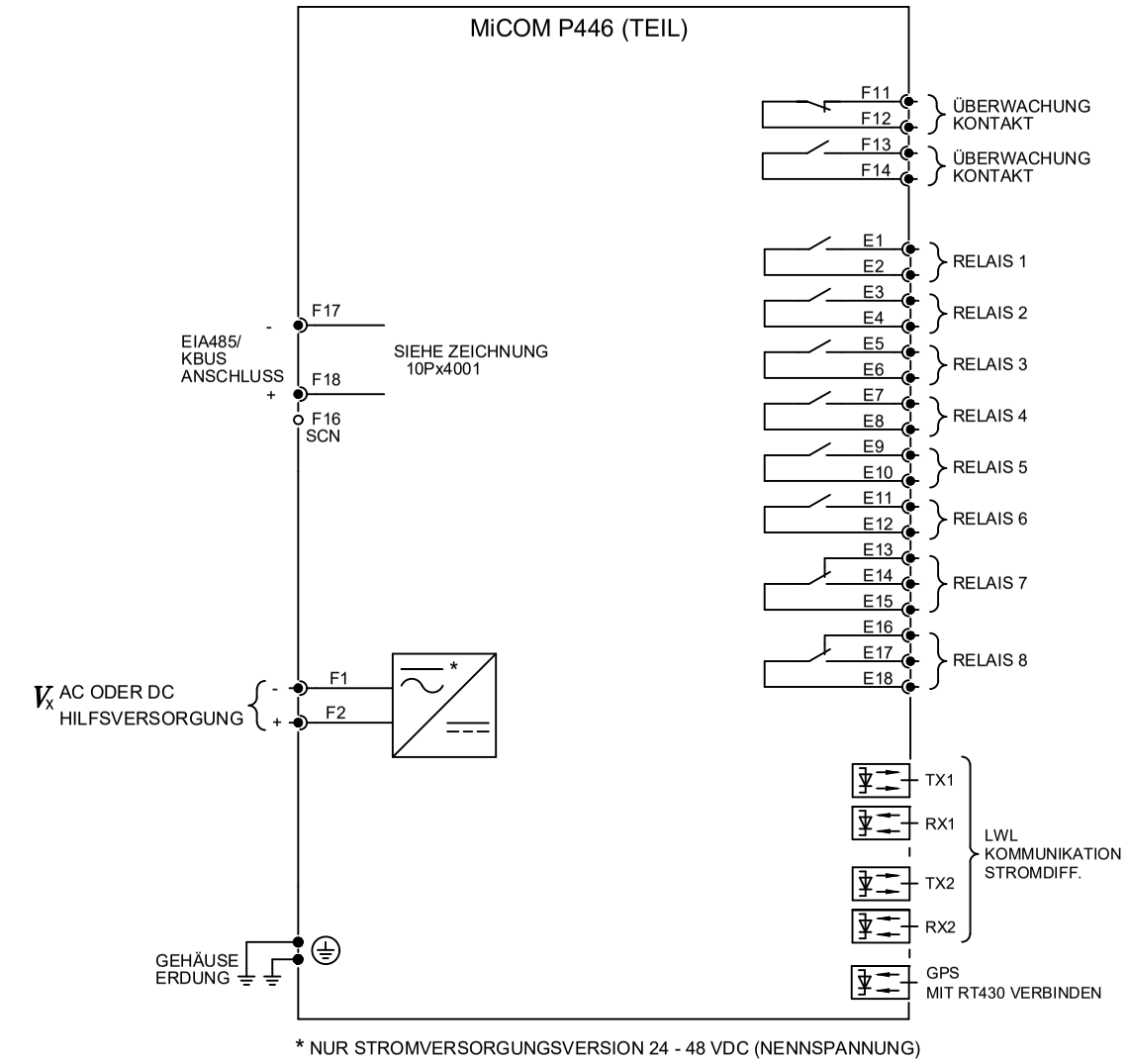
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 8E/7A	
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44613	Blatt: 1	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft: S SWAIN		Weiter Blatt: -	





* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

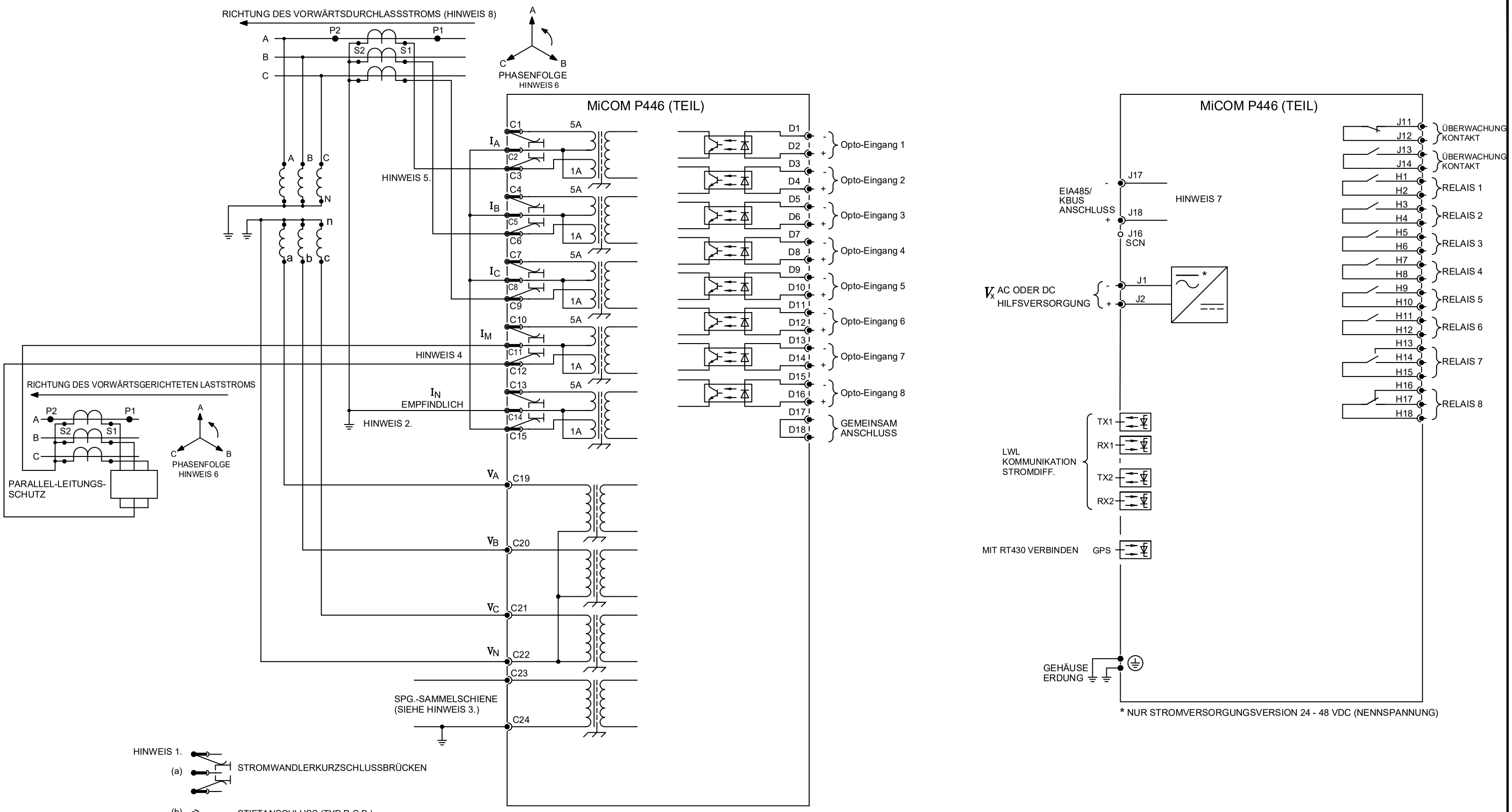
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (40TE) 8E/8A		
Datum: 31/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44642	Blatt: 1	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft: S SWAIN			Weiter Blatt: -	



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

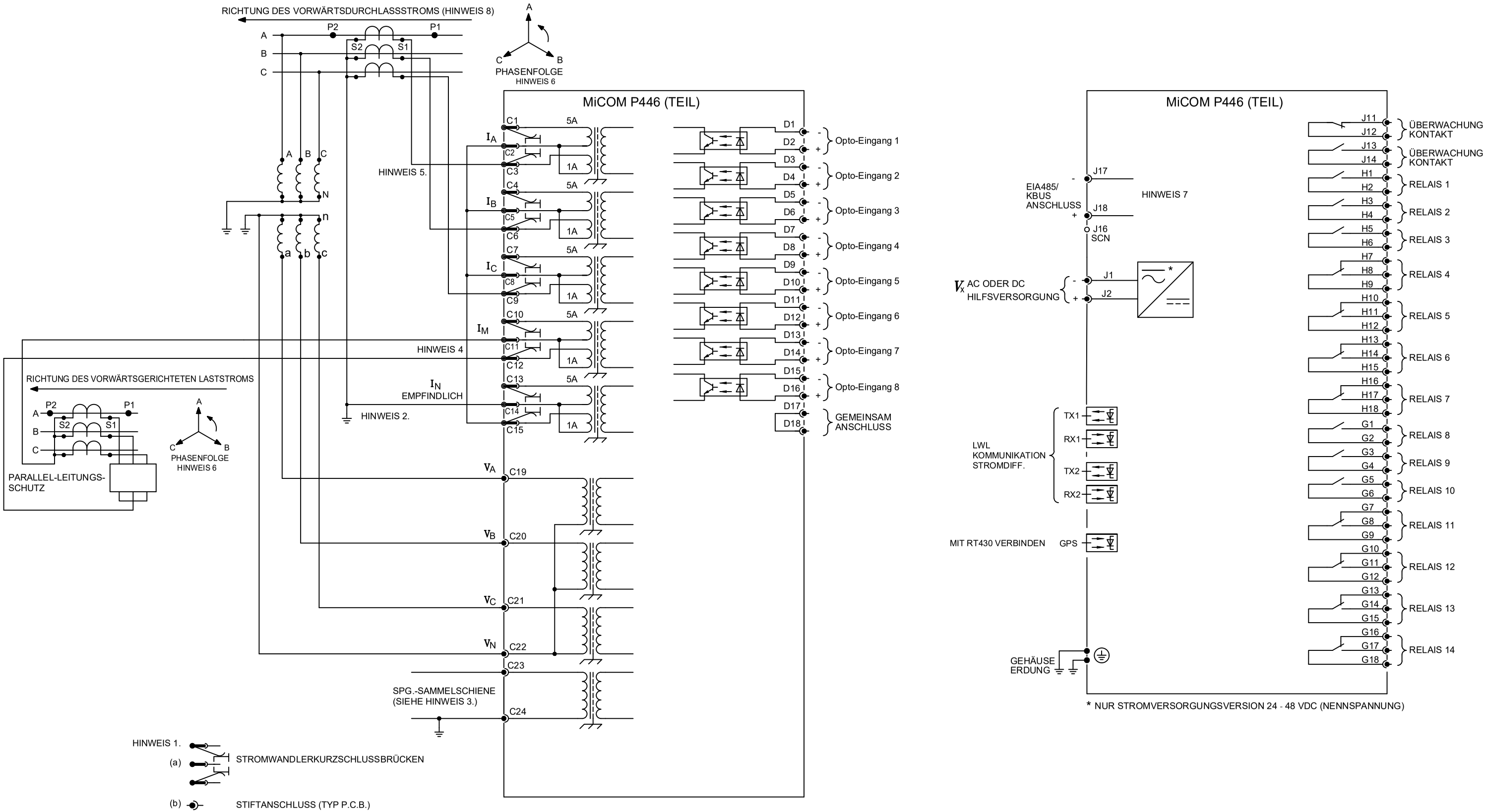
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 8E/8A
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44614**
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd, St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

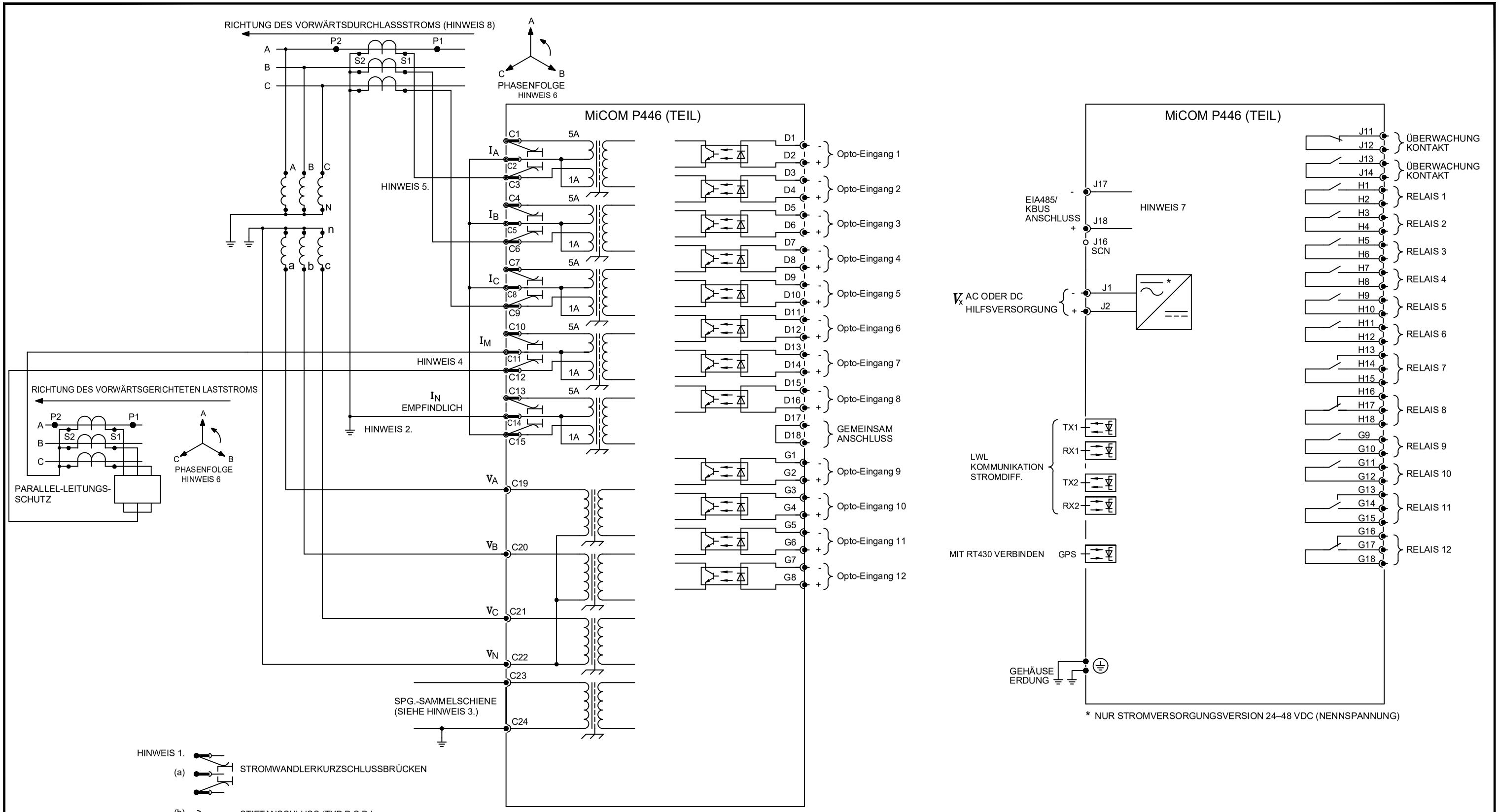
KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 8E/14A
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	10P44615
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

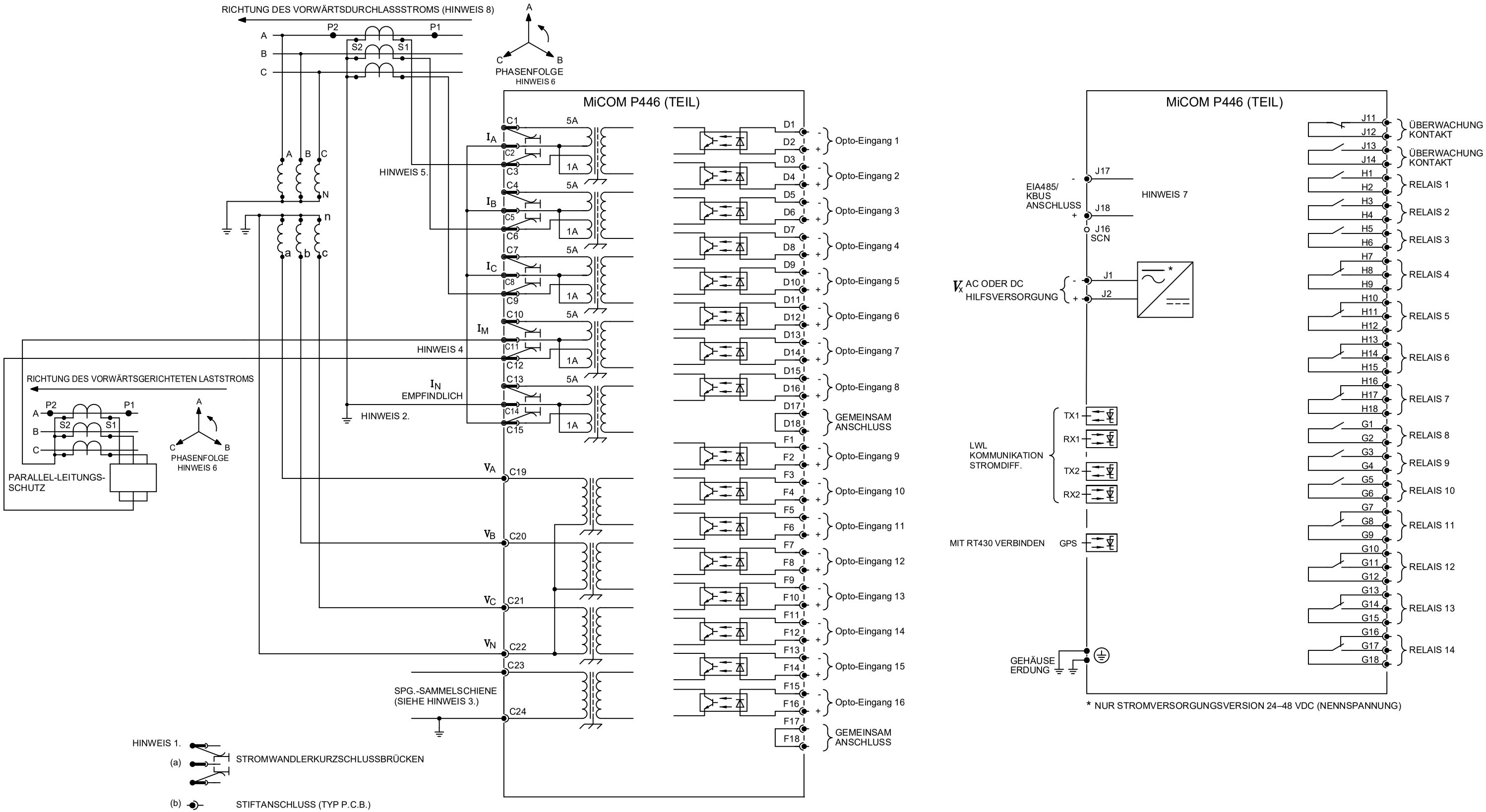
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 12E/12A
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	10P44616
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

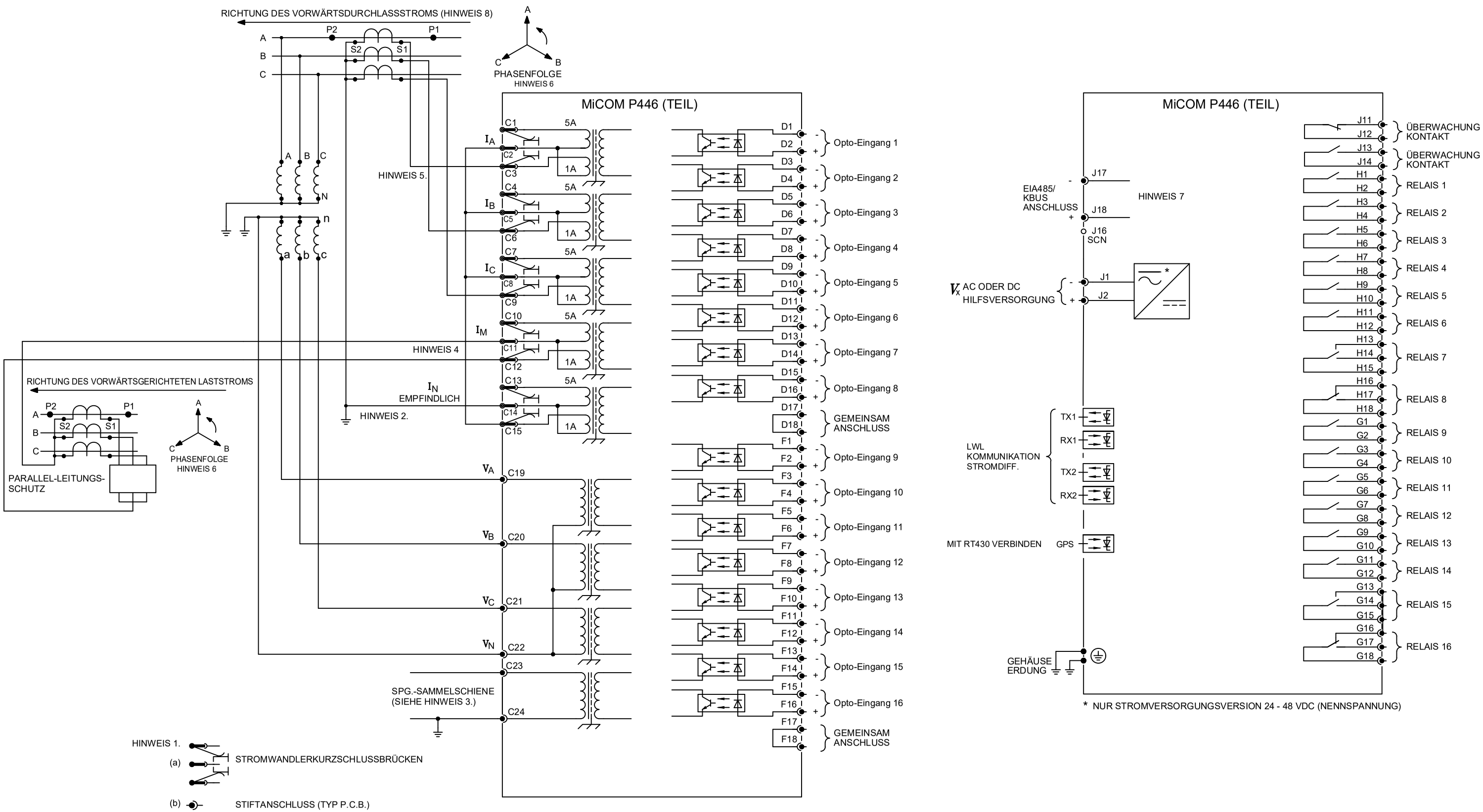
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: B	Revision: CID007476. OPTO-KARTE IN „F“ WURDE FÄLSCHLICHERWEISE IN „E“ DARGESTELLT.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/14A
Datum: 27/10/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	10P44617
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1	Weiter Blatt: -

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. I_N EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

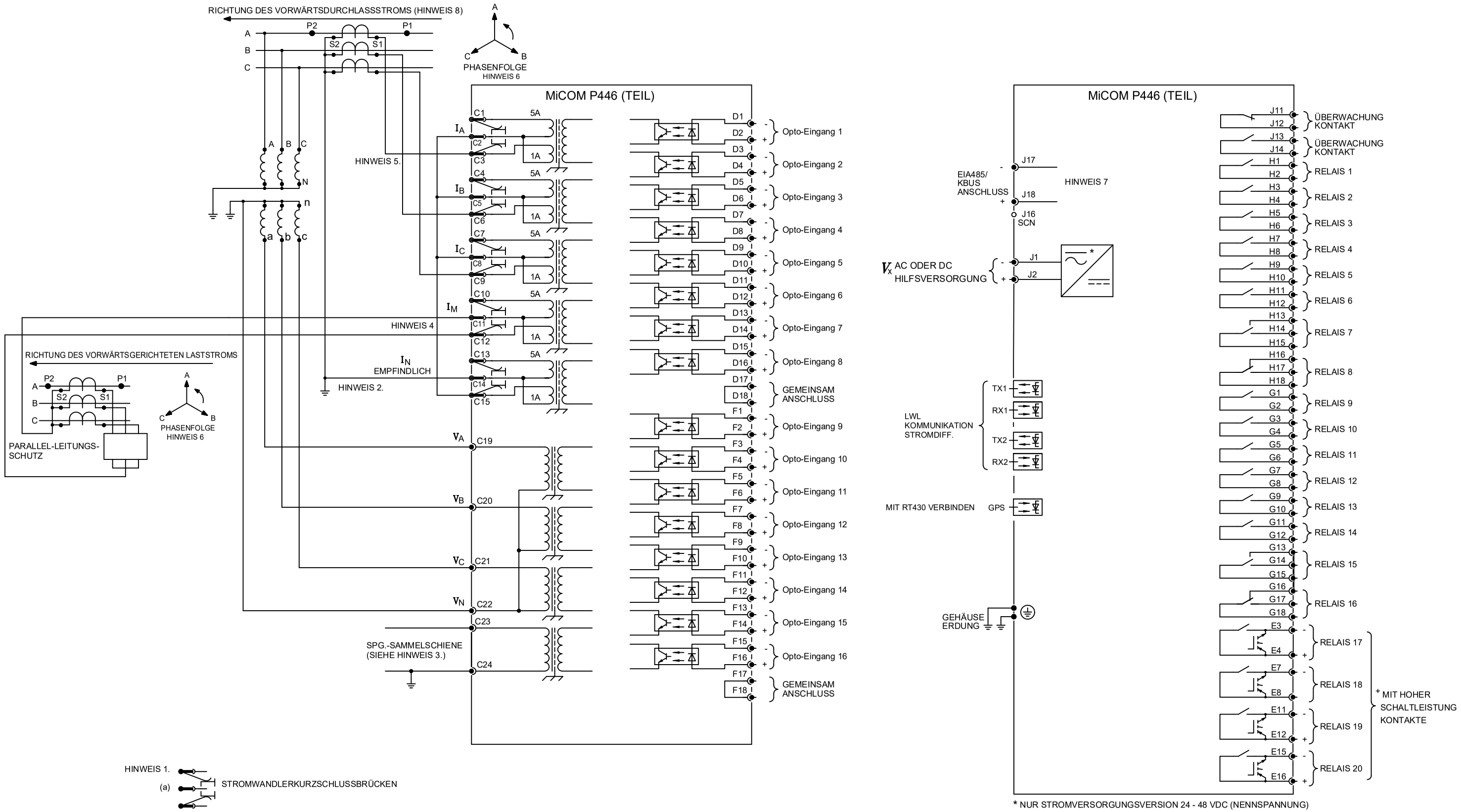
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/16A
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44618**
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. IN EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

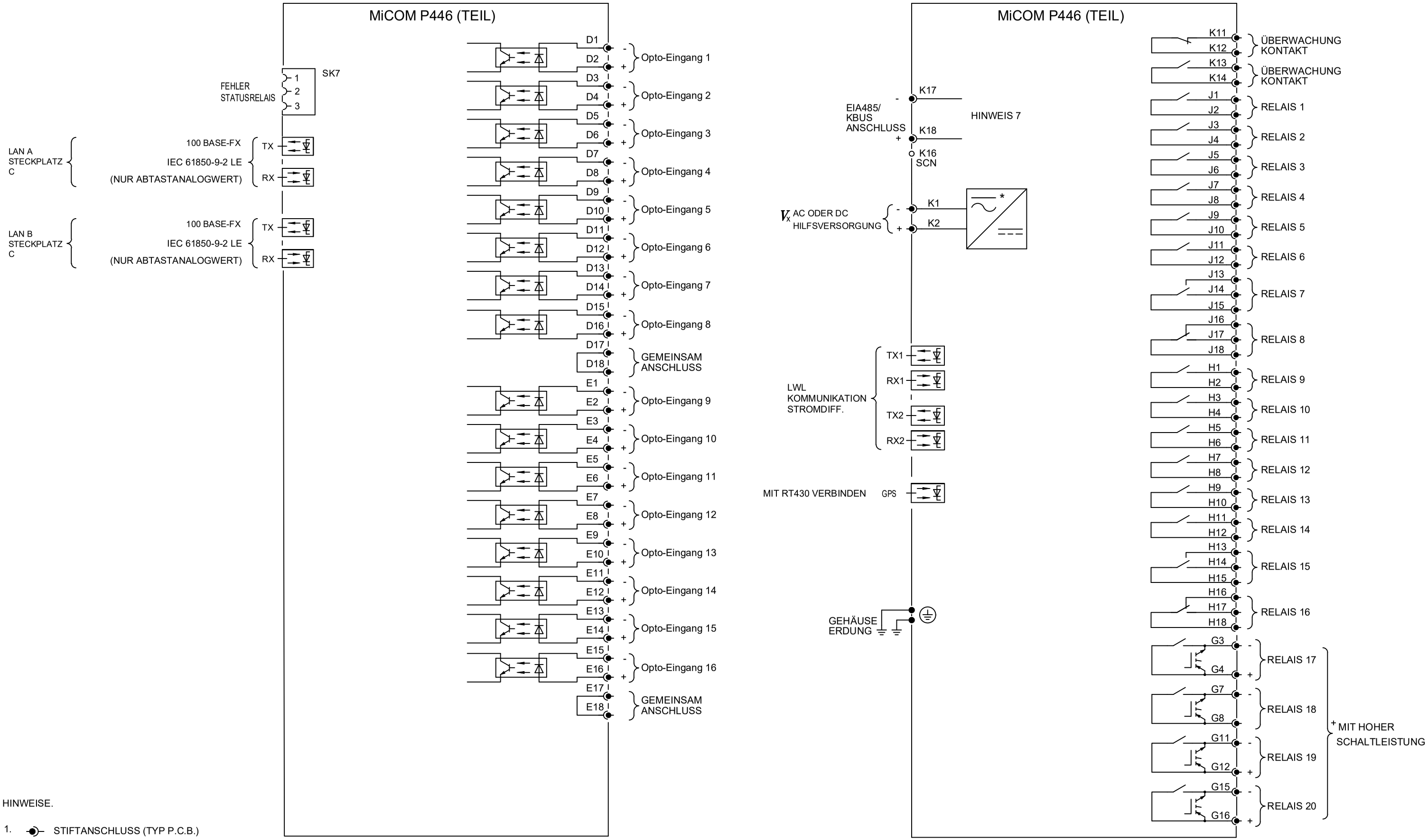
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM	Titel:	PLÄNE FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/16A + 4 RELAISAUSGÄNGE MIT HOHER SCHALTLEISTUNG
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	10P44619
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



HINWEISE.

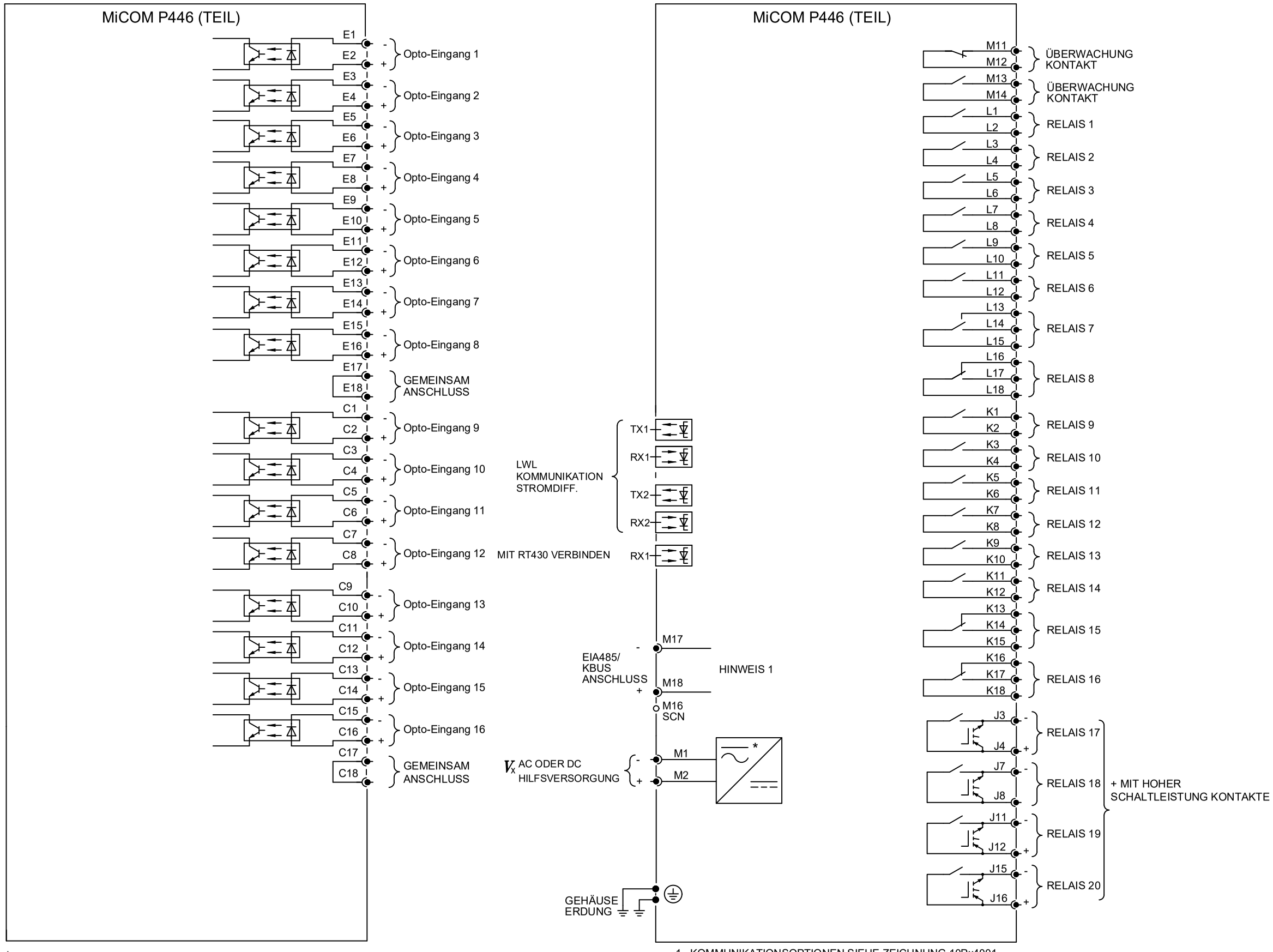
1. STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)
2. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001

* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/16A + 4 RELAISAUSGÄNGE MIT HOHER SCHALTLEISTUNG
Datum: 24/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44628**
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
©UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



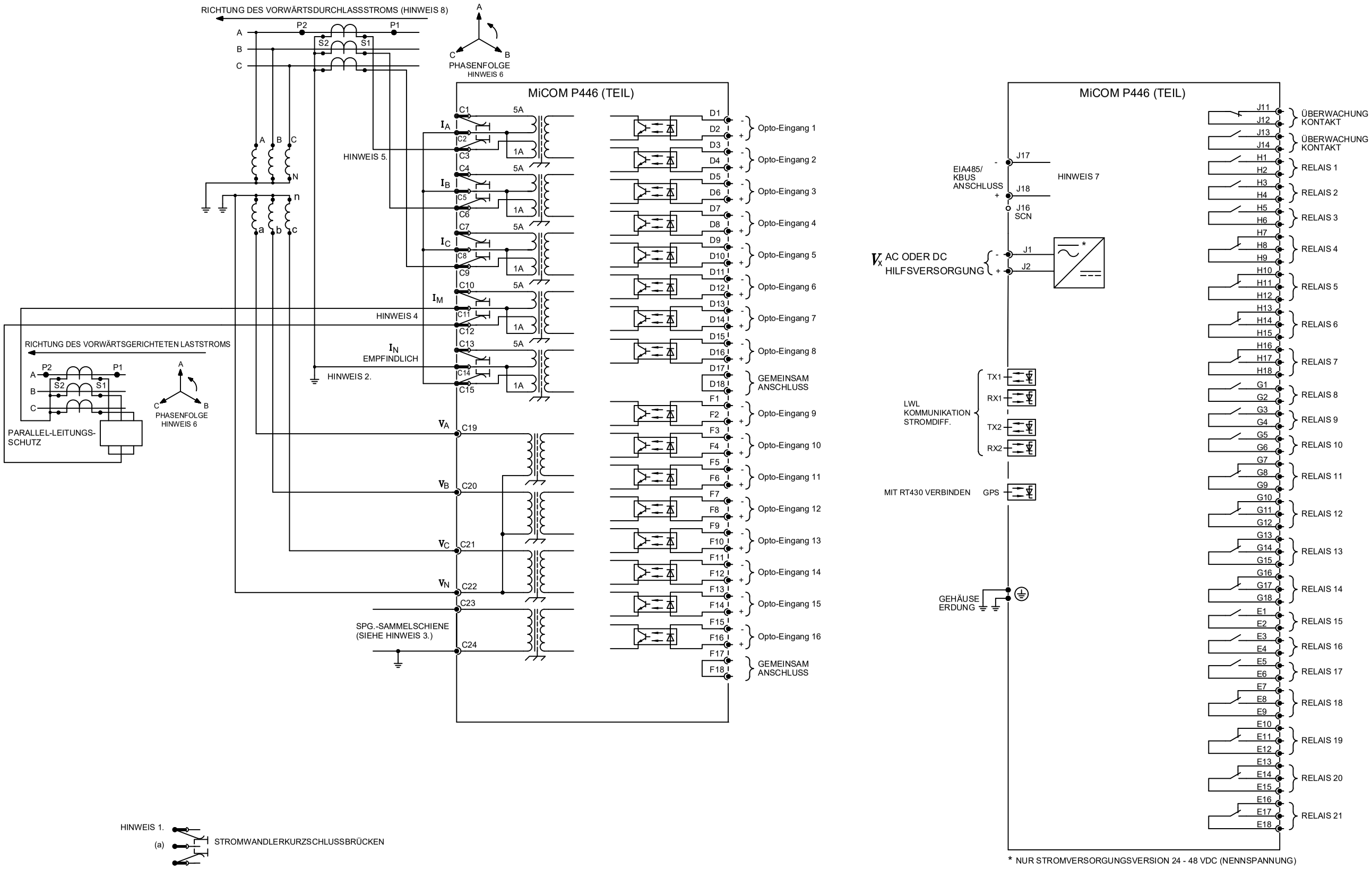
* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

1. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001
2. STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ P446 (80TE) 16E/16A + 4 RELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG
Datum: 17/08/2020	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44608**
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

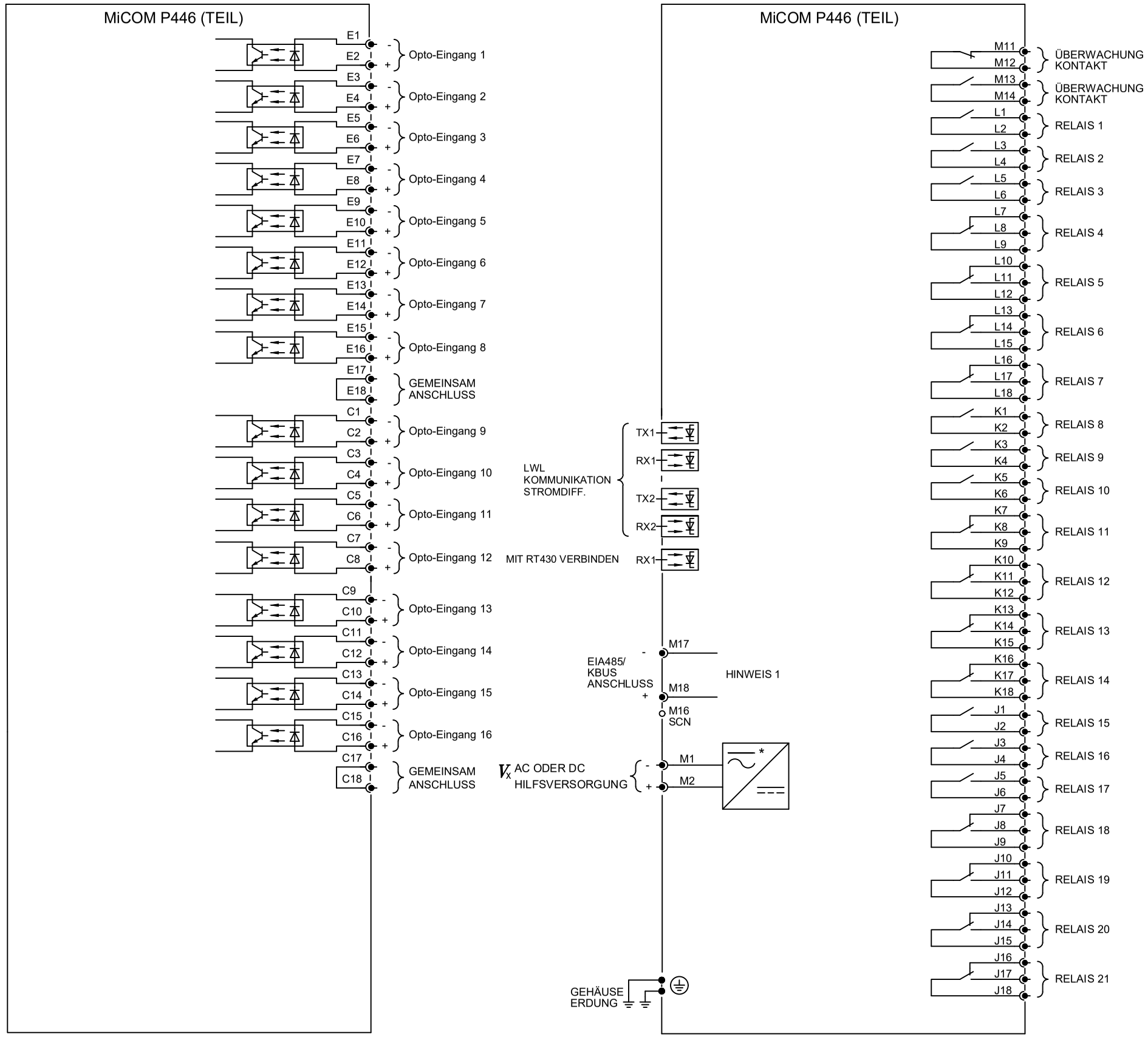
9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. IN EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.
3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.
4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.
6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/21A
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44620**
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.

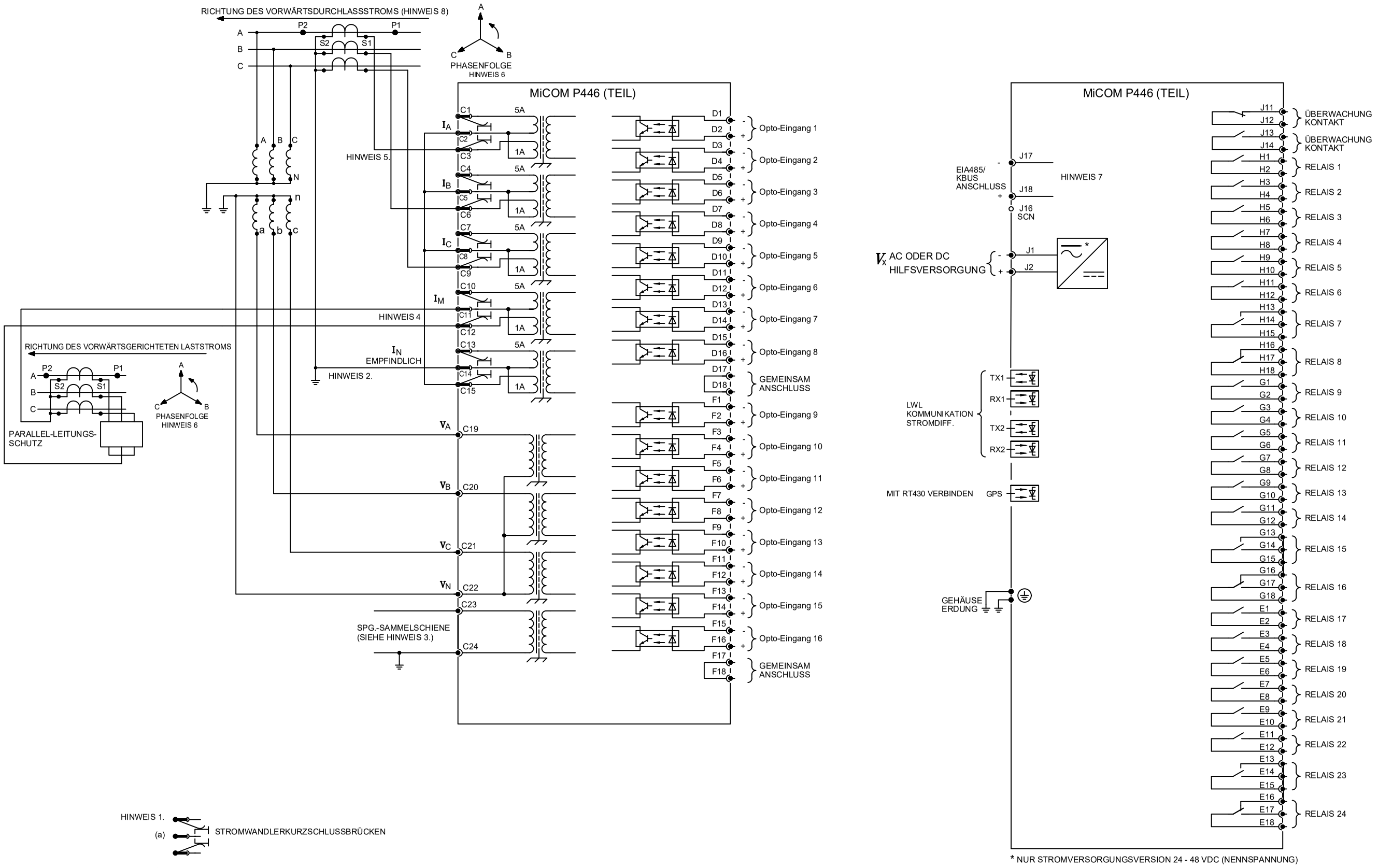


* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

1. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
2. STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.).

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ P446 (80TE) 16E/21A
Datum: 17/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44609**
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd, St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.



HINWEIS 1.

(a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

50-OHM-BNC-STECKVERBINDER

9-POLIGE- UND 25-POLIGE-D-TYP-BUCHSE

2. WIRD FÜR DEN EEF-SCHUTZ VERWENDET. IN EMPFINDLICH, SOLLTE VON EINEM KABELUMBAUWANDLER GESPEIST WERDEN, WENN EMPFINDLICHE EINSTELLUNGEN VERWENDET WERDEN.

3. SPG.-SAMMELSCHIENE NUR ERFORDERLICH, WENN SYNCHRONKONTROLLFUNKTION FREIGEGEBEN.

4. STROMEINGANG FÜR STROM DER PARALLELLEITUNG, WENN AKTIVIERT LEITUNGSPARAMETER.

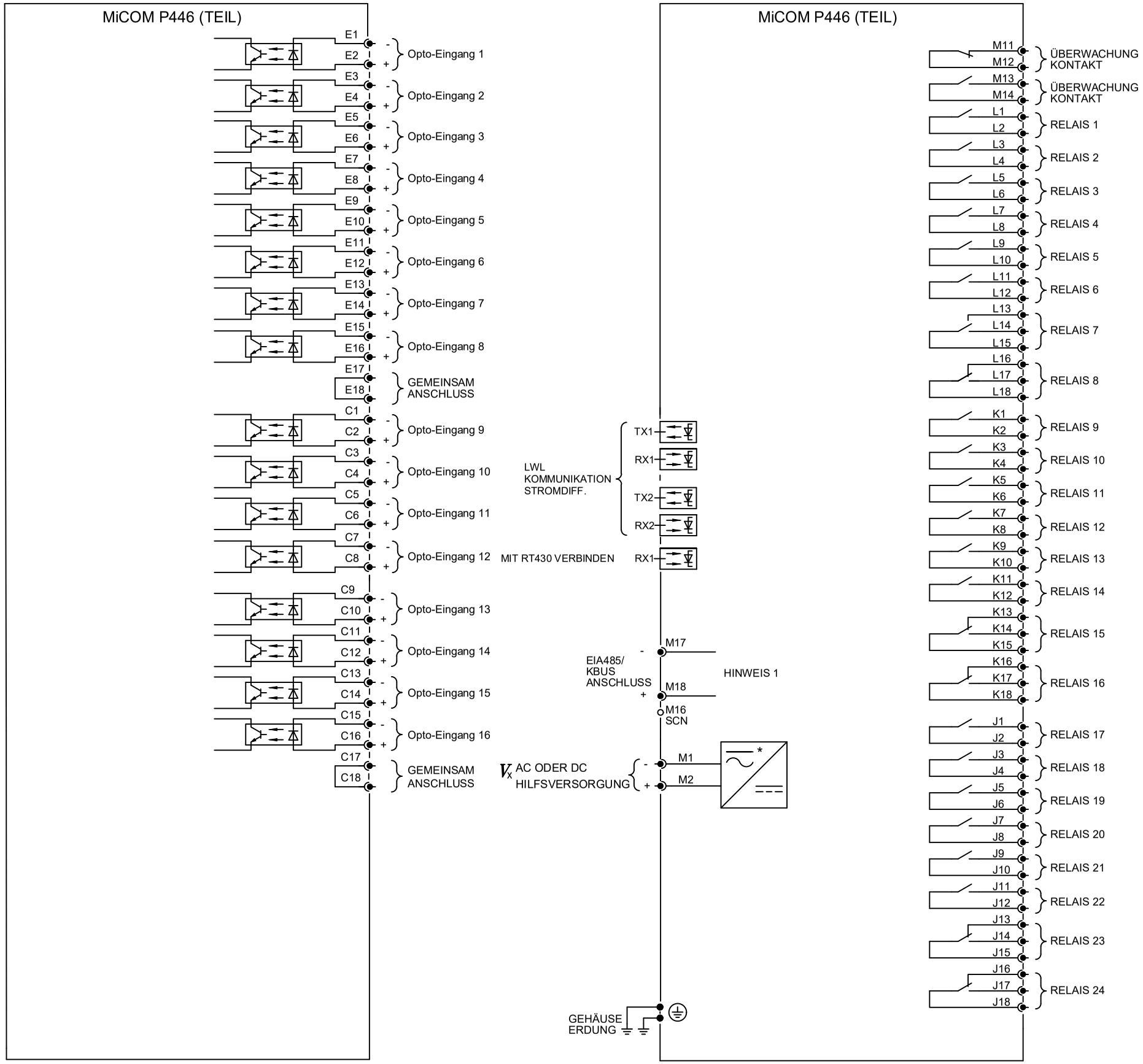
5. ES SIND NUR TYPISCHE, ÜBER 1A VERBUNDENE STROMWANDLERANSCHLÜSSE ABGEBILDET.

6. AUCH DIE UMGEKEHRTE PHASENFOLGE WIRD UNTERSTÜTZT.

7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

8. MIT STROMWANDLER-POLARITÄTSEINSTELLUNG „STANDARD“.

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (60TE) 16E/24A		
Datum: 22/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44621	Blatt: 1	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft: S SWAIN			Weiter Blatt: -	

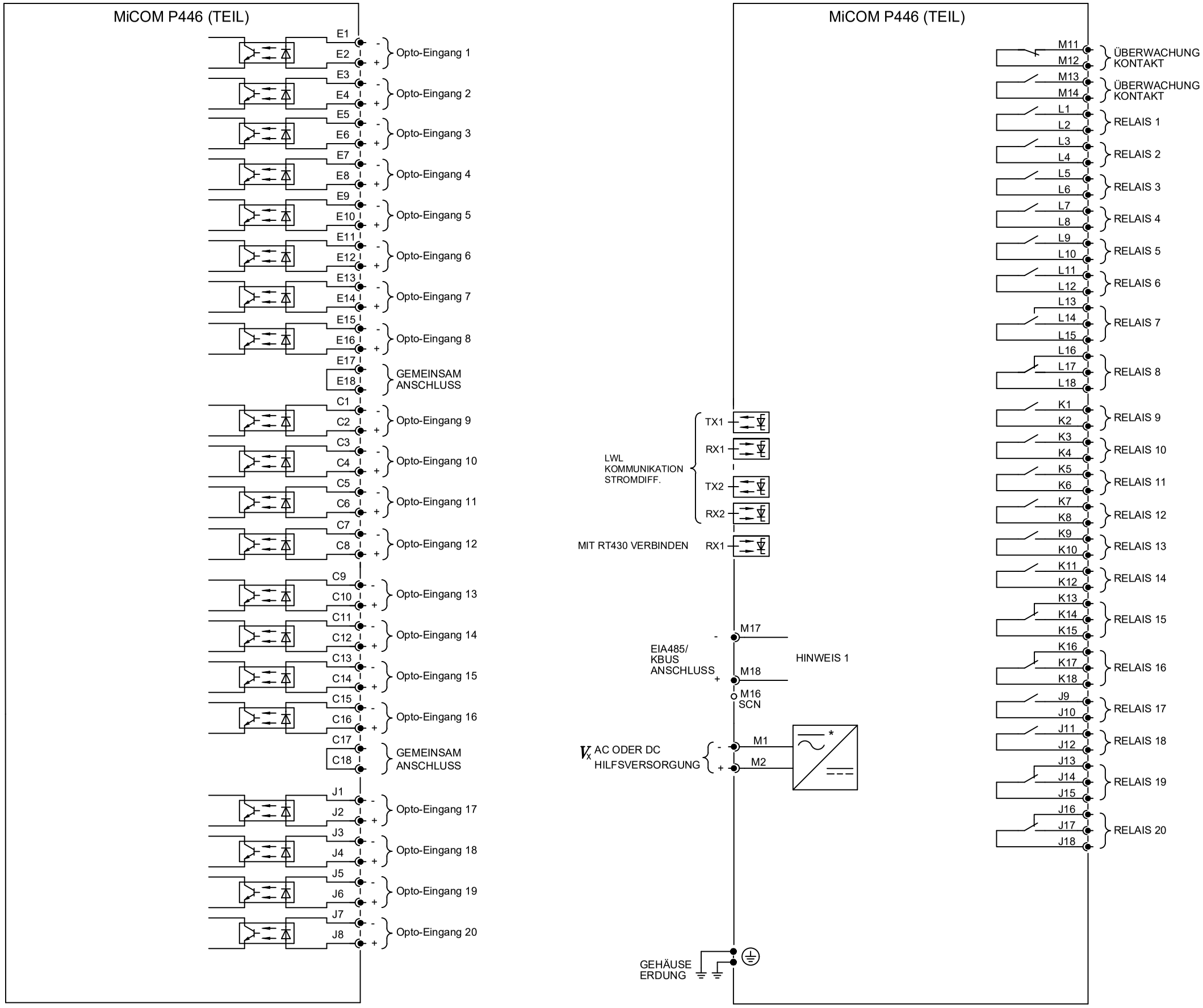


* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24–48 VDC (NENNSPANNUNG)

1. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
2. STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ P446 (80TE) 16E/24A
Datum: 17/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44610**
Datum:	Geprüft: S SWAIN	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd, St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK.

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.



* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

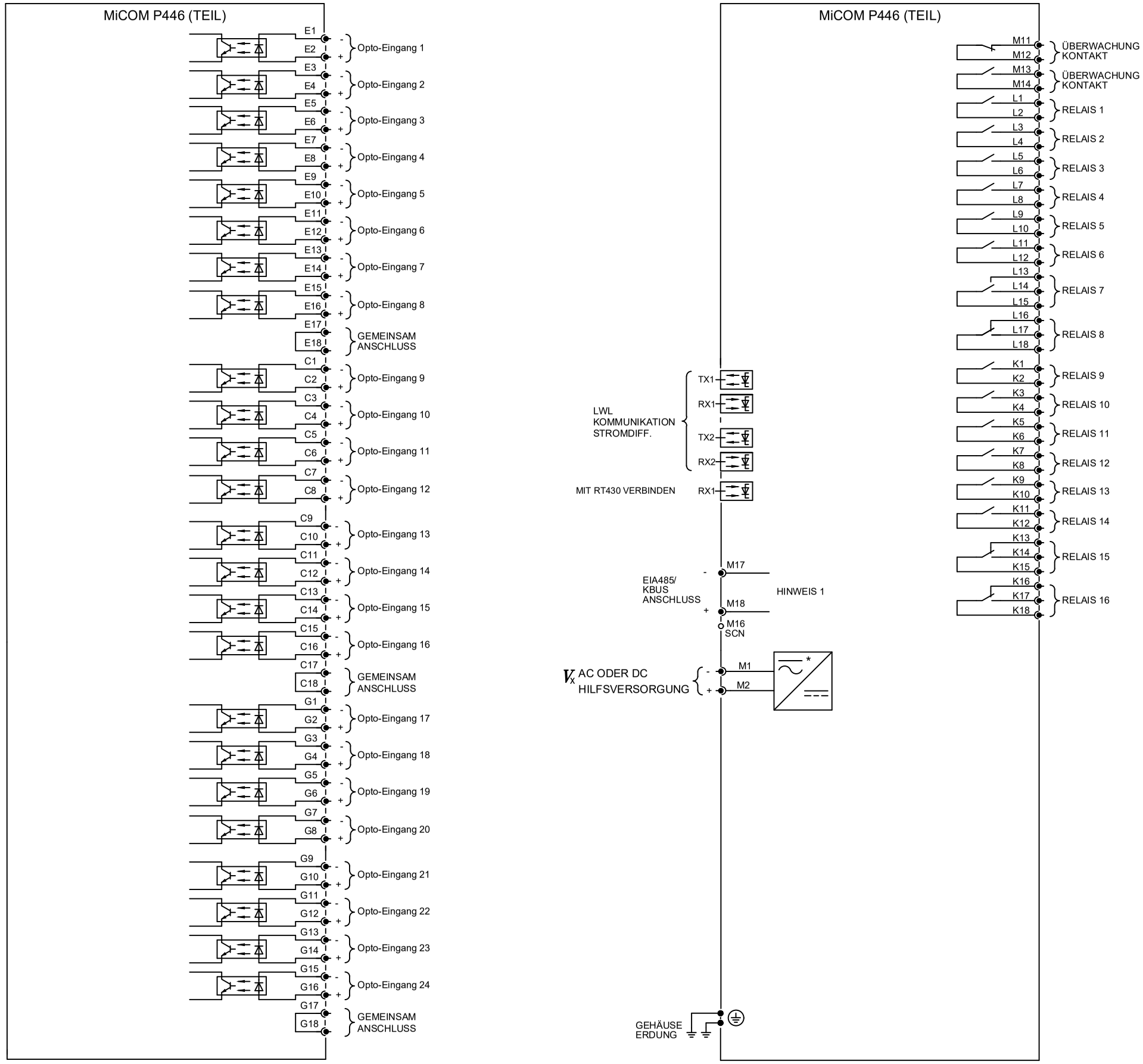
1. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG
2. 10Px4001. STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

SIEHE 10P44600 FÜR STROMVERSORGUNGSANSCHLÜSSE.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 20E/20A
Datum: 30/01/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44652**
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1	Weiter Blatt: -

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

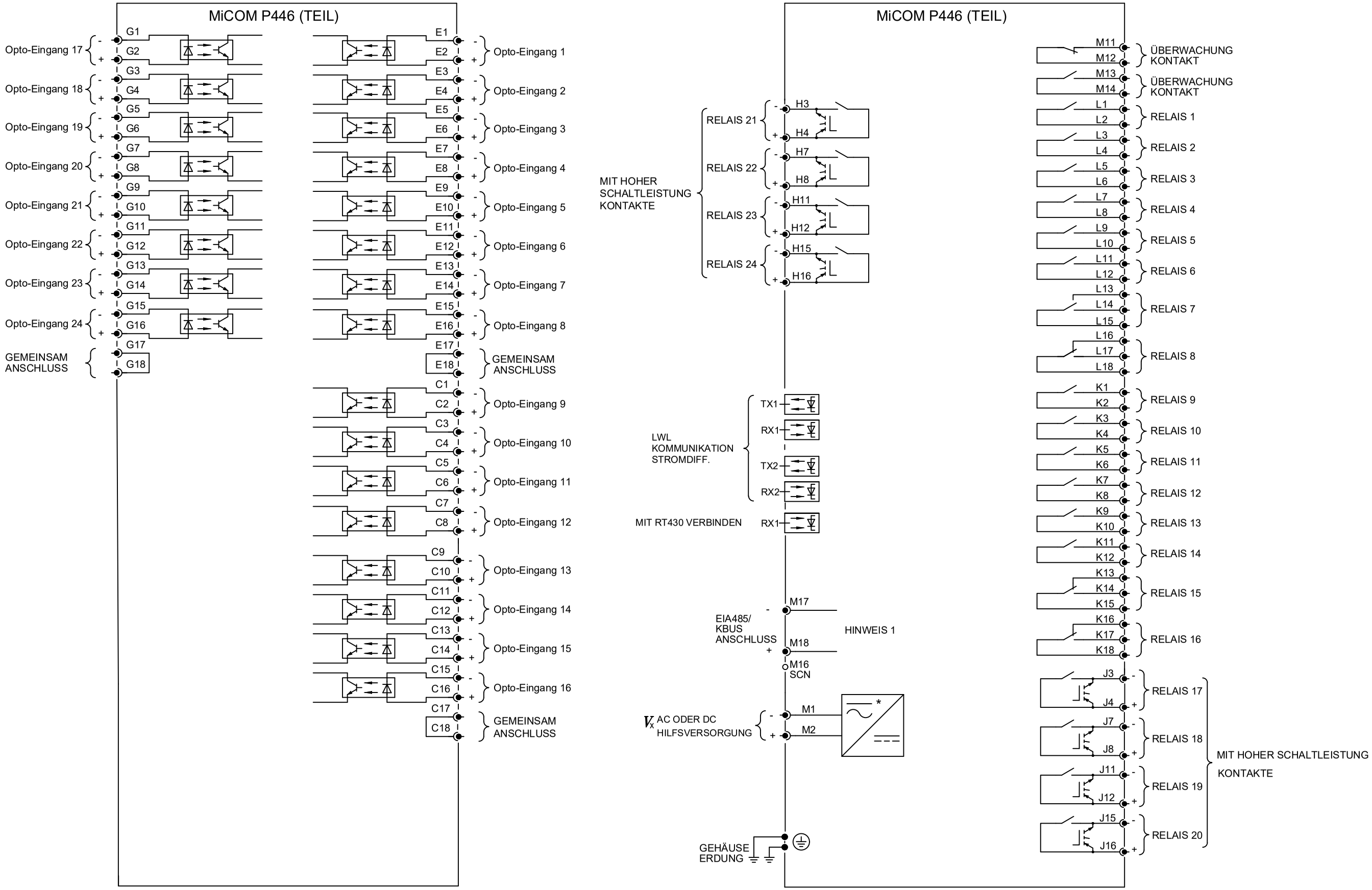
1. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
2. STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

SIEHE 10P44600 FÜR STROMVERSORGUNGSANSCHLÜSSE.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 24E/16A	
Datum: 31/01/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: **10P44654**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

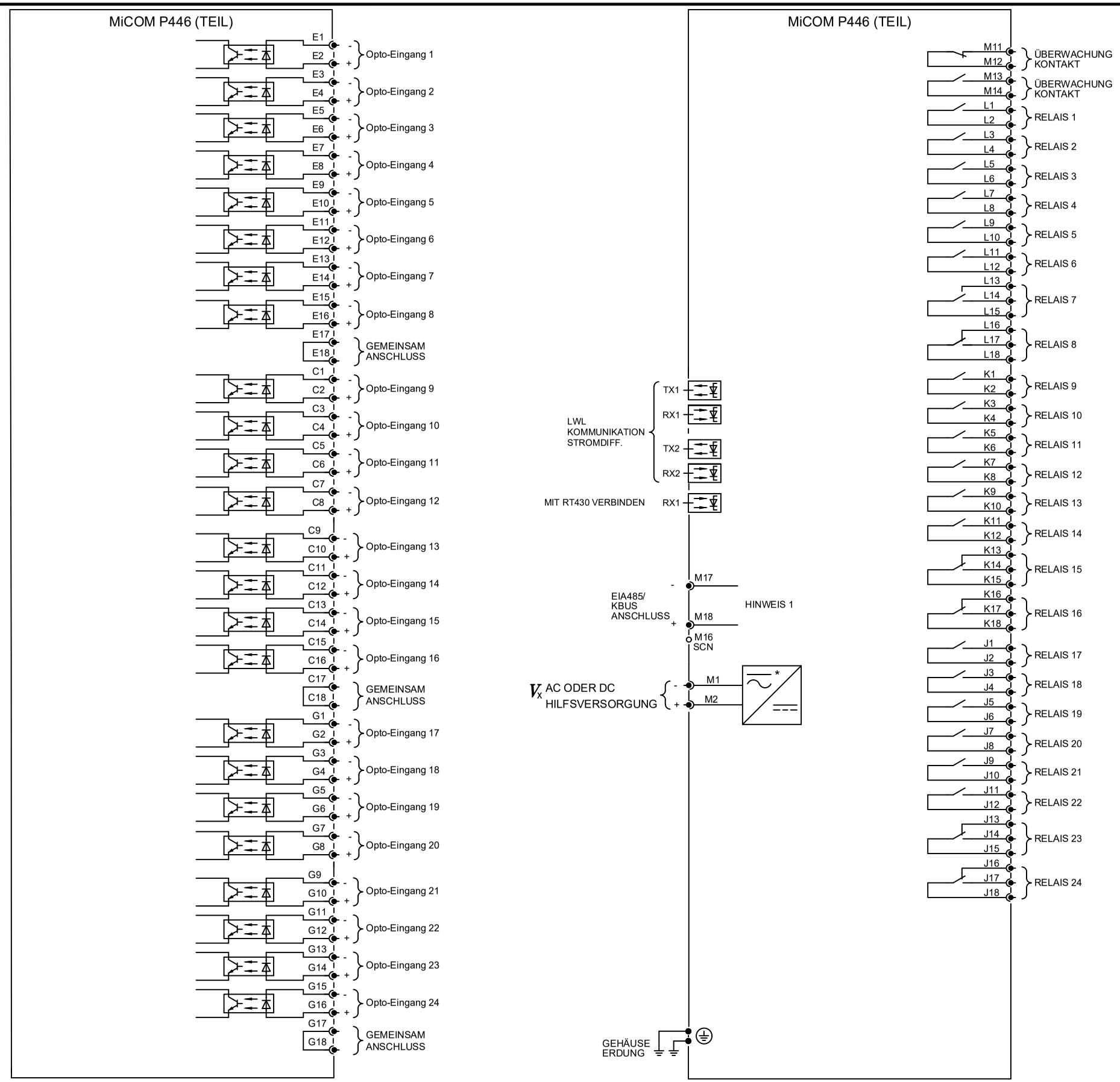
FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



Ausgabe: A	Revision: CID007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ P446 (80TE) 24E/16A + 8 RELAISAUSGÄNGE MIT HOHER SCHALTLEISTUNG
Datum: 17/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: **10P44611**	Blatt: 1
Datum:	Geprüft: S SWAIN		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
©UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

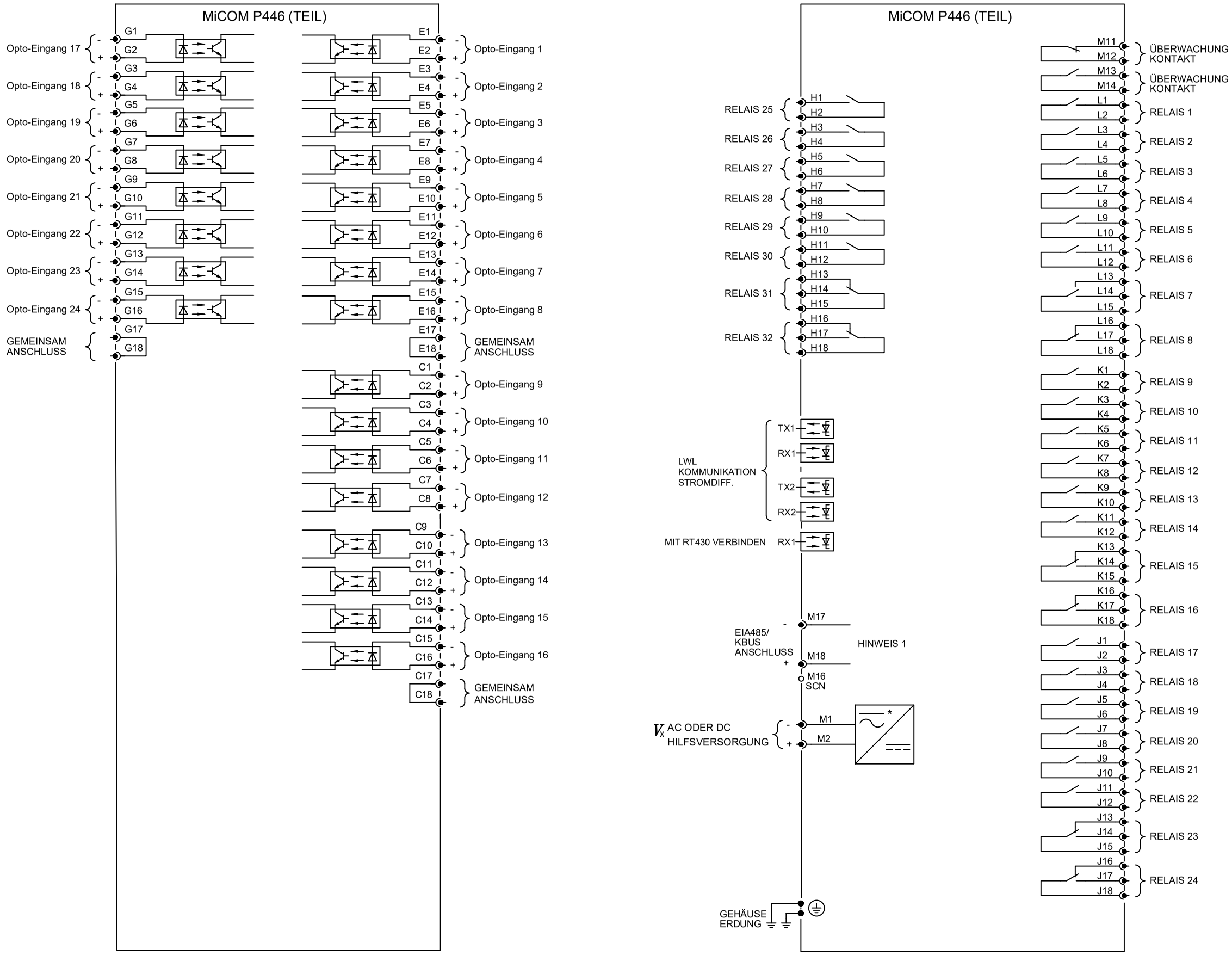
KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001

STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

SIEHE 10P44600 FÜR STROMVERSORGUNGSANSCHLÜSSE.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 24E/24A
Datum: 31/01/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44655	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



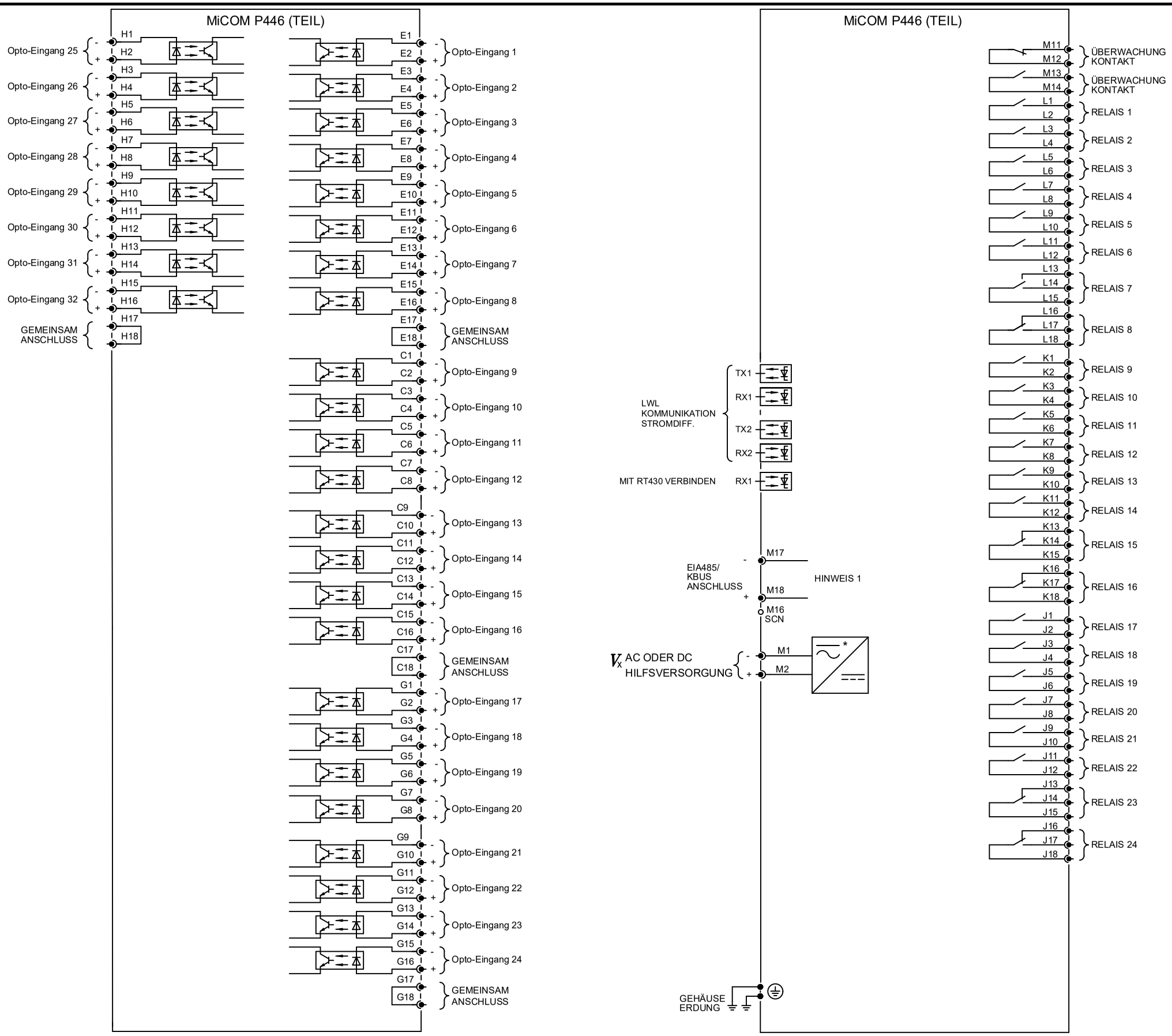
* NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24 - 48 VDC (NENNSPANNUNG)

1. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001
2. STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

Ausgabe: A	Revision: CUD007390. ANFÄNGLICHES PROBLEM.	Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ P446 (80TE) 24E/32A
Datum: 18/08/2022	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr:	**10P44612**
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1 / Weiter Blatt: -	

FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.



NUR STROMVERSORGUNGSVERSION 24–48 VDC (NENNSPANNUNG)

1. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001
2. STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

SIEHE 10P44600 FÜR STROMVERSORGUNGSANSCHLÜSSE.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE DISTANZSCHUTZ (80TE) 32E/24A
Datum: 31/01/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur vom Empfänger genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova an GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P44657	Blatt: 1
Datum:	Geprüft:		Weiter Blatt: -

GE VERNOVA
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.

ANHANG D

VERSIONSVERLAUF

1 HARDWARE- UND SOFTWAREVERSIONSVERLAUF

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
40	A	K	4. Mai 2006	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz ▪ STWÜ ▪ Gerichteter Gegensystem-Überstrom mit Konstantzeit I2> ▪ GPS-Synchronisierung des Stromdifferentials in allen Modellen ▪ Die Modelle P543 und P545 unterstützen jetzt Anwendungen mit Transformatorspeiseleitung innerhalb der Zone. ▪ Alle Modelle unterstützen ABC- und ACB-Phasendrehung. ▪ Standard- und invertierte StW-Polaritätseinstellung für jeden StW-Satz im Schutzgerät ▪ Benutzerschnittstelle mit dreifarbiger LED und Funktionstasten ▪ InterMiCOM^{64} ▪ Spannungsschutz ▪ Rückwärtskompatibler Betrieb	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/I64
41	C	K	30. Juli 2006	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 40A ▪ IEC 61850-8-1 ▪ Optionen mit hoher Schaltleistung ▪ Optionen für demoduliertes IRIG-B ▪ Verringerung der Mindestreichweiteneinstellungen auf 0,05 Ohm ▪ Erzwingung der selektiven Auslösung ▪ „Pol stromlos“-Änderungen für Hydro Quebec ▪ CS103-/AWE-Änderungen	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74
41	D	K	16. August 2006	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 41C ▪ Verhindert einen möglichen Neustart, nachdem der vorderseitige Courier-Anschluss 15 Minuten lang durchsucht wurde, aber keine Einstellungsänderung vorgenommen wurde, d. h. durchsuchen mit PAS&T ▪ Erweiterte GOOSE-Aufnahmefähigkeit ▪ Korrektur von ICD-Dateien, Aufzählung (Wert) und Zuordnung fester Daten	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74
41	E	K	14. November 2006	▪ Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 41D ▪ Verhinderung eines Neustarts bei 61850-Versionen, wenn die NIC-Verbindung inaktiv und eine Flut von DDB-Aktivität vorhanden ist ▪ Ordnungsgemäße Meldung eines fatalen Fehlers, der durch den Abtastrückruf verursacht wurde	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
41	E	K	14. November 2006	▪ Korrektur der GOOSE-Nachrichtenübermittlung und eines Problems mit dem Herunterladen der Konfigurationsdatei eines Schutzgeräts ▪ Korrektur der Synchronkontrolle ▪ Korrektur der Überstromrücksetzungskennlinien ▪ Prüfung der vierzehnten Stelle der Modellnummer entfernt ▪ Telegramme zur Information der Öffentlichkeit 64-67 korrigiert	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74
41	F	K	15. Mai 2007	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 41E ▪ Verhinderung eines fatalen Fehlers, der daraus resultiert, dass aufgrund einer falschen DNP-Adresse nicht die DNP-Entwicklungsplattform verwendet wird ▪ Voreinstellung für 450B „I< Strom Einst.“ auf 50 mA verringert ▪ Französisch-Übersetzungen für DDBs 1368-1371 korrigiert ▪ Fun- und INF-Werte in Bezug auf CS103-Befehlssperre korrigiert ▪ Winkel für Gegensystem-Phasenüberstrom-Einstellung korrigiert ▪ Korrigierter Betrieb bei Verwendung von MiCOM S1 zur Aktivierung von Einstellungsgruppen durch Rechtsklick auf eine Gruppe ▪ Korrektur der Selbsthaltung der Funktionstasten-DDB-Signale bei Einschaltung des Schutzgeräts ▪ Korrektur der Störschreiberskalierung zur Verhinderung, dass Hochstrom in den 5-A-StW gelangt und Sättigung des Störschreibers verursacht ▪ Die Voreinstellungen für die Neureihung scheinen nicht die 1/5-A-StW-Auswahl zu ändern ▪ Leistung des IM64-Direktbetriebs korrigiert ▪ LS-Steuerung über direkten Zeitgeber funktioniert nicht bei 2CB-Versionen von P540D ▪ Die AWE-Pausenzeit/der Schließzyklus wird auch dann fortgesetzt, wenn AWE abgeschaltet wurde ▪ Ch2-Statistik kann eventuell nicht angezeigt werden	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74
41	G	K	Mai 2007	P543, P544, P545 und P546, die keine 61850-Ausführungen ohne Distanzschutz auf Basis von 41F sind, wurden für die Freigabe genehmigt, aber vor der Freigabe zurückgenommen. ▪ Korrekturen für die Aktivierung/Deaktivierung der automatischen Wiedereinschaltung	Patch für V2.12	P54x/EN M/J74
41	H	K	4. Juli 2007	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 41G ▪ Korrekturen für die Aktivierung/Deaktivierung der automatischen Wiedereinschaltung	Patch für V2.12	P54x/EN M/J74

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
41	I	K	14. Januar 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546, die keine 61850-Ausführungen ohne Distanzschutz auf Basis von 41H sind ▪ Es wurde verhindert, das der Differentialschutz in drei Anschlussplänen eine Sperre auslöst, wenn GPS und der Prüfschleifenmodus aktiviert sind ▪ Verbesserungen am GPS-Code ▪ Verbesserungen in den Taktwiederherstellungsschaltungen, die von Differentialkommunikationseinrichtungen verwendet werden ▪ Korrektur an der Kompatibilität von P545/P541 bei Verwendung im Transformatorkompensationsbetrieb ▪ Korrektur der Art und Weise, wie selbsthaltende LEDs/Relais entfernt werden ▪ Korrekturen an Stromdifferentialblockierung bei deaktivierter GPS-Synchronisierung ▪ Korrekturen am Menütext ▪ Korrektur an der automatischen Wiedereinschaltung für Einschaltung bei Fehlerzustand ▪ Es wurden französische und deutsche Texte korrigiert. ▪ Es wurde verhindert, dass von „LS-Betriebszeit“ 4,295 Ms angezeigt wird ▪ Blockierung des LS-Ausfallschutzes in P544/6 korrigiert ▪ Verbesserte Koprozessor-Fehlermeldung ▪ Ein SOTF-Problem behoben	Patch für V2.12	P54x/EN M/J74
41	J	K	5. Oktober 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546, die keine 61850-Ausführungen ohne Distanzschutz auf Basis von 41J sind ▪ Ein Problem mit der Koprozessorstapelprüfung behoben, das einen Neustart verursachen konnte	Patch für V2.12	P54x/EN M/J74
42	A	K	Mai 2007	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz ▪ Chinesisch-Schnittstelle ▪ Ersatz des bestehenden DNP3.0 durch DNP3.0-Entwicklungen ▪ Austausch des bestehenden Gegensystem-Überstromschutzes mit mehreren Stufen (2 AMZ + 2 Konstantzeit) Gegensystem-Überstrom. ▪ Hinzufügung der IDG-Kennlinie, die allgemein in Schweden verwendet wird, zum Erdfehlerschutz und empfindlichen Erdfehlerschutz (Änderung von Einstellungen erforderlich) ▪ Verkleinerung aller TMS-Schrittweiten auf 0,005 ▪ Hinzufügung von Statistiken und Warnungen in Bezug auf Kanalübertragungsverzögerung ▪ Änderungen an der StW-Überwachung, damit beide Techniken zugleich ausgewählt werden können ▪ Umgruppierung der StW-Überwachungseinstellungen	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
42	A	K	Mai 2007	▪ Hinzufügung von vier Stufen Unterfrequenzschutz und zwei Stufen Überfrequenzschutz ▪ Hinzufügung von df/dt-Schutz ▪ Änderungen an Unter- und Überspannung zum Aktivieren jeder Stufe müssen unabhängig eingestellt werden ▪ Erweiterungen an der SpW-Positionseinstellung der Synchronkontrolle ▪ Änderungen an der Logik der selektiven Mitnahme (Permissive Inter Trip, PIT), damit der Benutzer entweder die Verwendung von Orts- oder Fernstrom auswählen kann ▪ Schließt Lokalzeitzoneneinstellungen für Datum und Uhrzeit ein ▪ Verkleinerte Mindesteinstellung für IE> I2pol Schw ▪ Hinzufügung von Übertragungsverzögerungszeiten zur Fehleraufzeichnung ▪ Voreinstellung für 450B „I< Strom Einst.“ auf 50 mA verringert ▪ Verbesserung der Selbstprüfung der Ausgangsrelais ▪ Änderung der getunnelten Courier-Adresse, damit diese dem KBUS des ersten rückseitigen Anschlusses oder der CS103-Adresse folgt	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
42	B	K	4. Juli 2007	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 42A ▪ Verbesserungen an der Spannungswandlerüberwachung (SpWÜ ▪ Korrekturen für die Aktivierung/Deaktivierung der automatischen Wiedereinschaltung ▪ Ein Problem in Zusammenhang damit gelöst, dass das StW-Verhältnis nicht wiederhergestellt wird, wenn die Voreinstellungen wiederhergestellt werden. ▪ Ein Problem in Zusammenhang mit dem Störschreiber gelöst, der bei hoher Stromspeisung des 5-A-StW gesättigt wird	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
42	D	K	17. Dezember 2007	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 42B ▪ Mehrere 61850/Goose-Probleme behoben ▪ Kleinere Korrektur an Fehleraufzeichnung ▪ Korrekturen an Blockierung der Überspannungsstufe 2 ▪ Max. Prop-Warnung korrigiert ▪ Es wurde deutscher DDB-Text korrigiert.	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
42	E	K	14. Mai 2008	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 42D ▪ Mehrere 61850-Probleme behoben ▪ Verbesserte Koprozessor-Fehlermeldung ▪ Blockierung des LS-Ausfallschutzes in P544/6 korrigiert	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
42	F	K	-	Nicht für die Produktion freigegeben. Auf Basis von 42E ▪ Korrektur an der automatischen Wiedereinschaltung für Einschaltung bei Fehlerzustand	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
42	F	K	-	▪ Es wurde verhindert, dass von „LS-Betriebszeit“ 4,295 Ms angezeigt wird ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
42	G	K	28. Oktober 2008	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 42F ▪ Korrektur der Distanz-Kreuzpolarisation, wenn der Speicher abläuft	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
42	H	K	21. September 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 42G ▪ Einige Menüübersetzungen wurden korrigiert ▪ Leistungsschalterversagerschutz korrigiert – „WI Aided1“ löst aus, sodass sie über die Einstellung „WI Schutz Reset“ deaktiviert werden können ▪ Zeitstempel in Fehleraufzeichnungen an lokale Zeiteinstellung angepasst ▪ P543-Standard-PSL korrigiert ▪ Korrekturen an Stromdifferentialblockierung bei deaktivierter GPS-Synchronisierung ▪ Korrigierte Messung des thermischen Zustands über DNP3.0 ▪ Korrektur der Art und Weise, wie selbsthaltende LEDs/Relais entfernt werden ▪ Korrektur der Gegensystem-Überstromeinstellungen, wenn der 5-A-Eingang verwendet wird. ▪ Korrektur an der Kompatibilität von P545/P541 bei Verwendung im Transformatorkompensationsbetrieb ▪ Verbesserungen am GPS-Code ▪ Es wurde verhindert, dass die StW-Überwachung Ereignisse generiert, wenn sie deaktiviert ist ▪ Es wurde verhindert, dass Z5 langsames Pendeln einstellt, wenn PSB deaktiviert ist. ▪ Problem behoben, das verhinderte, dass Restüberspannung einen LS-Versager einleitet ▪ Verschiedene Verbesserungen an DNP3.0, CS103 und IEC 61850-Protokollen ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
42	I	K	6. Dezember 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 42H ▪ Problem mit 61850 behoben, das Clients blockierte, wenn einer getrennt war ▪ Umbenennung in Alstom. Kleinere Änderung an der Softwarenummer und Änderungen an 61850 (neue ICD-Dateien erforderlich) ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
42	K	K	12. September 2014	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 52J ▪ Die Stromdifferentialkommunikation wird nicht zeitweilig gestoppt, wenn auf der Standardanzeige navigiert wird ▪ Die StW-Überwachung kann in der P543 42K-Software durchgeführt werden.		

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
42	K	K	12. September 2014	▪ Bei Fehlern mit vorübergehenden DC-Abweichungen kann der LS-Versagerschutz ausgelöst werden. ▪ Beseitigung von Programmfehlern Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz auf Basis von 42J ▪ Trennung eines IEC 61850-Clients verursacht Verlust anderer IEC 61850-Verbindungen ▪ Die Liste der Störungsaufzeichnungen zeigt nicht das letzte DR ▪ P145 wird zeitweise neu gestartet, wenn die IEC 61850-Kommunikation und SNTP aktiv sind ▪ Diskrepanz in den DR-Analogsignalgrößen, wenn die StW- und SpW-Verhältnisse (primär/sekundär) keine Ganzzahlen sind ▪ Falsches Verhalten der selbsthaltenden LED		
44	A	K	18. März 2008	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 42D ▪ Positionsinformation zu PSL hinzugefügt ▪ Protokoll DNP 3.0 über Ethernet hinzugefügt ▪ Erweiterter E/A – Statuseingänge von 24 auf 32 erhöht ▪ Kompensierter Überspannungsschutz hinzugefügt ▪ Messungen allgemeiner Dienste IEC-103 hinzugefügt ▪ Selbsthaltungslogik-Gatter für Einstellung/Rückstellung zur PSL hinzugefügt ▪ Fehleraufzeichnung bezieht Stromdifferentialströme ein, die zum Zeitpunkt der Stromdifferentialauslösung zusätzlich zu den vorhandenen Daten aus dem nachfolgenden Zyklus aufgezeichnet wurden ▪ Max. Anzahl von Fehleraufzeichnungen auf 15 erhöht ▪ Änderungen an GPS-Warnung ▪ DNP-Verbesserungen für SSE ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
44	B	K	25. Juni 2008	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 44A ▪ Mehrere 61850-Probleme behoben ▪ Verbesserte Koprozessor-Fehlermeldung ▪ Blockierung des LS-Ausfallschutzes in P544/6 korrigiert ▪ Es wurden französische und deutsche Texte korrigiert. ▪ Es wurde verhindert, dass von „LS-Betriebszeit“ 4,295 Ms angezeigt wird ▪ Problem behoben, dass die Extrahierung von DNP3.0-Einstellungsdateien aus DNP3.0 Over Ethernet-Varianten verhinderte	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
44	D	K	20. Januar 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 44B ▪ Korrekturen an Stromdifferentialblockierung bei deaktivierter GPS-Synchronisierung ▪ Korrigierte Messung des thermischen Zustands über DNP3.0 ▪ Zeitstempel in Fehleraufzeichnungen an lokale Zeiteinstellung angepasst ▪ Leistungsschalterversagerschutz korrigiert – „WI Aided1“ löst aus, sodass sie über die Einstellung „WI Schutz Reset“ deaktiviert werden können	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
44	E	K	20. März 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 44D ▪ Verhindert den Verlust von IEC 61850-Meldungen und korrigiert die Handhabung der ACD-Flag während GI ▪ Verbesserung des Ethernetkarten-Bootcodes	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
44	F	K	21. September 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 44E ▪ Einige Menüübersetzungen wurden korrigiert ▪ P543-Standard-PSL korrigiert ▪ Korrektur der Art und Weise, wie selbsthaltende LEDs/Relais entfernt werden ▪ Korrektur der Gegensystem-Überstromeinstellungen, wenn der 5-A-Eingang verwendet wird. ▪ Korrektur an der Kompatibilität von P545/P541 bei Verwendung im Transformatorkompensationsbetrieb ▪ Verbesserungen am GPS-Code ▪ Es wurde verhindert, dass die StW-Überwachung Ereignisse generiert, wenn sie deaktiviert ist ▪ Problem behoben, das verhinderte, dass Restüberspannung einen LS-Versager einleitet ▪ Verschiedene Verbesserungen an DNP3.0, CS103 und IEC 61850-Protokollen ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
44	G	K	19. Oktober 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 44F ▪ Problem mit 61850 behoben, das Clients blockierte, wenn einer getrennt war ▪ Verbesserungen der Fehleraufzeichnungsanzeige über Courier und DNP3.0 ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
44	H	K	11. Januar 2011	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 44G ▪ Umbenennung in Alstom. Kleinere Änderung an der Softwarenummer und Änderungen an 61850 (neue ICD-Dateien erforderlich)	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
45	B	K	30. März 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 44E ▪ Automatische Wiedereinschaltung, Synchronkontrolle und LS-Überwachung zu P544 und P546 hinzugefügt	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
45	C	K	15. Mai 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 45B ▪ Verbesserung der Ethernetkarten-Einschaltung und der Konfiguration ▪ Korrektur der Gegensystem-Überstromeinstellungen, wenn der 5-A-Eingang verwendet wird. ▪ Korrektur an der Kompatibilität von P545/P541 bei Verwendung im Transformatorkompensationsbetrieb ▪ Korrektur der Art und Weise, wie selbsthaltende LEDs/Relais entfernt werden ▪ Korrekturen am Menütext ▪ Verbesserungen am GPS-Code ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4
45	D	K	28. Oktober 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 45C ▪ Verbesserungen am GPS-Code ▪ Verbesserungen in den Taktwiederherstellungsschaltungen, die von Differentialkommunikationseinrichtungen verwendet werden. ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4
45	E	K	11. Januar 2011	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 45D ▪ Umbenennung in Alstom. Kleinere Änderung an der Softwarenummer und Änderungen an 61850 (neue ICD-Dateien erforderlich)	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4
45	F	K	15. Juni 2012	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 45E ▪ dnp3-Steuerung von CB2 korrigiert ▪ Verbesserung der Distanzleistung bei Mehrfachfehlern ▪ Verbesserung der OST-Funktion, um sie stabiler zu machen, wenn Ströme niedrig sind ▪ Zeitstempelung und Status des IEC 61850-Datenattributs sofPSOF1.ST.general.Op verbessert ▪ Verbesserungen der Fehleraufzeichnungsanzeige über Courier und dnp3 ▪ Beseitigung von Fehlern der automatischen Wiedereinschaltung ▪ Verbesserungen an der Koprozessor-SRAM-Prüfung ▪ Korrektur an PIT durchgeführt ▪ Behebung verschiedener IEC 61850-Probleme ▪ Frequenzauslösungen zu P445-Standard-PSL hinzugefügt ▪ Problem behoben, das damit zu tun hatte, dass der Störschreiber an Synchronität verlieren konnte	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
47	A	K	-	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 45D ▪ IEC 61850-Phase 2 und 2.1 realisiert ▪ Anwendung für Inzone-Transformatoren (Blockierung/Sperrung der zweiten und fünften Harmonischen) ▪ Hohe Differentialeinstellung kann deaktiviert werden, wenn Einschaltstromschutz aktiviert ist ▪ Erdschluss-Differentialschutz (EDIF) ▪ Änderungen an Char Mod-Zeitgeberfunktion ▪ Separate Messungen für jeden Satz StW ▪ Unterbrechungsgesteuertes InterMiCOM in allen Modellen ▪ Nur-Lesen-Modus	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4 + Zusatz P54x/EN AD/KB4
47	B	K	10. Februar 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 47A ▪ Es wurde verhindert, das der Differentialschutz in drei Anschlussplänen eine Sperre auslöst, wenn GPS und der Prüfschleifenmodus aktiviert sind ▪ Fehlerlokalisierermessungen in Ohm korrigiert, wenn 5-A-StW verwendet oder primär angezeigt wird ▪ Frequenzmessung in DNP3.0-Fehleraufzeichnung korrigiert	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4 + Zusatz P54x/EN AD/KB4
47	D	K	15. Oktober 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 47B ▪ Verbesserung der GOOSE-Leistung ▪ Beseitigung von Fehlern an 61850 ▪ Problem mit Schutzkommunikationsadresse in ausgewählter Schaltung mit drei Enden behoben ▪ DNP3.0-Steuerung von CB2 korrigiert ▪ Falsche Zuordnung von XCBR(n).CBOpCap.stVal-Datenattribut korrigiert ▪ Verbesserungen der Fehleraufzeichnungsanzeige über Courier und DNP3.0	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4 + Zusatz P54x/EN AD/KB4
47	E	K	11. Januar 2011	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 47D ▪ Umbenennung in Alstom. Kleinere Änderung an der Softwarenummer und Änderungen an 61850 (neue ICD-Dateien erforderlich)	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4 + Zusatz P54x/EN AD/KB5
47	F	K	9. August 2012	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 47E ▪ Verbesserungen der LSV-Rücksetzzeiten ▪ Behebung verschiedener IEC 61850-Probleme ▪ Verbesserte Koprozessor-SRAM-Prüfung	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
47	F	K	9. August 2012	▪ Problem in Zusammenhang mit selektiver Mitnahme behoben ▪ Verbesserung am Störschreiber Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4
47	H	K	5. August 2015	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 47F ▪ Korrektur des Fehlercodes „0x0C160013“ in Bezug auf den SRAM ▪ Behebung eines Problems mit automatischer Wiedereinschaltung von P445, wobei lokale Übersteuerung durch DDB nicht erlaubt war ▪ Verbesserung des LSV-Betriebs bei Fehlern mit vorübergehenden DC-Abweichungen ▪ Korrektur eines Differentialproblems, bei dem das Schutzgerät manchmal neu startet, wenn mit IEE C37.94 gearbeitet wird und N = 12 ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4
50	A	K	4. Mai 2006	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von P443 SW 33 (andere Hardware) ▪ Distanzschutz von P443 ▪ DEF von P443 ▪ Unterstützte Distanz- und DEF-Schaltungen von P443 ▪ StWÜ ▪ Gerichteter Gegensystem-Überstrom mit Konstantzeit I2> ▪ GPS-Synchronisierung des Stromdifferentials in allen Modellen (nicht zutreffend auf P443) ▪ Die Modelle P543 und P545 unterstützen jetzt Anwendungen mit Transformatorspeiseleitung innerhalb der Zone. ▪ Alle Modelle unterstützen ABC- und ACB-Phasendrehung. ▪ Standard- und invertierte StW-Polaritätseinstellung für jeden StW-Satz im Schutzgerät ▪ Benutzerschnittstelle mit dreifarbiger LED und Funktionstasten ▪ InterMiCOM^{64} ▪ Spannungsschutz ▪ Rückwärtskompatibler Betrieb	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/I64
51	C	K	30. Juli 2006	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 50A ▪ IEC 61850-8-1 ▪ Optionen mit hoher Schaltleistung ▪ Optionen für demoduliertes IRIG-B ▪ Verringerung der Mindestreichweiteneinstellungen auf 0,05 Ohm ▪ Erzwingung der selektiven Auslösung (nicht zutreffend auf P443)	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
51	C	K	30. Juli 2006	▪ „Pol stromlos“-Änderungen für Hydro Quebec ▪ CS103-/AWE-Änderungen ▪ Außer-Tritt-Auslösung	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74
51	D	K	16. August 2006	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 51C ▪ Verhindert einen möglichen Neustart, nachdem der vorderseitige Courier-Anschluss 15 Minuten lang durchsucht wurde, aber keine Einstellungsänderung vorgenommen wurde, d. h. durchsuchen mit PAS&T ▪ Erweiterte GOOSE-Aufnahmefähigkeit ▪ Korrektur von ICD-Dateien, Aufzählung (Wert) und Zuordnung fester Daten	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74
51	E	K	14. November 2006	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 51D ▪ Verhinderung eines Neustarts bei 61850-Versionen, wenn die NIC-Verbindung inaktiv und eine Flut von DDB-Aktivität vorhanden ist ▪ Ordnungsgemäße Meldung eines fatalen Fehlers, der durch den Abtastrückruf verursacht wurde ▪ Korrektur der GOOSE-Nachrichtenübermittlung und eines Problems mit dem Herunterladen einer Schutzgerätekonfigurationsdatei ▪ Korrektur der Synchronkontrolle ▪ Korrektur der Überstromrücksetzungskennlinien ▪ Prüfung der vierzehnten Stelle der Modellnummer entfernt ▪ Telegramme zur Information der Öffentlichkeit 64-67 korrigiert	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74
51	F	K	15. Mai 2007	Freigabe von P543, P544, P545, P546 und P443, die keine 61850-Ausführungen mit Distanzschutz auf Basis von 51E sind ▪ Verhinderung eines fatalen Fehlers, der daraus resultiert, dass aufgrund einer falschen DNP3.0-Adresse nicht die DNP3.0-Entwicklungsplattform verwendet wird ▪ Voreinstellung für 450B „I< Strom Einst.“ auf 50 mA verringert ▪ Französisch-Übersetzungen für DDBs 1368-1371 korrigiert ▪ Abhängigkeiten für Zellen 3242 und 3245 korrigiert ▪ Fun- und INF-Werte in Bezug auf CS103-Befehlssperre korrigiert ▪ Winkel für Gegensystem-Phasenüberstrom-Einstellung korrigiert ▪ Korrigierter Betrieb bei Verwendung von MiCOM S1 zur Aktivierung von Einstellungsgruppen durch Rechtsklick auf eine Gruppe ▪ Korrektur der Selbsthaltung der Funktionstasten-DDB-Signale bei Einschaltung des Schutzgeräts ▪ Korrektur der Störschreiberskalierung zur Verhinderung, dass Hochstrom in den 5-A-StW gelangt und Sättigung des Störschreibers verursacht	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
51	F	K	15. Mai 2007	▪ Die Voreinstellungen für die Neureihung scheinen nicht die 1/5-A-StW-Auswahl zu ändern ▪ Leistung des IM64-Direktbetriebs korrigiert ▪ LS-Steuerung über direkten Zeitgeber funktioniert nicht bei 2CB-Versionen von P540D ▪ Die AWE-Pausenzeit/der Schließzyklus wird auch dann fortgesetzt, wenn AWE abgeschaltet wurde ▪ Keine Aktualisierung der Distanzeinstellung im einfachen Einstellbetrieb in anderen Einstellungsgruppen als die aktive Einstellungsgruppe ▪ Ch2-Statistik kann eventuell nicht angezeigt werden	Patch für V2.12 V2.13 oder neuer	P54x/EN M/J74
51	G	K	-	Die Freigabe von P543, P544, P545, P546 und P443, die keine 61850-Ausführungen mit Distanzschutz auf Basis von 51F sind, wurde genehmigt, aber vor der Freigabe zurückgenommen ▪ Korrekturen für die Aktivierung/Deaktivierung der automatischen Wiedereinschaltung	Patch für V2.12	P54x/EN M/J74
51	H	K	4. Juli 2007	Freigabe von P543, P544, P545, P546 und P443, die keine 61850-Ausführungen mit Distanzschutz auf Basis von 51G sind ▪ Erkennung von Netzpendelung korrigiert, wenn sowohl Distanz- als auch Stromdifferential aktiviert sind ▪ Korrekturen für die Aktivierung/Deaktivierung der automatischen Wiedereinschaltung	Patch für V2.12	P54x/EN M/J74
51	I	K	14. Januar 2010	Freigabe von P543, P544, P545, P546 und P443, die keine 61850-Ausführungen mit Distanzschutz auf Basis von 51H sind ▪ Es wurde verhindert, das der Differentialschutz in drei Anschlussplänen eine Sperre auslöst, wenn GPS und der Prüfschleifenmodus aktiviert sind (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Verbesserungen am GPS-Code (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Verbesserungen in den Taktwiederherstellungsschaltungen, die von Differentialkommunikationseinrichtungen verwendet werden. (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Korrektur an der Kompatibilität von P543/P545 bei Verwendung im Transformatorkompensationsbetrieb ▪ Korrektur der Art und Weise, wie selbsthaltende LEDs/Relais entfernt werden ▪ Korrekturen an Stromdifferentialblockierung bei deaktivierter GPS-Synchronisierung (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Korrektur der Distanz-Kreuzpolarisation, wenn der Speicher abläuft ▪ Korrekturen am Menütext ▪ Korrektur an der automatischen Wiedereinschaltung für Einschaltung bei Fehlerzustand	Patch für V2.12	P54x/EN M/J74

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
51	I	K	14. Januar 2010	▪ Korrektur am DEF-Rückwärtsbetrieb ▪ Es wurden französische und deutsche Texte korrigiert. ▪ Es wurde verhindert, dass von „LS-Betriebszeit“ 4,295 Ms angezeigt wird ▪ Korrektur an Blockierschaltung ▪ Blockierung des LS-Ausfallschutzes in P544/6 korrigiert ▪ Verbesserte Koprozessor-Fehlermeldung ▪ Ein SOTF-Problem behoben	Patch für V2.12	P54x/EN M/J74
51	J	K	5. Oktober 2010	Freigabe von P543, P544, P545, P546 und P443, die keine 61850-Ausführungen mit Distanzschutz auf Basis von 51I sind ▪ Ein Problem mit der Koprozessorstapelprüfung behoben, das einen Neustart verursachen konnte ▪ Verbesserung der OST-Funktion, um sie stabiler zu machen, wenn Ströme niedrig sind ▪ Verbesserung der Distanzleistung bei 2ph-g und auch bei Mehrfachfehlern	Patch für V2.12	P54x/EN M/J74
52	A	K	-	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 51E ▪ Chinesisch-Schnittstelle ▪ Ersatz des bestehenden DNP3.0 durch DNP3.0-Entwicklungen ▪ Hinzufügung einer Stromauslöseoption, aber keiner Spannungsauslöseoption zur Einschaltung bei Fehler und Auslösung bei Wiedereinschaltung (SOTF/TOR) ▪ Austausch des bestehenden Gegensystem-Überstromschutzes mit mehreren Stufen (2 AMZ + 2 Konstantzeit) Gegensystem-Überstrom ▪ Hinzufügung der IDG-Kennlinie, die allgemein in Schweden verwendet wird, zum Erdfehlerschutz und empfindlichen Erdfehlerschutz (Änderung von Einstellungen erforderlich) ▪ Verkleinerung aller TMS-Schrittweiten auf 0,005 ▪ Hinzufügung von Statistiken und Warnungen in Bezug auf Kanalübertragungsverzögerung (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Änderungen an der StW-Überwachung, damit beide Techniken zugleich ausgewählt werden können (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Umgruppierung der StW-Überwachungseinstellungen ▪ Hinzufügung von vier Stufen Unterfrequenzschutz und zwei Stufen Überfrequenzschutz ▪ Hinzufügung von df/dt-Schutz ▪ Änderungen an Unter- und Überspannung zum Aktivieren jeder Stufe müssen unabhängig eingestellt werden ▪ Erweiterungen an der SpW-Positionseinstellung der Synchronkontrolle ▪ Austausch der festen Auslösung beim Schließen (TOC) Delay mit einer Einstellung	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
52	A	K	-	▪ Verbesserungen an der Erkennung der langsamen Netzpendelung ▪ Änderungen an Distanzzählungsstrategie, um dieselbe Ansprechzeit wiederherzustellen, wenn der Phasendifferentialschutz aktiviert ist ▪ Änderungen an der Logik der selektiven Mitnahme (Permissive Inter Trip, PIT), damit der Benutzer entweder die Verwendung von Orts- oder Fernstrom auswählen kann (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Schließt Lokalzeitzoneneinstellungen für Datum und Uhrzeit ein ▪ Zusatz von anpassungsfähigen Einstellungen für die obere Linie des Distanzvierecks ▪ Verkleinerte Mindesteinstellung für IE> I2pol Schw ▪ Hinzufügung von Übertragungsverzögerungszeiten zur Fehleraufzeichnung ▪ Voreinstellung für 450B „I< Strom Einst.“ auf 50 mA verringert ▪ Verbesserung der Selbstprüfung der Ausgangsrelais ▪ Änderung der getunnelten Courier-Adresse, damit diese dem KBUS des ersten rückseitigen Anschlusses oder der CS103-Adresse folgt	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	B	K	4. Juli 2007	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547 und P443 auf Basis von 52A ▪ Phasenvergleichsschutz P547 zum Sortiment hinzugefügt ▪ Verbesserungen an der Spannungswandlerüberwachung (SpWÜ) ▪ Verbesserungen an der Erkennung der langsamen Netzpendelung ▪ Erkennung von Netzpendelung korrigiert, wenn sowohl Distanz- als auch Stromdifferential aktiviert sind (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Korrekturen für die Aktivierung/Deaktivierung der automatischen Wiedereinschaltung ▪ Ein Problem in Zusammenhang damit gelöst, dass das StW-Verhältnis nicht wiederhergestellt wird, wenn die Voreinstellungen wiederhergestellt werden. ▪ Ein Problem in Zusammenhang mit dem Störschreiber gelöst, der bei hoher Stromspeisung des 5-A-StW gesättigt wird	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	C	K	31. Juli 2007	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547 und P443 auf Basis von 52B ▪ Steigungswinkel der quadrilateralen Grundkennlinie korrigiert ▪ Kleinere Korrektur an Fehleraufzeichnung ▪ Korrekturen an Blockierung der Überspannungsstufe 2	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	D	K	17. Dezember 2007	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547 und P443 auf Basis von 52C ▪ Mehrere 61850/Goose-Probleme behoben ▪ Problem in P547 in Bezug auf die Transienten-Anregeelemente behoben ▪ Max. Prop-Warnung korrigiert (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Es wurde deutscher DDB-Text korrigiert	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
52	D	K	17. Dezember 2007	▪ Ein Problem mit Blockierung schwacher Einspeisung behoben ▪ Ein SOTF-Problem bei kurzer Dauer vor dem Fehler behoben ▪ Primärskalierungsproblem in Bezug auf Zone 5 und 6 behoben	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	E	K	14. Mai 2008	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547 und P443 auf Basis von 52D ▪ Mehrere 61850-Probleme behoben ▪ Verbesserte Koprozessor-Fehlermeldung ▪ Korrektur an Blockierschaltung ▪ Blockierung des LS-Ausfallschutzes in P544 und P546 korrigiert	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	F	K	-	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 52E ▪ Korrektur an der automatischen Wiedereinschaltung für Einschaltung bei Fehlerzustand ▪ Es wurde verhindert, dass von „LS-Betriebszeit“ 4,295 Ms angezeigt wird ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	G	K	28. Oktober 2008	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547 und P443 auf Basis von 52F ▪ Korrektur der Distanz-Kreuzpolarisation, wenn der Speicher abläuft	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	H	K	21. September 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547 und P443 auf Basis von 52G ▪ Einige Menüübersetzungen wurden korrigiert ▪ Leistungsschalterversagerschutz korrigiert – „WI Aided1“ löst aus, sodass sie über die Einstellung „WI Schutz Reset“ deaktiviert werden können ▪ Zeitstempel in Fehleraufzeichnungen an lokale Zeiteinstellung angepasst ▪ Korrekturen an Stromdifferentialblockierung bei deaktivierter GPS-Synchronisierung ▪ Korrigierte Messung des thermischen Zustands über DNP3.0 ▪ Korrektur der Art und Weise, wie selbsthaltende LEDs/Relais entfernt werden ▪ Korrektur der Gegensystem-Überstromeinstellungen, wenn der 5-A-Eingang verwendet wird. ▪ Korrektur an der Kompatibilität von P545/P541 bei Verwendung im Transformatorkompensationsbetrieb ▪ Verbesserungen am GPS-Code ▪ Es wurde verhindert, dass die StW-Überwachung Ereignisse generiert, wenn sie deaktiviert ist. ▪ Es wurde verhindert, dass Z5 langsames Pendeln einstellt, wenn PSB deaktiviert ist. ▪ Problem in P543/P545 behoben, das die Meldung von Fehlern über 61850 verhinderte	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
52	H	K	21. September 2009	▪ Problem behoben, das verhinderte, dass Restüberspannung einen LS-Versager einleitet ▪ Verschiedene Verbesserungen an DNP3.0, CS103 und IEC 61850-Protokollen ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	I	K	6. Dezember 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 52H ▪ Zeitstempelung und Status des IEC 61850-Datenattributs sofPSOF1.ST.general.Op verbessert ▪ Problem mit 61850 behoben, das Clients blockierte, wenn einer getrennt war ▪ Verbesserung der OST-Funktion, um sie stabiler zu machen, wenn Ströme niedrig sind ▪ Verbesserung der Distanzleistung bei Mehrfachfehlern ▪ Umbenennung in Alstom. Kleinere Änderung an der Softwarenummer und Änderungen an 61850 (neue ICD-Dateien erforderlich) ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	J	K	19. Dezember 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 52I ▪ Verbesserungen der LSV-Rücksetzzeiten ▪ Behebung verschiedener IEC 61850-Probleme ▪ Verbesserte Koprozessor-SRAM-Prüfung ▪ Problem in Zusammenhang mit selektiver Mitnahme behoben ▪ Verbesserung am Störschreiber ▪ OST-Stromempfindlichkeit korrigiert ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J84
52	K	K	12. September 2014	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 52J ▪ Die Stromdifferentialkommunikation wird nicht zeitweilig gestoppt, wenn auf der Standardanzeige navigiert wird ▪ Die StW-Überwachung kann in der P543 52K-Software durchgeführt werden. ▪ Bei Fehlern mit vorübergehenden DC-Abweichungen kann der LS-Versagerschutz ausgelöst werden. ▪ Beseitigung von Programmfehlern		
54	A	K	18. März 2008	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443 und P445 auf Basis von 52D ▪ Positionsinformation zu PSL hinzugefügt ▪ DNP3.0 Over Ethernet-Protokoll hinzugefügt ▪ Erweiterter E/A – Statuseingänge von 24 auf 32 erhöht	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
54	A	K	18. März 2008	▪ Kompensierter Überspannungsschutz hinzugefügt ▪ Messungen allgemeiner Dienste IEC-103 hinzugefügt ▪ Selbsthaltungslogik-Gatter für Einstellung/Rückstellung zur PSL hinzugefügt ▪ Verbesserter Empfindlichkeitsbereich für DEF ▪ Fehleraufzeichnung bezieht Stromdifferentialströme ein, die zum Zeitpunkt der Stromdifferentialauslösung zusätzlich zu den vorhandenen Daten aus dem nachfolgenden Zyklus aufgezeichnet wurden ▪ Max. Anzahl von Fehleraufzeichnungen auf 15 erhöht ▪ Änderungen am GPS-Warnung (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Schaltung Delta von P443 einbezogen (nicht zutreffend auf P445) ▪ DNP3.0-Verbesserungen für SSE Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
54 35 (P445)	B	K J (P445)	25. Juni 2008	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443 und P445 auf Basis von 54A ▪ Mehrere 61850-Probleme behoben ▪ Verbesserte Koprozessor-Fehlermeldung ▪ Korrektur an Blockierschaltung ▪ Korrektur am DEF-Rückwärtsbetrieb ▪ Blockierung des LS-Ausfallschutzes in P544/6 korrigiert ▪ Es wurden französische und deutsche Texte korrigiert ▪ Es wurde verhindert, dass von „LS-Betriebszeit“ 4,295 Ms angezeigt wird ▪ Problem behoben, dass die Extrahierung von DNP3.0-Einstellungsdateien aus DNP3.0 Over Ethernet-Varianten verhinderte ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
54 35 (P445)	C	K J (P445)	25. Juni 2008	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443 und P445 auf Basis von 54B ▪ Korrektur an der automatischen Wiedereinschaltung für Einschaltung bei Fehlerzustand	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
54	D	K	20. Januar 2009	Freigabe von P543 und P544 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 54C ▪ Korrektur der Distanz-Kreuzpolarisation, wenn der Speicher abläuft ▪ Korrekturen an Stromdifferentialblockierung bei deaktivierter GPS-Synchronisierung (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Korrigierte Messung des thermischen Zustands über DNP3.0 ▪ Zeitstempel in Fehleraufzeichnungen an lokale Zeiteinstellung angepasst ▪ Leistungsschalterversagerschutz korrigiert – „WI Aided1“ löst aus, sodass sie über die Einstellung „WI Schutz Reset“ deaktiviert werden können	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
54 35 (P445)	E	K J (P445)	20. März 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443 und P445 auf Basis von 54D ▪ Verhindert den Verlust von IEC6 1850-Meldungen und korrigiert die Handhabung der ACD-Flag während GI ▪ Verbesserung des Ethernetkarten-Bootcodes	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
54 35 (P445)	F	K J (P445)	21. September 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443 und P445 auf Basis von 54E ▪ Einige Menüübersetzungen wurden korrigiert ▪ Korrektur der Art und Weise, wie selbsthaltende LEDs/Relais entfernt werden ▪ Korrektur der Gegensystem-Überstromeinstellungen, wenn der 5-A-Eingang verwendet wird. ▪ Korrektur an der Kompatibilität von P545/P541 bei Verwendung im Transformatorkompensationsbetrieb ▪ Verbesserungen am Leitungsdifferential-GPS-Code (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Es wurde verhindert, dass die StW-Überwachung Ereignisse generiert, wenn sie deaktiviert ist ▪ Es wurde verhindert, dass Z5 langsames Pendeln einstellt, wenn PSB deaktiviert ist. ▪ Problem in P543/P545 behoben, das die Meldung von Fehlern über 61850 verhinderte ▪ Problem behoben, das verhinderte, dass Restüberspannung einen LS-Versager einleitet ▪ Verschiedene Verbesserungen an DNP3.0, CS103 und IEC 61850-Protokollen ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
54 35 (P445)	G	K J (P445)	19. Oktober 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443 und P445 auf Basis von 54F ▪ Zeitstempelung und Status des IEC 61850-Datenattributs sofPSOF1.ST.general.Op verbessert ▪ Problem mit 61850 behoben, das Clients blockierte, wenn einer getrennt war ▪ Verbesserung der OST-Funktion bei Modellen mit Distanzschutz, um sie bei niedrigen Strömen stabiler zu machen (nicht zutreffend auf P445) ▪ Verbesserung der Distanzleistung bei Mehrfachfehlern ▪ Verbesserungen der Fehleraufzeichnungsanzeige über Courier und DNP3.0 ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94
54 35 (P445)	H	K J (P445)	11. Januar 2011	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443 und P445 auf Basis von 54G ▪ Umbenennung in Alstom. Kleinere Änderung an der Softwarenummer und Änderungen an 61850 (neue ICD-Dateien erforderlich)	Patch für V2.14 Erste Freigabe von Studio	P54x/EN M/J74 + Zusatz P54x/EN AD/J94

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
55 36 (P445)	B	K J (P445)	30. März 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 54D. Es handelt sich hierbei um eine wichtige Freigabe, da das Modell P446 in das P540D-Sortiment aufgenommen wurde. ▪ Automatische Wiedereinschaltung, Synchronkontrolle und LS-Überwachung zu P544 und P546 hinzugefügt ▪ Verbesserter Ethernetkarten-Bootcode ▪ Einführung des neuen Modells P446	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4
55 36 (P445)	C	K J (P445)	15. Mai 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 55B ▪ Verbesserung der Ethernetkarten-Einschaltung und der Konfiguration ▪ Korrektur der Gegensystem-Überstromeinstellungen, wenn der 5-A-Eingang verwendet wird. ▪ Korrektur an der Kompatibilität von P545/P541 bei Verwendung im Transformatorkompensationsbetrieb ▪ Korrektur der Art und Weise, wie selbsthaltende LEDs/Relais entfernt werden ▪ Korrekturen am Menütext ▪ Verbesserungen am Differential-GPS-Code ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4
55 36 (P445)	D	K J (P445)	28. Oktober 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 55C ▪ Verbesserungen am Differential-GPS-Code (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Verbesserung an Konfiguration der langsamen Netzpendelung nur bei ph-ph-Vierern (nicht zutreffend auf P445) ▪ Verbesserungen in den Taktwiederherstellungsschaltungen, die von Differentialkommunikationseinrichtungen verwendet werden. ▪ Es wurde verhindert, dass Z5 langsames Pendeln einstellt, wenn PSB deaktiviert ist. ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4
55 36 (P445)	E	K J (P445)	11. Januar 2011	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 55D ▪ Umbenennung in Alstom. Kleinere Änderung an der Softwarenummer und Änderungen an 61850 (neue ICD-Dateien erforderlich)	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4
55 36 (P445)	F	K J (P445)	14. Juni 2012	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 55E ▪ dnp3-Steuerung von CB2 korrigiert (nur bei Modellen mit zwei LS) ▪ Verbesserung der Distanzleistung bei Mehrfachfehlern ▪ Verbesserung der OST-Funktion, um sie stabiler zu machen, wenn Ströme niedrig sind (nicht zutreffend auf P445)	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
55 36 (P445)	F	K J (P445)	14. Juni 2012	▪ Zeitstempelung und Status des IEC 61850-Datenattributs sofPSOF1.ST.general.Op verbessert ▪ Verbesserungen der Fehleraufzeichnungsanzeige über Courier und dnp3 ▪ Beseitigung von Fehlern der automatischen Wiedereinschaltung ▪ Verbesserungen an der Koprozessor-SRAM-Prüfung ▪ Korrektur an PIT durchgeführt ▪ Behebung verschiedener IEC 61850-Probleme ▪ Frequenzauslösungen zu P445-Standard-PSL hinzugefügt ▪ Problem behoben, das damit zu tun hatte, dass der Störschreiber an Synchronität verlieren konnte	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4
55	G	K	18. Dezember 2014	Freigabe von P545 auf Basis von 55F ▪ Problem mit PX40PL-33-Fehlercode „0x0C160013“ ▪ Behebung mehrerer IEC 61850- und IEC-103-Probleme ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4
57 37 (P445)	A	K J (P445)	Dezember 2009	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 55D ▪ IEC 61850-Phase 2 und 2.1 realisiert ▪ Anwendung für Transformatoren in der Zone (Blockierung/Sperrung der zweiten und fünften Harmonischen) für Leitungsdiff. (nicht zutreffend auf P44y, P544 and P546)) ▪ Die hohe Differentialeinstellung kann deaktiviert werden, wenn Einschaltstromschutz aktiviert ist (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Erdschluss-Differentialschutz (EDIF) ▪ Änderungen an Char Mod-Zeitgeberfunktion Leitungsdiff. (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Separate Messungen für jeden Satz StW (nur bei Modellen mit zwei LS) ▪ Unterbrechungsgesteuertes InterMiCOM in allen Modellen ▪ Nur-Lesen-Modus	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4 + Zusatz P54x/EN AD/KB4
57 37 (P445)	B	K J (P445)	10. Februar 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Differentialschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 57A ▪ Es wurde verhindert, das der Differentialschutz in drei Anschlussplänen eine Sperre auslöst, wenn GPS und der Prüfschleifenmodus aktiviert sind (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Fehlerlokalisierermessungen in Ohm korrigiert, wenn 5-A-StW verwendet oder primär angezeigt wird ▪ Frequenzmessung in DNP3.0-Fehleraufzeichnung korrigiert ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4 + Zusatz P54x/EN AD/KB4

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
57	C	K	5. Mai 2010	Freigabe von P543 auf Basis von 57B ▪ Verbesserung der GOOSE-Leistung ▪ Beseitigung von Fehlern an 61850 ▪ Problem mit Schutzkommunikationsadresse in ausgewählten Schaltungen mit drei Enden behoben ▪ DNP3.0-Steuerung von CB2 korrigiert (obwohl keine Modellen freigegeben wurden) ▪ Kleines Problem mit Erkennung von langsamen Pendelungen behoben	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4 + Zusatz P54x/EN AD/KB4
57 37 (P445)	D	K J (P445)	15. Oktober 2010	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 57C (für die eine sehr beschränkte Freigabe für ein Modell erfolgte) ▪ Falsche Zuordnung von XCBR(n).CBOpCap.stVal-Datenattribut korrigiert ▪ Zeitstempelung und Status des IEC 61850-Datenattributs sofPSOF1.ST.general.Op verbessert ▪ Verbesserung der OST-Funktion, um sie stabiler zu machen, wenn Ströme niedrig sind (nicht zutreffend auf P445) ▪ Verbesserung der Distanzleistung bei Mehrfachfehlern ▪ Funktion der Einschaltstromstabilisierung in P547 korrigiert ▪ Verbesserungen der Fehleraufzeichnungsanzeige über Courier und DNP3.0 ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4 + Zusatz P54x/EN AD/KB4
57 37 (P445)	E	K J (P445)	11. Januar 2011	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 57D ▪ Umbenennung in Alstom. Kleinere Änderung an der Softwarenummer und Änderungen an 61850 (neue ICD-Dateien erforderlich)	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN M/KA4 + Zusatz P54x/EN AD/KB5
57 37 (P445)	F	K J (P445)	9. August 2012	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 57E ▪ Verbesserungen der LSV-Rücksetzzeiten ▪ Behebung verschiedener IEC 61850-Probleme ▪ Verbesserte Koprozessor-SRAM-Prüfung ▪ Problem in Zusammenhang mit selektiver Mitnahme behoben (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Verbesserung am Störschreiber ▪ OST-Stromempfindlichkeit korrigiert (nicht zutreffend auf P445) ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Studio-FTP-Server	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
57	G	K	13. Dezember 2012	Freigabe von P547 mit Distanzschutz auf Basis von 57F ▪ Zusatz von PSL-basierter Phasenauswahl für P547 ▪ Problem behoben, das sich darin zeigte, dass der Träger nicht gedämpft wurde, als dies erforderlich war ▪ Beseitigung von Programmfehlern	Studio-FTP-Server	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4
57 37 (P445)	H	K J (P445)	5. August 2015	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 57G und 57F ▪ Korrektur des Fehlercodes „0x0C160013“ in Bezug auf den SRAM ▪ Behebung eines Problems mit automatischer Wiedereinschaltung von P445, wobei lokale Übersteuerung durch DDB nicht erlaubt war ▪ Verbesserung des LSV-Betriebs bei Fehlern mit vorübergehenden DC-Abweichungen ▪ Korrektur eines Differentialproblems, bei dem das Schutzgerät manchmal neu startet, wenn mit IEE C37.94 gearbeitet wird und N = 12. (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4
57	I	K	15. Juli 2021	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 57H ▪ Verbesserung des Distanzschutzalgorithmus bei Fehlern zwischen Phasen und entfernten Phase-Erde-Fehlern ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	Patch für V2.14 Studio-FTP-Server	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4
60	A	M	1. Februar 2011	Freigabe von P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 57D ▪ Cybersicherheit ▪ Hauptprozessorkarte durch ZN0069 001 ersetzt ▪ Endgültige Baugruppe für P546 GN0364 auf Ausgabe F geändert ▪ Neues Blatt 3 und 4 für Benutzerschnittstelle GN0341 der endgültigen Baugruppe hinzugefügt	MiCOM S1 Studio v3.3 oder neuer	P54x/EN M/KA4 + P54x/EN AD/KB4
61	A	M	1. August 2011	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 47E ▪ Cybersicherheit Phase 1 ▪ Separate StW-Verhältnisse für Modelle mit zwei Sätzen StW ▪ Möglichkeit, einen zweiten Synchronkontroll-SpW als gemessenen SpW-Eingang für Erdfehlerschutz zu verwenden ▪ Erhöhung der Anzahl von verfügbaren Schutzschaltungsadressen von 20 auf 32 ▪ Betrieb mit Prüfung an einem Ende ▪ Verbesserung der Abzweigbuslogik ▪ LSV-Verbesserungen ▪ Allgemeine automatische Wiedereinschaltung, Synchronkontrolle und LS-Status für P540D-Produkte ▪ Verbesserungen Synchronkontrollstufe 2	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
61	A	M	1. August 2011	▪ Funktion zur Sperrung von SEF hinzugefügt ▪ Verbesserter Störschreiber ▪ Erhöhte Anzahl von Ereignisaufzeichnungen ▪ Erhöhung der PSL-Zeitgeber auf 32 ▪ Funktionen für benutzerprogrammierbare Kennlinien hinzugefügt ▪ Verbesserungen der GOOSE-Leistung ▪ IEC 870-5-103-Fehlerort zu ASDU4 hinzugefügt ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
61	B	M	9. August 2012	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 61 A ▪ Korrektur der alternativen Grundschaltung zur Berücksichtigung der Änderungen von Fehlern ▪ Behebung verschiedener IEC 61850-Probleme ▪ Problem in Bezug auf die Wiederherstellung von benutzerdefinierten Kennlinien behoben ▪ Verbesserte Koprozessor-SRAM-Prüfung ▪ Einschaltung von 61850-Modellen optimiert ▪ Problem in Zusammenhang mit selektiver Mitnahme behoben ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M
61	C	M	12. September 2012	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 61 B ▪ Verschiedene IEC 61850-Probleme behoben ▪ Passwort korrigiert, das zum Löschen von Warnungen benötigt wird ▪ Ein DR-Problem behoben ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
61	D	M	24. September 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 1 B ▪ Verbessertes MMI-Ansprechverhalten bei Generierung von Ereignissen ▪ Ein sich ausweitender Fehler in der AWE-Logik wurde beseitigt ▪ Mehrere IEC 61850-Probleme behoben ▪ Mehrere DNP3.0-Probleme behoben ▪ Einstellungsänderungsproblem gelöst, das eine unnötige Neukonfiguration des Koprozessors verursacht hat ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
61	F	M	20. Januar 2015	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A. Diese Software basiert auf der Software 61D, welche die neueste Vollversion ist, aber auch die P446-71E-Änderungen enthält. ▪ Optimierung des P540D Goose-/Bandbreitencodes ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
61	G	M	28. August 2015	Freigabe von P545 ohne Distanzschutz. Der Hauptzweck dieser Version ist die Beseitigung einer Fehlfunktion des Stromdifferentialschutzes, wenn CIT<->NCIT in einer Mischbetriebsschaltung verwendet wird. Auf Basis von SW 71F ▪ Mehrere Programmfehler in Bezug auf IEC 61850 behoben ▪ SNTP-Konfigurationsleistung korrigiert ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
61	I	M	17. Januar 2017	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P446 und P841-B. Der Hauptgrund für diese Freigabe ist die Einbeziehung der Änderungen, die in Version G vorgenommen/korrigiert wurden. ▪ Codeoptimierung ▪ Änderungen an der LSV-Funktion, um Rücksetzeingänge von externen DDBs einzubeziehen ▪ Mehrere Programmfehler in Bezug auf IEC 61850 behoben ▪ Programmfehler in Zusammenhang mit Messungen beseitigt ▪ Programmfehler behoben: CS1 und CS2 funktionieren nicht unabhängig, wenn CB Comp für CS2 aktiviert ist ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
61	J	M	21. Dezember 2017	Freigabe von P546 ohne Distanzschutz auf Basis von Softwareversion P540D 61/71I. **Diese Version wurde nur für einen bestimmten Kunden freigegeben**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	
61	K	M	28. Februar 2018	Freigabe von P546 ohne Distanzschutz auf Basis von Softwareversion P540D 61/7J. **Diese Version wurde nur für einen bestimmten Kunden freigegeben**, um die Schwelle für Unterstrom von „Pol stromlos“ als feste Schwelle von 5%In einzubeziehen.	MiCOM S1 Agile v1.3	
63	A	M	4. September 2012	Freigabe der Versionen mit hoher Schaltleistung von P543 und P545 ohne Distanzschutz auf Basis von 61B oder 71B ▪ Teilzyklus-Differentialschutz ▪ Hinweis: Dieser Version ist mit keinem anderen P540 kompatibel	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M + P543&5/EN RN/A
65	A	M	14. Januar 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 61C ▪ LSV-Verbesserungen ▪ Blockierung der zweiten Harmonischen auf der Basis eines SEF-Eingangs ▪ Hinzufügung der Sprachen Polnisch, Italienisch und Portugiesisch	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
65	A	M	14. Januar 2013	▪ Hinzufügung der Synchronkontroll-Spannungsdiff.-Messung ▪ Verbesserungen an GOOSE ▪ Ethernet-Ausfallsicherung ▪ SNTP-Warnung ▪ Mindesteinstellwert von CheckSync UV [48 8B] auf 10 V geändert ▪ Mehrere Programmfehler in Bezug auf IEC 61850 behoben Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
65	B	M	21. März 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 65A ▪ Verbessertes MMI-Ansprechverhalten bei Generierung von Ereignissen ▪ Meldung von Blockierung der Netzpendelung über IEC 61850 korrigiert ▪ Ein sich ausweitender Fehler in der AWE-Logik wurde beseitigt ▪ Mehrere IEC 61850-Probleme behoben ▪ Mehrere DNP3.0-Probleme behoben ▪ Problem mit Zählstatus der Delta-Richtung behoben ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
65	C	M	5. Dezember 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 65B ▪ Einstellungsänderungsproblem gelöst, das eine unnötige Neukonfiguration des Koprozessors verursacht hat ▪ Zusätzliche Option für die Sprachen Englisch/Italienisch/Polnisch/Portugiesisch (7) ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
65	D	M	9. Dezember 2013	Freigabe von P546 ohne Distanzschutz auf Basis von SW 65C, nur mit IEC 61850-Protokoll. **Diese Version wurde nur für einen Kunden freigegeben**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	
66	A	M	5. Dezember 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 65B einschließen aller Programmfehlerbeseitigungen von SW 75C ▪ Hinzufügung von Anregeelementen für den Stromdifferentialschutz ▪ Hinzufügung der Stromdifferentialüberwachung ▪ Zusätzliche Option für die Sprachen Englisch/Italienisch/Polnisch/Portugiesisch (7) ▪ Korrektur von Stempelungsproblemen in Zusammenhang mit 61850 ▪ „LS Aus Echo“-Funktion in POR-Schaltung für zwei LS korrigiert ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
66	B	M	9. Mai 2014	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 66 A ▪ Codeoptimierung ▪ Verbesserter LSV-Algorithmus zur Vermeidung falschen Ansprechens bei Fehlern mit vorübergehenden DC-Abweichungen ▪ Beseitigter Programmfehler: häufige Änderungen an Daten verursachen Stopp der IEC 61850-Anwendung ▪ Beseitigter Programmfehler: „UE Gemessen“ wird nach Aus- und Wiedereinschaltung des Schutzgeräts nicht gemessen ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
66	C	M	22. Januar 2015	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 66 B ▪ Optimierung des Goose-/Bandbreitencodes. ▪ Programmfehler in Bezug auf die IEC 61850- und IEC103-Protokolle beseitigt ▪ Programmfehler beseitigt, der auftritt, wenn eine zweifach redundante IEE C37.94-Differentialschaltung mit N = 12 verwendet wird: Wenn ein Element des Kommunikationspfads unterbrochen war, konnte das Schutzgerät neu starten. ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
66	D	M	12. Februar 2015	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 66 C ▪ Problem mit IEC 61850-Modellen behoben: Digitaleingänge, virtuelle Eingänge und PSL-Gültigkeit konnten zu verschiedenen Zeitpunkten erkannt werden	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
66	G	M	24. Januar 2017	Freigabe von P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 76E ▪ Mehrere IEC 61850-Probleme behoben ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
66	H	M	15. Februar 2017	Freigabe von P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 66F ▪ Beseitigter Programmfehler: Strom von L1 entspricht nicht der Summe der Ströme in StW1 und StW2 in der entsprechenden Phase ▪ Programmfehler behoben: CS1 und CS2 funktionieren nicht unabhängig, wenn CB Comp für CS2 aktiviert ist ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
66	I	M	31. März 2017	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A. Diese Version enthält alle Programmfehlerbeseitigungen von SW 66G und SW 66H.	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
66	J	M	12. Januar 2017	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 76I. Diese Version soll drei neue Optionen (R, S, T) in CORTEC in Zusammenhang mit IRIG B enthalten: ▪ R – Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP, zwei Mulitmode-Faseranschlüsse und moduliertes/unmoduliertes IRIG-B ▪ S – Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP/, zwei Kupferanschlüsse RJ45 und{moduliertes/unmoduliertes IRIG-B ▪ T – Einzelnes Ethernet, 1 Mulitmode-Faseranschluss und moduliertes/unmoduliertes IRIG-B Diese Freigabe ist nicht allgemein und nur für bestimmte Kunden vorgesehen.	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
66	K	M	21. Dezember 2017	Freigabe von P546 ohne Distanzschutz und nur für ein Modell: IEC 61850 + 103 auf Basis von 66J für einen bestimmten Kunden ▪ Beseitigter Programmfehler: Neustart von Schutzgeräten nach Aufzeichnung von Wartungsaktivitäten	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
66	L	M	29. März 2018	Freigabe von P546 ohne Distanzschutz auf Basis von 66K ▪ Schwelle für Unterstrom von „Pol stromlos“ als feste Schwelle von 5%In ▪ Beseitigung kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
69	A	M	25. Mai 2018	Freigabe von P543, P544, P545, P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 66I ▪ Zusätzliche Kommunikationsbetriebsart hinzugefügt, damit Kommunikation mit 128 kbit/s möglich ist ▪ Bei Modellen mit Stromdifferential kann eine zusätzliche IM64-Option zwischen 8 oder 32 „IM64“-Bit pro Kanal ausgewählt werden. ▪ Bei Modellen mit Distanzschutz kann eine zusätzliche IM64-Option zwischen 8 oder 24 „IM64“-Bit pro Kanal ausgewählt werden. ▪ Einstellbare Hysterese für Überspannung ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&51Z-EN-TM-N P543&51NZ-EN-TM-N P544&61Z-EN-TM-N P544&61NZ-EN-TM-N
69	C	M	27. September 2018	Freigabe von P543, P544, P545, P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von 69B (vorläufige SW nicht für Produktion freigegeben) ▪ Programmfehler in Bezug auf IEC 61850 behoben		
69	D	M	8. Januar 2019	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 ohne Distanzschutz und P841-A auf Basis von SW 79C ▪ Schwelle für Unterstrom von „Pol stromlos“ auf 5 % geändert ▪ Programmfehler in Bezug auf IEC 61850 behoben	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
71 41 (P445)	A	M P (P445)	1. August 2011	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 57E ▪ Cybersicherheit Phase 1 ▪ Separate StW-Verhältnisse (nur bei Modellen mit zwei Sätzen StW) ▪ Möglichkeit, einen zweiten Synchronkontroll-SpW als gemessenen SpW-Eingang für Erdfehlerschutz zu verwenden (nur bei Modellen mit zwei SpW) ▪ Neutraldifferentialschutzelement (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Transiente Phasendifferential-Stabilisierung (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Erhöhung der Anzahl von verfügbaren Schutzschaltungsadressen von 20 auf 32 (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Prüfbetrieb an einem Ende (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Verbesserungen am Distanzschutz ▪ Option „DEF Virtual Current Polarizing“ (DEF virtuelle Strompolarisierung) ▪ OST/PSB-Verbesserungen (nicht zutreffend auf P445) ▪ Verbesserung der Abzweigbusdifferentiallogik (nicht zutreffend auf P44y) ▪ LSV-Verbesserungen ▪ Allgemeine automatische Wiedereinschaltung, Synchronkontrolle und LS-Status für P540D-Produkte ▪ Verbesserungen Synchronkontrollstufe 2 ▪ Funktion zur Sperrung von SEF hinzugefügt ▪ Verbesserter Störschreiber ▪ Erhöhte Anzahl von Ereignisaufzeichnungen ▪ Erhöhung der PSL-Zeitgeber auf 32 ▪ Funktionen für benutzerprogrammierbare Kennlinien hinzugefügt ▪ Verbesserungen der GOOSE-Leistung ▪ IEC 870-5-103-Fehlerort zu ASDU4 hinzugefügt ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
71 41 (P445)	B	M P (P445)	9. August 2012	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Differentialschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 71 A ▪ Korrektur der alternativen Grundschaltung zur Berücksichtigung der Änderungen von Fehlern ▪ Behebung verschiedener IEC 61850-Probleme ▪ Problem in Bezug auf die Wiederherstellung von benutzerdefinierten Kennlinien behoben ▪ Verbesserte Koprozessor-SRAM-Prüfung ▪ Einschaltung von 61850-Modellen optimiert ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
71 41 (P445)	C	M P (P445)	12. September 2012	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Differentialschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 71 B ▪ Korrigierte Sprachübersetzungen für einige Distanzeinstellungen ▪ Verschiedene IEC 61850-Probleme behoben ▪ Passwort korrigiert, das zum Löschen von Warnungen benötigt wird ▪ Ein DR-Problem behoben ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
71 41 (P445)	D	M P (P445)	24. September 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Differentialschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 71 C ▪ Verbessertes MMI-Ansprechverhalten bei Generierung von Ereignissen ▪ Meldung von Blockierung der Netzpendelung über IEC 61850 korrigiert ▪ Ein sich ausweitender Fehler in der AWE-Logik wurde beseitigt ▪ Mehrere IEC 61850-Probleme behoben ▪ Mehrere DNP3.0-Probleme behoben ▪ Problem mit Delta-Richtungs-Zählstrategie behoben ▪ Einstellungsänderungsproblem gelöst, das eine unnötige Neukonfiguration des Koprozessors verursacht hat ▪ Funktion „LS Aus Echo“ in POR-Schaltung korrigiert (nur bei Modellen mit zwei LS) ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
71	E	M	9. Dezember 2013	Freigabe von P446 auf Basis von SW 71 D ▪ Programmfehler in Zusammenhang mit Un-Messung beseitigt ▪ Weiterer kleiner Programmfehler in Zusammenhang mit der df/dt-Funktionen beseitigt	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	
71 41 (P445)	F	M P (P445)	20. Januar 2015	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841. Diese Software basiert auf der Software 71D und 61D, enthält aber auch P446 71E-Änderungen. ▪ Optimierung des Goose-/Bandbreitencodes ▪ Programmfehler in Bezug auf IEC 61850 behoben ▪ Programmfehlerbeseitigung: Verriegelungsfehler der LS-Steuerung ▪ Beseitigter Programmfehler: Wenn bei Verwendung einer redundanten IEE C37.94-Differentialschaltung mit N = 12 ein Element des Kommunikationspfads unterbrochen ist, kann das Schutzgerät neu starten (nicht zutreffend auf P44y). ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
71	G	M	28. August 2015	Version P545 mit Distanzschutz. Der Hauptzweck dieser Version ist die Beseitigung der Fehlfunktion des Stromdifferentialschutzes, wenn CIT<->NCIT in einer Mischbetriebsschaltung verwendet wird. Auf Basis von SW 71F ▪ P540-NCIT- und CIT-Kombinationsauslösungen für externe Fehler ▪ Problem mit IEC 61850-Modellen behoben: Digitaleingänge, virtuelle Eingänge und PSL-Gültigkeit konnten zu verschiedenen Zeitpunkten erkannt werden ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
71	H	M	14. Oktober 2015	Freigabe von P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von 71G ▪ Programmfehlerbeseitigung bei Meldung komplexer Datenpunkte (ACD/ACT) über IEC 61850 ▪ Behebung anderer kleiner Probleme in Bezug auf IEC 61850- und 103-Protokolle	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
71 41 (P445)	I	M P (P445)	17. Januar 2017	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 71F einschließlich der Änderungen, die in den Versionen 71G und 71H vorgenommen wurden	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M
71	J	M	21. Dezember 2017	Freigabe von P546 mit Distanzschutz auf Basis von Softwareversion P540D 61/71I. **Diese Version wurde nur für einen bestimmten Kunden freigegeben.**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	
71	K	M	28. Februar 2018	Freigabe von P546 mit Distanzschutz auf Basis von Softwareversion P540D 61/7J. **Diese Version wurde nur für einen bestimmten Kunden freigegeben**, um die Schwelle für Unterstrom von „Pol stromlos“ als feste Schwelle von 5%In einzubeziehen.	MiCOM S1 Agile v1.3	
71	L	M	22. Oktober 2020	Freigabe von P443-Distanzschutz auf Basis von Softwareversion P540D 61/71K. **Diese Version wurde nur für einen bestimmten Kunden freigegeben**	MiCOM S1 Agile v1.3	
71	M	M	16. August 2023	Freigabe von P545 mit Distanzschutz und P443-Distanzschutz auf Basis von Softwareversion P540D 61/71I. **Diese Version wurde nur für einen bestimmten Kunden freigegeben**, um die Phasenauswahl zu verbessern.	MiCOM S1 Agile v1.3	
72	A	M	29. Juni 2012	Freigabe von P546 mit Distanzschutz, P446 und P841-B auf Basis von SW 70A ▪ Unterstützung von 9-2 LE ▪ Verbesserung der GOOSE-Leistung ▪ Austausch der analogen StW/SpW-Karte durch 9-2LE-Karte ▪ Aufrüstung des 80TE-Gehäuses für 9-2-Relais ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4 Px4x_92LE-TM-EN-002
72	B	M	13. Juli 2012	Freigabe von P546 mit Distanzschutz, P446 und P841-B auf Basis von SW 72A ▪ NCIT-Version von P546 startet nach einer Einstellungsänderung manchmal neu mit Fehlercode 0xE0050004 ▪ Durch Verwenden von ASE2000 wird der Befehl „Geräteattribut“ an P546 DNP3-Ausführungen gesendet, Neustart des Schutzgeräts. ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	- P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4 Px4x_92LE-TM-EN-002

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
74	B	M	24. Januar 2013	Freigabe von P546 mit Distanzschutz, P446 und P841-B auf Basis von 72B ▪ SpW-Auswahl ▪ Hinzufügung der Synchronkontroll-Spannungsdiff.-Messung ▪ Verbesserungen an GOOSE ▪ Ethernet-Ausfallsicherung ▪ SNTP-Warnung ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4 Px4x_92LE-TM-EN-002
74	C	M	24. Juni 2014	Freigabe von P546 mit Distanzschutz, P446 und P841-B auf Basis von 74B ▪ Es werden nicht alle Schutzfunktionen für IEC 61850-9.2LE-Schutzgeräte blockiert, wenn der sekundäre Strom 64 A übersteigt. ▪ Die Stromdifferentialkommunikation wird nicht zeitweilig gestoppt, wenn auf der Standardanzeige navigiert wird. ▪ Optimierung des Goose-/Bandbreitencodes ▪ Bei Fehlern mit vorübergehenden DC-Abweichungen kann der LS-Versagerschutz ausgelöst werden. ▪ Die IEC 61850-Anwendung wird nicht gestoppt, wenn häufige Änderungen an Daten verursacht werden. ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4 Px4x_92LE-TM-EN-002
74	D	M	29. September 2016	Freigabe von P546 mit Distanzschutz auf Basis von 74C ▪ Mehrere IEC 61850-Probleme behoben ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P54x/EN AD/Lb4 + P54x/EN M/La4 Px4x_92LE-TM-EN-002
75 45 (P445)	A	M P (P445)	14. Januar 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 71C ▪ LSV-Verbesserungen ▪ Blockierung der zweiten Harmonischen auf der Basis eines SEF-Eingangs ▪ Hinzufügung der Sprachen Polnisch, Italienisch und Portugiesisch ▪ Hinzufügung der Synchronkontroll-Spannungsdiff.-Messung ▪ Verbesserungen an GOOSE ▪ Ethernet-Ausfallsicherung ▪ SNTP-Warnung ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-00
75 45 (P445)	B	M P (P445)	21. März 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Differentialschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 75A ▪ Verbessertes MMI-Ansprechverhalten bei Generierung von Ereignissen ▪ Meldung von Blockierung der Netzpendelung über IEC 61850 korrigiert	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
75 45 (P445)	B	M P (P445)	21. März 2013	▪ Ein sich ausweitender Fehler in der AWE-Logik wurde beseitigt ▪ Mehrere IEC 61850-Probleme behoben ▪ Mehrere DNP3.0-Probleme behoben ▪ Problem mit Zählstatus der Delta-Richtung behoben ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
75 45 (P445)	C	M P (P445)	5. Dezember 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Differentialschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 75B ▪ Einstellungsänderungsproblem gelöst, das eine unnötige Neukonfiguration des Koprozessors verursacht hat ▪ Zusätzliche Option für die Sprachen Englisch/Italienisch/Polnisch/Portugiesisch (7) ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
75	D	M	9. Dezember 2013	Freigabe von P546 mit Distanzschutz auf Basis von SW 65C, nur mit IEC 61850-Protokoll. **Diese Version wurde nur für einen bestimmten Kunden freigegeben**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	
76	A	M	5. Dezember 2013	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz auf Basis von 75C ▪ Hinzufügung von Anregeelementen für den Stromdifferentialschutz ▪ Hinzufügung der Stromdifferentialüberwachung ▪ Zusätzliche Option für die Sprachen Englisch/Italienisch/Polnisch/Portugiesisch (7) ▪ Korrektur von Stempelungsproblemen in Zusammenhang mit 61850 ▪ Funktion „LS Aus Echo“ in POR-Schaltung korrigiert (nur bei Modellen mit zwei LS) ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76 46 (P445)	B	M P (P445)	9. Mai 2014	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Differentialschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 76 A ▪ Codeoptimierung ▪ Verbesserter LSV-Algorithmus zur Vermeidung falschen Ansprechens bei Fehlern mit vorübergehenden DC-Abweichungen ▪ Beseitigter Programmfehler: häufige Änderungen an Daten verursachen Stopp der IEC 61850-Anwendung ▪ Beseitigter Programmfehler: „UE Gemessen“ wird nach Aus- und Wiedereinschaltung des Schutzgeräts nicht gemessen ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76 46 (P445)	C	M P (P445)	22. Januar 2015	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Differentialschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 76 B ▪ Optimierung des Goose-/Bandbreitencodes ▪ Programmfehler in Bezug auf IEC103-Protokolle beseitigt	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
76 46 (P445)	C	M P (P445)	22. Januar 2015	▪ Programmfehler beseitigt, der auftritt, wenn eine redundante IEE C37.94-Differentialschaltung mit N = 12 verwendet wird: Wenn ein Element des Kommunikationspfads unterbrochen war, konnte das Schutzgerät neu starten (nicht zutreffend auf P44y). ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76 46 (P445)	D	M P (P445)	12. Februar 2015	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Differentialschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von SW 76 B ▪ Problem mit IEC 61850-Modellen behoben: Digitaleingänge, virtuelle Eingänge und PSL-Gültigkeit konnten zu verschiedenen Zeitpunkten erkannt werden	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76	E	M	12. Oktober 2015	Freigabe von P443 auf Basis von SW 76 D ▪ Problem in Zusammenhang mit P443 InterMiCOM behoben	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	
76	F	M	24. August 2016	Nur Freigabe von P546 für Modell P54681KA6N0760M auf Basis von SW 76 D ▪ Beseitigter Programmfehler: wiederkehrender Verlust des GOOSE-Abonnements	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76	G	M	24. Januar 2017	Freigabe von P546 mit Distanzschutz auf Basis von 76E ▪ Mehrere IEC 61850-Probleme behoben ▪ Beseitigter Programmfehler: Bei Netzpendelung verwendet das Schutzgerät nicht den Winkel „Alpha-Zelle 3D.49“ der Netzpendelungseinstellungen, sondern den Winkel „Lastausblendungswinkelzelle 3D.2C“ der Außer-Tritt-Einstellung. ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76	H	M	15. Februar 2017	Freigabe von P546 mit Distanzschutz auf Basis von 76F ▪ Beseitigter Programmfehler: Strom von L1 entspricht nicht der Summe der Ströme in StW1 und StW2 in der entsprechenden Phase ▪ Programmfehler behoben: CS1 und CS2 funktionieren nicht unabhängig, wenn CB Comp für CS2 aktiviert ist ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76 46 (P445)	I	M P (P445)	31. März 2017	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841. Diese Version enthält alle Programmfehlerbeseitigungen von SW 76G und SW 76H.	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76 46 (P445)	J	M P (P445)	12. Januar 2017	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P446 und P841-B auf Basis von SW 76 I. Diese Version soll drei neue Optionen (R, S, T) in CORTEC in Zusammenhang mit IRIG B enthalten: ▪ R – Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP, zwei Mulitmode-Faseranschlüsse und moduliertes/unmoduliertes IRIG-B	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
76 46 (P445)	J	M P (P445)	12. Januar 2017	▪ S – Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP, zwei Kupferanschlüsse RJ45 und moduliertes/unmoduliertes IRIG-B ▪ T – Einzelnes Ethernet, 1 Mulitmode-Faseranschluss und moduliertes/unmoduliertes IRIG-B **Diese Version ist eine beschränkte Version, die für bestimmte Kunden vorgesehen ist.**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76	K	M	21. Dezember 2017	Freigabe von P546 mit Distanzschutz und nur für ein Modell: IEC 61850 + 103 auf Basis von 76J für einen bestimmten Kunden ▪ Beseitigter Programmfehler: Neustart von Schutzgeräten nach Aufzeichnung von Wartungsaktivitäten	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76	L	M	29. März 2018	Freigabe von P546 mit Distanzschutz auf Basis von 76K ▪ Schwelle für Unterstrom von „Pol stromlos“ als feste Schwelle von 5%In ▪ Beseitigung kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
76	M	M	10. August 2018	Freigabe von P544 mit Distanzschutz für alle Kommunikationsprotokolle und P546-IEC 61850-Modelle. SW auf Basis von 76L. Die SW ist ausschließlich für bestimmte Benutzer vorgesehen. ▪ Einige Programmfehlerbeseitigungen in Zusammenhang mit IEC 61850 und DNP	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
			28. März 2019	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443, P446 und P841-B auf Basis von SW 76L. Alle Protokolle sind enthalten. ▪ Einige Programmfehlerbeseitigungen in Zusammenhang mit IEC 61850 und DNP		
76	P	M	10. August 2018	Freigabe von P544 mit Distanzschutz für alle Kommunikationsprotokolle und P546-IEC 61850-Modelle. SW auf Basis von 76L Einige Programmfehlerbeseitigungen in Zusammenhang mit IEC 61850 und DNP	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P544&6/EN M/M + P540D-RNC1-TM-EN-001
			15. Juli 2021	Freigabe von P443 mit Distanzschutz für alle Kommunikationsprotokolle und P546-IEC 61850-Modelle. SW auf Basis von 76L Einige Programmfehlerbeseitigungen in Zusammenhang mit IEC 61850 und DNP		
77	A	M	2. Dezember 2015	Freigabe von P546 mit Distanzschutz und P446 auf Basis von 76E ▪ Hinzufügung einer neuer Funktion für IRIG-B-Ortszeit ▪ Der IM-Eingangs-StW kann als gemessener IN-Wert für jede Erdfehlerfunktion (Rest-E/F) verwendet werden ▪ Der IM-Eingangs-StW kann als gemessener IN-Wert für die Funktion „Aided DEF“ verwendet werden. ▪ Aktualisierter Einstellbereich von Stufe 2 des Erdfehlers im Falle von Konstantzeit ▪ Der gemessene IN-Wert enthält immer IEC 61850-, CS103- und DNP-Protokolle.	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P54x2-TM-EN-1

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
78	A	M	16. April 2015	Freigabe von P443 auf Basis von 77A ▪ Neue Distanzzone Q hinzugefügt ▪ Trennung von Netzpendelung und DeltaZ ▪ Änderung des RAW-Vergleichers für das getrennte oder kompensierte Erdungssystem ▪ Option zur Messung der Restspannung über den Synchronkontroll-Eingangskanal hinzugefügt ▪ Neue Anzeige für alle abgelaufenen Zeitgeber von Distanzzonen hinzugefügt ▪ Beseitigung kleiner Programmfehler		
78	B	M	22. Mai 2015	Freigabe von P443 auf Basis von 78A ▪ Beseitigung kleiner Programmfehler		
79 49 (P445)	A	M P (P445)	25. Mai 2018	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 und P841 auf Basis von 76I ▪ Zusätzliche Kommunikationsbetriebsart hinzugefügt, damit Kommunikation mit 128 kbit/s möglich ist ▪ Wenn Modelle mit Stromdifferential verwendet werden oder das Schutzgerät mit aktivierter Differentialfunktion arbeitet, kann eine zusätzliche IM64-Option zwischen 8 oder 32 „IM64“-Bit pro Kanal ausgewählt werden. (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Wenn Modelle mit Distanzfunktion verwendet werden oder das Schutzgerät NICHT im Differentialbetrieb arbeitet, kann eine zusätzliche IM64-Option zwischen 8 oder 24 „IM64“-Bit pro Kanal ausgewählt werden. ▪ Einstellbare Hysterese für Überspannung ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler **FÜR DIESE VERSION MUSS SPEZIELLE SOFTWARE IM SCHUTZGERÄT (FPGA) INSTALLIERT SEIN.**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&51Z-EN-TM-N P543&51NZ-EN-TM-N P544&61Z-EN-TM-N P544&61NZ-EN-TM-N
79 49 (P445)	C	M P (P445)	27. September 2018	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445, P446 and P841-B auf Basis von 79B (vorläufige SW, die nicht für die Produktion freigegeben wurde) ▪ Programmfehler in Bezug auf IEC 61850 behoben **FÜR DIESE VERSION MUSS SPEZIELLE SOFTWARE IM SCHUTZGERÄT (FPGA) INSTALLIERT SEIN.**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	
79 49 (P445)	D	M P (P445)	6. Dezember 2018 für P543 und P545 8. Januar 2019 für P544, P546, P547, P443,P445, P446 und P841	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P446 und P841-B auf Basis von SW 79C ▪ Schwelle für Unterstrom von „Pol stromlos“ auf 5 % geändert ▪ Beseitigung von Programmfehlern **FÜR DIESE VERSION MUSS SPEZIELLE SOFTWARE IM SCHUTZGERÄT (FPGA) INSTALLIERT SEIN.**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
79 49 (P445)	E	M P (P445)	7. Mai 2020	Freigabe von P543, P545, P544 und P546 mit Distanzschutz, P445 und P446 auf Basis von SW 79D ▪ Programmfehler in Zusammenhang mit der Plattform beseitigt ▪ Fehler in Distanz-IM64-Laufzeitverzögerungsmessung beseitigt ▪ Verbesserungen an Stromdiff.-Anregeelementen. (nicht zutreffend auf P44y) **FÜR DIESE VERSION MUSS SPEZIELLE SOFTWARE IM SCHUTZGERÄT (FPGA) INSTALLIERT SEIN.**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	
79 49 (P445)	F	M P (P445)	21. August 2020	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P547, P443, P445 und P446 und P841-B auf Basis von SW 79E ▪ Einstellung VTS V> unter ÜBERWACHUNG hinzugefügt. Dies war in Vorgängerversionen ein fester Wert (30 V). ▪ Kleiner Fehler in Bezug auf SpWÜ behoben **FÜR DIESE VERSION MUSS SPEZIELLE SOFTWARE IM SCHUTZGERÄT (FPGA) INSTALLIERT SEIN.**	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	
80	A	M	9. Oktober 2014	Freigabe von P546 mit Distanzschutz, Abtastwerte-Schutzgeräte P446 und P841B auf Basis von 74B ▪ IEC 61850 Ed.2-Plattformintegration ▪ Erweiterungen logischer Knoten ▪ Minimum E/A-Karten mit 40TE-Bedienfeld für P540D-Post-Intelligent-Schutzgerät ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P40L-AD-ED2-EN
80	B	M	19. Dezember 2014	Freigabe von P546 mit Distanzschutz, Abtastwerte-Schutzgeräte P446 und P841B auf Basis von 80A ▪ IEC 61850 Ed.2-Plattformintegration ▪ Erweiterungen logischer Knoten, editierbare logische Knoten ▪ Minimum E/A-Karten mit 40TE-Bedienfeld für P540D-Post-Intelligent-Schutzgerät ▪ FAST GOOSE-Lösung ▪ Beseitigung von Programmfehlern	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P40L-AD-ED2-EN
80	C	M	28. August 2015	Freigabe von P546 mit Distanzschutz, Abtastwerte-Schutzgeräte P446 und P841B auf Basis von 80B ▪ Programmfehlerbeseitigung: NCIT- und CIT-Kombinationsauslösungen bei externem Fehler. ▪ Programmfehlerbeseitigungen bei IEC 61850-Modellen, Digitaleingänge, virtuelle Eingänge und PSL-Gültigkeit werden zu verschiedenen Zeitpunkten erkannt. ▪ Programmfehler in Bezug auf IEC 61850	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P40L-AD-ED2-EN

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
82	A	M	24. September 2015	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443, P446 und P841-B auf Basis von SW 76B ▪ IEC 61850 Ed.2-Plattformintegration ▪ Erweiterungen logischer Knoten ▪ FAST GOOSE-Lösung ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P54x1Z TM EN
82	C	M	26. November 2020	Freigabe von P546 mit Distanzschutz, P443, P446 und P841-B auf Basis von SW 82A ▪ Vorläufige Freigabe, die nicht für weitreichende Verteilung bestimmt ist. ▪ Unterstützung der Software für neue Ethernet-Karte ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P54x1Z TM EN
82	D	M	04. März 2021	Freigabe von P543, P544, P545 und P546 mit Distanzschutz, P443, P446 und P841-B auf Basis von SW 82C ▪ Der IM-Eingangs-StW kann als gemessener IN-Wert für jede Erdfehlerfunktion (Rest-E/F) verwendet werden ▪ Der IM-Eingangs-StW kann als gemessener IN-Wert für die Funktion „Aided DEF“ verwendet werden. ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P54x1Z TM EN
83	A	M	13. März 2015	Freigabe von P543 und P545 ohne Distanzschutz auf Basis von 63A. Dies ist das Schutzgerät mit Teilzyklus-Differentialschutz ▪ IEC 61850 Ed.2-Plattformintegration ▪ Erweiterungen logischer Knoten, editierbare logische Knoten ▪ Optimierung der GOOSE-Bandbreite ▪ FAST GOOSE-Lösung ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P543&5/EN M/M P543&5/EN RN/A
84	A	M	28. Juni 2016	Freigabe von P546 mit Distanzschutz und nur IEC 61850- und 103-Protokoll auf Basis von 82A ▪ Erlauben, das Steuereingänge in der Einstellungsdatei als aktiviert/deaktiviert festgelegt werden können ▪ Neue DDB-Eingänge können LS-Versager extern zurücksetzen ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P544&6/EN M
84	B	M	31. August 2016	Freigabe von P546 mit Distanzschutz und nur IEC 61850- und 103-Protokoll auf Basis von 84A ▪ Verbesserung der Synchronkontrolloptionen für die Möglichkeit der Synchronkontrolle zwischen Sammelschienen ▪ Spalte „Schaltungslogik“ in Einstellungsdatei sichtbar, wenn Distanz und DEF deaktiviert sind	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P544&6/EN M

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
85	A	M	19. Januar 2017	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 82 A ▪ Hinzufügung einer neuen Distanzzone Q ▪ Trennung Delta I Netzpendelung und langsame Netzpendelung ▪ Einbeziehung Option zur Verwendung von Distanzschutzgeräten mit Phasenpräferenzlogik für getrennte kompensierte Systeme ▪ Messung der Restspannung über den Synchronkontroll-Eingangskanal ▪ Hinzufügung einer Anzeige für alle abgelaufenen Zeitgeber von Distanzzonen ▪ Hinzufügung von Schutz gegen vorübergehende Erdschlüsse (TGFD) ▪ Umbenennung in GE ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P54x1-TM-EN-1 P54x2-TM-EN-1
86	A	M	12. Januar 2018	Freigabe von Abtastwerte-Schutzgeräten P5469CNA6R0860P und P8419CNC6R0860P, nur auf Basis von SW 80C ▪ Erweiterte Logik für AWE-Sperrzeit ▪ Neue DDB-Signale der AWE für Pausenzeit sind bereitgestellt und aktivierbar und LS ist betriebsbereit ▪ Neue Systemaufspaltungsfunktion ▪ Hinzufügung verschiedener Anregeelemente und Differentialüberwachung ▪ Die Anzahl der Selbstrücksetzungswarnungen wurde von 4 auf 8 erhöht, und die Anzahl der Handrücksetzungswarnungen wurde von 4 auf 20 erhöht ▪ Kontrolle der Lage des Haupt-SpW zur Verwendung mit Synchronkontrolle und Vorrichtung zur automatischen Wiedereinschaltung ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P546SV-TM-EN-1
86	B	M	27. Februar 2018	Freigabe von Abtastwerte-Schutzgeräten P5469CNA6R0860P und P8419CNC6R0860P, nur auf Basis von SW 86A ▪ Neue DDBs für LS1 und LS2 SS für Systemaufspaltungsfunktion zur Aktivierung von SS über die PSL neben der Einstellung	MiCOM S1 Agile v1.3 oder neuer	P546SV-TM-EN-1
86	E	M	5. Juli 2018	Freigabe von P546 mit Distanzschutz, Abtastwerte-Schutzgeräte P446 und P841B auf Basis von 86B ▪ Unterstützung für neue Ethernet-Karte (ZN0087) ▪ Einbeziehung der Funktion „Dupliziertes GOOSE“ ▪ IRIG-B-Typ-Einstellung ▪ Umbenennung von SW in GE ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.4 oder neuer	P546SV-TM-EN-1

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
87	A	M	7. September 2018	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 85A ▪ 6 Voll gerichtete Distanzzone (alle Zonen jeweils 100 % umgekehrt) ▪ Distanzschutzoption „Force No Memory“ über DDB ▪ Vier Stufen des gerichteten Stromschutzes (jede Stufe als unter/über Leistung konfigurierbar ▪ Separate Unterstromeinstellung für „Pol stromlos“ und LS-Versager ▪ Einbeziehung der Funktion „Dupliziertes GOOSE“ ▪ IEC 61850-Modellierung des empfindlichen Erdfehlerschutzes ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.4 oder neuer	P54x1i-TM-EN-2
87	B	M	2. November 2020	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 87A ▪ Korrektur der falschen Richtungsentscheidung der TEFD für transiente Blindleistung mit niedrigem Reststrom ▪ Verbesserungen der Anzeige des „P-Pendelungsdetektors“ ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.4 oder neuer	P54x1i-TM-EN-2
87	C	M	24. Juni 2021	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 87B ▪ Verbesserung des Distanzschutzalgorithmus bei Fehlern zwischen Phasen und entfernten Phase-Erde-Fehlern ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v1.4 oder neuer	P54x1i-TM-EN-2
91	D	M	21. Januar 2020	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 87A ▪ Rollenbasierte Zugriffssteuerung (Role Base Access Control, RBAC) einschließlich: Gerät/Server-RBAC, Syslog und Multi-Client-Berichterstattung ▪ IEC 61850-Ed1/Ed2-Umschaltung ▪ Wenn Modelle mit Stromdifferential verwendet werden oder das Schutzgerät mit aktivierter Differentialfunktion arbeitet, kann eine zusätzliche IM64-Option zwischen 8 oder 32 „IM64“-Bit pro Kanal ausgewählt werden. (nicht zutreffend auf P44y) ▪ Wenn Modelle mit Distanzfunktion verwendet werden oder das Schutzgerät NICHT im Differentialbetrieb arbeitet, kann eine zusätzliche IM64-Option zwischen 8 oder 24 „IM64“-Bit pro Kanal ausgewählt werden. ▪ Distanzzonenphase und Erdung sind als Versatz einstellbar ▪ Dupliziertes GOOSE ▪ Beseitigung anderer Programmfehler	MiCOM S1 Agile v2.0.1 oder neuer	P54x1Z-TM-EN-2

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
92	A	M	15. November 2019	Freigabe von P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 91D. Diese Version ist nur für 50-Hz-Anwendungen bestimmt ▪ Zwei zusätzliche Zonen hinzugefügt: Zone R und Zone S. Sie können „rückwärts“, „vorwärts“ oder „versetzt“ sein ▪ Die Schaltungen POR, PUR und Blockierung für Aided Scheme 1 (unterstützte Schaltung 1) können nun ausgewählt werden, damit sie mit einem Kanal pro Phase arbeiten können, d. h. drei Kanäle oder mit nur einem Kanal. ▪ Es wurden drei neue unterstützte Schaltungen mithilfe einer zweckgebundenen unabhängigen Zone „Erweiterung der unterstützten Zone 1“ (im Unterschied zur Erweiterung der Zone 1) für die Tastung des Kanals hinzugefügt. Sie sind äquivalent zu PUR, POR und Blockierung, aber arbeiten mit einer unabhängigen Tastungszone anstelle von Zone 2. Diese arbeiten mit einem Kanal pro Phase, d. h. mit drei Kanälen oder nur einem Kanal. ▪ Die Erweiterung der Zone 1 hat zwei zusätzliche Einstellungen zur unabhängigen Erweiterung der Widerstandsreichweite: Phase und Erdung ▪ Die Lastausblendung kann jetzt unabhängig für Phasen- und Erdungsschleifen eingestellt werden. ▪ Echoverzögerungseinstellung hinzugefügt ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v2.0.1 oder neuer	P54x1Z-TM-EN-3
92	B	M	12. Juni 2020	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 92A. Diese Version ist nur für 50-Hz-Anwendungen bestimmt ▪ „LS Aus Echo“ kann jetzt aktiviert oder deaktiviert werden ▪ Verzögerungseinstellung für „LS Aus Echo“ hinzugefügt ▪ Neue Einstellung zum Blockieren der Auslösung bei schwacher Einspeisung, wenn der Pol über die Dauer einer einstellbaren Zeitverzögerung stromlos war ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v2.0.1 oder neuer	-
92	C	M	21. Mai 2021	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 92B. Diese Version ist nur für 50-Hz-Anwendungen bestimmt. Die SW ist ausschließlich für bestimmte Benutzer vorgesehen ▪ Die Hauptaktualisierung in dieser Version ist mit IEC 61850 ED2.1 konform. ▪ Programmfehler in Zusammenhang mit DE-Schaltungen beseitigt: Die Schaltung verwendete Z2 anstelle von AidedZ2, und der Umkehrschutz wurde nicht auf das Signal mit unterstützter Distanz „Senden“ für die Schaltungen angewandt, die mit drei Kanälen arbeiten. ▪ Beseitigung anderer kleiner Programmfehler	MiCOM S1 Agile v2.0.1 oder neuer	-

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
92	C	M	21. Mai 2021	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 92B. Diese Version ist nur für 50-Hz-Anwendungen bestimmt ▪ Zur Herstellung von Kompatibilität mit IEC 61850 ED2 für neue Prozeduren TP2.0 und Korrektur an deutschen Übersetzungen ▪ Einige andere Programmfehler	MiCOM S1 Agile v2.0.1 oder neuer	-
92	D	M	26. Januar 2023	Freigabe von P543 und P545 mit Distanzschutz und P443 auf Basis von SW 92C. Diese Version ist nur für 50-Hz-Anwendungen bestimmt ▪ Verbesserungen in Phasenpräferenzlogik ▪ Verbesserungen an der TGFD-Logik	MiCOM S1 Agile v2.0.1 oder neuer	-
AA	K	Q	23 February 2023	Erste Freigabe von MiCOM-Geräten der fünften Generation. Schutzgerätemodelle P54, P44 und P84 werden freigegeben. Dazu zählen folgende Modelle: P443, P446, P543, P546, P841-1CB und P841_2CB mit CIT und NCIT. Sie basieren auf der Software 91B und SW 92D. Es folgen die Hauptänderungen an dieser neuen Hardware- und Softwareversion: ▪ Zehn Mal höhere Verarbeitungsleistung als die Vorgängergeneration (vierte Gen.) ▪ Grafische farbige Mensch-Maschine-Schnittstelle als Standard verfügbar, und mit systemeigener USB-Unterstützung. Enthalten sind eine konfigurierbare Seite für SLD, Messungen und Statussignale ▪ Vereinfachte Bestelloptionen (CORTEC). Zum Beispiel können P44 mit Distanzschutz und P54 mit Leitungsdifferential zusammen mit den Modellen P443 und P543 für einzelne LS-Anwendungen oder zusammen mit den Modellen P446 und P546 für Anwendungen mit zwei Leistungsschaltern bestellt werden. Sie können auch als Nebenübertragungs- oder Teilzykluseinrichtungen bestellt werden. ▪ Jedes Modell kann in drei Gehäusegrößen bestellt werden: 40TE (W 203,2 mm oder 8 Zoll), 60TE (W 304,8 mm oder 12 Zoll) oder 80TE (W 406,4 mm oder 16 Zoll), mit einer unterschiedlichen Anzahl von Eingängen/Ausgängen ▪ PRP, HSR und RSTP werden in der gleichen Bestelloption unterstützt. ▪ Alle Produkte sind mit Prozessbussen kompatibel. ▪ CyberSentry IEC 62351-8 ▪ 5000 Ereignisse, 100 Fehler, 1050 s Oszillographie und 128 Digitalsignale ▪ Neun unabhängig gerichtete Distanzzonen und Z1-Erweiterung ▪ Phasengetrennte unterstützte Schaltungen		P54-TM-EN-1.1 P44-TM-EN-1.1 P84-TM-EN-1.1
AA	K	Q	23 February 2023	Adaptive automatische Wiedereinschaltung zur Verringerung der einpoligen Pausenzeit bei vorübergehenden Störungen oder zum Blockieren der automatischen Wiedereinschaltung bei einer einzelnen Störung bis hin zu permanenten Erdfehlern	MiCOM S1 Agile v3.0.1 oder neuer	P54-TM-EN-1.1 P44-TM-EN-1.1 P84-TM-EN-1.1

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
AA	K	Q	29. November 2023	Freigabe der Modelle P443, P446, P543, P546, P841-1CB und P841_2CB mit CIT und NCIT auf Basis des Software-AAK ▪ Der Hauptgrund für diese Freigabe ist die Behebung eines Neustartproblems und anderer Programmfehler.	MiCOM S1 Agile v3.0.1 oder neuer	P54-TM-EN-1.1 P44-TM-EN-1.1 P84-TM-EN-1.1
AB	-	Q	August 2024	▪ Konformität mit IEC 61850 Edition 2.1 ▪ Unterstützung für IEC 61850-Ersatz – Datenpunkte für Status und Messung können ersetzt werden ▪ Zeitsynchronisierung in neuem LN-LTIM/LTMS modelliert ▪ Unterstützung für Handhabung von Warnungen, neues LN-CALH ▪ Ethernet-Anschluss-Verbindungsstatus über neues LN-LCCH und neue DDBs ▪ Strukturierte Entwicklung – Konfiguration von P40 einschließlich GOOSE aus SCD-Datei ▪ Konfigurierbarer RCB-Name und GCB-Name ▪ Mehrstufige Steuerung, neues DO-MltLev – Auswahl von „lokal“ oder „fern“ für Steuerung. Zur Einhaltung lokaler und abseitiger Erfordernisse ▪ Sichere Ereignisprotokollierung auf IEC 62351-14 abgestimmt – separates Prüfprotokoll für Sicherheitsvorgänge, und Syslog aktualisiert, um Konformität mit IEC 62351-14 herzustellen ▪ Implementierung von sicherer SSH-Kommunikation (Secure Shell) für das Schutzgerät von S1 Agile zur Konfiguration über Ethernet ▪ Neue Ethernet-Karte – 1-2 Stationsbusanschlüsse und Technikanschluss (CORTEC-Hardwareoption U/V/W/Y) ▪ Alle Distanzzonen auf ungerichtet/Versatz/Fwd/Rev einstellbar (Modelle P44/P54) ▪ Verbesserungen am Fehlerorter in Bezug auf sich ausweitende Fehler (Modelle P44/P54) ▪ Prozessbus bei dieser Ausführung nicht unterstützt	MiCOM S1 Agile v3.0.1 oder neuer	P54-TM-EN-2 P44-TM-EN-2 P84-TM-EN-2

2 SOFTWAREVERSIONSKOMPATIBILITÄT

Schutz-geräte-software Version	Einstellungsdateiversion	Menütextdateiversion*[8]	PSL-Dateiversion
40	40, 50*[4]	40	40, 50*[2]
41	41, 51*[4]	41	41, 51*[2]
50	40*[5], 50	50	50
51	41*[5], 51	51	51
52	52, 54*[3]	52	52
54	54	54	54
55	55	55	55
57	57	57	57
61	61, 65*[1]	61	61, 65*[3]
65	65, 66*[1]	65	65, 66*[3]
66	66	66	66
71	71, 75*[1]	71	71, 75*[3]
75	75, 76*[1]	75	75, 76*[3]
76	76	76	76
77	77	77	77
79	79	79	79
80	80	80	80
82	82	82	82
83	83	83	83
84	84	84	84
85	85	85	85
86	86	86	86
87	87	87	87
91	91	91	91
92	92	92	92
AA	AA	AA	AA
AB	AA, AB	AA, AB	AA, AB

Hinweise:

*1: Kompatibel, außer Digitalkanalauswahl für den Störschreiber

*2: Zusätzliche Funktionen wurden hinzugefügt, sodass Einstellungsdateien früherer Softwareversionen zusätzliche Einstellungen erfordern.

*3: Kompatibel, mit der Ausnahme, dass Digitalkanalauswahl für den Störschreiber und Einstellungen für zusätzliche Funktionen fehlen

*4: Kompatibel, außer Digitalkanalauswahl für den Störschreiber und Distanzeinstellungen

*5: Kompatibel mit Ausnahme der Digitalkanalauswahl für den Störschreiber, und die Einstellungsdatei enthält eine große Anzahl von Distanzeinstellungen, die beim Herunterladen einen Fehler erzeugen

*6: Es wurden zusätzliche DDBs hinzugefügt, auf die PSL-Dateien von früheren Softwareversionen nicht zugreifen können.

*7: Ein zusätzliches DDB-Signal für den Distanzschutz ist nicht enthalten.

*8: Der Menütext bleibt innerhalb jeder Softwareversion kompatibel, aber NICHT übergreifend mit verschiedenen Versionen.

GE VERNOVA

© 2025 GE Vernova. Alle Rechte vorbehalten. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen dienen nur als Beispiele. Es wird weder zugesichert noch gewährleistet, dass das Dokument vollständig, korrekt oder auf ein bestimmtes Projekt anwendbar ist. Dies ist von den technischen und kommerziellen Gegebenheiten abhängig. Das Dokument wird ohne Haftung bereitgestellt und kann ohne Ankündigung geändert werden. Vervielfältigung, Verwendung und Weitergabe an Dritte ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung ist streng verboten.