



GE VERNOVA

MiCOM P40 Agile

5th Generation P64

Technisches Handbuch
Transformatorschutzeinrichtung

Plattformhardwareversion: Q

Plattformsoftwareversion: AB

Publikationsreferenz: P64-TM-DE-1



Urheberrechtserklärung

Copyright © 2024 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 enthaltenen 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	6
1.3.2	Bestelloptionen	7
1.4	Merkmale und Funktionen	8
1.4.1	Schutzfunktionen	8
1.4.2	Steuerfunktionen	8
1.4.3	Messfunktionen	9
1.4.4	Kommunikationsfunktionen	9
1.5	Logikschaltpläne	11
1.6	Konformität	13
1.7	Funktionsübersicht	14
Kapitel 2	Sicherheitshinweise	15
2.1	Kapitelübersicht	16
2.2	Gesundheit und Arbeitsschutz	17
2.3	Symbole	18
2.4	Installation, Inbetriebnahme und Wartung	19
2.4.1	Gefahren beim Heben	19
2.4.2	Elektrischen Gefahren	19
2.4.3	UL/CSA/CUL-Anforderungen	20
2.4.4	Anforderungen für Sicherungen	20
2.4.5	Geräteanschlüsse	21
2.4.6	Geräteanforderungen für Schutzklasse 1	22
2.4.7	Liste der Prüfungen vor dem Einschalten der Stromversorgung	22
2.4.8	Periphere Schaltungen	23
2.4.9	Aufrüstung/Wartung	24
2.5	Außerbetriebsetzung und Entsorgung	26
2.6	Regulatorische Konformität	27
2.6.1	EMV-Konformität: 2014/30/EU	27
2.6.2	NSR-Konformität: 2014/35/EU	27
2.6.3	UL/CUL-Konformität	27
2.6.4	UKCA-Konformität	27
2.6.5	EMV-Konformität: Bestimmungen zur elektromagnetischen Verträglichkeit 2016	27
2.6.6	Sicherheitskonformität: Bestimmungen (zur Sicherheit) für Elektroausrüstung 2016	28
2.6.7	Konformität für Marokko	28
2.6.8	EMV-Konformität: Nr. 2574-14 von Ramadan 1436	28
2.6.9	Sicherheitskonformität: Nr. 2573-14 von Ramadan 1436	28
Kapitel 3	Hardwaredesign	29
3.1	Kapitelübersicht	30
3.2	Hardwarearchitektur	31
3.3	Mechanische Umsetzung	32
3.3.1	Gehäusevarianten	32
3.3.2	Liste der Karten	33

3.4	Bedienfeld	34
3.4.1	Fächer am Bedienfeld	34
3.4.2	Bedienfeld	34
3.4.3	Tastefeld	35
3.4.4	USB-Anschluss	36
3.4.5	LEDs mit Festfunktion	36
3.4.6	Funktionstasten	37
3.4.7	Programmierbare LEDs	37
3.5	Rückseite	38
3.5.1	Eindringschutz für Klemmenblöcke	39
3.6	Platinen und Module	41
3.6.1	Leiterplatten	41
3.6.2	Unterbaugruppen	41
3.6.3	Hauptprozessorkarte	42
3.6.4	Stromversorgungsplatine	43
3.6.4.1	Überwachung	45
3.6.4.2	Rückseitiger serieller Anschluss	46
3.6.5	Eingangsmodul – eine Wandlerplatine	47
3.6.5.1	Beschreibung der Eingangsmodulschaltung	48
3.6.5.2	Wandlerplatine	49
3.6.5.3	Eingangskarte	50
3.6.6	Standardmäßige Ausgangsrelaiskarte	51
3.6.7	Ausgangsrelaiskarte mit hoher Schaltleistung	53
3.6.8	IRIG-B-Karte	55
3.6.9	LWL-Karte	56
3.6.10	Rückseitige Kommunikationsplatine	57
3.6.11	Einzelne Ethernet-Karte	58
3.6.12	Ethernetredundanz-Karte	60
3.6.13	RTD-Karte	62
3.6.14	CLIO-Karte	64

Kapitel 4 Softwareentwurf **66**

4.1	Kapitelübersicht	67
4.2	Softwareentwurfsübersicht	68
4.3	Systemsoftware	69
4.3.1	Echtzeit-Betriebssystem	69
4.3.2	Systemdienstsoftware	69
4.3.3	Selbstdiagnosesoftware	69
4.3.4	Selbstprüfung beim Hochfahren	69
4.3.4.1	Systemstart	69
4.3.4.2	Initialisierung der Systemsoftware	70
4.3.4.3	Plattformsoftwareinitialisierung und Überwachung	70
4.3.5	Kontinuierliche Selbstprüfung	70
4.4	Plattformsoftware	72
4.4.1	Protokollierung von Aufzeichnungen	72
4.4.2	Einstellungsdatenbank	72
4.4.3	Schnittstellen	72
4.5	Schutz- und Steuerfunktionen	73
4.5.1	Erfassung von Abtastwerten	73
4.5.2	Frequenzverfolgung	73
4.5.3	Direkte Verwendung von Abtastwerten	73
4.5.4	Initialisierung der Systemsoftware	73
4.5.5	Fourier-Signalverarbeitung	74
4.5.6	Programmierbare Logik	75
4.5.7	Ereignisaufzeichnung	75
4.5.8	Störschreiber	76

4.5.9	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 Transformatordifferentialschutz **96**

6.1	Kapitelübersicht	97
6.2	Prinzipien des Transformatordifferentialschutzes	98
6.2.1	Stabilität bei Durchgangsfehlern	98
6.2.2	Kompensation durch Stabilisierungsstrom	98
6.2.3	Verbindungstypen für Dreiphasen-Transformatoren	100
6.2.4	Phasen- und Amplitudenausgleich	103
6.2.5	Nullsystemfilterung	104
6.2.6	Stabilisierung des Magnetisierungseinschaltstroms	104
6.2.7	Stabilisierung bei Übererregung	105
6.3	Implementierung	107
6.3.1	Definieren des Leistungstransformators	107
6.3.2	Auswählen der Stromeingänge	107
6.3.3	Phasenkorrektur	108
6.3.4	Verhältniskorrektur	108
6.3.5	Fehlanpassung von StW-Parametern	109
6.3.6	Einrichten der Nullsystemfilterung	110
6.3.7	Auslösekenngößen	111
6.3.7.1	Hoch eingestellte Funktion	112
6.3.7.2	Messkreisfehlerwarnung	113
6.3.8	Stabilität der Auslösecharakteristik	113
6.3.8.1	Maximale Stabilisierung	113
6.3.8.2	Verzögerte Stabilisierung	113
6.3.8.3	Transiente Stromstabilisierung	113
6.3.8.4	StW-Sättigungstechnik	114
6.3.8.5	Lückenerkennungstechnik	115
6.3.8.6	Technik zur Erkennung externer Fehler	115
6.3.8.7	Phasenvergleichstechnik	116
6.3.8.8	Stromwandlerüberwachung	117
6.3.8.9	Messkreisfehlerwarnung	118
6.3.9	Logik der Differentialstabilisierungsauslösung	119
6.4	Blockierung von Harmonischen	121
6.4.1	Blockierung der zweiten Harmonischen	121
6.4.2	Logik zur Blockierung der zweiten Harmonischen	123

6.4.3	Richtlinien zur Einstellung der zweiten Harmonischen	123
6.4.4	Implementierung der Blockierung der fünften Harmonischen	124
6.4.5	Richtlinie zur Einstellung der fünften Harmonischen	125
6.4.6	Geomagnetische Störungen	125
6.4.7	Logik zur Blockierung aller Harmonischen	125
6.5	Anwendungshinweise	127
6.5.1	Einstellungsrichtlinien	127
6.5.2	Beispiel 1: Zweiwicklungstransformator – kein Stufenschalter	128
6.5.3	Beispiel 2: Spartransformator mit belasteter Dreieckwicklung	131
6.5.4	Beispiel 3: Spartransformator mit unbelasteter Dreieckwicklung	135
6.5.5	Einstellungsrichtlinien für kurz geschalteten stabilisierten Differentialschutz	139
6.5.6	Einstellungsrichtlinien für stabilisierten Kompensationsdrossel-Differentialschutz	142
6.5.7	Einstellungsrichtlinien für die Verwendung von Reserve-StW-Eingängen	144
6.5.8	Einstellungsrichtlinien für Bezugsschaltgruppen	145
6.5.9	Abzweigbusanwendung	146
6.5.9.1	Abzweigbusimplementierung	146
6.5.9.2	Abzweigbusschaltung	147
6.5.10	Anforderungen an Stromwandler für den Transformator-differentialschutz	147
6.5.10.1	Anforderungen an Stromwandler –anwendung	148
6.5.10.2	Anforderungen an Stromwandler – Anwendung mit kleiner Sammelschiene	149

Kapitel 7 Transformator-Zustandsüberwachung 151

7.1	Kapitelübersicht	152
7.2	Thermischer Überlastschutz	153
7.2.1	Implementierung des thermischen Überlastschutzes	154
7.2.1.1	Stabilisierungsstrom des thermischen Überlastschutzes	154
7.2.2	Das thermische Modell	155
7.2.2.1	Berechnung der Temperatur in der obersten Ölschicht	155
7.2.2.2	Berechnung der Heißpunkttemperatur	156
7.2.2.3	Messung des thermischen Zustands	156
7.2.3	Anwendungshinweise	156
7.2.3.1	Daten, die von Transformatorherstellern bereitgestellt werden	156
7.2.3.2	Empfehlungen	158
7.2.3.3	IEEE-Empfehlungen	158
7.3	Statistik des Lebensdauerverlustes	160
7.3.1	Implementierung des Lebensdauerverlustes	160
7.3.1.1	Berechnung des Lebensdauerverlustes	160
7.3.2	Anwendungshinweise	162
7.3.2.1	Einstellungsrichtlinien für den Lebensdauerverlust	162
7.3.2.2	Beispiel	163
7.4	Durchgangsfehlerüberwachung	164
7.4.1	Implementierung der Durchgangsfehlerüberwachung	164
7.4.2	Logik der Durchgangsfehlerüberwachung	165
7.4.3	Anwendungshinweise	165
7.4.3.1	Durchgangsfehlerüberwachung-Einstellungsrichtlinien	165
7.5	RTD SCHUTZ	168
7.5.1	Implementierung des RTD-Schutzes	168
7.5.2	RTD-Logik	169
7.5.3	Anwendungshinweise	169
7.5.3.1	Einstellrichtlinien für RTD-Schutz	169
7.6	CLIO-Schutz	170
7.6.1	Implementierung der Stromschleifeneingänge	170
7.6.2	Logik für Stromschleifeneingänge	172
7.6.3	Implementierung der Stromschleifenausgänge	172
7.6.4	Anwendungshinweise	174
7.6.4.1	Einstellungsrichtlinien für Stromschleifeneingänge	174

7.6.4.2	Einstellungsrichtlinien der Stromschleifenausgänge	174
---------	--	-----

Kapitel 8 Erdschluss-Differentialschutz 176

8.1	Kapitelübersicht	177
8.2	Prinzipien des Erdschluss-Differentialschutzes	178
8.2.1	Widerstandsgeerdete Sternwicklungen	179
8.2.2	Starr geerdete Sternwicklungen	179
8.2.3	Stabilität bei Durchgangsfehlern	180
8.2.4	Arten des Erdschluss-Differentialschutzes	180
8.2.4.1	Prinzip des Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes	181
8.2.4.2	Prinzip des Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes	182
8.3	Implementierung von Erdschluss-Differentialschutz	185
8.3.1	Aktivierung von Erdschluss-Differentialschutz	185
8.3.2	Neutral-Überwachung	185
8.3.3	Auswählen der Stromeingänge	185
8.3.4	Niederohmiger Erdschluss-Differentialschutz	187
8.3.4.1	Einstellung der Stabilisierstromgröße	187
8.3.4.2	Verzögerte Stabilisierung	188
8.3.4.3	Transient Stabilisierung	188
8.3.4.4	Logik des Erdschluss-Differentialschutzes	189
8.3.5	Hochohmiger Erdschluss-Differentialschutz	189
8.3.5.1	Prinzipien für die Berechnung des hochohmigen Erdschluss-Differentialschutzes	189
8.4	Blockierung der zweiten Harmonischen	191
8.4.1	Logik des Erdschluss-Differentialschutzes zur Blockierung der zweiten Harmonischen	191
8.5	Anwendungshinweise	192
8.5.1	Widerstandsgeerdete Sternwicklung	192
8.5.2	Anwendung des niederohmigen Erdschluss-Differentialschutzes	193
8.5.2.1	Einstellungsrichtlinien für Stabilisierstromgesteuerten Schutz	193
8.5.2.2	Skalierungsfaktor für Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz	193
8.5.2.3	Parameterberechnungen	194
8.5.2.4	Dual-LS-Anwendung mit verschiedenen Phasen-StW-Übersetzungsverhältnissen	195
8.5.2.5	Dual-LS-Anwendung mit gleichen Phasen-StW-Übersetzungsverhältnissen	195
8.5.2.6	Anforderungen an Stromwandler – niederohmiger Erdschluss-Differentialschutz	197
8.5.3	Anwendung des hochohmigen Erdschluss-Differentialschutzes	198
8.5.3.1	Betriebsarten des Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes	198
8.5.3.2	Einstellungsrichtlinien für Hochimpedanzbetrieb	199
8.5.3.3	Verwendung nichtlinearer Metrosil-Widerstände	202
8.5.3.4	Anforderungen an Stromwandler – hochohmiger Erdschluss-Differentialschutz	204

Kapitel 9 Stromschutzfunktionen 206

9.1	Kapitelübersicht	207
9.2	Prinzipien des Überstromschutzes	208
9.2.1	AMZ-Kenngrößen	208
9.2.1.1	IDMT-Kennlinien nach IEC 60255	209
9.2.1.2	Europäische Standards	211
9.2.1.3	Nordamerikanische Standards	212
9.2.1.4	IEC-Kennlinien und inverse IEEE-Kennlinien	214
9.2.1.5	Unterschiede zwischen den nordamerikanischen und europäischen Standards	216
9.2.2	Prinzipien der Implementierung	216
9.2.2.1	Zeitgeber-Haltefunktion	218
9.2.3	Stabilisierung des Magnetisierungseinschaltstroms	218
9.3	Phasenüberstromschutz	220
9.3.1	Phasenüberstromschutz für Leistungstransformatoren	220
9.3.2	Implementierung von Phasenüberstromschutz	220
9.3.3	Auswählen der Stromeingänge	221
9.3.4	Logik des ungerichteten Überstromschutzes	222

9.3.5	Richtungselement	223
9.3.5.1	Implementierung der Richtungsbestimmung	224
9.3.5.2	Logik des gerichteten Überstromschutzes	225
9.3.6	Anwendungshinweise	226
9.3.6.1	Einstellungsrichtlinien	226
9.3.6.2	Parallele Speiseleitungen	227
9.4	Spannungsabhängiges Überstromelement	228
9.4.1	Wahl der Stromschwelleinstellung	228
9.4.2	Implementierung des spannungsgesteuerten Betriebs	228
9.4.3	Implementierung des spannungstabilisierten Betriebs	229
9.5	Gegensystem-Überstromschutz	231
9.5.1	Implementierung von Gegensystem-Überstromschutz	231
9.5.2	Logik des ungerichteten Gegensystem-Überstromschutzes	232
9.5.3	Richtungselement	232
9.5.3.1	Logik des gerichteten Gegensystem-Überstromschutzes	233
9.5.4	Anwendungshinweise	233
9.5.4.1	Einstellungsrichtlinien (allgemein)	233
9.5.4.2	Einstellungsrichtlinien (Stromschwelle)	234
9.5.4.3	Einstellungsrichtlinien (Zeitverzögerung)	234
9.5.4.4	Einstellungsrichtlinien (Richtungselement)	234
9.6	Erdfehlerschutz	235
9.6.1	Erdfehlerschutzelemente	235
9.6.2	Logik des ungerichteten Erdfehlerschutzes	236
9.6.3	IDG-Kennlinie	236
9.6.4	Richtungselement	237
9.6.4.1	Restspannungspolarisierung	237
9.6.4.2	Gegensystempolarisierung	238
9.6.5	Anwendungshinweise	240
9.6.5.1	Einstellungsrichtlinien (ungerichtet)	240
9.6.5.2	Einstellungsrichtlinien (Richtungselement)	240
9.7	Blockierung der zweiten Harmonischen	241
9.7.1	Implementierung der Blockierung der zweiten Harmonischen	241
9.7.2	Logik zur Blockierung der zweiten Harmonischen	242
9.7.3	Logik des Erdfehlerschutzes zur Blockierung der zweiten Harmonischen	243
9.7.4	Anwendungshinweise	243
9.7.4.1	Einstellungsrichtlinien	243

Kapitel 10 LS-Versagerschutz **244**

10.1	Kapitelübersicht	245
10.2	Leistungsschalterversagerschutz	246
10.3	Implementierung des Leistungsschalterversagerschutzes	247
10.3.1	Zeitstufen für Leistungsschalterversagerschutz	247
10.3.2	Nulldurchgangserkennung	248
10.4	Logik des Leistungsschalterversagerschutzes	249
10.5	Anwendungshinweise	251
10.5.1	Rücksetzmechanismen für LSV-Zeitgeber	251
10.5.2	Einstellungsrichtlinien (LSV-Zeitgeber)	251
10.5.3	Einstellungsrichtlinien (Unterstrom)	252

Kapitel 11 Spannungsschutzfunktionen **253**

11.1	Kapitelübersicht	254
11.2	Unterspannungsschutz	255
11.2.1	Implementierung von Unterspannungsschutz	255
11.2.2	Logik des Unterspannungsschutzes	256
11.2.3	Anwendungshinweise	257

11.2.3.1	Richtlinien für Unterspannungseinstellungen	257
11.3	Überspannungsschutz	258
11.3.1	Implementierung von Überspannungsschutz	258
11.3.2	Logik des Überspannungsschutzes	259
11.3.3	Anwendungshinweise	260
11.3.3.1	Richtlinien für Überspannungseinstellung	260
11.4	Nullüberspannungsschutz	261
11.4.1	Implementierung von Nullüberspannungsschutz	261
11.4.2	Logik des Nullüberspannungsschutzes	262
11.4.3	Anwendungshinweise	262
11.4.3.1	Berechnung für starr geerdete Systeme	262
11.4.3.2	Berechnung für widerstandsgeerdete Systeme	263
11.4.3.3	Einstellungsrichtlinien	264
11.5	Gegensystem-Überspannungsschutz	265
11.5.1	Implementierung von Gegensystem-Überspannungsschutz	265
11.5.2	Logik des Gegensystem-Überspannungsschutzes	265
11.5.3	Anwendungshinweise	265
11.5.3.1	Einstellungsrichtlinien	265

Kapitel 12 Frequenzschutzfunktionen **267**

12.1	Kapitelübersicht	268
12.2	Übererregungsschutz	269
12.2.1	Implementierung des Übererregungsschutzes	269
12.2.1.1	Zeitverzögerter Übererregungsschutz	270
12.2.1.2	Blockierung der fünften Harmonischen	271
12.2.1.3	Logik des Übererregungsschutzes	272
12.2.2	Anwendungshinweise	272
12.2.2.1	Einstellungsrichtlinien für Übererregungsschutz	272
12.3	Frequenzschutz	275
12.3.1	Unterfrequenzschutz	275
12.3.1.1	Implementierung von Unterfrequenzschutz	275
12.3.1.2	Logik des Unterfrequenzschutzes	276
12.3.1.3	Anwendungshinweise	276
12.3.2	Überfrequenzschutz	276
12.3.2.1	Implementierung von Überfrequenzschutz	276
12.3.2.2	Logik des Überfrequenzschutzes	277
12.3.2.3	Anwendungshinweise	277

Kapitel 13 Überwachung und Steuerung **278**

13.1	Kapitelübersicht	279
13.2	Ereignisaufzeichnungen	280
13.2.1	Ereignistypen	280
13.2.1.1	Opto-Eingangseignisse	281
13.2.1.2	Kontakt Ereignisse	281
13.2.1.3	Warnungseignisse	281
13.2.1.4	Fehleraufzeichnungseignisse	286
13.2.1.5	Wartungseignisse	286
13.2.1.6	Schutzereignisse	287
13.2.1.7	Sicherheitseignisse	287
13.2.1.8	Plattformereignisse	287
13.3	Störschreiber	288
13.4	Messdaten	289
13.4.1	Messgrößen	289
13.4.1.1	Gemessene und berechnete Ströme	289
13.4.1.2	Gemessene und berechnete Spannungen	289
13.4.1.3	Leistungs- und Energiegrößen	289

13.4.1.4	Bedarfwerte	290
13.4.1.5	Andere Messungen	290
13.4.2	Messkonfiguration	290
13.4.3	Zeitstempelung der Opto-Eingänge	290
13.5	Stromeingangsausschlussfunktion	291
13.5.1	Stromeingangsausschlusslogik	291
13.5.2	Anwendungshinweise	292
13.5.2.1	Stromeingangsausschluss – Beispiel	292
13.6	Leistungsschaltersteuerung	293
13.6.1	LS-Steuerung mithilfe des Menüs des Schutzgeräts	293
13.6.2	Einzelanschlussplan-Betrachter	293
13.6.2.1	Steuerung des Leistungsschalters (nur Einliniendiagramm-Ansicht)	294
13.6.3	LS-Steuerung mithilfe der Opto-Eingänge	295
13.6.4	LS-Fernsteuerung	295
13.6.5	Prüfung der Funktionstüchtigkeit des Leistungsschalters	296
13.6.6	Logik der LS-Steuerung	297
13.7	„Pol stromlos“-Funktion	298
13.7.1	Implementierung der „Pol stromlos“-Funktion	298
13.7.2	Pol-stromlos-Logik	299
13.7.3	LS-Statusanzeige	301
13.8	Schalterstatus und Steuerung	302
13.8.1	Einliniendiagramm -Betrachter	303
13.8.2	Schaltersteuerung (nur Einliniendiagramm-Ansicht)	303
13.8.3	Schaltersteuerlogik	305
13.8.4	Schalterstatuslogik	306
13.9	Test Modus	307
13.10	IEC 61850-Steuerungsberechtigung	308

Kapitel 14 Überwachung 312

14.1	Kapitelübersicht	313
14.2	Spannungswandlerüberwachung	314
14.2.1	Verlust von einer oder zwei Phasenspannungen	314
14.2.2	Verlust von allen drei Phasenspannungen	314
14.2.3	Fehlen von allen drei Phasenspannungen bei Leitungserregung	314
14.2.4	SpWÜ-Implementierung	315
14.2.5	SpWÜ-Logik	316
14.3	Stromwandlerüberwachung	319
14.3.1	StWÜ-Implementierung	319
14.3.2	StWÜ-Logik	321
14.3.3	Anwendungshinweise	321
14.3.3.1	Einstellungsrichtlinien	321
14.4	Auslösekreisüberwachung	323
14.4.1	Auslösekreisüberwachungsschaltung 1	323
14.4.1.1	Widerstandswerte	324
14.4.1.2	PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 1	324
14.4.2	Auslösekreisüberwachungsschaltung 3	324
14.4.2.1	Widerstandswerte	325
14.4.2.2	PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 3	325

Kapitel 15 Konfiguration der digitalen E/A und der PSL 326

15.1	Kapitelübersicht	327
15.2	Konfigurieren digitaler Ein- und Ausgänge	328
15.3	Schaltungslogik	329
15.3.1	PSL-Editor	330
15.3.2	PSL-Schemata	330

15.3.3	PSL-Schemaversionskontrolle	331
15.4	Konfigurieren der Opto-Eingänge	332
15.5	Zuweisen von Ausgangsrelais	333
15.6	LEDs mit Festfunktion	334
15.6.1	Logik der LED „Auslösung“	334
15.7	Konfigurieren von programmierbaren LEDs	335
15.8	Funktionstasten	337
15.9	Steuereingänge	338
15.10	Benutzerdefinierte Warnungen	339

Kapitel 16 Kommunikation **340**

16.1	Kapitelübersicht	341
16.2	Kommunikationsschnittstellen	342
16.3	Serielle Kommunikation	343
16.3.1	Vorderseitiger USB-Anschluss	343
16.3.2	EIA(RS)485-Bus	343
16.3.2.1	EIA(RS)485-Anforderungen bezüglich Vorspannung	344
16.3.3	K-Bus	344
16.4	Versionen der Ethernet-Karte	346
16.5	Kartenverbindungen	347
16.6	Ethernet-Konfiguration	349
16.6.1	Netzwerkkonfiguration	349
16.6.2	PRP-Konfiguration	350
16.6.3	HSR-Konfiguration	350
16.6.4	RSTP-Konfiguration	350
16.6.5	Failover-Konfiguration	350
16.6.6	Konfiguration der SNTP-IP-Adresse	350
16.7	Redundanzprotokolle	351
16.7.1	Parallel Redundancy Protocol (PRP)	351
16.7.1.1	PRP-Netzwerke	351
16.7.1.2	Netzwerkelemente	351
16.7.2	High-Availability Seamless Redundancy (HSR)	352
16.7.2.1	HSR-Multicast-Topologie	353
16.7.2.2	HSR-Unicast-Topologie	353
16.7.2.3	HSR-Anwendung in einer Schaltstation	355
16.7.3	Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP)	355
16.7.4	Ausfallsicherung (Failover)	356
16.8	Simple Network Management Protocol (SNMP)	357
16.8.1	Mit dem Schutzgerät kompatible SNMP-MIBs	358
16.8.2	Neue SNMP-Systemobjekte	358
16.8.2.1	Neue SNMP-Programmunterbrechungen	358
16.8.2.2	Neue SNMP-Objekte	359
16.8.3	Verbesserung der SNMP-Warnung	359
16.8.3.1	Format der SNMP-Warnung	359
16.8.3.2	Liste der SNMP-Warnungen	359
16.9	Datenprotokolle	362
16.9.1	Courier	362
16.9.1.1	Physische Verbindungs- und Verknüpfungsschicht	362
16.9.1.2	Courier-Datenbank	363
16.9.1.3	Kategorien von Einstellungen	363
16.9.1.4	Param.änderung	363
16.9.1.5	Ereignisauslesung	364
16.9.1.6	Auslesen von Störungsaufzeichnungen	365
16.9.1.7	Einstellungen der programmierbaren Schaltungslogik	366
16.9.1.8	Zeitsynchronisierung	366
16.9.1.9	Courier-Konfiguration	366

16.9.2	IEC 60870-5-103	367
16.9.2.1	Physische Verbindungs- und Verknüpfungsschicht	367
16.9.2.2	Initialisierung	368
16.9.2.3	Zeitsynchronisierung	368
16.9.2.4	Liste der konfigurierbaren IEC 60870-5-103-Signale	368
16.9.2.5	Spontane Ereignisse	369
16.9.2.6	Allgemeine Abfrage (GI)	369
16.9.2.7	Zyklische Messungen	369
16.9.2.8	Befehle	370
16.9.2.9	Testmodus	370
16.9.2.10	Störschreiberaufzeichnungen	370
16.9.2.11	Blockierung von Befehlen/des Monitors	370
16.9.2.12	IEC 60870-5-103-Konfiguration	370
16.9.3	DNP 3.0	371
16.9.3.1	Physische Verbindungs- und Verknüpfungsschicht	371
16.9.3.2	Objekt 1, Binäreingänge	371
16.9.3.3	Binärausgänge von Objekt 10	372
16.9.3.4	Objekt 20 Binärzähler	373
16.9.3.5	Objekt 30 Analogeingänge	373
16.9.3.6	Objekt 40 Analogausgang	373
16.9.3.7	Objekt 50 Uhrzeitsynchronisierung	374
16.9.3.8	DNP3-Geräteprofil	374
16.9.4	IEC 61850	384
16.9.4.1	Vorteile von IEC 61850	384
16.9.4.2	Kompatibilität mit IEC 61850	384
16.9.4.3	Das IEC 61850-Datenmodell	384
16.9.4.4	IEC 61850 in MiCOM-Schutzgeräten	385
16.9.4.5	Implementierung des IEC 61850-Datenmodells	386
16.9.4.6	Implementierung der IEC 61850-Kommunikationsdienste	386
16.9.4.7	IEC 61850-Kommunikation zwischen gleichrangigen Geräten (GOOSE)	386
16.9.4.8	GOOSE Nachrichtenüberprüfung	386
16.9.4.9	Zuordnen von GOOSE-Nachrichten zu virtuellen Eingängen	387
16.9.4.10	IEC 61850 GOOSE-Konfiguration	387
16.9.4.11	Ethernet-Funktionalität	387
16.9.4.12	IEC 61850-Konfiguration	387
16.9.4.13	IEC 61850 Edition 2	389
16.9.5	Nur-Lesen-Modus	391
16.9.5.1	Blockierung des IEC 60870-5-103-Protokolls	391
16.9.5.2	Blockierung des Courier-Protokolls	391
16.9.5.3	Blockierung des IEC 61850-Protokolls	392
16.9.5.4	Schreibschutzeinstellungen	392
16.9.5.5	Schreibgeschützte DDB-Signale	392
16.10	Zeitsynchronisierung	393
16.10.1	IRIG-B	393
16.10.1.1	IRIG-B-Implementierung	394
16.10.2	SNTP	394
16.10.2.1	Warnung bei Verlust des SNTP-Serversignals	394
16.10.3	IEEE 1588 Precision Time Protocol	395
16.10.3.1	Genauigkeit und Berechnung der Verzögerung	395
16.10.3.2	PTP-Domänen	396
16.10.4	Zeitsynchronisierung mithilfe der Kommunikationsprotokolle	396

Kapitel 17 Cybersicherheit **397**

17.1	Haftungsausschluss	398
17.2	Übersicht	399
17.3	Die Notwendigkeit von Cybersicherheit	400
17.4	Normen	401
17.4.1	NERC Konformität	401

17.4.1.1	CIP 002	402
17.4.1.2	CIP 003	402
17.4.1.3	CIP 004	402
17.4.1.4	CIP 005	403
17.4.1.5	CIP 006	403
17.4.1.6	CIP 007	403
17.4.1.7	CIP 008	404
17.4.1.8	CIP 009	404
17.4.2	IEEE 1686-2013	404
17.5	Implementierung von Cybersicherheit	405
17.5.1	Anfangskonfiguration: voreingestellte Benutzernamen und voreingestellte Passwörter	405
17.6	Rollen und Berechtigungen	407
17.6.1	Rollen	407
17.6.2	Berechtigungen	407
17.7	Benutzerauthentifizierung	410
17.7.1	Authentifizierungsmethoden	410
17.7.2	Umgehung	410
17.7.3	Anmeldung	411
17.7.3.1	Anmeldung am Bedienfeld	412
17.7.3.2	Anmeldung fehlgeschlagen	413
17.7.3.3	Andere Eingabeaufforderungen für die Anmeldung	413
17.7.3.4	Anmeldung mit MiCOM S1	414
17.7.4	Benutzersitzungen	414
17.7.5	Richtlinie für die Sperrung von Benutzern	416
17.7.6	Abmeldung	416
17.7.6.1	Abmeldung am Bedienfeld	416
17.7.6.2	Abmeldung über MiCOM S1	417
17.7.7	Passwortrichtlinie	418
17.7.8	Passwortablauf	418
17.7.9	Passwort ändern	419
17.7.10	RADIUS-Authentifizierung	420
17.7.10.1	RADIUS-Benutzer	420
17.7.10.2	RADIUS-Client	420
17.7.10.3	RADIUS-Servereinstellungen	421
17.7.10.4	RADIUS-Aufzeichnung	422
17.7.10.5	RADIUS-Client-Server-Validierung	422
17.7.11	Wiederherstellung	423
17.7.11.1	Wiederherstellung der lokalen Werkseinstellung	423
17.7.11.2	Passwortrücksetzverfahren	423
17.7.11.3	DDBs der Zugriffsebene	424
17.7.12	Sicherung der Anschlüsse: physische Anschlüsse	425
17.7.13	Sicherung der Anschlüsse: logische Anschlüsse (Protokolle)	425
17.7.14	Dienst (Protokoll)-Zuordnung: Ethernet-Netzwerkanschlüsse 1 und 2	426
17.7.15	Dialogfeld „Supervise Device“ (Gerät überwachen)	426
17.7.16	Sichere Firmwareaktualisierung	427
17.8	SNMP-Konfiguration	429
17.9	Rückgabe des Schutzgeräts an das Werk	431
17.10	Verwaltung von Sicherheitsereignissen	432
17.10.1	Sicherheitsereignisse: Courier	432
17.10.2	Sicherheitsereignisse: Syslog	436
17.10.3	Syslog-Client	438
17.10.4	Syslog-Funktionalität	438
17.10.5	Sicherheitsereignisse: SNMP	439

Kapitel 18 Montage 442

18.1	Kapitelübersicht	443
------	------------------	-----

18.2	Handhabung der Geräte	444
18.2.1	Empfang der Geräte	444
18.2.2	Auspacken der Geräte	444
18.2.3	Lagerung der Geräte	444
18.2.4	Auseinanderbau der Geräte	444
18.3	Montieren des Geräts	445
18.3.1	Einbau-/Schalttafelmontage	445
18.3.2	Gestellmontage	445
18.3.3	Modernisierungslösungen	446
18.4	Kabel und Stecker	448
18.4.1	Klemmenblöcke	448
18.4.2	Stromversorgungsanschlüsse	449
18.4.3	Erdverbindung	449
18.4.4	Stromwandler	449
18.4.5	Spannungswandlerverbindungen	450
18.4.6	Überwachungsverbindungen	450
18.4.7	EIA(RS)485- und K-Bus-Verbindungen	450
18.4.8	IRIG-B-Verbindung	451
18.4.9	Opto-Eingangsverbindungen	451
18.4.10	Ausgangsrelaisverbindungen	451
18.4.11	Elektrische Ethernet-Verbindungen	451
18.4.12	Ethernet-Glasfaserverbindungen	451
18.4.13	USB-Anschluss	452
18.4.14	RTD-Verbindungen	452
18.4.15	CLIO-Verbindungen	453
18.5	Gehäuseabmessungen	454
18.5.1	Gehäuseabmessungen 40TE	455
18.5.2	Gehäuseabmessungen 60TE	456
18.5.3	Gehäuseabmessungen 80TE	457

Kapitel 19 Anleitung zur Inbetriebnahme **458**

19.1	Kapitelübersicht	459
19.2	Allgemeine Richtlinien	460
19.3	Inbetriebnahmemenü	461
19.3.1	Feld „Opto Eing.Status“ (Opto-Eingangsstatus)	461
19.3.2	Feld „Relais Stat“ (Relaisausgangsstatus)	461
19.3.3	Das Feld „Test Modus“	461
19.3.4	Das Feld „Testmuster“	462
19.3.5	Das Feld „Kontakttest“	462
19.3.6	Das Feld „LEDs Testen“	462
19.3.7	Felder „LED rot Status“ und „LED gruen Status“	462
19.3.8	PSL-Verifizierung	462
19.3.8.1	Das Feld „Test Port Status“	462
19.3.8.2	Überwachungsbit-Zellen 1 bis 8	463
19.4	Ausrüstung für die Inbetriebnahme	464
19.4.1	Empfohlene Ausrüstung für die Inbetriebnahme	464
19.4.2	Grundausrüstung für die Inbetriebnahme	464
19.4.3	Empfohlene Prüfausrüstung	465
19.5	Geräteprüfungen	466
19.5.1	Prüfungen bei spannungslosem Schutzgerät	466
19.5.1.1	Sichtprüfung	467
19.5.1.2	Stromwandler-Kurzschlusskontakte	467
19.5.1.3	Isolation	467
19.5.1.4	Externe Verdrahtung	468
19.5.1.5	Überwachungskontakte	468
19.5.1.6	Stromversorgung	468

19.5.2	Pxxx_CI_ProductChecksEnergised	469
19.5.2.1	Überwachungskontakte	469
19.5.2.2	Prüfung der grafischen Bedieneroberfläche	469
19.5.2.3	DATUM UND ZEIT	469
19.5.2.4	LEDs testen	470
19.5.2.5	Prüfung der LEDs „Warnung“ und „Außer Betrieb“	470
19.5.2.6	Prüfung der LED „Auslösung“	470
19.5.2.7	Prüfung der vom Benutzer programmierbaren LEDs	470
19.5.2.8	Prüfung der Opto-Eingänge	471
19.5.2.9	Prüfung der Ausgangsrelais	471
19.5.2.10	RTD Eingänge	471
19.5.2.11	Stromschleifenausgänge	471
19.5.2.12	Stromschleifeneingänge	472
19.5.2.13	Prüfung des seriellen Kommunikationsanschlusses RP1	472
19.5.2.14	Prüfung des seriellen Kommunikationsanschlusses RP2	474
19.5.2.15	Prüfung der Ethernet-Kommunikation	475
19.5.3	Prüfungen mit sekundärer Einspeisung	475
19.5.3.1	Prüfung der Stromeingänge	475
19.5.3.2	Prüfung der Spannungseingänge	476
19.6	Prüfungen der Einstellungen	477
19.6.1	Übertragung der anwendungsspezifischen Einstellungen	477
19.6.1.1	Übertragen der Einstellungen aus einer Einstellungsdatei	477
19.6.1.2	Eingeben von Einstellungen über die Benutzerschnittstelle	477
19.7	Prüfung der IEC 61850 Version 2	479
19.7.1	Verwenden der Prüfmodi für IEC 61850 Version 2	479
19.7.1.1	Verhalten des Schutzgeräts im Prüfmodus	479
19.7.1.2	Verhalten im Abtastwert-Prüfmodus	480
19.7.2	Simuliertes Eingangsverhalten	480
19.7.3	Beispiele der Prüfung	481
19.7.3.1	Prüfverfahren für echte Werte	481
19.7.3.2	Prüfverfahren für simulierte Werte – keine Anlage	482
19.7.3.3	Prüfverfahren für simulierte Werte – mit Anlage	483
19.7.3.4	Kontakttest	484
19.8	Prüfung des Differentialelements	485
19.8.1	Verwendung des Omicron Advanced Module	485
19.9	Prüfung der Schutzfunktionen	489
19.9.1	Umgehung des Blockierungszustands, wenn alle Pole stromlos sind	489
19.9.2	Überstromschutzprüfung	489
19.9.3	Anschließen des Prüfkreises	489
19.9.4	Durchführung der Prüfung	490
19.9.5	Prüfung der Ansprechzeit	490
19.10	Prüfungen unter Last	491
19.10.1	Bestätigung der Stromverbindungen	491
19.10.2	Bestätigung der Spannungsverbindungen	491
19.10.3	Richtungsprüfung unter Last	492
19.11	Abschließende Prüfungen	493

Kapitel 20 Wartung und Fehlerbehebung **494**

20.1	Kapitelübersicht	495
20.2	Wartung	496
20.2.1	Prüfungen im Rahmen der Wartung	496
20.2.1.1	Warnungen	496
20.2.1.2	Opto-Eingänge	496
20.2.1.3	Ausgangsrelais	496
20.2.1.4	Messgenauigkeit	496
20.2.2	Austausch des Geräts	497
20.2.3	Reparatur des Geräts	498

20.2.4	Entfernen des Bedienfelds	499
20.2.5	Austausch von Leiterplatten	500
20.2.5.1	Austausch der Hauptplatine	500
20.2.5.2	Austausch von Kommunikationskarten	501
20.2.5.3	Austausch des Eingangsmoduls	501
20.2.5.4	Austausch der Stromversorgungskarte	502
20.2.5.5	Austausch der E/A-Platinen	503
20.2.6	Neukalibrierung	503
20.2.7	Superkondensator entladen	503
20.2.8	Reinigung des Gerätes	503
20.3	Fehlerbehebung	504
20.3.1	Selbstdiagnosesoftware	504
20.3.2	Fehler beim Einschalten	504
20.3.3	Fehlermeldung oder Fehlercode beim Einschalten	504
20.3.4	Die LED „Außer Betrieb“ leuchtet beim Einschalten	505
20.3.5	Fehlercode während des Betriebs	506
20.3.6	Fehlerhafter Betrieb während des Prüfens	506
20.3.6.1	Ausfall der Ausgangskontakte	506
20.3.6.2	Fehler der Opto-Eingänge	507
20.3.6.3	Falsche Analogsignale	507
20.3.7	PSL-Editor-Fehlerbehebung	507
20.3.7.1	Wiederherstellung eines Schemas	508
20.3.7.2	PSL-Versionskontrolle	508
20.3.8	Reparatur- und Änderungsverfahren	508

Kapitel 21 Technische Daten 510

21.1	Kapitelübersicht	511
21.2	Schnittstellen	512
21.2.1	Grafische Bedienoberfläche	512
21.2.2	Vorderseitiger USB-Anschluss	512
21.2.3	Hinterer serieller Anschluss 1	512
21.2.4	Hinterer serieller Lichtleiteranschluss 1	512
21.2.5	Hinterer serieller Anschluss 2	513
21.2.6	Optional hinterer serieller Anschluss (SK5)	513
21.2.7	IRIG-B (demoduliert)	513
21.2.8	IRIG-B (moduliert)	513
21.2.9	Rückseitiger Ethernet-Anschluss – Kupfer	514
21.2.10	Rückseitiger Ethernet-Anschluss – LWL	514
21.2.10.1	Kenngößen des 100 Base FX-Empfängers	514
21.2.10.2	Kenngößen des 100 Base FX-Senders	515
21.3	Leistung des Transformatordifferentialschutz und Überwachungsfunktionen	516
21.3.1	Transformatordifferentialschutz	516
21.3.2	Anpassungsfaktoren	516
21.3.3	Schaltungsfehlerwarnung	517
21.3.4	Durchgangsfehlerüberwachung	517
21.3.5	THERM ÜBERLAST	517
21.3.6	Transformator und Lebensdauerverlust	517
21.3.7	Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz	517
21.3.8	Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz	518
21.4	Leistung der Stromschutzfunktionen	519
21.4.1	Transientes Übergreifen und Überspringen	519
21.4.2	Dreiphasen-Überstromschutz	519
21.4.2.1	Richtungsparameter für Dreiphasen-Überstrom	519
21.4.3	Spannungsabhängiger Überstromschutz	519
21.4.4	Erdfehlerschutz	520
21.4.4.1	Erdfehler-Richtungsparameter	520

21.4.5	Gegensystem-Überstromschutz	520
21.4.5.1	Richtungsparameter für Gegensystem-Überstrom	520
21.4.6	Leistungsschalterversagerschutz	521
21.5	Leistung der Spannungsschutzfunktionen	522
21.5.1	Unterspannungsschutz (P643/5)	522
21.5.2	Überspannungsschutz	522
21.5.3	Nullüberspannungsschutz (P643/5)	522
21.5.4	Gegensystem-Spannungsschutz	522
21.6	Leistung der Frequenzschutzfunktionen	524
21.6.1	Überfrequenzschutz	524
21.6.2	Unterfrequenzschutz	524
21.6.3	Übererregungsschutz	524
21.7	Leistung der Überwachungs- und Steuerfunktionen	525
21.7.1	Spannungswandlerüberwachung	525
21.7.2	Stromwandlerüberwachung	525
21.7.3	„Pol stromlos“-Schutz	526
21.7.4	PSL Timers	526
21.8	Messung und Aufzeichnung	527
21.8.1	Allgemein	527
21.8.2	Störungsaufzeichnungen	527
21.8.3	Ereignis-, Störungs- und Wartungsaufzeichnungen	527
21.8.4	Widerstandstemperaturfühler	528
21.9	Leistungsgrößen	529
21.9.1	Wechselspannungs-Messeingänge	529
21.9.2	Stromwandlereingänge	529
21.9.3	Spannungswandlereingänge	529
21.9.4	Hilfsspannungsversorgung	530
21.9.5	Nennlast	530
21.9.6	Unterbrechung der Stromversorgung	530
21.9.7	Superkondensator	531
21.10	Eingangs-/Ausgangsanschlüsse	532
21.10.1	Isolierte Digitaleingänge	532
21.10.1.1	Nennwerte der Ansprech- und Rücksetzschwellen	532
21.10.2	Standardmäßige Ausgangskontakte	532
21.10.3	Ausgangskontakte mit hoher Schaltleistung	533
21.10.4	Überwachungskontakte	534
21.11	Mechanische Daten	535
21.11.1	Physikalische Parameter	535
21.11.2	Gehäuseschutz	535
21.11.3	Mechanische Stabilität	535
21.11.4	Festigkeit der Transportverpackung	535
21.12	Typprüfungen	536
21.12.1	Isolation	536
21.12.2	Kriech- und Luftstrecken	536
21.12.3	Hochspannungsfestigkeit (dielektrisch)	536
21.12.4	Prüfung auf Impulsspannungsfestigkeit	536
21.13	Umgebungsbedingungen	538
21.13.1	Umgebungstemperaturbereich	538
21.13.2	Temperaturbeständigkeitsprüfung	538
21.13.3	Luftfeuchtigkeitsbereich	538
21.13.4	Korrosive Umgebungen	538
21.14	Elektromagnetische Verträglichkeit	539
21.14.1	Prüfung auf Hochfrequenzstörungen, 1 MHz Burst	539
21.14.2	Prüfung der gedämpften Schwingung	539
21.14.3	Festigkeit gegen elektrostatische Entladung	539
21.14.4	Anforderungen an elektrische schnelle Störgröße oder Burst	539

21.14.5	Stoßspannungsfestigkeit	539
21.14.6	Prüfung auf Überspannungsfestigkeit	540
21.14.7	Festigkeit gegen abgestrahlte elektromagnetische Energie	540
21.14.8	Störfestigkeit gegen Strahlung von digitalen Kommunikationseinrichtungen	540
21.14.9	Störfestigkeit gegen Strahlung von digitalen Funktelefonen	540
21.14.10	Störfestigkeit gegen leitungsgebundene Störungen, die von Hochfrequenzfeldern induziert werden	541
21.14.11	Störfestigkeit gegen Magnetfelder	541
21.14.12	Leitungsgebundene Emissionen	541
21.14.13	Strahlungsemissionen	541
21.14.14	Netzfrequenz	541

Anhang A	Bestelloptionen	543
-----------------	------------------------	------------

Anhang B	Einstellungen und Signale	545
-----------------	----------------------------------	------------

Anhang C	Schaltpläne	547
-----------------	--------------------	------------

Anhang D	Versionsverlauf	662
-----------------	------------------------	------------

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	8
Logikschaltpläne	11
Konformität	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 MiCOM 5th Generation-Geräte erhalten die Funktionsfähigkeit von Transformatoren durch schnellen Schutz bei Transformatorfehlern. P64-Geräte, die auf einer hoch entwickelten Schutzgeräteplattform bereitgestellt werden, bieten Stromdifferentialschutz, Erdschluss-Differentialschutz, thermischen und Übererregungsschutz sowie Reserveschutz für ungeklärte externe Fehler. Außerdem bieten P64-Geräte zahlreiche Funktionen zur Überwachung des Zustands von Transformatoren, wie beispielsweise Durchgangsfehlerüberwachung, Lebensdauerverlust-Statistiken, RTD- und CLIO-Schutzfunktionen.

Alle Geräte bieten zudem vielfältige weitere Funktionen zur Unterstützung der Stromversorgungsdiagnose und Fehleranalyse.

Das P64 ist mit 40/60/80TE-Gehäuse sowie verschiedenen Eingangs-/Ausgangsoptionen erhältlich.

Zu Modellvarianten zählen Leistungstransformatoren mit zwei und drei Wicklungen und bis zu fünf Sätzen von Dreiphasen-StW-Eingängen. Der Reserve-Überstromschutz kann gerichtet werden, wenn Sie den optionalen Dreiphasen-SpW-Eingang wählen.

Die P64-Baureihe besteht aus drei Modellen: P642, P643 und P645.

- Das P642 bietet acht integrierte StW zur Unterstützung von Dreiphasen-Leistungstransformatoren mit zwei Wicklungen, einen oder zwei Einphasen-Spannungswandler zur Unterstützung der Richtungsbestimmung und spannungsrelevante Funktionen.
- Das P643 bietet zwölf integrierte StW zur Unterstützung von Dreiphasen-Leistungstransformatoren mit drei Wicklungen, einen Einphasen-Spannungswandler und einen optionalen Dreiphasen-Spannungswandler zur Unterstützung der Richtungsbestimmung und spannungsrelevante Funktionen, darunter Unterspannungs-, Überspannungs- und Restüberspannungsschutz.
- Das P645 bietet 18 integrierte StW zur Unterstützung von Dreiphasen-Leistungstransformatoren mit drei Wicklungen und anderen Anwendungen, die fünf Sätze von Dreiphasen-Stromeingängen erfordern, einen Einphasen-Spannungswandler und einen optionalen Dreiphasen-Spannungswandler zur Unterstützung der Richtungsbestimmung und spannungsrelevante Funktionen, darunter Unterspannungs-, Überspannungs- und Restüberspannungsschutz.

Es folgt eine Zusammenfassung der Unterschiede der Modellvarianten:

Merkmal/Variante	P642	P643	P645
Gehäuse	40/60/80TE	60/80TE	60/80TE
Anzahl von Stromwandlereingängen	8 (6 Stab., 2EF)	12 (9 Stab., 3EF)	18 (15 Stab., 3EF)
Anzahl von Spannungswandlereingängen	1 oder 2	1 oder 4	1 oder 4
Anzahl von Stabilisierungseingängen (Dreiphasen-StW-Sätze)	2	3	5
Optisch gekoppelte digitale Eingänge	8 - 32	16 - 48	16 - 48
Standard Relaisausgangskontakte	8 - 32	16 - 32	16 - 32
Funktionstasten	Nein	10	10
Unterspannungs-/Überspannungs-/Restspannungsschutz	Nein	Ja	Ja
Unterfrequenz-/Überfrequenzschutz	Nein	Ja	Ja
Übererregungsschutz	nur einphasig	einphasig und dreiphasig	einphasig und dreiphasig
Programmierbare LEDs	23, dreifarbig	23, dreifarbig	23, dreifarbig

1.3.1 PRODUKTVERSIONEN

Ab Softwareversion 2 ist die Entwicklung der P64-Produktfamilie wie nachstehend gezeigt in zwei Richtungen verlaufen:

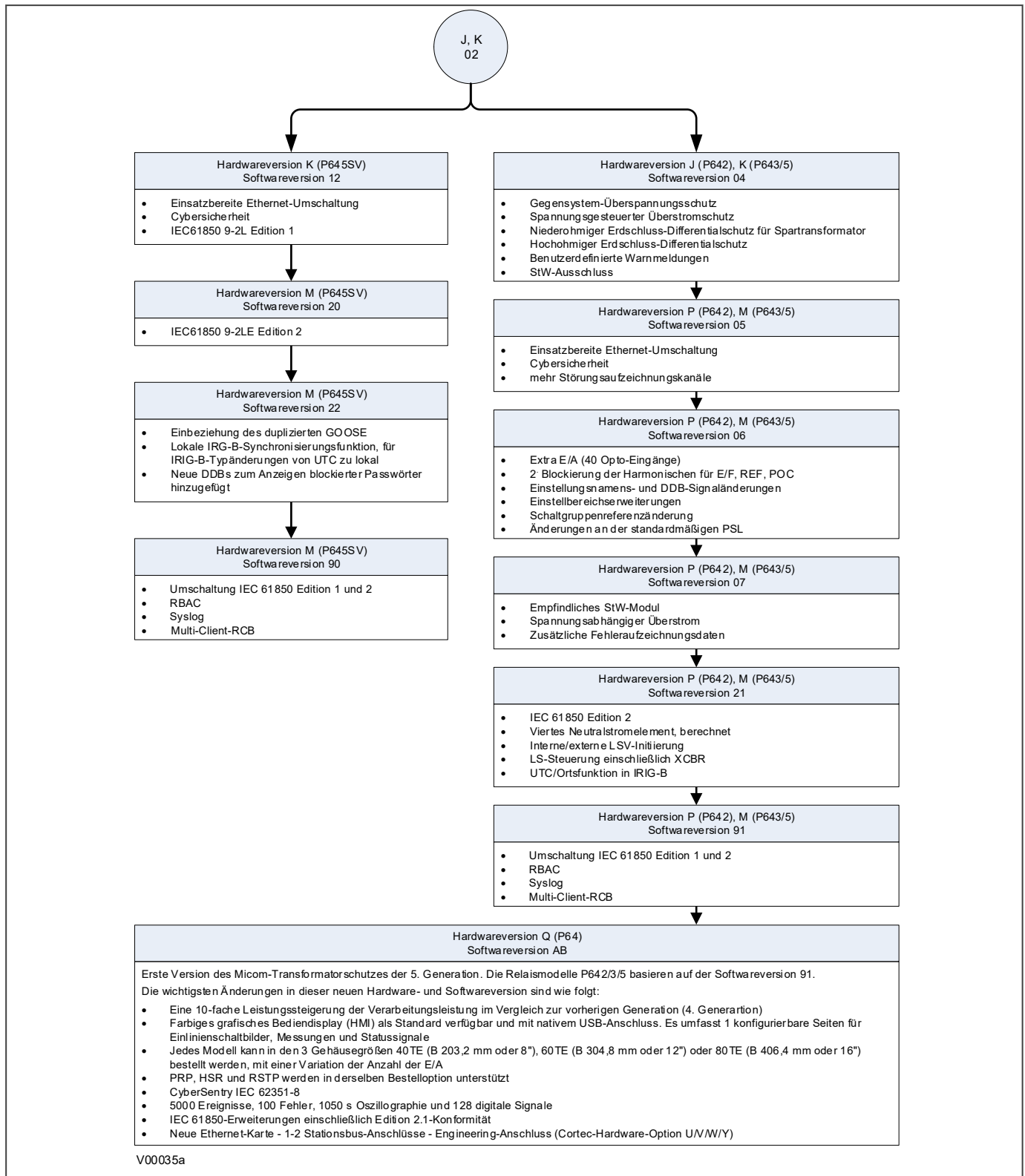


Abbildung 1: P64x-Versionsentwicklung

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.

Das vorliegende technische Handbuch gilt für die Produktversion A<PlatformSoftwareVersion>

1.4 MERKMALE UND FUNKTIONEN

1.4.1 SCHUTZFUNKTIONEN

Die P64-Geräte bieten folgende Schutzfunktionen:

ANSI	IEC 61850	Schutzfunktion	P642	P643	P645
87T	LzdPDIF	Stabilisierter Transformatordifferentialschutz	•	•	•
64	RefPDIF	Niederimpedanz- und Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz	2	3	3
49	ThmPTTR	Thermischer Überlastschutz (drei Stufen)	•	•	•
32	PdpPDOP/PDUP	Gerichtete Phasenleistung (vier Stufen)	•	•	•
24	PVPH	Einphasen- und Dreiphasen-U/f-Übererregungsschutz (vier Stufen)	1	1 (2)	1 (2)
LoL		Lebensdauerverlust	•	•	•
Thru		Durchgangsfehlerüberwachung	•	•	•
RTD	RtfPTTR	RTDs x 10 PT100-Temperatursonden	(•)	(•)	(•)
M-E	PTUC	Stromschleifen-Messwandler-E/A (vier Eingänge/vier Ausgänge)	(•)	(•)	(•)
50	OcpPTOC	Unabhängiger Überstromschutz (vier Stufen pro Wicklung)	•	•	•
50N	EfdPTOC	Unabhängiger Überstromschutz Sternpunkt/Erde (vier Stufen pro Wicklung)	•	•	•
51	OcpPTOC	AMZ-Überstromschutz (zwei Stufen pro Wicklung)	•	•	•
51N	EfdPTOC	AMZ-Überstromschutz Sternpunkt/Erde (zwei Stufen pro Wicklung)	•	•	•
46	NgcPTOC	Gegensystem-Überstromschutz (vier Stufen pro Wicklung)	•	•	•
67	OcpPTOC	Gerichteter Phasenüberstromschutz (vier Stufen pro Wicklung)	•	•	•
67N	EfdPTOC	Gerichteter Erdfehler-Überstromschutz (vier Stufen pro Wicklung)	•	•	•
LS-Versagersch.	RBRF	Leistungsschaltversagerschutz (zwei Stufen pro Wicklung)	2	3	5
27	VtpPhsPTUV	Unterspannungsschutz (zwei Stufen)		(•)	(•)
59	VtpPhsPTOV	Überspannungsschutz (zwei Stufen)		(•)	(•)
59N	VtpResPTOV	Restüberspannungsschutz (zwei Stufen)		(•)	(•)
47	NgvPTOV	Gegensystem-Überspannungsschutz (eine Stufe)	(•)	(•)	(•)
81U	FrqPTUF	Unterfrequenzschutz (vier Stufen)		(•)	(•)
81O	FrqPTOF	Überfrequenzschutz (zwei Stufen)		(•)	(•)

Hinweis:

Wenn ein Begriff in Klammern steht, handelt es sich um eine Bestelloption.

1.4.2 STEUERFUNKTIONEN

Funktion	IEC 61850	ANSI
Überwachungskontakte		

Funktion	IEC 61850	ANSI
Nur-Lesen-Modus		
NERC-konforme Cybersicherheit		
Funktionstasten (bis zu zehn)	FnkGGIO	
Programmierbare LEDs (bis zu 23)	LedGGIO	
Programmierbare Hotkeys (zwei)		
Programmierbare Zuordnung von digitalen Ein- und Ausgängen		
Vollständig anpassbare Menütex te		
Leistungsschaltersteuerung, Status- und Zustandsüberwachung	XCBR	52
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)		

1.4.3 MESSFUNKTIONEN

Messfunktion	IEC 61850	ANSI
Messung aller Momentanwerte und integrierten Werte (Der exakte Messbereich ist vom Gerätemodell abhängig.)		MET
Störschreiber zur Wellenformerfassung - Spezifikation in Abtastungen pro Zyklus	RDRE	DFR
Störungsaufzeichnungen		
Wartungsaufzeichnungen		
Ereignisaufzeichnungen/Ereignisprotokollierung		Ereignisaufzeichnungen
Zeitstempelung der Opto-Eingänge	Ja	Ja

1.4.4 KOMMUNIKATIONSFUNKTIONEN

Das Gerät bietet folgende Kommunikationsfunktionen:

Funktion	ANSI
NERC-konforme Cybersicherheit	
Vorderseitiger USB-Kommunikationsanschluss für die Konfiguration	
Rückseitiger serieller RS485-Kommunikationsanschluss für die SCADA-Steuerung--Courier/DNP 3.0/IEC 60870-5-103-Protokoll, das in den Einstellungen auswählbar ist	16S
Rückseitiger serieller LWL-Kommunikationsanschlüsse für die SCADA-Steuerung (optional) – Courier/DNP 3.0/IEC 60870-5-103-Protokoll, das in den Einstellungen auswählbar ist	16S
Ethernet-Kommunikation (optional)--IEC 61850	16E
Redundante Ethernet-Kommunikation (optional)--IEC 61850	16E
Rückseitiger Ethernet-Serviceanschluss für die Konfiguration	16E
SNMP	16E

Funktion	ANSI
Modulierte oder unmodulierte IRIG-B-Zeitsynchronisierung (optional)	CLK
IEEE 1588 PTP	

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.

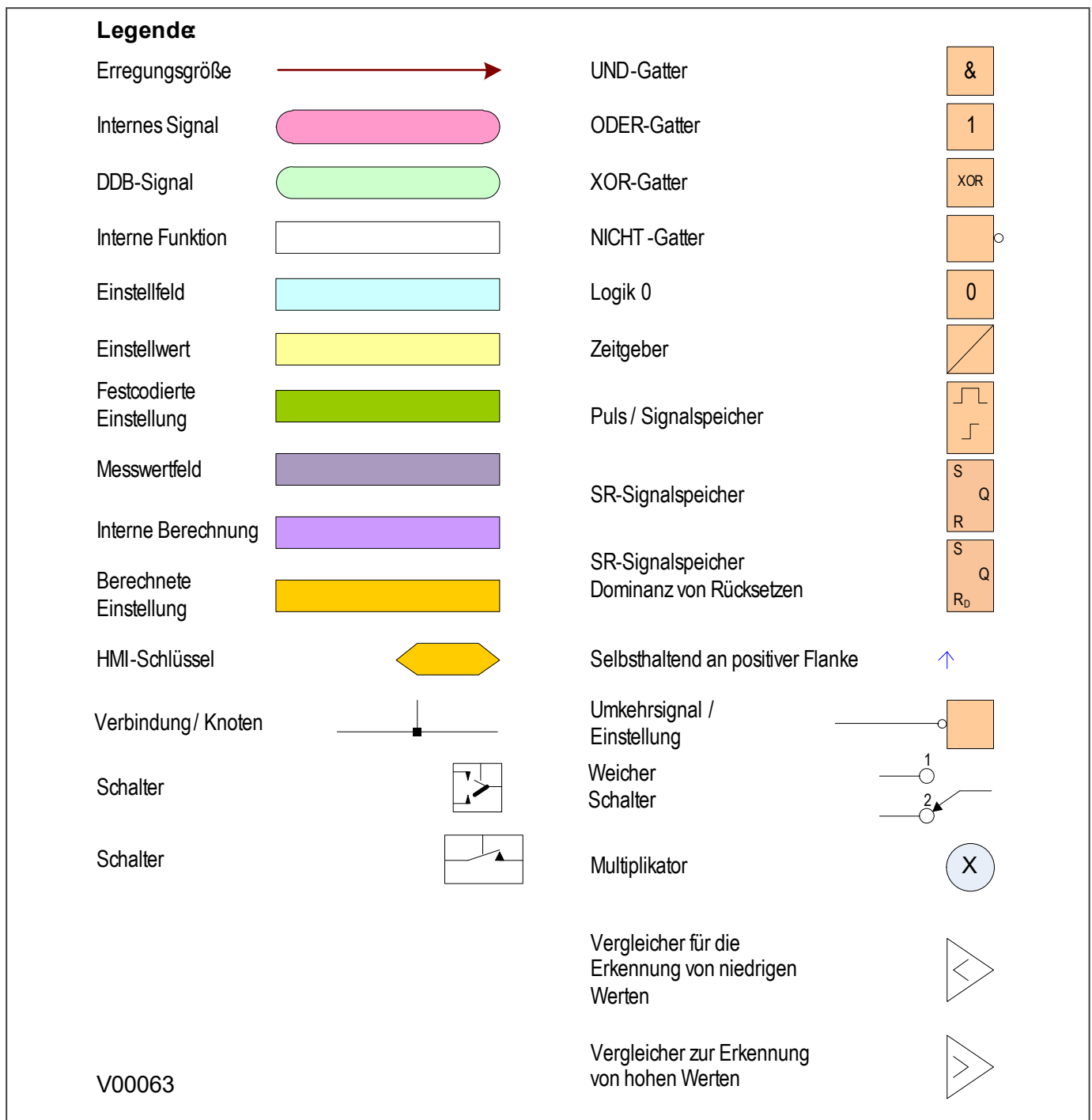


Abbildung 2: Legende für Logikschaltpläne

1.6 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.

1.7 FUNKTIONSÜBERSICHT

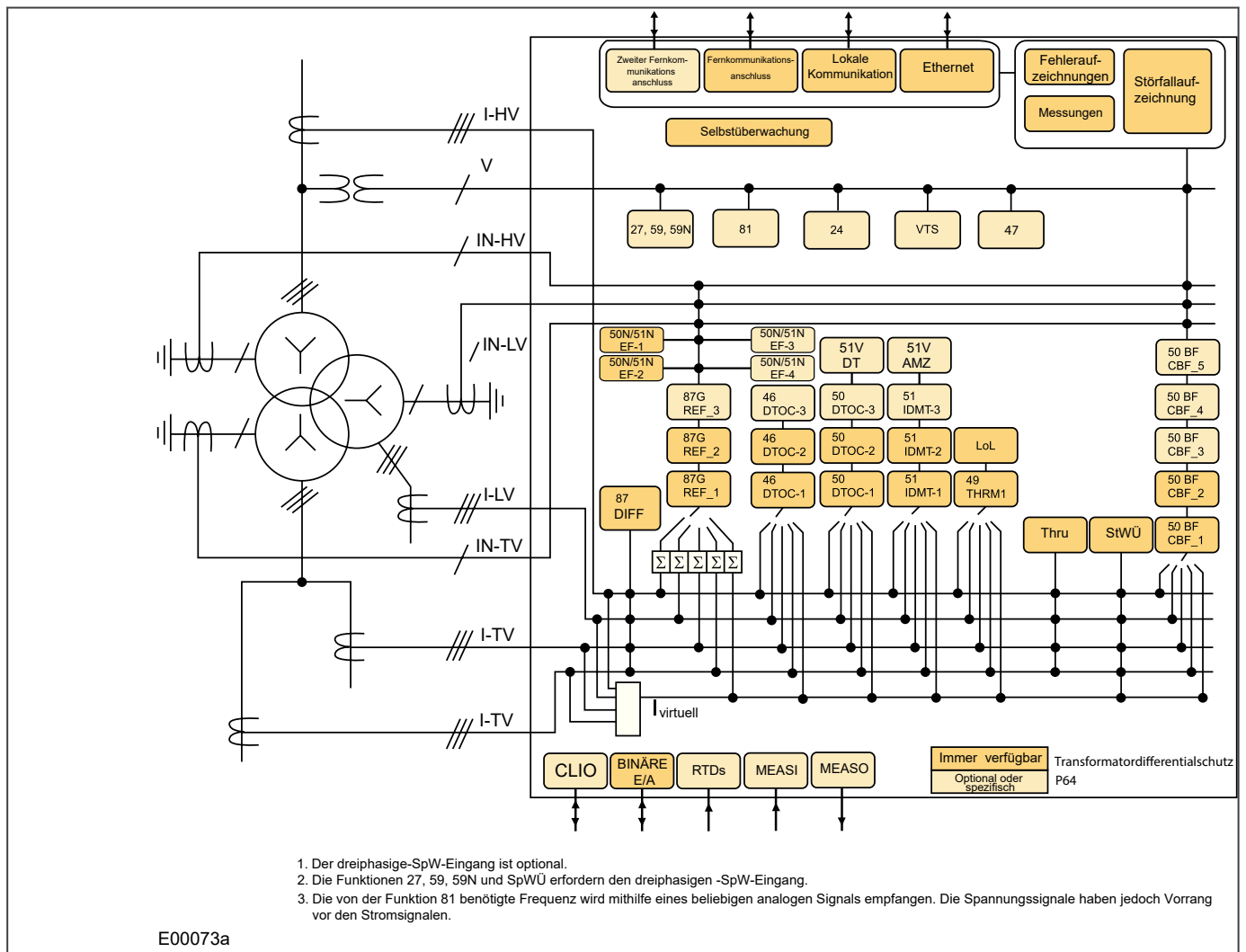


Abbildung 3: Funktionsübersicht

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	16
Gesundheit und Arbeitsschutz	17
Symbole	18
Installation, Inbetriebnahme und Wartung	19
Außerbetriebsetzung und Entsorgung	26
Regulatorische Konformität	27

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 spannungsführende 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 des 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 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.



2.6.4 UKCA-KONFORMITÄT

Konformität mit der für das Vereinigte Königreich geltenden Richtlinie zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) und Sicherheit wird anhand einer Datei mit technischen Angaben nachgewiesen.



2.6.5 EMV-KONFORMITÄT: BESTIMMUNGEN ZUR ELEKTROMAGNETISCHEN VERTRÄGLICHKEIT 2016

In der produktspezifischen Konformitätserklärung (DoC) ist die relevante harmonisierte Norm bzw. sind die relevanten harmonisierten Normen oder eine Konformitätsbeurteilung zum Nachweis der Konformität mit der Richtlinie zur elektromagnetischen Verträglichkeit aufgeführt.

2.6.6 SICHERHEITSKONFORMITÄT: BESTIMMUNGEN (ZUR SICHERHEIT) FÜR ELEKTROAUSRÜSTUNG 2016

In der produktspezifischen Konformitätserklärung (DoC) ist die relevante harmonisierte Norm bzw. sind die relevanten harmonisierten Normen oder eine Konformitätsbeurteilung zum Nachweis der Konformität mit den Sicherheitsbestimmungen aufgeführt. Sicherheitsrelevante Informationen, wie z. B. die Überspannungskategorie I für Installationen, der Verschmutzungsgrad und Betriebstemperaturbereiche sind im Abschnitt „Technische Daten“ der relevanten Produktdokumentation und/oder auf dem Produktschild angegeben.

Wenn nicht anders im Abschnitt „Technische Daten“ der relevanten Produktdokumentation angegeben, ist die Ausrüstung nur für den Einsatz im Innenbereich vorgesehen. Wenn ein Einsatz der Ausrüstung im Außenbereich erforderlich ist, muss die Ausrüstung in einem speziellen Schrank oder Gehäuse installiert werden, um sie angemessen vor den erwarteten Außenbedingungen zu schützen.

2.6.7 KONFORMITÄT FÜR MAROKKO

Konformität mit der für Marokko geltenden Richtlinie zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) und Sicherheit wird anhand einer Datei mit technischen Angaben nachgewiesen.



2.6.8 EMV-KONFORMITÄT: NR. 2574-14 VON RAMADAN 1436

In der produktspezifischen Konformitätserklärung (DoC) ist die relevante harmonisierte Norm bzw. sind die relevanten harmonisierten Normen oder eine Konformitätsbeurteilung zum Nachweis der Konformität mit der Richtlinie zur elektromagnetischen Verträglichkeit aufgeführt.

2.6.9 SICHERHEITSKONFORMITÄT: NR. 2573-14 VON RAMADAN 1436

In der produktspezifischen Konformitätserklärung (DoC) ist die relevante harmonisierte Norm bzw. sind die relevanten harmonisierten Normen oder eine Konformitätsbeurteilung zum Nachweis der Konformität mit der Sicherheitsrichtlinie aufgeführt. Sicherheitsrelevante Informationen, wie z. B. die Überspannungskategorie I für Installationen, der Verschmutzungsgrad und Betriebstemperaturbereiche sind im Abschnitt „Technische Daten“ der relevanten Produktdokumentation und/oder auf dem Produktschild angegeben.

Wenn nicht anders im Abschnitt „Technische Daten“ der relevanten Produktdokumentation angegeben, ist die Ausrüstung nur für den Einsatz im Innenbereich vorgesehen. Wenn ein Einsatz der Ausrüstung im Außenbereich erforderlich ist, muss die Ausrüstung in einem speziellen Schrank oder Gehäuse installiert werden, um sie angemessen vor den erwarteten Außenbedingungen zu schützen.

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	32
Bedienfeld	34
Rückseite	38
Platinen und Module	41

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.

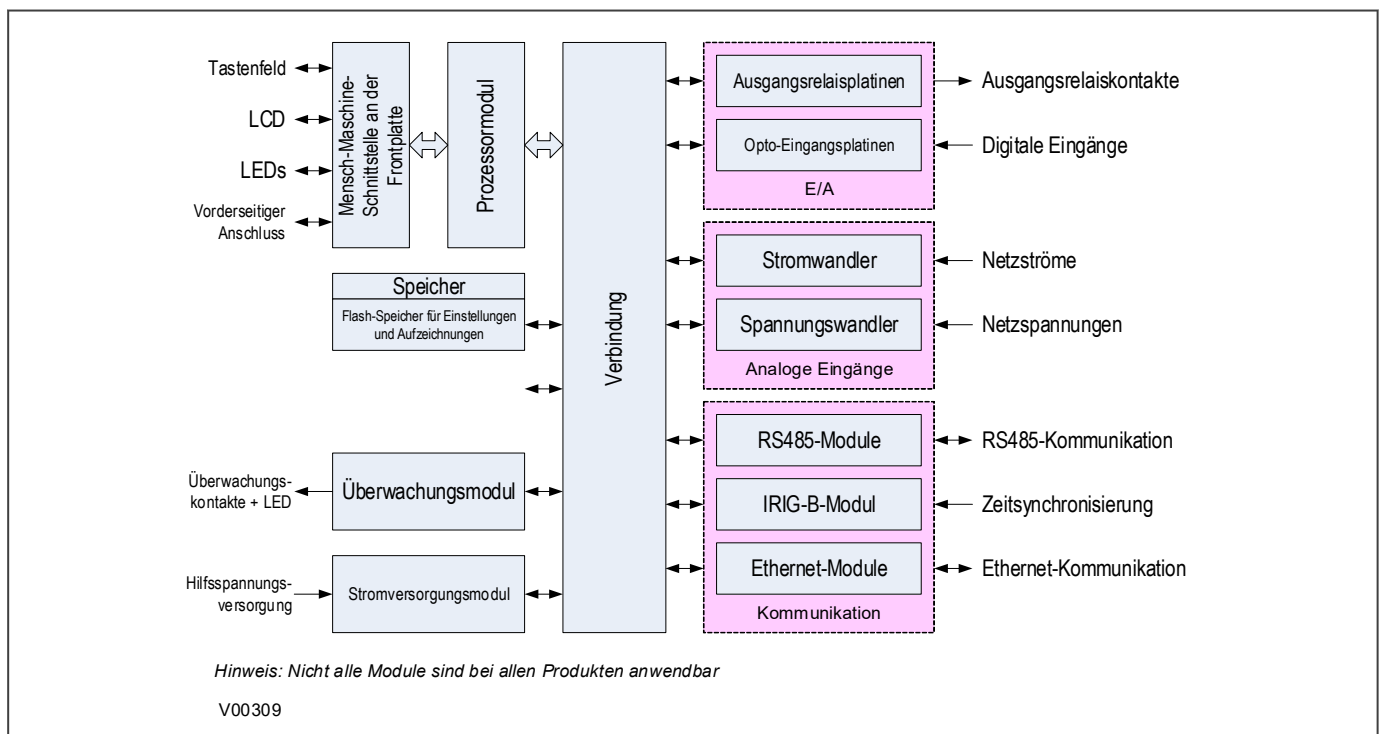


Abbildung 4: Hardwarearchitektur

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.

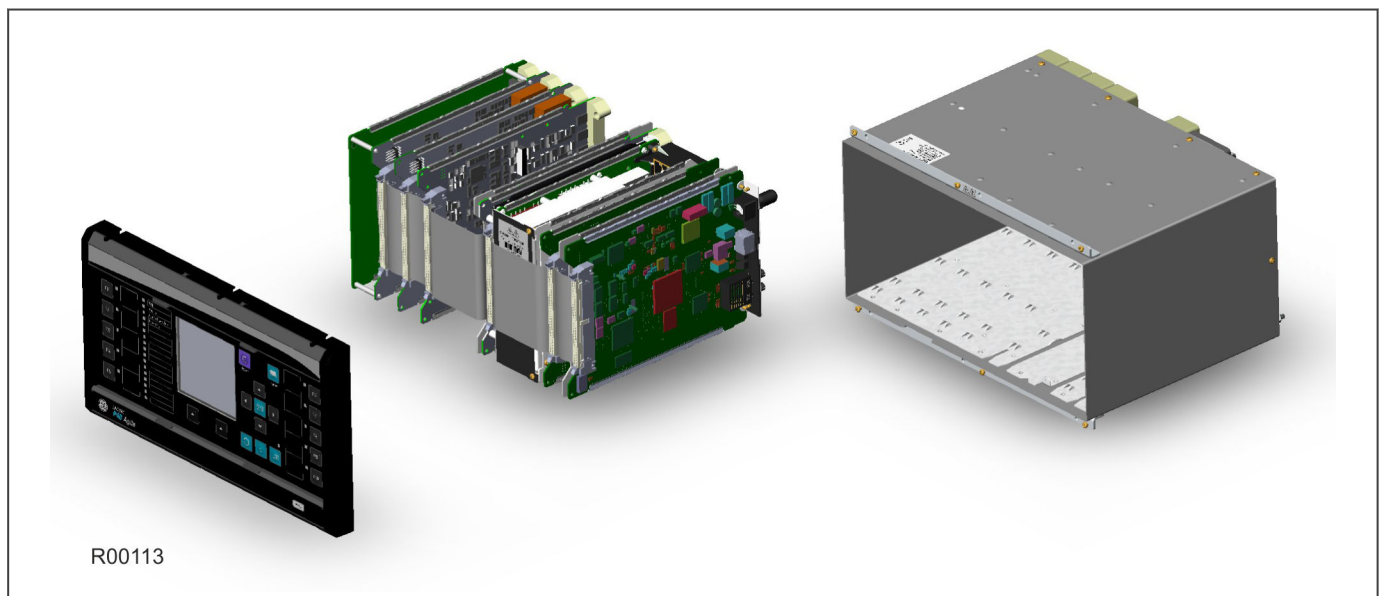


Abbildung 5: Explosionsdarstellung des Schutzgeräts

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 modulierte IRIG-B-Ablaufsteuerungssignal
LWL-Karte und IRIG-B	Schnittstellenkarte für faserbasierte RS485-Verbindung und IRIG-B (moduliert)
Ausgangsrelaiskarte mit hoher Schaltleistung	Ausgangsrelaiskarte mit Relais, die eine hohe Schaltleistung haben
Einzel Ethernet, Universal-IRIG-B, IEEE1588, Wartungsanschluss	Einzelner LC-Duplex-Ethernet-Anschluss mit Universal-IRIG-B und IEEE1588 und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss
Redundantes Ethernet RSTP, PRP, HSR und Failover-Anschlüsse, serieller Faseranschluss, Universal-IRIG-B	Zwei redundante LC-Duplex-Ethernet-Anschlüsse mit RSTP, PRP, HSR und Failover (zwei LWL-Paare), IEC 60870-5-103-konforme serielle Faser-ST-Anschlüsse mit integriertem Universal-IRIG-B, IEEE 1588 und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss
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, IEEE 1588 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 Kupferleiterpaare), mit integriertem Universal-IRIG-B, IEEE 1588 und einem RJ45-Wartungs-/Serviceanschluss
Ausgangsrelaiskarte	Standardmäßige Ausgangsrelaiskarte
RTD-Karte	Enthält zehn Widerstandstemperaturfühlereingänge (RTD-Eingänge)
CLIO-Karte	Enthält vier Stromschleifeneingänge und vier Stromschleifenausgänge

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 6: 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 Dünnschichttransistor (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.

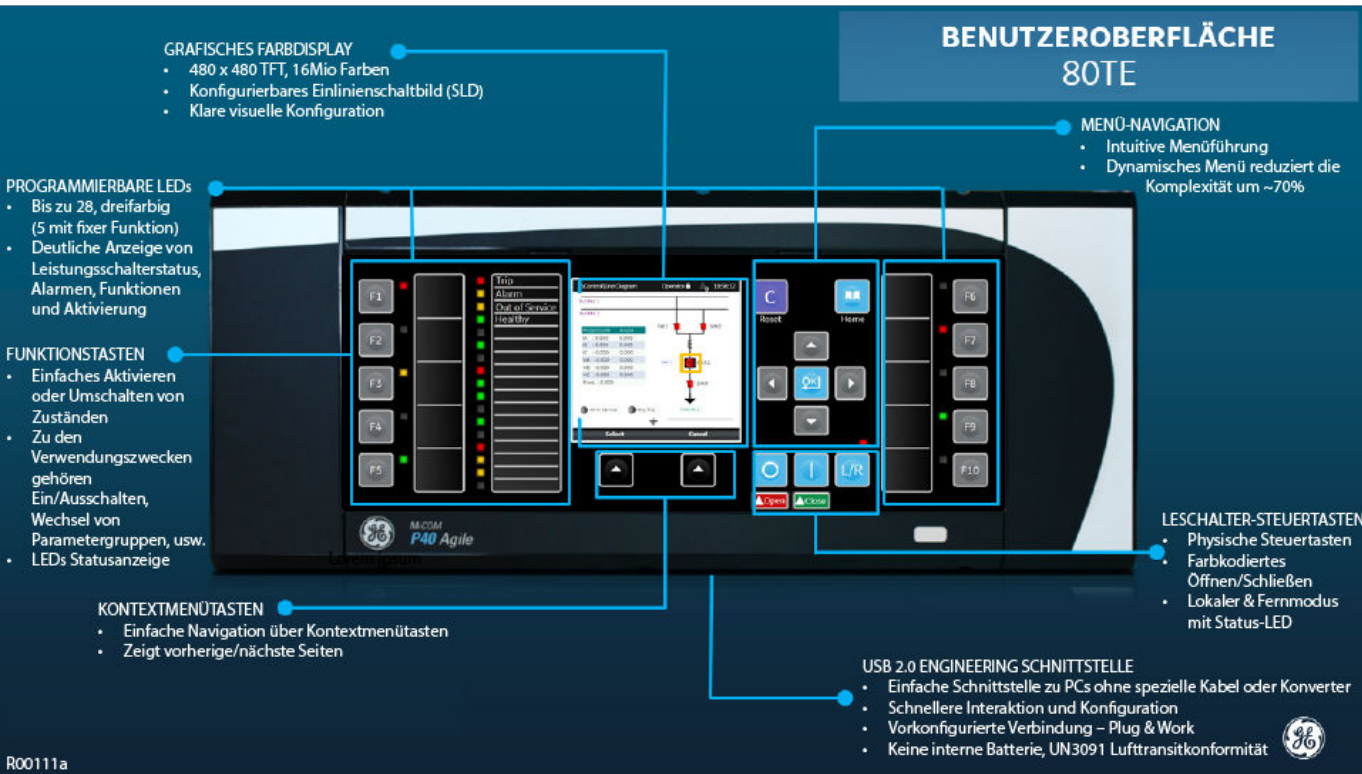
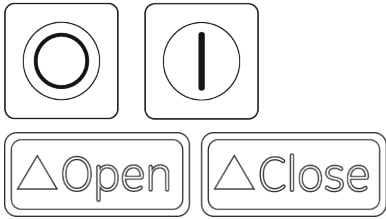


Abbildung 7: Bedienfeld

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.

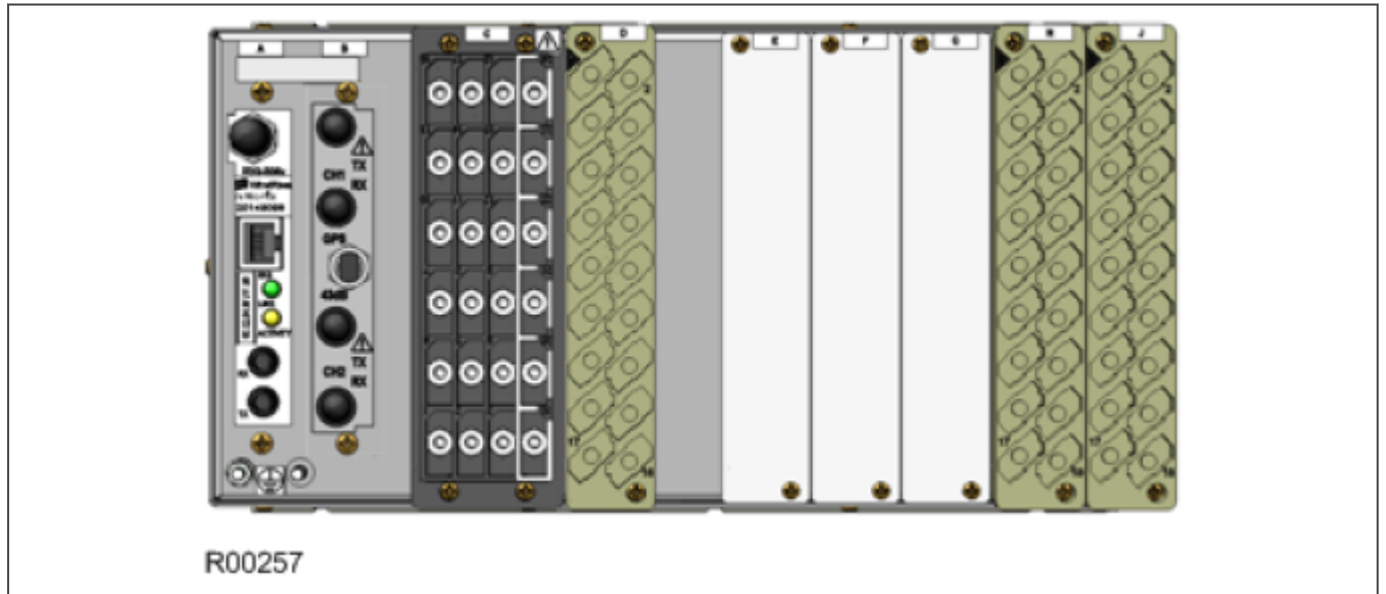


Abbildung 8: Rückseite eines bestückten Gehäuses

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

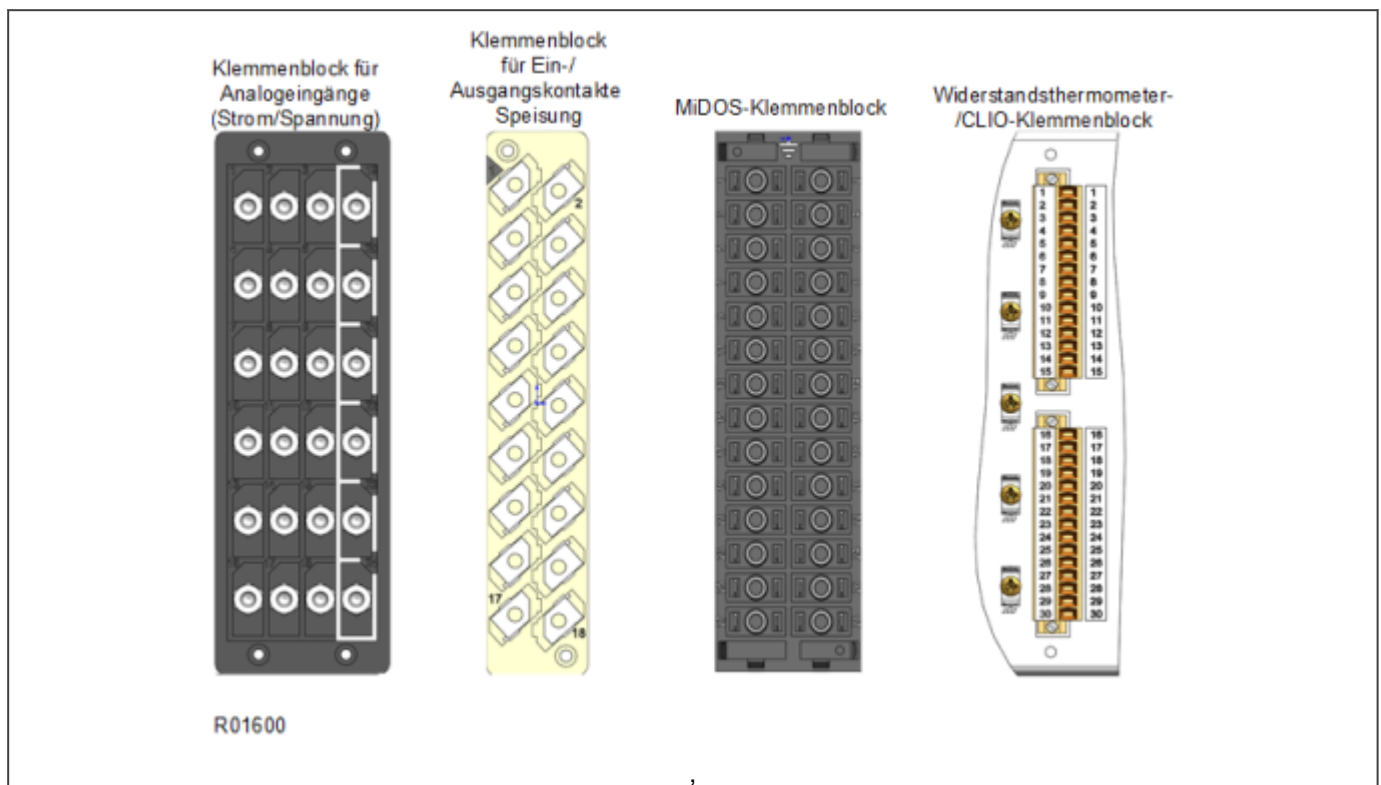


Abbildung 9: Klemmenblocktypen

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.

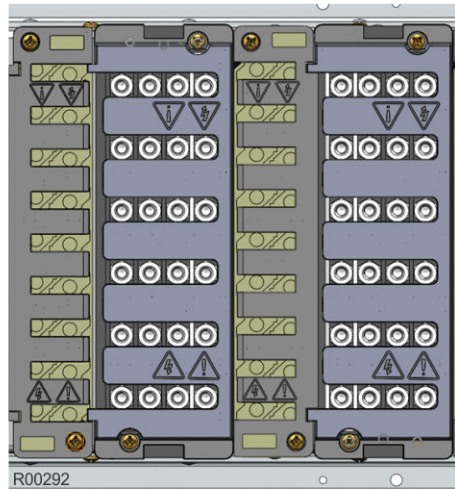


Abbildung 10: Beispiel: angebrachte IP2x-Schutzabdeckungen (Verkabelung aus Gründen der Klarheit weggelassen)

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)

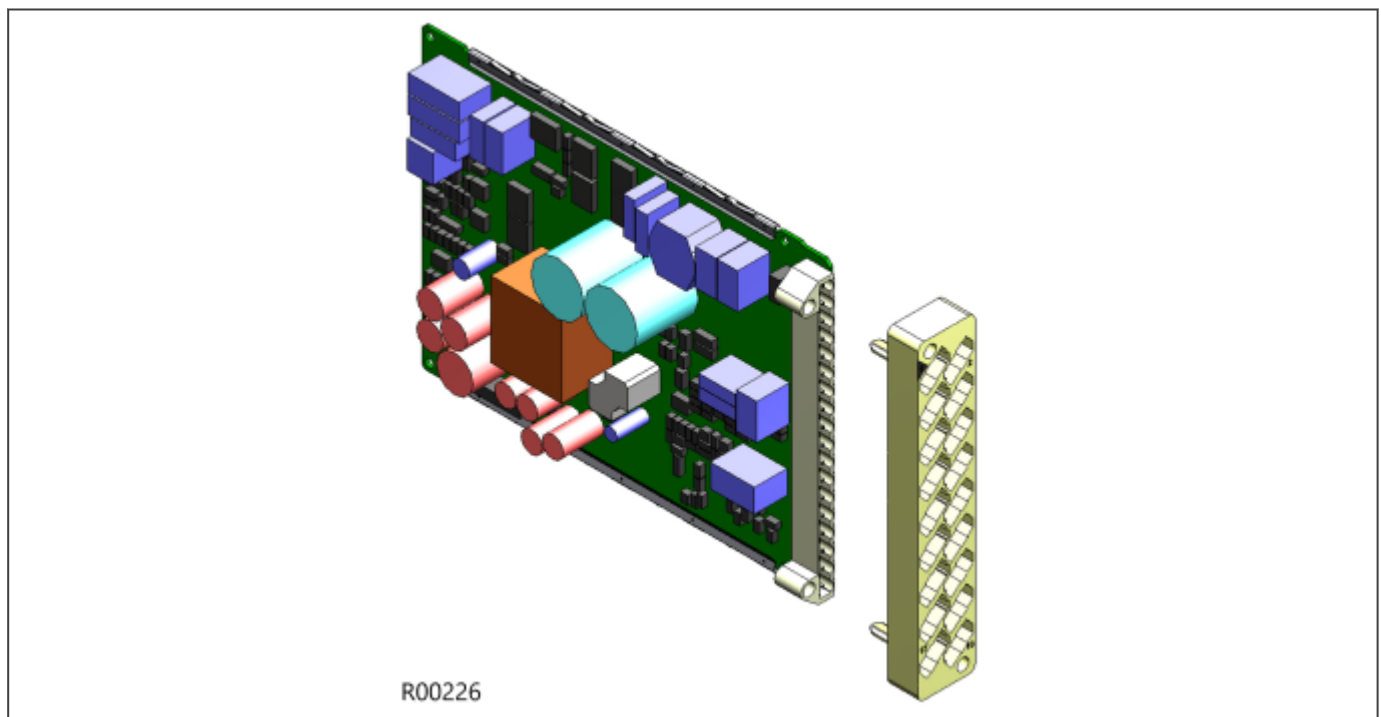


Abbildung 11: Rückseitige Verbindung mit dem Klemmenblock

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) Wandlerplatten, in denen die Spannungs- und Stromwandler enthalten sind
 - Einer oder mehreren Eingangsplatten
 - 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

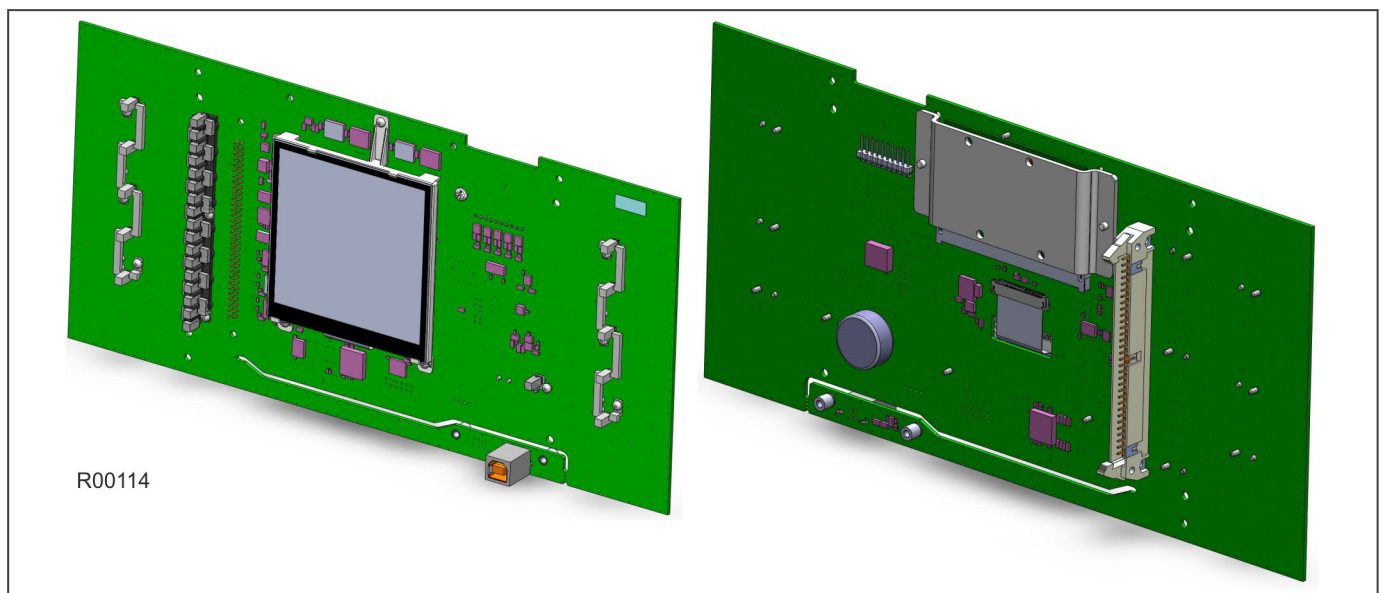


Abbildung 12: Hauptprozessorkarte

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

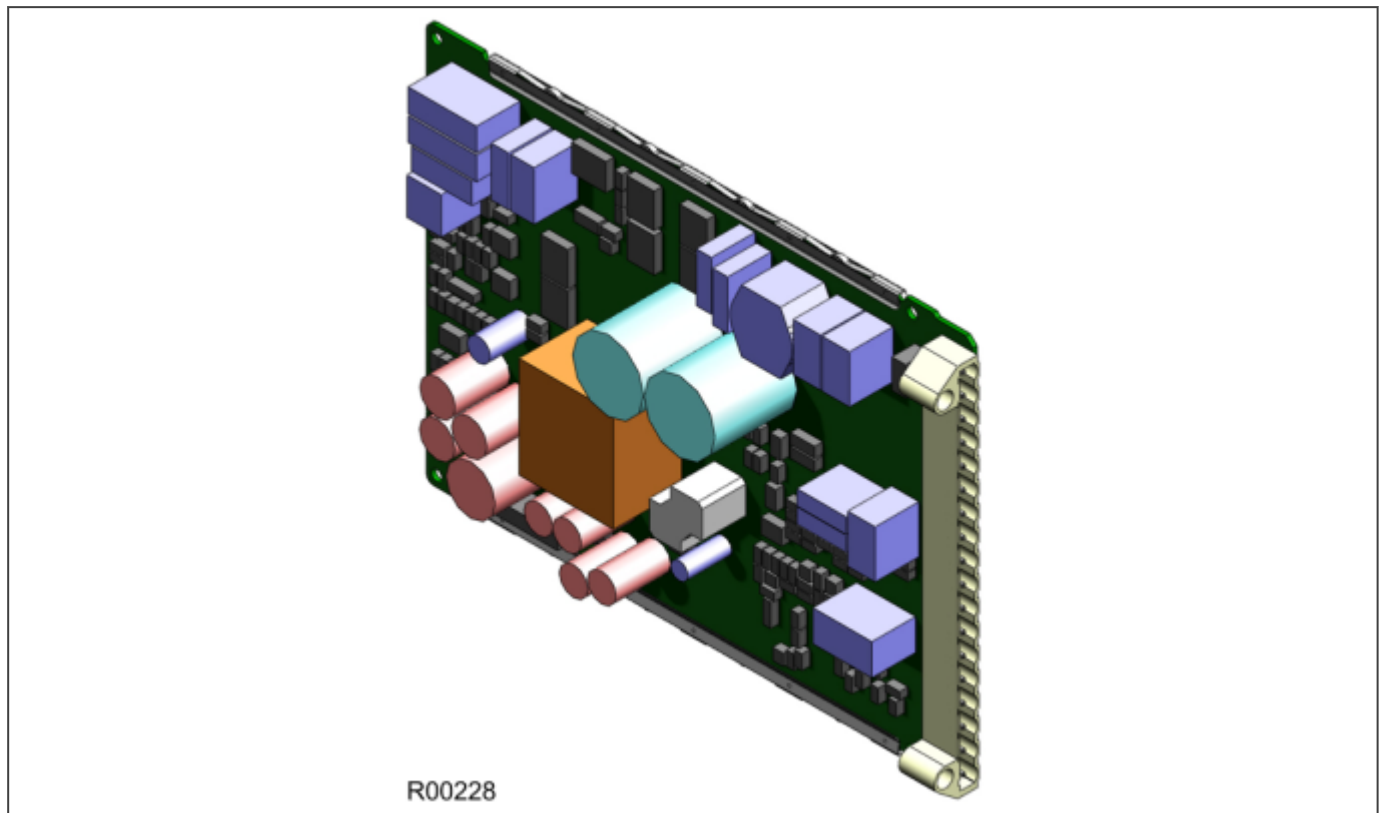


Abbildung 13: Stromversorgungsplatine

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).

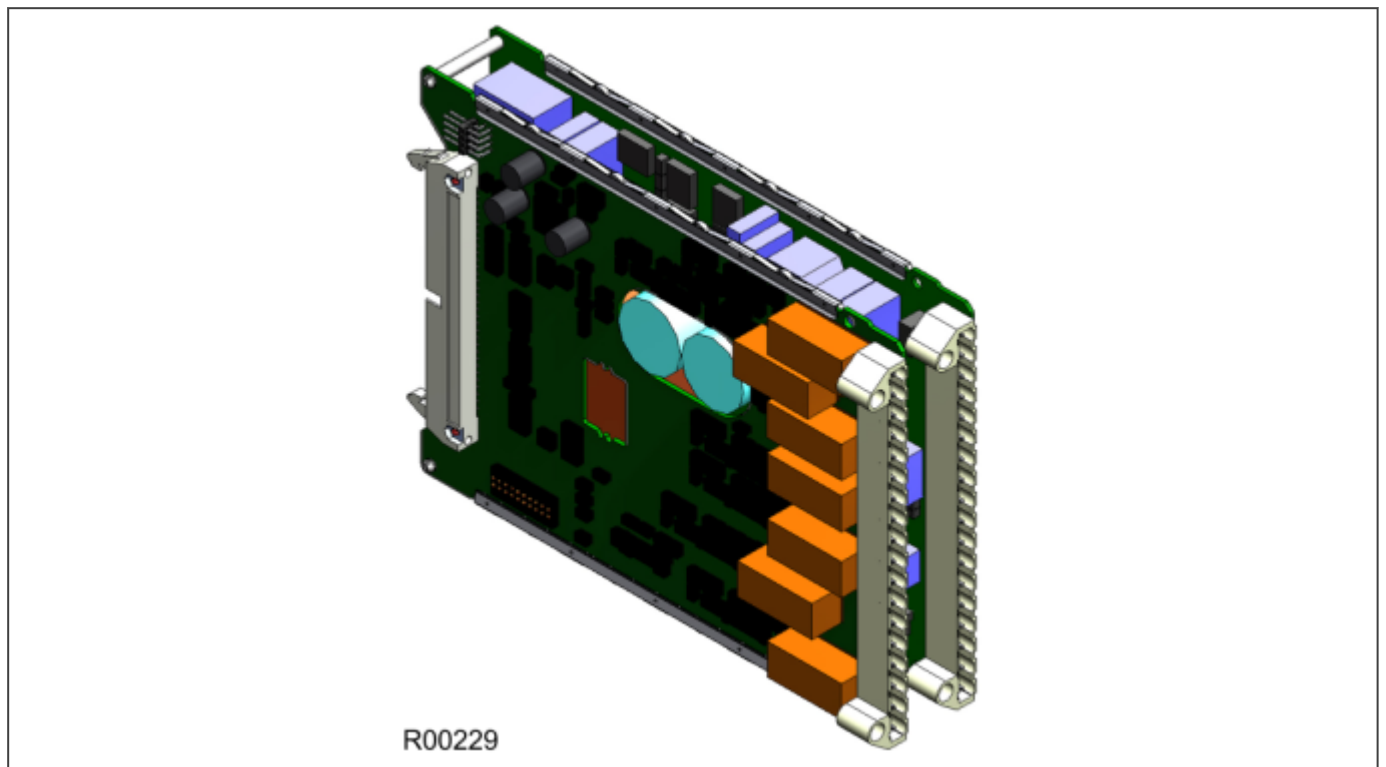


Abbildung 14: Stromversorgungsbaugruppe

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).

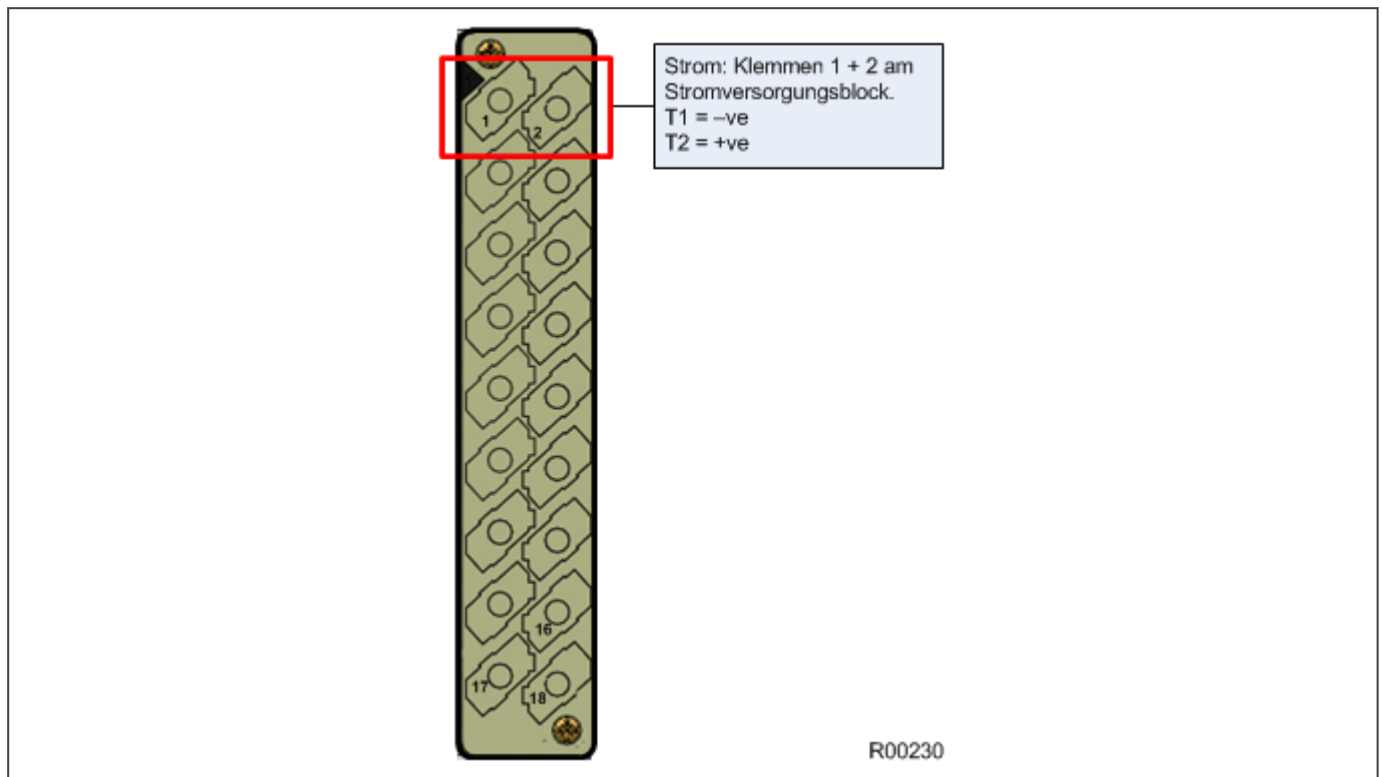


Abbildung 15: Stromversorgungsklemmen

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.

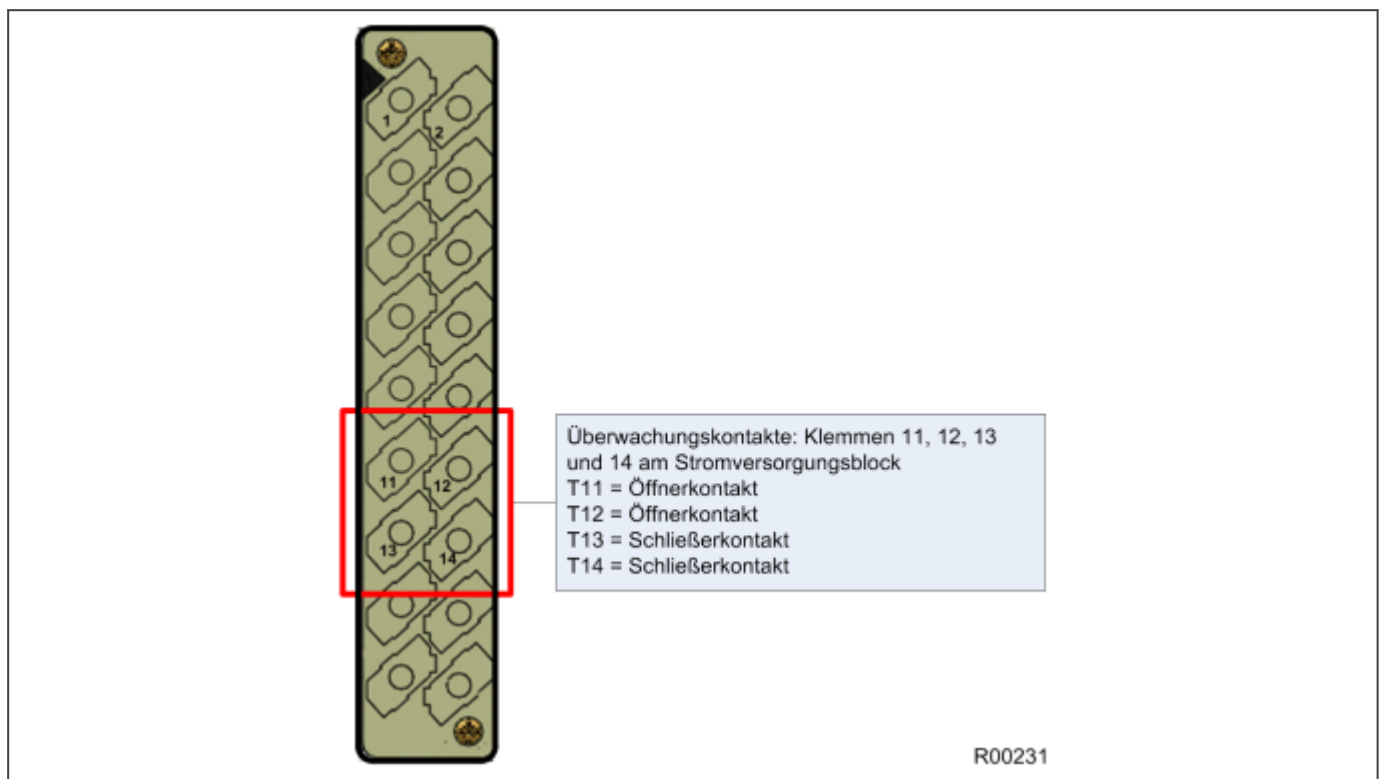


Abbildung 16: Überwachungskontaktanschlüsse

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

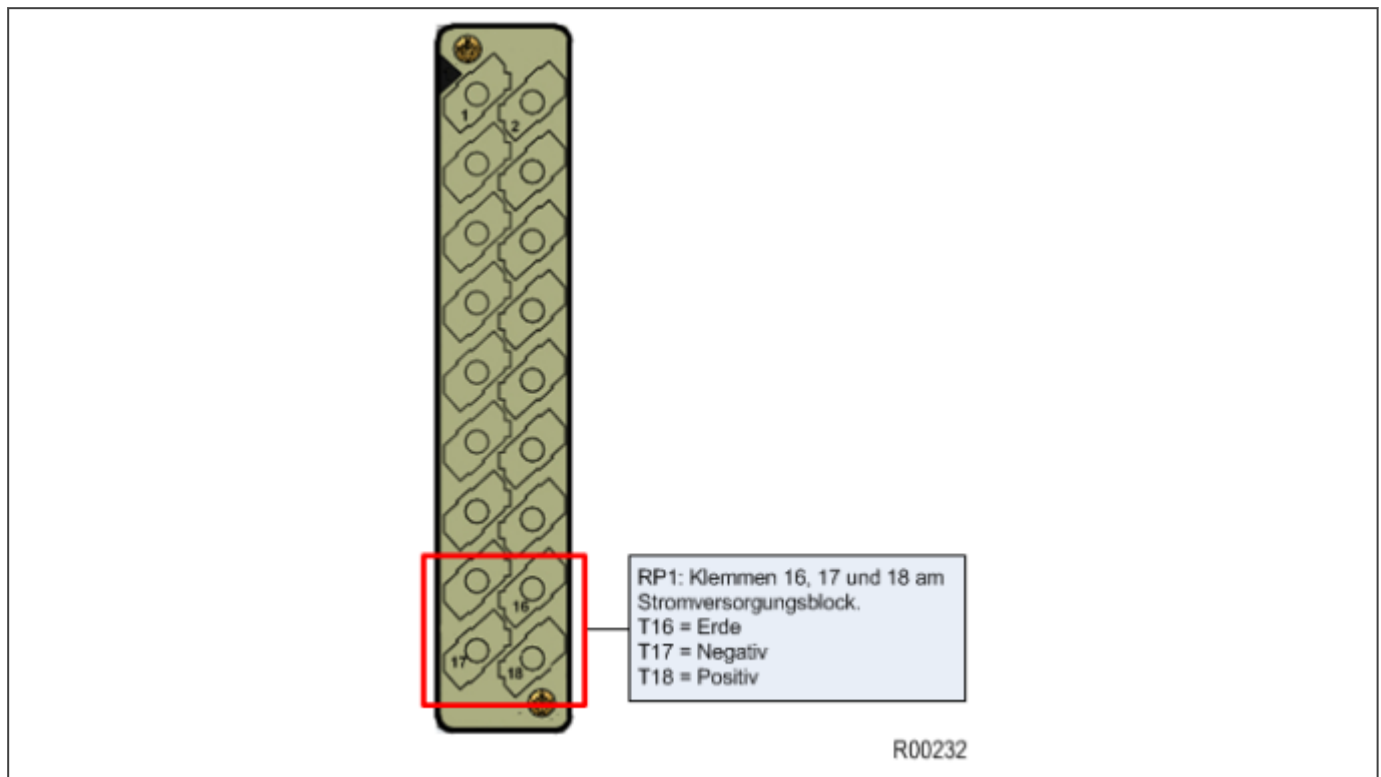


Abbildung 17: Rückseitige serielle Anschlüsse

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

3.6.5 EINGANGSMODUL – EINE WANDLERPLATINE

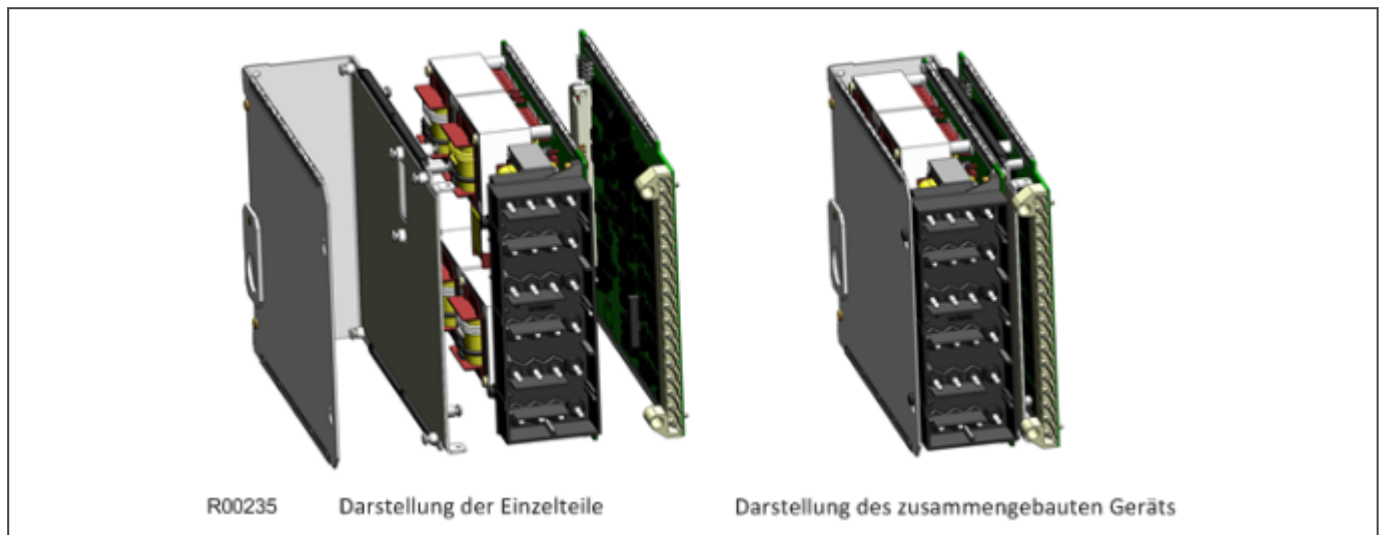


Abbildung 18: Eingangsmodul – eine Wandlerplatine

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

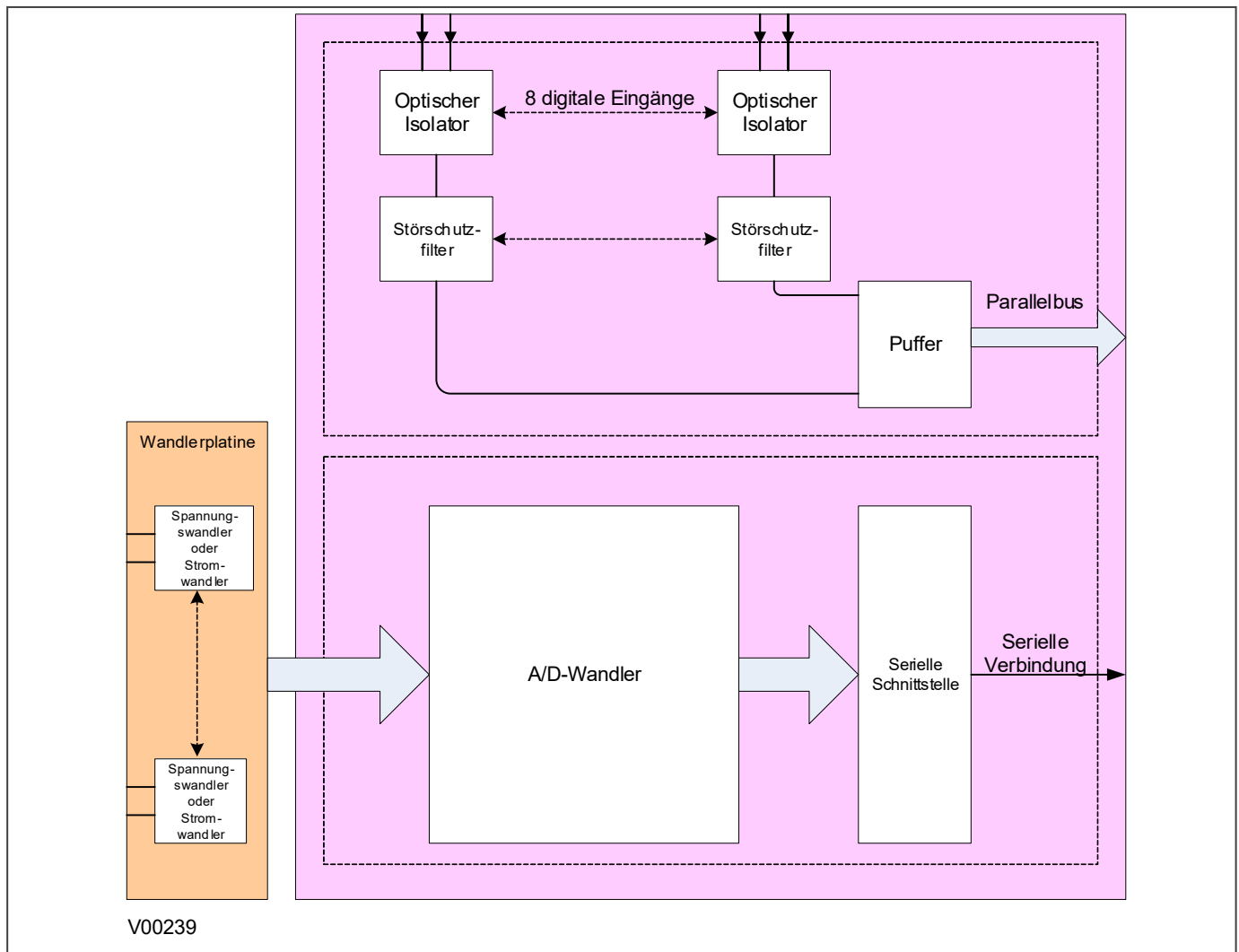


Abbildung 19: Schematische Darstellung des Eingangsmoduls

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 $\frac{1}{2}$ -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 $\frac{1}{2}$ -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 verdrehten 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

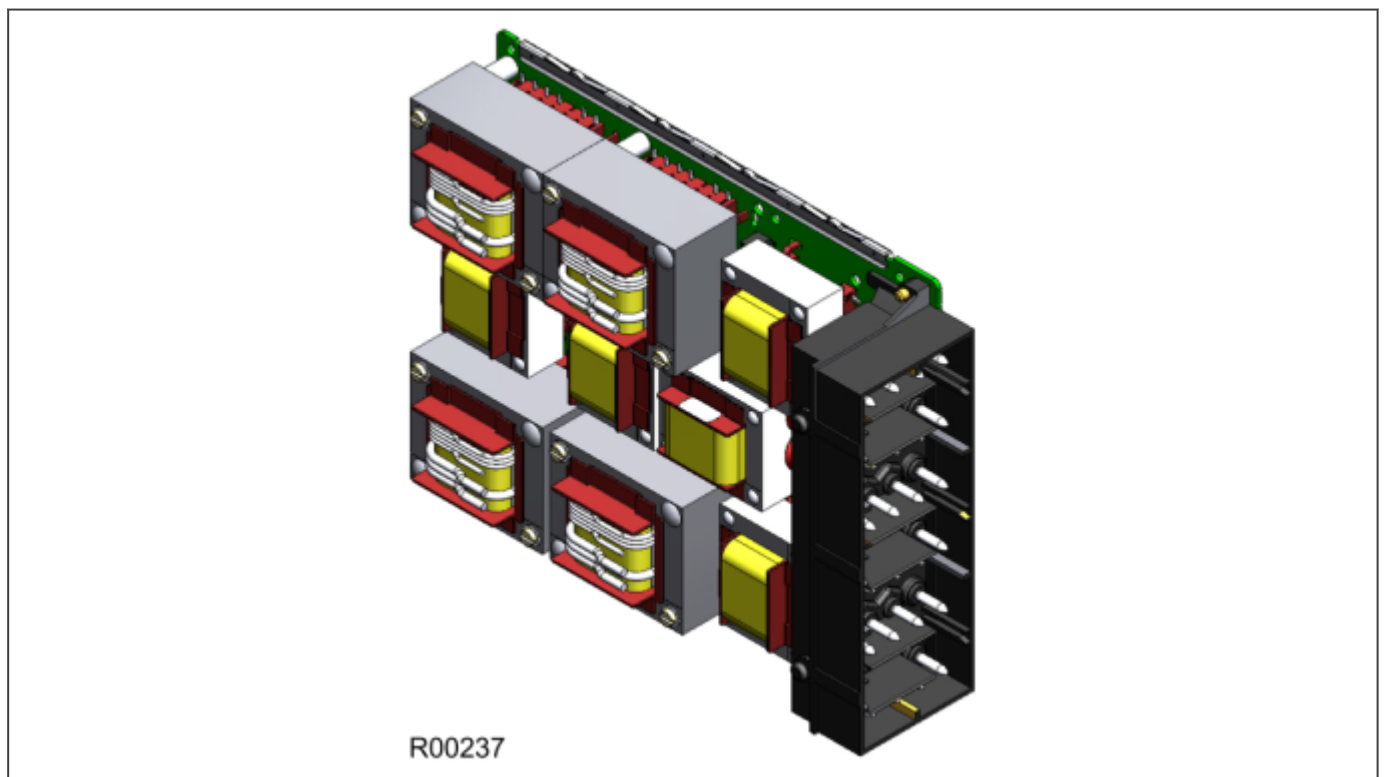


Abbildung 20: Wandlerplatine

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

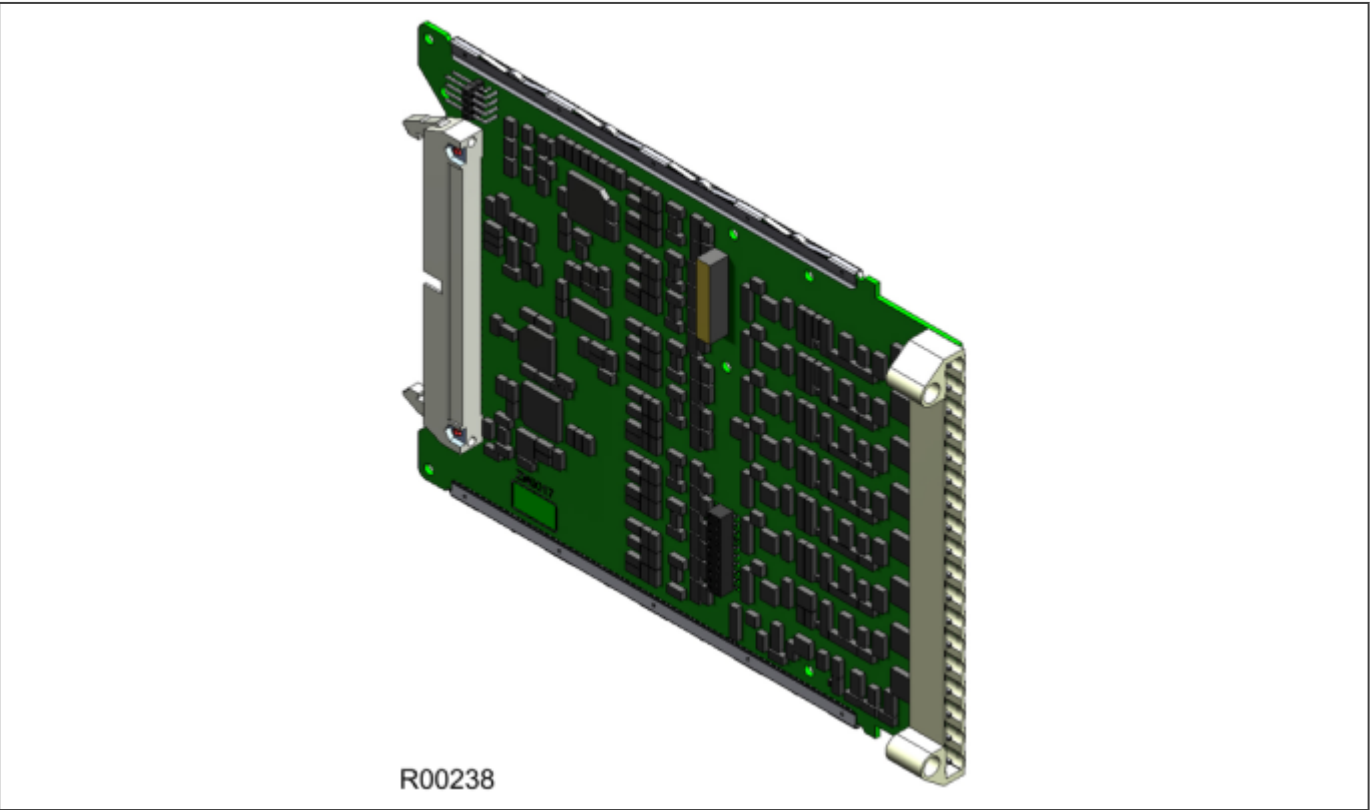


Abbildung 21: Eingangskarte

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

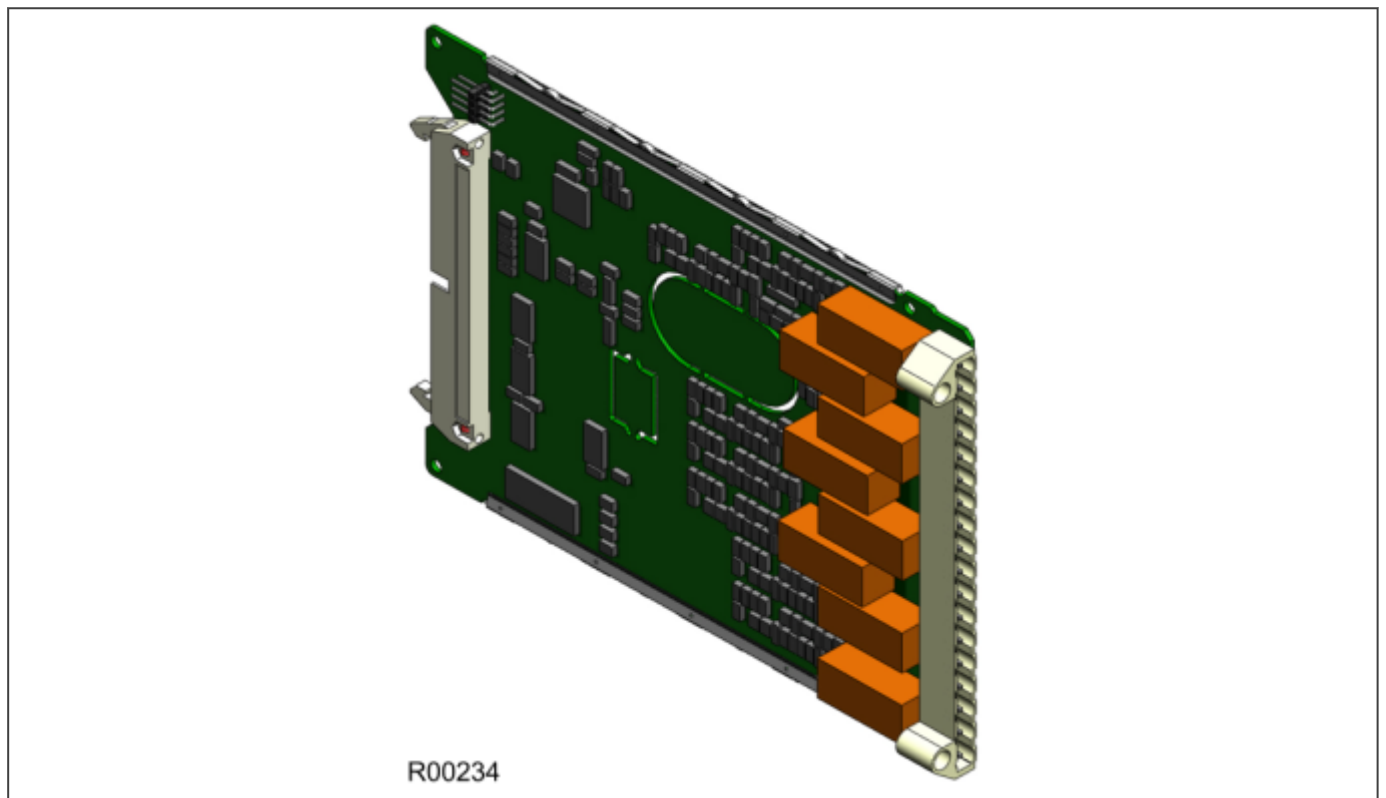


Abbildung 22: standardmäßige Relaisausgangskarte – acht Kontakte

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

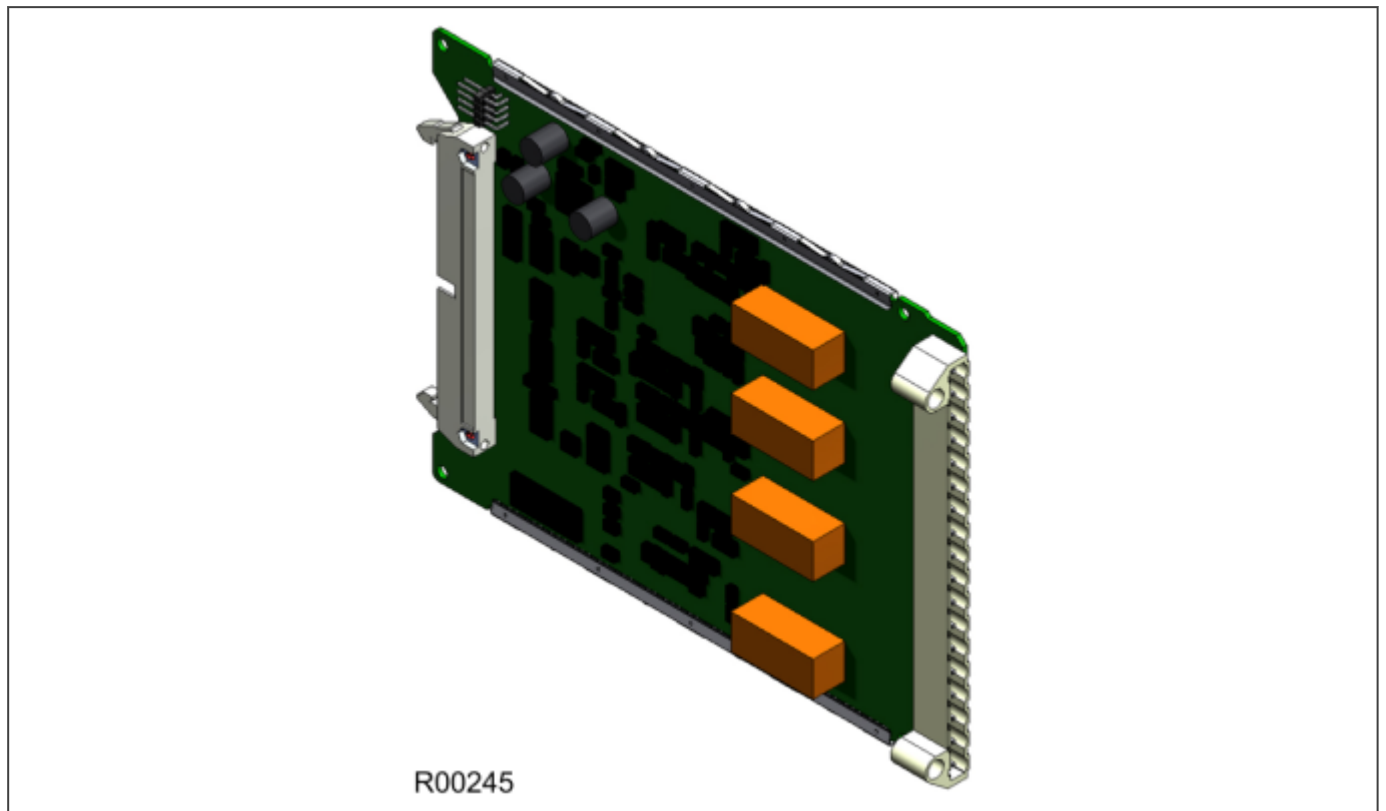


Abbildung 23: Relaisausgangskarte mit hoher Schaltleistung

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.

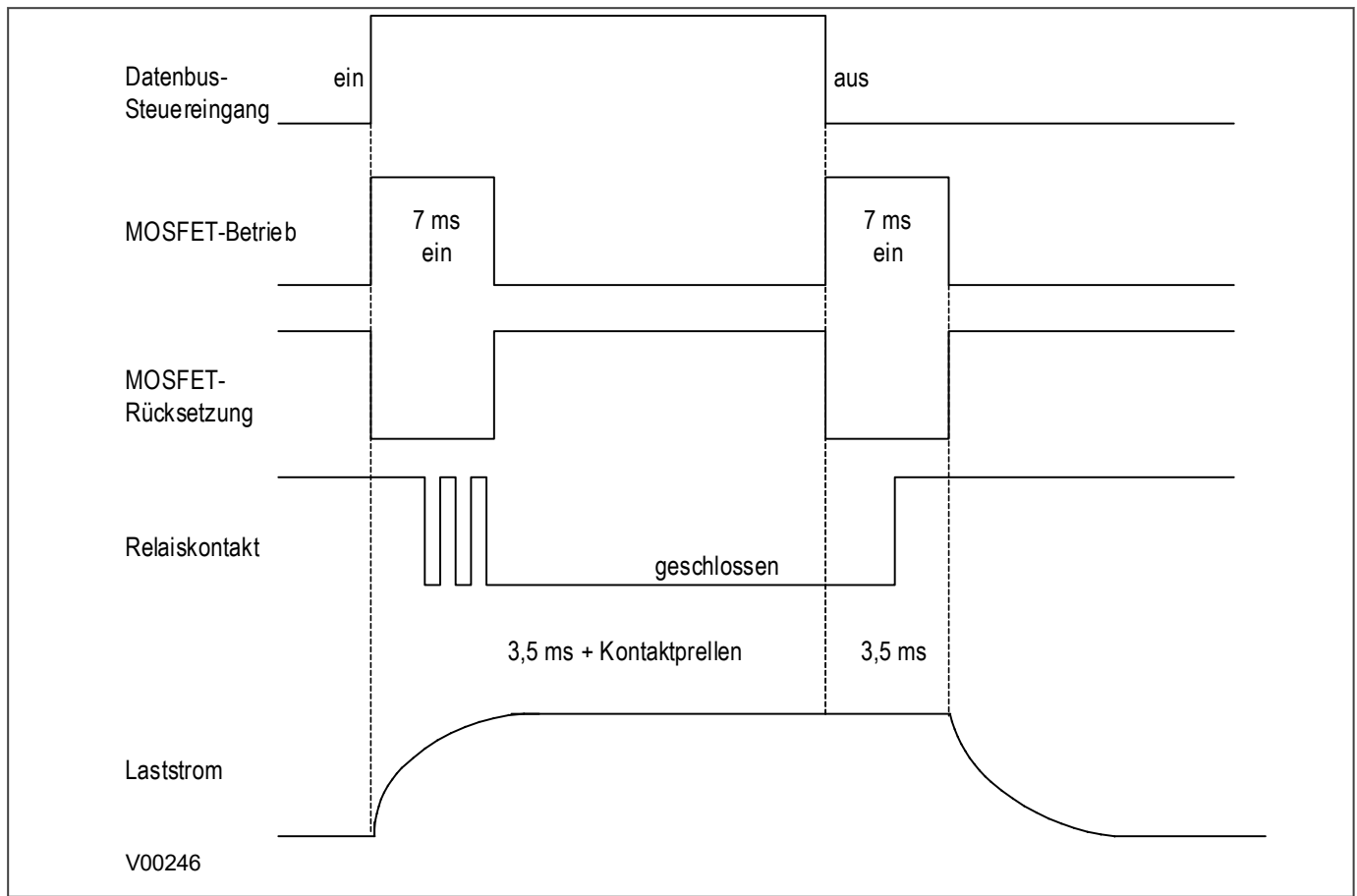


Abbildung 24: Betätigung eines Kontakts mit hoher Schaltleistung

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

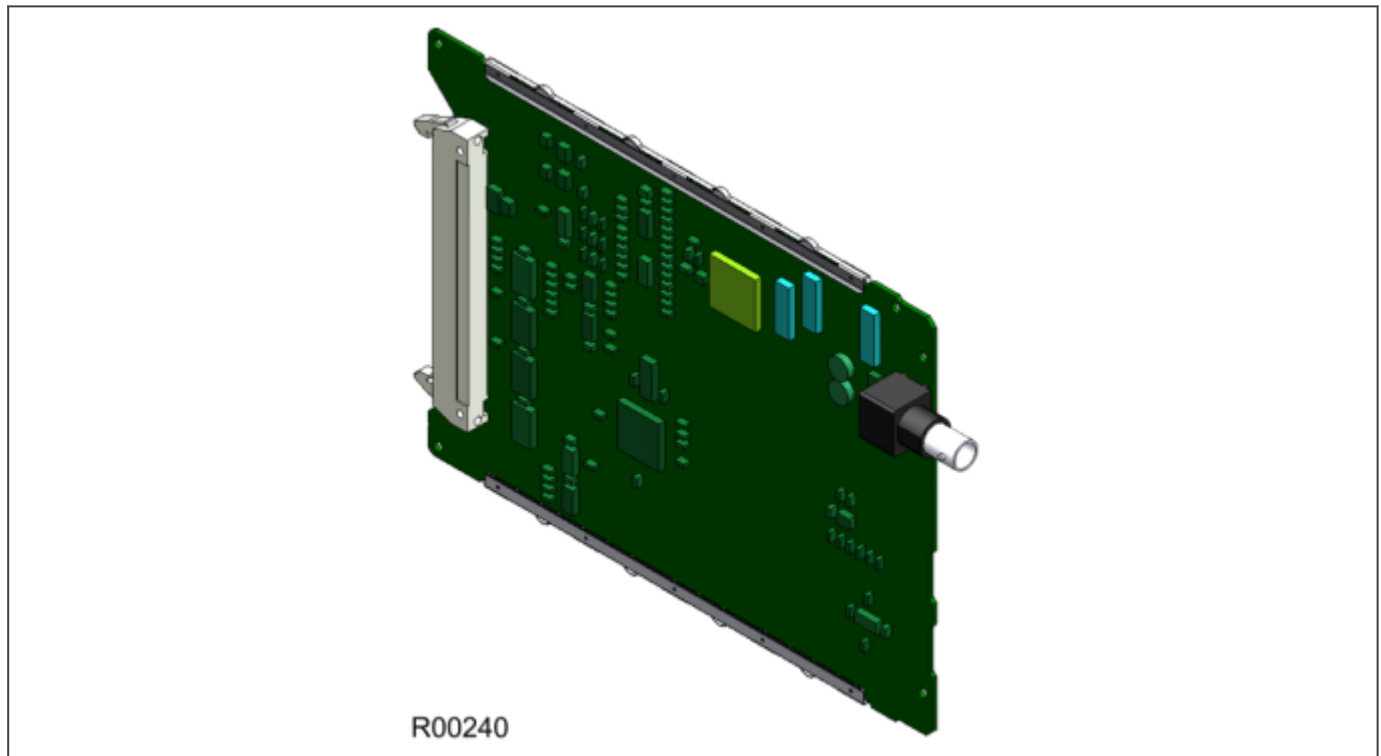


Abbildung 25: IRIG-B-Karte

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

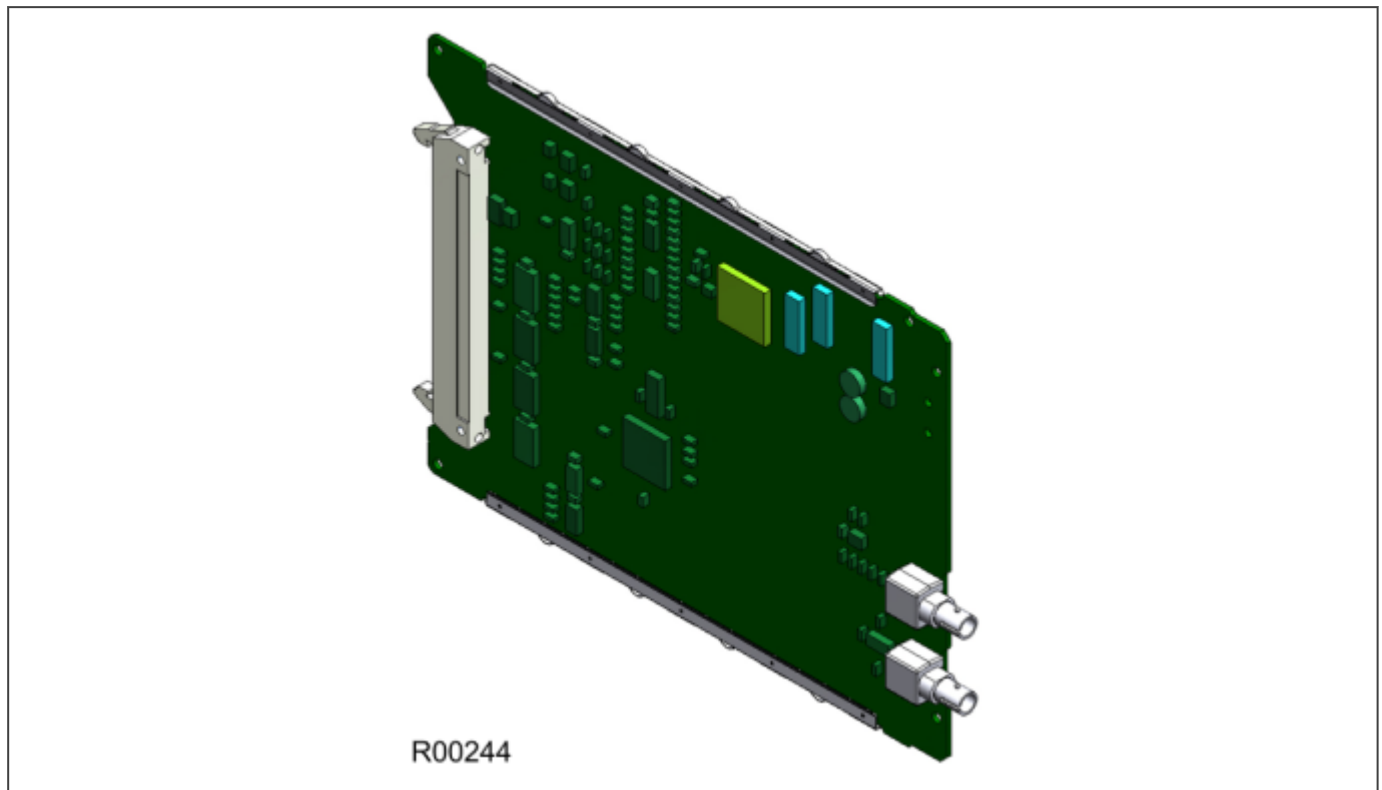


Abbildung 26: LWL-Karte

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

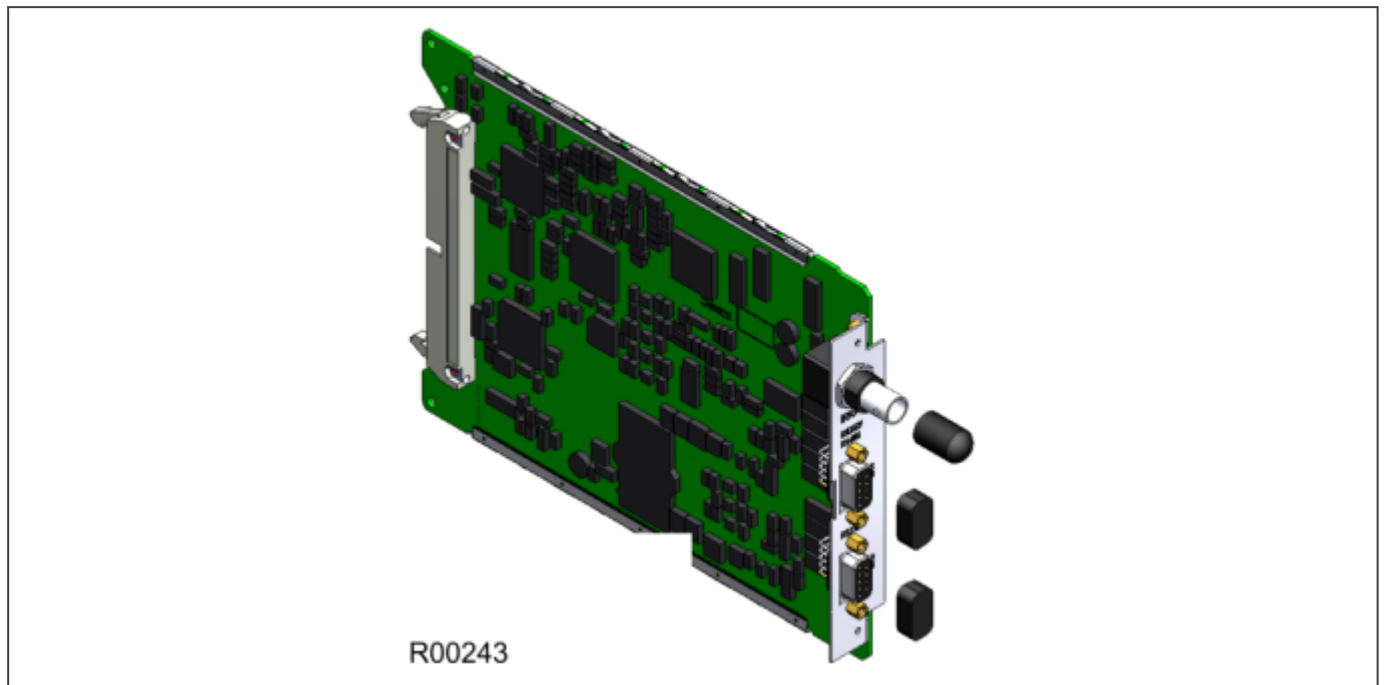
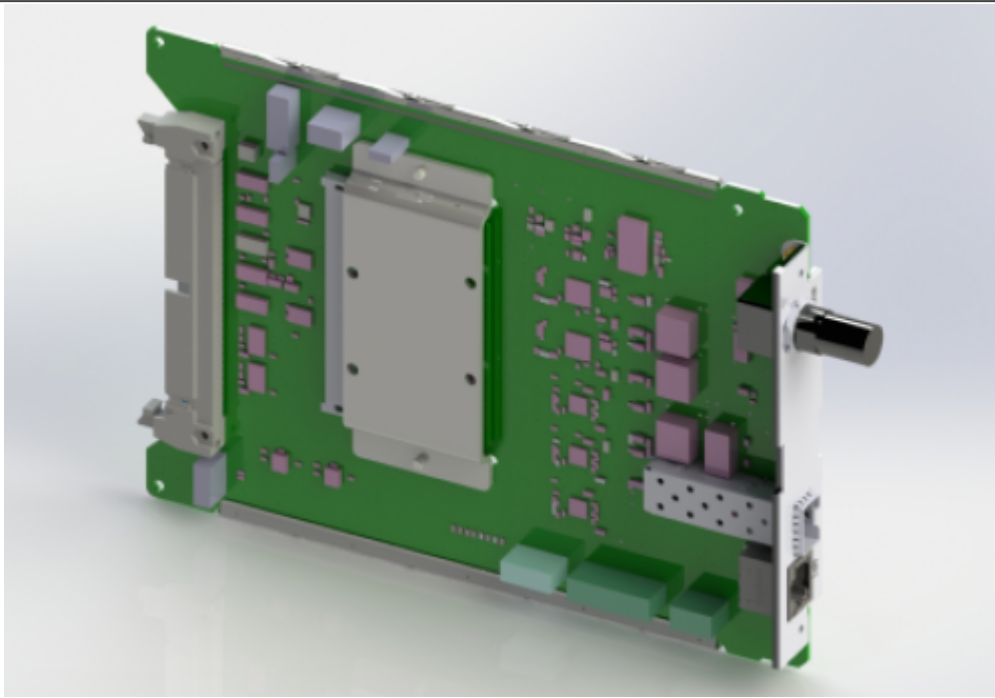


Abbildung 27: Rückseitige Kommunikationsplatine

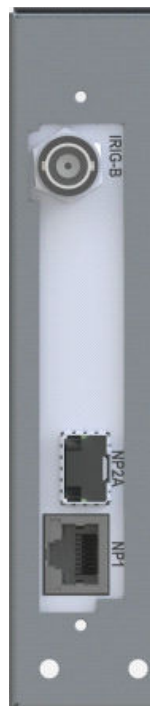
Die optionale Kommunikationsplatine enthält die sekundären Kommunikationsanschlüsse und zwei seriellen Schnittstellen für 9-poligen Stecker des Typs D. Diese Schnittstellen werden als SK4 und SK5 bezeichnet. Beide Anschlüsse sind Buchsen, die aber als Anschlüsse für Datenendgeräte konfiguriert sind. Das bedeutet, dass 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 28: 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

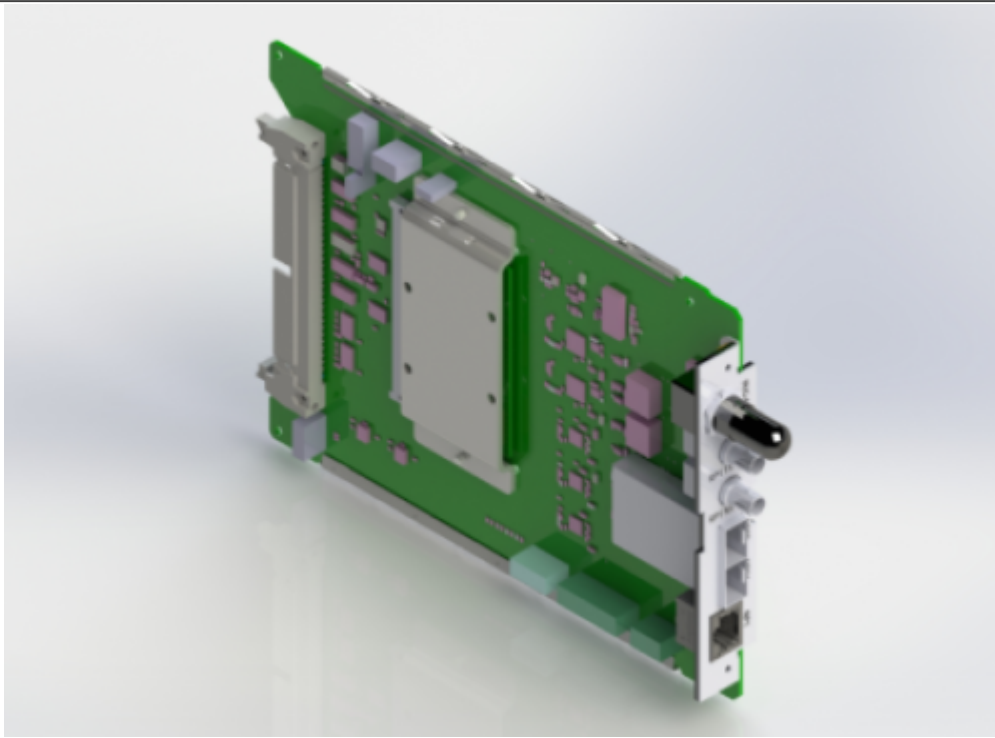
UNIVERSAL-IRIG-B-Anschluss

- Mittelanschluss: Signal
- Außenanschluss: Erde

LC-LWL-Steckverbinder (nur NP2A)

Steckverbinder	SFP
L1	TX
L2	RX

3.6.12 ETHERNETREDUNDANZ-KARTE



ZN0098002

ZN0098003

ZN0098005



V80017

Abbildung 29: 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 serielltem 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 RTD-KARTE

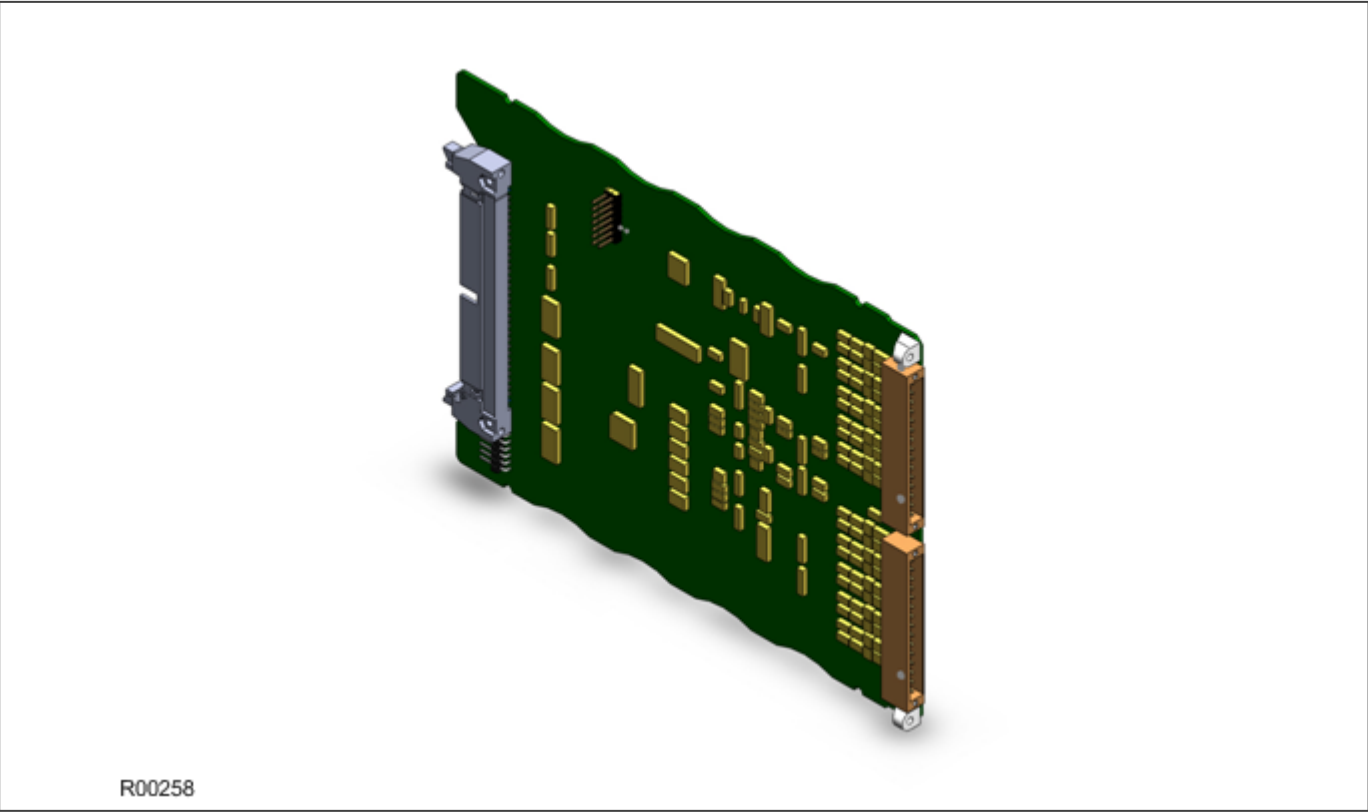


Abbildung 30: RTD-Karte

Die RTD-Karte bietet zwei Reihen von 15 Anschlüssen zur Unterstützung von zehn RTD-Eingängen des Typs PT100, Ni100 oder Ni120, was vom Produkt abhängig ist. Es gibt drei Anschlüsse für jeden Widerstandstemperturfühler (RTD), also 30 Anschlüsse insgesamt. Die RTD-Karte passt je nach Modellvariante in Steckplatz B oder C.

Es folgen die Anschlussnummern der RTDs:

Anzahl Felder	RTD-Verbindung
Anschluss 1	RTD1 Draht 1
Anschluss 2	RTD1 Draht 2
Anschluss 3	RTD1 Draht 3
Anschluss 4	RTD2 Draht 1
Anschluss 5	RTD2 Draht 2
Anschluss 6	RTD2 Draht 3
Anschluss 7	RTD3 Draht 1

Anzahl Felder	RTD-Verbindung
Anschluss 8	RTD3 Draht 2
Anschluss 9	RTD3 Draht 3
Anschluss 10	RTD4 Draht 1
Anschluss 11	RTD4 Draht 2
Anschluss 12	RTD4 Draht 3
Anschluss 13	RTD5 Draht 1
Anschluss 14	RTD5 Draht 2
Anschluss 15	RTD5 Draht 3
Anschluss 16	RTD6 Draht 1
Anschluss 17	RTD6 Draht 2
Anschluss 18	RTD6 Draht 3
Anschluss 19	RTD7 Draht 1
Anschluss 20	RTD7 Draht 2
Anschluss 21	RTD7 Draht 3
Anschluss 22	RTD8 Draht 1
Anschluss 23	RTD8 Draht 2
Anschluss 24	RTD8 Draht 3
Anschluss 25	RTD9 Draht 1
Anschluss 26	RTD9 Draht 2
Anschluss 27	RTD9 Draht 3
Anschluss 28	RTD10 Draht 1
Anschluss 29	RTD10 Draht 2
Anschluss 30	RTD10 Draht 3

3.6.14 CLIO-KARTE

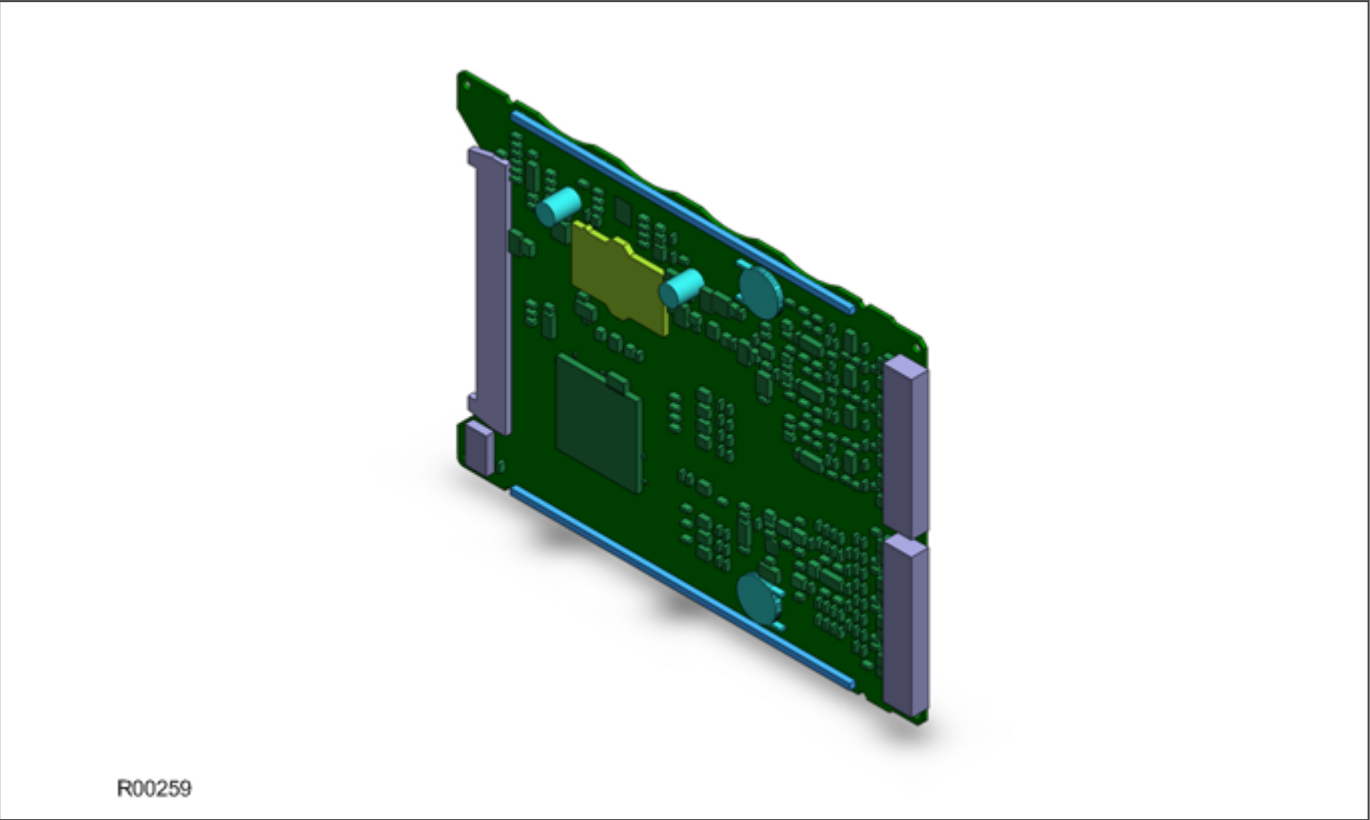


Abbildung 31: CLIO-Karte

Die CLIO-Karte bietet zwei Reihen von 15 Anschlüssen zur Unterstützung von vier Stromschleifeneingängen und vier Stromschleifenausgängen. Es gibt drei Anschlüsse für jeden Eingang und drei für jeden Ausgang, d. h., insgesamt werden 24 Anschlüsse verwendet. Die CLIO-Karte passt je nach Modellvariante in Steckplatz B oder C.

Es folgen die Anschlussnummern der Stromschleifenein- und -ausgänge:

Anzahl Felder	Stromschleifenverbindung
Anschluss 1	CLO1 – 20-mA-Eingang
Anschluss 2	CLO1 – 1-mA-Eingang
Anschluss 3	CLO1 – gemeinsamer Eingang
Anschluss 4	Ohne Funktion
Anschluss 5	CLO2 – 20-mA-Eingang
Anschluss 6	CLO2 – 1-mA-Eingang
Anschluss 7	CLO2 – gemeinsamer Eingang
Anschluss 8	Ohne Funktion
Anschluss 9	CLO3 – 20-mA-Eingang
Anschluss 10	CLO3 – 1-mA-Eingang
Anschluss 11	CLO3 – gemeinsamer Eingang
Anschluss 12	Ohne Funktion
Anschluss 13	CLO4 – 20-mA-Eingang

Anzahl Felder	Stromschleifenverbindung
Anschluss 14	CLO4 – 1-mA-Eingang
Anschluss 15	CLO4 – gemeinsamer Eingang
Anschluss 16	CLI1 – 20-mA-Eingang
Anschluss 17	CLI1 – 1-mA-Eingang
Anschluss 18	CLI1 – gemeinsamer Eingang
Anschluss 19	Ohne Funktion
Anschluss 20	CLI2 – 20-mA-Eingang
Anschluss 21	CLI2 – 1-mA-Eingang
Anschluss 22	CLI2 – gemeinsamer Eingang
Anschluss 23	Ohne Funktion
Anschluss 24	CLI3 – 20-mA-Eingang
Anschluss 25	CLI3 – 1-mA-Eingang
Anschluss 26	CLI3 – gemeinsamer Eingang
Anschluss 27	Ohne Funktion
Anschluss 28	CLI4 – 20-mA-Eingang
Anschluss 29	CLI4 – 1-mA-Eingang
Anschluss 30	CLI4 – gemeinsamer Eingang

KAPITEL 4

SOFTWAREENTWURF

4.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel wird der Softwareentwurf des Schutzgeräts beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	67
Softwareentwurfsübersicht	68
Systemsoftware	69
Plattformsoftware	72
Schutz- und Steuerfunktionen	73

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.

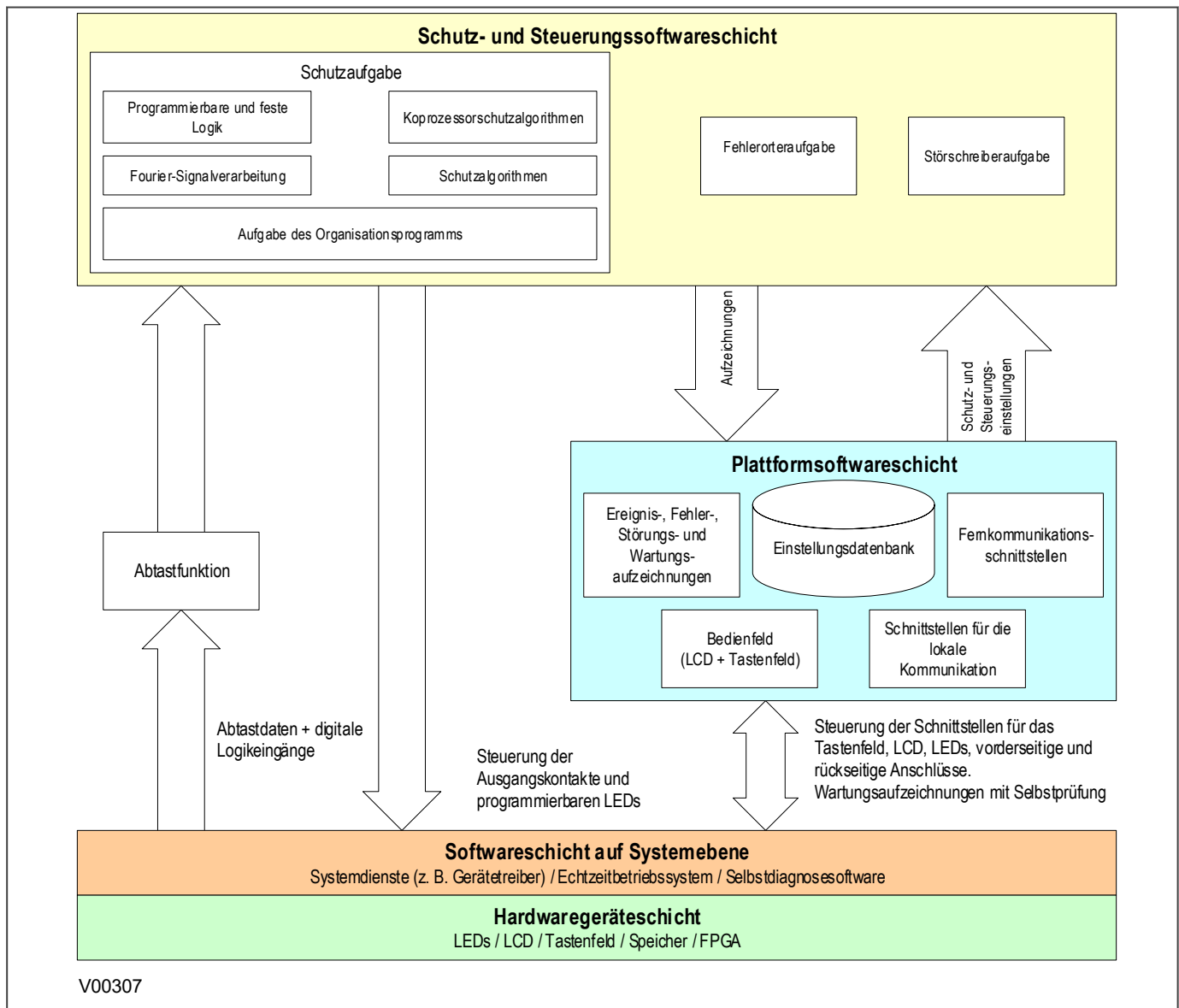


Abbildung 32: Softwarearchitektur

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 Ethernetkarte wird von der Software auf der Hauptprozessorkarte überprüft. Wenn die Ethernetkarte 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.
- Wenn installiert, wird der Betrieb der RTD-Karte durch Ablesen der Temperatur geprüft, die von den Bezugswiderständen an den zwei Reserve-RTD-Kanälen angezeigt wird.
- Wenn installiert, wird der Betrieb der CLIO-Karte geprüft.

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 von Abtastwerten auf der Hauptprozessorkarte wird durch eine „Abtastfunktion“ gesteuert, die von der Systemdienstsoftware aufgerufen wird.

Diese Abtastfunktion speichert die vom Eingangsmodul kommenden Abtastwerte in einem Zwei-Zyklus-FIFO-Puffer. Die Abtastrate beträgt 24 Abtastungen pro Zyklus. Daraus resultiert eine Nennabtastrate von 1.200 Abtastungen pro Sekunde bei einem 50-Hz-System und 1.440 Abtastungen pro Sekunde bei einem 60-Hz-System. Jedoch ist die Abtastrate nicht unveränderlich. Bei der Abtastung wird die Netzfrequenz verfolgt, wie im nächsten Abschnitt beschrieben.

4.5.2 FREQUENZVERFOLGUNG

Da das Gerät einen Frequenzverfolgungsalgorithmus bietet, stehen unabhängig von Frequenzabweichung immer 24 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 1.200 Hz für 50 Hz oder 1.440 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 FOURIER-SIGNALVERARBEITUNG

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 24 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 24 Abtastungen pro Zyklus wäre dies ein Nennwert von 600 Hz bei einem 50-Hz-System, oder von 720 Hz bei einem 60-Hz-System.

Die folgende Abbildung zeigt das Netzfrequenzverhalten des Anti-Alias-Filters und des Fourier-Filters bei einem Ein-Zyklus-Fourier-Algorithmus mit 24 Abtastungen, der auf den Grundanteil wirkt:

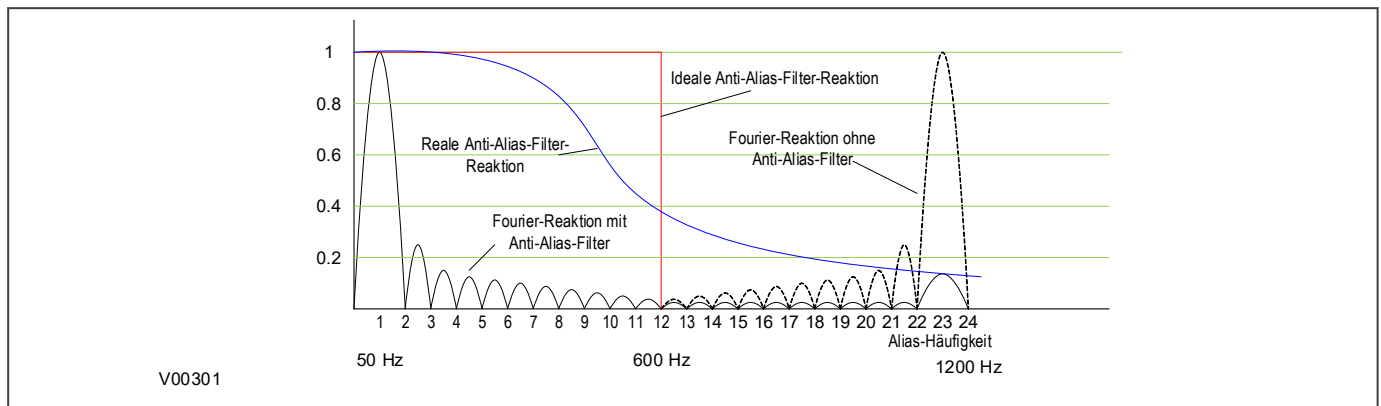


Abbildung 33: Frequenzverhalten (nur zur Veranschaulichung)

4.5.6 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.

4.5.7 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.

4.5.8 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.

4.5.9 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 kurzzeitigen (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 ANWENDUNGS SOFTWARE 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.

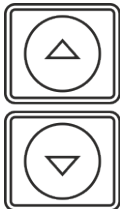
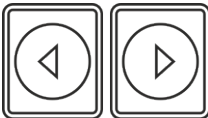
Die Software ist intuitiv. Es ist jedoch Hilfe in einem Online-Hilfesystem und in der Bedienungsanleitung P40-M&CR-SAS-UG-EN-n der Anwendungssoftware für Einstellungen verfügbar, wobei „Language“ ein aus zwei Buchstaben bestehender Code zur Bestimmung der Sprachversion der Bedienungsanleitung und „n“ 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
	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.
	Taste „Abbrechen/Zurücksetzen“	Zum Zurückkehren zur Menüüberschrift von jeder Menüzeile oder zum Abbrechen der Eingabe einer Einstellung.
	Lese-/Home-Taste	Zum Navigieren zur Standard-Startseite von einer beliebigen Stelle im Menü aus.
	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.
	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 Speicherausgang des aktuellen Gerätestatus.

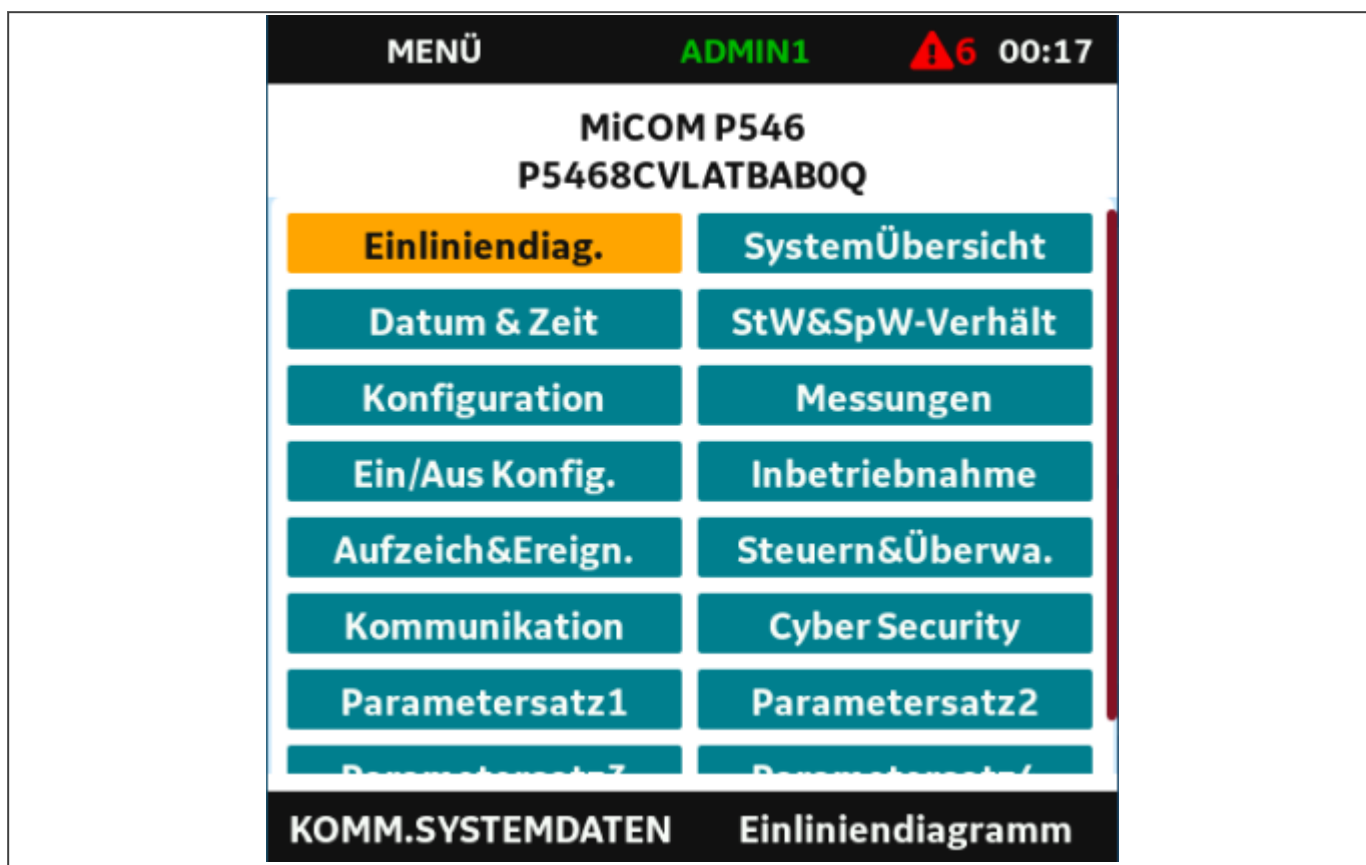


Abbildung 34: HMI-Standardanzeige

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 Ruhemodus. Dadurch kann die HMI den Stromverbrauch verringern und die LCD-Hintergrundbeleuchtung abdunkeln. Die HMI kann aus dem Ruhemodus geholt werden, indem eine beliebige Taste am Bedienfeld gedrückt wird. Dieser Modus 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.

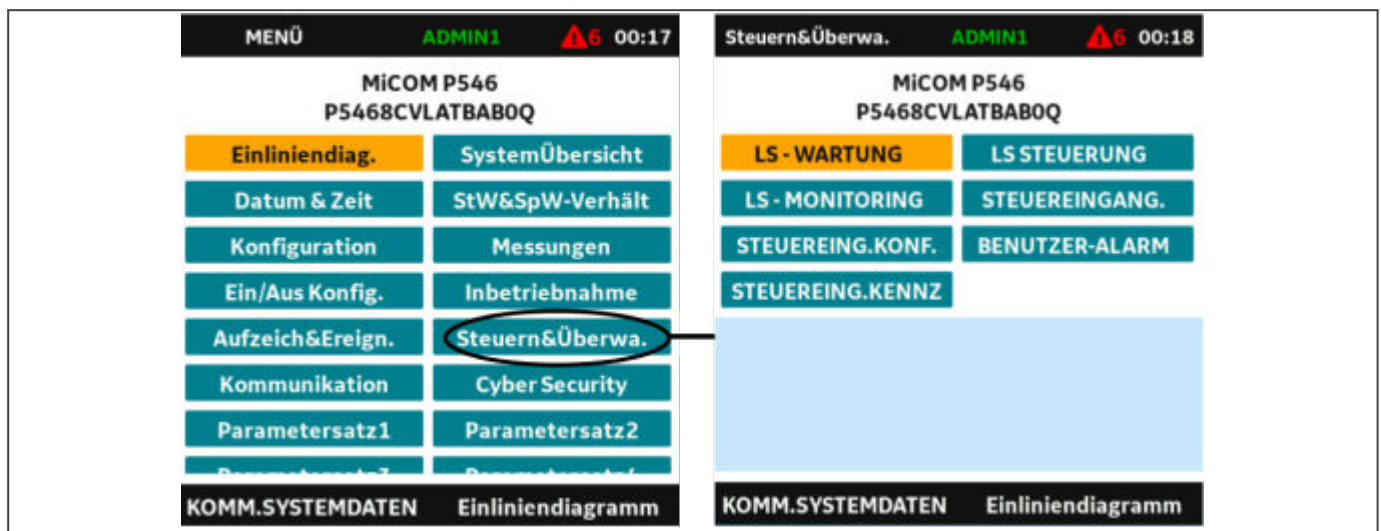
Es ist möglich, direkt zur Menüansicht zu navigieren, indem die Taste „Read/Home“ (Lesen/Home) lange gedrückt wird.



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.

MESSUNGEN 1		ADMIN1	! 6 00:20
IL2 Betrag StW1	0.000 A		
IL2 Winkel StW1	0.000 deg		
IL3 Betrag StW1	0.000 A		
IL3 Winkel StW1	0.000 deg		
IL1 Betrag StW2	0.000 A		
IL1 Winkel StW2	0.000 deg		
IL2 Betrag StW2	0.000 A		
IL2 Winkel StW2	0.000 deg		
IL3 Betrag StW2	0.000 A		
IL3 Winkel StW2	0.000 deg		
SYSTEMDATEN		MESSUNGEN 2	




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 35: 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-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 orangenen Rahmen hervorgehoben.
- Verwenden Sie die Eingabetaste, um die Komponente auszuwählen.
- Drücken Sie die Taste „Öffnen“ oder „Schließen“.

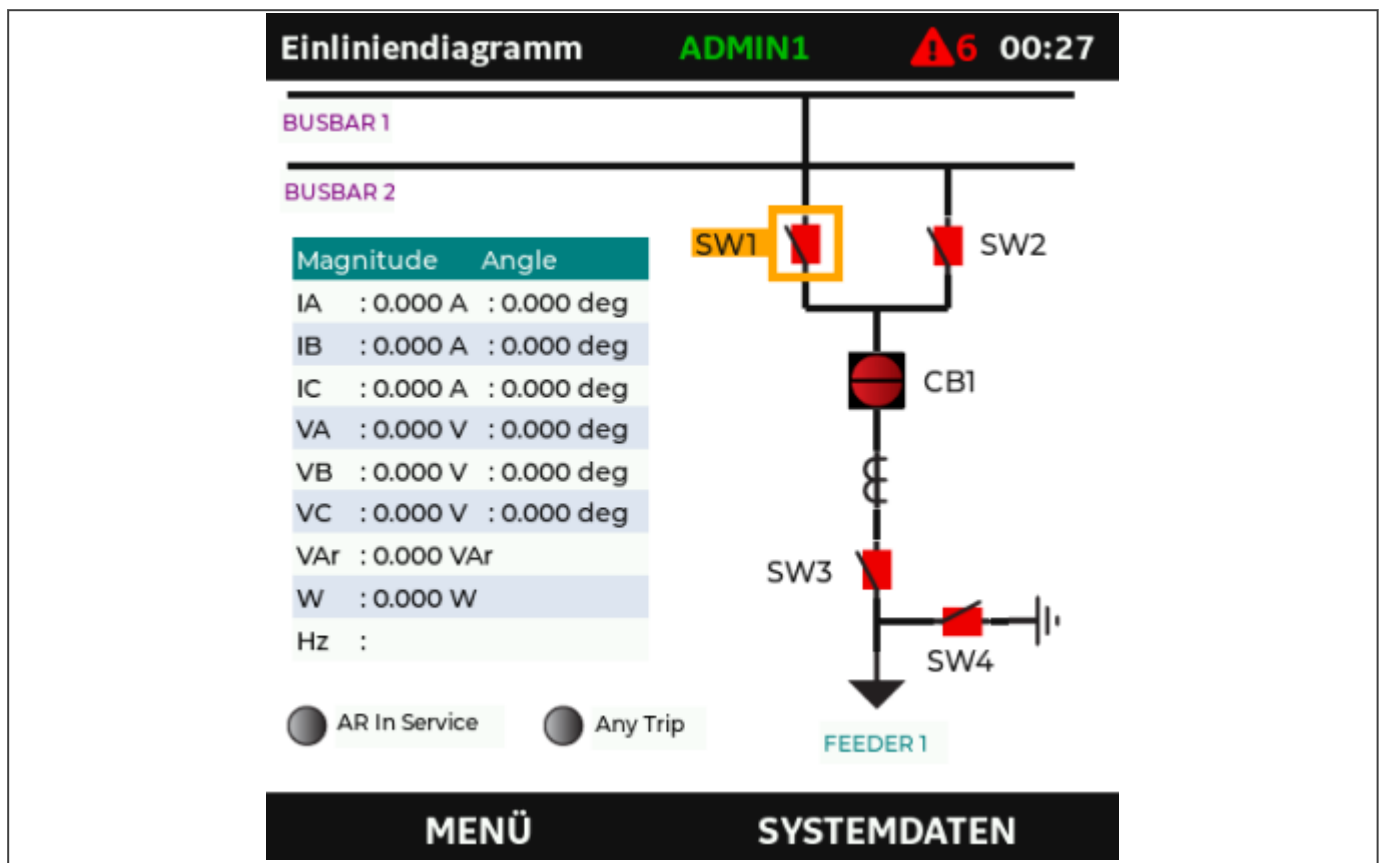


Abbildung 36: HMI Einliniendiagramm-Ansicht

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“.

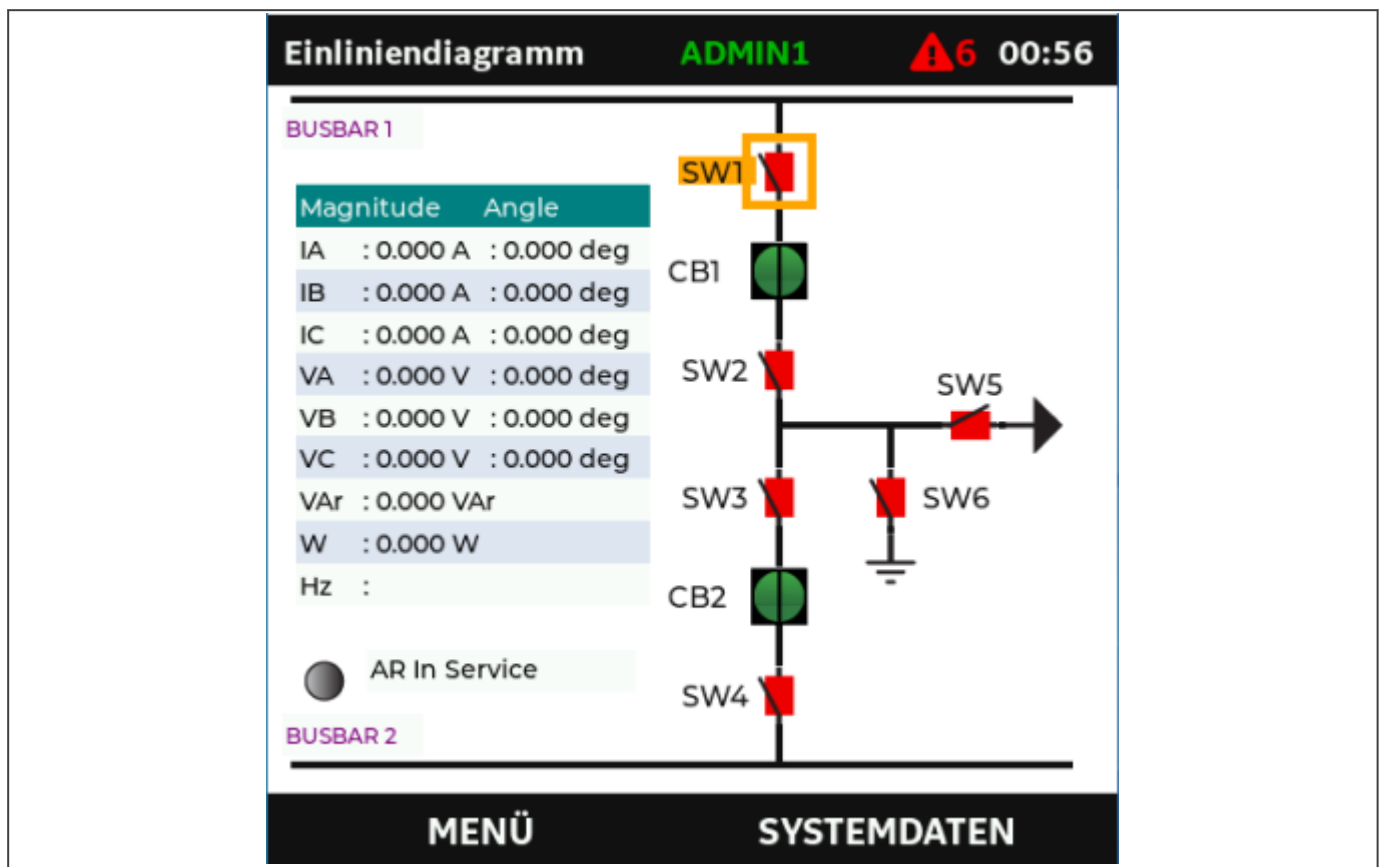


Abbildung 37: HMI Einliniendiagramm-Ansicht

Abbildung 38: 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

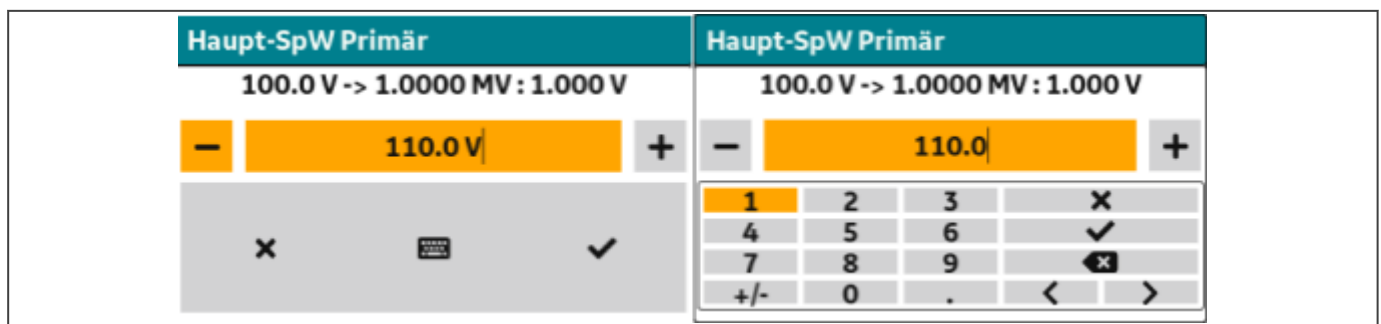
Steuereingänge können nicht über die Menükontexttasten betätigt werden. Um Steuereingänge zu betätigen, navigieren Sie auf dem vorderseitigen grafischen Bedienbildschirm zur Ansicht „Einstellungen für Steuereingänge“, wählen Sie den entsprechenden Steuereingang und dann nach Bedarf „Set/Reset“. RBAC 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 erforderliche Einstellung aus der Dropdown-Liste ausgewählt werden.

SYSTEMDATEN		ADMIN1	! 6 00:31
Sprache	Deutsch ▼		
SystFktVerknÜpfg	English		
Beschreibung	Français		
Anlagenbezeichn.	Deutsch		
Typbezeichnung	Español		
Seriennummer	Italiano		
Frequenz	Polski		
Kommunik.Stufe	Português		
Relaisadresse	1		
Anlagenstatus	0000000100000001		
Einliniendiagramm		MESSUNGEN 1	

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.

Relais Status 1							
Bit 0-Output R1							
1-8	0	0	0	1	0	0	0
9-16	0	0	0	0	0	0	0
17-24	0	0	0	0	0	0	0
Okay				Abbrechen			

- 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

Einstellungsaktualisierung

Bitte bestätigen Sie den Vorgang

Abbruch
en Sie auf der
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*.

KONFIGURATION	UMGANGEN	⚠ 6 01:09
Einstellungsgrp	Über Menü wählen	▼
Akt. Einstellg.	Parametersatz 1	▼
Änder. Speichern	Kein Betrieb	▼
P1	Freigegeben	▼
P2	Ausgeschaltet	▼
P3	Ausgeschaltet	▼
P4	Ausgeschaltet	▼
Distanz	Freigegeben	▼
gericht. EF	Freigegeben	▼
Leiter-Diff	Freigegeben	▼
DATUM UND ZEIT	STW&SPW-VERHÄLTN	

Abbildung 39: 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

TRANSFORMATORDIFFERENTIALSCHUTZ

6.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	97
Prinzipien des Transformatordifferentialschutzes	98
Implementierung	107
Blockierung von Harmonischen	121
Anwendungshinweise	127

6.2 PRINZIPIEN DES TRANSFORMATORDIFFERENTIALSCHUTZES

Der Transformatordifferentialschutz (87T) verwendet ein bekanntes Stromdifferentialprinzip, bei dem Strom, der in das geschützte Gerät eintritt, mit dem Strom verglichen wird, der das geschützte Gerät verlässt. Wenn kein Fehler vorhanden ist, entspricht der in den Transformator eintretende Strom dem Strom, der den Transformator verlässt, multipliziert mit dem umgekehrten Windungsverhältnis. Wenn ein Fehler in der Transformatorzone vorhanden ist, sind die Ströme nicht gleich, woraus ein Differentialstrom resultiert. Dieser Differentialstrom ist proportional zum Fehlerstrom, der aus internen Fehlern resultiert, sich aber bei anderen Betriebsbedingungen null annähert. Das Schutzgerät löst die Leistungsschalter aus, die den Transformator schützen, wenn es einen minimalen Pegel des Differentialstroms erkennt.

Die Differentialschaltung stellt eine genau definierte Schutzzone zwischen den StW-Sätzen bereit, die den Wandler schützen. Fehler in der Differentialschutzzone werden als interne Fehler bezeichnet, während Fehler außerhalb der Differentialschutzzone als externe Fehler bezeichnet werden. Der Schutz sollte nur bei internen Fehlern ansprechen und empfindlich auf niedrige Fehlerströme reagieren. Er sollte auch Stabilisierung bei den wahrscheinlichsten externen Fehlern bieten, vorausgesetzt, dass die StWÜ die Primärströme genau reproduziert. Dies ist in der Praxis schwierig zu realisieren, da die Stromwandler nie identische Sättigungscharakteristiken haben. Daraus resultiert ein Differentialstrom, der ungewolltes Ansprechen verursachen kann.

Ein externer Fehler, der bewirkt, dass ein starker Strom durch den Transformator fließt, wird als Durchgangsfehler bezeichnet. Der Durchgangsfehlerstrom ist normalerweise stark genug, um die Stromwandler zu sättigen. Die Differenzen in den Sättigungscharakteristiken der Stromwandler verursachen einen Differentialstrom, der bewirken kann, dass das Gerät auslöst, wenn es nicht stabilisiert wird. Die Fähigkeit des Schutzgeräts, diese Unregelmäßigkeiten zu beheben, wird als Durchgangsfehlerstabilität bezeichnet.

StW-Sättigung ist nicht die einzige Ursache von unerwünschtem Differentialstrom. Weitere Aspekte, die vom Transformatordifferentialschutz berücksichtigt werden müssen, um Fehlfunktionen zu vermeiden, sind:

- Phasenverschiebung zwischen den Primär- und Sekundärströmen des Transformators in Abhängigkeit von der Schaltgruppe
- Übersetzungsverhältnis
- Nullsystemstrom, der im geerdeten Sternpunkt des Transformators oder im Erdungstransformator innerhalb der Differentialschutzzone fließt
- Stufenschalterbetrieb zum Einstellen der Spannung
- Magnetisierungseinschaltstrom, der unmittelbar nach Erregung des Transformators fließt, oder bei einer Spannungsrückkehr nach Beseitigung eines externen Fehlers, oder wenn ein zweiter Transformator mit einem bereits erregten Transformator parallel geschaltet wird.
- Übererregung des Transformators

6.2.1 STABILITÄT BEI DURCHGANGSFEHLERN

Unter idealen Voraussetzungen wären die Stromwandler auf jeder Seite eines Netzes, das durch Differentialschutz geschützt ist, identisch mit identischen Charakteristiken, wodurch die Erzeugung von Differentialstrom vermieden werden könnte. In Wirklichkeit jedoch können Stromwandler nie identisch sein. Daher ist ein gewisser Differentialstrom unvermeidlich. Während der Durchgangsfehlerstrom auf der Primärseite zunimmt, vergrößern sich die Diskrepanzen, die durch ungenau abgestimmte Stromwandler verursacht werden, was zur Folge hat, dass der Differentialstrom zunimmt. Der Wert des Differentialstroms erreicht schließlich die Ansprechstromschwelle, wodurch das Schutzelement auslöst. In solchen Fällen hat die Differentialschaltung an Stabilität verloren. Die Fähigkeit einer Differentialschaltung, nicht bei externen Fehlern auszulösen, kann anhand eines Parameters definiert werden, der als „Durchgangsfehlerstabilitätsgrenze“ bezeichnet wird. Bei dieser Grenze handelt es sich um den maximalen Durchgangsfehlerstrom, den ein System bewältigen kann, ohne an Stabilität zu verlieren.

6.2.2 KOMPENSATION DURCH STABILISIERUNGSSTROM

Um Fehlfunktionen zu verhindern, ist Kompensation für den Schutz erforderlich, damit dieser empfindlich bei internen Fehlern bleibt, aber Durchgangsfehler ignoriert. Dies wird durch Anwendung eines Teils der skalaren

Summe aller Ströme erreicht, die in die Zone eintreten und sie verlassen. Diese skalare Summe wird als Stabilisierungsstrom bezeichnet.

Die Stabilisierungskarakteristik verändert den Ansprechpunkt des Schutzgeräts in Abhängigkeit vom Fehlerstrom. Da die StW-Leistung bei schwachen Durchgangsfehlerströmen zuverlässiger ist, wird ein schwacher Stabilisierungsstrom benötigt. Es wird dann weniger Differentialstrom zum Auslösen der Leistungsschalter benötigt, woraus größere Empfindlichkeit bei internen Fehlern resultiert. Da die Stromwandler bei starken Durchgangsfehlerströmen nahe an Sättigung sein können, wird ein starker Stabilisierungsstrom benötigt. Es wird mehr Differentialstrom zum Auslösen der Leistungsschalter benötigt, woraus größere Sicherheit bei externen Fehlern und weniger Fehlfunktionsrisiko resultiert.

Dies wird erreicht, indem eine Ansprechstromkarakteristik definiert wird. Oft wird eine Charakteristik mit dreifacher Steigung verwendet (siehe unten).

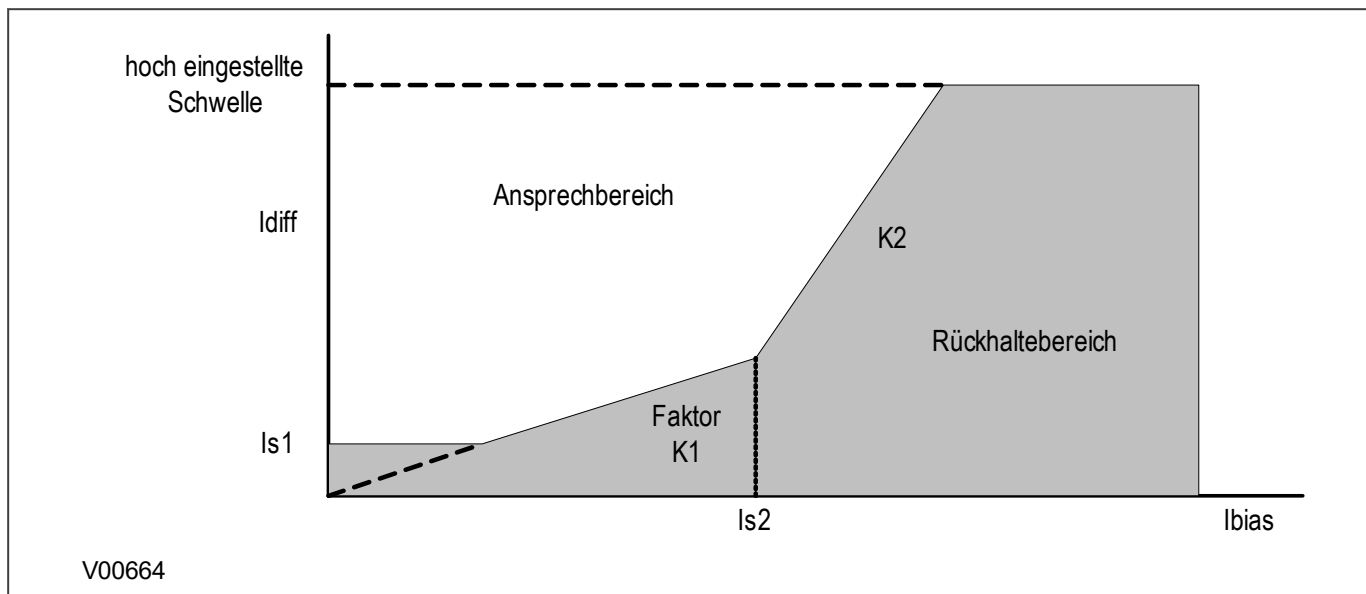


Abbildung 40: Kompensation mithilfe der stabilisierten Differentialcharakteristik

I_{diff} ist der Differentialstrom, welcher der Vektorsumme aller Stromeingänge entspricht. I_{bias} ist ein Strom, der proportional zur skalaren Summe aller Ströme ist, die in die Zone eintreten und die Zone verlassen. Der Stabilisierungsstrom wird zur Berechnung eines Ansprechstroms verwendet. Wenn der vom Schutzgerät berechnete Differentialstrom über dem Ansprechstrom liegt, löst dann das Gerät aus (vorausgesetzt, dass keine Blockiersignale aktiviert sind).

Die Charakteristik kann definiert werden, indem bestimmte Parameter wie beispielsweise der Mindestansprechstrom I_{s1} ($I_{set 1}$), I_{s2} ($I_{set 2}$), $K1$ und $K2$ festgelegt werden. I_{s1} dient zum Festlegen des Mindestansprechstroms. I_{s2} dient zum Festlegen des Stabilisierungsstroms, bei dem die steilere Steigung einsetzt. Die Konstanten $K1$ und $K2$ dient zum Definieren der Steigungen. Normalerweise wird eine hoch eingestellte Schwelle definiert, wodurch sichergestellt wird, dass das Gerät bei sehr starken Strömen anspricht, selbst dann, wenn Blockiersignale vorhanden sind.

Die Steigungsabschnitte der Kennlinie sorgen für Stabilität bei externen Fehlern, die StW-Sättigung verursachen. Der Kennlinienbereich mit starkem Stabilisierungsstrom hat eine steilere Steigung als der Kennlinienbereich mit schwachem Stabilisierungsstrom, damit die Stabilität auch bei externen Fehlern verbessert wird, die aus starkem Strom resultieren. Die erste Steigung, $K1$, kompensiert Stromwandler- und Stufenschalterfehler. Die zweite Steigung, $K2$, kompensiert Stromwandlersättigung. Die Einstellung von I_{s1} sollte über der transienten Übererregung liegen, und I_{s2} sollte als Vollaststrom des Wandlers betrachtet werden. Die Stromwandler sind entsprechend dem Vollaststrom des Wandlers dimensioniert.

6.2.3 VERBINDUNGSTYPEN FÜR DREIPHASEN-TRANSFORMATOREN

Es gibt drei Möglichkeiten des Anschlusses einer Dreiphasen-Transformatorwicklung:

- Sternschaltung (auch bekannt als Y-Schaltung)
- Dreieckschaltung (auch bekannt als Δ oder D-Schaltung)

Bei manchen Transformatoren sind die Wicklungen in der Mitte geteilt und die Anschlüsse stehen hervor, sodass sie miteinander verbunden werden können. Diese Wicklungen können durch einen Zickzackschaltung verbunden werden.

Bekanntere Verbindungstypen sind:

- Y-y
- Y-d
- Y-z
- D-d
- D-y
- D-z

Um zwischen der Nieder- und Hochspannungsseite des Transformators zu unterscheiden, wurde eine Standardkonvention eingeführt: Für die Niederspannungsseite werden Kleinbuchstaben verwendet, während für die Hochspannungsseite Großbuchstaben verwendet werden.

Es ist nicht nur möglich, die Primärseite und die Sekundärseite als Stern- oder Dreieckverbindung zu schalten, sondern auch, jede Phase umzukehren, woraus eine große Auswahl von möglichen Verbindungen resultiert. In der Praxis werden jedoch nur wenige dieser Möglichkeiten genutzt, da wir im Allgemeinen voraussetzen, dass die Phasenverschiebungen zwischen den primären Wicklungen und ihren sekundären Gegenstücken im Allgemeinen einheitlich sein müssen. Dadurch werden die Verbindungstypen auf jene reduziert, die in der nachstehenden Tabelle aufgeführt sind.

Sie werden bemerken, dass an die Namenskonvention des jeweiligen Verbindungstyps in der ersten Spalte eine Zahl angehängt ist. Diese Zahl, die als Stundenziffer oder Schaltgruppennummer bezeichnet wird, repräsentiert die Phasenverschiebung zwischen dem Strom in einer Niederspannungswicklung in Relation zum Strom in einer Hochspannungswicklung. Dies entspricht der Position der Zahl auf einem normalen Zifferblatt. Die nachstehende Tabelle und die nachstehende Abbildung zeigen Verbindungsbeispiele mit den Uhrvektoren Mitternacht, ein Uhr, sechs Uhr und elf Uhr, die äquivalent zu einer Phasenverschiebung von null Grad, minus 30 Grad, minus 180 Grad bzw. plus 30 Grad sind.

Schaltgruppe	Phasenverschiebung
Yy0	0°
Dd0	0°
Dz0	0°
Yd1	-30°
Dy1	-30°
Dz1	-30°
Yd5	-150°
Dy5	-150°
Dz5	-150°
Yy6	180°
Dd6	180°
Dz6	180°

Schaltgruppe	Phasenverschiebung
Yd11	+30°
Dy11	+30°
Dz11	+30°

Typ	OW Wicklung	UW Wicklung	Wicklungsverbindung	Phasenverschiebung
Yy0				0°
Dd0				0°
Dz0				0°
Yd1				-30°
Dy1				-30°
Yz1				-30°
Yd5				-150°
Dy5				-150°
Yz5				-150°

V03125

Abbildung 41: Transformatorwicklungsverbindungen – Teil 1

Typ	OW Wicklung	UW Wicklung	Wicklungsverbindung	Phasenverschiebung
Yy6				180°
Dd6				180°
Dz6				180°
Yd11				30°
Dy11				30°
Yz11				30°

V03126

Abbildung 42: Transformatorkwicklungsverbindungen – Teil 2

6.2.4 PHASEN- UND AMPLITUDENAUSGLEICH

Ein Leistungstransformator ist für die Umwandlung von Spannungen gedacht. Das bedeutet, dass die Leitungsströme auf jeder Seite des Transformators unterschiedlich stark sind. Wenn identische Stromwandler auf beiden Seiten des Transformators eingesetzt würden, wäre die Differentialschutzschaltung unsymmetrisch, woraus ein Differentialstrom resultieren würde. Dies muss offensichtlich kompensiert werden. Der Amplitudenausgleich erfolgt theoretisch durch ein angemessenes Windungsverhältnis am sekundären StW. Im Idealfall würde die Wahl von StW-Übersetzungsverhältnissen, die in genau umgekehrtem Verhältnis zum Transformatorwindungsverhältnis stehen, die Differenz in den Transformatorstromgrößen kompensieren. Die StW-Übersetzungsverhältnisse der verfügbaren Stromwandler bieten jedoch in der Regel keine genaue Verhältnisanpassung. Auch bei Transformatoren mit Stern-Dreieck- oder Dreieck-Stern-Schaltung werden die verwendeten Spannungs- und Stromgrößen durch einen Faktor von $\sqrt{3}$ geändert. Außerdem wird eine Phasenverschiebung eingeleitet, was

bedeutet, dass die Sekundärseite nicht phasengleich mit der Primärseite ist. Daher ist ein weiterer Amplitudenausgleich sowie ein Phasenausgleich erforderlich.

Vor dem Aufkommen von numerischen Schutzgeräten wurde dieser Ausgleich durch die Auswahl von Stromwandlern mit angemessenen Windungsverhältnissen und Verbindungstypen sowie die Einführung von Zwischenstromwandlern mit entsprechenden Verbindungstypen erreicht. Natürlich wird durch den Einsatz von Stromwandlern mit verschiedenen Windungsverhältnissen und Verbindungstypen auf jeder Seite der Schutzzone die StW-Fehlerquote stark erhöht, womit der Bedarf an einem guten Durchgangsfehlerausgleich steigt.

Da bei modernen Schutzgeräten ein großer Teil des Ausgleichs in der Software durchgeführt werden kann, ist es möglich, einfache sterngeschaltete Stromwandler unabhängig von den Verbindungstypen auf beiden Seiten des Transformators einzusetzen. Die Stromwandler sind so gewählt, dass ihre Windungsverhältnisse einen Nennstrom liefern, der vom Schutzgerät verwendet werden kann (ein oder fünf Ampere). Dies allein schon sorgt für einen gewissen Amplitudenausgleich, aber es kommt unweigerlich zu einer Fehlanpassung des StW-Übersetzungsverhältnisses. Diese Fehlanpassung wird durch die Software des Schutzgeräts kompensiert. Das Gerät berechnet angemessene Werte, die auf der Bezugsnennleistung, den Transformatorspannungsverhältnissen, den StW-Übersetzungsverhältnissen und dem Verbindungstyp (Stern oder Dreieck) basieren, um die Sekundärströme auf einer allgemeinen Basis zu skalieren.

6.2.5 NULLSYSTEMFILTERUNG

Ein Erdfehler in einem Dreiphasensystem erzeugt immer einen Nullsystemstromanteil. Bei geerdeten sterngeschalteten Wicklungen fließt dieser Nullsystemstrom durch den Neutralleiter zur Erde. Bei dreieckgeschalteten Wicklungen fließt dieser Nullsystemstrom nur um die dreieckgeschalteten Wicklungen herum (es sei denn, ein Erdungstransformator wird verwendet). Daher verursacht ein externer Fehler bei einem Stern-Dreieck-Transformator einen Nullsystemstrom, der von den Stromwandlern auf der Sternseite gemessen werden muss. Da dieser Nullsystemstrom jedoch auf der Dreieckseite eingeschlossen ist, wird er nicht von den Stromwandlern auf der Dreieckseite gemessen. Wenn dies nicht kompensiert wird, kann eine Fehlfunktion verursacht werden. Vor dem Aufkommen von numerischen Schutzgeräten wurde dies von einer Konfiguration mit Zwischenstromwandlern geregelt. Numerische Schutzgeräte können dies jedoch bewerkstelligen, indem sie den Nullsystemanteil mithilfe der Software herausfiltern.

6.2.6 STABILISIERUNG DES MAGNETISIERUNGSEINSCHALTSTROMS

Immer dann, wenn sich die Magnetisierungsspannung abrupt verändert (z. B. wenn ein Transformator anfangs an eine Wechselstromquelle angeschlossen wird), kann daraus ein starker Stromstoß durch die primäre Wicklung resultieren. Dies wird als Einschaltstrom bzw. Einschaltstromstoß bezeichnet.

Bei einem idealen Transformator steigt der Magnetisierungsstrom ebenfalls auf etwa das Zweifache seines normalen Spitzenwerts an, wodurch die magnetische Spannung erzeugt wird, die zur Erzeugung dieses Flusses benötigt wird, der höher als normal ist. Die meisten Transformatoren haben jedoch nicht genügend Spielraum zwischen den Spitzen des normalen Flusses und den Sättigungsgrenzen, um eine Sättigung bei einem Zustand wie diesem zu vermeiden. Darum wird der Kern sehr wahrscheinlich während dieses ersten Spannungshalbzylus gesättigt. Während der Sättigung werden unproportionale Werte der magnetischen Spannung benötigt, um magnetischen Fluss zu erzeugen. Das bedeutet, dass der Wicklungsstrom, der die magnetische Spannung erzeugt, die Fluss im Kern verursacht, auf einen Wert ansteigen kann, der weit über seinem stationären Spitzenwert liegt. Außerdem kann das Problem größer werden, wenn der Transformator im Moment des Einschaltens Restmagnetismus in seinem Kern hat.

Die folgende Abbildung zeigt das Phänomen des Magnetisierungsstromstoßes:

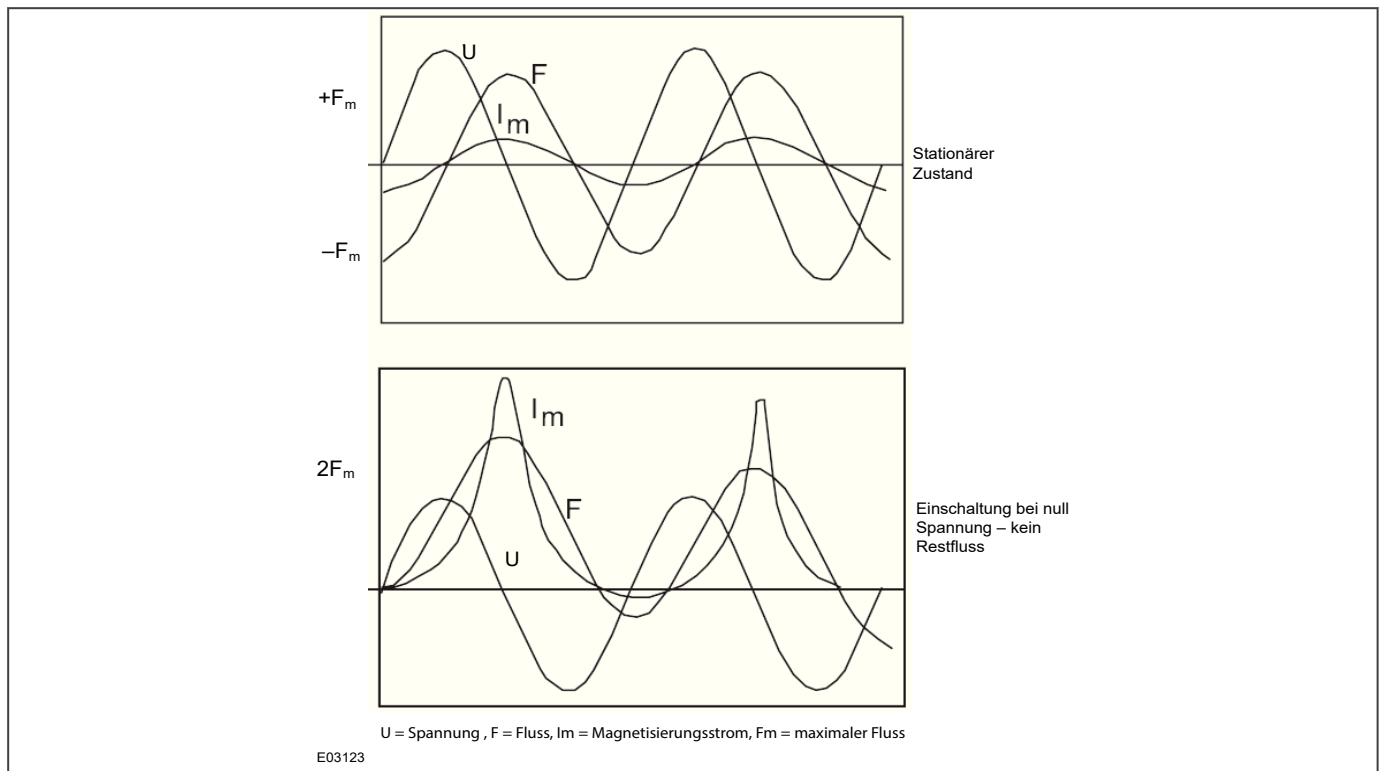


Abbildung 43: Phänomen des Magnetisierungseinschaltstroms

Die Hauptmerkmale des Magnetisierungseinschaltstroms sind:

- Höherer Betrag als der des Transformatornennstroms
- Enthält Oberwellen und GS-Verlagerungen
- viel längere Zeitkonstante als die des GS-Verlagerungsanteils des Fehlerstroms

Der Einschaltstrom ist ein regelmäßig wiederkehrendes Phänomen, das nicht als Fehler betrachtet werden sollte, da es nicht sinnvoll ist, dass das Schutzgerät einen Auslösebefehl ausgibt, wenn ein Transformator zu einem ungünstigen Zeitpunkt im Eingangsspannungszyklus eingeschaltet wird. Dies stellt ein Problem für das Schutzgerät dar, da das Schutzgerät bei einem internen Fehler immer auslösen sollte. Das Problem ist, dass typische interne Transformatorfehler Überströme erzeugen können, die nicht unbedingt größer als der Einschaltstrom sind. Außerdem zeigen sich Fehler meist beim Einschalten, was auf die hohen Einschaltströme zurückzuführen ist. Aus diesem Grunde wird ein Mechanismus gebraucht, der zwischen Fehlerstrom und Einschaltstrom unterscheiden kann. Aufgrund der unterschiedlichen Naturen der jeweiligen Ströme ist dies möglich. Die Wellenform eines Einschaltstroms ist reich an Harmonischen, insbesondere zweiten Harmonischen, während ein interner Fehlerstrom nur aus dem Grundanteil besteht. Daher können wir eine Stabilisierungsmethode entwickeln, die auf dem Anteil der zweiten Harmonischen des Einschaltstroms basiert. Der Mechanismus, mit dem dies erreicht wird, wird als Blockierung der zweiten Harmonischen bezeichnet.

6.2.7 STABILISIERUNG BEI ÜBERERREGUNG

Manchmal wird der geschützte Transformator Übererregung ausgesetzt, die auf kurzzeitige Überlast durch eine über der Nennspannung liegende Spannung oder eine reduzierte Spannungsfrequenz zurückzuführen ist. Wenn beispielsweise eine Last plötzlich von einem Leistungstransformator getrennt wird, kann die Spannung an den Eingangsanschlüssen des Transformators um 10 bis 20 Prozent des Nennwerts ansteigen. Mit der Erhöhung der Spannung erhöht sich auch der Fluss. Infolge dessen erhöht sich der stationäre Erregungsstrom des Transformators. Der resultierende Erregungsstrom fließt in nur eine Wicklung und erscheint daher als Differentialstrom, der auf einen Wert ansteigen kann, der hoch genug ist, um den Differentialschutz auszulösen. Eine typische Wellenform des Differentialstroms in einem solchen Zustand ist nachstehend dargestellt.

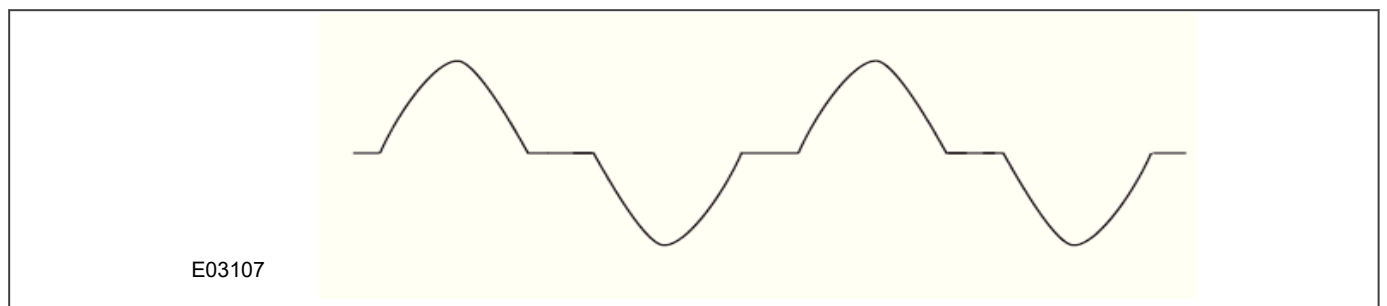


Abbildung 44: Typische Wellenform des Übererregungsstroms

Solche Wellenformen weisen einen bedeutenden Anteil der fünften Harmonischen auf. Daher können wir eine Stabilisierungsmethode entwickeln, die auf dem Anteil der fünften Harmonischen des Einschaltstroms basiert. Der Mechanismus, mit dem dies erreicht wird, wird als Blockierung der fünften Harmonischen bezeichnet.

6.3 IMPLEMENTIERUNG

Um den Differentialschutz zu aktivieren bzw. zu deaktivieren, wählen Sie die Einstellung **DIFF.SCH. LTR** in der Spalte **KONFIGURATION** und die Einstellung **Trafo-Diff** in der Spalte **DIFF.SCH. LTR** des entsprechenden Parametersatzes.

6.3.1 DEFINIEREN DES LEISTUNGSTRANSFORMATORS

Zum Einrichten des Transformatordifferentialschutzes müssen Sie definieren, welcher Transformatortyp geschützt werden soll. Zu diesem Zweck verwenden Sie die Einstellungen in der Spalte **SYSTFKTVERKN**.

Das P642 unterstützt nur Zweiwicklungstransformatoren. Bei P643 und P645 bestimmt die Einstellung **Anz. Wicklg.**, ob der geschützte Transformator ein Zweiwicklungstransformator (OW+UW) oder ein Dreiwicklungstransformator (OW+UW+TW) ist.

Die Einstellung **Wickl. Typ** bestimmt, ob der geschützte Transformator ein konventioneller Transformator oder ein Spartransformator ist.

Die Einstellung **Ref.Leistung S** dient zum Festlegen der Bezugsleistung des geschützten Transformators. Dies wird von der Differentialfunktion als Bezug zur Berechnung der Verhältniskorrekturfaktoren verwendet (die übrigens in den Feldern **AmplAnpasng StW** angezeigt werden). Die Bezugsleistung ist die maximale MVA-Leistung, die auf dem Typenschild des Transformators angegeben ist.

In den Einstellungen **Schaltung OW**, **Schaltung UW** und **Schaltung TW** können Sie jede Wicklung als Y (Stern), D (Dreieck) oder Z (Zickzack) definieren.

Auch müssen Sie die Nennspannung jeder Wicklung festlegen. Zu diesem Zweck verwenden Sie die Einstellungen **Unom OW**, **Unom UW** und **Unom TW**.

Um sicherzustellen, dass das Gerät die Schaltgruppenkorrektur durchführen kann, müssen Sie die Schaltgruppen für die UW- und TW-Wicklungen eingeben. Zu diesem Zweck geben Sie die entsprechende Schaltgruppenreferenz (auf dem Typenschild angegeben) mithilfe der Einstellungen **Sch.gr.kz. UW** und **Sch.gr.kz. TW** ein.

Neben den Einstellungen **Sch.gr.kz. UW** und **Sch.gr.kz. TW** steht die Einstellung **Schaltgruppe-Ref** zur Verfügung. Mithilfe dieser Einstellung können Sie eine Phasenverschiebung auf die OW-Stromeingänge anwenden. Meist wird diese Einstellung auf 0 gesetzt. In einigen speziellen Anwendungen können Sie jedoch die Bezugsschaltgruppe auf einen anderen Wert als 0 setzen. Ein Hinweis am Ende dieses Kapitels erklärt, warum Sie dies tun können.

Als Letztes müssen Sie die Phasenfolge mithilfe der Einstellung **Phasenfolge** festlegen. Dies kann entweder *Standard L1L2L3* oder *Rückwärts L1L3L2* sein.

Wenn die Phasenfolge von L1L2L3 auf L1L3L2 geändert wird, müssen die Vektorgruppeneinstellungen diese Änderung entsprechend reflektieren. Dies kann erreicht werden, indem diese auf den gleichen Wert bis minus 12 des ursprünglichen Werts eingestellt werden. Zum Beispiel hat ein Yd11-Wandler eine Vektorgruppeneinstellung von 11, wenn die Phasenfolge L1L2L3 ist. Wenn sich die Phasenfolge jedoch auf L1L3L2 ändert, sollte die Vektorgruppeneinstellung auf 1 gesetzt werden.

Hinweis:

Um Unsymmetrie durch Auslösung des Lastschalters zu minimieren, sollten die Stromeingänge des Differentialelements entsprechend dem mittleren Abgriff und nicht entsprechend der Nennspannung angepasst eingestellt werden. Die Einstellung **Schaltgruppe-Ref** stellt eine Bezugsschaltgruppe bereit, auf die sich alle anderen Schaltgruppen beziehen. Sie wird normalerweise auf null Grad gesetzt.

6.3.2 AUSWÄHLEN DER STROMEINGÄNGE

Das P642 hat zwei Stromanschlusseingänge (T1 und T2), das P643 hat bis zu drei Stromanschlusseingänge (T1 bis T3) und das P645 hat bis zu fünf Stromanschlusseingänge (T1 bis T5).

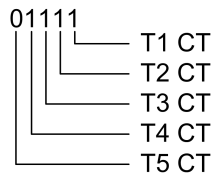
Beim P642 verbinden Sie einen Stromanschlusseingang mit der Hochspannungswicklung (OW) und den anderen mit der Niederspannungswicklung (UW).

Bei P643 und P645 können Sie mehrere Stromanschlusseingänge mit bestimmten Wicklungen verbinden. Wenn mehrere Stromwandleranschlüsse mit einer Wicklung verbunden sind, verwendet der Eingang zur Differentialschutzfunktion die Vektorsumme der Stromanschlusseingänge (pro Phase) zur Berechnung für die betreffende Wicklung.

Sie verbinden diese Stromeingänge mit den Systemwandlerwicklungen, indem Sie wie folgt die Einstellungen **Anschl.OW StW.**, **Anschl.UW StW.** und **Anschl.TW StW.** in der Spalte **SYSTEM CONFIG** verwenden:

Einstellung	P642	P643	P645
Anschl.OW StW.	01	001 011	00001 00011 00111 01011 01111
Anschl.UW StW.	10	100 110	10000 11000 11100 11010 11110
Anschl.TW StW.		010	00100 01100 00110 01110

Dabei entsprechen die Anschlüsse T1 bis T5 den Bits in der Binärzeichenfolge wie folgt (1 = wird verwendet, 0 = wird nicht verwendet). Die Bitfolge beginnt mit T1 auf der rechten Seite. Beispiel:



Wenn ein StW mehreren Wicklungen zugewiesen ist, wird eine Warnung ausgegeben (**StW Auswahl Wrng**). Sobald dieses DDB-Signal aktiviert ist, wird auch der Schutz blockiert.

6.3.3 PHASENKORREKTUR

Das Gerät führt auf der Grundlage der in der Spalte **SYSTEMKONFIGUR.** vorgenommenen Einstellungen automatisch die Phasenkorrektur durch.

Bei einer umgekehrten Phasenfolge (L1L3L2) bildet das Gerät automatisch einen Komplementärwert für die Schaltgruppen-ID. Sie können anhand der Einstellung **Phasenfolge** in der Spalte **SYSTEMKONFIGUR.** für eine umgekehrte Phasenfolge sorgen. Das Gerät bildet dann automatisch den Komplementärwert der festgelegten Schaltgruppen-ID durch Subtraktion von der Zahl zwölf (Schaltgruppen-ID = 12 – festgelegte ID).

6.3.4 VERHÄLTNISSKORREKTUR

Für den Transformatordifferentialschutz ist eine Verhältnisskorrektur erforderlich. Das Gerät berechnet automatisch dem Verhältnisskorrekturfaktor für jeden der Stromeingänge und zeigt die berechneten Anpassungsfaktoren in der Spalte **SYSTEMKONFIG.** an.

Ebenso wie die Parameter des Leistungstransformators selbst, die in der Spalte **SYSTEMKONFIG.** definiert sind, müssen Sie die StW-Übersetzungsverhältnisse und Polaritäten festlegen. Zu diesem Zweck verwenden Sie die

Spalte **StW&SpW-VERHÄLTN** mit den Einstellungen **StWLeiterPolarit**, **Primär** und **Sekundär** für alle verwendeten Stromwandler.

Das Gerät berechnet dann wie folgt die Verhältniskorrekturfaktoren:

$$I_{ref,n} = \frac{S_{ref}}{\sqrt{3}V_{nom,n}} \quad K_{amp,n} = \frac{I_{nom,n}}{\frac{S_{ref}}{\sqrt{3}V_{nom,n}}}$$

Wobei:

- Sref = allgemeine Bezugsleistung für alle Enden
- Iref,n = Bezugsstrom für den entsprechenden StW-Eingang
- Kamp,n = Amplitudenanpassungsfaktor für den entsprechenden StW-Eingang
- Inom,n = primäre Nennströme für den entsprechenden StW-Eingang
- Unom,n = primäre Nennspannung für den entsprechenden StW-Eingang

Das Gerät prüft zudem, ob die Anpassungsfaktoren in ihren zulässigen Bereichen liegen. Die Anpassungsfaktoren müssen folgende Bedingung erfüllen:

$$0,05 \leq K_{amp} \leq 15 \text{ für Standard-StW}$$

$$0,05 \leq K_{amp} \leq 20 \text{ für empfindliche StW}$$

6.3.5 FEHLANPASSUNG VON STW-PARAMETERN

Nachstehend ist die in der Firmware implementierte StW-Parameter-Fehlanpassungslogik dargestellt:

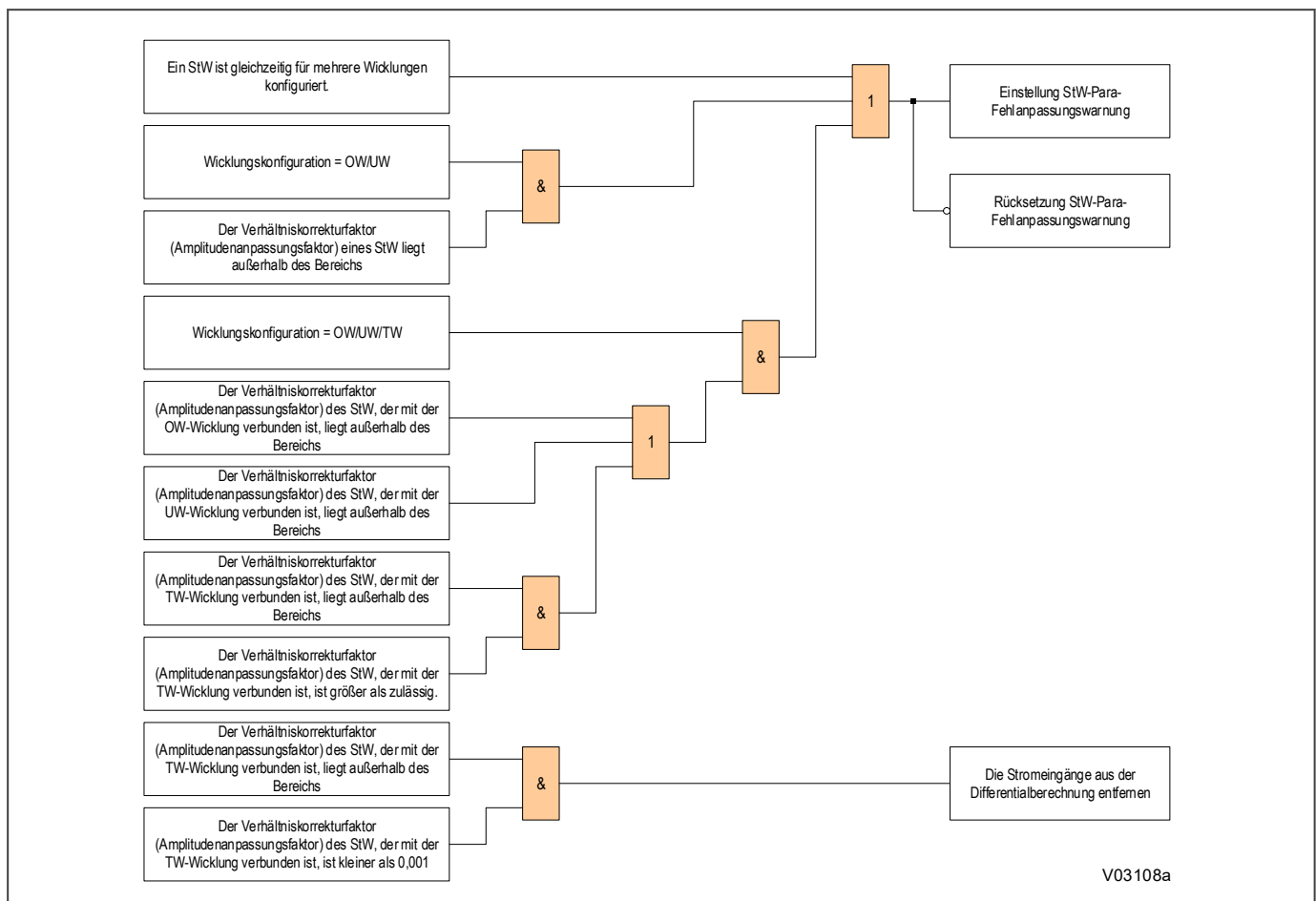


Abbildung 45: Schaltplan der StW-Parameter-Fehlanpassungslogik

Wenn einer der Verhältniskorrekturfaktoren in Zweiwicklungsanwendungen außerhalb des Bereichs liegt, wird die Warnung **Fehlalp.StW-Par.** aktiviert. In Anwendungen für mehrere Wicklungen wird die Warnung aktiviert, wenn der Verhältniskorrekturfaktor der Stromwandler, die mit OW- oder UW-Wicklungen verbunden sind, außerhalb des Bereichs liegt oder der Verhältniskorrekturfaktor der Stromwandler, die mit der TW-Wicklung verbunden sind, bei Standardstromwandlern größer als 15 und bei empfindlichen Stromwandlern größer als 20 ist.

Wenn der Verhältniskorrekturfaktor des Stromwandlers, der mit der TW-Wicklung verbunden ist, kleiner als 0,001 ist, wird dieser Stromwert aus der Differentialberechnung entfernt, wie im Logikschaltplan zu sehen ist.

Bei Aktivierung der Warnung **Fehlalp.StW-Par.** wird auch der Schutz blockiert.

Die über den Phasenstrom gemessenen Werte der Wicklungen des geschützten Objekts werden immer durch die entsprechenden Anpassungsfaktoren skaliert. Diese stehen dann zur weiteren Verarbeitung zur Verfügung. Folglich beziehen sich alle Schwellenwerte und gemessenen Werte auf die Bezugsströme und nicht auf die Transformatornennströme oder die Nennströme des Geräts.

6.3.6 EINRICHTEN DER NULLSYSTEMFILTERUNG

Es gibt zwei Betriebsmodi für die Nullsystemfilterung: „Einfach“ und „Erweitert“. Den Betriebsmodus legen Sie mithilfe der Einstellung **Einst. Modus** in der Spalte **DIFF.SCHUTZ** fest.

Im Modus „Einfach“ können Sie die Nullsystemfilterung nicht deaktivieren. Er wird automatisch für alle geerdeten Wicklungen realisiert. Sie können definieren, ob eine Wicklung geerdet ist oder nicht, indem Sie die Einstellungen **Erdung OW**, **Erdung UW** und **Erdung TW** in der Spalte **SYSTEMKONFIG.** verwenden. Wenn eine Einstellung auf *geerdet* gesetzt ist, wird die Nullsystemfilterung immer für die betreffende Wicklung realisiert. Ist eine Einstellung auf *ungeerdet* gesetzt, wird sie nicht ausgeführt.

Im Modus „Erweitert“ können Sie die Nullsystemfilterung manuell deaktivieren, indem Sie die Einstellungen **Inull Filt.OW**, **Inull Filt.UW** und **Inull Filt.TW** in der Spalte **DIFF.SCH. LTR** aktivieren bzw. deaktivieren.

6.3.7 AUSLÖSEKENNGRÖßEN

Die Differential- und Stabilisierungsströme für jede Phase werden aus den Stromvariablen berechnet, nachdem die Amplituden- und Schaltgruppenanpassung durchgeführt wurde.

Der Differentialstrom ist die Vektorsumme der StW-Stromeingänge:

$$P642 : I_{diff,y} = \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT1}} + \overrightarrow{I_{s,y,CT2}} \right|$$

$$P643 : I_{diff,y} = \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT1}} + \overrightarrow{I_{s,y,CT2}} + \overrightarrow{I_{s,y,CT3}} \right|$$

$$P645 : I_{diff,y} = \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT1}} + \overrightarrow{I_{s,y,CT2}} + \overrightarrow{I_{s,y,CT3}} + \overrightarrow{I_{s,y,CT4}} + \overrightarrow{I_{s,y,CT5}} \right|$$

Der Stabilisierungsstrom entspricht der Hälfte der skalaren Summe der StW-Stromeingänge:

$$P642 : I_{bias,y} = 0.5 \cdot \left[\left| \overrightarrow{I_{s,y,CT1}} \right| + \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT2}} \right| \right]$$

$$P643 : I_{bias,y} = 0.5 \cdot \left[\left| \overrightarrow{I_{s,y,CT1}} \right| + \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT2}} \right| + \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT3}} \right| \right]$$

$$P645 : I_{bias,y} = 0.5 \cdot \left[\left| \overrightarrow{I_{s,y,CT1}} \right| + \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT2}} \right| + \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT3}} \right| + \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT4}} \right| + \left| \overrightarrow{I_{s,y,CT5}} \right| \right]$$

Wobei:

- y ist die gemessene Phase (L1, L2 oder L3).
- I_s ist der Strom nach der Anpassung der Amplitude und der Schaltgruppe.

Die Auslösekenngroße weist zwei Knickpunkte auf. Der erste Knickpunkt ist von den Einstellungen von I_{s1} und $K1$ abhängig. Der zweite Knickpunkt ist durch die Einstellung I_{s2} definiert. Die untere Steigung sorgt für Stabilität bei niedrigen externen Fehlerwerten. Die höhere Steigung bietet Stabilität bei Durchgangsfehlerzuständen, die auf hohe Werte zurückzuführen sind, da transiente Differentialströme vorhanden sein können, die auf Stromwandlersättigung zurückzuführen sind.

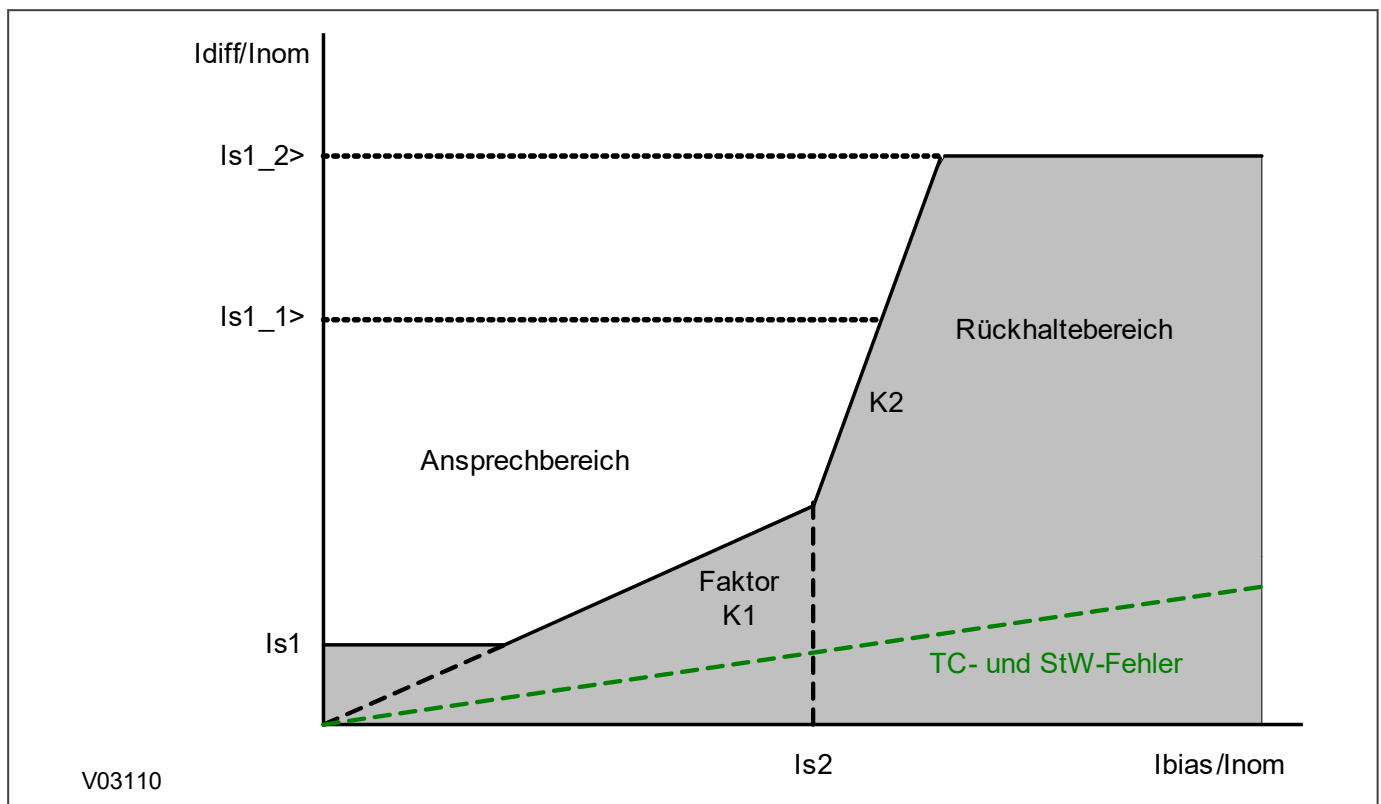


Abbildung 46: Stabilisierte Auslösecharakteristik

Sobald die Differential- und Stabilisierungsströme berechnet sind, werden folgende Vergleiche angestellt, aus denen sich ein Auslöse-/Stabilisierungssignal ergibt:

Für den flachen Steigungsbereich: $0 \leq I_{\text{Stab. max.}} \leq I_{s1}/K_1$

$$I_{\text{diff}} \geq I_{s1} + \text{transiente Stabilisierung}$$

Für den Steigungsbereich K1: $I_{s1}/K_1 \leq I_{\text{Stab. max.}} \leq I_{s2}$

$$I_{\text{diff}} \geq K_1 \cdot I_{\text{Stab. max.}} + \text{transiente Stabilisierung}$$

Für den Steigungsbereich K2: $I_{s2} \leq I_{\text{Stab. max.}} \leq I_{s\text{-HS2}}/K_2$

$$I_{\text{diff}} \geq K_1 \cdot I_{s2} + K_2(I_{\text{Stab. max.}} - I_{s2}) + \text{transiente Stabilisierung}$$

6.3.7.1 HOCH EINGESTELLTE FUNKTION

Der hoch eingestellte (1) Algorithmus verwendet eine Spitzenerkennungsmethode zur Erreichung kurzer Ansprechzeiten. Der Spitzenwert ist der größte absolute Wert des Differentialstroms im letzten Zyklus. Da der hoch eingestellte (1) Algorithmus eine Spitzenwerkerkennungsmethode verwendet, wird $I_{s\text{-HS1}}$ höher als der erwartete höchste Magnetisierungsstoßstrom eingestellt, um die Störfestigkeit gegen Magnetisierungsstromstöße beizubehalten. Für eine hoch eingestellte (1) Auslösung müssen zwei Bedingungen erfüllt sein:

- Der Spitzenwert des Differentialstroms muss größer als die Einstellung $I_{s\text{-HS1}}$ sein.
- Die Stabilisierungskenngröße liegt im Ansprechbereich.

Wenn der Differentialstrom über der einstellbaren Schwelle **$I_{s1_1>}$** liegt, löst das Gerät aus, wenn der Differentialstrom im Ansprechbereich, aber nicht im Stabilisierungsbereich liegt. Die Blockierung der zweiten Harmonischen und die Blockierung bei Übererregung wird jedoch NICHT berücksichtigt. Die hohe Einstellung 1 wird zurückgesetzt, wenn der Differentialstrom und der Stabilisierungsstrom im Ruhebereich liegen.

Wenn der Differentialstrom über der einstellbaren Schwelle **Is1_2>** liegt, wird der Stabilisierungsstrom nicht mehr berücksichtigt, und das Gerät löst ungeachtet dessen aus. Wie bei der hohen Einstellung 1 wird die Blockierung der zweiten Harmonischen und die Blockierung bei Übererregung NICHT berücksichtigt. Das hoch eingestellte (2) Element wird zurückgesetzt, wenn der Differentialstrom unter $0,95 \cdot \text{Is1_2>}$ fällt.

6.3.7.2 MESSKREISFEHLERWARNUNG

Die Messkreisfehlerwarnlogik erfordert folgende Einstellungen:

Messkreisfehler: zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der Funktion

IsM.kr.Fehl.: zum Definieren der Minstdifferentialschwelle

KM.kr.Fehl.: zum Definieren des Steigungsgradienten

tM.kr.Fehl.: zum Festlegen einer Zeitverzögerung

Wenn der Differentialstrom größer als die Einstellung **IsM.kr.Fehl.** ist und nach Ablauf der Verzögerungszeit keine Auslösung erfolgt, wird eine Warnung ausgegeben, die auf ein StW-Problem hinweist.

6.3.8 STABILITÄT DER AUSLÖSECHARAKTERISTIK

Zustände wie StW-Sättigung und vorübergehende Schaltvorgänge können falsches Ansprechen von Differentialelementen verursachen. Um dies zu vermeiden, kommen in diesem Gerät eine Reihe von Techniken zur Anwendung: Zu diesen zählen:

- maximale Stabilisierung und Restbias
- Transiente Stromstabilisierung
- Erkennung von StW-Sättigung (um zwischen internen und externen Fehlern zu unterscheiden)
- Lückenerkennung
- Erkennung externer Fehler
- Stromwandlerüberwachung
- Messkreisfehlerwarnung
- Blockierung der zweiten Harmonischen
- Blockierung der fünften Harmonischen

6.3.8.1 MAXIMALE STABILISIERUNG

Die Differential- und Stabilisierungsströme werden je Phase acht Mal pro Zyklus berechnet. Ein Vergleich zwischen Differentialstrom und Stabilisierungsstrom wird verwendet, um zu entscheiden, ob ausgelöst wird oder nicht. Der Vergleich erfolgt pro Phase mithilfe des in der betreffenden Phase gemessenen Differentialstroms. Für alle drei Phasen wird jedoch ein gemeinsamer Stabilisierungsstrom verwendet. Um für Stabilität zu sorgen, wird der stärkste Stabilisierungsstrom für jede Phase berechnet, damit alle Phasen stabilisiert werden können. Dies wird als maximale Stabilisierung bezeichnet.

6.3.8.2 VERZÖGERTE STABILISIERUNG

Um für größere Stabilität bei der Beseitigung von externen Fehlern zu sorgen, überprüft die Schutzeinrichtung den höchsten Wert des Stabilisierungsstroms, der während des vorangegangenen Zyklus berechnet wurde. Wenn der betreffende Wert höher als der vorliegende Wert ist, wird er verwendet, um die Auslöseentscheidung zu beschränken. Dies wird als Restbias bezeichnet. Die Restbias-Technik sorgt für Stabilität bei Durchgangsfehlern zur Beseitigung externer Fehler.

6.3.8.3 TRANSIENTE STROMSTABILISIERUNG

Wenn der Messwert des mittleren Stabilisierungsstroms plötzlich ansteigt, wird pro Phase eine zusätzliche Stabilisierungsgröße (transiente Stabilisierung) in die Stabilisierungsberechnung einbezogen. Transiente

Stabilisierung wird nur bei externen Fehlern aktiv. Sie kann mithilfe der Einstellung „Trans. I Stabil.“ in der Spalte *DIFF.SCHUTZ* aktiviert bzw. deaktiviert werden.

Transiente Stabilisierung klingt exponentiell ab. Die transiente Stabilisierungsgröße wird zum Ansprechstrom hinzuaddiert, der bei maximaler Stabilisierung berechnet wird. Somit stehen folgende Differentialstromschwellen zur Verfügung:

Differentialschwelle Phase L1 = I_{op} bei max. Stab. + transiente Stab. Phase L1

Differentialschwelle Phase L2 = I_{op} bei max. Stab. + transiente Stab. Phase L2

Differentialschwelle Phase L3 = I_{op} bei max. Stab. + transiente Stab. Phase L3

Die Technik der transienten Stabilisierung verwendet eine Abklingzeitkonstante, Stabilitätskoeffizienten und einige Einstellungen von Differentialfunktionen, um eine dynamische Stabilisierungscharakteristik bereitzustellen. Das folgende Diagramm zeigt das Verhalten bei einem externen Fehler. Damit das Gerät auslöst, sollte der Grundanteil des Differentialstroms über dem Ansprechstrom bei max. Stab. + transiente Stab. liegen.

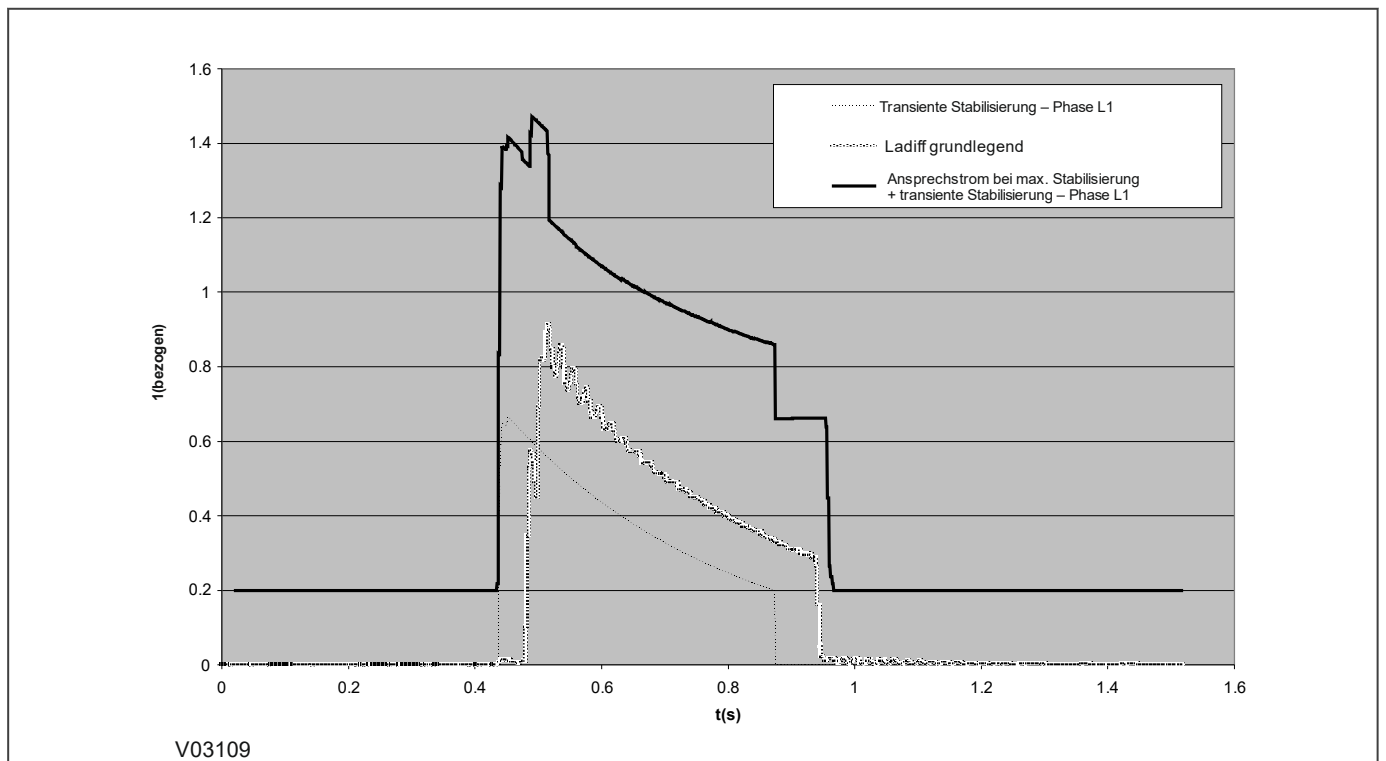


Abbildung 47: Transiente Stabilisierungscharakteristik

Die Übergangsstabilisierstromfunktion erhöht die Stabilität des Differenzialelements bei externen Fehlern und ermöglicht eine Zeitverzögerung im Falle einer Stromwandlersättigung, die durch kleine externe Fehlerströme und hohe X/R-Verhältnisse verursacht werden.

Es wird keine transiente Stabilisierung erzeugt, wenn Lastschaltzustände eintreten oder der Sättigungszustand des Stromwandlers endet.

6.3.8.4 STW-SÄTTIGUNGSTECHNIK

Bei StW-Sättigung kann der Anteil der zweiten Harmonischen groß genug sein, um das niedrig eingestellte Differenzialelement zu blockieren. Dies würde zu einem verzögerten Ansprechen des niedrig eingestellten Differenzialelements bei internen Fehlern führen. Das Gerät verfügt über eine StW-Sättigungstechnik, die das niedrig eingestellte Differenzialelement bei Fehlern mit starker StW-Sättigung freigibt. Diese StW-Sättigungserkennungstechnik kann zwischen Magnetisierungseinschaltstrom und StW-Sättigung unterscheiden. Daher funktioniert die Blockierung der zweiten Harmonischen richtig bei Magnetisierungseinschaltstrom, wird aber

bei internen Fehlern mit problematischer StW-Sättigung nicht aktiviert. Diese Funktion wird mithilfe der Einstellung **StW Sättigung** in der Spalte *DIFF.SCH. LTR* aktiviert bzw. deaktiviert.

6.3.8.5 LÜCKENERKENNUNGSTECHNIK

Die Lückenerkennungstechnik erkennt leichte StW-Sättigung pro Phase. Die Lückenerkennungstechnik gibt das niedrig eingestellte Differentialelement bei leichter StW-Sättigung frei, wodurch das niedrig eingestellte Differentialelement schneller auslösen kann. Es wird für Stabilität bei Einschaltstromstößen gesorgt, da diese Technik zwischen einem Einschaltstromstoß und einer Sättigungswellenform unterscheiden kann. Diese Funktion wird mithilfe der Einstellung **Lücke-Erkennung** in der Spalte *DIFF.SCH. LTR* aktiviert bzw. deaktiviert.

6.3.8.6 TECHNIK ZUR ERKENNUNG EXTERNER FEHLER

Ein Algorithmus zur Erkennung externer Fehler wurde implementiert, damit die StW-Sättigungstechnik und die Lückenerkennungstechnik nicht die Blockierung der zweiten Harmonische beeinträchtigen, wenn ein externer Fehler vorliegt.

Diese Technik berücksichtigt die Zeit bis zur Sättigung, ein Delta-Stabilisierungs-Anregesignal, ein Delta-Differential-Anregesignal und das Verhältnis zwischen Delta-Differential und Delta-Stabilisierung zum Zeitpunkt der Anregung. Sobald ein externer Fehler auftritt, ändert sich der Stabilisierungsstrom, aber nur der Differentialstrom nimmt nach der Zeit bis zur Sättigung zu. Die DDB-Signale der externen Fehlererkennung werden aktiviert, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

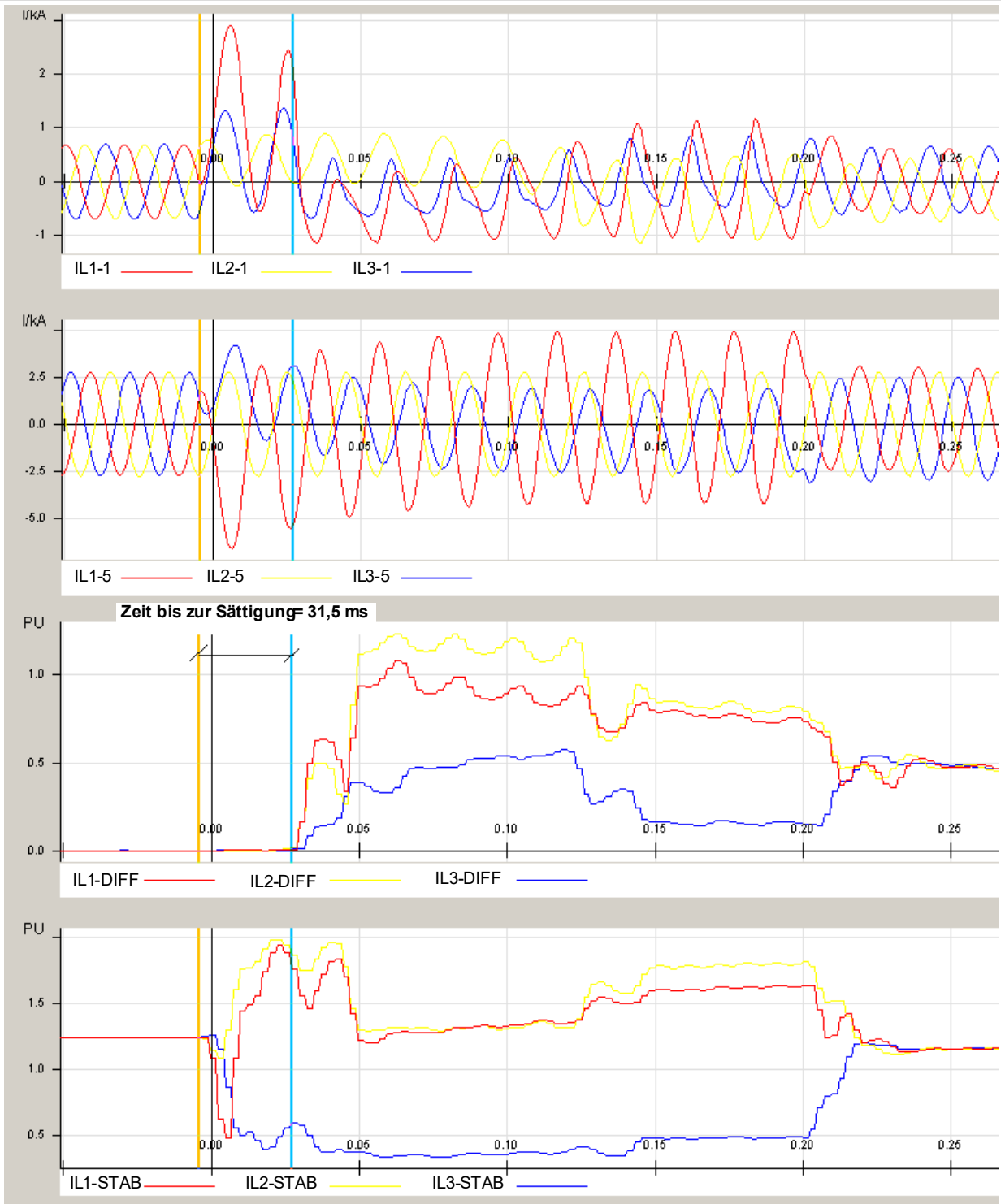
Das Delta-Stabilisierungs-Anregesignal wird zuerst aktiviert. Das Delta-Stabilisierungs-Anregesignal und das Delta-Differential-Anregesignal werden aktiviert, wenn die Delta-Stabilisierungs- und Delta-Differentialströme größer als 0,65 Is1 sind.

Die Zeitdifferenz zwischen der Aktivierung des Delta-Stabilisierungs-Anregesignals und der Aktivierung des Delta-Differentialsignals ist größer als die Zeit bis zur Sättigung. Die Mindestzeit bis zur Sättigung beträgt 2,5 Millisekunden bei einem 50-Hz-System und 2,08 Millisekunden bei einem 60-Hz-System.

Das Verhältnis zwischen Delta-Differential und Delta-Stabilisierung ist kleiner als eine festgelegte Schwelle, wenn das Delta-Stabilisierungs-Anregesignal aktiviert wird.

Der Algorithmus zur Erkennung externer Fehler wird pro Phase durchgeführt. Wenn ein externer Fehler in Phase L1, L2 oder L3 erkannt wird, werden die Signale **Ext. Fehler L1**, **Ext. Fehler L2** oder **Ext. Fehler L3** aktiviert. Der Detektor zur Erkennung externer Fehler wird nach sechs Sekunden ab Anregung oder nach 25 Zyklen ab Anregung zurückgesetzt, wenn der Strom weniger als 0,9 Is1 beträgt.

Die folgende Abbildung zeigt die Zeit bis zur Sättigung bei einem externen Fehler.



V03124

Abbildung 48: Zeit bis zur Sättigung – externer L1-N-Fehler

6.3.8.7 PHASENVERGLEICHSTECHNIK

Bei manchen sich entwickelnden Fehlerzuständen, die externe und interne Fehler betreffen, verwendet das P64 eine Phasenvergleichstechnik zur schnelleren Fehlerbeseitigung.

Die Phasenvergleichstechnik wird aktiviert, sobald ein externer Fehler erkannt ist und der Stabilisierungsstrom größer als Faktor $K2 \times$ Phasenvergleichsverhältnisschwelle ist, wie in der nachstehenden Tabelle gezeigt:

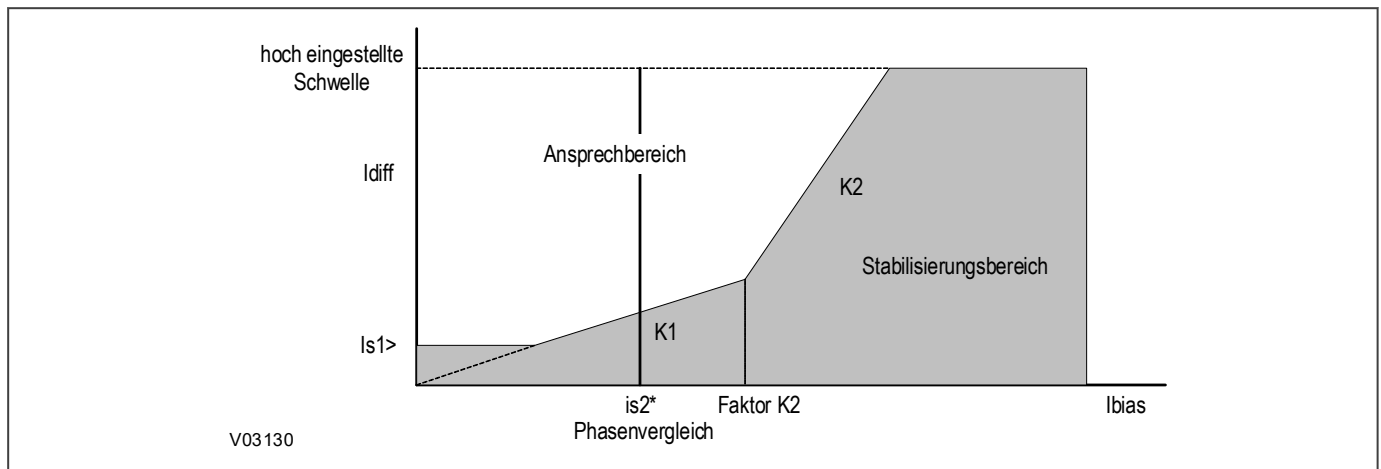


Abbildung 49: Faktor K2 x Phasenvergleich

Wenn der Phasenvergleich aktiviert ist, vergleicht er den relativen Winkel jedes Wicklungsstroms nach Anwendung des Phasen- und Amplitudenausgleichs. Wenn der gemessene relative Winkel kleiner als 90 Grad ist, weist dies auf einen internen Fehler hin und der Detektor für externe Fehler wird zurückgesetzt.

Bei Rücksetzung des Detektors für externe Fehler wird die transiente Stabilisierung entfernt. Die Stromwandlersättigung und die Lückenerkennungstechnik werden aktiviert, wodurch interne Fehler schneller beseitigt werden können.

6.3.8.8 STROMWANDLERÜBERWACHUNG

Wenn die Einstellung **StWÜ UE-Eingang** in der Spalte ÜBERWACHUNG auf „Stabilisierung“ gesetzt ist, wird der Mindestansprechstrom nach Erkennung einer StWÜ-Bedingung und nach Ablauf der StWÜ-Verzögerungszeit (**StWÜ Verz.zeit**) auf den Wert **Is1>StrWÜ** erhöht.

Dies bewirkt, dass die Schwelle des Mindestansprechstroms für die Stabilisierungsscharakteristik wie folgt erhöht wird:

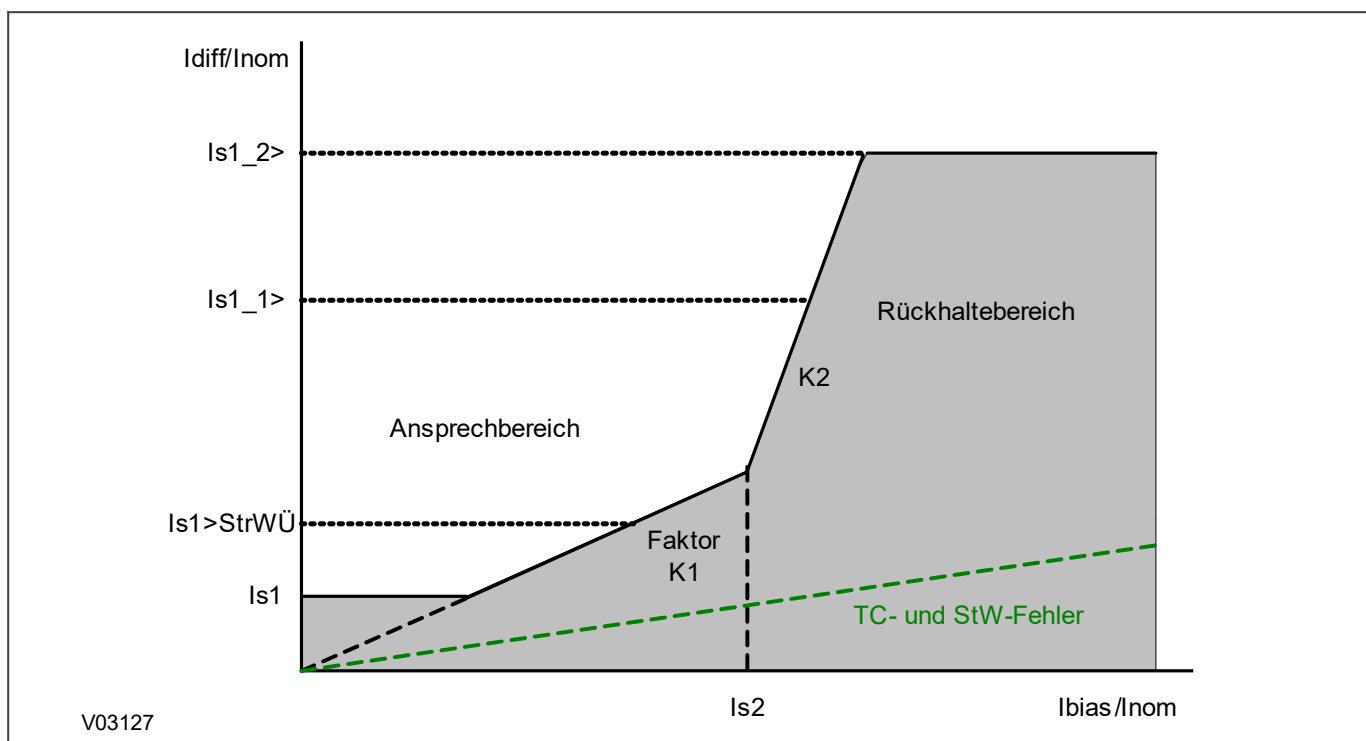


Abbildung 50: Effekt der StWÜ-Stabilisierung

6.3.8.9 MESSKREISFEHLERWARNUNG

Unter normalen Betriebsbedingungen sollte kein Differentialstrom vorhanden sein (obwohl ein kleiner Differentialstrom infolge einer StW-Fehlanpassung vorhanden sein kann). Bei einem Zustand wie beispielsweise einem Stromwandlerausfall oder einem Ausfall der Stromwandlerkreise kann ein kleiner Differentialstrom sichtbar sein. Dieses Gerät kann die Schaltung mithilfe einer Differentialcharakteristik mit zwei Steigungen auf solche Zustände hin überwachen, wenn die Einstellung **Messkreisfehler** in der Spalte „DIFF.SCHUTZ“ aktiviert ist. Die Charakteristik wird dann mithilfe der Einstellungen **IsM.kr.Fehl.** und **KM.kr.Fehl.** definiert. Ein zeitverzögertes Element verhindert entsprechend der Voreinstellung einen Konflikt mit der Auslösecharakteristik im Falle eines echten Transformatorfehlers. Wenn das Verhältnis zwischen Differentialstrom und Stabilisierungsstrom die Einstellungen **IsM.kr.Fehl.** und **KM.kr.Fehl.** überschreitet, aber nicht die Einstellungen **Is1 >** und **Faktor K1** über die Dauer der Einstellung **IsM.kr.Fehl.** überschreitet, wird eine Messkreisfehlerwarnung ausgegeben. Die Verzögerung **IsM.kr.Fehl.** ist auf fünf Sekunden voreingestellt.

Der Pegel, bei dem die Messkreisfehlerwarnung unter diesen Bedingungen ansprechen würde, ist nachstehend durch die rote Linie dargestellt:

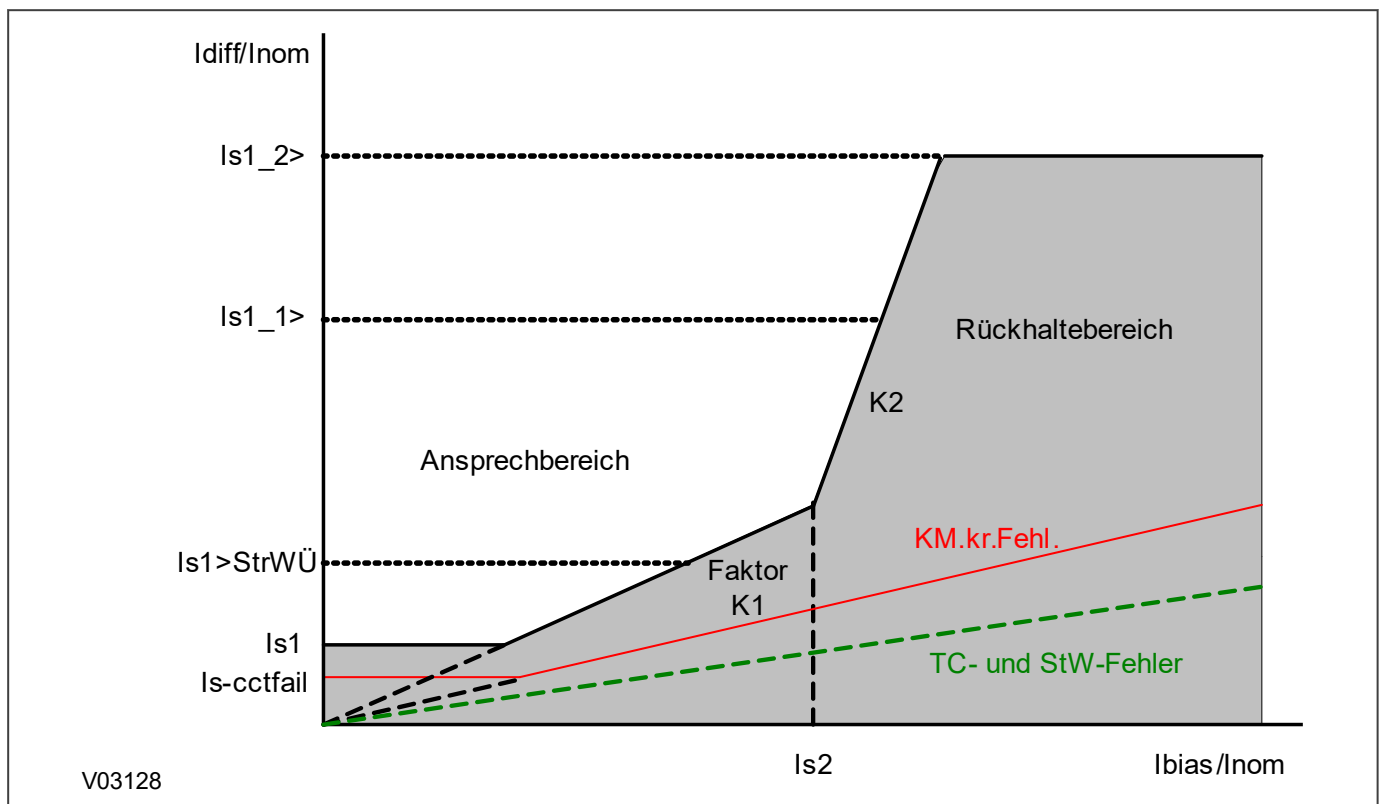


Abbildung 51: Stabilisierungscharakteristik mit Messkreisfehlerwarnung

6.3.9 LOGIK DER DIFFERENTIALSTABILISIERUNGS AUSLÖSUNG

Die Differentialstabilisierungsauslösung wird sowohl von der StW-Sättigungstechnik als auch von der Lückenerkennungstechnik beeinflusst. Wenn bei Aktivierung der Blockierung der zweiten Harmonischen entweder die StW-Sättigungserkennungstechnik oder die Lückenerkennungstechnik aktiviert wird, wird die Stabilisierungsdifferentialauslösung freigegeben.

Die StW-Sättigungserkennung und die Lückenerkennung funktionieren jedoch unabhängig von der Blockierung der fünften Harmonischen. Die Stabilisierungsdifferentialauslösung findet nur dann statt, wenn die Blockierung der fünften Harmonischen nicht aktiviert ist und das Stabilisierungsdifferential-Anregesignal aktiviert ist. Die Logik der Differentialstabilisierungsauslösung ist nachstehend beschrieben.

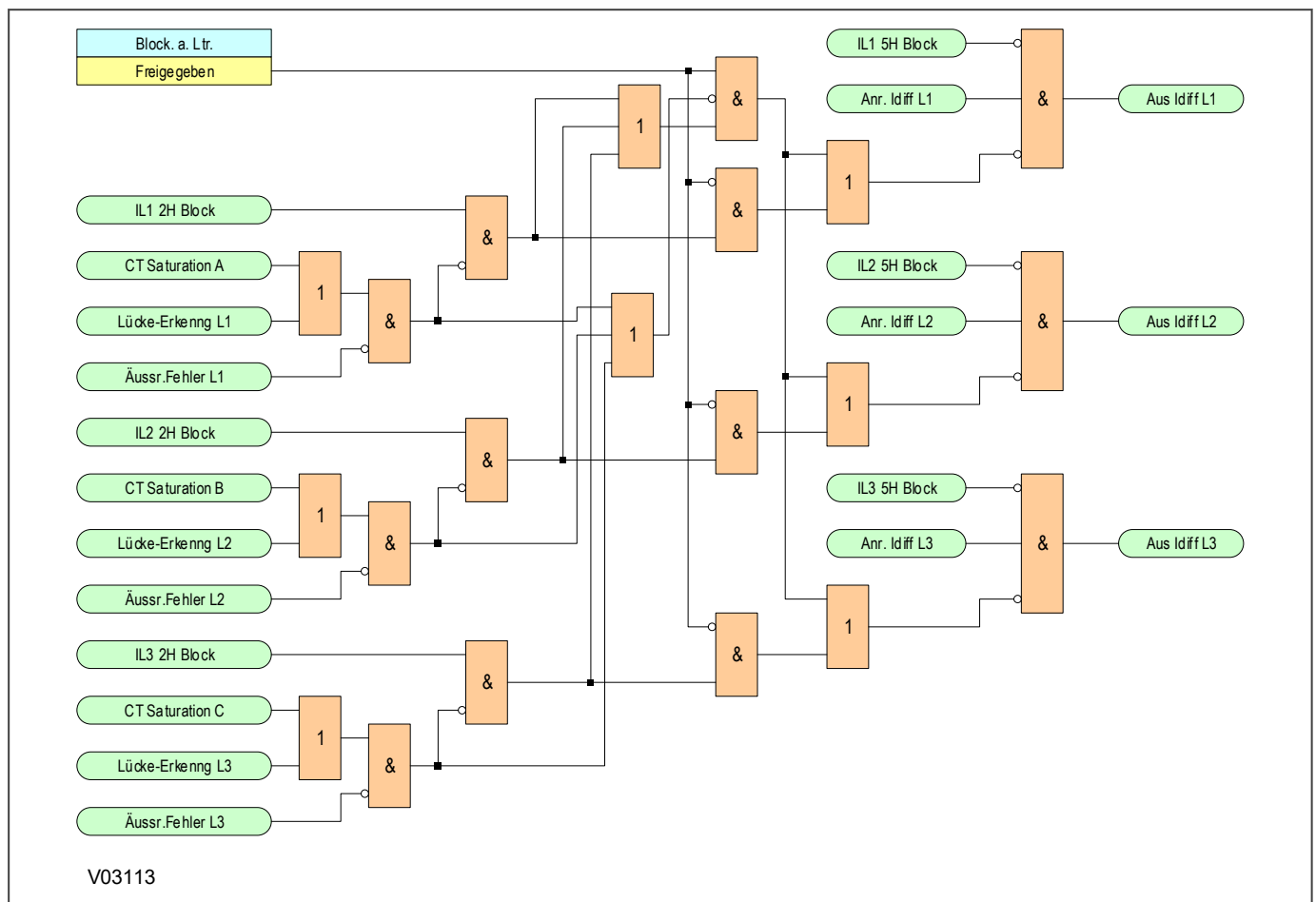


Abbildung 52: Logik der Differentialstabilisierungsauslösung

6.4 BLOCKIERUNG VON HARMONISCHEN

6.4.1 BLOCKIERUNG DER ZWEITEN HARMONISCHEN

Das Schutzgerät filtert den Differentialstrom, um den Grundanteil ($I_{diff(f_n)}$) und die Stromanteile der zweiten Harmonischen ($I_{diff(2f_n)}$) zu bestimmen. Das Gerät verwendet diese Größen, um ein Blockiersignal zu erzeugen, das den Schutz blockiert, wenn der Anteil der zweiten Harmonischen einen bestimmten Pegel überschreitet.

Die Blockierung der zweiten Harmonischen ist phasengetrennt. Wenn das Verhältnis zwischen dem Anteil der zweiten Harmonischen und dem Grundanteil eine (mithilfe von **IH2 Diff Einstl.**) einstellbare Schwelle in zwei aufeinander folgenden Berechnungen überschreitet, wird für die betreffende Phase ein Signal zur Blockierung der zweiten Harmonischen ausgegeben. Diese sind:

IL1 2H Block (Blockiersignal für Phase L1)

IL2 2H Block (Blockiersignal für Phase L2)

IL3 2H Block (Blockiersignal für Phase L3)

Wenn die Einstellung **Block. a. Ltr.** in der Spalte **DIFF.SCH. LTR** aktiviert ist, blockiert eines der Phasenblockiersignale alle drei Phasen.

Es wird kein Blockiersignal aktiviert, wenn der Differentialstrom die Ansprechwerte **Is-HS1** oder **Is-HS2** überschreitet.

Im folgende Ablaufdiagramm ist das Verfahren zur Blockierung der zweiten Harmonischen zusammengefasst:

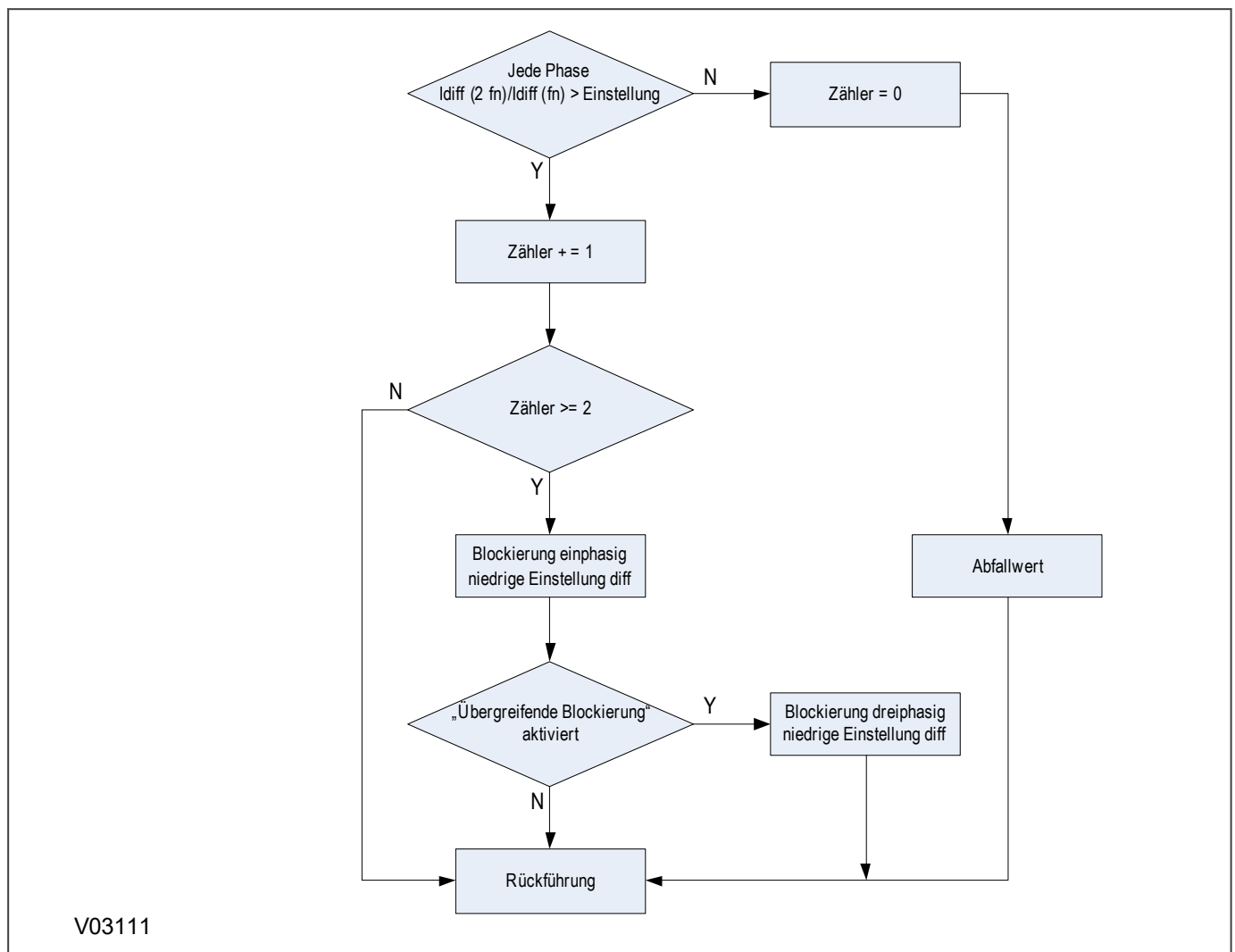


Abbildung 53: Prozess der Blockierung der zweiten Harmonischen

6.4.2 LOGIK ZUR BLOCKIERUNG DER ZWEITEN HARMONISCHEN

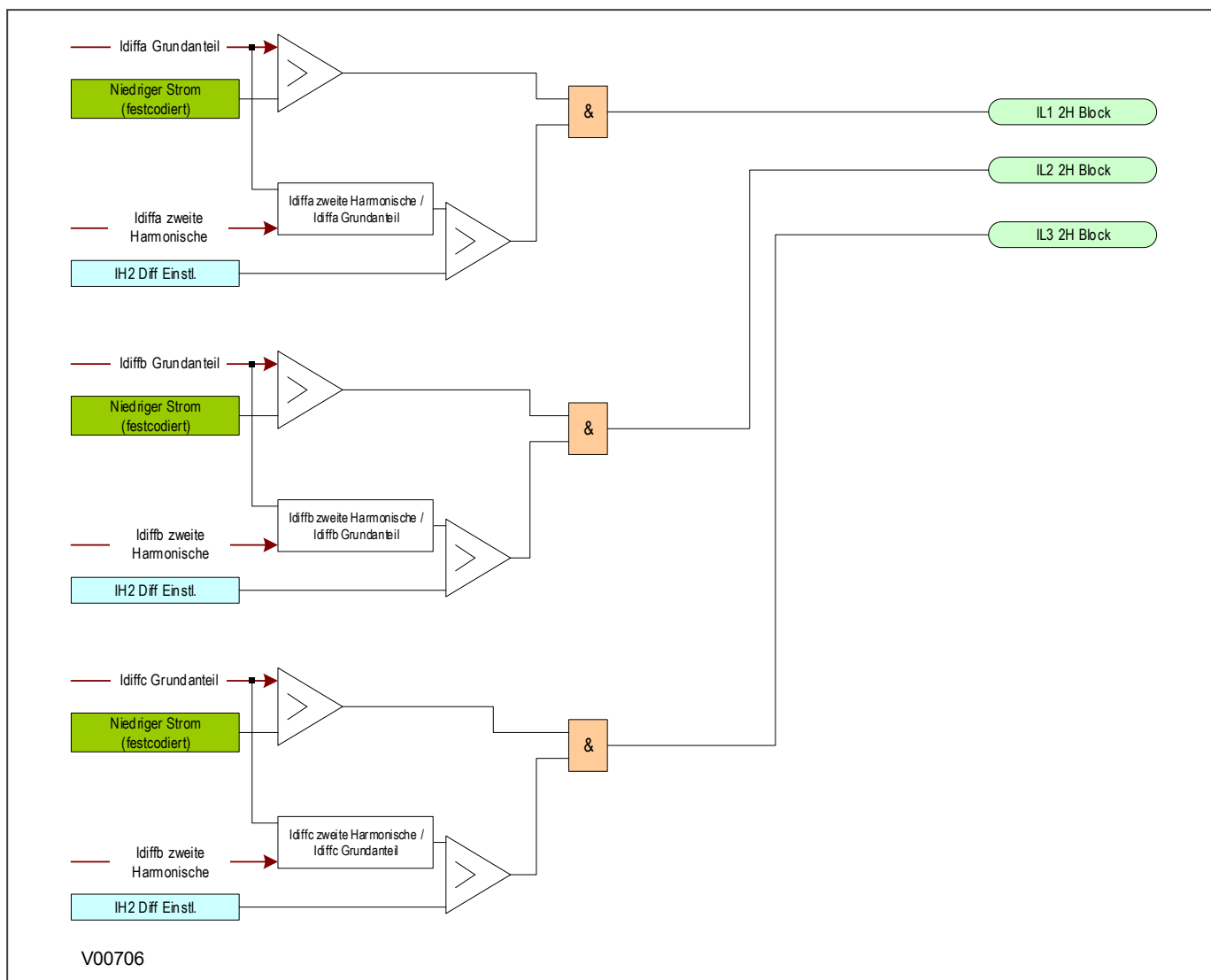


Abbildung 54: Logik zur Blockierung der zweiten Harmonischen

6.4.3 RICHTLINIEN ZUR EINSTELLUNG DER ZWEITEN HARMONISCHEN

Während der Erregung kann die Komponente des Einschaltstroms der zweiten Harmonischen bis zu 70 Prozent hoch sein, was von der Nennleistung abhängig ist. Da der Pegel der zweiten Harmonischen für jede Phase verschieden sein kann, steht die phasentrennte Blockierung zur Verfügung.

Wenn die Einstellung zu niedrig ist, kann die Blockierung der zweiten Harmonischen ein Auslösen bei internen Transformatorfehlern verhindern. Wenn die Einstellung zu hoch ist, funktioniert die Blockierung bei niedrigen Einschaltstrompegeln möglicherweise nicht, wodurch eine unerwünschte Auslösung des Differentialelements während der Anregung stattfinden kann. Im Allgemeinen ist eine Einstellung von 15% bis 20% angemessen.

Zur Prüfung der Funktion zur Blockierung der zweiten Harmonischen mit einem Omicron-Prüfgerät zur Oberwellenstabilisierung, wird empfohlen die Einstellungen **StW Sättigung** und **Lücke-Erkennung** auf *Ausgeschaltet* zu setzen, während **Transiente Stab.** auf *Freigegeben* oder *Ausgeschaltet* zu setzen ist. Wenn das Schutzgerät jedoch in Betrieb ist, wird empfohlen, sowohl **StW Sättigung** als auch **Lücke-Erkennung** auf *Freigegeben* zu setzen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Funktion zum Blockieren der zweiten Harmonischen nicht die Auslösung des Differentialschutzelements verzögert, wenn während des Einschaltens des Transformators ein interner Fehler entsteht.

6.4.4 IMPLEMENTIERUNG DER BLOCKIERUNG DER FÜNFTEHARMONISCHEN

Das Schutzgerät filtert den Differentialstrom, um den Grundanteil $I_{diff}(fn)$ und den Anteil der fünften Harmonischen $I_{diff}(5fn)$ zu bestimmen. Das Gerät verwendet diese Größen, um ein Blockiersignal zu erzeugen, das den Schutz blockiert, wenn der Anteil der fünften Harmonischen einen bestimmten Pegel überschreitet.

Die Blockierung der fünften Harmonischen kann verwendet werden, um ein unerwünschtes Auslösen des niedrig eingestellten Differentialelements bei transienten Übererregungszuständen zu verhindern.

Die Schwelle zur Blockierung der fünften Harmonischen ist zwischen null und 100 Prozent des Differentialstroms einstellbar. Die Schwelle sollte so eingestellt werden, dass die Blockierung wirksam wird, wenn der Magnetisierungsstrom die gewählte Schwelleneinstellung des niedrig eingestellten Differentialschutzes überschreitet.

Die Blockierung der fünften Harmonischen ist phasenetrennt. Wenn das Verhältnis $I_{diff}(5-fn)/I_{diff}(fn)$ eine einstellbare Schwelle überschreitet (die durch **IH5 Diff. Einst** in zwei aufeinander folgenden Berechnungen festgelegt wird), und wenn der Differentialstrom größer als 0,1 bezogen (die Mindesteinstellung von I_{s1}) ist, dann wird das Signal zur Blockierung der fünften Harmonischen für die betreffende Phase ausgegeben. Die DDB-Signale sind:

IL1 5H Block (Blockiersignal für Phase L1)

IL2 5H Block (Blockiersignal für Phase L2)

IL3 5H Block (Blockiersignal für Phase L3)

Für die Blockierung der fünften Harmonischen ist keine übergreifende Blockierung verfügbar.

Es wird kein Blockiersignal aktiviert, wenn der Differentialstrom die Ansprechwerte **Is-HS1** oder **Is-HS2** überschreitet.

Im folgende Ablaufdiagramm ist das Verfahren zur Blockierung der fünften Harmonischen zusammengefasst:

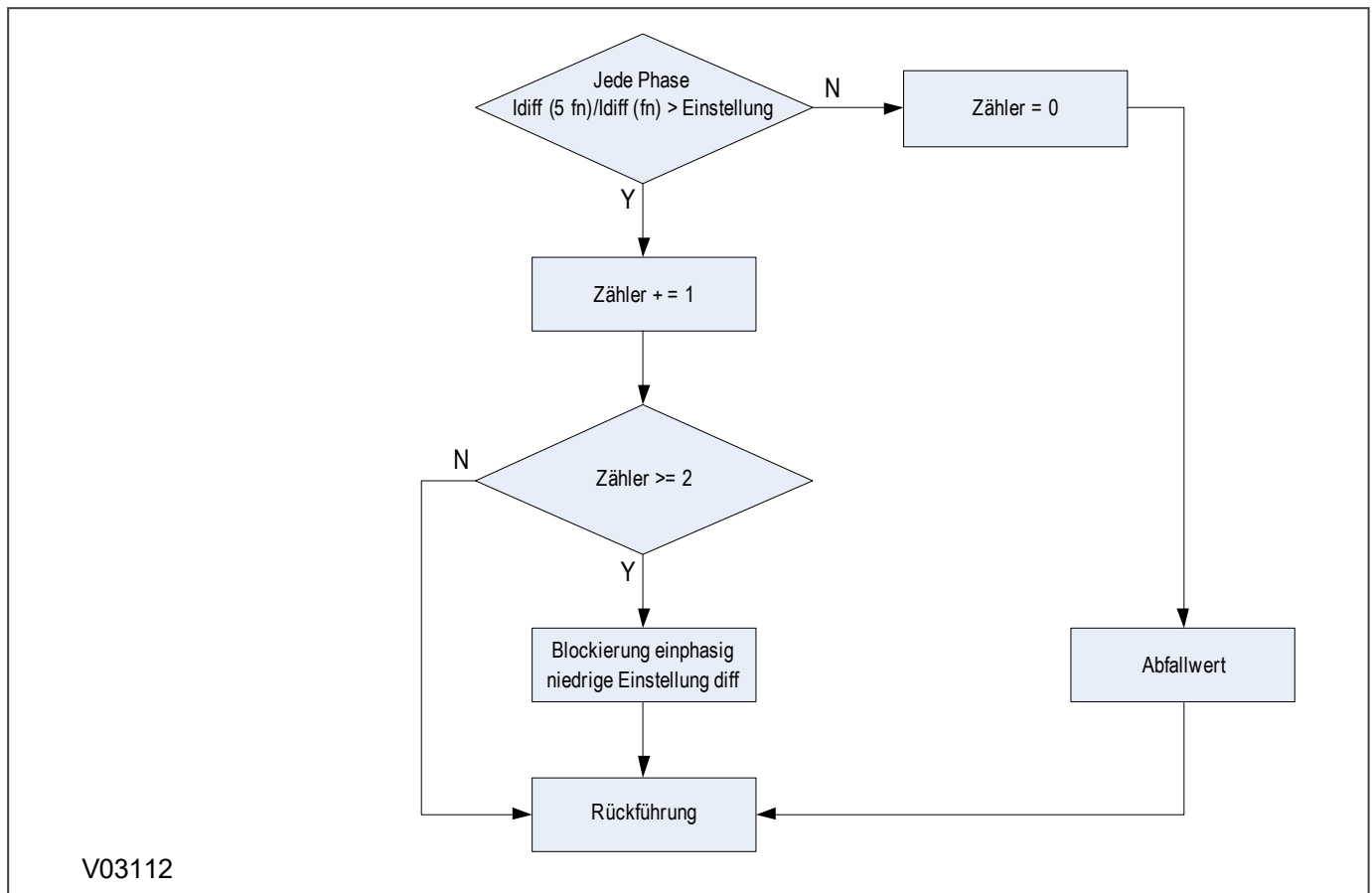


Abbildung 55: Prozess der Blockierung der fünften Harmonischen

6.4.5 RICHTLINIE ZUR EINSTELLUNG DER FÜNFTEN HARMONISCHEN

In den meisten Anwendungen sorgen die Standardeinstellungen für Stabilität des Differentialelements. Bei schwierigeren Gegebenheiten kann die Differentialstromblockierung der fünften Harmonischen von Nutzen sein.

Eine typische Einstellung für $I_{h(5)\%}$ ist 35 Prozent.

6.4.6 GEOMAGNETISCHE STÖRUNGEN

Um Schutz vor Schaden durch anhaltende Übererregung zu bieten, die durch eine geomagnetische Störung verursacht werden kann, kann das Element für die Blockierung der fünften Harmonischen mithilfe eines zugehörigen Zeitgebers einem Ausgangskontakt zugeordnet werden. Die Betätigung dieses Elements kann verwendet werden, um eine Warnung an die Netzsteuerzentrale auszugeben. Solche Warnungen, die von einer Reihe von Transformatoren empfangen werden, können als Warnungen vor geomagnetischen Störungen dienen, wodurch Bediener die Möglichkeit haben, Maßnahmen für den Schutz des Stromversorgungssystems zu ergreifen.

Auch kann dieses Element verwendet werden, um eine Auslösung im Falle eines längeren Ansprechens eines Elements einzuleiten, das zur Messung der fünften Harmonischen dient. Es wird nicht erwartet, dass ein solcher Übererregungszustand vom WS-Übererregungsschutz erkannt wird. Diese Form der zeitverzögerten Auslösung sollte nur in Regionen angewandt werden, wo geomagnetische Störungen ein bekanntes Problem sind, und nur dann, wenn mithilfe einer Simulationsprüfung eine Bewertung durchgeführt wurde.

6.4.7 LOGIK ZUR BLOCKIERUNG ALLER HARMONISCHEN

Der folgende Logikschaltplan zeigt, wie der Blockiermechanismus des Differentialschutzes bei Übererregung und Magnetisierungseinschaltstrom funktioniert.

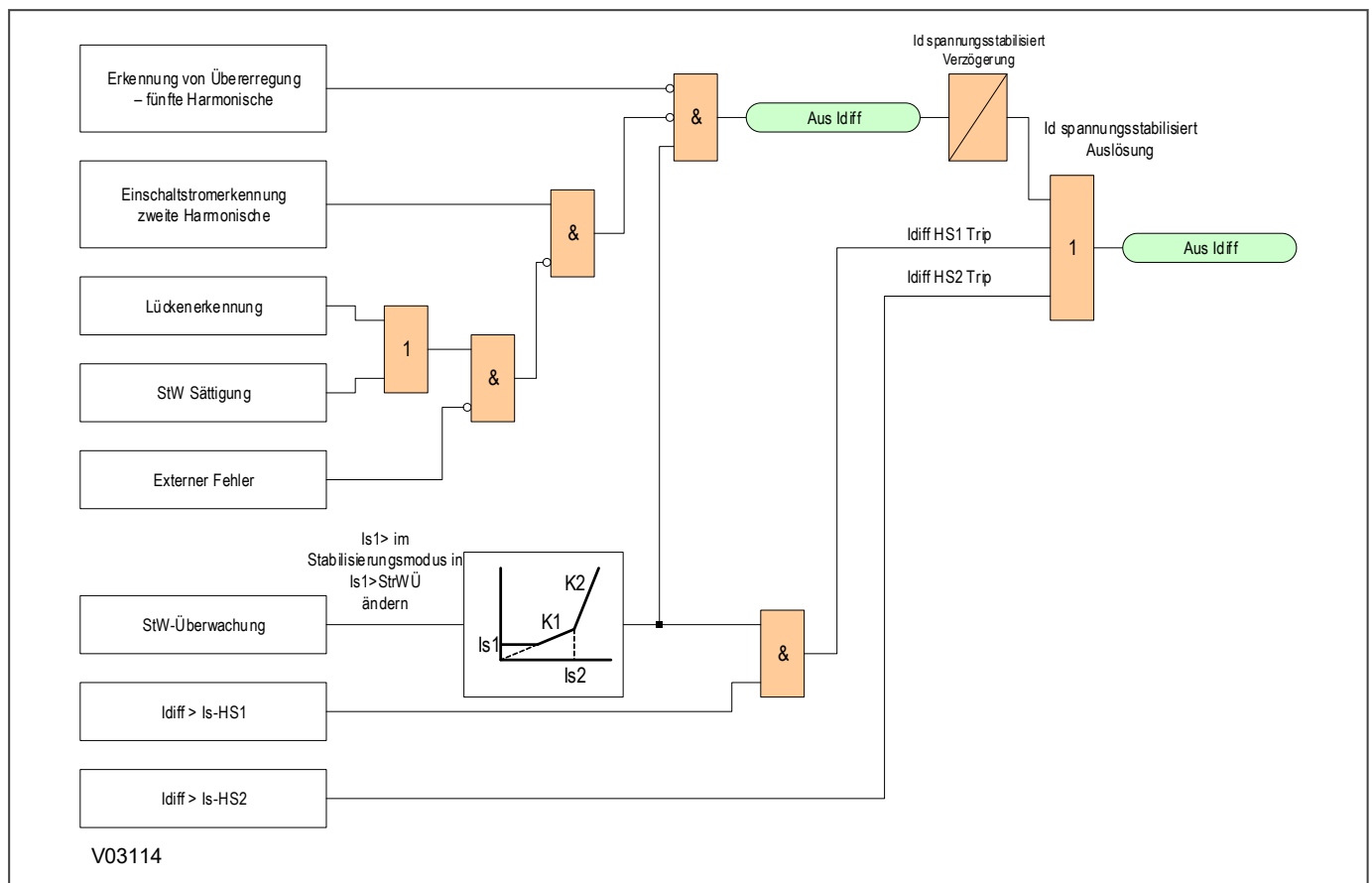


Abbildung 56: Blockiermechanismen des Differentialschutzes

6.5 ANWENDUNGSHINWEISE

6.5.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Die Differentialeinstellung „Konfiguration/Differentialschutz“ sollte auf **Aktivieren** gesetzt sein.

Der grundlegende Ansprechpegel des niedrig eingestellten Differentialelements, **Is1>**, ist zwischen **0,1 bezogen** und **2,5 bezogen** einstellbar, Schrittweite **0,01 bezogen**. Die Einstellung ist vom geschützten Objekt und der Größe des Differentialstroms abhängig, der unter normalen Betriebsbedingungen erkannt wird. Wenn das Gerät zum Schutz eines Transformators eingesetzt wird, empfehlen wir eine Einstellung von **0,2 bezogen**.

Wenn Generatoren oder andere Anlagenbereiche geschützt werden, in denen kein Nebenschluss-Magnetisierungsstrom vorhanden ist, empfiehlt sich eine niedrigere Differentialeinstellung. Wir empfehlen **0,1 bezogen**.

Das P64 führt die Berechnung der prozentualen Stabilisierung acht Mal pro Zyklus durch. Eine prozentuale Stabilisierungskenngröße mit dreifacher Steigung ist implementiert. Sowohl die flache als auch die untere Steigung sorgt für Empfindlichkeit bei internen Fehlern. Bei Normalbetrieb resultieren der stationäre Magnetisierungsstrom und die Stufenschalter in unsymmetrischen Zuständen und damit in Differentialstrom. Um diese Bedingungen zu berücksichtigen, kann die anfängliche Steigung, K1, auf 30 Prozent gesetzt werden. Dadurch wird Empfindlichkeit bei Fehlern sichergestellt, während eine Fehlanpassung zugelassen wird, wenn der Leistungstransformator an der Grenze seines Abgriffbereichs und der StW-Übersetzungsverhältnisfehler ist. Bei Strömen über dem Nennwert können infolge der Stromwandlersättigung allmählich zusätzliche Fehler eingeführt werden. Daher kann die höhere Steigung auf 80 Prozent eingestellt werden, um für Stabilisierung bei Durchgangsfehlerzuständen zu sorgen. Während dieser Zustände können transiente Differentialströme auftreten, die auf den Sättigungseffekt der Stromwandler zurückzuführen sind. Der Durchgangsfehlerstrom in allen Transformatoren, ausgenommen ringsammelschienen- und netzgespeiste Transformatoren, wird durch den inversen Wert der relativen Reaktanz des Transformators angegeben. Bei den meisten Transformatoren liegt die Reaktanz zwischen **0,05** und **0,2 bezogen**. Daher liegt der typische Durchgangsfehlerstrom zwischen 5 und 20 In.

Der weite Anpassungsbereich erlaubt dem Entwickler, einen Kompromiss zwischen der StW-Auswahl und der Schaltungsempfindlichkeit zu machen. Dies ist bei Anwendungen wie beispielsweise Sammelschienenschutz hilfreich, in denen ein weiterer Bereich von StW-Übersetzungsverhältnissen anzutreffen sein kann. Auch sollten Sie an allen Enden eine Prüfung des Anpassungsfaktors durchführen. Eine Prüfung an nur einem Ende ist nicht ausreichend. Die maximale von diesem Gerät erreichte Empfindlichkeit hängt vom Typ des Analogeingangs ab und ist in den StW-Anforderungen angegeben.

Hinweis:

Differentialschutz allein kann möglicherweise nicht die erforderliche Empfindlichkeit bereitstellen, und andere Schutzfunktionen wie Erdschluss-Differentialschutz müssen eventuell in Verbindung mit dem Differentialschutz integriert werden.

Die für eine Anwendung benötigte Anzahl von stabilisierten Differentialeingängen hängt vom Transformator und seinen primären Verbindungen ab. Wir empfehlen, für jede Gruppe von Stromwandlern möglichst eine Gruppe von stabilisierten StW-Eingängen zu verwenden. Gemäß IEEE C37.110-2007 sollten separate Stromeingänge für jede zum Transformator führende Speisequelle verwendet werden. Wenn sekundäre Wicklungen der Stromwandler von zwei oder mehr Speisequellen-Leistungsschaltern parallel geschaltet sind, fließt bei schwerwiegenden Durchgangsfehlerzuständen ein Differentialstrom im Schutzgerät, der aus den verschiedenen Magnetisierungsgrößen des Stromwandlers resultiert. Dieser Strom, der nur durch einen Stromeingang im Gerät fließt, kann zu einer Fehlfunktion führen. Wenn jeder StW mit einem separaten Stromeingang verbunden ist, sorgt der Gesamtfehlerstrom in jedem Leistungsschalter für Stabilisierung. Sie sollten nur dann sekundäre StW-Wicklungen parallel schalten, wenn es sich bei beiden Schaltungen um abgehende Lasten handelt. In diesem Zustand wird der maximale Durchgangsfehlerwert nur durch die Impedanz des Leistungstransformators begrenzt.

Das Schutzgerät P64 bietet zwei Möglichkeiten zur Stabilisierung bei Durchgangsfehlern, von denen beide von großer Wichtigkeit für die fehlerfreie Funktionsweise des Geräts sind. Bei der ersten Möglichkeit handelt es sich um

die angemessene Dimensionierung der Stromwandler. Bei der zweiten handelt es sich um die Bereitstellung einer Stabilisierungscharakteristik (siehe unten):

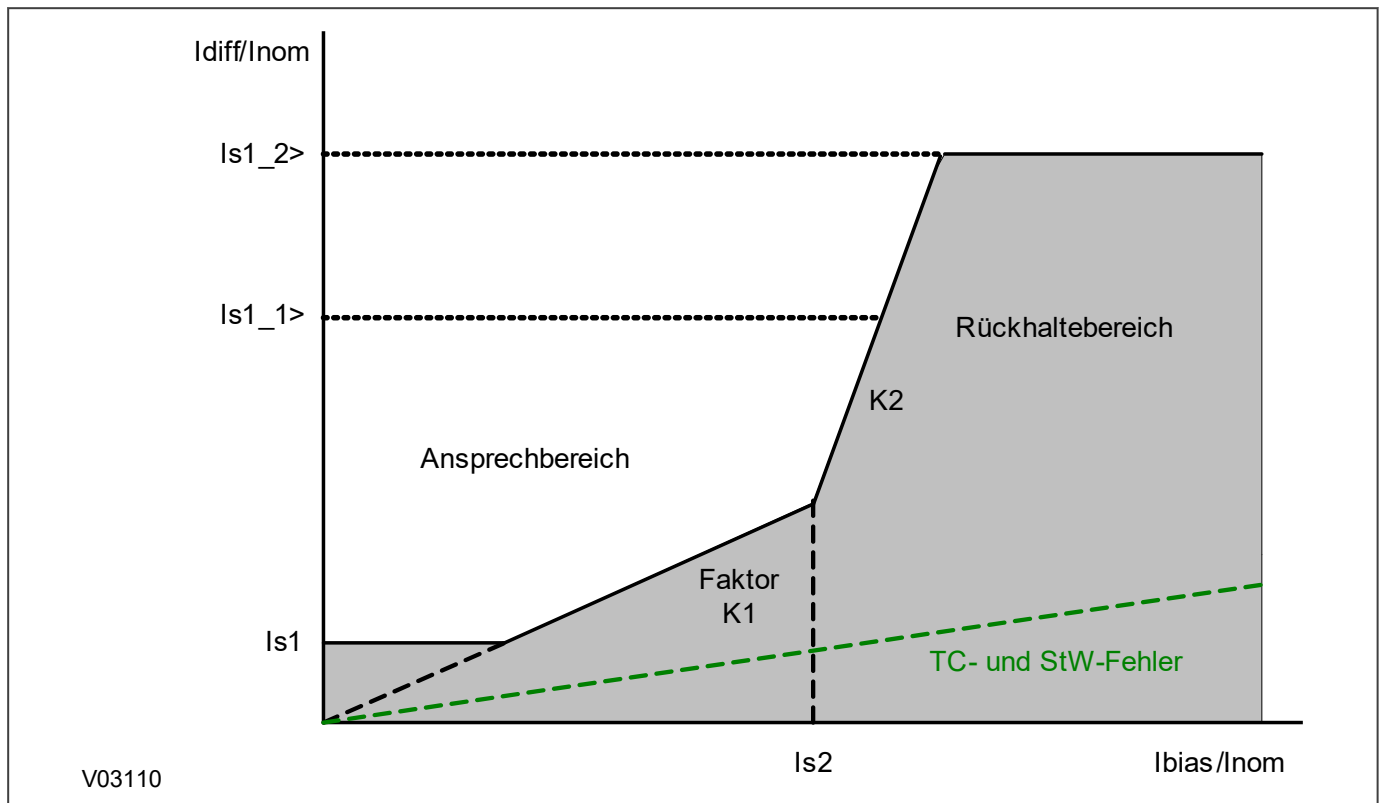


Abbildung 57: Charakteristik mit dreifacher Steigung

6.5.2 BEISPIEL 1: ZWEIWICKLUNGSTRANSFORMATOR – KEIN STUFENSCHALTER

Angenommen, ein Leistungstransformator mit zwei Wicklungen ist wie folgt bemessen:

- Nennleistung: 90 MVA
- Anschlusstyp: YNd9
- Spannung: 132/33 kV
- OW-StW-Übersetzungsverhältnis: 400:1
- UW-StW-Übersetzungsverhältnis: 2000:1
- Prozentuale Reaktanz: 10 %

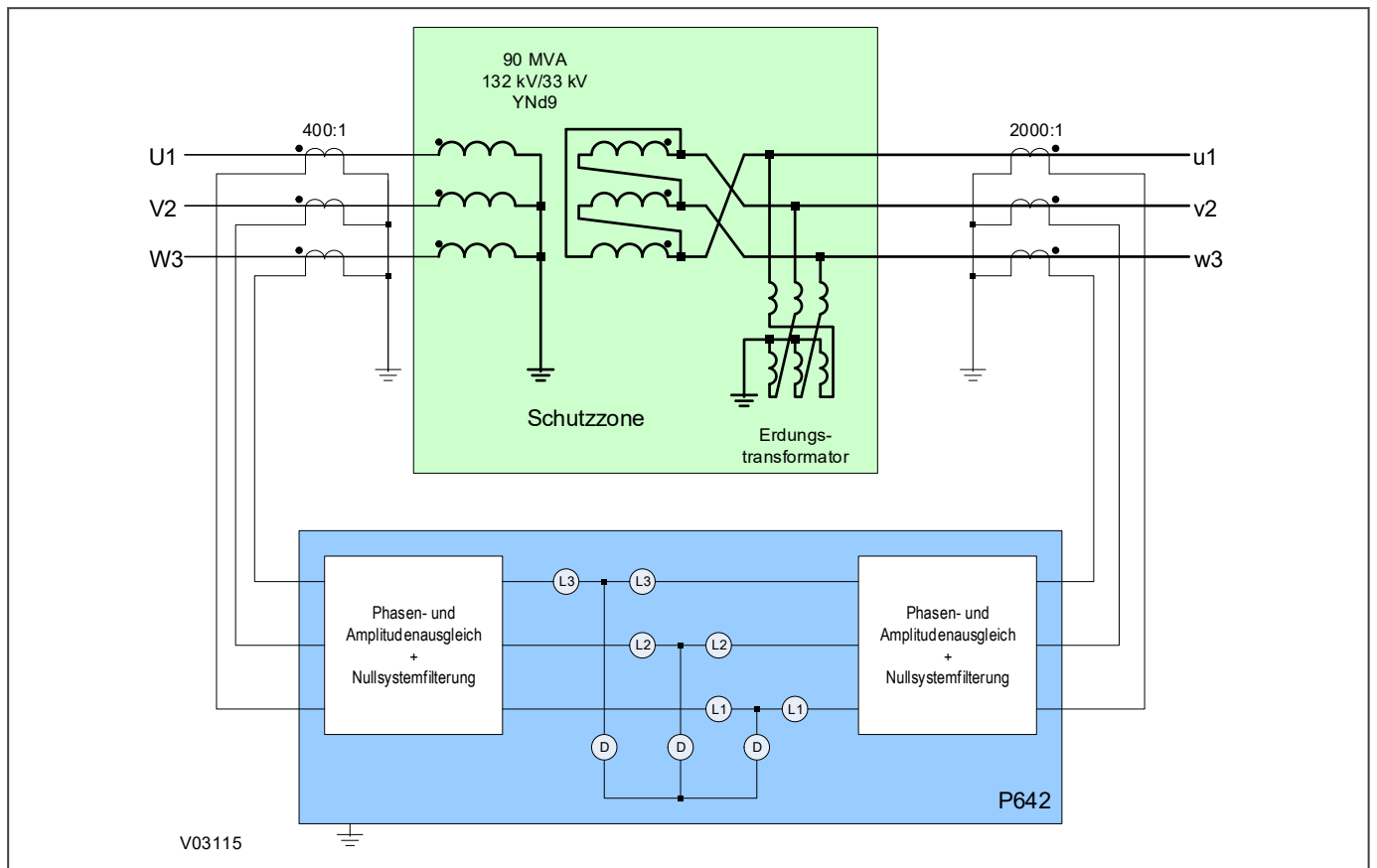


Abbildung 58: P642 zum Schutz eines Zweiwicklungstransformators

Legen Sie folgende Parameter in der Spalte **SYSTEMKONFIG.** fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 SYSTEMKONFIG.	Wert
Anz. Wicklg.	OW+UW
Wickl. Typ	konventionell
Anschl.OW StW.	01
Anschl.UW StW.	10
Ref.Leistung S	90,00 MVA
Schaltgruppe-Ref	0
Schaltung OW	Y-Stern
Erdung OW	geerdert
Unom OW	132,0 kV
Snom OW	90,00 MVA
Xk	10.00%
Sch.gr.kz. UW	9
Schaltung UW	D-Dreieck
Erdung UW	geerdert
Unom UW	33,00 kV
Snom UW	90,00 MVA

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 SYSTEMKONFIG.	Wert
Phasenfolge	Standard L1L2L3
SpW Umkehr	Ohne Tausch
StW1 Umkehr	Ohne Tausch
StW2 Umkehr	Ohne Tausch

Schaltgruppenkorrektur und die Nullsystemfilterung werden mithilfe der Einstellung Sch.gr.kz. UW und der Einstellungen Erdung OW und Erdung UW automatisch durchgeführt.

Die Verhältniskorrekturfaktoren werden wie folgt berechnet:

$$K_{amp,T1CT} = \frac{I_{nom,T1CT}}{\frac{S_{ref}}{\sqrt{3}V_{nom,HV}}} = \frac{400}{\frac{90 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 132 \times 10^3}} = 1.016$$

$$K_{amp,T2CT} = \frac{I_{nom,T2CT}}{\frac{S_{ref}}{\sqrt{3}V_{nom,LV}}} = \frac{2000}{\frac{90 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 33 \times 10^3}} = 1.270$$

Wobei:

- S_{ref} = allgemeine Bezugsleistung für alle Enden
- $K_{amp, T1CT, T2CT}$ = Verhältniskorrekturfaktor der „STW X1“- oder „STW X2“-Wicklungen
- $I_{nom, T1CT, T2CT}$ = primäre Nennströme der Hauptstromwandler
- $V_{nom, OW, UW}$ = primäre Nennspannung der OW oder UW

Diese Anpassungsfaktoren werden auch in der Spalte SYSTEMKONFIG. (**Match Factor CT1** und **Match Factor CT2**) angezeigt.

Legen Sie nun die Stromdifferentialparameter wie folgt fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 DIFF.SCH. LTR	Wert
Trafo-Diff	Freigegeben
Einst. Modus	Erweitert
Is1>	200,0e-3 bezogen
Faktor K1	30.00%
Faktor K2	1,000 BEZOGEN
K2	80.00%
tdiff	0 s
Is1>StrWÜ	1,500 BEZOGEN
Is1_1>	10,00 BEZOGEN
HS2 Status	Ausgeschaltet
Inull Filt.OW	Freigegeben
Inull Filt.UW	Freigegeben
2.Harmon.Sperre	Freigegeben

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 DIFF.SCH. LTR	Wert
IH2 Diff Einstl.	20%
Block. a. Ltr.	Freigegeben
StW Sättigung	Freigegeben
Lücke-Erkennng	Freigegeben
IH5 Diff.Block.	Freigegeben
IH5 Diff. Einst	35%
Messkreisfehler	Ausgeschaltet

6.5.3 BEISPIEL 2: SPARTRANSFORMATOR MIT BELASTETER DREIECKWICKLUNG

Angenommen, ein Spartransformator ist wie folgt bemessen:

- Nennleistung: 175/175/30 MVA
- Anschlusstyp: YNyn0d1
- Spannung: 230/115/13,8 kV
- OW-StW-Übersetzungsverhältnis: 800:5
- UW-StW-Übersetzungsverhältnis: 1200:5
- TW-StW-Übersetzungsverhältnis: 2000:5
- OW-Abgriffbereich: +5 % / –15 % und 19 Abgriffe

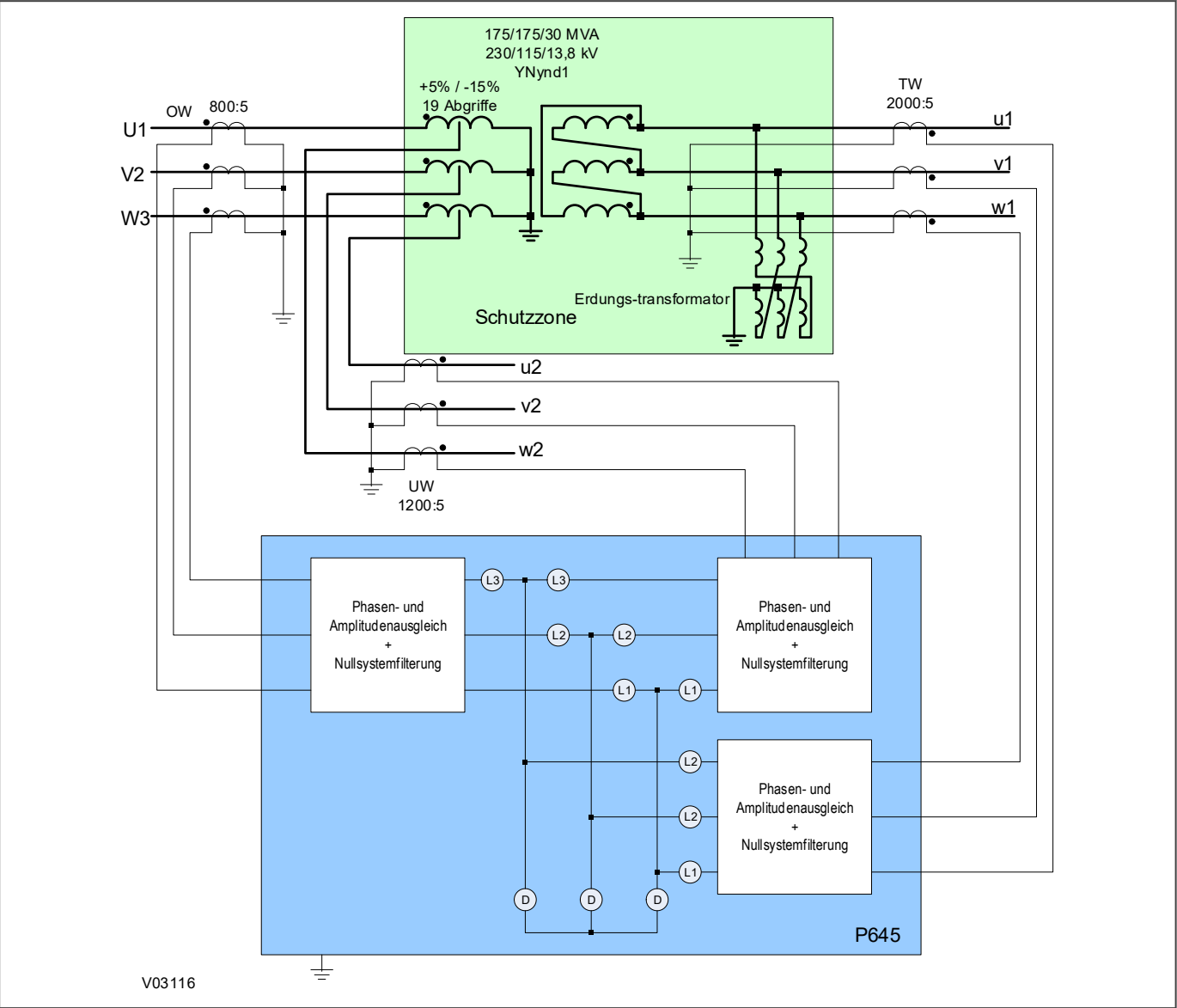


Abbildung 59: Ein Spartransformator wird von P645 mithilfe einer belasteten Dreieckwicklung geschützt.

Da der Transformator einen Laststufenschalter auf der OW-Seite hat, muss die Nennspannung der OW auf die mittlere Abgriffsspannung eingestellt werden. Nach den Angaben auf dem Typenschild beträgt die mittlere Abgriffsspannung 218,5 Kilovolt. Die mittlere Abgriffsspannung kann auch wie folgt berechnet werden:

$$\text{Mid tap voltage} = \frac{100 + \frac{(5-15)}{2}}{100} \times 230 = 218.5 \text{ kV}$$

Legen Sie folgende Parameter in der Spalte **SYSTEMKONFIG.** fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 SYSTEMKONFIG.	Wert
Anz. Wicklg.	OW+UW+TW
Wickl. Typ	Automatisch
Anschl.OW StW.	00001

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 SYSTEMKONFIG.	Wert
Anschl.UW StW.	10000
Anschl.TW StW.	00100
Ref.Leistung S	175,00 MVA
Schaltgruppe-Ref	0
Schaltung OW	Y-Stern
Erdung OW	geerdert
Unom OW	218,50 kV
Snom OW	175,00 MVA
Xk	10.00%
Sch.gr.kz. UW	0
Schaltung UW	Y-Stern
Erdung UW	geerdert
Unom UW	115,00 kV
Snom UW	145,00 MVA
Sch.gr.kz. TW	1
Schaltung TW	D-Dreieck
Erdung TW	geerdert
Unom TW	13,800 kV
Snom TW	30,00 MVA
Phasenfolge	Standard L1L2L3
SpW Umkehr	Ohne Tausch
StW1 Umkehr	Ohne Tausch
StW2 Umkehr	Ohne Tausch

Schaltgruppenkorrektur und die Nullsystemfilterung werden mithilfe der Einstellung Sch.gr.kz. UW und der Einstellungen **Erdung OW** und **Erdung UW** automatisch durchgeführt.

Das Gerät berechnet wie folgt die Verhältniskorrekturfaktoren:

$$K_{amp,T1CT} = \frac{I_{nom,T1CT}}{\frac{S_{ref}}{\sqrt{3}V_{nom,HV}}} = \frac{800}{\frac{175 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 218.5 \times 10^3}} = 1.730$$

$$K_{amp,T5CT} = \frac{I_{nom,T5CT}}{\frac{S_{ref}}{\sqrt{3}V_{nom,LV}}} = \frac{1200}{\frac{175 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 115 \times 10^3}} = 1.366$$

$$K_{amp,T3CT} = \frac{I_{nom,T3CT}}{\frac{S_{ref}}{\sqrt{3}V_{nom,TW}}} = \frac{2000}{\frac{175 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 13.8 \times 10^3}} = 0.273$$

Wobei:

- Sref = allgemeine Bezugsleistung für alle Enden
- K_{amp}, T1CT, T2CT, T3CT = Verhältniskorrekturfaktor der „STW X1“- „STW X2“- oder T3-Wicklungen
I_{nom}, T1CT, T2CT, T3CT = primäre Nennströme der Hauptstromwandler
- V_{nom}, OW, UW, TW = primäre Nennspannung der OW, UW oder TW

Diese Anpassungsfaktoren werden auch in der Spalte **SYSTEMKONFIG.** (**Match Factor CT1** und **Match Factor CT2**) angezeigt.

Legen Sie nun die Stromdifferentialparameter wie folgt fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 DIFF.SCH. LTR	Wert
Trafo-Diff	Freigegeben
Einst. Modus	Erweitert
Is1>	200,0e-3 bezogen
Faktor K1	30.00%
Faktor K2	1,000 BEZOGEN
K2	80.00%
tdiff	0 s
Is1>StrWÜ	1,500 BEZOGEN
Is1_1>	10,00 BEZOGEN
HS2 Status	Ausgeschaltet
Inull Filt.OW	Freigegeben
Inull Filt.UW	Freigegeben
Inull Filt.TW	Freigegeben
2.Harmon.Sperre	Freigegeben
IH2 Diff Einstl.	20%
Block. a. Ltr.	Freigegeben
StW Sättigung	Freigegeben

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 DIFF.SCH. LTR	Wert
Lücke-Erkennung	Freigegeben
IH5 Diff.Block.	Freigegeben
IH5 Diff. Einst	35%
Messkreisfehler	Ausgeschaltet

6.5.4 BEISPIEL 3: SPARTRANSFORMATOR MIT UNBELASTETER DREIECKWICKLUNG

Angenommen, ein Spartransformator ist wie folgt bemessen:

- Nennleistung: 175/175/30 MVA
- Anschlusstyp: YNyn0d1
- Spannung: 230/115/13,8 kV
- OW-StW-Übersetzungsverhältnis: 1200:5
- UW-StW-Übersetzungsverhältnis: 1200:5
- Neutralstromwandler-Übersetzungsverhältnis: 1200:5
- OW-Abgriffe bei +5 % und –15 %

Die Wicklungskonfiguration wird auf **OW + UW + TW** festgelegt. Der StW auf der OW-Leitungsseite wird mit STW X1 verbunden, der StW auf der OW-Sternpunktseite wird mit STW X2 verbunden, und der StW auf der UW-Seite wird mit X3 StW verbunden.

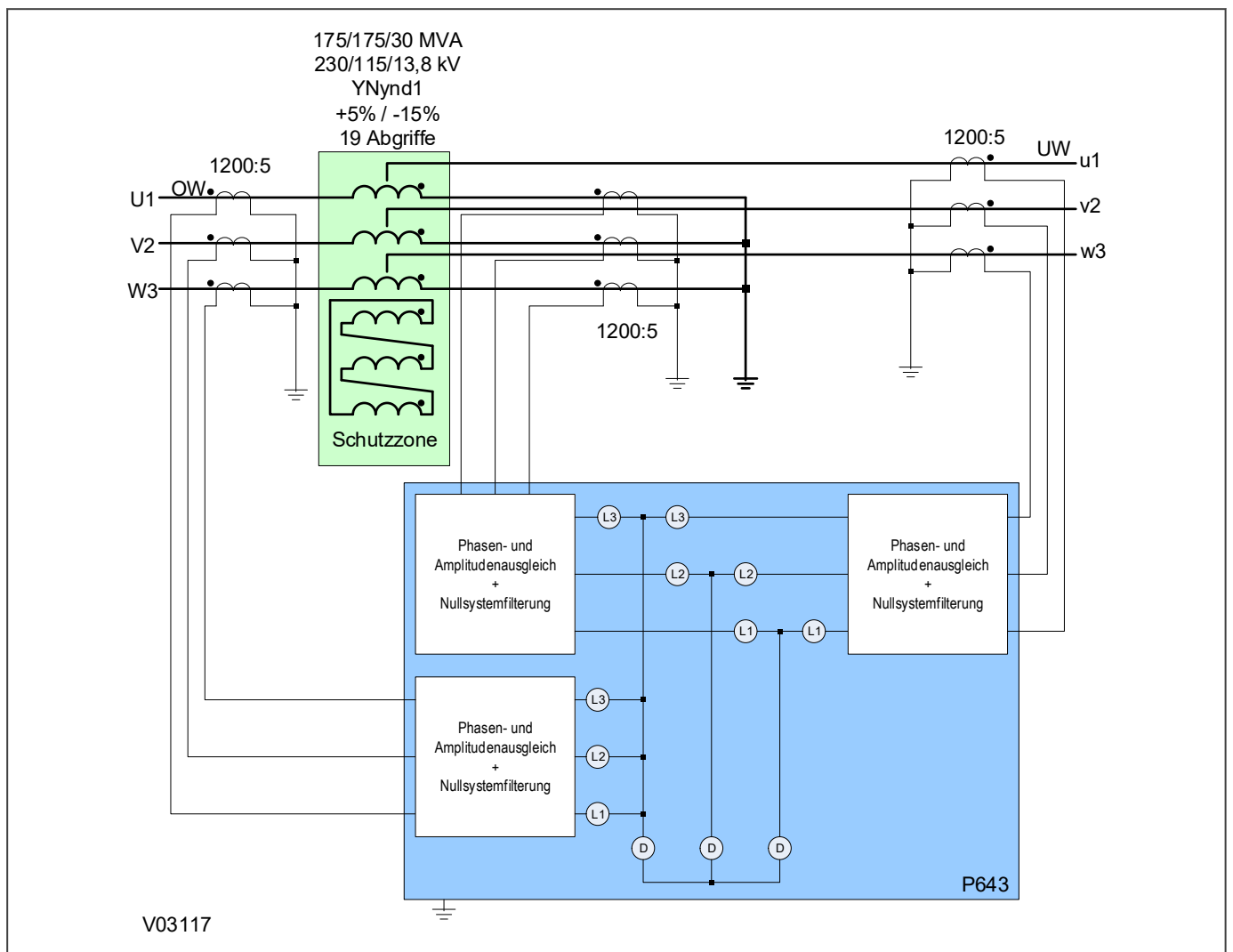


Abbildung 60: Ein Spartransformator wird von P643 mithilfe einer unbelasteten Dreieckswicklung geschützt.

Legen Sie folgende Parameter in der Spalte **SYSTEMKONFIG.** fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 SYSTEMKONFIG.	Wert
Anz. Wicklg.	OW+UW+TW
Wickl. Typ	Automatisch
Anschl.OW StW.	001
Anschl.UW StW.	100
Anschl.TW StW.	010
Ref.Leistung S	175,00 MVA
Schaltgruppe-Ref	0
Schaltung OW	Y-Stern
Erdung OW	ungeerdet
Unom OW	230,0 kV
Snom OW	175,00 MVA
Xk	10.00%

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 SYSTEMKONFIG.	Wert
Sch.gr.kz. UW	0
Schaltung UW	Y-Stern
Erdung UW	ungeerdet
Unom UW	230,00 kV
Snom UW	175,00 MVA
Sch.gr.kz. TW	0
Schaltung TW	Y-Stern
Erdung TW	ungeerdet
Unom TW	230,0 kV
Snom TW	175,0 MVA
Phasenfolge	Standard L1L2L3
SpW Umkehr	Ohne Tausch
StW1 Umkehr	Ohne Tausch
StW2 Umkehr	Ohne Tausch
StW3 Umkehr	Ohne Tausch

Schaltgruppenkorrektur und die Nullsystemfilterung werden mithilfe der Einstellung **Sch.gr.kz. UW** und der Einstellungen **Erdung OW** und **Erdung UW** automatisch durchgeführt.

Die Verhältniskorrekturfaktoren sollten gleich oder in etwa 1 sein.

Unter Anwendung des Kirchhoffschen Gesetzes sei Folgendes angenommen: Der Volllaststrom fließt, eine äquivalente Quelle ist an die OW angeschlossen und eine äquivalente Last ist an die UW angeschlossen. Die Stromverteilung wird wie folgt berechnet:

$$I_{FLC-HV} = \frac{S}{\sqrt{3}V_{nom,HV}} = \frac{175 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 230 \times 10^3} = 439 \text{ A}$$

$$I_{FLC-LV} = \frac{S}{\sqrt{3}V_{nom,LV}} = \frac{175 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 115 \times 10^3} = 878 \text{ A}$$

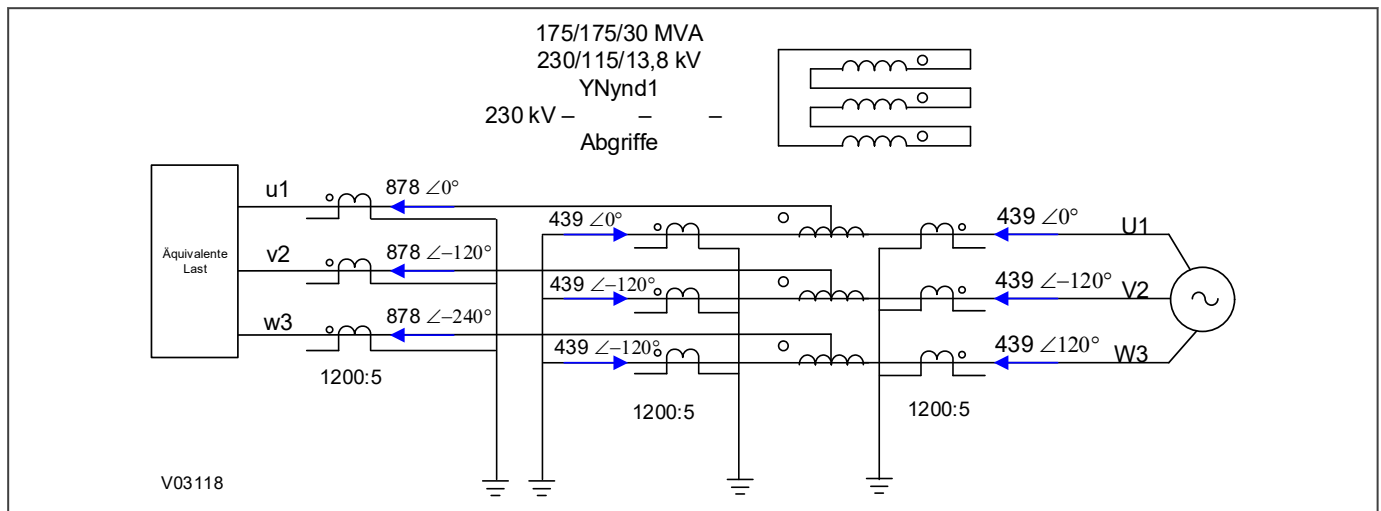


Abbildung 61: Unbelastete Dreieckwicklung – Stromverteilung

Die Bezugsleistung wird auf 175 MVA eingestellt, und die Nennspannung in den OW, UW und TW wird auf 230 kV eingestellt. In dieser Anwendung müssen Sie die nicht die mittlere Abgriffspannung berücksichtigen, obwohl sich ein Laststufenschalter auf der OW-Seite befindet.

Das Gerät berechnet wie folgt die Verhältnisskorrekturfaktoren:

$$K_{amp,T1CT} = K_{amp,T2CT} = K_{amp,T3CT} = \frac{I_{nom,T1CT}}{\frac{S_{ref}}{\sqrt{3}V_{nom}}} = \frac{1200}{\frac{175 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 230 \times 10^3}} = 2.73$$

Legen Sie nun die Stromdifferentialparameter wie folgt fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 DIFF.SCH. LTR	Wert
Trafo-Diff	Freigegeben
Einst. Modus	Erweitert
Is1>	200,0e-3 bezogen
Faktor K1	20.00%
Faktor K2	1,000 bezogen
K2	80.00%
tdiff	0 s
Is1>StrWÜ	1,500 BEZOGEN
Is1_1>	10,00 BEZOGEN
HS2 Status	Ausgeschaltet
Is1_2>	32,00 BEZOGEN
Inull Filt.OW	Ausgeschaltet
Inull Filt.UW	Ausgeschaltet
Inull Filt.TW	Ausgeschaltet
2.Harmon.Sperre	Freigegeben
IH2 Diff Einstl.	20%
Block. a. Ltr.	Freigegeben

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 DIFF.SCH. LTR	Wert
StW Sättigung	Freigegeben
Lücke-Erkennung	Freigegeben
IH5 Diff.Block.	Freigegeben
IH5 Diff. Einst	35%
Messkreisfehler	Ausgeschaltet

Das Differentialelement schützt nicht die Tertiärwicklung. Unbelastete dreieckgeschaltete Tertiärwicklungen sind oft nicht geschützt. Wenn Schutz erforderlich ist, kann die Dreieckwicklung an einem Punkt durch einen Stromwandler geerdet werden, der unverzögerten Überstromschutz für die Tertiärwicklung bietet.

6.5.5 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR KURZ GESCHALTETEN STABILISIERTEN DIFFERENTIALSCHUTZ

Das P645 kann zum Schutz von Sammelschienen eingesetzt werden. Siehe nachstehende Schaltung aus fünf Speiseleitungen und einer Sammelschiene:

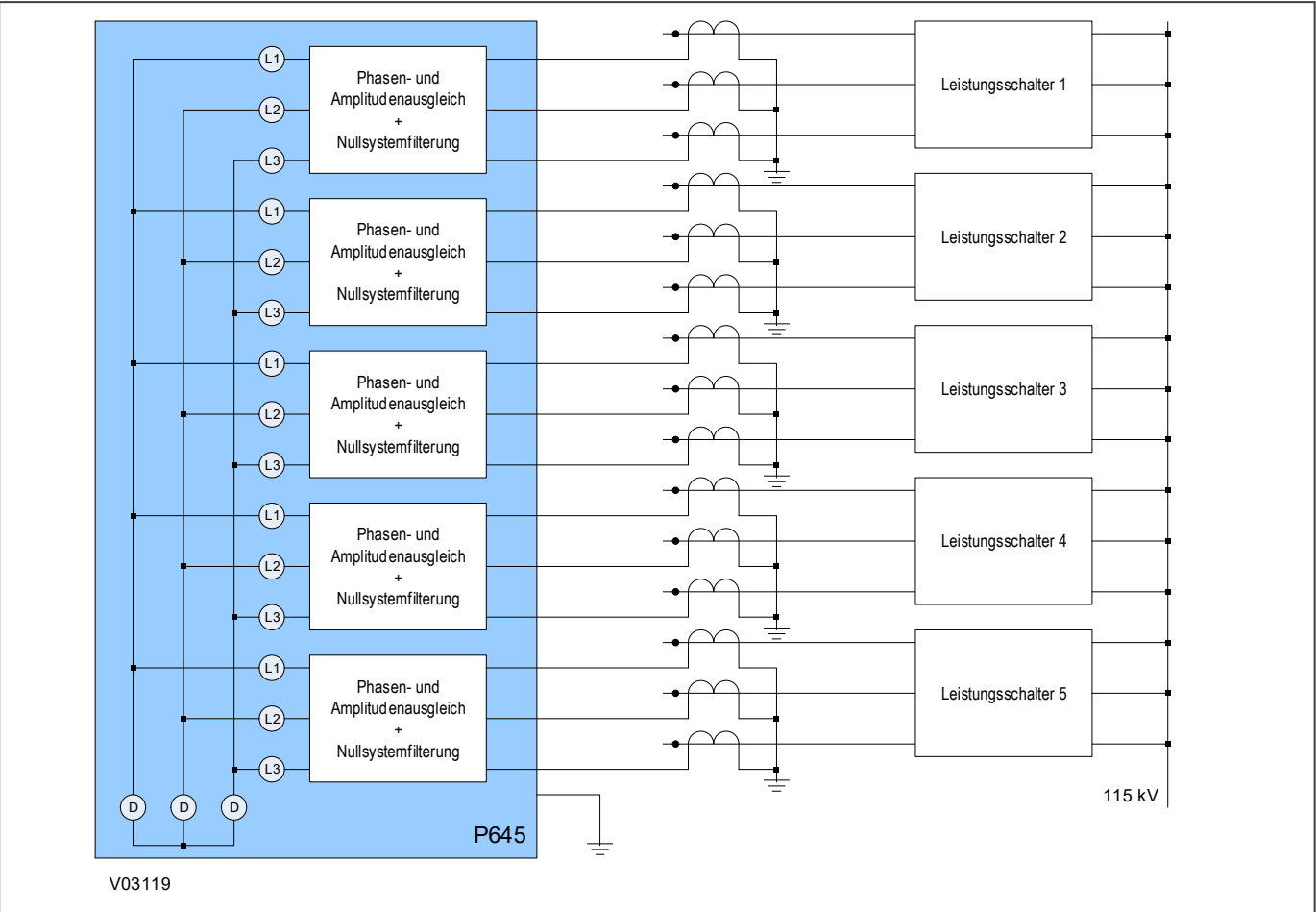


Abbildung 62: Differentialschutzzone mit einzelner Sammelschiene

Angenommen, die an die Speiseleitungen angeschlossenen Stromwandler 1 bis 5 sind mit den Eingängen T1 bis T5 verbunden.

Legen Sie folgende Parameter in der Spalte *SYSTEMKONFIG.* fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 SYSTEMKONFIG.	Wert
Anz. Wicklg.	OW+UW+TW
Wickl. Typ	konventionell
Anschl.OW StW.	01111
Anschl.UW StW.	10000
Ref.Leistung S	145,0 MVA*
Schaltgruppe-Ref	0
Schaltung OW	Y-Stern
Erdung OW	Ungeerdet**
Unom OW	115,0 kV***
Snom OW	145,0 MVA****
Xk	10.00%
Sch.gr.kz. UW	0
Schaltung UW	Y-Stern
Erdung UW	Ungeerdet**
Unom UW	115,0 kV***
Snom UW	145,00 MVA****
Sch.gr.kz. TW	0
Schaltung TW	Y-Stern
Erdung TW	Ungeerdet**
Unom TW	115,0 kV***
Snom TW	145,0 MVA****

Hinweis:

* Dies ist die Höchstlast (einschließlich Überlasten), die von der Sammelschiene geführt wird.

Hinweis:

** Dies deaktiviert die Nullsystemfilter.

Hinweis:

*** Dies ist die Netzspannung.

Hinweis:

**** Diese Einstellung hat keinen Einfluss auf den Differentialschutz. Sie wird von anderen Funktionen verwendet, beispielsweise den Durchgangsfehlerüberwachungselementen, die nicht für den Sammelschienenenschutz benötigt werden.

Legen Sie nun die Stromdifferentialparameter wie folgt fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 DIFF.SCH. LTR	Wert
Trafo-Diff	Freigegeben
Einst. Modus	Erweitert

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 DIFF.SCH. LTR	Wert
Is1>	1,200 BEZOGEN
Faktor K1	20.00%
Faktor K2	400,0e-3 bezogen
K2	80.00%
tdiff	0 s
Is1>StrWÜ	1,500 BEZOGEN
Is1_1>	10,00 BEZOGEN
HS2 Status	Ausgeschaltet
Inull Filt.OW	Ausgeschaltet
Inull Filt.UW	Ausgeschaltet
2.Harmon.Sperre	Ausgeschaltet
IH5 Diff.Block.	Ausgeschaltet
Messkreisfehler	Freigegeben
IsM.kr.Fehl.	100,0e-3 bezogen
KM.kr.Fehl.	10.00%
tM.kr.Fehl.>	5,000 s

Hinweis:

Setzen Sie die Schaltungsfehlerwarnung auf „Freigegeben“, und setzen Sie „KM.kr.Fehl.“ auf 15 %, um den einen Höchstgesamtfehler 10 % zuzulassen, der von Stromwandlern der Klasse 10P eingespeist werden kann. „IsM.kr.Fehl.“ wird normalerweise auf einen Wert zwischen fünf bis 20 % eingestellt, um StW-Störungen und Differentialstrom infolge Lastunsymmetrie zu verhindern. Dieses Element wird normalerweise um fünf Sekunden verzögert.

Hinweis:

Die StW-Überwachung sollte verwendet werden, um Fehlfunktionen zu verhindern, wenn ein leer laufender StW-Sekundärkreis vorhanden ist. Die StWÜ-Funktion kann verwendet werden, um den stabilisierten Differentialschutz unempfindlich zu machen. Zu diesem Zweck erhöhen Sie die Differentialstrom-Ansprecheinstellung Is1> auf den Wert von „Is1>StrWÜ“.

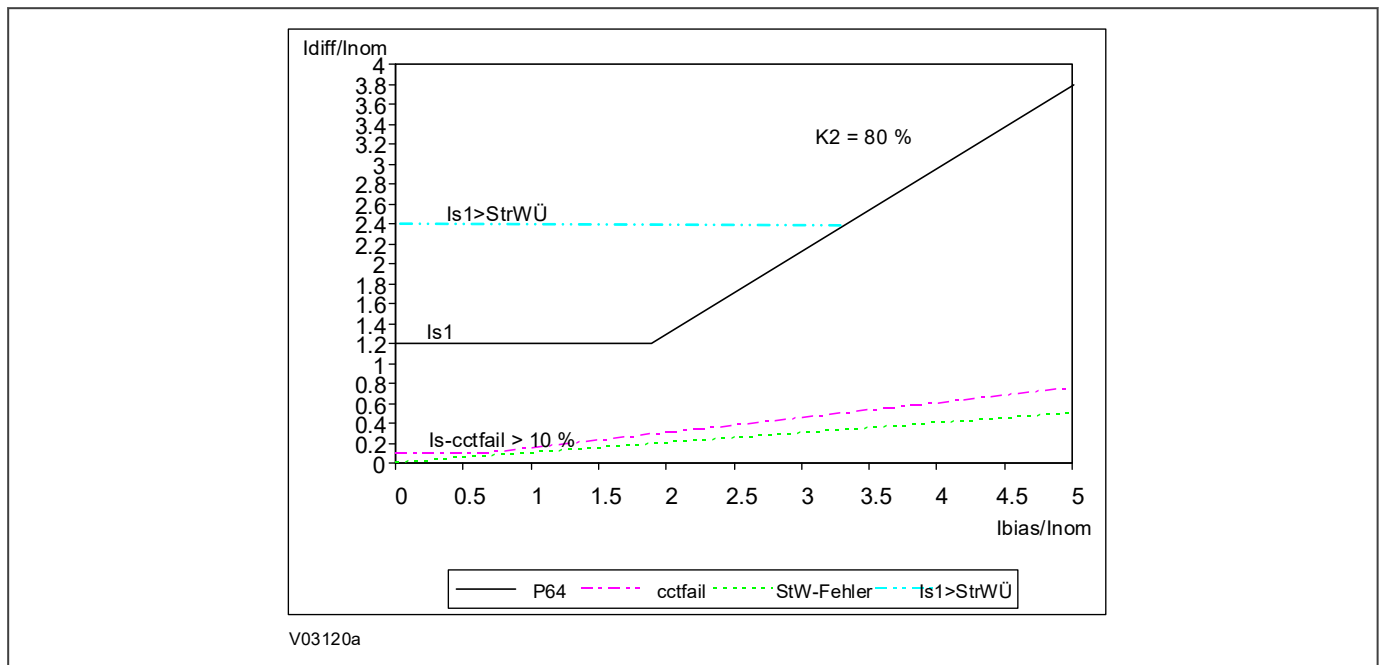


Abbildung 63: Stabilisierter Sammelschienendifferentialschutz

6.5.6 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR STABILISIERTEN KOMPENSATIONS-DROSSEL-DIFFERENTIALSCHUTZ

Kompensationsdrosseln werden normalerweise in Stromversorgungssystemen eingesetzt, um die Kapazität von langen Übertragungsleitungen zu kompensieren. Bei Kompensationsdrosseln handelt es sich um induktive Lasten, die verwendet werden, um Blindleistung zu absorbieren, wodurch Überspannungen reduziert werden können, die durch die Leitungskapazität erzeugt werden.

Eine der größten Schwierigkeiten mit dem Kompensationsdrossel-Schutz ist die, dass das Schutzgerät während der Bestromung und Abschaltung der Eisenkerndrossel falsch funktionieren kann. Eine Kompensationsdrossel wird normalerweise regelmäßig ein- und ausgeschaltet, was von der Versorgungslast abhängig ist. Der Speisungsstrom der Eisenkern-Kompensationsdrossel enthält eine Gleichstromabweichung mit einer langen Zeitkonstante (bis zu eine Sekunde) und Niederfrequenzanteile. Diese Stromwellenformen verursachen einen bestimmten Fluss im Magnetkern des Stromwandlers. Während des normalen Betriebs der Drosselspule liegt der Strom in der Regel im Bereich des Nennstroms, der nicht hoch genug ist, um den Fluss im Stromwandler zu reduzieren. Im nächsten Schaltvorgang kann der Fluss entweder ab- oder zunehmen, was vom Punkt auf der Welle abhängt, wenn die Schaltung erfolgt. Die normalen Schaltvorgänge innerhalb und außerhalb der Drosselspule verursachen Stromwandlersättigung. Daher empfehlen wir, dass die Stromwandler auf beiden Seiten der Drosselspule die gleichen Erregungscharakteristiken haben sollten, damit das Risiko von Fehlfunktionen verringert wird. Eine Hochimpedanz-Differentialschaltung ist im Allgemeinen besser als eine Niederimpedanz-Differentialschaltung, da sie nicht durch Stromwandlersättigung beeinflusst wird.

Laut IEEE C37.109-2006 lassen sich die Eigenschaften von Kompensationsdrosseln wie folgt zusammenfassen:

- Trockenluft-/Luftdrosselspulen: kein Magnetisierungsstromstoß während dem Einschalten, da kein Eisenkern vorhanden ist. Der Spitzenstrom kann während dem Einschalten infolge der vorübergehenden Abweichung einen Wert von $2 \sqrt{2} I_{\text{Nennwert}}$ erreichen. Luftdrosselspulen werden normalerweise bei bis zu 34,5 Kilovolt eingesetzt und oft an der Transformatortertiärwicklung installiert.
- Öldrosselspulen: Luftspaltkern-drosseln können einem starken Einschaltstrom ausgesetzt werden. Kernlose Drosseln sind einem weniger starken Einschaltstrom ausgesetzt.

Siehe folgende Kompensationsdrossel:

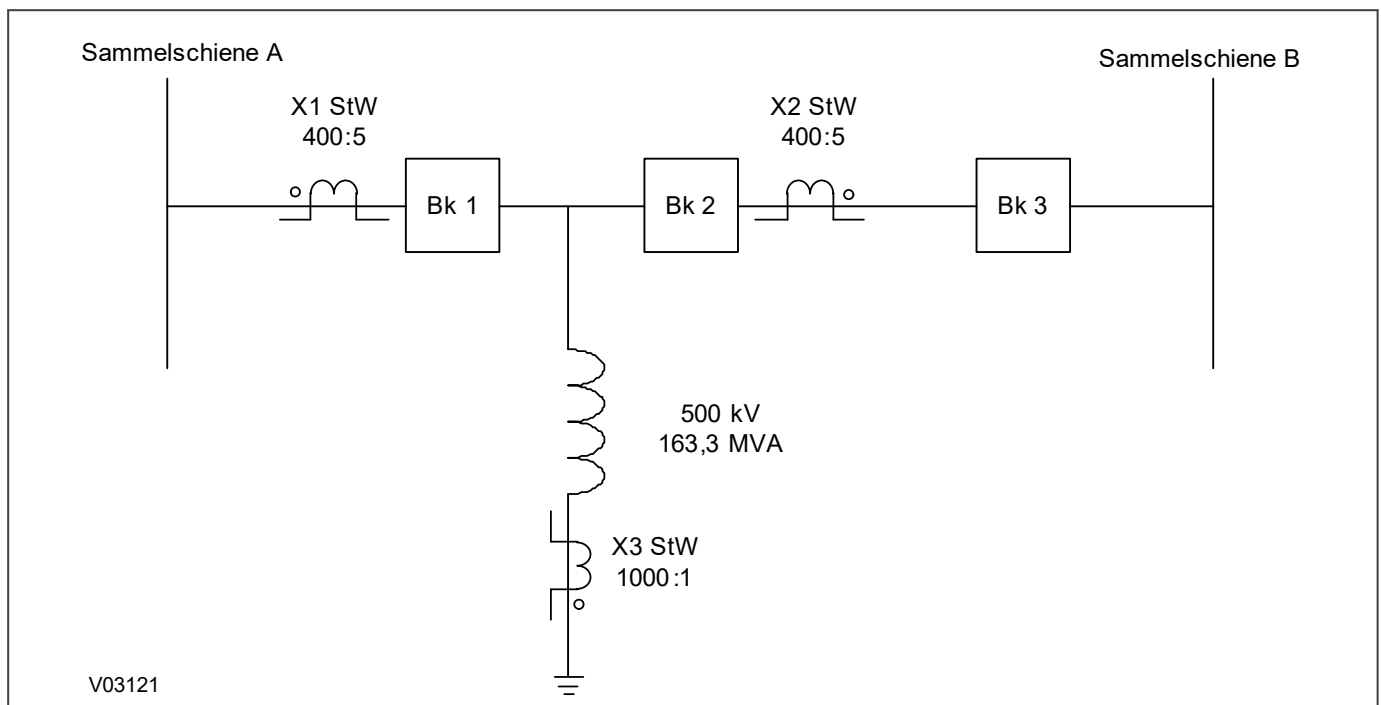


Abbildung 64: Prinzipschaltplan einer Kompensationsdrossel

Das Stabilisierungsdifferenzialelement des P643 würde zum Schutz der Drossel eingesetzt werden. In einer Drosselanwendung sollte das niedrige eingestellte Differenzialelement **Is1>** auf zehn bis 15 % eingestellt werden. Der Einschaltstrom in einer Kompensationsdrossel ist nicht als Differentialstrom wie bei einem Transformator erkennbar, es sei denn, infolge der langen Gleichstromzeitkonstante tritt nach einiger Zeit die Sättigung des Stromwandlers ein. Obwohl der Pegel der zweiten Harmonischen in vielen Fällen relativ hoch sein kann, ist der Anteil der Harmonischen im Differentialstrom in vielen Fällen gleich null oder sehr klein. Da der Wert der zweiten Harmonischen in Kompensationsdrosseln im Vergleich zu Transformatoren sehr klein ist, kann das hoch eingestellte Differenzialelement 1, **Is1_1>**, auf 250 % des Drosselstroms bei Nennspannung eingestellt werden.

Legen Sie folgende Parameter in der Spalte **SYSTEMKONFIG.** fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 SYSTEMKONFIG.	Wert
Anz. Wicklg.	OW+UW
Wickl. Typ	konventionell
Anschl.OW StW.	011
Anschl.UW StW.	100
Ref.Leistung S	163,3 MVA
Schaltgruppe-Ref	0
Schaltung OW	Y-Stern
Erdung OW	ungeerdet
Unom OW	500,0 kV
Snom OW	163,3 MVA
Xk	40,00 %
Sch.gr.kz. UW	0
Schaltung UW	Y-Stern
Erdung UW	ungeerdet
Unom UW	115,0 kV

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 SYSTEMKONFIG.	Wert
Snom UW	163,3 MVA
Phasenfolge	Standard L1L2L3
SpW Umkehr	Ohne Tausch
StW1 Umkehr	Ohne Tausch
StW2 Umkehr	Ohne Tausch
StW3 Umkehr	Ohne Tausch

Legen Sie nun die Stromdifferentialparameter wie folgt fest:

Einstellung in PARAMETERSATZ 1 DIFF.SCH. LTR	Wert
Trafo-Diff	Freigegeben
Einst. Modus	Einfach
Is1>	100,0e-3 bezogen
Faktor K1	30.00%
Faktor K2	1,000 bezogen
K2	80.00%
tdiff	0 s
Is1>StrWÜ	1,500 BEZOGEN
Is1_1>	2,500 BEZOGEN
HS2 Status	Ausgeschaltet
Inull Filt.OW	Ausgeschaltet
Inull Filt.UW	Ausgeschaltet
2.Harmon.Sperre	Ausgeschaltet
Block. a. Ltr.	Freigegeben
StW Sättigung	Ausgeschaltet
Lücke-Erkennng	Ausgeschaltet
IH5 Diff.Block.	Ausgeschaltet
Messkreisfehler	Ausgeschaltet

6.5.7 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR DIE VERWENDUNG VON RESERVE-STW-EINGÄNGEN

P643 und P645 können konfiguriert werden, um Differentialschutz für Transformatoren zu bieten. Außerdem können unbenutzte StW-Eingänge verwendet werden, um andere Schaltkreise zu schützen. Das P643 kann beispielsweise zwei der drei StW-Eingänge verwenden, um Differentialschutz für einen Zwe Wicklungstransformator zu bieten, indem die Einstellung **Anz. Wicklg.** auf *OW+UW* gesetzt wird, und der ungenutzte dritte Dreiphasenstromeingang kann verwendet werden, um Überstromschutz für einen anderen Schaltkreis wie beispielsweise einen Hilfswandler-Schaltkreis zu bieten, siehe unten:

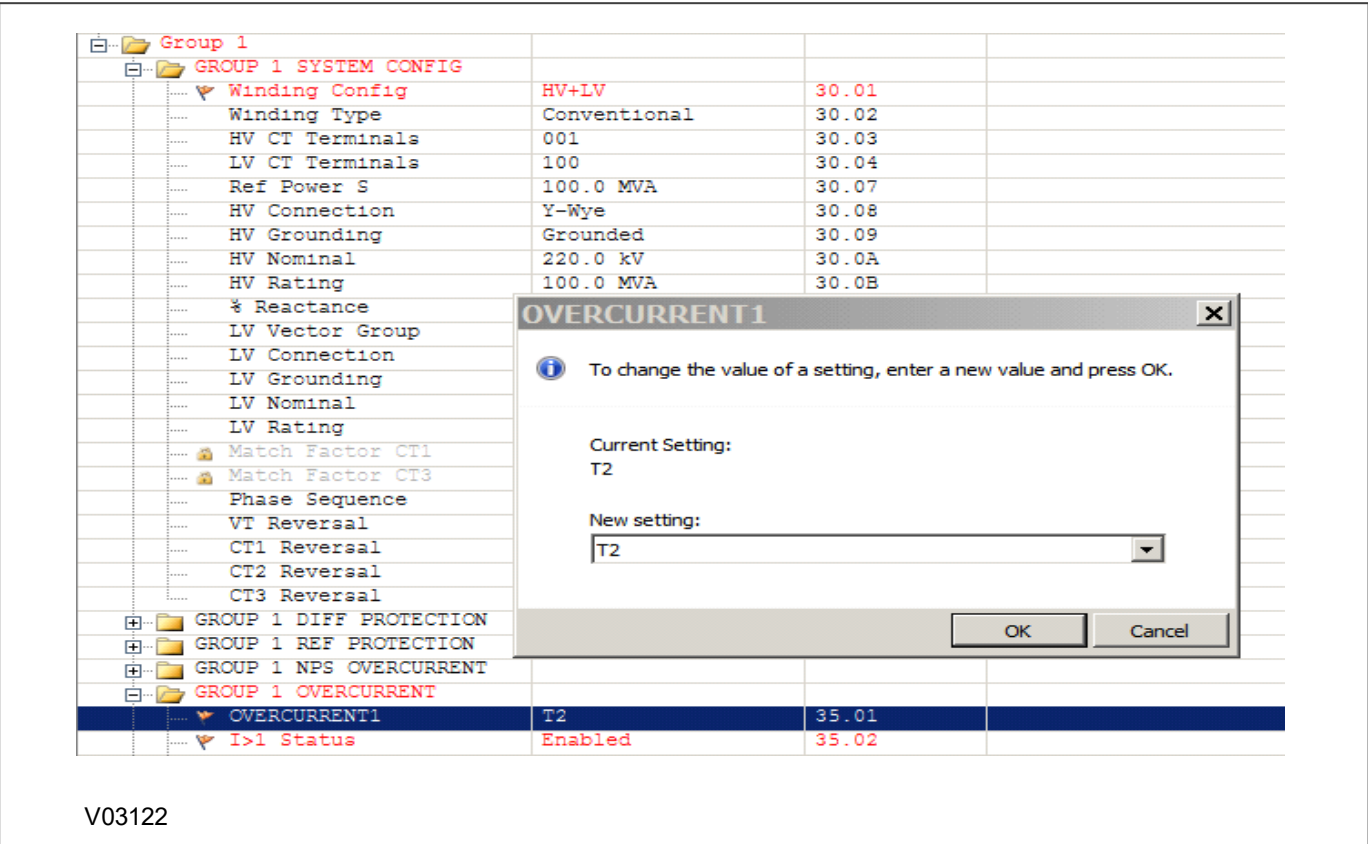


Abbildung 65: P643, das einen Reserve-StW-Eingang für Überstromschutz verwendet

6.5.8 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR BEZUGSSCHALTGRUPPEN

In der folgenden Tabelle wird gezeigt, wie der Nullsystemfilter für die verschiedenen Bezugsschaltgruppenoptionen eingestellt wird.

Schaltgruppe-Ref	Einstellung „Inull Filt.OW“	Einstellung „Inull Filt.UW“	Einstellung „Inull Filt.TW“
0	Freigegeben	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet
1	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet	Freigegeben
2	Freigegeben	Freigegeben	Ausgeschaltet
3	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet	Freigegeben
4	Freigegeben	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet
5	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet	Freigegeben
6	Freigegeben	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet
7	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet	Freigegeben
8	Freigegeben	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet
9	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet	Freigegeben
10	Freigegeben	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet
11	Ausgeschaltet	Ausgeschaltet	Freigegeben

Bei den meisten Anwendungen wird die Einstellung der Bezugsschaltgruppe **Schaltgruppe-Ref** auf null gesetzt. Gelegentlich empfiehlt es sich jedoch, diese Einstellung auf einen anderen Wert als null zu setzen.

Ein Beispiel ist die Erhöhung der Empfindlichkeit bei Phase-Phase-Fehlern. Hier wird die Einstellung zum Schutz eines YNyn0-Transformators verwendet. In dieser Konstellation würde das P64 aufgrund seiner Funktionsweise eine Phasenverschiebung von minus 30° auf die OW und UW anwenden. Wenn jedoch die Bezugsschaltgruppe auf 1 gesetzt wird, weiß das Gerät, dass es in seinen Berechnungen keine Verschiebung von minus 30° berücksichtigen muss, wodurch die Empfindlichkeit des Geräts bei Phase-Phase-Fehlern erhöht wird.

6.5.9 ABZWEIGBUSANWENDUNG

Wenn ein Wicklungstrennschalter offen ist (beispielsweise zur Durchführung von Wartungsarbeiten), kann ein Abschnitt der stromführenden Leitung, genannt Abzweig, ungeschützt bleiben. Das nachstehende Diagramm zeigt, dass die OW-Wicklung offen und ein Abzweigfehler vorhanden ist, der Schutz erfordert.

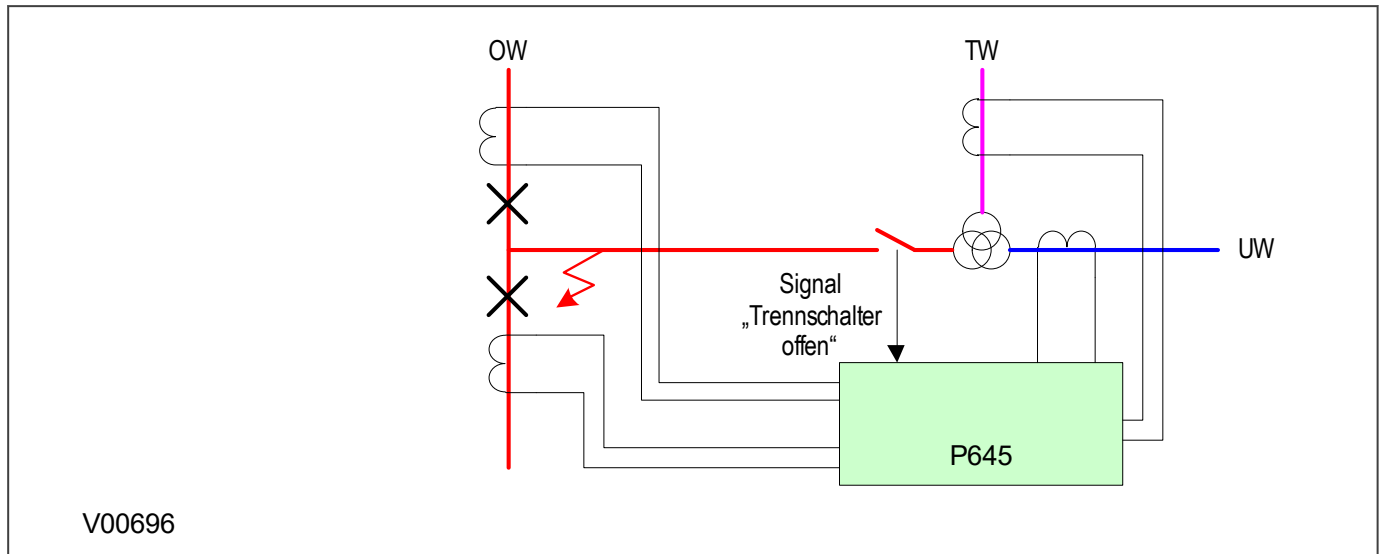


Abbildung 66: Abzweigbusanordnung

Wir wollen keinen normalen Differentialschutz oder niederohmigen Erdschluss-Differentialschutz bereitstellen, da sich dies auf das übrige System auswirken könnte. In diesem Fall sollte der Abzweigbusschutz eingesetzt werden, sofern verfügbar. Abzweigbusschutz wird mithilfe des Trennschalterstatus bereitgestellt, indem dieses Signal auf einen Opto-Eingang gelegt und mit einem Phasenüberstromelement kombiniert wird (das mit der relevanten Wicklung verbunden ist), um ein Auslösesignal für die entsprechenden Leistungsschalter bereitzustellen.

6.5.9.1 ABZWEIGBUSIMPLEMENTIERUNG

Wenn der Schutz in einer Topologie mit Anderthalb-Leistungsschalter und Sammelschiene eingesetzt wird und der Trennschalter von einer der drei Wicklungen des Transformators offen ist, hat dies Einfluss auf die Elemente des Differential- und niederohmigen Erdschluss-Differentialschutzes, die zu dieser Wicklung gehören.

Die Elemente des Differentialschutzes und des niederohmigen Erdschluss-Differentialschutzes sollten bei einem Abzweigbusfehler nicht auslösen und pro Wicklung blockiert werden.

6.5.9.1.1 ABZWEIGBUSAKTIVIERUNG

Die Abzweigbusaktivierungssignale **Akt. SS Stich OW**, **Akt. SS Stich UW** und **Akt. SS Stich TW** werden aktiviert, wenn die Bedingungen erfüllt sind, die eine Aktivierung des Abzweigbusses für die relevante Wicklung gestatten. Ein schnelles Unterstrom-DDB-Signal, das pro Wicklung zusammen mit dem Trennschalterstatus verfügbar ist, sollte verwendet werden, um das entsprechende Abzweigbusaktivierungssignal bereitzustellen. Das schnelle Unterstrom-DDB-Signal wird aktiviert, wenn der gemessene Strom unter die Einstellung **I < Strom Einst.** des entsprechenden LSV-Elements fällt. Bei schnellen Unterstrom-DDB-Signalen stellt **I < Strom Einst.** einen Prozentsatz des StW-Sekundärnennstroms (I_n) dar. LSV muss nicht aktiviert werden, um ein schnelles Unterstrom-DDB-Signal zu aktivieren.

6.5.9.1.2 ABZWEIGBUS-DIFFERENTIALBLOCKIERUNG

Wenn ein Abzweigbusaktivierungssignal für eine Wicklung aktiviert wird, wird der Strom der entsprechenden Wicklung nicht in der Berechnung des Differential- und Stabilisierungsstroms berücksichtigt. Die Differentialauslösung wird jedoch nicht blockiert und sollte nur an der Wicklung mit dem aktiven Abzweigbus blockiert werden (sie sollte an den anderen Wicklungen unblockiert bleiben). Wenn beispielsweise ein Fehler in der Differentialzone auftritt und der OW-Abzweigbus aktiv ist, sollte das Differentialelement nur die Leistungsschalter auslösen, die mit der UW- und TW-Seite des Transformators verbunden sind. In diesem Fall kann die Blockierung der Differentialauslösung der OW-Wicklung über die Logik der PSL erreicht werden.

Der niederohmige Erdschluss-Differentialschutz wird von der festen Logik intern pro Wicklung blockiert. Ist beispielsweise „Akt. SS Stich OW“ aktiviert, wird der niederohmige OW-Erdschluss-Differentialschutz blockiert.

In Anwendungen mit Schutz pro Differentialschaltung kann der Abzweigbusschutz nicht verwendet werden, da die Differentialschutzauslösung immer bei Aktivierung eines Abzweigbusses blockiert wird.

6.5.9.1.3 ABZWEIGBUSAUSLÖSUNG

Sie können die Abzweigbuszone durch ein ungerichtetes Konstantzeit-Phasenüberstromelement mit einer Verzögerungszeit von null Sekunden schützen. Damit eine Abzweigbusauslösung veranlasst werden kann, müssen das Überstromelement und die betreffenden DDB-Signale für die Aktivierung des Abzweigbusses im Zustand H (hoch) sein. Sie können die Schaltung für die Abzweigbusauslösung in der PSL konfigurieren.

6.5.9.2 ABZWEIGBUSSCHALTUNG

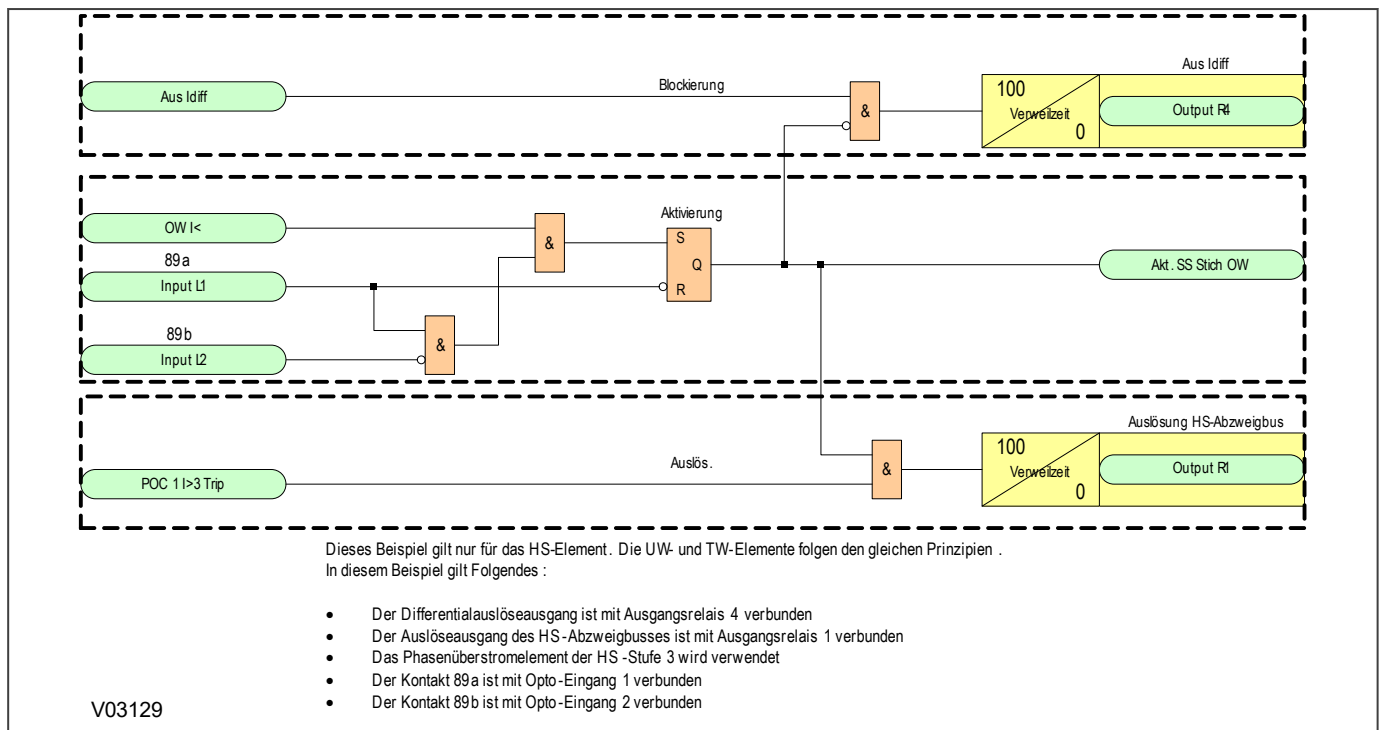


Abbildung 67: Abzweigbusschaltungslogik

6.5.10 ANFORDERUNGEN AN STROMWANDLER FÜR DEN TRANSFORMATORDIFFERENTIALSCHUTZ

Die nachstehend aufgeführten StW-Anforderungen gelten sowohl für Standard-StW als auch empfindliche StW.

6.5.10.1 ANFORDERUNGEN AN STROMWANDLER –ANWENDUNG

Für Anwendungen des Transformatordifferentialschutzes empfehlen wir nachdrücklich Stromwandler der Klasse X oder der Klasse 5P.

Die Vorgaben für die Stromwandler-Kniepunktspannung basieren auf folgenden Einstellungen:

Parameter	Beschreibung	Wert
Is1>	Zum Einstellen der Mindest-Differentialstromschwelle, die zum Auslösen des Transformatordifferentialschutzes erforderlich ist.	0,2 bezogen
Faktor K2	Diese Einstellung dient zum Definieren der Stabilisierungsstromschwelle, bei der die zweite Steigung der Stabilisierungsstromcharakteristik aktiv wird.	1 bezogen
Faktor K1	Diese Einstellung dient zum Definieren des Gradienten der ersten Steigung in der Stabilisierungsstromcharakteristik.	30%
K2	Diese Einstellung dient zum Definieren des Gradienten der zweiten Steigung in der Stabilisierungsstromcharakteristik.	80%
Is1_1>	Diese Einstellung dient zum Definieren der ersten hoch eingestellten Schwelle für die Stabilisierungsstromcharakteristik. Diese Einstellung wird nur im Modus „Erweitert“ verwendet.	10 bezogen
Is1_2>	Diese Einstellung dient zum Definieren der zweiten hoch eingestellten Schwelle für die Stabilisierungsstromcharakteristik. Diese Einstellung wird nur im Modus „Erweitert“ verwendet.	32 bezogen
Transiente Stabilisierung	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren des Faktors der transienten Stabilisierung.	Freigegeben
Inull Filt.OW	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der Nullsystemfilterung an der OW	Freigegeben
Inull Filt.UW	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der Nullsystemfilterung an der UW	Freigegeben
Inull Filt.TW	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der Nullsystemfilterung an der TW	Freigegeben
IH2 Diff Einstl.	Diese Einstellung dient zum Definieren der Schwelle für die Blockierung der zweiten Harmonischen.	20%
Block. a. Ltr.	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der übergreifenden Blockierung. (Bei der übergreifenden Blockierung werden durch ein Signal zur Blockierung der zweiten Harmonischen, das von einer Phase ausgeht, alle drei Phasen blockiert).	Freigegeben
StW Sättigung	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der StW-Sättigungserkennung.	Freigegeben
Lücke-Erkenng	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der StW-Lückenerkennung.	Freigegeben
IH5 Diff. Einst	Diese Einstellung dient zum Definieren der Schwelle für die Blockierung der fünften Harmonischen.	35%

In der folgenden Tabelle sind die maximale Empfindlichkeit und ihr entsprechender Anpassungsfaktor für verschiedene StW-Typen aufgeführt:

StW Klasse	Max. Empfindlichkeit	Zulässiger Anpassungsfaktorbereich	Anpassungsfaktor für typische Einstellung Is1 = 0,2 bezogen
Standard	43 mA	0.05 - 15	4.65
Empfindlich	13 mA	0.05 - 20	15.38

Eine Reihe von externen Fehlern wurde simuliert, um die Anforderungen an Stromwandler für die Differentialfunktion zu bestimmen. Zu diesem Zweck wurde das RTDS-System (Real Time Digital Simulation-System, System zur digitalen Simulation in Echtzeit) verwendet. Wir haben diese Prüfungen mit verschiedenen X/R-Verhältnissen, StW-Lasten, Fehlerströmen, Fehlerarten und Punkten auf der Stromwellenform durchgeführt.

Um Stabilität bei Durchgangsfehlern zu erreichen, muss der Bemessungsfaktor K folgende Bedingungen erfüllen:

Systembedingungen	K	Kniepunktspannung (VK)
$I_n < I_F \leq 40 I_n$ $5 \leq X/R \leq 20$	16	$V_K \Rightarrow 16 I_n (R_{StW} + 2R_L + R_r)$ (Erdfehler) $V_K \Rightarrow 16 I_n (R_{StW} + R_L + R_r)$ (Phasenfehler)
$40 I_n < I_F \leq 64 I_n$ $5 \leq X/R \leq 20$	30	$V_K \Rightarrow 30 I_n (R_{StW} + 2R_L + R_r)$ (Erdfehler) $V_K \Rightarrow 30 I_n (R_{StW} + R_L + R_r)$ (Phasenfehler)
$I_n < I_F \leq 40 I_n$ $20 \leq X/R \leq 120$	17	$V_K \Rightarrow 17 I_n (R_{StW} + 2R_L + R_r)$ (Erdfehler) $V_K \Rightarrow 17 I_n (R_{StW} + R_L + R_r)$ (Phasenfehler)
$40 I_n < I_F \leq 64 I_n$ $20 \leq X/R \leq 120$	34	$V_K \Rightarrow 34 I_n (R_{StW} + 2R_L + R_r)$ (Erdfehler) $V_K \Rightarrow 34 I_n (R_{StW} + R_L + R_r)$ (Phasenfehler)

Wobei:

- V_K = Kniepunktspannung
- K = StW-Bemessungsfaktor
- I_n = Nennstrom
- R_{StW} = Widerstand der sekundären Wicklung des Stromwandlers
- R_L = Widerstand einer einzelnen Leitung vom Gerät zum Stromwandler
- R_r = Widerstand anderer Schutzgeräte, die den Stromwandler gemeinsam nutzen
- I_F = maximaler externer Fehlerwert

6.5.10.2 ANFORDERUNGEN AN STROMWANDLER – ANWENDUNG MIT KLEINER SAMMELSCHIENE

Für diese Anwendung empfehlen wir nachdrücklich Stromwandler der Klasse X oder der Klasse 5P.

Die Vorgaben für die Stromwandler-Kniepunktspannung basieren auf folgenden Einstellungen:

Parameter	Beschreibung	Wert
Is1>	Zum Einstellen der Mindest-Differentialstromschwelle, die zum Auslösen des Transformatordifferentialschutzes erforderlich ist.	1,2 bezogen
Faktor K2	Diese Einstellung dient zum Definieren der Stabilisierungsstromschwelle, bei der die zweite Steigung der Stabilisierungsstromcharakteristik aktiv wird.	0,4 bezogen
Faktor K1	Diese Einstellung dient zum Definieren des Gradienten der ersten Steigung in der Stabilisierungsstromcharakteristik.	20%
K2	Diese Einstellung dient zum Definieren des Gradienten der zweiten Steigung in der Stabilisierungsstromcharakteristik.	80%
Is1_1>	Diese Einstellung dient zum Definieren der ersten hoch eingestellten Schwelle für die Stabilisierungsstromcharakteristik. Diese Einstellung wird nur im Modus „Erweitert“ verwendet.	10 bezogen
Is1_2>	Diese Einstellung dient zum Definieren der zweiten hoch eingestellten Schwelle für die Stabilisierungsstromcharakteristik. Diese Einstellung wird nur im Modus „Erweitert“ verwendet.	Ausgeschaltet
Transiente Stabilisierung	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren des Faktors der transienten Stabilisierung.	Freigegeben
Inull Filt.OW	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der Nullsystemfilterung an der OW	Ausgeschaltet
Inull Filt.UW	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der Nullsystemfilterung an der UW	Ausgeschaltet

Parameter	Beschreibung	Wert
Inull Filt.TW	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der Nullsystemfilterung an der TW	Ausgeschaltet
IH2 Diff Einstl.	Diese Einstellung dient zum Definieren der Schwelle für die Blockierung der zweiten Harmonischen.	Ausgeschaltet
StW Sättigung	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der StW-Sättigungserkennung.	Ausgeschaltet
Lücke-Erkennng	Diese Einstellung dient zum Aktivieren bzw. Deaktivieren der StW-Lückenerkennung.	Ausgeschaltet
IH5 Diff. Einst	Diese Einstellung dient zum Definieren der Schwelle für die Blockierung der fünften Harmonischen.	Ausgeschaltet

Eine Reihe von internen und externen Fehlern wurde simuliert, um die Anforderungen an Stromwandler für die Differentialfunktion zu bestimmen. Wir haben diese Prüfungen mit verschiedenen X/R-Verhältnissen, StW-Lasten, Fehlerströmen, Fehlerarten und Punkten auf der Stromwellenform durchgeführt.

Es folgen die Systembedingungen, der StW-Bemessungsfaktor und die StW-Kniepunktspannung:

Systembedingungen	K	Kniepunktspannung (VK)
$I_n < I_F \leq 40 I_n$ $5 \leq X/R \leq 20$	16	VK $\Rightarrow 16 I_n (R_{StW} + 2R_L + R_r)$ (Erdfehler) VK $\Rightarrow 16 I_n (R_{StW} + R_L + R_r)$ (Phasenfehler)
$40 I_n < I_F \leq 64 I_n$ $5 \leq X/R \leq 20$	30	VK $\Rightarrow 30 I_n (R_{StW} + 2R_L + R_r)$ (Erdfehler) VK $\Rightarrow 30 I_n (R_{StW} + R_L + R_r)$ (Phasenfehler)
$I_n < I_F \leq 40 I_n$ $20 \leq X/R \leq 120$	21	VK $\Rightarrow 21 I_n (R_{StW} + 2R_L + R_r)$ (Erdfehler) VK $\Rightarrow 21 I_n (R_{StW} + R_L + R_r)$ (Phasenfehler)
$40 I_n < I_F \leq 64 I_n$ $20 \leq X/R \leq 120$	30	VK $\Rightarrow 30 I_n (R_{StW} + 2R_L + R_r)$ (Erdfehler) VK $\Rightarrow 30 I_n (R_{StW} + R_L + R_r)$ (Phasenfehler)

Wobei:

- V_K = Kniepunktspannung
- K = StW-Bemessungsfaktor
- I_n = Nennstrom
- R_{StW} = Widerstand der sekundären Wicklung des Stromwandlers
- R_L = Widerstand einer einzelnen Leitung vom Gerät zum Stromwandler
- R_r = Widerstand anderer Schutzgeräte, die den Stromwandler gemeinsam nutzen
- I_F = maximaler externer Fehlerwert

KAPITEL 7

TRANSFORMATOR- ZUSTANDSÜBERWACHUNG

7.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	152
Thermischer Überlastschutz	153
Statistik des Lebensdauerverlustes	160
Durchgangsfehlerüberwachung	164
RTD SCHUTZ	168
CLIO-Schutz	170

7.2 THERMISCHER ÜBERLASTSCHUTZ

Transformatorüberhitzung kann durch Fehler in der Kühlanlage, externe Fehler, die nicht sofort beseitigt werden, Überlast oder unnormale Systemzustände verursacht werden. Zu diesen unnormalen Zuständen zählen Niederfrequenz, Hochspannung, nicht sinusförmiger Laststrom oder unsymmetrische Phasenspannung.

Überhitzung verkürzt die Lebensdauer der Transformatorisolation proportional zur Dauer und Größenordnung der hohen Temperatur. Aus übermäßiger Überhitzung kann sogar ein sofortiger Isolationsfehler resultieren. Durch Überhitzung können auch Gase gebildet werden, die zu einem elektrischen Ausfall führen können, oder das Transformator-Kühlmittel kann über dessen Flammpunkt hinaus erhitzt werden, wodurch ein Brand entstehen kann.

Untersuchungen lassen darauf schließen, dass die Lebensdauer der Isolation bei jedem Anstieg der Temperatur um zehn Grad Celsius über den Nennwert ungefähr halbiert wird. Jedoch ist die Lebensdauer der Isolation nicht nur vom Temperaturanstieg abhängig, sondern auch davon, wie lange die Isolation dieser erhöhten Temperatur ausgesetzt bleibt. Aufgrund der relativ großen Wärmespeicherkapazität eines Transformators können ihm seltene Überlastungen von kurzer Dauer nicht schaden. Andauernde Überlastungen von wenigen Prozent können jedoch zu vorzeitiger Alterung und daraus resultierenden Isolationsfehlern führen.

Der thermische Transformator-Überlastschutz schützt Geräte vor anhaltender Überlast. Der thermische Überlastschutz lässt moderate, aber kurzzeitig auftretende Überlastzustände zu, während bei anhaltenden Überlasten ausgelöst wird, die nicht vom normalen Überstromschutz erkannt werden.

Transformatorverluste

Die Verluste in einem Transformator sind in folgendem Diagramm dargestellt:

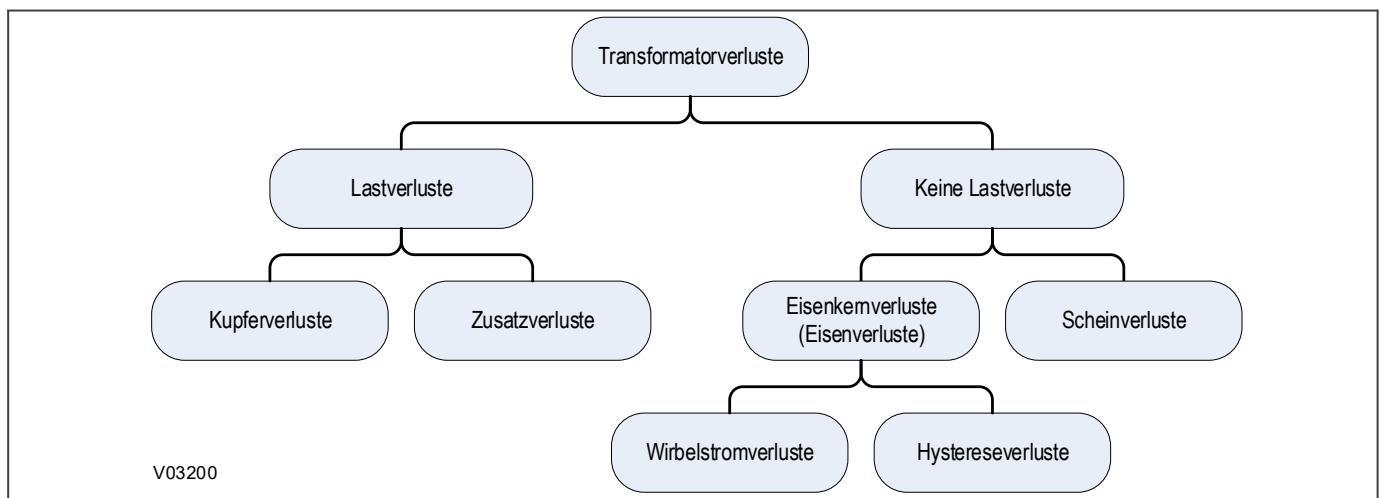


Abbildung 68: Transformatorverluste

Der Fluss des Magnetisierungsstroms durch den Widerstand der Wicklung erzeugt einen realen, aber im Allgemeinen relativ kleinen Verlust (I^2R) und Spannungsabfall. Der Verlust, der auf diesen Magnetisierungsstrom in der primären Wicklung zurückzuführen ist, wird scheinbarer Verlust genannt.

Die zeitlich unterschiedlichen Flüsse in eisenbasierten Materialien erzeugen Verluste, die als Eisenverluste bekannt sind. Diese Eisenverluste fallen in zwei Kategorien: Hystereseverluste und Wirbelstromverluste.

Die Summe der Kupferverluste und der Zusatzverluste wird als Lastverlust bezeichnet. Kupferverluste entstehen durch den Fluss der Lastströme durch die primären und sekundären Wicklungen. Sie entsprechen I^2R , und sie erhitzen die Leiter und verursachen Spannungsabfälle. Zusatzverluste entstehen durch Streukapazität und Streuinduktivität. Streukapazität besteht zwischen Windungen, zwischen einer Wicklung und einer anderen, und zwischen Wicklungen und dem Kern.

7.2.1 IMPLEMENTIERUNG DES THERMISCHEN ÜBERLASTSCHUTZES

Der thermische Überlastschutz des Geräts basiert auf IEEE-Standard C57.91-1995. Das Gerät bietet thermischen Überlastschutz für eine einzelne Wicklung oder den gesamten Transformator. Die Einstellungen des thermischen Überlastschutzes sind in der Spalte **THERMAL OVERLOAD** zu finden.

Für einzelne Wicklungen setzen Sie die Einstellung **Wicklung Überwng** auf *OW*, *UW*, *TW*. Um den Transformator als Ganzes zu schützen, setzen Sie die Einstellung **Wicklung Überwng** auf *Stab. Strom*, wodurch ein umfassendes Lastbild des Transformator bereitgestellt wird.

Das Gerät besitzt zwei dreistufige unabhängig verzögerte Auslöseelemente – ein Element für die Heißpunkttemperatur und ein Element für die Temperatur T. Öl Die Temperatur T. Öl kann berechnet oder direkt gemessen werden, indem die CLIO- oder RTD-Methode verwendet wird – die Heißpunkttemperatur wird jedoch immer berechnet.

In der Einstellung **tÜberl.Mldg.** kann eine Warnung vor der Auslösung konfiguriert werden. Diese Warnung zeigt an, dass der thermische Überlastschutz nach der eingestellten Zeit auslöst, wenn die Last unverändert bleibt.

Vier Kühlmodi stehen zur Verfügung. Sie können die Ölexponent-Konstante und die Wicklungsexponent-Konstante unabhängig für jeden Modus einstellen. Sie können den Kühlmodus automatisch in der PSL oder manuell in der Einstellungsdatei einstellen. Für Letzteres müssen Sie die beiden Opto-Eingänge auf **CM Select 1X** und **CM Select X1** setzen und die Kontakte verdrahten, um diese Eingänge ein- bzw. auszuschalten. Dann wird folgender Kühlmodus verwendet:

CM Select 1X	CM Select X1	Ausgewählter Kühlmodus
0	0	1
0	1	2
1	0	3
1	1	4

Um die Temperatur T. Öl und die Heißpunkt-Wicklungstemperatur zu berechnen, berücksichtigt das Gerät das Verhältnis zwischen Istlast und Nennlast. Wenn die überwachte Wicklung auf *OW*, *NS* oder *TW* gesetzt ist, wird die Nennlast durch die Einstellungen **Snom OW**, **Snom UW** bzw. **Snom TW** und die Einstellung **Irated** bestimmt. Wenn die überwachte Wicklung als Stabilisierungsstrom konfiguriert ist, wird die Nennlast mithilfe der Nennleistungseinstellung **Sref** in der Spalte **SYSTEM CONFIG** und der Einstellung **Irated** in der Spalte **THERM. SCHUTZ** berechnet.

Das thermische Überlastmodell wird einmal pro Netzyklus ausgeführt. Die Auslösung bei thermischer Überlast kann auf der Heißpunkttemperatur oder der Temperatur T. Öl oder beidem basieren.

Das Gerät bietet bis zu drei Heißpunktstufen und bis zu drei Stufen für die Temperatur T. Öl. Das Auslösesignal, **Top Oil T>x Trip**, wird aktiviert, wenn die (gemessene oder berechnete) Temperatur T. Öl über der Einstellung, **Top Oil>x Set**, liegt und die Verzögerungszeit, **tTop Oil>x**, abgelaufen ist. Auch wird das Auslösesignal, **Hotspot>x Trip**, aktiviert, wenn die (ausschließlich berechnete) Temperatur am heißesten Punkt über der Einstellung, **Hotspot>x Set**, liegt und die Verzögerungszeit, **tHotspot>x Set**, abgelaufen ist.

7.2.1.1 STABILISIERUNGSSTROM DES THERMISCHEN ÜBERLASTSCHUTZES

Der vom thermischen Schutz verwendete Stabilisierungsstrom entspricht nicht dem Stabilisierungsstrom, der vom Differentialschutz verwendet wird. Es wird weder die Schaltgruppenkorrektur noch die Nullsystemfilterung durchgeführt. Um den Stabilisierungsstrom zu berechnen, berücksichtigt das Thermoelement den maximalen Effektivstrom pro Wicklung. Hinweis: Die vom Thermoelement durchgeführte Berechnung des Stabilisierungsstroms erfolgt nicht pro Phase. Der Stabilisierungsstrom wird wie folgt berechnet:

$$I_{bias} = \frac{\frac{\text{Max}[I_{HVArms}, I_{HVBrms}, I_{HVCrms}]}{HV_FLC_{Sref}} + \frac{\text{Max}[I_{LVArms}, I_{LVBrms}, I_{LVCrms}]}{LV_FLC_{Sref}} + \frac{\text{Max}[I_{TVArms}, I_{TVBrms}, I_{TVCrms}]}{TV_FLC_{Sref}}}{2}$$

Wobei:

- HV_FLC_{Sref} = OW-Vollaststrom bei Bezugsleistung
- LV_FLC_{Sref} = UW-Vollaststrom bei Bezugsleistung
- TV_FLC_{Sref} = TW-Vollaststrom bei Bezugsleistung

7.2.2 DAS THERMISCHE MODELL

Die einfachste Implementierung des Überlastschutzes verwendet die I²t-Charakteristik. Sie legen die Zeitkonstanten fest, beispielsweise die Wicklungs-Zeitkonstante am Heißpunkt und die Zeitkonstante für den Anstieg der Temperatur in der obersten Ölschicht. Dadurch kann das thermische Modell dem richtigen exponentiellen Erwärmungs- und Kühlungsprofil folgen. Da Transformatorlasten zunehmend nichtlinear sind, verwendet das Gerät echte Effektivstromwerte, um die Heißpunkttemperatur der Wicklung nachzubilden.

Hinweis:

Der Begriff „echter Effektivwert“ bezieht sich auf den Effektivwert einer nicht sinusförmigen Wellenform einschließlich des Grundanteils und aller anderen Komponenten.

7.2.2.1 BERECHNUNG DER TEMPERATUR IN DER OBERSTEN ÖLSCHICHT

Wenn die Temperatur in der obersten Ölschicht nicht als gemessene Eingangsgröße verfügbar ist, wird sie pro Zyklus mit folgender Gleichung berechnet:

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO}$$

Wobei:

- Θ_{TO} = Temperatur in der obersten Ölschicht
- Θ_A = Umgebungstemperatur
- $\Delta\Theta_{TO}$ = Anstieg der Temperatur in der obersten Ölschicht über die Umgebungstemperatur infolge einer Laststufenänderung

Die Umgebungstemperatur kann direkt gemessen oder mithilfe der Einstellung „T_{Umg.}“ festgelegt werden. Der höchste Anstieg der Temperatur in der obersten Ölschicht ergibt sich auf folgender Gleichung:

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \cdot \left[\frac{K_u^2 R + 1}{R + 1} \right]^n$$

Wobei:

K_u = Verhältnis zwischen Istlast und Nennlast

R = Verhältnis zwischen Lastverlust bei Nennlast und Leerlaufverlust (Einstellung **Leerlaufverlust**)

n = Ölexponent (Einstellung **Öl Expon. n**)

$\Theta_{TO,R}$ = Anstieg der Temperatur in der obersten Ölschicht über die Umgebungstemperatur bei Nennlast (Einstellung **TÖI > T_{Umg.}**)

Der in den Berechnungen verwendete Laststrom ist der Effektivwert.

7.2.2.2 BERECHNUNG DER HEIßPUNKTTEMPERATUR

Die Heißpunkttemperatur kann nur durch Berechnung ermittelt werden. Die Heißpunkttemperatur in jedem Zyklus wird mit folgender Gleichung berechnet:

$$\Theta_H = \Theta_{TO} + \Delta\Theta_H$$

Wobei:

- Θ_H = Heißpunkttemperatur (Wicklung)
- Θ_{TO} = Temperatur in der obersten Ölschicht
- $\Delta\Theta_H$ = Anstieg der Heißpunkttemperatur über die Temperatur in der obersten Ölschicht

Der höchste Anstieg der Heißpunkttemperatur über die Temperatur in der obersten Ölschicht ergibt sich aus:

$$\Delta\Theta_{H,U} = \Delta\Theta_{H,R} \cdot K_U^{2m}$$

Wobei:

- $\Delta\Theta_{H,R}$ = Anstieg der Temperatur am heißesten Punkt der Wicklung über die Temperatur in der obersten Ölschicht bei Nennlast. Dieser Parameter wird vom Benutzer eingestellt.
- K_U = Verhältnis zwischen Istlast und Nennlast
- m = Wicklungsexponent (Einstellung **Wickl. Expon. m**)

7.2.2.3 MESSUNG DES THERMISCHEN ZUSTANDS

Δ Heißpunkttemperatur, Temperatur in der obersten Ölschicht und Umgebungstemperatur werden im nichtflüchtigen Speicher gespeichert. Diese Messwerte werden pro Netzyklus aktualisiert. Der thermische Zustand kann durch Folgendes auf null zurückgesetzt werden:

- das Feld **Therm. Rücksetz** in der Spalte **MESSUNGEN 3** am Bedienfeld
- Befehl über die Fernübertragungsschnittstelle
- Änderung eines Eingangsstatus

Die Temperatur in der obersten Ölschicht, die Heißpunkttemperatur, die Umgebungstemperatur und die vor der Auslösung verbleibende Zeit sind in der Spalte **MESSUNGEN 3** als Messwerte ablesbar.

Wenn Sie eine genauere Darstellung des thermischen Zustands des Transformators benötigen, können Sie Temperaturüberwachungsgeräte (RTDs oder CLIO) verwenden, die sich auf bestimmte Bereiche konzentrieren. Bei kurzzeitigen Überlastungen bieten RTD, CLIO und Überstromschutztechniken besseren Schutz.

Die PSL bietet ein Signal, das anzeigt, dass der Transformator abgeschaltet ist (**Trafo Spannungslos**). Dieses DDB-Signal wird aktiviert, wenn alle Leistungsschalter offen sind. In diesem Fall werden die Leerlaufverluste des Transformators nicht berücksichtigt. Daher entsprechen die Temperatur in der obersten Ölschicht und die Temperatur am heißesten Punkt der Umgebungstemperatur, wenn der überwachte Strom null ist. Wenn dieses Signal abgestellt wird, entsprechen die Temperatur in der obersten Ölschicht und die Temperatur am heißesten Punkt nicht der Umgebungstemperatur, auch dann, wenn der überwachte Strom null ist. In diesem Fall erhöhen sich die Temperatur in der obersten Ölschicht und die Temperatur am heißesten Punkt entsprechend den beschriebenen Gleichungen.

7.2.3 ANWENDUNGSHINWEISE

7.2.3.1 DATEN, DIE VON TRANSFORMATORHERSTELLERN BEREITGESTELLT WERDEN

Der Hersteller des Transformators sollte Informationen bereitstellen, die sich auf folgende Parameter beziehen:

Leerlaufverlust: das Verhältnis zwischen Lastverlust bei Nennlast und Leerlaufverlust

$T_{max} > T_{ÖI}$: Anstieg der Temperatur am heißesten Punkt der Wicklung über die Temperatur T. Öl bei Nennlast

$T_{ÖI} > T_{umg.}$: Anstieg der Temperatur in der obersten Ölschicht über die Umgebungstemperatur bei Nennlast

Wickl. Expon. m : Wicklungsexponent

Öl Expon. n : Ölexponent

T_{max} Zeitkonst.: Wicklungs-Zeitkonstante am Heißpunkt (sie kann auch anhand der Widerstands-Abkühlungskurve bei den thermischen Prüfungen bestimmt werden)

$T_{ÖI}$ Zeitkonst. (Öl-Zeitkonstante)

Die folgenden Tabellen sind Beispiele für Wärmedaten, die vom Hersteller des Transformators bereitgestellt werden.

Thermische Kenngrößen für einen mit extern gekühltem Öl (ODWF) Blocktransformator, 735 MVA 300 kV +7 % bis – 18 % / 23 kV

Technische Daten	Wert
Leerlaufverluste (Eisenverluste)	340 kW
Lastverluste bei Nennabgriff	1580 kW
Lastverluste bei maximalem Stromabgriff	1963 kW
Öl-Zeitkonstante	2,15 h
Ölexponent	1.0
Anstieg der Temperatur T. Öl über die Umgebungstemperatur bei Nennlast	33,4 K
Wicklungs-Zeitkonstante am Heißpunkt	14 min
Anstieg der Temperatur am heißesten Punkt der Wicklung über die Temperatur T. Öl bei Nennlast	30,2 K
Wicklungsexponent	2.0

Hinweis:

OD (zugeleitetes Öl) zeigt an, dass das von den Wärmeaustauschern (Kühlern) kommende Öl gezwungen wird, durch die Wicklungen zu fließen. WF (Wasser erzwungen) zeigt an, dass das Öl durch Pumpwasser extern gekühlt wird.

Thermische Kenngrößen für einen mit extern gekühltem Öl (ODWF) Blocktransformator, 600 MVA 432/23,5 kV

Technische Daten	Wert
Leerlaufverluste (Eisenverluste)	237 kW
Lastverluste bei Nennabgriff	1423 kW
Lastverluste bei maximalem Stromabgriff	1676 kW
Öl-Zeitkonstante	2,2 h
Ölexponent	1.0
Anstieg der Temperatur T. Öl über die Umgebungstemperatur bei Nennlast	46,6 K
Wicklungs-Zeitkonstante am Heißpunkt	9 min
Anstieg der Temperatur am heißesten Punkt der Wicklung über die Temperatur T. Öl bei Nennlast	33,1K
Wicklungsexponent	2.0

Thermische Kenngrößen für mittelgroße Leistungstransformatoren, die mit zugeleitetem Öl (OD) gekühlt werden und nach IEC 60354 ausgelegt sind	
Technische Daten	Wert
Öl-Zeitkonstante	1,5 h
Ölexponent	1.0
Anstieg der Temperatur T. Öl über die Umgebungstemperatur bei Nennlast	49 K
Wicklungs-Zeitkonstante am Heißpunkt	5–10 min
Anstieg der Temperatur am heißesten Punkt der Wicklung über die Temperatur T. Öl bei Nennlast	29 K
Wicklungsexponent	2.0

7.2.3.2 EMPFEHLUNGEN

Überwachte Wicklung

Sie können die überwachte Wicklung auf *OW*, *UW*, *TW* oder *Stab. Strom* setzen. Wir empfehlen, die Wicklung auf *Stab. Strom* zu setzen, um eine allgemeingültige thermische Bedingung für den Transformator festzulegen.

Umgebungstemperatur

Die Umgebungstemperatur ist ein wichtiger Faktor für die Bestimmung der Belastbarkeit eines Transformators, da Sie die Umgebungstemperatur zum aus einer Belastung resultierenden Temperaturanstieg eines Transformators hinzuaddieren, um die Betriebstemperatur zu bestimmen. IEEE C57.91-1995 besagt, dass Transformatorbemessungen auf einer durchschnittlichen Umgebungstemperatur von 30 Grad Celsius basieren müssen.

Anhand der Einstellung **TUm** wird definiert, ob die Umgebungstemperatur auf einen Durchschnittswert gesetzt oder direkt mithilfe eines CLI- oder RTD-Eingangs gemessen werden soll. Bei der Messung der Umgebungstemperatur sollte sie über eine Dauer von 24 Stunden gemittelt werden.

Temperatur in der obersten Ölschicht

Anhand der Einstellung **TÖI** wird definiert, ob die Temperatur in der obersten Ölschicht berechnet oder gemessen wird.

Wir empfehlen, die Nennlast (**IB**) auf 1,0 bezogen zu setzen.

7.2.3.3 IEEE-EMPFEHLUNGEN

Wicklungsexponent

IEEE C57.91-1995 empfiehlt folgende Wicklungs- und Ölexponenten.

Art der Kühlung	m (Wicklungsexponent)	n (Ölexponent)
OA	0.8	0.8
FA	0.8	0.9
Nicht gerichtet FOA oder FOW	0.8	0.9
Gerichtet FOA oder FOW	1.0	1.0

Folgende Kühlmechanismen stehen zur Verfügung:

- OA (Öl/Luft): Die Kühlanlage überträgt Wärme mithilfe von Öl oder Luft und ohne Einsatz von Pumpen oder Lüftern.
- FA (Erzwungene Luftkühlung): Die Kühlung wird von Lüftern unterstützt, aber es werden keine Pumpen eingesetzt, um das Öl in Umlauf zu bringen.
- FOA (Erzwungene Öl- und Luftkühlung): Die Kühlanlage verwendet zum Kühlen der Wicklung Pumpen und Lüfter.
- FOW (Erzwungene Öl- und Wasserkühlung): Der Wärmeaustauscher ist wassergekühlt und hat keine typische Kühleranordnung. Der Kühler besteht normalerweise aus einer Kammer mit vielen Rohren in ihrem Inneren, wo der Wärmeaustauscher zwischen Öl und Wasser stattfindet. In Transformatoren mit ungerichtetem Fluss fließt das gepumpte Öl frei durch den Tank. In Transformatoren mit gerichtetem Fluss wird das gepumpte Öl gezwungen, durch die Wicklungen zu fließen.

Die Exponenten sind empirisch abgeleitet und werden benötigt, um die Variation von $\Delta\Theta_H$ und $\Delta\Theta_{TO}$ bei Lastwechseln zu berechnen. Der Wert m wurde für jeden Kühlmodus gewählt, um die Effekte der Änderungen des Widerstands und der Viskosität bei Lastwechseln zu berücksichtigen. Der Wert n wurde für jeden Kühlmodus gewählt, um die Effekte der Änderung des Widerstands bei Lastwechsel zu berücksichtigen.

Öl-Zeitkonstante

Folgendes gilt, wenn die Stufen für den Heißpunkt und die Temperatur $T_{\text{Öl}}$ in Übereinstimmung mit den empfohlenen Temperaturgrenzen (IEEE-Std. C57.91-1995) eingestellt sind:

Empfohlene Temperaturgrenzen für Lasten, die bei einem Temperaturanstieg von 65°C über den Angaben des Typenschildes von Verteilungstransformatoren liegen

Temperatur $T_{\text{Öl}}$	120°C
Heißpunkt-Leitertemperatur	200°C

Empfohlene Temperaturgrenzen für Lasten, die bei einem Temperaturanstieg von 65°C über den Angaben des Typenschildes von Leistungstransformatoren liegen

Temperatur $T_{\text{Öl}}$	110°C
Heißpunkt-Leitertemperatur	180°C

7.3 STATISTIK DES LEBENSDAUERVERLUSTES

Verschlechterung der Transformatorisolation ist eine zeitabhängige Funktion der Temperatur, der Feuchtigkeit und des Sauerstoffgehalts. Die Einwirkung von Feuchtigkeit und Sauerstoff kann durch Erhaltungssysteme für modernste Transformatoren minimiert werden. Aus diesem Grunde ist die Temperatur die Hauptursache für die Alterung von Transformatoren. Häufige Überlastung von Transformatoren verkürzt die Lebenserwartung von Transformatoren infolge der erhöhten Wicklungstemperaturen.

Die Verschlechterung der Isolation ist nicht gleichmäßig und tritt stärker an Heißpunkten im Transformertank zutage. Daher basieren Anlagenverwaltungssysteme, die für die Modellierung der Verschlechterungsrate gedacht sind, auf simulierten Echtzeit-Heißpunkttemperatur-Algorithmen. Diese Modelle können die Umgebungstemperatur, die Temperatur in der obersten Ölschicht, den Laststrom, den Ölpumpenzustand (läuft oder nicht) und den Kühllüfterzustand (läuft oder nicht) berücksichtigen.

Die Transformatorschutzgeräte von GE bieten eine Einrichtung zur Überwachung des Lebensdauerverlustes in Übereinstimmung mit dem thermischen Modell, das in IEEE C57.91 definiert ist. Der Schutzalgorithmus bestimmt die aktuelle Rate des Lebensdauerverlustes und verwendet diese Information, um die wahrscheinlich verbleibende Betriebszeit anzuzeigen. Der Anlagenbetreiber kann im Voraus gewarnt werden, sodass er eine Betriebsunterbrechung für die Durchführung der erforderlichen Wartungsarbeiten, beispielsweise Instandsetzung oder Erneuerung von Wicklungen, planen kann.

7.3.1 IMPLEMENTIERUNG DES LEBENSDAUERVERLUSTES

Die Lebensdauerverlust-Einstellungen sind in der Spalte *ÜBERLAST* des betreffenden Parametersatzes zu finden.

Das Gerät bietet zwei einstufige unabhängig verzögerte Warnungen, die auf dem Alterungsbeschleunigungsfaktor (FAA) oder dem Lebensdauerverlust (LOL) basieren.

Mit einem Rücksetzbefehl können Sie die berechneten Parameter zurücksetzen, die in der Spalte *MESSDATEN 3* angezeigt werden: Lebensdauerverlust-Status (**LBD Status**), Lebensdauerverlust-Alterungsfaktor (**Verh. Alter.fakt**), mittlerer Alterungsfaktor (**Mittl.Alter.fakt**), Rate des Lebensdauerverlustes (**Verh. LBD**), Restlebensdauer bei mittlerem Alterungsfaktor (**Restlaufzeit**) und Restlebensdauer gemäß Bemessung (**LBD**).

Das Lebensdauerverlustmodell wird einmal pro Netzyklus ausgeführt.

7.3.1.1 BERECHNUNG DES LEBENSDAUERVERLUSTES

IEEE C57.91-1995 definiert den Alterungsbeschleunigungsfaktor als Rate, mit der die Alterung der Isolation eines Transformators bei einer gegebenen maximalen Heißpunkttemperatur im Vergleich zur Alterungsrate bei einer maximalen Heißpunkt-Bezugstemperatur beschleunigt wird. Bei Transformatoren mit einem durchschnittlichen Wicklungstemperaturanstieg von 65° Celsius beträgt die maximale Heißpunkt-Bezugstemperatur 110° Celsius. Bei Transformatoren mit einem durchschnittlichen Wicklungstemperaturanstieg von 55° Celsius beträgt die maximale Heißpunkt-Bezugstemperatur 95° Celsius. Bei maximalen Heißpunkttemperaturen, die über der maximalen Heißpunkt-Bezugstemperatur liegen, ist der Alterungsbeschleunigungsfaktor größer als 1. Bei maximalen Heißpunkttemperaturen, die unter der maximalen Heißpunkt-Bezugstemperatur liegen, ist der Alterungsbeschleunigungsfaktor kleiner als 1.

Das für die Lebensdauerverlust-Statistik verwendete Modell ergibt sich aus den Gleichungen für Lebensdauerverlust (LOL) und Alterungsbeschleunigungsfaktor (FAA). LOL wird jede Stunde mit folgender Formel berechnet:

$$LOL = L(\Theta_{H,r}) - L_{res}(\Theta_{H,r})$$

Wobei:

- $L(\Theta_{H,r})$ = Lebensdauerstunden bei Bezugstemperatur am heißesten Punkt der Wicklung (Einstellung **Lebensda.Hotspot**)
- $L_{res}(\Theta_{H,r})$ = Restlebensdauerstunden bei Bezugstemperatur am heißesten Punkt der Wicklung

Der Alterungsbeschleunigungsfaktor FAA wird einmal pro Zyklus wie folgt berechnet:

$$F_{AA} = \frac{L(\Theta_{H,r})}{L(\Theta_H)} = \frac{e^{\left[\frac{A+B}{\Theta_{H,r}+273} \right]}}{e^{\left[\frac{A+B}{\Theta_H+273} \right]}} = e^{\left[\frac{B}{\Theta_{H,r}+273} - \frac{B}{\Theta_H+273} \right]}$$

Bei einem Transformator mit einem durchschnittlichen Wicklungstemperaturanstieg von 65° Celsius lautet die Gleichung für F_{AA} wie folgt:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{B}{383} - \frac{B}{\Theta_H+273} \right]}$$

Bei einem Transformator mit einem durchschnittlichen Wicklungstemperaturanstieg von 55° Celsius lautet die Gleichung für F_{AA} wie folgt:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{B}{368} - \frac{B}{\Theta_H+273} \right]}$$

Wobei:

- $L(\Theta_H)$ = Lebensdauerstunden bei Temperatur am heißesten Punkt der Wicklung
- $\Theta_{H,r}$ = Temperatur am heißesten Punkt bei Nennlast
- B = Konstante B aus der Lebensdauererwartungskennlinie. Dieser Parameter wird vom Benutzer eingestellt. IEEE Std. C57.91-1995 empfiehlt einen B -Wert von 15000.

Die Restlebensdauerstunden bei Bezugstemperatur am heißesten Punkt werden jede Stunde wie folgt aktualisiert:

$$L_{res}(\Theta_{H,r}) = L_{res,p}(\Theta_{H,r}) - \frac{\sum_{i=1}^{3600} F_{AA,i}(\Theta_H)}{3600}$$

Wobei:

- $L_{res,p}(\Theta_{H,r})$ = Restlebensdauerstunden bei Bezugstemperatur vor einer Stunde
- $F_{AA,i}(\Theta_H)$ = mittlerer Alterungsbeschleunigungsfaktor, wie oben (berechnet pro Sekunde)

Der akkumulierte Lebensdauerverlust wird ein Mal pro Stunde im nichtflüchtigen Speicher aktualisiert. Es ist möglich, dies bei Bedarf auf einen neuen Wert zu setzen, beispielsweise wenn ein Gerät an einem neuen Standort mit einem bereits gealterten residenten Transformator eingesetzt wird.

Die Rate des Lebensdauerverlustes (ROLOL) in Prozent pro Tag lässt sich wie folgt errechnen. Sie wird jeden Tag aktualisiert.

$$ROLOL = \frac{24}{L(\Theta_{H,r})} \cdot F_{AA,m}(\Theta_H) \cdot 100\%$$

Der mittlere Alterungsbeschleunigungsfaktor, $F_{AA,m}$, wird wie folgt errechnet. Sie wird jeden Tag aktualisiert.

$$F_{AA,m} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \cdot \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n}}{N}$$

Wobei:

- $F_{AA,n}$ wird einmal pro Netzyklus berechnet
- $\Delta t_n = 1$ Zyklus
- $F_{AA,m}$ gibt die letzte Tagesstatistik von F_{AA} an. Wenn das Gerät zum ersten Mal erregt wird, ist der Standardwert, $F_{AA,m}$, gleich 1.

Die Restlebensdauer in Stunden bei $F_{AA,m}$ wird wie folgt berechnet. Sie wird jeden Tag aktualisiert.

$$L_{res}(F_{AA,m}) = \frac{L_{res}(\Theta_{H,r})}{F_{AA,m}}$$

7.3.2 ANWENDUNGSHINWEISE

7.3.2.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR DEN LEBENSDAUERVERLUST

Die Lebensdauerstunden sind anhand der maximalen Heißpunkt-Bezugstemperatur festzulegen. Gemäß IEEE-Std. C57.91-1995 muss die normale Lebensdauer der Isolation bei Bezugstemperatur in Stunden oder Jahren vom Benutzer definiert werden. Die folgende, aus IEEE-Std. C57.91-1995 entnommene Tabelle enthält Werte der normalen Lebensdauer der Isolation bei Verwendung eines gut getrockneten, sauerstofffreien Isolationssystems mit einem durchschnittlichen Wicklungstemperaturanstieg von 65° Celsius und einer Bezugstemperatur von 110° Celsius.

Basis	Normale Lebensdauer der Isolation in Stunden	Normale Lebensdauer der Isolation in Jahren
50 % Dauerzugfestigkeit der Isolation (Kriterium des früheren IEEE-Standards C57.92-1981)	65000	7.42
25 % Dauerzugfestigkeit der Isolation	135000	15.41
200 dauerhafter Polymerisationsgrad der Isolation	150000	17.12
Interpretierung der Lebensdauerprüfdaten des Verteilungstransformators (früherer IEEE-Std. C57.91-1981)	180000	20.55

Hinweis:

Die Haltewerte der Zugfestigkeit bzw. des Polymerisationsgrads (D.P.) wurden durch Alterung mit abgedichteten Röhren von gut getrockneten Isolationsproben in sauerstofffreiem Öl bestimmt. Informationen zur Wirkung von höheren Wasser- und Sauerstoffwerten und zur obigen Basis sind unter I.2 des Anhangs I von IEEE-Std. C57.91-1995 zu finden.

Die Einstellung der Heißpunkttemperatur (**Lebensd.b.Tmax**) sollte auf 110° Celsius eingestellt werden, wenn der Wandler mit einem durchschnittlichen Wicklungstemperaturanstieg von 65° Celsius bemessen ist. Wenn der Wandler mit einem durchschnittlichen Wicklungstemperaturanstieg von 55° Celsius bemessen ist, setzen Sie die Einstellung auf 95° Celsius.

Laut Empfehlung durch IEEE C57.91-1995 sollte die Einstellung **Konstante B** auf 5000 gesetzt werden.

Wenn der berechnete Alterungsbeschleunigungsfaktor größer als der Einstellwert **Alter.faktor** und die Verzögerungszeit **tAlter.faktor** abgelaufen ist, wird das DDB-Signal **Mldg Alt.Fakt.** aktiviert.

Wenn der berechnete Lebensdauerverlust größer als die Einstellung **LBD>1** und die Verzögerungszeit **tLBD** abgelaufen ist, wird das DDB-Signal **Mldg LBD** aktiviert.

7.3.2.2 BEISPIEL

Angenommen, ein neuer Transformator mit einem durchschnittlichen Wicklungstemperaturanstieg von 65 Grad Celsius ist bei einer maximalen Heißpunkttemperatur mit 180.000 Lebensdauerstunden bemessen. Dementsprechend setzen Sie die Einstellung **Lebensda.Hotspot** auf 180,000 und die Einstellung **Lebensd.b.Tmax** auf 110,0 Grad Celsius. Setzen Sie **Konstante B** auf 15.000, wie empfohlen durch IEEE. Der Alterungsbeschleunigungsfaktor berücksichtigt die Konstante B und die Temperatur am heißesten Punkt, die mit der Wärmefunktion berechnet wird. Für einen Verteilungstransformator empfiehlt IEEE 200 Grad Celsius als Grenze für die maximale Heißpunkttemperatur. Die Alterungsbeschleunigungsfaktor-Warnung wird aktiviert, wenn 70 Prozent der 200 Grad Celsius erreicht sind. Der Alterungsbeschleunigungsfaktor wird wie folgt berechnet:

$$FAA = e^{\left[\frac{B}{383} - \frac{B}{\text{hottest-spot-tempt}+273} \right]} = e^{\left[\frac{B}{383} - \frac{B}{0.7 \times 200 + 273} \right]} = 17.2$$

Daraus folgt:

Alter.faktor> muss auf 17,2 gesetzt werden. **tAlter.faktor>** kann auf 10,00 min gesetzt werden. **LBD>1** kann auf 115.000 h gesetzt werden, wenn berücksichtigt wird, dass dem Transformator 65.000 Stunden verbleiben (Life Hours at HS – verbleibende Stunden = 180.000 – 65.000 = 115.000 h). **tLBD>** kann auf 10,00 min eingestellt werden. Die Einstellung **Rückst. Lebensd.** bestimmt den Wert der Lebensdauerverlust-Messung, sobald der Befehl **Rücks. LBD** ausgeführt ist. Der Vorgabewert ist null, weil die Messung des Lebensdauerverlustes bei einem neuen Transformator auf null zurückgesetzt werden sollte, nachdem die Wärmefunktion geprüft wurde.

Sie sollten bestimmte Prüfungen durchführen, um das Alter eines alten Transformators zu bestimmen. Holen Sie bitte Rat vom Hersteller des Transformators ein.

7.4 DURCHGANGSFEHLERÜBERWACHUNG

Durchgangsfehler sind eine Hauptursache für Beschädigung und Ausfall von Transformatoren, da sie die Isolierung und die Mechanik belasten können. Die Durchgangsfehlerüberwachung wird eingesetzt, um dieses Problems anzugehen. Dieser Mechanismus durch den Transformator fließende Fehlerströme, die bedeutend über dem Nennstrom des Transformators liegen können. Der Mechanismus der Durchgangsfehlerüberwachung basiert auf einer I^2t -Berechnung.

Nach IEEE C57.109-1993(R2008) sind mechanische Effekte bedeutender als thermische Effekte, die aus Fehlerstromgrößen resultieren, die in der Nähe der bemessenen Leistungsfähigkeit des Transformators liegen. Bei Fehlerstromgrößen, die nahe am Überlastungsbereich liegen, sind mechanische Effekte jedoch weniger bedeutend, es sei denn, die Fehlerhäufigkeit ist hoch. Es ist zu beachten, dass mechanische Effekte in großen kVA-Transformatoren wichtiger sind. Der Standard besagt, dass die Grenze der maximalen Dauer für den ungünstigsten Fall der mechanischen Leistung zwei Sekunden beträgt.

Der Standard definiert folgende Transformorkategorien:

Kategorie	Einphasig (kVA)	Dreiphasig (kVA)
I	5 bis 500	15 bis 500
II	501 bis 1667	501 bis 5000
III	1668 bis 10000	5001 bis 30000
IV	über 10000	über 30000

Die Kategorien I und II berücksichtigen nur die Transformator-Kurzschlussimpedanz, während die Kategorien III und IV die Netz-Kurzschlussimpedanz am Einsatzort des Transformators sowie die Transformator-Kurzschlussimpedanz berücksichtigen. Die Kurzschlussimpedanz wird als Prozentsatz der Nennspannung und des Nennstroms des Transformators ausgedrückt.

7.4.1 IMPLEMENTIERUNG DER DURCHGANGSFEHLERÜBERWACHUNG

Die Durchgangsfehlerüberwachung kann mit der Einstellung **Durchg.Fehl.Übw.** in der Spalte **TF MONITORING** aktiviert werden.

Die Funktion zur Überwachung des Durchgangsfehlerstroms überwacht den Fehlerstrompegel, die Dauer des Fehlerzustands und Datum und Zeit jedes Durchgangsfehlers. Für jede Phase wird eine I^2t -Berechnung auf der Basis der aufgezeichneten Dauer und des maximalen Stroms durchgeführt.

Diese Berechnung wird nur dann durchgeführt, wenn der Strom die Einstellung **St.Aufz.Idurch** überschreitet und das DDB-Signal **Diffschutz.Anreg** NICHT aktiviert wird. Kumulative gespeicherte Berechnungen für jede Phase werden überwacht, sodass Sie die Wartung des Transformators auf der Basis dieser Daten planen können.

Eine einstufige Warnung steht für die Durchgangsfehlerüberwachung zur Verfügung. Die Warnung wird ausgegeben, wenn der maximale kumulative Wert I^2t in den drei Phasen die Einstellung **Idurch> Meldg** überschreitet. Ein Durchgangsfehlerereignis wird aufgezeichnet, wenn einer der Phasenströme größer als die Einstellung **St.Aufz.Idurch** ist. Sie sollten **St.Aufz.Idurch** immer auf einen Wert setzen, der größer als die Überlastkapazität des Transformators ist.

7.4.2 LOGIK DER DURCHGANGSFEHLERÜBERWACHUNG

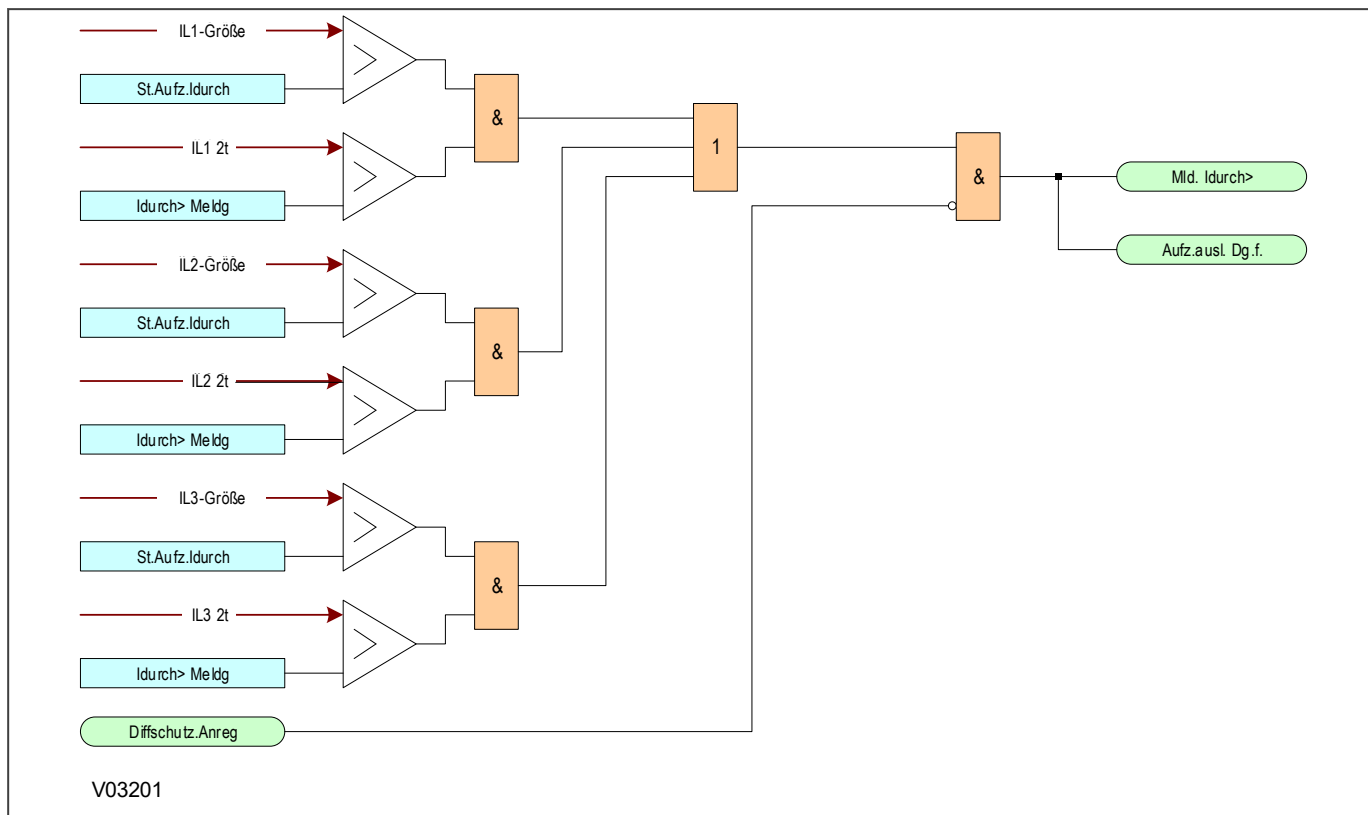


Abbildung 69: Durchgangsfehlerwarnlogik

7.4.3 ANWENDUNGSHINWEISE

7.4.3.1 DURCHGANGSFEHLERÜBERWACHUNG-EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Laut IEEE Std. C57.109-1993 können Werte, die 3,5 Mal so groß wie der normale Basisstrom sind, eher aus Überlasten als aus Fehlern resultieren. Nach IEEE C57.91-1995 sind die empfohlenen Lastgrenzen von der Art des Transformators abhängig:

- Verteilungstransformatoren: Lasten über der Angabe auf dem Typenschild mit 65 Grad Celsius Temperaturanstieg entsprechen 300 Prozent der Nennlast bei kurzzeitiger Belastung (0,5 Stunden oder weniger).

Leistungstransformatoren: Lasten über der Angabe auf dem Typenschild mit 55 Grad Celsius Temperaturanstieg entsprechen 200 Prozent der Nennlast.

Für die Einstellung **Idurch> Meldg** sollten Sie die Empfehlungen von IEEE Std. C57.109-1993 C57.109-1993 für Transformator zu beachten, die seit Beginn der 1970er Jahre gebaut wurden. Bei Transformatoren, die vor dieser Zeit gebaut wurden, holen Sie bitte beim Hersteller Rat bezüglich der Kurzschlussfestigkeit ein.

Beispiel

Das Durchgangsfehlerüberwachungselement kann entweder die OW-Wicklung, die UW-Wicklung oder die TW-Wicklung überwachen. In drei Wicklungsanwendungen sollten Sie die Wicklung überwachen, durch die bei einem externen Fehler der höchste Strom fließen würde. Es sind Fehleruntersuchungen erforderlich, um den maximalen Durchgangsfehlerstrom zu bestimmen und festzustellen, welche Wicklung den höchsten Strom führt. Der folgende Spartransformator kann in Betracht gezogen werden:

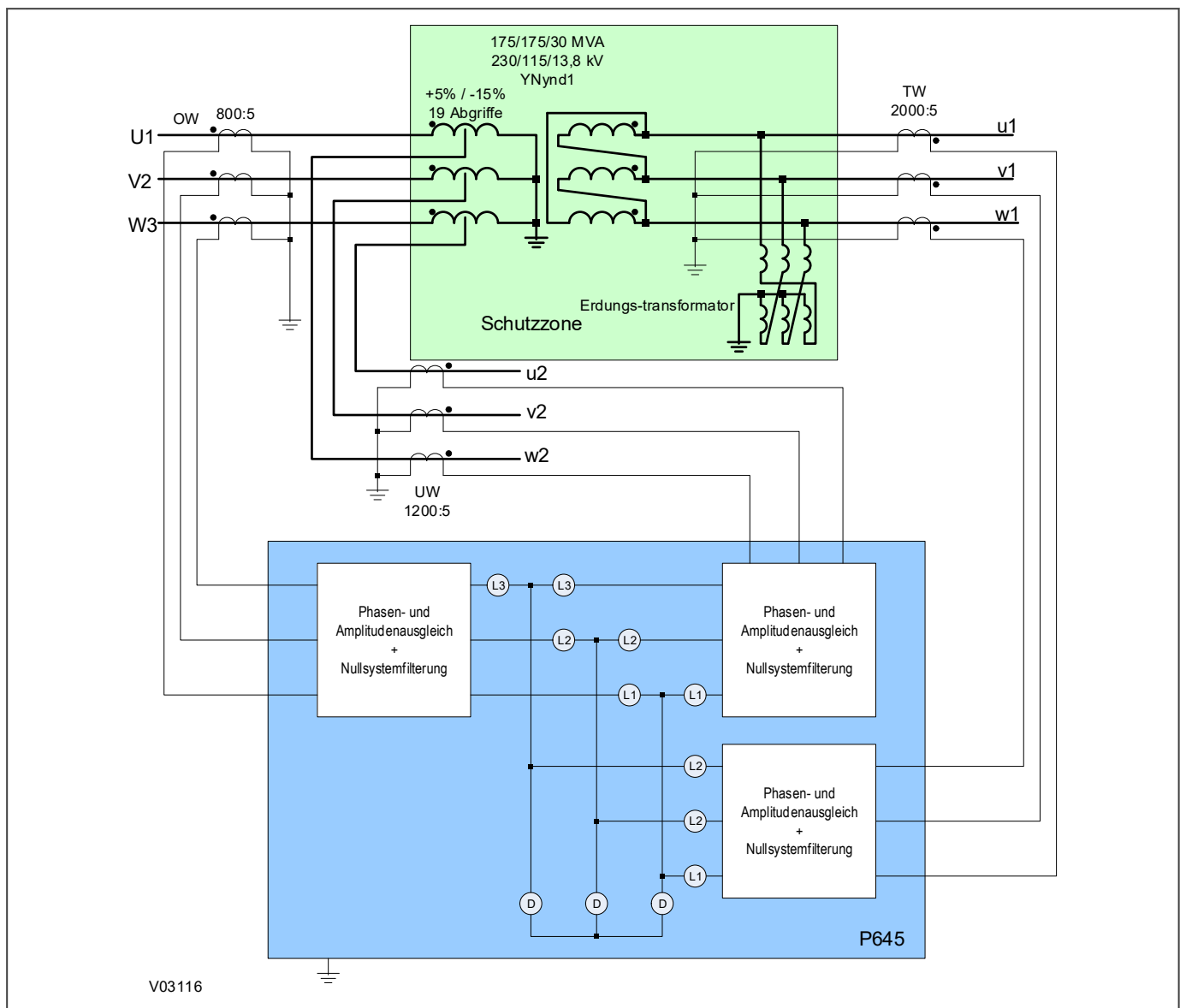


Abbildung 70: Ein Spartransformator wurde von P645 mithilfe einer belasteten Dreieckwicklung geschützt.

Ziehen Sie eine Konfiguration in Betracht, in der eine äquivalente Quelle und Last an den 230- kV-Anschluss, eine äquivalente Quelle und Last an den 115- kV-Anschluss und nur die Last an den 13,8- kV-Anschluss angeschlossen ist. Ein externer Fehler auf der 230- kV-Seite würde in die Quelle auf der 115- kV-Seite eingespeist werden. Daher würde der Strom hauptsächlich von der 115- kV-Seite zur 230- kV-Seite fließen. Bei Auftreten des externen Fehlers auf der 115- kV-Seite würde der Durchgangsfehlerstrom von der 230- kV-Seite zur 115- kV-Seite fließen. Auftreten des externen Fehlers auf der 13,8- kV-Seite Bei würde der Durchgangsfehlerstrom von der 230- kV-Seite und der 115- kV-Seite zur 13,8- kV-Seite fließen. Die Quelle und die Transformatorimpedanzen bestimmen den Fehlerstrompegel.

Setzen Sie die Einstellung **St.Aufz.Idurch** auf einen Wert, der über der maximalen Überlast liegt. Laut IEEE Std. C57.109-1993 können Werte, die bis zu 3,5 Mal so groß wie der normale Basisstrom sind, eher aus Überlasten als aus Fehlern resultieren. **St.Aufz.Idurch** kann auf 3,85 bezogen eingestellt werden. Wenn der überwachte Strom über diesem Pegel liegt und kein Differentialelement aktiviert wurde, wird dann I_{2t} berechnet.

Um **Idurch > Meldg** zu setzen, berücksichtigen Sie den maximalen Durchgangsfehlerstrom und die maximale Dauer. Der maximale Durchgangsfehlerstrom kann mit $1/X$ bestimmt werden, wobei X die Transformatorimpedanz ist. Diese Annäherung gilt, wenn die Quelle stark ist, sodass ihre Impedanz im Vergleich zur

Transformatorimpedanz klein ist. Wenn der Transformator eine Impedanz von zehn Prozent hat, wird der maximale Durchgangsfehlerstrom wie folgt berechnet:

$$1/X = 1/0,1 = 10 \text{ bezogen}$$

7.5 RTD SCHUTZ

Eine längere Überlastung von Transformatoren verursacht übermäßige Erwärmung ihrer Wicklungen, was zur vorzeitigen Alterung der Isolation oder in Extremfällen zum Isolationsausfall führen kann. Um davor Schutz zu bieten, können Widerstandstemperturfühler (RTDs) zur Messung der Temperaturen an verschiedenen Stellen innerhalb eines Transformators eingesetzt werden. RTDs setzen den Widerstand mit der Temperaturcharakteristik von Metallen in Beziehung. Bei Erwärmung eines Metalls verändert sich sein Widerstand. Dies lässt Rückschlüsse auf die Temperatur zu und kann von Schutzgeräten zur Überwachung der Temperatur, zur Ausgabe von Warnungen oder für Schutzentscheidungen genutzt werden.

An den Stellen der Geräte, die gegen Übertemperatur oder Wärmeschäden anfällig sind, werden normalerweise Fühler angebracht. Dadurch wird Schutz gegen Überhitzung an Heißpunkten der Wicklung oder gegen Übertemperatur im Isolieröl geboten.

Eine direkte Messung der Temperatur kann thermischen Schutz bieten, der zuverlässiger als Berechnungen thermischer Modelle ist.

Hinweis:

Aktivieren Sie keine RTD-Optionen, wenn die RTD-Karte nicht installiert ist.

7.5.1 IMPLEMENTIERUNG DES RTD-SCHUTZES

Das P64 verwendet PT100-RTD-Fühler zum Schutz vor allgemeiner oder lokaler Überhitzung. Diese können Temperaturen zwischen -40° und plus $+300^{\circ}$ Celsius messen. Bei 0° Celsius haben sie einen Widerstand von 100 Ohm.

Das Gerät akzeptiert Eingänge von bis zu zehn Zwei- oder Dreileiter-PT100-Widerstandstemperturfühlern (RTDs). Diese sind wie folgt angeschlossen:



Abbildung 71: Anschluss der Widerstandstemperturfühler (RTDs)

Sie können jeden RTD mithilfe der Einstellung **OTD auswählen** in der Spalte **OTD SCHUTZ** des relevanten Parametersatzes aktivieren bzw. deaktivieren. Die Einstellung enthält eine zehnstellige Binärzeichenfolge, welche die zehn RTDs von links nach rechts darstellt. Wenn Sie beispielsweise **OTD auswählen** auf 0000000111 einstellen, werden RTD1, RTD2 und RTD3 aktiviert und die zugehörigen Einstellungen sind im Menü sichtbar.

Die Temperatureinstellung der Warnstufe für jedes RTD legen Sie in den Zellen **OTD 1 Alarmeins.** fest, und die Zeitverzögerung der Warnstufe legen Sie in den Zellen **OTD 1 Alarmverz** fest.

Die Auslösestufe für jedes RTD legen Sie in den Zellen **OTD 1 Ausl-Eins.** fest, und die Zeitverzögerung der Auslösestufe legen Sie in den Zellen **OTD 1 Ausl-verz** fest.

Sollte der gemessene Widerstand eines RTDs außerhalb des zulässigen Bereichs liegen, wird eine RTD-Warnung ausgegeben, die einen offenen oder kurzgeschlossenen RTD-Eingang anzeigt. Diese Zustände werden von den

DDB-Signalen **OTD Leerlauf**, **OTD Kurzschluss** und **OTD Datenfehler** signalisiert. Diese DDB-Status werden auch in der Spalte *MESSDATEN 3* angezeigt.

Auch stehen DDB-Signale zur Verfügung, um jede RTD-Warnung und -Auslösung anzuzeigen. Sie können die Überwachungsbit-Zellen in der Spalte *INBETRIEB.-TESTS* definieren, um die Status dieser Signale anzuzeigen.

7.5.2 RTD-LOGIK

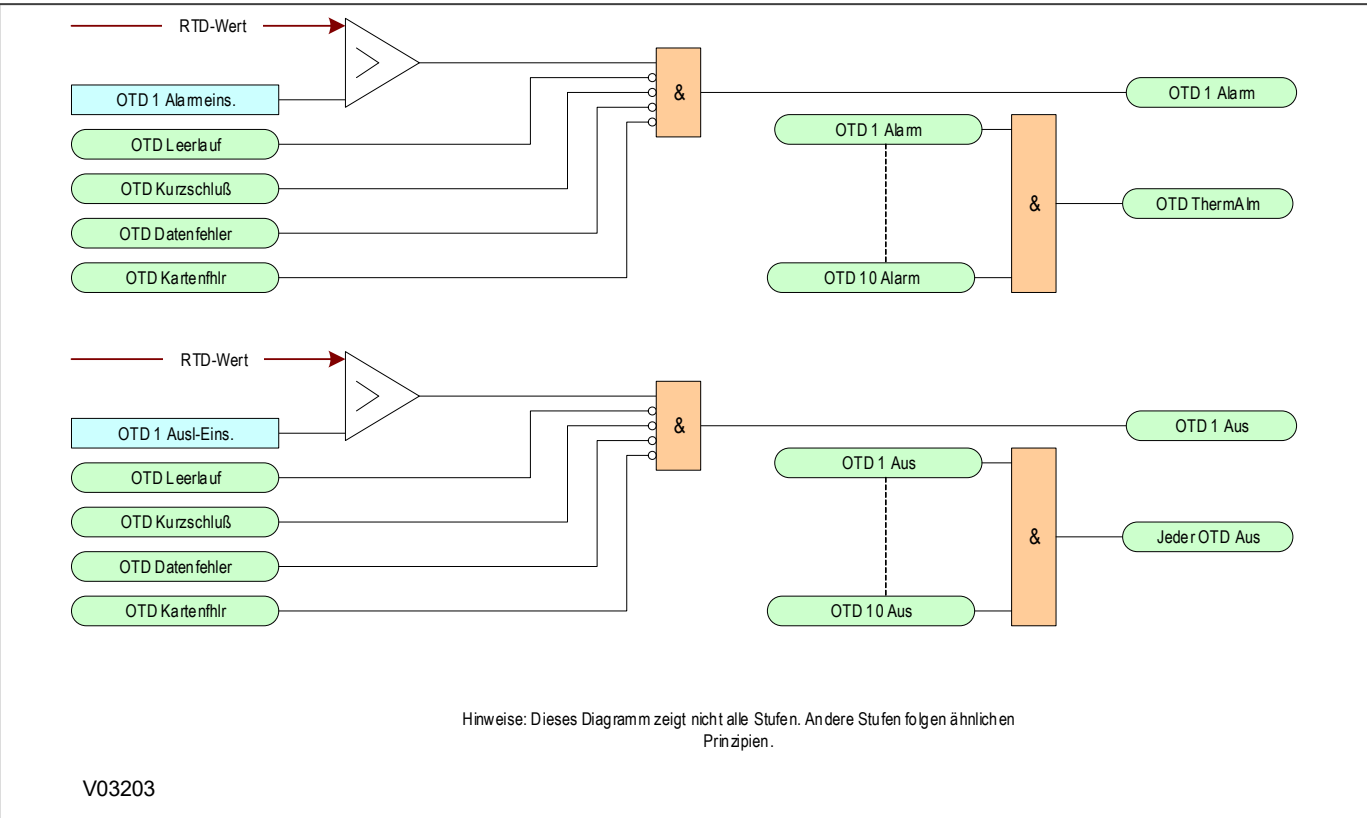


Abbildung 72: RTD-Logik

7.5.3 ANWENDUNGSHINWEISE

7.5.3.1 EINSTELLRICHTLINIEN FÜR RTD-SCHUTZ

In der folgenden Tabelle sind typische Betriebstemperaturen für die geschützte Anlage aufgeführt. Diese dienen nur zur Orientierung. Die aktuellen Angaben erfragen Sie bitte beim Gerätehersteller:

Parameter	Normale Betriebstemperatur	Kurzzeitüberlastung bei Volllast
Lagertemperaturen in Generatoren	60°–80° C abhängig vom Lagertyp	60 - 80°C+
Temperatur T. Öl von Transformatoren	80° C (50°–60° C über Umgebungstemperatur)	Ein Temperaturgradient zur Wicklungstemperatur wird gewöhnlich vorausgesetzt, sodass RTDs für die Überwachung der Temperatur T. Öl Wicklungsschutz bieten können.
Wicklungs-Heißpunkttemperatur	98° C bei normaler Alterung der Isolation	140° C+ in Notfällen

7.6 CLIO-SCHUTZ

Um die Überwachung des Zustands von Stromversorgungsanlagen zu unterstützen, können verschiedene Messwandler wie Schwingungsüberwachungen, Tachometer, Spannungs-, Strom- und Druckmesswandler eingesetzt werden, um nützliche Metriken von der Anlage auszulesen. Solche Messwandler wandeln die Messdaten in Ströme um, die dann in Instrumente wie Mess- oder Schutzgeräte eingespeist werden können. Dieser Mechanismus wird CLIO-Schutz genannt. CLIO (Current Loop Input Output) steht für Stromschleifeneingang/-ausgang.

Messwandler verfügen über Strombereiche, die dem Vollausschlag bei einer Messung entsprechen. Normalerweise sind diese Bereiche 0–1 mA, 0–10 mA, 0–20 mA oder 4–20 mA.

Hinweis:

Aktivieren Sie keine CLIO-Optionen, wenn die CLIO-Karte nicht installiert ist.

7.6.1 IMPLEMENTIERUNG DER STROMSCHLEIFENEINGÄNGE

Für Messwandler mit Bereichen von 0–1 mA, 0–10 mA, 0–20 mA oder 4–20 mA werden vier analoge Stromschleifeneingänge bereitgestellt. Jeder Eingang kann so konfiguriert werden, dass er jeden dieser Bereiche akzeptiert. Mit jedem Eingang sind zwei Schutzstufen verbunden: eine dient zur Warnung und die andere zur Auslösung. Jede Stufe kann individuell aktiviert bzw. deaktiviert werden und hat eine unabhängige Verzögerung.

Jeder Stromschleifeneingang kann so eingestellt werden, dass bei einem „Über“- oder „Unter“-Zustand eine Warnung ausgibt. Zu diesem Zweck setzen Sie die Einstellung **M-E Warn.** je nach Bedarf auf *unter* oder *über*. Auch kann jeder Stromschleifeneingang so eingestellt werden, dass bei einem „Über“- oder „Unter“-Zustand ausgelöst wird. Zu diesem Zweck setzen Sie die Einstellung **A-E Aus** je nach Bedarf auf *unter* oder *über*. Das Abtastintervall beträgt 50 Millisekunden pro Eingang.

Die Beziehung zwischen dem Messbereich des Messwandlers und dem Stromeingangsbereich ist linear. Die Höchst- und Mindesteinstellungen entsprechen den Grenzwerten des Stromeingangsbereiches. Diese Beziehung ist nachstehend dargestellt. Die Abbildung zeigt auch die Beziehung zwischen dem gemessenen Strom und dem Zähler zur Analog-/Digitalumwandlung (ADC). Die Hardware gestattet eine Bereichsüberschreitung mit einem ADC-Höchstwert von 1,0836 mA für den Bereich von 0–1 mA und mit einem ADC-Höchstwert von 22,7556 mA für die Bereiche von 0–10 mA, 0–20 mA und 4–20 mA. Deshalb misst und zeigt das Gerät Werte über der Maximaleinstellung innerhalb seiner Zählkapazität an.

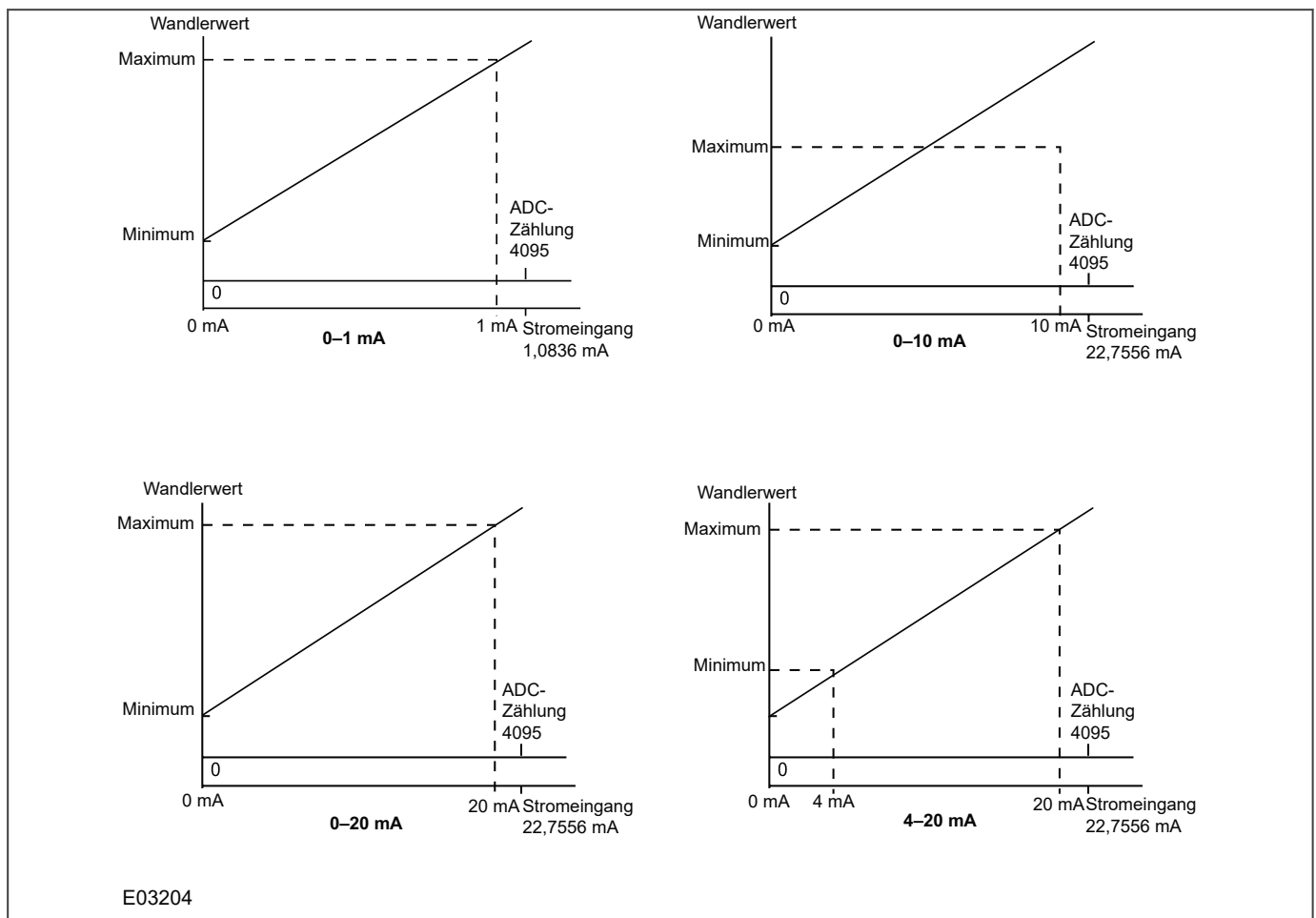


Abbildung 73: Stromschleifeneingangsbereiche

Hinweis:

Wenn das eingestellte Maximum kleiner als das Minimum ist, sind die Steigungen der Kurven negativ.

In die Hardware sind eine Einschalt diagnose und eine kontinuierliche Selbstprüfung der Stromschleifeneingänge integriert. Bei Erkennung eines Ausfalls wird der Schutz aller Stromschleifeneingänge deaktiviert, und es wird ein DDB-Warnsignal (**CL EingkarteStör**) gesetzt und eine Warnung ausgegeben. Auch wird eine Wartungsaufzeichnung mit Fehlercode und zusätzlichen Details über die Art des Ausfalls aufgezeichnet.

Ein Stromwert unter 4 mA für den Eingangsbereich von 4–20 mA zeigt an, dass ein Fehler im Messumformer bzw. in der Verdrahtung vorliegt. Ein unverzügliches Unterstrom-Warnelement mit einem Einstellbereich von 0 bis 4 mA ist verfügbar. Dieses Element steuert ein DDB-Ausgangssignal für jeden Stromschleifeneingang (**CLI(n) I< StörWarn**), wobei (n) die Nummer des Stromschleifeneingangs ist. Dies können Sie dann bei Bedarf einer benutzerdefinierten Warnung zuordnen.

Für jedes Schutzelement ist Hysterese implementiert. Beim „Über“-Schutz beträgt das Abfall-/Anzugsverhältnis 95 Prozent und beim „Unter“-Schutz beträgt das Verhältnis 105 Prozent.

Für jede Stromschleifeneingangsstufe steht ein Zeitgeber-Blockiereingang zur Verfügung. Dieser setzt, wenn er erregt wird, die Stromschleifeneingangs-Zeitgeber der entsprechenden Stufe zurück. Wenn ein Stromschleifeneingang blockiert ist, werden die Schutz- und Warnstufen sowie das Unterstrom-Warnelement (4–20 mA), das mit diesem Eingang verbunden ist, blockiert. Beispielsweise können die Blockierungssignale zur Blockierung der Stromschleifeneingänge bei offenem LS sinnvoll sein.

Für jeden Stromschleifeneingang stehen DDB-Signale zur Verfügung, um die Aktivierung von Warn- und Auslösestufen anzuzeigen: **Start CLI(n) Warn**, **Start CLI(n) Aus**, **CL Eing (n) Warn** und **CL Eing. (n) Aus**, wobei

(n) die Nummer des Stromschleifeneingangs ist. Die **Monitorbit**-Felder in der Spalte **INBETRIEB.- TESTS** können so konfiguriert werden, dass sie den Status der DDB-Signale anzeigen.

Die Anregungen der Stromschleifeneingänge sind intern dem DDB-Signal **Anregung** zugeordnet.

7.6.2 LOGIK FÜR STROMSCHLEIFENEINGÄNGE

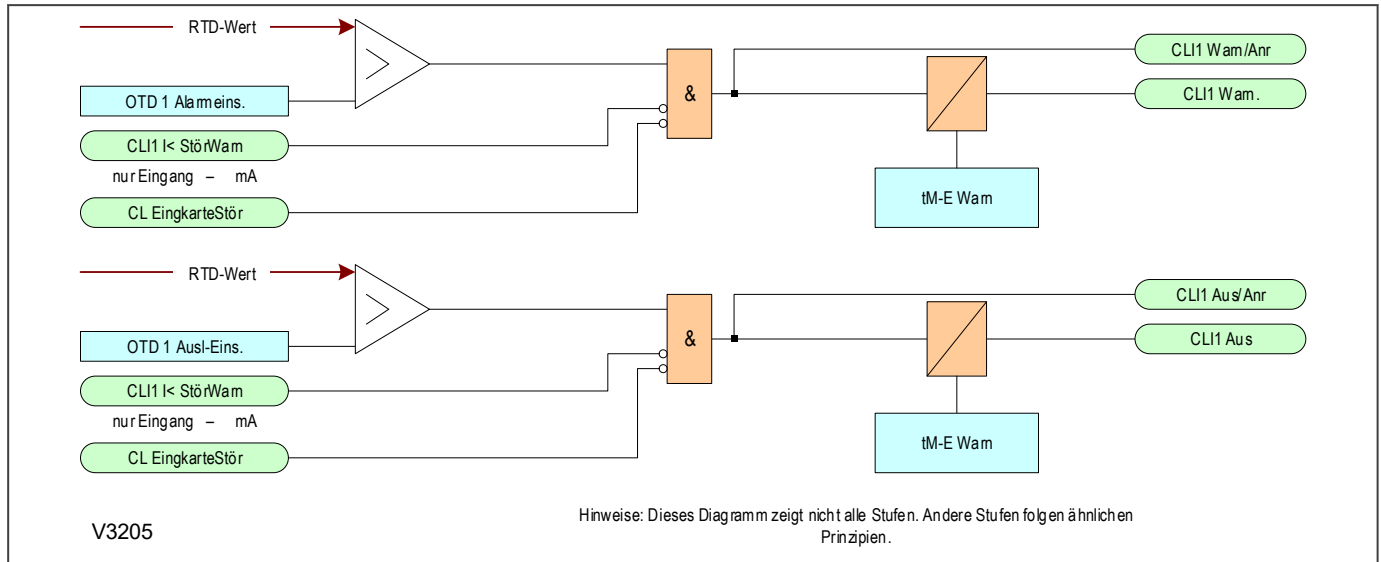


Abbildung 74: Logik für Stromschleifeneingänge

7.6.3 IMPLEMENTIERUNG DER STROMSCHLEIFENAUSGÄNGE

Vier analoge Stromausgänge mit Bereichen von 0–1 mA, 0–10 mA, 0–20 mA bzw. 4–20 mA werden bereitgestellt, die den Bedarf an separaten Messwandlern verringern können. Diese können zur Speisung von Drehspulamperemetern für die Messung von analogen Messgrößen oder zur Einspeisung in ein SCADA-System mithilfe einer analogen entfernten Datenerfassungsstation (RTU) genutzt werden.

Die Umwandlung für die Stromschleifenausgänge läuft alle 50 Millisekunden und das Aktualisierungsintervall für die Ausgangsmesswerte beträgt normalerweise 50 Millisekunden.

Sie können den Messbereich für jeden Analogausgang einstellen. Die Bereichsgrenzen werden anhand der Einstellungen **M-A Min.** und **M-A Max.** in der Spalte **MESS E/A** für jeden Stromschleifenausgang festgelegt. Dies erlaubt Ihnen, einen begrenzten Bereich der Messwerte mit der gewünschten Auflösung zu vergrößern und zu überwachen. Mithilfe der Einstellung **M-A Einst** können Sie die Spannungs- und Stromgrößen als *primäre* oder **sekundäre** Größen definieren.

Der Ausgangsstrom jedes Analogausgangs wird durch die Einstellungen „Maximum“ und „Minimum“ linear bis zu seinen Bereichsgrenzen skaliert (siehe unten).

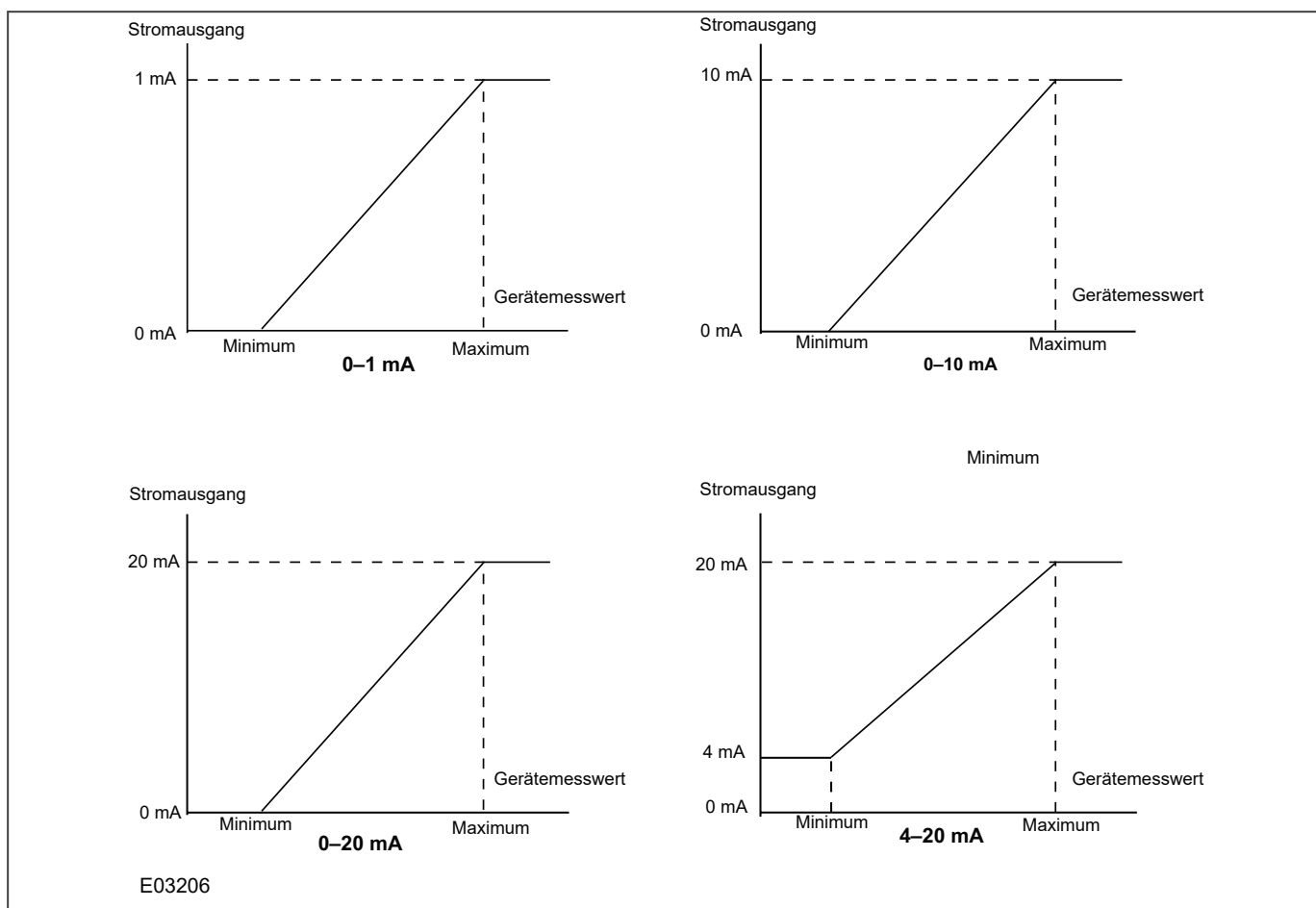


Abbildung 75: Stromschleifenausgangsbereiche

Hinweis:

Wenn das eingestellte Maximum kleiner als das Minimum ist, sind die Steigungen der Kurven negativ.

Die Messwandler im Inneren des Geräts sind Stromausgangsmesswandler. Das bedeutet, dass der richtige Wert des Ausgangs immer im vorgegebenen Lastbereich gehalten wird. Der Bereich des Lastwiderstands variiert stark, was von der Bemessung und Größe des Ausgangsstroms abhängig ist. Messwandler mit einem Vollausschlag von zehn Milliampere speisen normalerweise jede Last bis zu 1000 Ohm (Bürdenspannung zehn Volt). Dies entspricht einer Kabellänge von etwa 15 Kilometern. Wir empfehlen, ein geschirmtes, an einem Ende geerdetes Kabel zu verwenden. Dadurch werden Störungen des Ausgangssignals reduziert. In der nachstehenden Tabelle sind typische Kabelimpedanzen pro Kilometer für handelsübliche Kabel aufgeführt. Die Bürdenspannung bestimmt die maximale Last, die über einen Messwandlerausgang eingespeist werden kann. Daher ist ein 20-mA-Ausgang auf eine Maximallast von 500 Ohm begrenzt.

Kabel	1/0,6 mm	1/0,85 mm	1/1,38 mm
CSA (mm ²)	0.28	0.57	1.50
R (Ohm/km)	65.52	32.65	12.38

Sie können Empfangsgeräte an jedem Punkt in der Ausgangsschleife anschließen und später weitere Geräte installieren. Sie müssen den Messwandlerausgang nicht einstellen, vorausgesetzt, dass die Bürdenspannung nicht überschritten wird.

Wenn Sie den Ausgangsstrombereich für Steuerzwecke nutzen, können Sie entsprechend bemessene Dioden oder Zener-Dioden an den Klemmen der einzelnen Geräte in der Schleife installieren. Dadurch wird für Schutz gegen

möglichen Leerlauf der internen Geräteschaltungen gesorgt. So bewirkt ein fehlerhaftes Gerät in der Schleife nicht das Verschwinden aller Anzeigen, weil der konstante Strom des Messwandlerausgangs die Spannung anhebt und weiterhin das richtige Ausgangssignal in der Schleife erzwingt.

Das Gerät bietet eine Einschalt diagnose und kontinuierliche Selbstprüfung der Stromschleifenhardware. Wenn ein Ausfall erkannt wird, werden alle Stromschleifenausgangsfunktionen deaktiviert, und es wird ein Warnsignal (**CL AusgarteStör**) ausgegeben. Auch wird eine Wartungsaufzeichnung (mit einem Fehlercode) erzeugt, die zusätzliche Informationen über die Art des Ausfalls enthält.

7.6.4 ANWENDUNGSHINWEISE

7.6.4.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR STROMSCHLEIFENEINGÄNGE

Für jeden Analogeingang können Sie Folgendes festlegen:

- den Stromeingangsbereich: 0–1 mA, 0–10 mA, 0–20 mA, 4–20 mA
- die Analogeingangsfunktion (in der Form einer Eingangsbezeichnung aus 16 Zeichen)
- Mindestwert des Analogeingangs
- Höchstwert des Analogeingangs
- Warnansprechwert, Bereich innerhalb der Höchst- und Mindestwerte
- Warnfunktion („Über“ oder „Unter“)
- Warnverzögerungszeit
- Auslöseansprechwert, Bereich innerhalb der Höchst- und Mindestwerte
- Auslösefunktion („Über“ oder „Unter“)
- Auslöseverzögerung

Mit den Höchst- und Mindesteinstellungen können Sie einen Bereich physikalischer oder elektrischer Größen eingeben, die vom Messwandler gemessen werden. Die Einstellungen weisen keine Einheiten auf. Sie können jedoch die Messwandlerfunktion und die Einheit des Messwerts mithilfe der aus 16 Zeichen bestehenden benutzerdefinierten Stromschleifeneingangsbezeichnung eingeben. Wenn beispielsweise ein Eingang zur Überwachung eines Leistungsmesswandlers verwendet wird, kann der Text „Wirkleistung (MW)“ lauten.

Sie müssen die Ansprechwerte für Warnungen und Auslösungen innerhalb des benutzerdefinierten Bereichs der physikalischen oder elektrischen Größen einstellen. Das Gerät wandelt den Stromeingangswert für die Schutzberechnung in den entsprechenden Messwert des Messwandlers um.

Wenn beispielsweise der Mindestwert des Stromschleifeneingangs auf –1000 und der Höchstwert des Stromschleifeneingangs auf 1000 für einen 0–10-mA-Eingang eingestellt ist, entspricht ein Eingangsstrom von zehn Milliampere einem Messwert von 1000, fünf Milliampere entspricht null und null Milliampere entspricht –1000.

Diese Werte werden in den Feldern **Analoge Eing. (n)** im Menü **MESSDATEN 3** angezeigt. Die obere Zeile zeigt die CLI-Eingangsbezeichnung und die untere Zeile den Messwert.

7.6.4.2 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN DER STROMSCHLEIFENAUSGÄNGE

Die Ausgänge können jedem der folgenden Gerätemesswerte zugewiesen werden:

- Größen von IL1, IL2, IL3 jedes StW-Eingangs
- Größen von IL1, IL2, IL3 an den OW-, UW- und TW-Seiten des Transformators
- Größen von „IN gemessen“ und „IN abgeleitet“ jeder Wicklung
- Größen von I1, I2, I0 an den OW-, UW und TW-Seiten des Wandlers
- Größen von U12, U23, U31, U1E, U2E, U3E, UE gemessen, UE abgeleitet
- Größe von Ux

- U12 effektiv, U23 effektiv, U31 effektiv
- Frequenz
- Stromschleifeneingänge 1–4
- RTD 1–10

Die Beziehung des Ausgangsstroms zu den Messwerten ist sehr wichtig und muss sorgfältig beachtet werden. Jedes Empfangsgerät muss innerhalb seiner Nennwerte verwendet werden. Wenn möglich, sollten jedoch Richtwerte festgesetzt werden.

Eines der Ziele ist die Überwachung der Spannung innerhalb eines Wertebereichs. Daher benötigen Sie eine Obergrenze, zum Beispiel 120 Prozent. Dies kann jedoch zu Schwierigkeiten führen, wenn ein Instrument skaliert werden muss.

Die gleichen Überlegungen gelten für die Ausgänge der Strommesswandler und mit zusätzlicher Komplexität für die Ausgänge von Leistungsmesswandlern, wo sowohl die Spannungs- als auch die Stromwandler-Übersetzungsverhältnisse berücksichtigt werden müssen.

Einige dieser Schwierigkeiten brauchen nicht beachtet zu werden, wenn der Messwandler nur speist, beispielsweise eine SCADA-Nebenstelle. Jedes Gerät, das zur Anwendung eines Skalierungsfaktors für einzelne Eingänge programmiert werden kann, kann die meisten Signale aufnehmen. Vor allem muss sichergestellt werden, dass der Messwandler ein Signal bis zum vollen Skalenwert des Eingangs bereitstellen kann.

KAPITEL 8

ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

8.1 KAPITELÜBERSICHT

Das Gerät bietet umfassenden Erdschluss-Differentialschutz. In diesem Kapitel werden die Wirkungsweise dieses Schutzes einschließlich der Funktionsprinzipien sowie logische Diagramme und Anwendungen beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	177
Prinzipien des Erdschluss-Differentialschutzes	178
Implementierung von Erdschluss-Differentialschutz	185
Blockierung der zweiten Harmonischen	191
Anwendungshinweise	192

8.2 PRINZIPIEN DES ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES

Fehler zwischen Wicklung und Kern in einem Transformator können durch einen Ausfall der Isolierung verursacht werden. Solche Fehler können sehr niedrige Fehlerströme aufweisen, müssen aber dennoch erkannt werden. Werden solche Fehler nicht erkannt, kann größter Schaden an sehr teuren Geräten entstehen.

Oft sind die relevanten Fehlerströme niedriger als der Nennlaststrom. In solch einem Fall ist weder der Überstromschutz noch der prozentuale Differentialschutz ausreichend. Darum ist eine andersartige Schutzkonfiguration erforderlich. Eine solche Schutzkonfiguration muss nicht nur empfindlich sein, sondern auch eine Schutzzone definieren, die auf die einzelnen Transformatorwicklungen beschränkt ist. Der Erdschluss-Differentialschutz (REF) ist ein Mechanismus zum Schutz von Gruppen einzelner Transformatorwicklungen.

Die folgende Abbildung zeigt eine Konfiguration des Erdschluss-Differentialschutzes für die Dreieckseite eines Dreieck-Stern-Transformators.

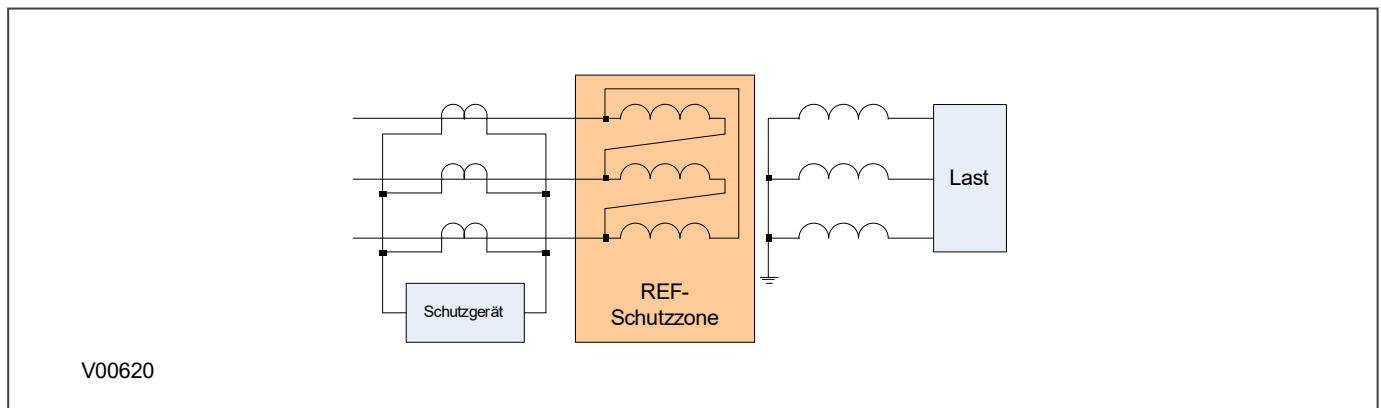


Abbildung 76: Erdschluss-Differentialschutz für die Dreieckseite

Die Stromwandler, die zur Messung der Ströme in jeder Phase dienen, sind parallel geschaltet. Die Ströme aller drei Phasen bilden einen Differentialstrom, der auch als Störstrom bezeichnet wird. Unter normalen Betriebsbedingungen ergibt sich aus den Strömen der drei Phasen der Wert null, und es resultiert kein Störstrom. Ein Fehler auf der Sternseite verursacht keinen Störstrom, da der Fehlerstrom in den Dreieckswicklungen fließt. Wenn eine der drei Dreieckswicklungen einen Fehler entwickelt, ändert sich die Impedanz der fehlerhaften Wicklung. Dies führt zu einer Unstimmigkeit zwischen den Phasenströmen, woraus ein Störstrom resultiert. Ist der Störstrom groß genug, löst er ein Auslösebefehl aus.

Die folgende Abbildung zeigt eine Konfiguration des Erdschluss-Differentialschutzes für die Sternseite eines Dreieck-Stern-Transformators.

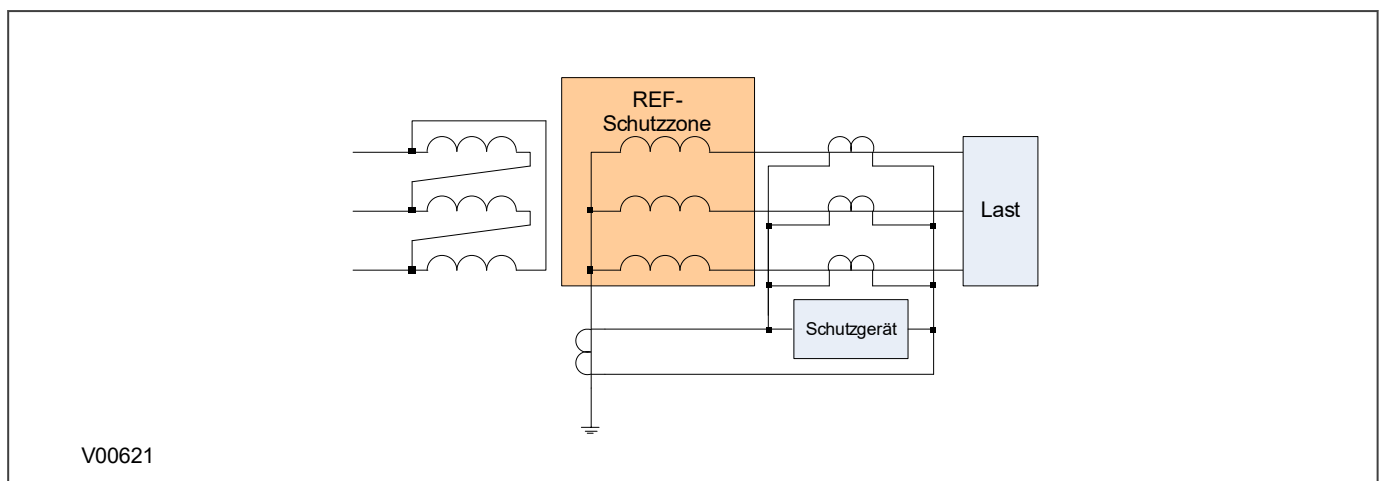


Abbildung 77: Erdschluss-Differentialschutz für die Sternseite

Hier ist eine ähnliche Konfiguration von parallel geschalteten Stromwandlern zu sehen. Der Unterschied besteht darin, dass auch der Nullsystemstrom im Nullleiter gemessen werden muss. Ein externer Unsymmetriefehler bewirkt, dass Nullsystemstrom durch den Nullleiter fließt, woraus ungleichmäßige Ströme in den Phasen resultieren. Dies kann zur Folge haben, dass der Schutz unzureichend funktioniert. Wird dieser Nullsystemstrom gemessen und mit den anderen drei Strömen parallel geschaltet, werden die Ströme ausgeglichen, woraus ein stabiles Ansprechverhalten resultiert. Jetzt kann nur ein Fehler in der Sternwicklung eine Unsymmetrie verursachen, die ausreicht, um eine Auslösung zu bewirken.

8.2.1 WIDERSTANDSGEERDETE STERNWICKLUNGEN

Die meisten Verteilungssysteme verwenden widerstandsgeerdete Systeme, um den Fehlerstrom zu begrenzen. Das nachstehende Diagramm zeigt einen Erdfehler an der Sternwicklung eines widerstandsgeerdeten Dyn-Transformators (Dyn = Dreieck-Stern-Schaltung mit Sternpunkt-Neutralanschluss).

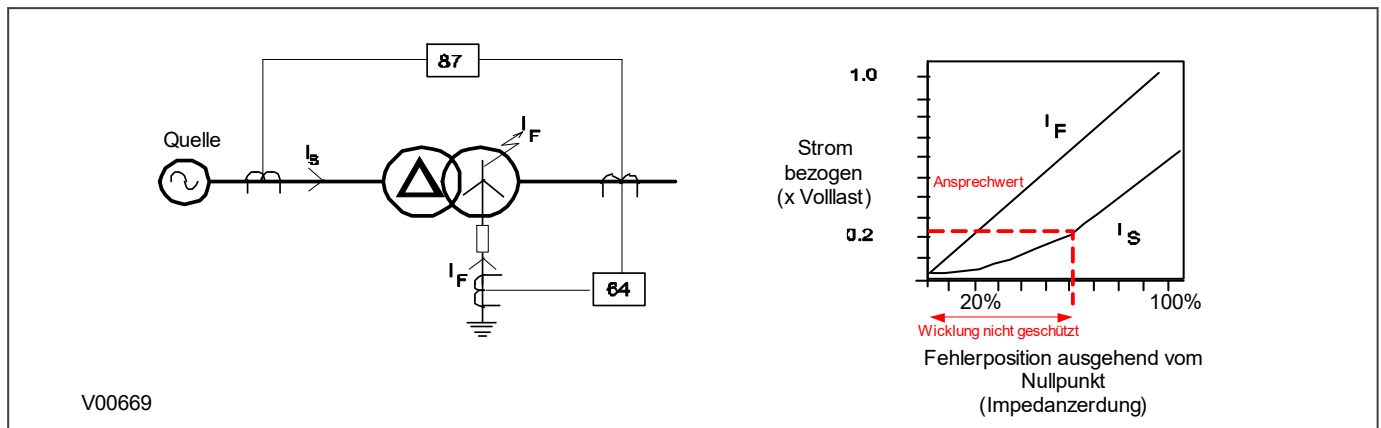


Abbildung 78: Erdschluss-Differentialschutz für widerstandsgeerdete Systeme

Der Wert des Fehlerstroms (I_F) hängt von zwei Faktoren ab:

- Wert des Erdungswiderstands (der die Störungspfadimpedanz unbedeutend macht)
- Fehlerpunktspannung (die vom Fehlerort abhängig ist)

Da der Fehlerstrom (I_F) vom Widerstand abhängig ist, steht sein Wert in direkter Proportion mit dem Fehlerort.

Ein Erdschluss-Differentialschutzelement wird angeschlossen, um I_F direkt zu messen. Dies resultiert in einem sehr empfindlichen Erdfehlerschutz. Der Gesamtdifferentialschutz ist weniger empfindlich, da nur der Hochspannungsstrom I_S gemessen wird. Der Wert von I_S wird durch die Anzahl von fehlerhaften Sekundärwicklungen in Relation zu den Hochspannungswicklungen begrenzt.

8.2.2 STARR GEERDETE STERNWICKLUNGEN

Die meisten Übertragungssysteme verwenden starr geerdete Systeme. Das nachstehende Diagramm zeigt einen Erdfehler an einer Sternwicklung eines starr geerdeten Dyn-Transformators.

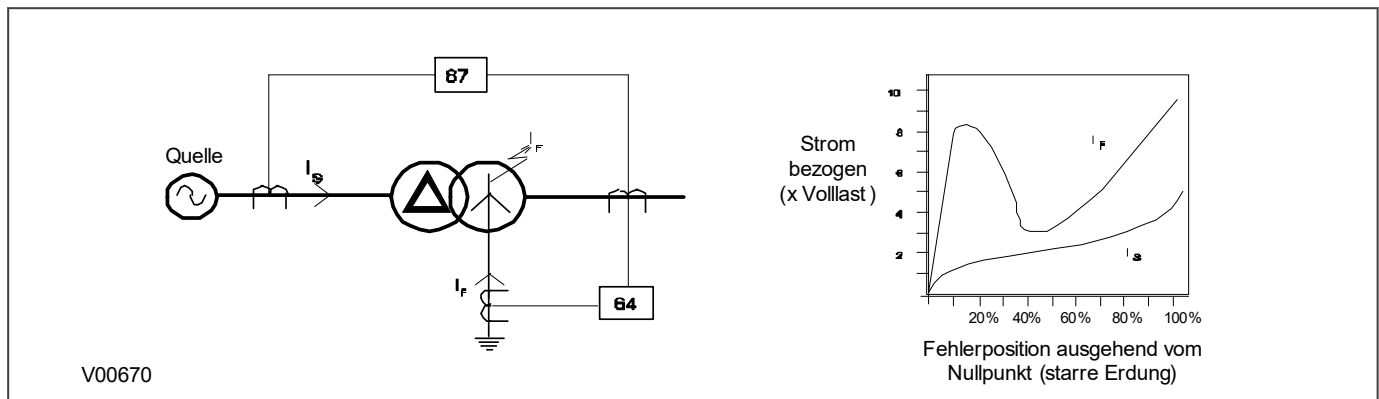


Abbildung 79: Erdschluss-Differentialschutz für starr geerdete Systeme

In diesem Fall hängt der Wert des Fehlerstroms (I_F) von Folgendem ab:

- Streureaktanz der Wicklung
- Impedanz im Störungspfad
- Fehlerpunktspannung (die vom Fehlerort abhängig ist)

In diesem Fall variiert der Wert des Fehlerstroms (I_F) mit dem Fehlerort in komplexer Weise.

Ein Erdschluss-Differentialschutzelement wird angeschlossen, um I_F direkt zu messen. Dies resultiert in einem sehr empfindlichen Erdfehlerschutz.

Bei starr geerdeten Systemen ist der Ansprechstrom für den Transformator-Differentialschutz noch für Fehler an den meisten Wicklungen bedeutsam. Aus diesem Grunde ist es möglich, dass kein unabhängiger Erdschluss-Differentialschutz in Betracht gezogen wurde, insbesondere dann, wenn ein zusätzliches Gerät nötig gewesen wäre. Bei diesem Gerät ist dies jedoch ohne zusätzliche Kosten möglich.

8.2.3 STABILITÄT BEI DURCHGANGSFEHLERN

Unter idealen Voraussetzungen wären die Stromwandler auf jeder Seite eines Netzes, das durch Differentialschutz geschützt ist, identisch mit identischen Charakteristiken, wodurch die Erzeugung von Differentialstrom vermieden werden könnte. In Wirklichkeit jedoch können Stromwandler nie identisch sein. Daher ist ein gewisser Differentialstrom unvermeidlich. Während der Durchgangsfehlerstrom auf der Primärseite zunimmt, vergrößern sich die Diskrepanzen, die durch ungenau abgestimmte Stromwandler verursacht werden, was zur Folge hat, dass der Differentialstrom zunimmt. Der Wert des Differentialstroms erreicht schließlich die Ansprechstromschwelle, wodurch das Schutzelement auslöst. In solchen Fällen hat die Differentialschaltung an Stabilität verloren. Die Fähigkeit einer Differentialschaltung, nicht bei externen Fehlern auszulösen, kann anhand eines Parameters definiert werden, der als „Durchgangsfehlerstabilitätsgrenze“ bezeichnet wird. Bei dieser Grenze handelt es sich um den maximalen Durchgangsfehlerstrom, den ein System bewältigen kann, ohne an Stabilität zu verlieren.

8.2.4 ARTEN DES ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES

Es gibt zwei Arten des Erdschluss-Differentialschutzes: Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz (auch als vorspannungsgesteuerter Erdschluss-Differentialschutz bekannt) und Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz. Jede der beiden Schutzarten kompensiert den Effekt von Durchgangsfehlern auf verschiedene Weise.

Beim Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz wird der gemessene Durchgangsfehlerstrom verwendet, um die Empfindlichkeit des Erdschluss-Differentialschutzelements entsprechend zu verändern, indem eine Vorstromgröße angewandt wird. Je höher der Durchgangsfehlerstrom ist, desto höher muss der Differentialstrom für das Gerät sein, das ein Auslösesignal ausgibt. Oft wird eine Übergangsvorstromkomponente eingesetzt, um die Stabilität bei externen Fehlern zu verbessern.

Niederimpedanzschutz galt stets als weniger sicher als Hochimpedanzschutz. Dies ist nicht mehr der Fall, da numerische Schutzgeräte ausgefeilte Algorithmen verwenden, um die Leistungsfähigkeit von Hochimpedanz-Schaltungen zu erreichen. Es folgen einige Vorteile des Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes:

- Es werden keine zweckgebundenen Stromwandler benötigt. Daraus resultiert eine bedeutende Senkung der Stromwandlerkosten.
- Die Verdrahtung ist einfacher und erfordert keinen externen Widerstand oder Metrosil-Widerstand.
- Es können allgemeine Phasenstromeingänge verwendet werden.
- Es bietet eine interne Kompensation von unterschiedlichen Stromwandlerverhältnissen an. Stromwandlerverhältnisse von bis zu 1:40 können ausgeglichen werden, woraus mehr Flexibilität in der Konzipierung von Schaltstationen und Kostensenkungen resultieren.
- Hoch entwickelte Algorithmen sorgen für Sicherheit des Schutzes.

Bei hochohmigem Erdschluss-Differentialschutz gibt es keine Vorstromgröße, und die Auslöseschwelle ist auf einen konstanten Wert gesetzt. Mit dem Hochimpedanz-Differentialschutz wird sichergestellt, dass die Schaltung eine ausreichend hohe Impedanz aufweist. Dadurch ist die Differentialspannung bei externen Fehlerzuständen kleiner als die Spannung, die für den Fluss des Differentialstroms durch das Gerät erforderlich ist. Aufgrund der daraus resultierenden Stabilität bei externen Fehlerzuständen löst das Gerät nur bei Fehlern aus, die innerhalb der geschützten Zone auftreten.

Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz spricht bei einer Spannung an, die an den Differentialverbindungspunkten anliegt. Bei externen Fehlern – selbst bei starker Sättigung einiger Stromwandler – steigt die Spannung nicht über einen bestimmten Pegel, weil die anderen Stromwandler einen Impedanzpfad bereitstellen, der im Vergleich mit der Eingangsimpedanz des Geräts niedriger ist. Das Prinzip findet seit mehr als 50 Jahren Anwendung. Es folgen einige Vorteile des Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes:

- Er bietet einen einfachen, bewährten Algorithmus, der schnell, robust und sicher ist.
- Er ist weniger empfindlich bei Stromwandlersättigung.

8.2.4.1 PRINZIP DES NIEDERIMPEDANZ-ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES

Der Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz kann entweder für Dreieckswicklungen oder Sternwicklungen in sowohl starr geerdeten als auch widerstandsgeerdeten Systemen verwendet werden. Nachstehend ist die Verbindung mit einem modernen Schutzgerät dargestellt:

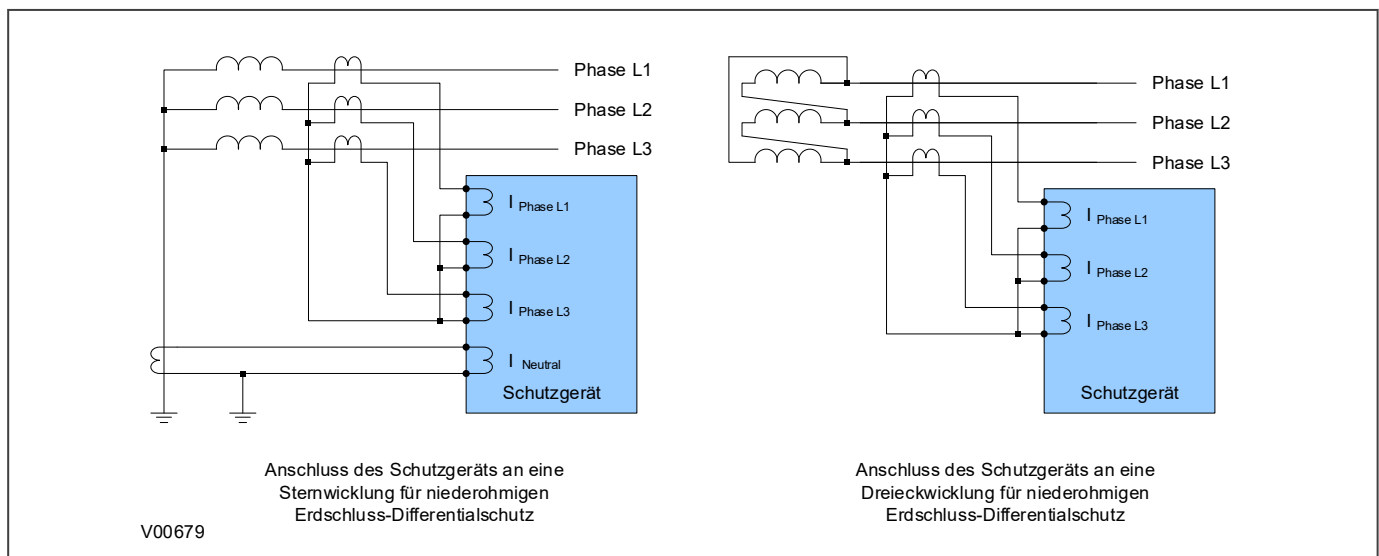


Abbildung 80: Verbindung für Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz

8.2.4.1.1 STABILISIERSTROMGRÖÖE BEI NIEDEROHMIGKEIT

Normalerweise wird eine Stabilisierstromgröße mit dreifacher Steigung verwendet:

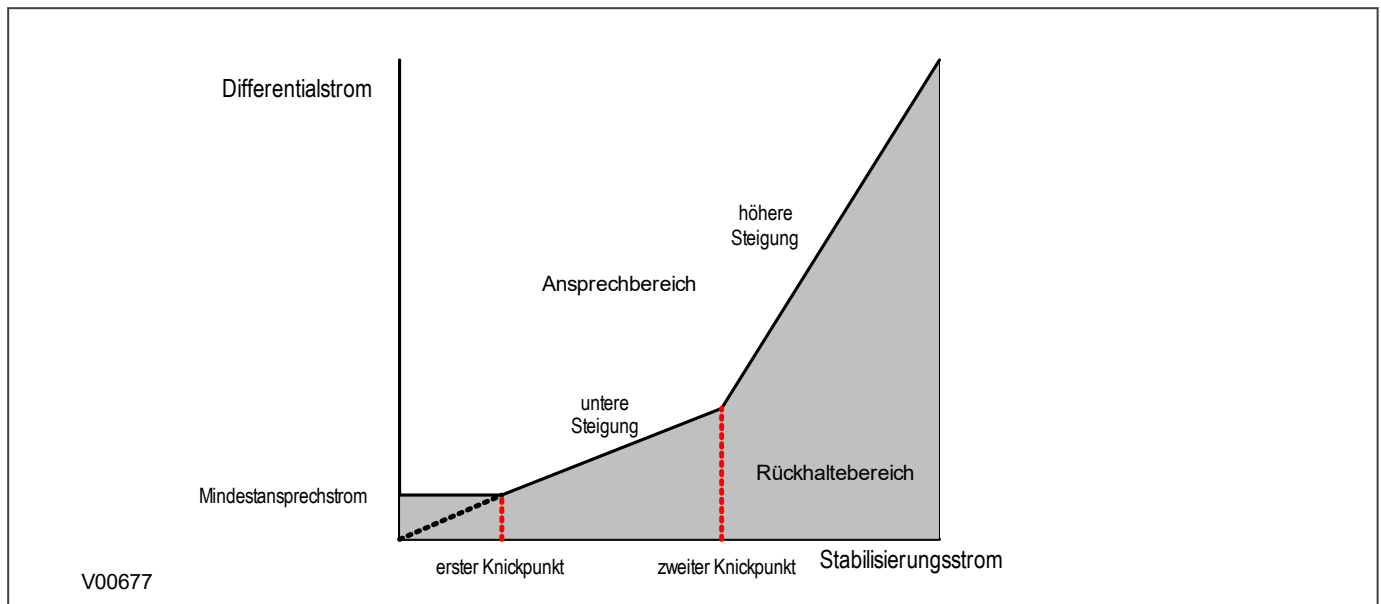


Abbildung 81: Stabilisierstromgröße des Erdschluss-Differentialschutzes mit dreifacher Steigung

Der flache Bereich der Kenngröße ist der Mindestdifferentialstrom, der erforderlich ist, um eine Auslösung (Ansprechstrom) bei niedrigem Stabilisierstrom zu bewirken. Vom ersten Kniepunkt an erhöht sich der Ansprechstrom linear mit dem Stabilisierstrom, wie die untere Steigung der Kennlinie zeigt. Diese untere Steigung sorgt für Empfindlichkeit bei internen Fehlern. Vom zweiten Kniepunkt an erhöht sich der Ansprechstrom weiter linear mit dem Stabilisierstrom, aber mit höherer Geschwindigkeit. Die zweite Steigung sorgt für Stabilität bei Fehlerzuständen.

Hinweis:

Bei Erdschluss-Differentialschutzanwendungen wird der Stabilisierstromausgleich auch als niederohmiger Erdschluss-Differentialschutz bezeichnet.

8.2.4.2 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).

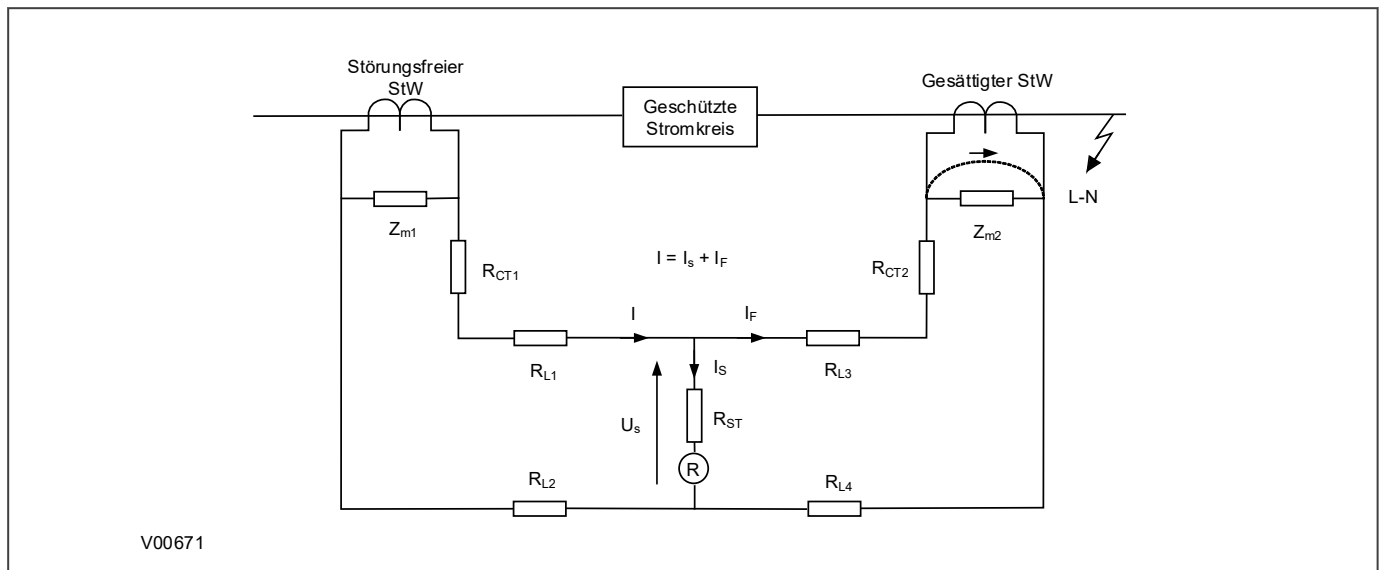


Abbildung 82: Prinzip des Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes

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 Dreieckswicklungen oder Sternwicklungen in sowohl starr geerdeten als auch widerstandsgeerdeten Systemen verwendet werden. Nachstehend ist die Verbindung mit einem modernen Schutzgerät dargestellt:

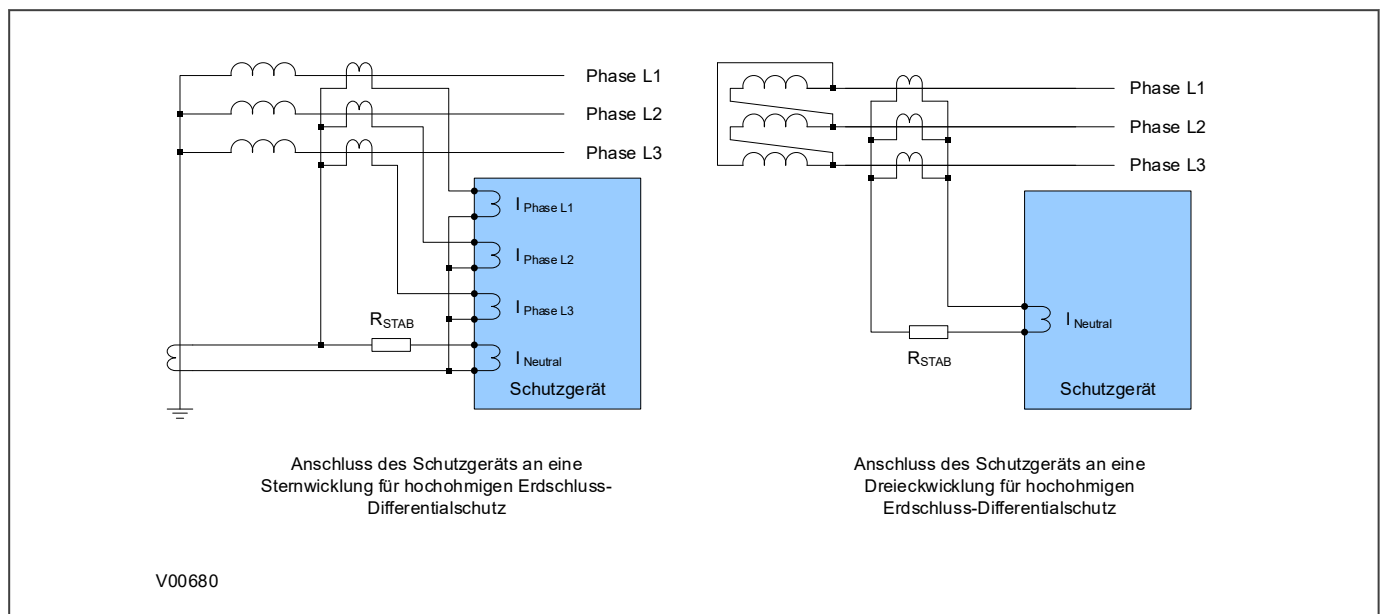


Abbildung 83: Verbindung für Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz

8.3 IMPLEMENTIERUNG VON ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

8.3.1 AKTIVIERUNG VON ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

Für jede der Wicklungen (OW, UW und, sofern anwendbar, TW) steht ein EDIF-Element zur Verfügung. Auch steht ein EDIF-Element für Spartransformatoren zur Verfügung. Für jede dieser Wicklungen können Sie den EDIF-Schutz deaktivieren oder auf *Niederohmig* oder *Imped. hoch* setzen, indem Sie die Einstellungen **IEDiff OW**, **IEDiff UW**, **IEDiff TW** und EDif Spar.Status in der Spalte **REF SCHUTZ** verwenden.

Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz wird blockiert, wenn:

- die Stromwandlerüberwachung aktiv ist
- der Abzweibusschutz aktiv ist (pro Wicklung)
- Neutral-Überwachungselement nicht aktiviert (pro Wicklung), wenn freigegeben

Der Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz wird nicht durch die Stromwandlerüberwachung oder den Abzweibusschutz blockiert.

8.3.2 NEUTRAL-ÜBERWACHUNG

Für jede der Wicklungen (OW, UW und, sofern anwendbar, TW) steht ein Niederimpedanz-EDIF-Element zur Verfügung. Auch steht ein Niederimpedanz-EDIF-Element für Spartransformatoren zur Verfügung. Für jede dieser Wicklungen steht ein Neutralstrom-Überwachungselement zur Verfügung **IN Superv HV/LV/TW/AT** können Sie aktivieren oder deaktivieren. Wenn der Neutralstrom kleiner als die Einstellung **IN Set HV/LV/TW/AT** ist, wird das Niederimpedanz-EDIF-Element dadurch blockiert. Das Neutralstrom-Überwachungselement kann zur Überwachung des EDIF-Element verwendet werden, um für zusätzliche Stabilität bei Durchgangsfehlern zu sorgen, die eine Sättigung der Phasenstromwandler verursachen, wodurch Differentialstrom erzeugt werden kann, der dem EDIF-Element zugeleitet wird.

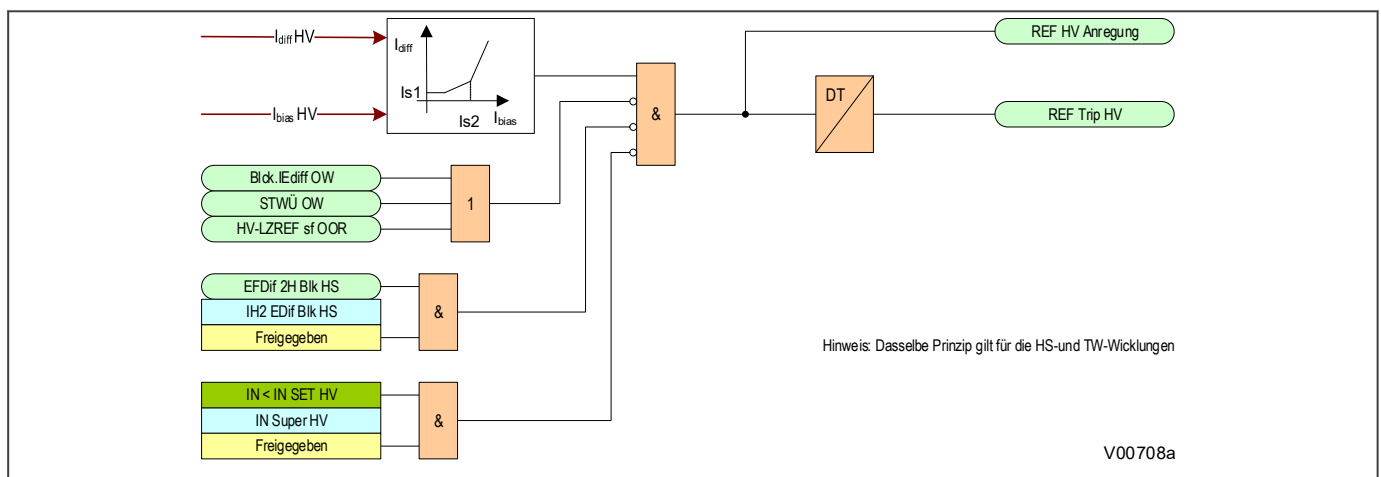


Abbildung 84: Logik des Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes

8.3.3 AUSWÄHLEN DER STROMEINGÄNGE

Das P642 hat zwei Stromanschlusseingänge (T1 und T2), das P643 hat bis zu drei Stromanschlusseingänge (T1 bis T3) und das P645 hat bis zu fünf Stromanschlusseingänge (T1 bis T5).

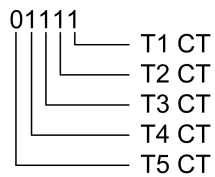
Beim P642 verbinden Sie einen Stromanschlusseingang mit der Hochspannungswicklung (OW) und den anderen mit der Niederspannungswicklung (UW).

Bei P643 und P645 können Sie mehrere Stromanschlusseingänge mit bestimmten Wicklungen verbinden. Wenn mehrere Stromwandleranschlüsse mit einer Wicklung verbunden sind, verwendet der Eingang zur Differentialschutzfunktion die Vektorsumme der Stromanschlusseingänge (pro Phase) zur Berechnung für die betreffende Wicklung.

Sie verbinden diese Stromeingänge mit den Systemwandlerwicklungen, indem Sie wie folgt die Einstellungen **Anschl.Ow StW.**, **Anschl.Uw StW.** und **Anschl.Tw StW.** in der Spalte SYSTEM CONFIG verwenden:

Einstellung	P642	P643	P645
Anschl.OW StW.	01	001 011	00001 00011 00111 01011 01111
Anschl.UW StW.	10	100 110	10000 11000 11100 11010 11110
Anschl.TW StW.		010	00100 01100 00110 01110

Dabei entsprechen die Anschlüsse T1 bis T5 den Bits in der Binärzeichenfolge wie folgt (1 = wird verwendet, 0 = wird nicht verwendet). Die Bitfolge beginnt mit T1 auf der rechten Seite. Beispiel:



Wenn ein StW mehreren Wicklungen zugewiesen ist, wird eine Warnung ausgegeben (**StW Auswahl Wrng**). Sobald dieses DDB-Signal aktiviert ist, wird auch der Schutz blockiert.

Wicklungszuordnungen für P643

Sie können für jedes der Elemente den phasenseitigen StW-Eingang des REF-Elements auswählen:

- Für **Anschl.OW StW**. wählen Sie entweder aus „OW“ (Vektorsumme mehrerer, in „SYSTFKTVERKN OW-StW-Anschlüsse“ ausgewählter StW-Eingänge) oder T2-Eingang aus.
- Für **Anschl.UW StW**. wählen Sie entweder aus „UW“ (Vektorsumme mehrerer, in „SYSTFKTVERKN UW-StW-Anschlüsse“ ausgewählter StW-Eingänge) oder T2-Eingang aus.

Wicklungszuordnungen für P645

Sie können für jedes der Elemente den phasenseitigen StW-Eingang des REF-Elements auswählen:

- Für **Anschl.OW StW.** wählen Sie entweder aus „OW“ (Vektorsumme mehrerer, in „SYSTFKTVERKN OW-StW-Anschlüsse“ ausgewählter StW-Eingänge) oder T2-, T3- und T4-Eingänge aus.
- Für **Anschl.UW StW.** wählen Sie entweder aus „UW“ (Vektorsumme mehrerer, in „SYSTFKTVERKN UW-StW-Anschlüsse“ ausgewählter StW-Eingänge) oder T2-, T3- und T4-Eingänge aus.
- Für **Anschl.TW StW.** wählen Sie entweder aus „TW“ (Vektorsumme mehrerer, in „SYSTFKTVERKN TW-StW-Anschlüsse“ ausgewählter StW-Eingänge) oder T2- und T4-Eingänge aus.

8.3.4 NIEDEROHMIGER ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

8.3.4.1 EINSTELLUNG DER STABILISIERSTROMGRÖßE

Der niederohmige Erdschluss-Differentialschutz verwendet eine Stabilisierstromgröße zur Erhöhung der Empfindlichkeit und zur Stabilisierung bei Durchgangsfehlern. Der zum Auslösen des Differential-Schutzgeräts erforderliche Strom wird „Ansprechstrom“ genannt. Dieser Ansprechstrom ist eine Funktion des Differentialstroms und des Stabilisierstroms in Bezug auf die Vorstromgröße.

Der Differentialstrom ist wie folgt definiert:

$$I_{diff} = (\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C) + K \bar{I}_N$$

Der Stabilisierstrom wird wie folgt berechnet:

$$I_{bias} = \frac{1}{2} \left\{ \max[|I_A|, |I_B|, |I_C|] + K |I_N| \right\}$$

Wobei:

- K = Neutral-StW-Übersetzungsverhältnis / Leitungs-StW-Übersetzungsverhältnis
- K_A = Neutralstromwandler-Primärwert / Leitungsstromwandler-Primärwert
- I_N = vom Neutralstromwandler gemessener Strom

Der zulässige Bereich für K ist:

$$0,05 < K < 15 \text{ für Standard-StW}$$

$$0,05 < K < 20 \text{ für empfindliche StW}$$

Hinweis:

Der Alarm wird ausgegeben, und das REF-Element wird für K_A blockiert, wenn kleiner als 0,05 oder größer als 20.

Der Ansprechstrom wird anhand der folgenden Kenngröße berechnet:

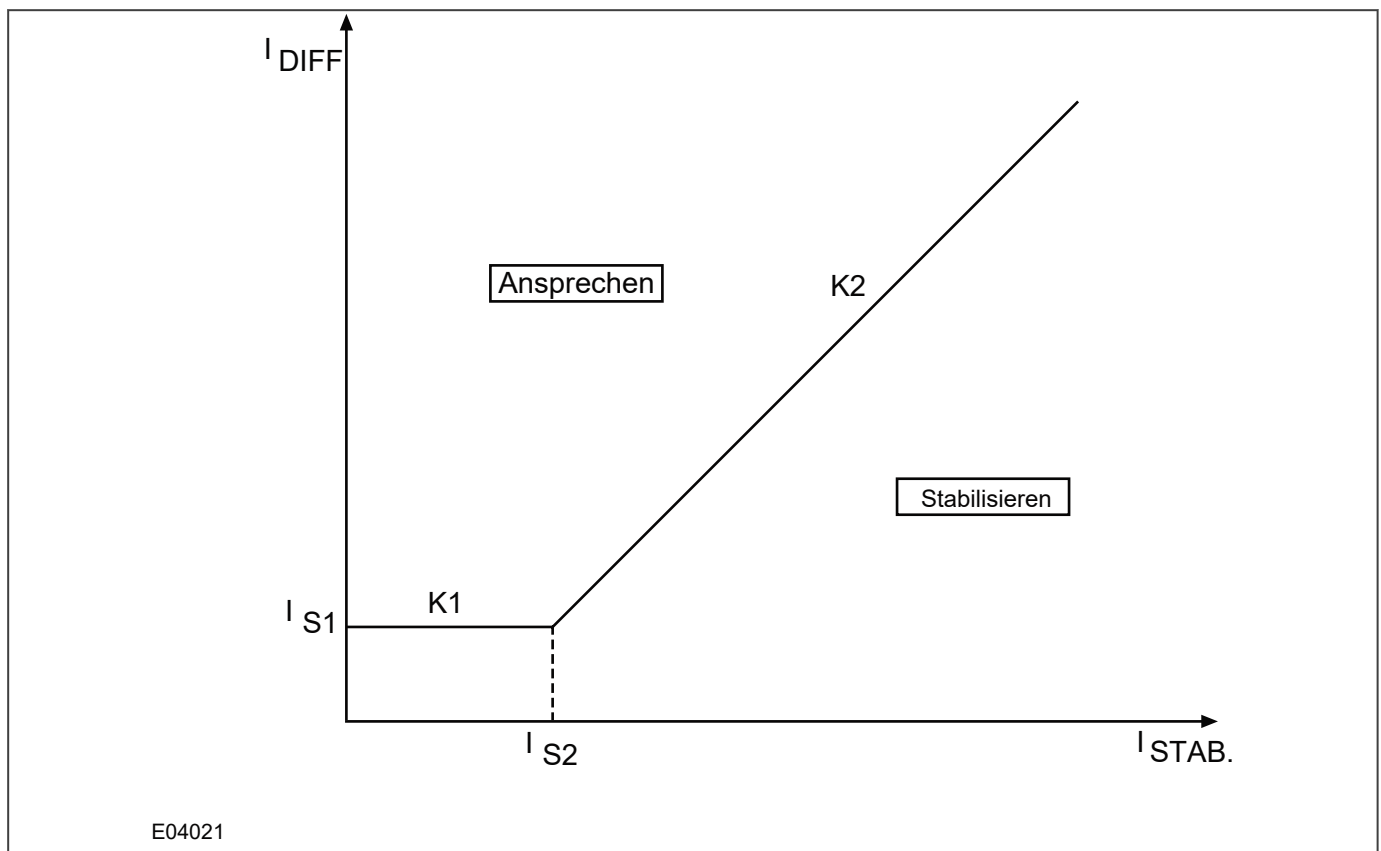


Abbildung 85: Stabilisierstromkenngröße des Erdschluss-Differentialschutzes (EDIF)

Folgende Einstellungen werden verwendet, um diese Stabilisierstromkenngröße zu definieren:

- **IREF > Is1:** zum Festlegen der Mindestschwelle für die Auslösung
- **IREF > Is2:** zum Festlegen des Stabilisierstromknipunkts, wodurch der erforderliche Auslösestrom zu steigen beginnt
- **IREF > k1:** zum Definieren der ersten Steigung (wird oft auf 0 % gesetzt)
- **IREF > k2:** zum Definieren der zweiten Steigung

Hinweis:

Is1 und Is2 stehen in Relation zum Leitungsstromwandler, der immer der Referenzstromwandler ist.

8.3.4.2 VERZÖGERTE STABILISIERUNG

Um für größere Stabilität bei der Beseitigung von externen Fehlern zu sorgen, überprüft die Schutzeinrichtung den höchsten Wert des Stabilisierungsstroms, der während des vorangegangenen Zyklus berechnet wurde. Wenn der betreffende Wert höher als der vorliegende Wert ist, wird er verwendet, um die Auslöseentscheidung zu beschränken. Dies wird als Restbias bezeichnet. Die Restbias-Technik sorgt für Stabilität bei Durchgangsfehlern zur Beseitigung externer Fehler.

8.3.4.3 TRANSIENT STABILISIERUNG

Wenn sich der Messwert des mittleren Stabilisierstroms plötzlich vergrößert, wird eine zusätzliche Stabilisierstromgröße in die Stabilisierstromberechnung einbezogen. Übergangsstabilisierstrom sorgt für Stabilität im Falle von externen Fehlern, bei denen Stromwandlersättigung eintreten kann.

Die Übergangsstabilisierstromfunktion erhöht die Stabilität des Differentialelements bei externen Fehlern und ermöglicht eine Zeitverzögerung im Falle einer Stromwandlersättigung, die durch kleine externe Fehlerströme und hohe X/R-Verhältnisse verursacht werden.

Es wird keine transiente Stabilisierung erzeugt, wenn Lastschaltzustände eintreten oder der Sättigungszustand des Stromwandlers endet.

8.3.4.4 LOGIK DES ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES

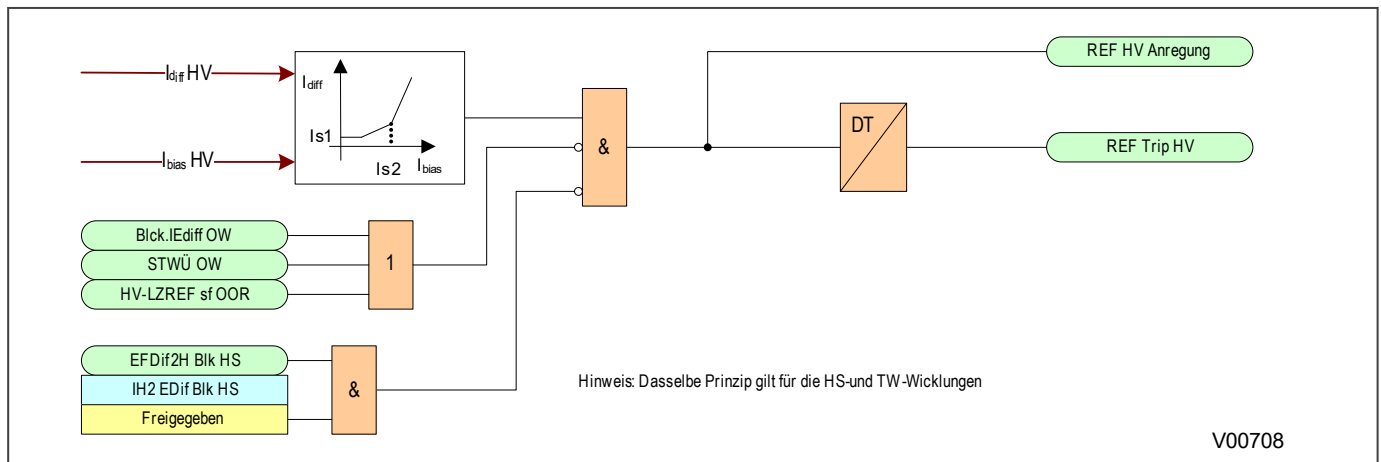


Abbildung 86: Logik des niederohmigen Erdschluss-Differentialschutzes

8.3.5 HOCHOHMIGER ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

Ein hochohmiger Erdschluss-Differentialschutz ist für bis zu drei Wicklungen verfügbar. Ein externer Widerstand ist erforderlich, um Stabilität zu bieten, wenn Leitungsstromwandler gesättigt sind.

TN1-StW ist dem hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz der OW-Wicklung oder dem hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz des Spartransformators zugeordnet. TN2-StW ist dem hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz der UW-Wicklung zugeordnet, und TN3-StW ist dem hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz der TW-Wicklung zugeordnet.

Der hochohmige Erdschluss-Differentialschutz wird nicht durch Stromwandlerüberwachungs-, „Akt. SS Stich OW“- „Akt. SS Stich UW“- oder „Akt. SS Stich TW“-Signale blockiert. Sie können die Logik in der PSL konfigurieren, um den hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz zu blockieren, wenn eines der oben genannten Signale erkannt wird.

8.3.5.1 PRINZIPIEN FÜR DIE BERECHNUNG DES HOCHOHMIGEN ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES

Der primäre Ansprechstrom (I_{op}) ist eine Funktion des Spannungswandlerverhältnisses, des Ansprechstroms des Geräts (**EDIF** > I_s), der Anzahl der zum Erdschluss-Differentialschutzelement (n) parallel geschalteten Stromwandler und des Magnetisierungsstroms jedes Stromwandlers (I_e) bei Stabilisierungsspannung (U_s). Es gibt drei Möglichkeiten, um diese Beziehung auszudrücken:

1. Maximaler Stromwandler-Magnetisierungsstrom, um einen spezifischen primären Ansprechstrom bei einem bestimmten Geräteansprechstrom zu erhalten:

$$I_e < \frac{1}{n} \left(\frac{I_{op}}{CT \text{ ratio}} - [IREF > I_s] \right)$$

2. Maximaler Geräteansprechstrom, um einen spezifischen primären Ansprechstrom bei einem gegebenen Stromwandler-Magnetisierungsstrom zu erhalten:

$$[IREF > I_s] < \left(\frac{I_{op}}{CT\ ratio} - nI_e \right)$$

3. Primärer Ansprechstrom des Schutzes für einen bestimmten Ansprechstrom mit einem bestimmten Wert des Magnetisierungsstroms:

$$I_{op} = (CT\ ratio)([IREF > I_s] + nI_e)$$

Um den erforderlichen Primäransprechstrom mit den eingesetzten Stromwandlern zu erreichen, müssen Sie eine Stromeinstellung für das hochohmige Element auswählen (siehe Punkt 2 oben). Sie können den Wert des Stabilisierungswiderstand (R_{ST}) wie folgt berechnen:

$$R_{st} = \frac{V_s}{[IREF > I_s]} = \frac{I_F (R_{CT} + 2R_L)}{[IREF > I_s]}$$

Wobei:

- R_{CT} = Widerstand der Stromwandlerwicklung
- R_L = Widerstand der Leitung vom Stromwandler zum Schutzgerät.

Hinweis:

Die obige Formel setzt eine vernachlässigbare Gerätelast voraus.

Wir empfehlen einen Stabilisierungswiderstand, der bis zu seinem maximalen Nennwiderstand stufenlos einstellbar ist.

8.4 BLOCKIERUNG DER ZWEITEN HARMONISCHEN

8.4.1 LOGIK DES ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES ZUR BLOCKIERUNG DER ZWEITEN HARMONISCHEN

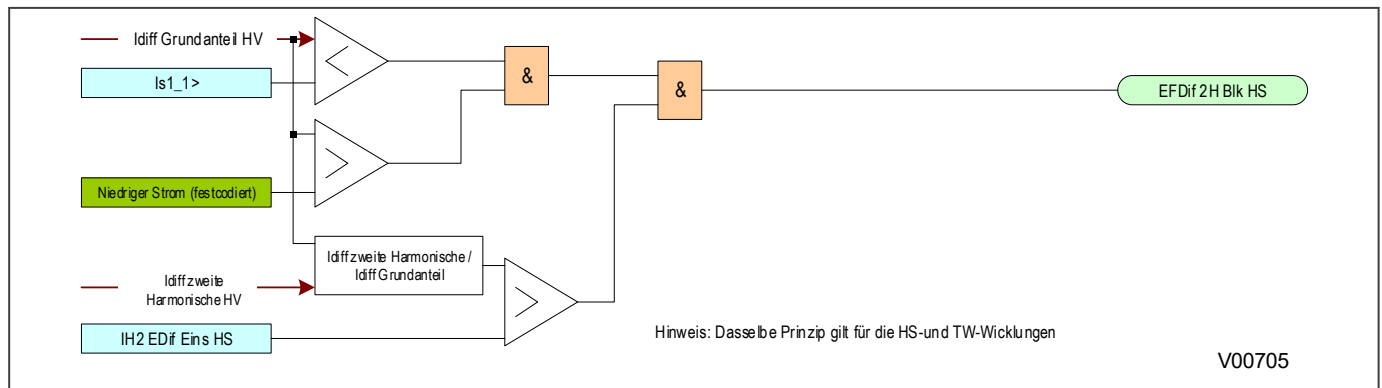


Abbildung 87: Logik des Erdschluss-Differentialschutzes zur Blockierung der zweiten Harmonischen

8.5 ANWENDUNGSHINWEISE

8.5.1 WIDERSTANDSGEERDETE STERNWICKLUNG

Siehe nachstehende widerstandsgeerdete Sternwicklung.

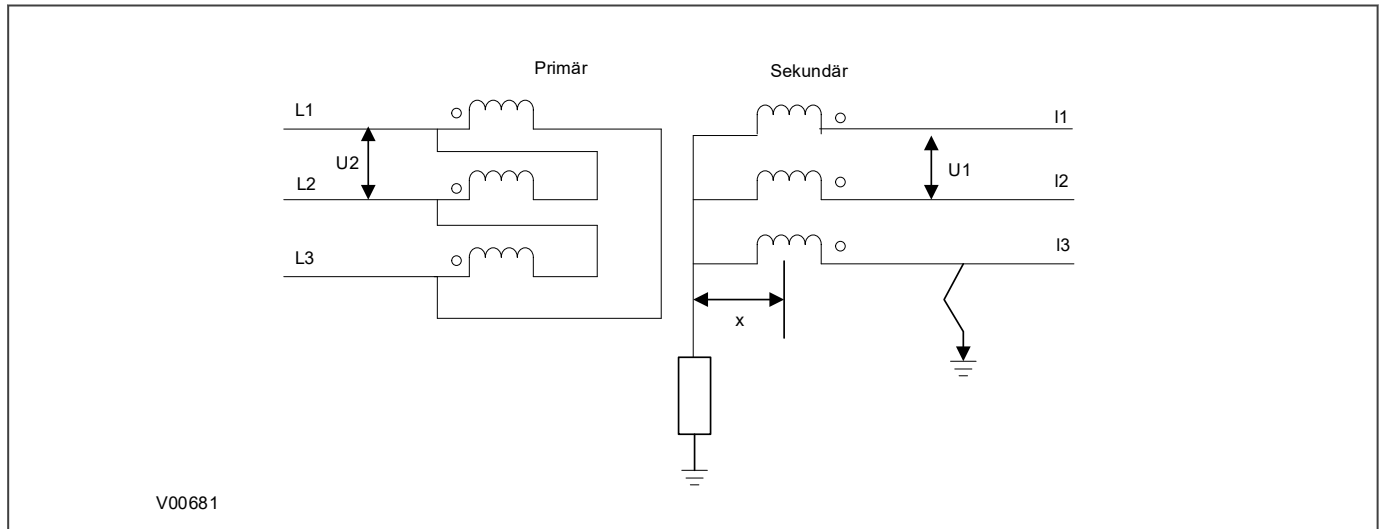


Abbildung 88: Sternwicklung, widerstandsgeerdet

Ein Erdfehler an einer solchen Wicklung verursacht einen Strom, der vom Wert der Erdungsimpedanz abhängig ist. Dieser Erdfehlerstrom ist proportional mit Distanz des Fehlers zum neutralen Punkt, da die Fehlerspannung im direkten proportionalen Verhältnis zu dieser Distanz steht.

Das Verhältnis der Umwandlung zwischen der primären Wicklung und den kurzgeschlossenen Windungen fällt je nach Position des Fehlers unterschiedlich aus. Daher ist der Strom, der durch die Transformatoranschlüsse fließt, proportional zum Quadrat des Teils der kurzgeschlossenen Wicklung.

Der Erdungswiderstand ist so ausgelegt, dass der Volllaststrom $I_{FLC} = V1/\sqrt{3}R$ durchgeleitet wird.

Angenommen, $V1 = V2$. Daraus folgt: $T2 = \sqrt{3}T1$.

Bei einem Fehler und einer Peripheriegerätedistanz x zum Neutralpunkt beträgt der Fehlerstrom $I_f = xV1/\sqrt{3}R$.

Folglich beträgt der sekundäre Fehlerstrom in Bezug auf die Primärseite $I_{\text{primär}} = x^2 \cdot I_{FLC}/\sqrt{3}$.

Wenn es sich bei dem Fehler um einen einseitig zugeführten Fehler handelt, muss der Primärstrom größer als 0,2 bezogen (Standardeinstellung $I_{s1} >$) sein, damit der Differentialschutz funktioniert. Daraus folgt: $x^2/\sqrt{3} > 20 \%$.

Das folgende Diagramm zeigt, dass 41 % der Wicklung durch das Differentialelement geschützt sind.

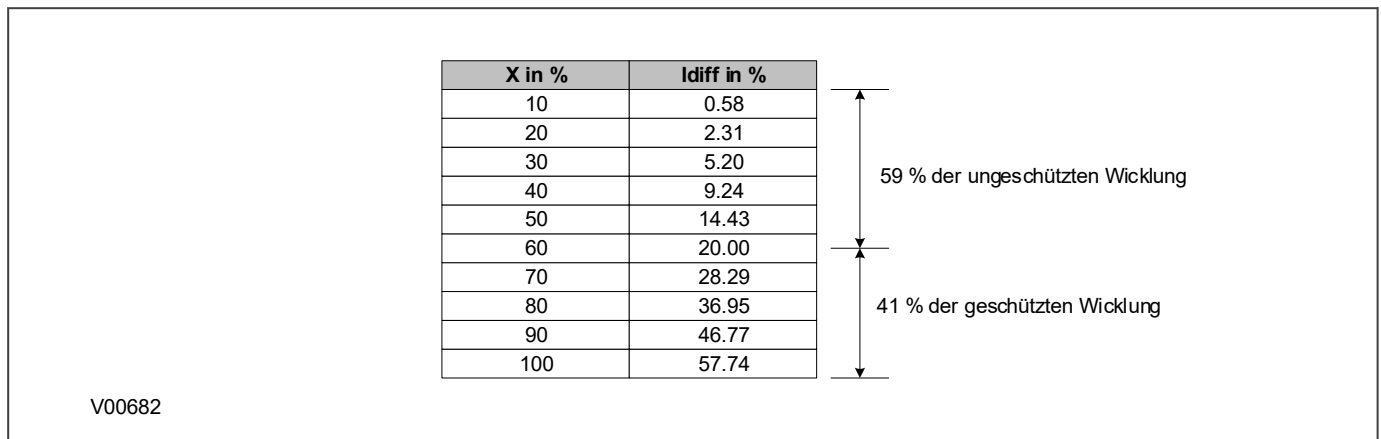


Abbildung 89: Prozentualer Anteil der geschützten Wicklung

8.5.2 ANWENDUNG DES NIEDEROHMIGEN ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES

8.5.2.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR STABILISIERSTROMGESTEUERTEN SCHUTZ

Der Erdschluss-Differentialschutz weist zwei Stabilisierstromeinstellungen auf. Der Wert K1 des Stabilisierstroms wird bis zu den Durchgangsströmen von Is2 angewendet. Is2 wird normalerweise auf den Nennstrom des Transformators eingestellt. K1 wird normalerweise auf 0% eingestellt, um eine optimale Empfindlichkeit bei internen Fehlern zu erreichen. Wenn jedoch eine Stromwandlerfehlانpassung unter normalen Bedingungen vorliegt, kann K1 zur Kompensation entsprechend erhöht werden. In diesem Fall empfehlen wir eine Einstellung von 20%.

Der Stabilisierstrom K2 wird bei Durchgangsströmen über Is2 angewandt und normalerweise auf 150% eingestellt.

Nach ESI 48-3 1977 betragen typische Einstellungen für Is1-Ansprechwerte 10 bis 60% des Wicklungsnennstroms, wenn das System starr geerdet ist, und 10 bis 25% des minimalen Erdfehlerstroms bei einem Fehler an den Transformatoranschlüssen, wenn das System widerstandsgeerdet ist.

8.5.2.2 SKALIERUNGSFAKTOR FÜR NIEDERIMPEDANZ-ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

Die drei Leitungsstromwandler sind mit den Dreiphasen-Stromwandlern verbunden, und der Neutralstromwandler ist mit dem Neutralstromwandlereingang verbunden. Diese Ströme werden dann intern verwendet, um sowohl einen Stabilisierungsstrom als auch einen Differentialstrom für den Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz abzuleiten. Der Vorteil dieser Verbindungsart ist, dass der Leitungs- und der Neutralstromwandler nicht differential verbunden sind und der Neutralstromwandler dadurch auch zur Bereitstellung der Messung für den Reserve-Erdfehlerschutz verwendet werden kann. Außerdem sind keine externen Komponenten wie beispielsweise Stabilisierungs- oder Metrosil-Widerstände erforderlich.

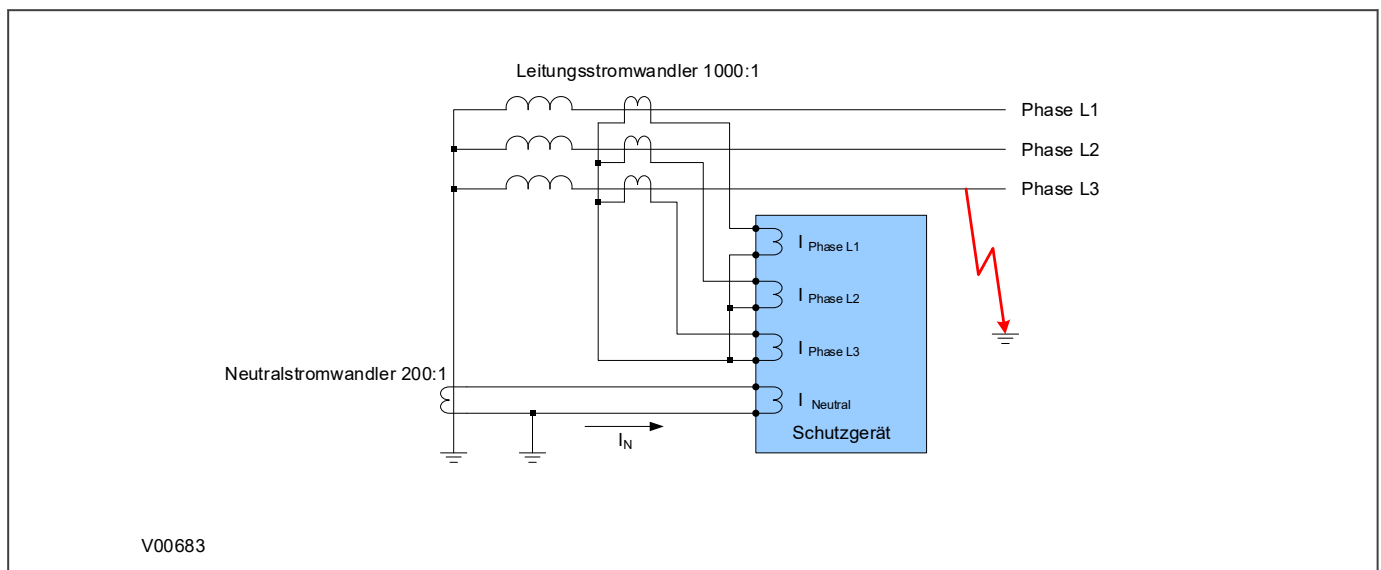


Abbildung 90: Skalierungsfaktor für Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz

Ein weiterer Vorteil des Niederimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzes besteht darin, dass ein Neutralstromwandler verwendet werden kann, dessen Verhältnis niedriger als das der Leitungsspannungswandler ist, um für eine bessere Erdfehlerempfindlichkeit zu sorgen. Bei der Berechnung des Stabilisierungsstroms wendet das Gerät einen Skalierungsfaktor auf den Neutralstrom an. Dieser Skalierungsfaktor ergibt sich aus:

$$\text{Skalierungsfaktor} = K = \text{Neutralstromwandler-Übersetzungsverhältnis} / \text{Leitungs-StW-Übersetzungsverhältnis}$$

Daraus ergeben sich folgende Differential- und Vorstromgleichungen:

$$I_{diff} = (\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C) + K \bar{I}_N$$

$$I_{bias} = \frac{1}{2} \left\{ \max[|I_A|, |I_B|, |I_C|] + K |I_N| \right\}$$

8.5.2.3 PARAMETERBERECHNUNGEN

Ein starr geerdeter 90 -MVA-132-kV-Transformator verfügt über eine Sternwicklung mit Erdschluss-Differentialschutz. Angenommen, der Leitungssstromwandler hat ein Verhältnis von 400:1.

I_{s1} wird auf 10% des Wicklungsnennstroms gesetzt:

$$\begin{aligned} &= (0,1 \times 90 \times 10^6) / (\sqrt{3} \times 132 \times 10^3) \\ &= 39 \text{ Ampere primär} \\ &= 39/400 = 0,0975 \text{ Ampere sekundär (etwa 0,1 A)} \end{aligned}$$

I_{s2} wird auf den Nennstrom des Transformators gesetzt:

$$\begin{aligned} &= 90 \times 10^6 / (\sqrt{3} \times 132 \times 10^3) \\ &= 390 \text{ Ampere primär} \\ &= 390/400 = 0,975 \text{ Ampere sekundär (etwa 1 A)} \end{aligned}$$

K1 ist auf 0% zu setzen, und **K2** ist auf 150% zu setzen.

8.5.2.4 DUAL-LS-ANWENDUNG MIT VERSCHIEDENEN PHASEN-STW-ÜBERSETZUNGSVERHÄLTNISSEN

Das folgende Diagramm zeigt die Situation, in welcher niederohmiger Erdschluss-Differentialschutz in einer Anwendung mit Dual-Leistungsschalter (Anderthalb-Leistungsschalter) verwendet wird und die Phasen-StW-Übersetzungsverhältnisse (StW_x und StW_y) verschieden sind. In diesem Beispiel wird eine Phase eines herkömmlichen Transformators gezeigt, aber die Erklärung gilt auch für Spartransformatoren.

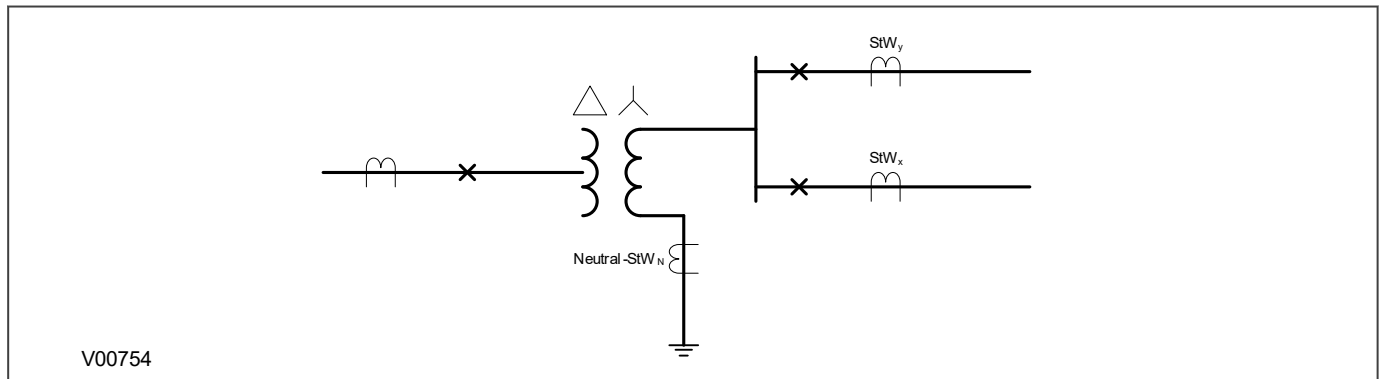


Abbildung 91: Low-Z-Erdschluss-Differentialschutz für Dual-LS-Anwendung mit verschiedenen Phasen-StW-Übersetzungsverhältnissen

Die niederohmige Erdschluss-Differentialschutzfunktion kann in Anwendungen mit Dual-Leistungsschalter (Anderthalb-Leistungsschalter) verwendet werden. Die Leitungs-StW-Übersetzungsverhältnisse können verschieden sein. In diesem Fall werden der Strom des niederohmigen Erdschluss-Differentialschutzes und der Stabilisierungsstrom anhand der folgenden Formeln berechnet:

$$I_{diff(REF)} = \left| \left(\overline{IA}_{CTx} + \overline{IB}_{CTx} + \overline{IC}_{CTx} + K_1 \overline{IA}_{CTy} + K_1 \overline{IB}_{CTy} + K_1 \overline{IC}_{CTy} \right) + K_2 \overline{IN} \right|$$

$$I_{bias(REF)} = \frac{1}{2} \left\{ \max \left[\left(\left| \overline{IA}_{CTx} \right| + K_1 \left| \overline{IA}_{CTy} \right| \right), \left(\left| \overline{IB}_{CTx} \right| + K_1 \left| \overline{IB}_{CTy} \right| \right), \left(\left| \overline{IC}_{CTx} \right| + K_1 \left| \overline{IC}_{CTy} \right| \right) \right] + K_2 \overline{IN} \right\}$$

Wobei:

- StW_x und StW_y (T1, T2, T3, T4 oder T5) sind die Stromeingänge, die zu einer bestimmten Wicklung gehören (angegeben in den Einstellungen **Anschl.OW StW.**, **Anschl.UW StW.** bzw. **Anschl.TW StW.**)
- K_1 = StW_y Übersetzungsverhältnis/ StW_x Übersetzungsverhältnis (Skalierungsfaktor K_1)
- K_2 = Neutral-StW-Übersetzungsverhältnis/ StW_x Übersetzungsverhältnis (Skalierungsfaktor K_2)
- Bezug: CT_x , was T1-CT entspricht

Hinweis:

Die obigen Formeln gelten für Spartransformatoren und herkömmliche Transformatoren, wenn die Phasen-StW-Übersetzungsverhältnisse verschieden sind ($StW_x \neq StW_y$) und der Bezug StW_x ist.

8.5.2.5 DUAL-LS-ANWENDUNG MIT GLEICHEN PHASEN-STW-ÜBERSETZUNGSVERHÄLTNISSEN

Das folgende Diagramm zeigt die Situation, in welcher niederohmiger Erdschluss-Differentialschutz in einer Anwendung mit Dual-Leistungsschalter (Anderthalb-Leistungsschalter) verwendet wird und die Phasen-StW-Übersetzungsverhältnisse identisch sind. In diesem Beispiel wird eine Phase eines Spartransformators gezeigt, aber die Erklärung gilt auch für herkömmliche Transformatoren.

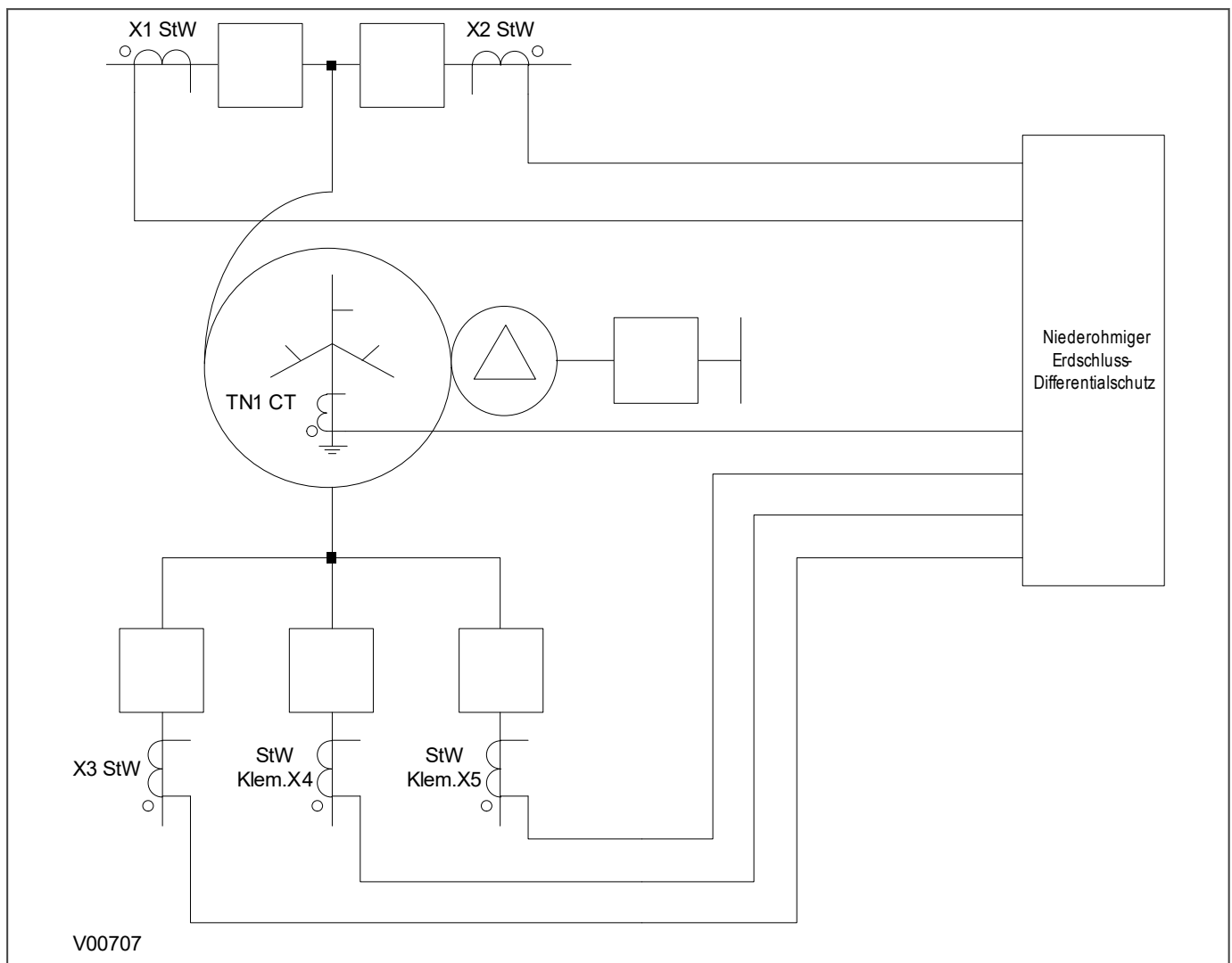


Abbildung 92: Low-Z-Erdschluss-Differentialschutz für Dual-LS-Anwendung mit gleichen Phasen-StW-Übersetzungsverhältnissen

Die niederohmige Erdschluss-Differentialschutzfunktion kann in Anwendungen mit Dual-Leistungsschalter (Anderthalb-Leistungsschalter) verwendet werden. Die Leitungs-StW-Übersetzungsverhältnisse können identisch sein. In diesem Fall werden der Strom des niederohmigen (Z) Erdschluss-Differentialschutzes (EDIF) und der Stabilisierungsstrom anhand der folgenden Formeln berechnet:

$$I_{diff(REF)} = \left| \sum_{n=1}^n \left[\left(\overline{IA}_{TxCT} + \overline{IB}_{TxCT} + \overline{IC}_{TxCT} \right) \right] + K_n \overline{I}_{TN1CT} \right|$$

$$I_{bias(REF)} = \frac{1}{2} \left\{ \max \left[\begin{array}{l} \sum_{n=1}^n \left| \overline{IA}_{TxCT} \right| \\ \sum_{n=1}^n \left| \overline{IB}_{TxCT} \right| \\ \sum_{n=1}^n \left| \overline{IC}_{TxCT} \right| \end{array} \right] + K_n \left| \overline{I}_{TN1CT} \right| \right\}$$

Wobei:

- $T_x \text{ StW} = T1, T2, T3, T4 \text{ oder } T5$.
- $K_n = TN1 \text{ StW-Übersetzungsverhältnis} / T_x \text{ StW-Übersetzungsverhältnis}$
- $TN1 \text{ StW-Übersetzungsverhältnis} = \text{Neutral-StW-Übersetzungsverhältnis}$.
- Bezug: $T_x \text{ StW}$.

8.5.2.6 ANFORDERUNGEN AN STROMWANDLER – NIEDEROHMIGER ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

Für diese Anwendung empfehlen wir nachdrücklich Stromwandler der Klasse X oder der Klasse 5P.

Die Anforderungen an Stromwandler für niederohmigen Erdschluss-Differentialschutz sind im Allgemeinen weniger umfangreich als die für Differentialschutz. Da für niederohmigen Erdschluss-Differentialschutz die gleichen Stromwandler wie für den Differentialschutz eingesetzt werden, gelten die Anforderungen an Differential-StW sowohl für Differentialschutzanwendungen als auch für Anwendungen des niederohmigen Erdschluss-Differentialschutzes.

Die Vorgaben für die StW-Knickpunktspannung basieren auf den folgenden Einstellungen für Erdschluss-Differentialschutz: $IS1 = 27$, $IS2 = 270$, $K1 = 0 \%$, $K2 = 150 \%$.

Der Bemessungsfaktor K für die Erdschluss-Differentialschutzfunktion ist kleiner als der für den Transformatordifferentialschutz. Da der höchste K -Faktor berücksichtigt werden muss, müssen die Anforderungen an Stromwandler für den Transformatordifferentialschutz berücksichtigt werden.

8.5.2.6.1 ANFORDERUNGEN AN STROMWANDLER – ANWENDUNG MIT EINEM LEISTUNGSSCHALTER

Um Stabilität bei Durchgangsfehlern zu erreichen, muss der Bemessungsfaktor K folgende Bedingungen erfüllen:

Systembedingungen	K	Kniepunktspannung (VK)
$2I_n < I_F \leq 64I_n$ $5 \leq X/R \leq 120$	12	$V_K \geq 12I_n(R_{StW} + 2R_L + R_r)$

Wobei:

- V_K = Kniepunktspannung
- K = StW-Bemessungsfaktor
- I_n = Nennstrom
- R_{StW} = Widerstand der sekundären Wicklung des Stromwandlers
- R_L = Widerstand einer einzelnen Leitung vom Gerät zum Stromwandler
- R_r = Widerstand anderer Schutzgeräte, die den Stromwandler gemeinsam nutzen

8.5.2.6.2 ANFORDERUNGEN AN STROMWANDLER – ANWENDUNG MIT ANDERTHALB LEISTUNGSSCHALTERN

Um in Übereinstimmung mit den Prüfergebnissen für Stabilität bei Durchgangsfehlern zu sorgen, muss der Bemessungsfaktor K folgende Systembedingungen erfüllen:

Systembedingungen	K	Kniepunktspannung (VK)
$2I_n < I_F \leq 64I_n$ $5 \leq X/R \leq 20$	27	$V_K \geq 27I_n(R_{StW} + 2R_L + R_r)$

Wobei:

- V_K = Kniepunktspannung
- K = StW-Bemessungsfaktor
- I_n = Nennstrom
- R_{StW} = Widerstand der sekundären Wicklung des Stromwandlers
- R_L = Widerstand einer einzelnen Leitung vom Gerät zum Stromwandler
- R_r = Widerstand anderer Schutzgeräte, die den Stromwandler gemeinsam nutzen

8.5.3 ANWENDUNG DES HOCHOHMIGEN ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES

8.5.3.1 BETRIEBSARTEN DES HOCHIMPEDANZ-ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZES

In den nachstehenden Beispielen müssen die Leitungsstromwandlerüberwachung und die jeweiligen Messstromwandler die gleichen Stromwandlerverhältnisse und ähnliche Magnetisierungskenngrößen aufweisen.

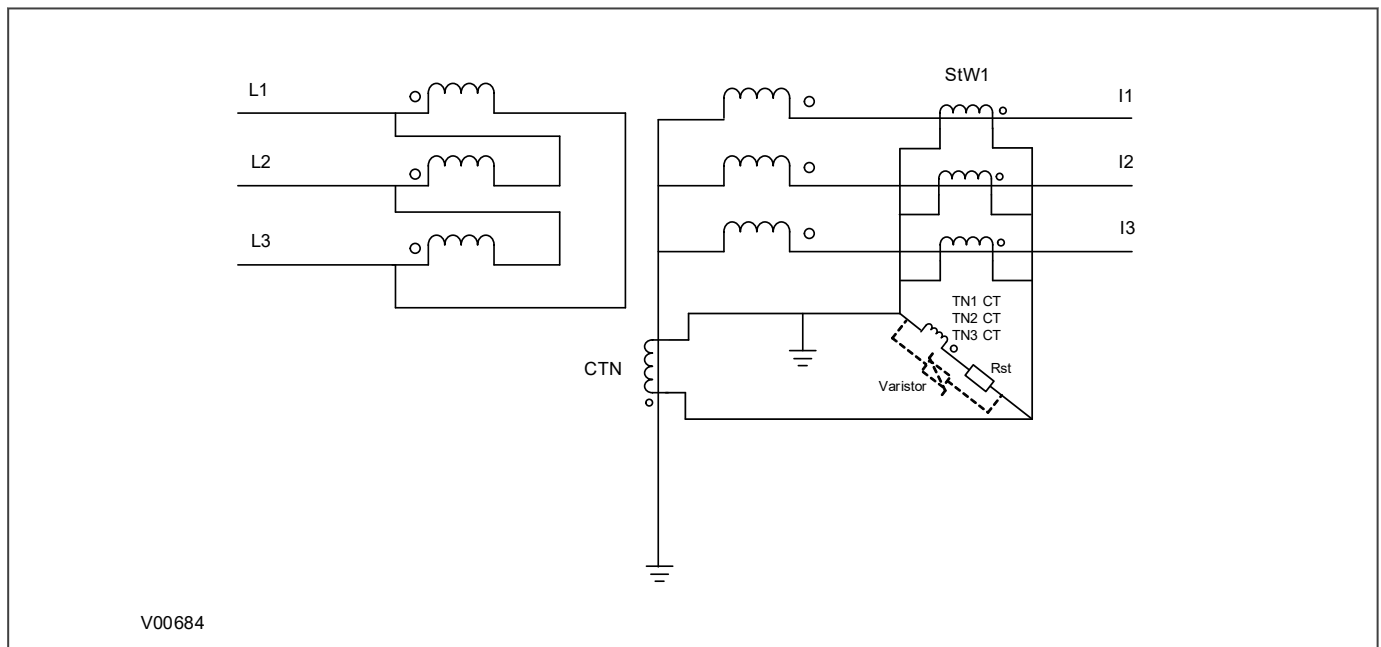


Abbildung 93: Hi-Z-Erdschluss-Differentialschutz für eine geerdete Sternwicklung

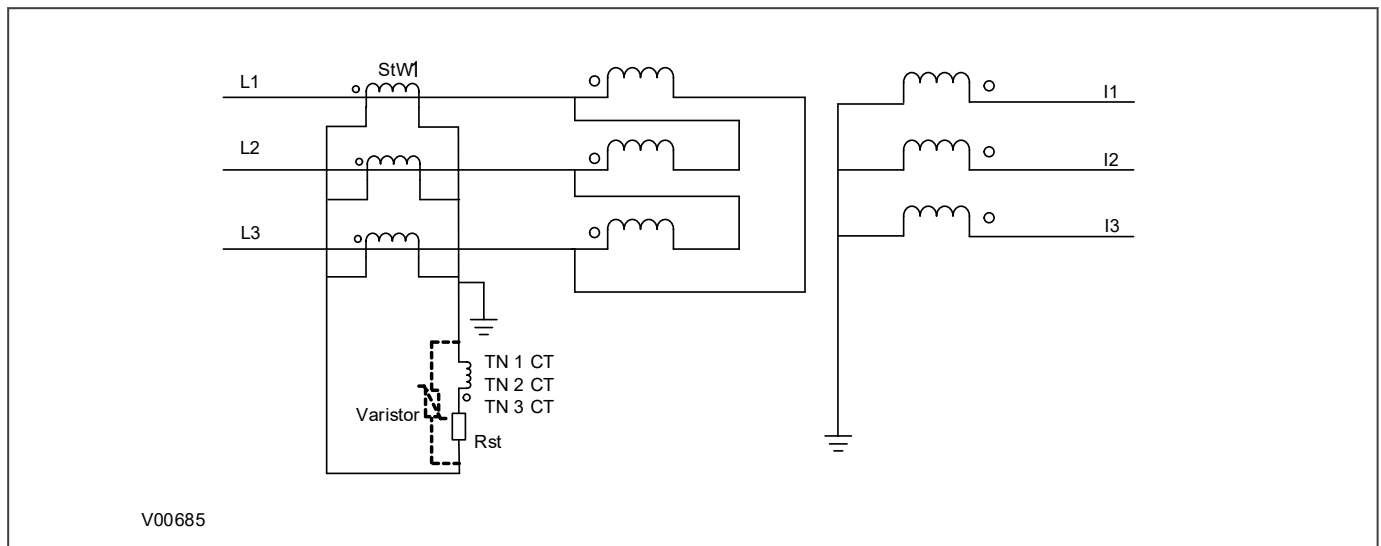


Abbildung 94: Hi-Z-Erdschluss-Differentialschutz für eine Dreieckwicklung

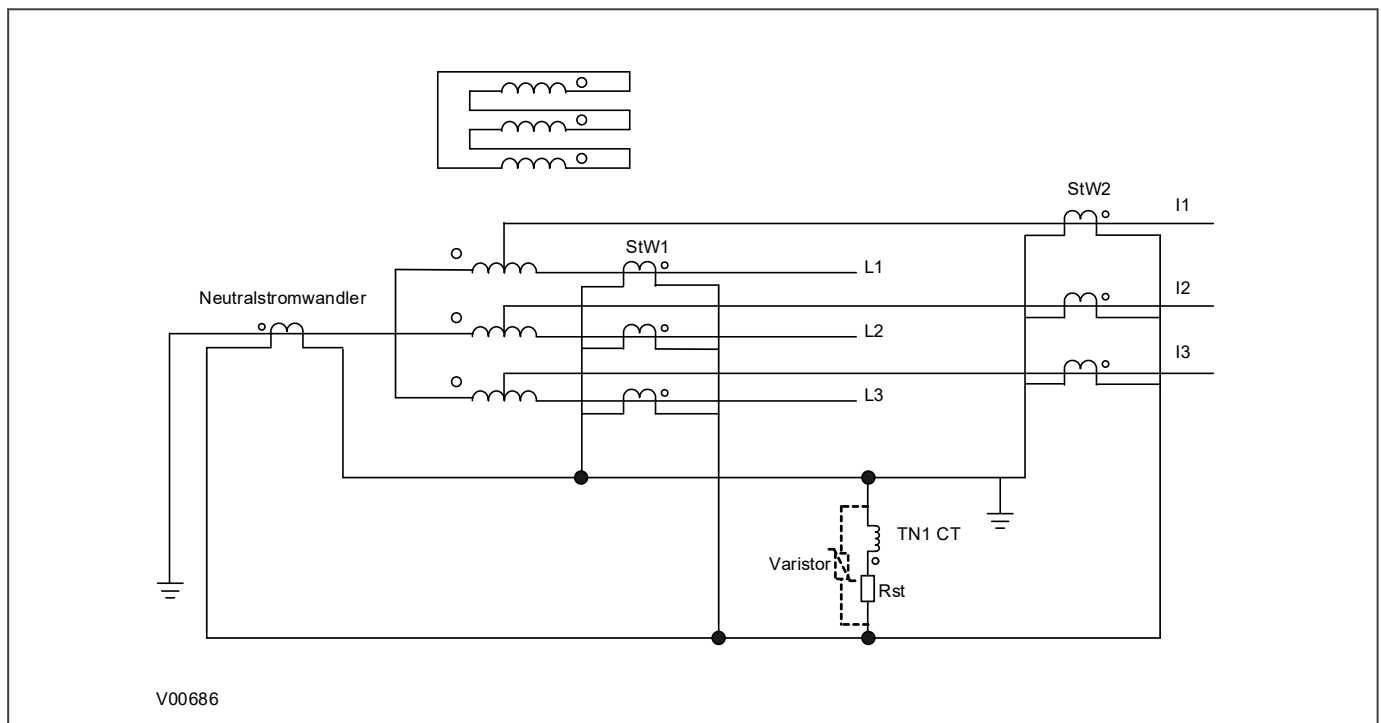


Abbildung 95: Hi-Z-Erdschluss-Differentialschutz für eine Spartransformatorkonfiguration

8.5.3.2 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR HOCHIMPEDANZBETRIEB

Diese Schaltung ist sehr empfindlich und kann Schutz vor niedrigem Fehlerstrom in widerstandsgeerdeten Systemen bieten. In dieser Anwendung sollten die **IREF>Is**-Einstellungen gewählt werden, um einen primären Ansprechstrom bereitzustellen, der kleiner als 10 bis 25 % des minimalen Erdfehlerwerts ist.

Diese Schaltung kann auch in einem starr geerdeten System verwendet werden. In dieser Anwendung sollten die **IREF>Is**-Einstellungen gewählt werden, um einen primären Ansprechstrom bereitzustellen, der zwischen 10 und 60 % des Wicklungsnennstroms liegt.

Das folgende Diagramm zeigt die Anwendung eines Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutzelements zum Schutz der Niederspannungswicklung eines Leistungstransformators.

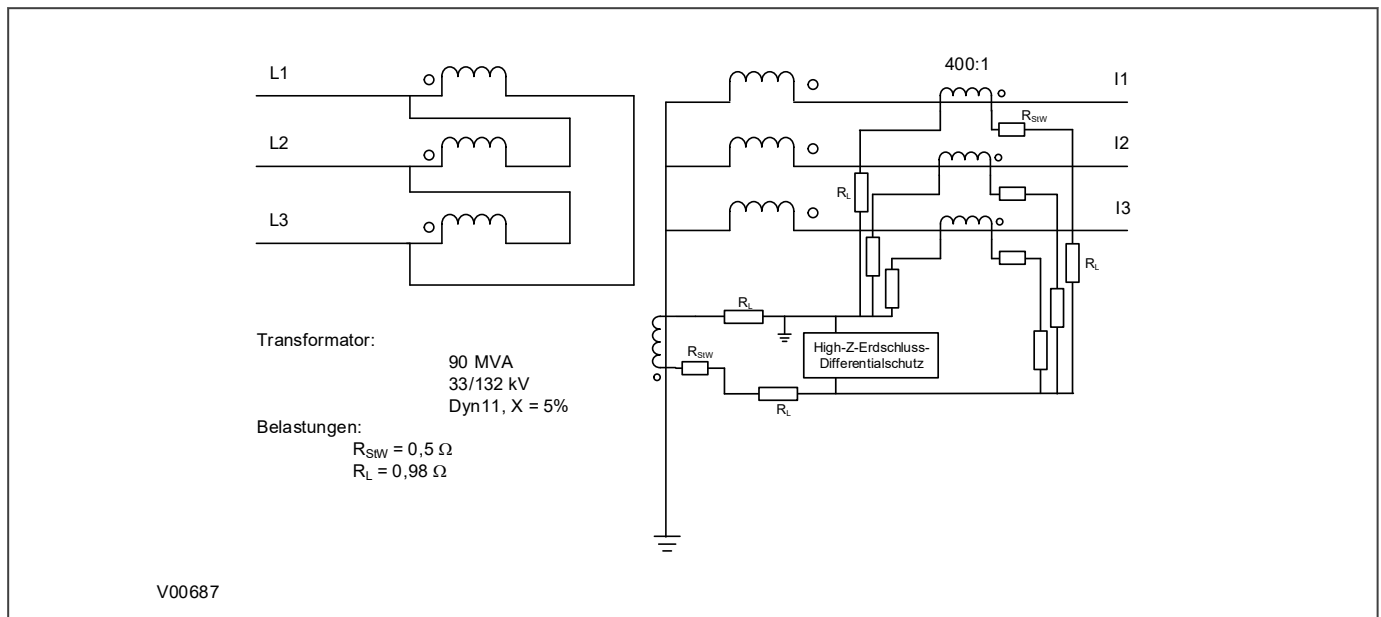


Abbildung 96: Hochimpedanz-Erdschluss-Differentialschutz für die UW-Wicklung

8.5.3.2.1 BERECHNUNG DER STABILITÄTSSPANNUNG

Der Volllaststrom des Transformators, I_{FLC} , wird wie folgt berechnet:

$$I_{FLC} = (90 \times 10^6) / (32 \times 10^3 \times \sqrt{3}) = 394 \, \text{A}$$

Zur Berechnung der Stabilisierungsspannung ist der maximale Durchgangsfehlerwert zu berücksichtigen. Der maximale Durchgangsfehlerwert, I_F , wird wie folgt berechnet (wobei die Quellimpedanz ignoriert wird):

$$I_F = I_{FLC} / X_{TX} = 394 / 0,05 = 7873 \, \text{A}$$

Die erforderliche Stabilitätsspannung, V_S , wird wie folgt berechnet (wobei die Sättigung eines Stromwandlers vorausgesetzt wird):

$$V_S = K I_F (R_{CT} + 2R_L)$$

Die nachstehende Abbildung kann zur Bestimmung des Faktors K und der Ansprechzeit verwendet werden. Der Faktor K ist gültig, wenn:

- $5 \leq X/R \leq 120$

und

- $0,5 I_n \leq I \leq 40 I_n$

Wir empfehlen einen Wert von $V_K/V_S = 4$.

Bei einem auf den Transformator wirkenden Volllaststrom und einer prozentualen Nennkurzschlussspannung von 394 A bzw. 5 % beträgt der erwartete Fehlerstrom 7873 A, und die erforderliche Stabilitätsspannung V_S (vorausgesetzt, dass ein Stromwandler gesättigt ist) ergibt sich aus:

$$V_S = 0,9 \times 7873 \times (0,5 + 2 \times 0,98) / 400 = 45,5 \, \text{V}$$

Die Kniepunktspannung der Stromwandler sollte mindestens viermal so groß wie V_S sein, damit eine durchschnittliche Ansprechzeit von 40 ms erreicht wird.

8.5.3.2.2 BERECHNUNG DES PRIMÄRSTROMS

Der primäre Ansprechstrom muss zwischen 10 und 60 % des Wicklungsnennstroms liegen. Unter der Voraussetzung, dass die effektive Einstellung des Schutzgeräts oder der primäre Ansprechstrom etwa 30% des

Vollaststroms entspricht, zeigt die nachstehende Berechnung, dass eine Einstellung erforderlich ist, die unter 0,3 A liegt.

$$\text{Effektive Einstellung} = 0,3 I_{\text{FLC}} / \text{Stromwandlerverhältnis} = 0,3 \times 394 / 400 = \text{etwa } 0,3 \text{ A}$$

8.5.3.2.3 BERECHNUNG DES STABILISIERUNGSWIDERSTANDS

Wenn eine Einstellung von 0,1 A gewählt ist, beträgt der Wert des Stabilisierungswiderstands, R_{ST} ,

$$R_{\text{ST}} = V_{\text{s}} / (\text{EDIF} > I_{\text{s}} > (\text{OW})) = 45,5 / 0,1 = 455 \text{ Ohm}$$

Um eine durchschnittliche Ansprechzeit von 40 ms zu erreichen, sollte $V_{\text{K}}/V_{\text{s}}$ 3,5 betragen.

Die Kniepunktspannung beträgt:

$$V_{\text{K}} = 4 V_{\text{s}} = 4 \times 45,5 = 182 \text{ V.}$$

Wenn der tatsächliche Wert von V_{K} viermal größer als V_{s} ist, wird der Faktor K erhöht. In diesem Fall muss V_{s} neu berechnet werden.

Hinweis:

K kann einen Höchstwert von etwa 1 erreichen.

8.5.3.2.4 STROMWANDLERBERECHNUNG

Die effektive primäre Ansprechstromeinstellung ergibt sich aus:

$$I_{\text{P}} = N(I_{\text{s}} + n I_{\text{e}})$$

Durch Umstellen dieser Gleichung kann der Erregungsstrom für jeden der Stromwandler mit Stabilitätsspannung berechnet werden. So ergibt sich:

$$I_{\text{e}} = (0,3 - 0,1) / 4 = 0,05 \text{ A}$$

Zusammenfassend lässt sich Folgendes sagen: Stromwandler, die für diese Anwendung eingesetzt werden, müssen eine Kniepunktspannung von mindestens 182 V aufweisen (wobei zu beachten ist, dass der zu berücksichtigende maximale $U_{\text{K}}/U_{\text{s}}$ -Wert 16 und der maximale K-Faktor 1 ist). Des Weiteren müssen diese Stromwandler einen sekundären Wicklungswiderstand von maximal 0,5 Ohm und einen Magnetisierungsstrom von 45,5 V und weniger als 0,05 A aufweisen.

Bei einer Kniepunktspannung des Stromwandlers von 200 V wird die Spitzenspannung wie folgt ermittelt:

$$U_{\text{P}} = 2\sqrt{2} U_{\text{K}} (U_{\text{F}} - U_{\text{K}}) = 2\sqrt{2} (200) (9004 - 200) = 3753 \text{ V}$$

Da dieser Wert über der Spitzenspannung von 3000 V liegt, wird ein nichtlinearer Widerstand benötigt.

Hinweis:

Der in der obigen Formel verwendete Kniepunktspannungswert sollte der Spannung entsprechen, die aus der Magnetisierungsgröße des Stromwandlers resultiert, und kein berechneter Wert sein.

Hinweis:

Es kann ein Stabilisierungswiderstand, Teilenummer ZB9016 756, und ein Varistor, Teilenummer 600A/S1/S256, verwendet werden.

8.5.3.3 VERWENDUNG NICHTLINEARER METROSIL-WIDERSTÄNDE

Stromwandler können bei internen Fehlerzuständen hohe Spitzenspannungen entwickeln. Metrosil-Widerstände werden verwendet, um diese Spitzenspannungen auf einen Wert zu begrenzen, der unter der maximalen Stehspannung (normalerweise drei Kilovolt) liegt.

Anhand der folgenden Formel können Sie die Spitzenstoßspannung ermitteln, die bei einem internen Fehler erzeugt werden kann. Die bei einem internen Fehler erzeugte Spitzenspannung ist eine Funktion der Stromwandler-Knipunktspannung und der voraussichtlichen Spannung, die bei einem internen Fehler erzeugt wird, wenn keine Stromwandlersättigung stattfindet.

$$V_p = 2\sqrt{(2V_K(V_F - V_K))}$$

$$V_f = I_f(R_{StW} + 2R_L + R_{ST})$$

Wobei:

- V_p = Spitzenspannung, die vom Stromwandler bei internen Fehlerzuständen entwickelt wird
- V_K = Stromwandler-Knipunktspannung
- V_f = Maximalspannung, die erzeugt wird, wenn keine Stromwandlersättigung stattfindet
- I_f = maximaler interner sekundärer Fehlerstrom
- R_{StW} = Widerstand der sekundären Wicklung des Stromwandlers
- R_L = maximale Leitungslast vom Stromwandler zum Schutzgerät
- R_{ST} = Stabilisierungswiderstand des Schutzgeräts

Wenn die berechneten Werte größer als 3000 Volt sind, sollten Sie Metrosil-Widerstände verwenden. Metrosil-Widerstände werden in einer Schaltung angeschlossen, um den Sekundärstromausgang des Stromwandlers parallel zu schalten und sehr hohe Sekundärspannungen zu vermeiden.

Metrosil-Widerstände werden extern angebracht und haben die Form von ringförmigen Scheiben. Ihre Ansprechkenngroße wird wie folgt ausgedrückt:

$$V = CI^{0,25}$$

Wobei:

- V = an den Metrosil-Widerstand angelegte Momentanspannung
- C = Konstante des Metrosil-Widerstands
- I = durch den Metrosil-Widerstand fließender Momentanstrom

Bei einer Sinusspannung, die an den Metrosil-Widerstand angelegt ist, würde der Effektivstrom ungefähr 0,52 x Spitzenstrom betragen. Dieser Stromwert kann wie folgt berechnet werden:

$$I_{RMS} = 0.52 \left(\frac{\sqrt{2}V_{S(RMS)}}{C} \right)^4$$

Wobei:

- $V_{S(RMS)}$ = RMS-Wert der Sinusspannung, die an den Metrosil-Widerstand angelegt ist.

Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Wellenform des Stroms, der durch den Metrosil-Widerstand fließt, nicht sinusförmig, sondern stark verzerrt ist.

Die Metrosil-Kenngröße sollte folgenden Erfordernissen entsprechen:

- Der Metrosil-Strom sollte so niedrig wie möglich und nicht größer als 30 mA RMS für 1-Ampere-Stromwandler oder 100 mA RMS für 5-Ampere-Stromwandler sein.
- Bei maximalen Sekundärstrom sollte der Metrosil-Widerstand die Spannung auf 1500 V RMS bzw. 2120 V Spitze für 0,25 s begrenzen. Bei höheren Spannungen ist es nicht immer möglich, die Fehlerspannung auf 1500 V eff zu begrenzen, so dass höhere Fehlerspannungen toleriert werden müssen.

Die folgenden Tabellen zeigen typische Metrosil-Typen, die je nach Gerätestromauslegung, Spannungseinstellung des Erdschluss-Differentialschutzes usw. erforderlich sind.

Metrosil-Widerstände für Geräte mit 1-Ampere-Stromwandler

Die Metrosil-Geräte für 1-Ampere-Stromwandler sind für die Einhaltung folgender Erfordernisse gedacht:

- Der Metrosil-Strom muss unter 30 mA eff liegen.
- Bei einem maximalen sekundären internen Fehlerstrom muss der Metrosil-Widerstand die Spannung auf 1500 V eff begrenzen, sofern dies möglich ist.

Die Metrosil-Widerstände, die normalerweise für den Einsatz mit 1-Ampere-Stromwandlern empfohlen werden, sind in folgender Tabelle dargestellt:

Spannungseinstellung des Geräts	Nennkenngröße		Empfohlener Metrosil-Typ	
	C	β	Einpoliges Gerät	Dreipoliges Gerät
bis zu 125 V eff	450	0.25	600A/S1/S256	600A/S3/1/S802
125 bis 300 V eff	900	0.25	600A/S1/S1088	600A/S3/1/S1195

Hinweis:

Einpolige Metrosil-Widerstände werden normalerweise ohne Montagehalter geliefert, wenn es durch den Kunden nicht anders vorgegeben wird.

Metrosil-Widerstände für Geräte mit 5-Ampere-Stromwandler

Diese Metrosil-Widerstände sind für die Einhaltung folgender Erfordernisse gedacht:

- Der Metrosil-Strom muss unter 100 mA eff liegen. (Die tatsächlichen maximalen Werte des Stroms, der durch die Geräte fließt, sind unter der jeweiligen Typenbeschreibung angegeben.)
- Bei einem maximalen sekundären internen Fehlerstrom muss der Metrosil-Widerstand die Spannung auf 1500 V eff für 0,25 s begrenzen. Bei höheren Geräteeinstellungen ist es nicht möglich, die Fehlerspannung auf 1500 V eff zu begrenzen, so dass höhere Fehlerspannungen toleriert werden müssen.

Die Metrosil-Widerstände, die normalerweise für den Einsatz mit 5-Ampere-Stromwandlern und einpoligen Geräten empfohlen werden, sind in folgender Tabelle aufgeführt:

Sekundärer interner Fehlerstrom	Empfohlene Metrosil-Typen für verschiedene Spannungseinstellungen			
A eff	bis zu 200 V eff	250 V eff	275 V eff	300 V eff
50 A	600A/S1/S1213 C = 540/640 35 mA eff	600A/S1/S1214 C = 670/800 40 mA eff	600A/S1/S1214 C = 670/800 50 mA eff	600A/S1/S1223 C = 740/870 50 mA eff
100 A	600A/S2/P/S1217 C = 470/540 70 mA eff	600A/S2/P/S1215 C = 570/670 75 mA eff	600A/S2/P/S1215 C = 570/670 100 mA eff	600A/S2/P/S1196 C = 620/740 100 mA eff
150 A	600A/S3/P/S1219 C = 430/500 100 mA eff	600A/S3/P/S1220 C = 520/620 100 mA eff	600A/S3/P/S1221 C = 570/670 100 mA eff	600A/S3/P/S1222 C = 620/740 100 mA eff

In manchen Fällen können Baugruppen mit einer Einzelscheibe akzeptabel sein. Wenden Sie sich an GE Vernova, um ausführliche Informationen zu den betreffenden Anwendungen zu erhalten.

Hinweis:

Die für 5-Ampere-Stromwandler empfohlenen Metrosil-Widerstände können auch zusammen mit dreipoligen Geräten eingesetzt werden. Diese Metrosil-Widerstände bestehen aus drei einpoligen Einheiten, die auf den gleichen Mittelbolzen montiert, aber gegeneinander elektrisch isoliert sind. Zur Bestellung dieser Geräte geben Sie bitte „Triple Pole Metrosil Type“ und nachstehend die Bezeichnung für den einpoligen Typ an. Bei Bedarf sind Metrosil-Widerstände für höhere Spannungseinstellungen und Fehlerströme erhältlich.

8.5.3.4 ANFORDERUNGEN AN STROMWANDLER – HOCHOHMIGER ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

Bei einer Schaltung für hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz wird die erforderliche Stabilisierungsspannung wie folgt in Form eines externen Fehlers, (I_F), einer Last ($2R_L + R_{StW}$) und eines Stabilitätsfaktors (K) ausgedrückt:

$$U_S \Rightarrow K I_F (2R_L + R_{StW})$$

Wobei:

- I_F = maximaler externer Fehlerwert
- R_{StW} = Widerstand der sekundären Wicklung des Stromwandlers
- R_L = Widerstand einer einzelnen Leitung vom Gerät zum Stromwandler

Die Annahme, dass ein StW bei einem externen Fehler vollständig gesättigt ist, beschreibt nicht, was tatsächlich passiert, wenn asymmetrische StW-Sättigung auftritt. Der StW wird nur während der Teile jedes Stromwellenformzyklus gesättigt. Das bedeutet, dass die Leckstromwellenform, die vom Differentialelement erkannt wird, in hohem Maße nicht sinusförmig ist. Die Empfindlichkeit bei nicht sinusförmigen Leckstromwellenformen im Falle von Durchgangsfehlern ist eine Funktion des EDIF-Frequenzverhaltens, der EDIF-Ansprechzeit, der EDIF-Stromeinstellung und der Wellenformen.

Das Frequenzverhalten und die Ansprechschnelligkeit sind auslegungsbedingte Faktoren. Leckstromwellenformen stehen in Relation zum Verhältnis zwischen der StW-Kniepunktspannung (U_K) und der Schaltungsimpedanz. Die Stabilitätsspannung wird durch die Stromeinstellung und den Stabilisierungswiderstand bestimmt. Die Stabilität der Funktion des hochohmigen Erdschluss-Differentialschutzes bei Durchgangsfehlern wird durch das Verhältnis U_K/U_S bestimmt. Dabei gilt: U_K ist die StW-Kniepunktspannung und U_S ist die Stabilitätsspannung.

Die Beziehung zwischen dem Verhältnis U_K/U_S und dem erforderlichen Stabilitätsfaktor K hat nachgewiesenermaßen allgemeine Gültigkeit für verschiedene Auslegungen, die entsprechenden Prüfungen unterzogen wurden. Die absoluten Werte von U_K/U_S und K fallen in der Beziehung unterschiedlich aus, was von den verschiedenen Geräteauslegungen abhängig ist.

Der nächste Leistungsfaktor, der nach Berücksichtigung der Stabilität zu berücksichtigen ist, ist die Ansprechzeit bei internen Fehlern. Die StW-Kniepunktspannung, ein Vielfaches der Einstellung der Schutzstabilitätsspannung (U_K/U_S), bestimmt die Ansprechzeit eines Differentialschutzelements bei schwerwiegenden internen Fehlern mit zeitweilig verschobenen Fehlerstromwellenformen. Mithilfe der für das Gerät berechneten Ansprechzeitkenngrößen ist es möglich, das Verhältnis U_K/U_S zu bestimmen, das benötigt wird, um die gewünschte durchschnittliche Ansprechschnelligkeit bei internen Fehlern zu erreichen.

Bei älteren elektromechanischen Hochimpedanzgeräten wurde ein allgemein sicherer K -Faktor von 1,0 verwendet, aber die älteren Geräte haben schneller mit einem niedrigeren U_K/U_S -Verhältnis funktioniert. Bei moderneren Schutzgeräten empfiehlt es sich, den optimalen K -Faktor für die Stabilität zu bestimmen, damit das erforderliche U_K/U_S -Verhältnis für die Stabilität und die Ansprechschnelligkeit nicht mehr Aufwand hinsichtlich der Anforderungen an die StW-Kniepunktspannung mit sich bringt, als dies bei herkömmlichen Anforderungen der Fall ist.

In der folgenden Abbildung werden die Anforderungen an StW mit hochohmigem Erdschluss-Differentialschutz gezeigt. Sie gelten für:

$5 \leq X/R \leq 120$ und $0,5 I_n \leq 40 I_n$

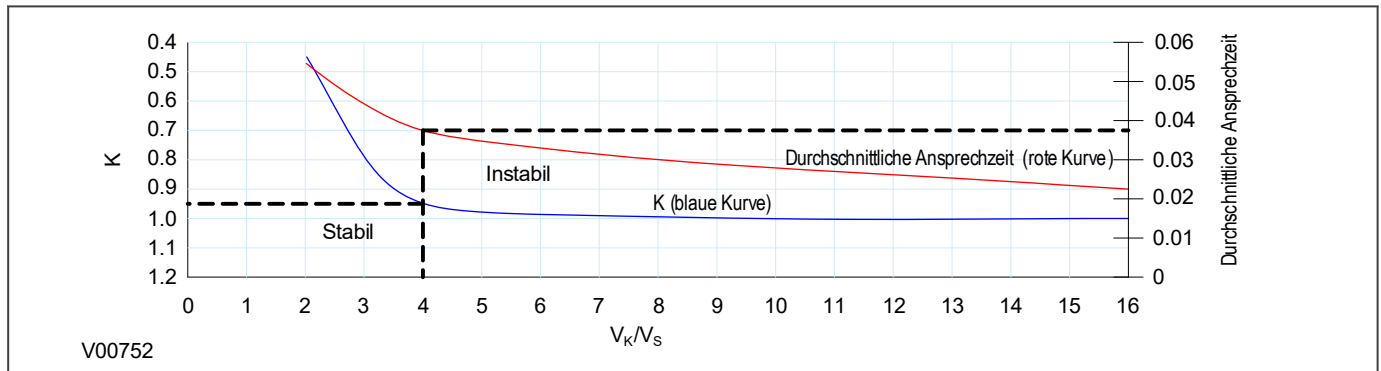


Abbildung 97: Anforderung an StW mit hochohmigem Erdschluss-Differentialschutz

Mithilfe des obigen grafischen Werkzeugs:

1. Die erforderliche durchschnittliche Ansprechzeit auf der rechten Seite der vertikalen Achse ermitteln.
2. Eine horizontale Linie ziehen, bis diese die rote Kurve schneidet
3. Eine vertikale Linie vom obigen Schnittpunkt ziehen
4. Den U_K/U_S -Wert von der horizontalen Achse ablesen
5. An dem Punkt, an dem diese vertikale Linie die blaue Kurve schneidet, den Wert K auf der linken Seite der vertikalen Achse ablesen

Wenn wir von dem Beispiel ausgehen, in welchem die durchschnittliche Ansprechzeit 38 ms beträgt, zeigen die obigen grafischen Operationen, dass $U_K/U_S = 4$ und $K = 0,95$ ist.

Für höchste Genauigkeit empfehlen wir Stromwandler (StW) der Klasse X oder 5P. Die Anforderungen an Stromwandler für hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz sind im Allgemeinen weniger umfangreich als die für Differentialschutz. Wenn für hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz die gleichen Leistungsstromwandler wie für Differentialschutz eingesetzt werden, gelten die Anforderungen an Differential-StW sowohl für Differentialschutzanwendungen als auch für Anwendungen des hochohmigen Erdschluss-Differentialschutzes. Wenn für hochohmigen Erdschluss-Differentialschutz nicht die gleichen Leistungsstromwandler wie für Differentialschutz eingesetzt werden, können die StW-Anforderungen für hochohmigen Differentialschutz mithilfe des obigen Diagramms ermittelt werden.

KAPITEL 9

STROMSCHUTZFUNKTIONEN

9.1 KAPITELÜBERSICHT

Das 5th Generation bietet vielfältige Stromschutzfunktionen. In diesem Kapitel werden diese Funktionen sowie die Grundsätze, die logischen Diagramme und die Anwendungen beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	207
Prinzipien des Überstromschutzes	208
Phasenüberstromschutz	220
Spannungsabhängiges Überstromelement	228
Gegensystem-Überstromschutz	231
Erdfehlerschutz	235
Blockierung der zweiten Harmonischen	241

9.2 PRINZIPIEN DES ÜBERSTROMSCHUTZES

Die meisten Fehler von Stromversorgungsanlagen resultieren auf die eine oder andere Weise in Überstrom. Schutzeinrichtungen, früher „Relais“ genannt, heute aber als intelligente elektronische Geräte (IEDs) bekannt, haben die Aufgabe, das Stromnetz vor Fehlern zu schützen. Fehler sollen prinzipiell schnellstmöglich isoliert werden, um Gefahren zu beschränken und zu verhindern, dass unerwünschte Fehlerströme durch die Versorgungsnetze fließen, wodurch schwerer Schaden an der Ausrüstung und den Systemen entstehen kann. Gleichzeitig sollen nur die Teile des Stromnetzes abgeschaltet werden, bei denen dies unbedingt notwendig ist, um unnötige Ausfälle zu verhindern. Die Schutzgeräte, die zum Auslösen der Leistungsschalter des Stromnetzes dienen, sind hoch entwickelte elektronische Geräte, die zahlreiche Funktionen zur Behebung verschiedener Fehler in vielfältigen Anwendungen bieten.

Die beschriebenen Geräte bieten zahlreiche Überstromschutzfunktionen, darunter:

- Phasenüberstromschutz
- Erdfehler-Überstromschutz
- Gegensystem-Überstromschutz
- empfindlicher Erdfehlerschutz

Um sicherzustellen, dass nur die erforderlichen Leistungsschalter mit der kleinstmöglichen Verzögerung ausgelöst werden, müssen die im Schutzkonzept enthaltenen Schutzgeräte koordiniert werden. Es stehen verschiedene Methoden zur Verfügung, um für eine fehlerfreie Koordinierung der Schutzgeräte innerhalb eines Systems zu sorgen. Diese sind:

- nur mithilfe der Zeit
- nur mithilfe des Stroms
- mithilfe einer Kombination aus Zeit und Strom

Eine Abstufung mithilfe des Stroms ist nur dann möglich, wenn die Differenz der Zahl der Fehler zwischen den beiden Einsatzorten der Geräte nennenswert ist. Die von einigen Versorgungsunternehmen genutzte Zeitstaffelung kann oft zu längeren Fehlerbeseitigungszeiten an oder in der Nähe von Quellstationen führen, wo die Zahl der Fehler am größten ist.

Aus diesem Grunde wird für die Koordinierung von Überstromschutzgeräten in der Regel der Typ AMZ (abhängige Mindestzeit) verwendet.

9.2.1 AMZ-KENNGRÖßEN

Bei der Entwicklung von Schutzschaltungen sind zwei Grundanforderungen zu berücksichtigen:

- Alle Fehler sollten so schnell wie möglich beseitigt werden, um Schaden an der Ausrüstung zu minimieren
- Die Fehlerbeseitigung sollte in einer minimalen Unterbrechung des Stromnetzes resultieren.

Das zweite Erfordernis bedeutet, dass die Schutzschaltung so konzipiert werden sollte, dass nur der (die) Leistungsschalter in der Schutzzone, in welcher der Fehler auftritt, ausgelöst werden sollte(n).

Diese zwei Kriterien stehen tatsächlich miteinander in Konflikt, weil wir zur Erfüllung des Erfordernisses (1) das Risiko der Abschaltung fehlerloser Teile des Netzes erhöhen und (2) absichtlich Zeitverzögerungen einführen, wodurch die Zeitspanne verlängert wird, in welcher ein Fehlerstrom fließen kann. Bei Anwendung von AMZ-Schutz auf Endspeiseleitungen wird dieses Problem durch die Art der Fehler dahingehend verschärft, dass die Schutzgeräte, die sich am nächsten an der Quelle befinden, wo der Fehlerstrom am größten ist, tatsächlich die längste Zeitverzögerung brauchen.

AMZ-Kenngrößen werden durch Betriebskurven beschrieben. Diese wurden herkömmlicherweise durch die Leistung von elektromechanischen Relais definiert. Beim numerischen Schutz werden Gleichungen verwendet, um diese Kenngrößen zu replizieren, damit sie zur Einstufung mit älteren Geräten verwendet werden können.

Die alten elektromechanischen Relais konnten dieses Problem zum Teil aufgrund ihrer natürlichen Ansprechzeit im Verhältnis zur Fehlerstromcharakteristik kompensieren. Dabei galt: Je höher der Fehlerstrom, desto kürzer die Ansprechzeit. Die für diese elektromechanischen Relais typische Charakteristik wird kurz AMZ (IDMT, Inverse Definite Minimum Time) genannt.

9.2.1.1 IDMT-KENNLINIEN NACH IEC 60255

Es gibt vier gut bekannte Varianten dieser Kennlinien:

- Normal invers
- sehr invers
- Extrem invers
- UK Long Time inverse

Diese Gleichungen und entsprechenden Kennlinien, die für diese Kenngrößen gelten, sind in der Energieversorgungsbranche wohl bekannt.

Normal invers

Die Kennlinie ist allgemein als 3/10-Kennlinie bekannt, d. h., bei einer zehnfachen Einstellung des Stroms und einem TMS von 1 spricht das Gerät in drei Sekunden an.

Die Kennlinie lässt sich durch den folgenden mathematischen Ausdruck definieren:

$$t_{op} = T \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0.02} - 1}$$

Das normale abhängige Zeitverhalten wird weitgehend auf alle Systemspannungen angewandt – als Reserveschutz bei Höchstspannungsanlagen oder als Hauptschutz bei Hoch- und Mittelspannungsnetzen.

In der Regel werden die normalen abhängigen Kennlinien in folgenden Fällen verwendet:

- Es gibt keine weiteren Koordinationsanforderungen für andere Schutzgeräte im Netz, z. B. Sicherungen, thermische Kenngrößen von Transformatoren, Motoren usw.
- Die Fehlerwerte an den nahen und entfernten Enden des Netzes unterscheiden sich nicht wesentlich.
- Es gibt einen minimalen Einschaltstromstoß beim Kaltlast-Ansprechen. Der Kaltlast-Einschaltstrom ist der Strom, der fließt, wenn eine Speiseleitung nach einem längeren Ausfall mit Strom versorgt wird. Im Allgemeinen kann das Gerät nicht so eingestellt werden, dass seine Einstellung über diesem Wert liegt, aber der Strom sollte unter die Einstellung des Geräts fallen, bevor es anspricht.

sehr invers

Dieser Kennlinientyp wird in der Regel verwendet, um eine Zeitselektivität zu erhalten, wenn der begrenzende Gesamtzeitfaktor sehr niedrig ist und der Fehlerstrom zu diesem Zeitpunkt nicht zu stark von den Systembedingungen abweicht. Dies ist besonders nützlich, wenn mit zunehmender Entfernungen von der Stromquelle eine wesentliche Verringerung des Fehlerstroms erfolgt. Die steilere inverse Kennlinie sorgt für längere Zeitstafelungsintervalle. Die Ansprechzeit wird in etwa verdoppelt, wenn die Einstellung vom Sieben- zum Vierfachen der Gerätestromeinstellung herabgesetzt wird. Dies ermöglicht die Verwendung der gleichen Zeitmultiplikatoreinstellung für mehrere in Reihe geschaltete Geräte.

Die Kennlinie lässt sich durch den folgenden mathematischen Ausdruck definieren:

$$t_{op} = T \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_s}\right) - 1}$$

Extrem invers

Bei dieser Kenngröße ist die Ansprechzeit in etwa umgekehrt proportional zum Quadrat des Stroms. Die lange Ansprechzeit des Geräts bei Spitzenwerten des Laststroms machen das Gerät besonders geeignet für die Staffelung mit Sicherungen und auch für den Schutz von Abzweigen, die Einschaltstromspitzen ausgesetzt sind, wie z. B. Speiseleitungen, die Kühlgeräte, Pumpen, Wassererhitzer usw. mit Strom versorgen und auch nach einer längeren Unterbrechung der Stromversorgung angeschlossen bleiben.

In Fällen, in denen die Erzeugung praktisch konstant und die Unterscheidung aufgrund der geringen Impedanz pro Leitungsabschnitt zwischen kurzen Auslösezeiten schwierig ist, kann ein extrem inverses Gerät sehr nützlich sein, da nur eine kleine Differenz des Stroms erforderlich ist, um eine angemessene Zeitdifferenz zu erhalten.

Eine weitere Anwendungsmöglichkeit für dieses Gerät besteht in der Verwendung der automatischen Wiedereinschaltung in Niederspannungsverteilungsstromkreisen. Da die meisten Fehler vorübergehender Natur sind, kann das Gerät so eingestellt werden, dass es vor Ablauf der normalen Ansprechzeit der Sicherung anspricht, wodurch unnötiges Durchbrennen der Sicherung verhindert werden kann.

Wenn der Fehler nach der Wiedereinschaltung andauert, sperrt sich die Wiedereinschaltvorrichtung in geschlossener Stellung selbst und lässt damit zu, dass die Sicherung durchbrennt, wodurch der Fehler behoben wird.

Dieses Verhalten wird auch oft zum Schutz von Anlagen gegen Überhitzung genutzt, da Überhitzung in der Regel als I²t-Funktion behandelt wird.

Diese Kennlinie lässt sich durch den folgenden mathematischen Ausdruck definieren:

$$t_{op} = T \frac{80}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^2 - 1}$$

UK Long Time inverse

Diese Kennlinie hat einen Langzeitverlauf und kann zum Schutz von Sternpunktterdungswiderständen (die normalerweise mit 30 Sekunden bemessen sind) verwendet werden. Die Ansprechzeit des Geräts bei fünffachem Wert der Stromeinstellung beträgt 30 Sekunden bei einem TMS von 1.

Dies kann definiert werden durch:

$$t_{op} = T \frac{120}{\left(\frac{I}{I_s}\right) - 1}$$

In den obigen Gleichungen:

- ist t_{op} die Ansprechzeit
- ist T die Zeitmultiplikatoreinstellung
- Ist I der gemessene Strom
- Ist I_s die Einstellung der Stromschwelle.

Das Verhältnis I/I_s ist manchmal als „M“ oder „PSM“ (Plug Setting Multiplier) definiert.

Diese Kennlinien werden wie folgt dargestellt:

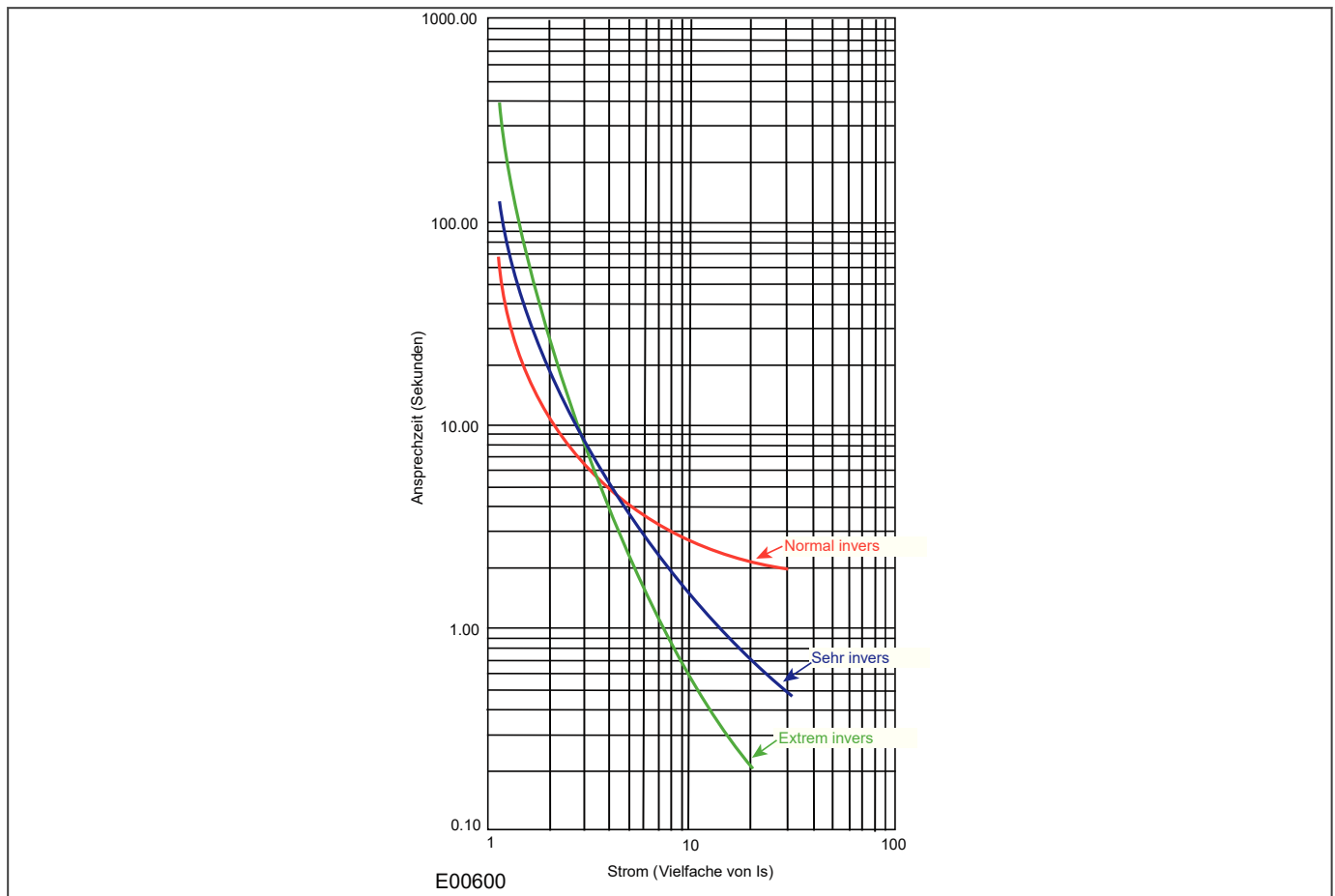


Abbildung 98: IDMT-Kennlinien nach IEC 60255

9.2.1.2 EUROPÄISCHE STANDARDS

Es folgt die Gleichung für den AMZ-Betrieb nach IEC 60255:

$$t_{op} = T \left(\frac{\beta}{M^\alpha - 1} + L \right) + C$$

Es folgt die Gleichung für die AMZ-Rücksetzung nach IEC 60255:

$$t_r = T \left(\frac{\beta}{1 - M^\alpha} \right)$$

Wobei:

- t_{op} ist die Ansprechzeit
- t_r ist die Rücksetzzeit
- T ist der Kennlinienfaktor
- M ist das Verhältnis des gemessenen Stroms geteilt durch den Schwellenstrom (I/I_s).

- β ist eine Konstante, die gewählt werden kann, um den Bedingungen der erforderlichen Kennlinie zu genügen.
- α ist eine Konstante, die gewählt werden kann, um den Bedingungen der erforderlichen Kennlinie zu genügen.
- C ist eine Konstante zum Hinzufügen von Konstantzeit.
- L ist eine Konstante (die normalerweise nur für ANSI/IEEE-Kennlinien verwendet wird).

Es folgen die Werte der Konstanten für die IEC-AMZ-Kennlinien:

Kennlinienbeschreibung	Konstante β	Konstante α	Konstante L
IEC Standard Inverse Operate	0.14	0.02	0
IEC Standard Inverse Reset	8.2	6.45	0
IEC Very Inverse Operate	13.5	1	0
IEC Very Inverse Reset	50.92	2.4	0
IEC Extremely Inverse Operate	80	2	0
IEC Extremely Inverse Reset	44.1	3.03	0
UK Long Time Inverse Operate*	120	1	0
UK Rectifier Operate*	45900	5.6	0

Rapid Inverse (RI)-Kennlinie

Die RI-Betriebskennlinie wird durch folgende Gleichung repräsentiert:

$$t_{op} = K \left(\frac{1}{0.339 - \frac{0.236}{M}} \right)$$

Wobei:

- t_{op} ist die Ansprechzeit
- K ist der Kennlinienfaktor
- M ist das Verhältnis des gemessenen Stroms geteilt durch den Schwellenstrom (I/I_S).

Hinweis:

** Bei Verwendung von UK Long Time Inverse, UK Rectifier oder RI für die Ansprechkenngroße wird die Konstantzeit (DT) immer für die Rücksetzungskenngröße verwendet.*

9.2.1.3 NORDAMERIKANISCHE STANDARDS

Es folgt die Gleichung für AMZ-Betrieb nach IEEE:

$$t_{op} = TD \left(\frac{\beta}{M^\alpha - 1} + L \right) + C$$

Es folgt die Gleichung für die AMZ-Rücksetzung nach IEEE:

$$t_r = TD \left(\frac{\beta}{1 - M^\alpha} \right)$$

Wobei:

- t_{op} ist die Ansprechzeit
- t_r ist die Rücksetzzeit
- TD (Time Dial) ist die Zeitwahleinstellung.
- M ist das Verhältnis des gemessenen Stroms geteilt durch den Schwellenstrom (I/I_s).
- β ist eine Konstante, die gewählt werden kann, um den Bedingungen der erforderlichen Kennlinie zu genügen.
- α ist eine Konstante, die gewählt werden kann, um den Bedingungen der erforderlichen Kennlinie zu genügen.
- C ist eine Konstante zum Hinzufügen von Konstantzeit.
- L ist eine Konstante (die normalerweise nur für ANSI/IEEE-Kennlinien verwendet wird).

Es folgen die Werte der Konstanten für die IEEE-Kennlinien:

Kennlinienbeschreibung	Konstante β	Konstante α	Konstante L
IEEE Moderately Inverse Operate	0.0515	0.02	0.114
IEEE Moderately Inverse Reset	4.85	2	0
IEEE Very Inverse Operate	19.61	2	0.491
IEEE Very Inverse Reset	21.6	2	0
IEEE Extremely Inverse Operate	28.2	2	0.1217
IEEE Extremely Inverse Reset	29.1	2	0
CO8 US Inverse Operate	5.95	2	0.18
CO8 US Inverse Reset	5.95	2	0
CO2 US Short Time Inverse Operate	0.16758	0.02	0.11858
CO2 US Short Time Inverse Reset	2.261	2	0

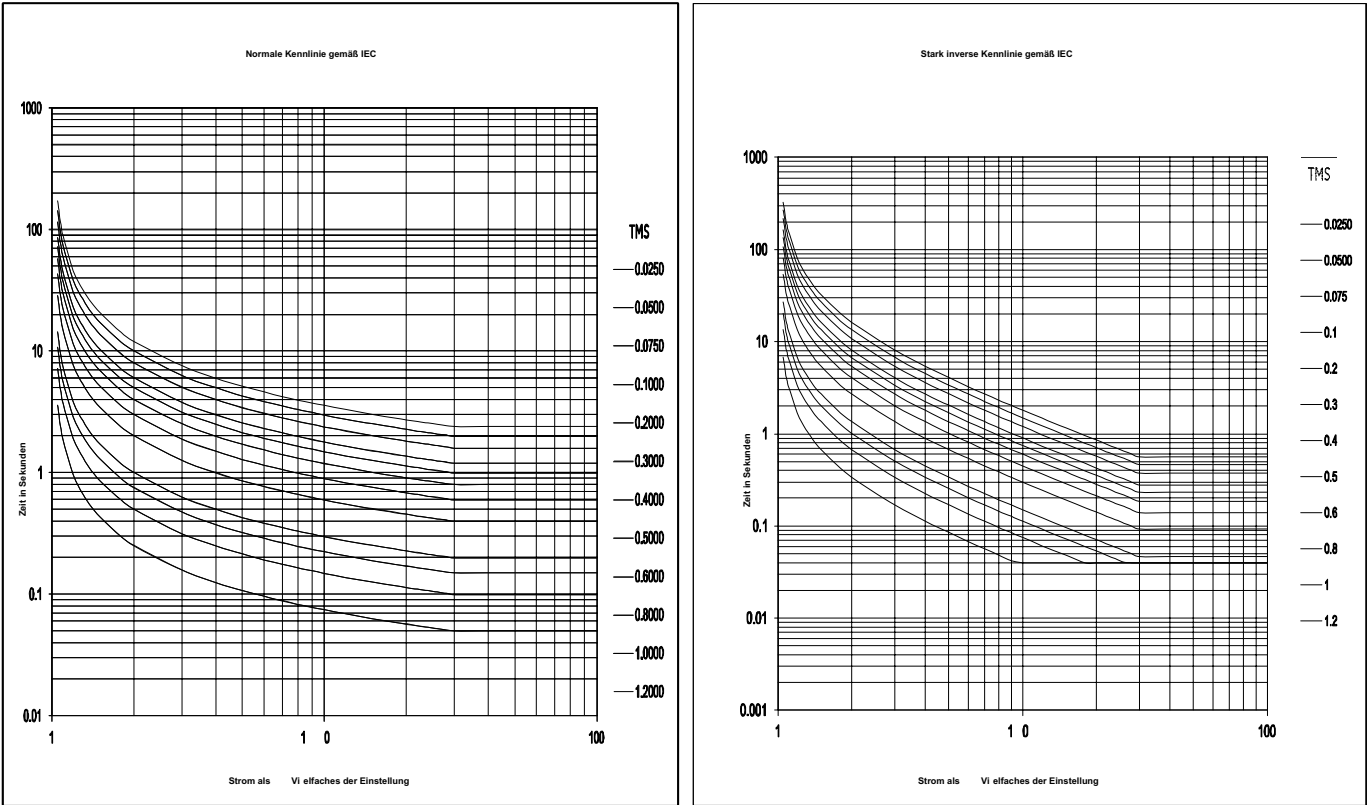
Es folgen die Werte der Konstanten für die ANSI-Kennlinien:

Kennlinienbeschreibung	Konstante β	Konstante α	Konstante L
ANSI Normally Inverse Operate	8.9341	2.0938	0.17966
ANSI Normally Inverse Reset	9	2	0
ANSI Short Time Inverse Operate	0.03393	1.2969	0.2663
ANSI Short Time Inverse Reset	0.5	2	0
ANSI Long Time Inverse Operate	2.18592	1	5.6143
ANSI Long Time Inverse Reset	15.75	2	0

Hinweis:

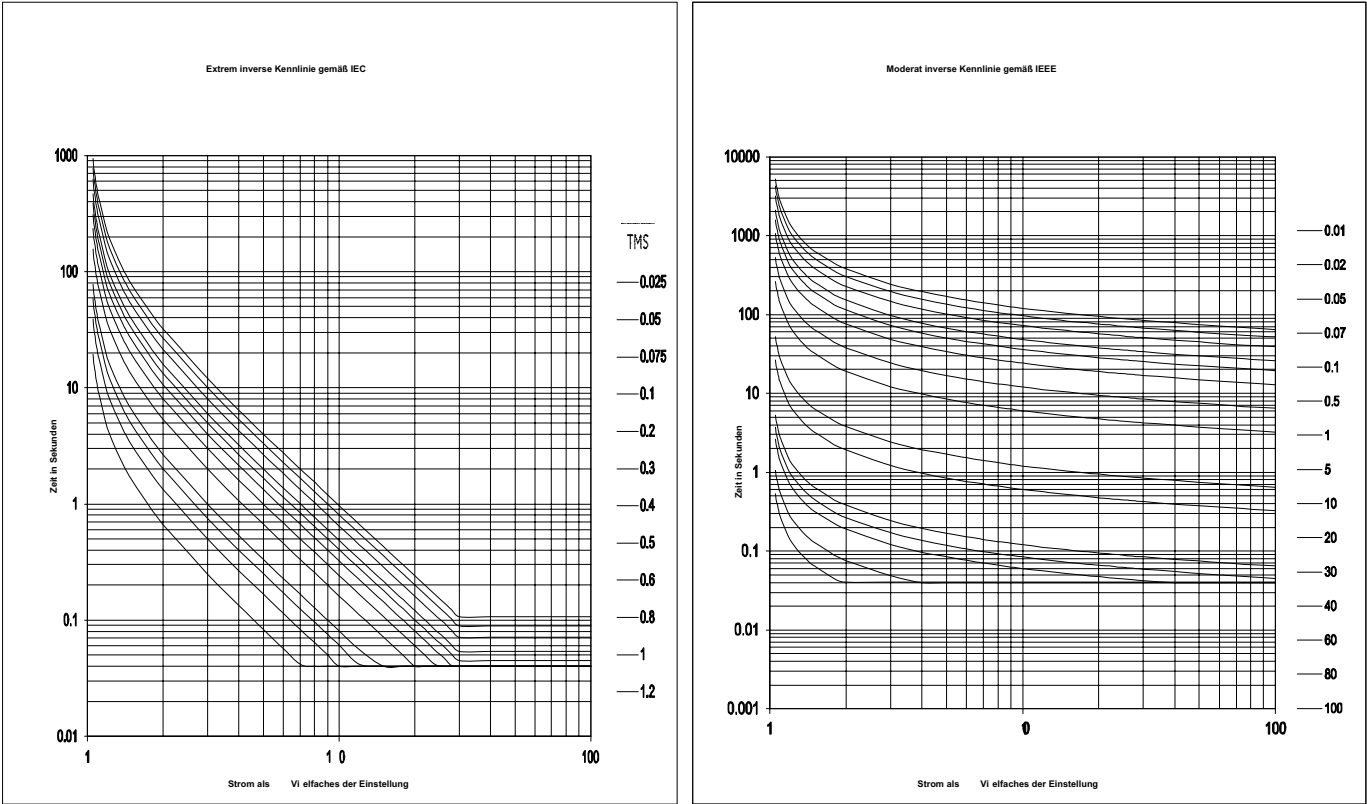
* Bei Verwendung von UK Long Time Inverse oder UK Rectifier für die Ansprechkenngroße wird die Konstantzeit (DT) immer für die Rücksetzungskenngröße verwendet.

9.2.1.4 IEC-KENNLINIEN UND INVERSE IEEE-KENNLINIEN



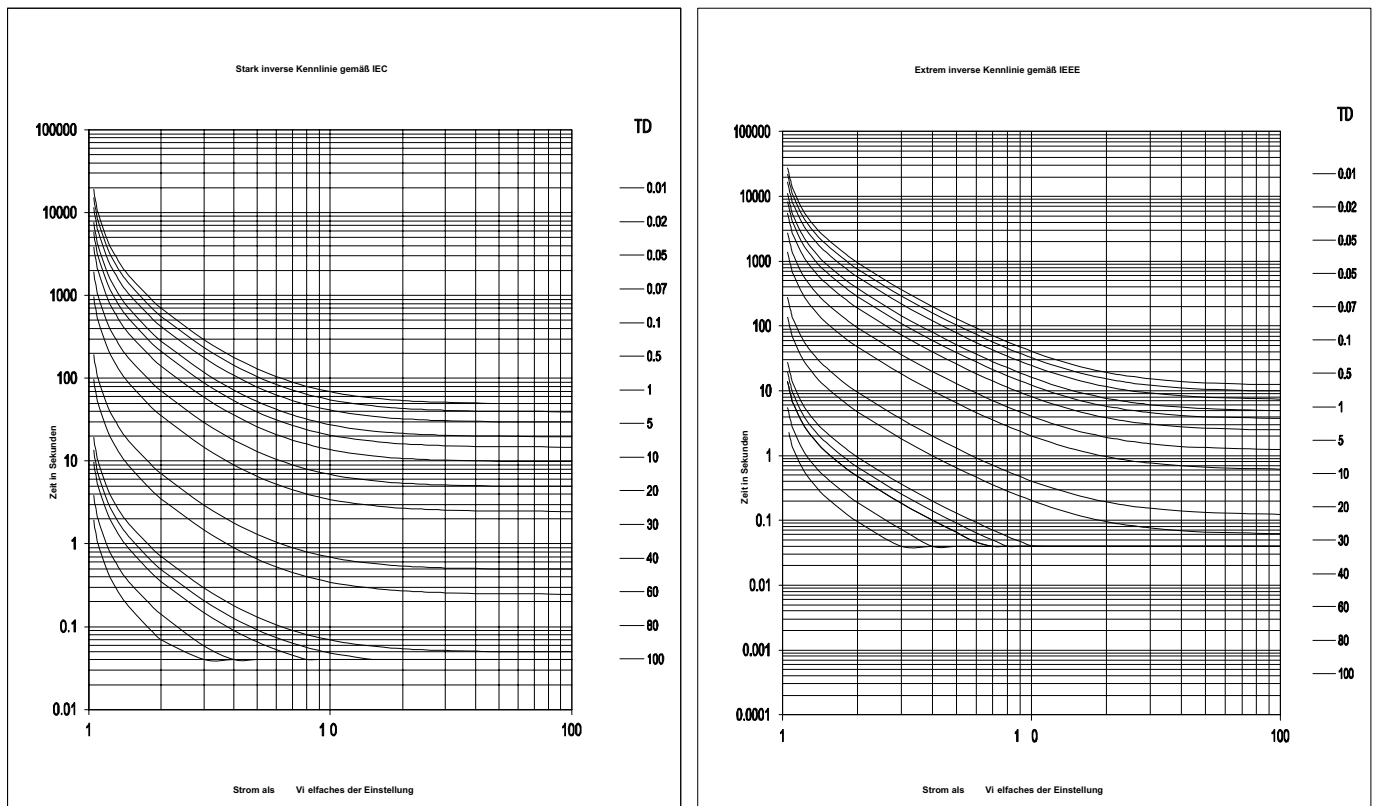
E00757

Abbildung 99: Normale IEC-Kennlinien und sehr inverse Kennlinien



E00758

Abbildung 100: Extrem inverse IEC-Kennlinien und moderate inverse IEEE-Kennlinien



E00759

Abbildung 101: Sehr und extrem inverse IEEE-Kennlinien

9.2.1.5 UNTERSCHIEDE ZWISCHEN DEN NORDAMERIKANISCHEN UND EUROPÄISCHEN STANDARDS

Die IEEE- und US-Kennlinien werden in Bezug auf die Zeiteinstellung anders als die IEC/UK-Kennlinien eingestellt. Für die Einstellung der Laufzeit der IEC-Kennlinien wird ein Kennlinienfaktor verwendet, während für die IEEE/US-Kennlinien eine Zeitwahleinstellung verwendet wird. Das Menü ist so gestaltet, dass die Zelle **I> KI.f.IEEE** nicht sichtbar ist, wenn eine IEC/UK-Kennlinie gewählt wird. Umgekehrt gilt dies auch für die TMS-Einstellung. Sowohl für Kennlinien des Typs IEC als auch des Typs IEEE/US ist eine Einstellung zum Hinzufügen von Konstantzeit verfügbar. Anhand dieser Einstellung kann die Laufzeit der Kennlinien mithilfe des festgelegten Werts erhöht werden.

9.2.2 PRINZIPIEN DER IMPLEMENTIERUNG

Die diversen Schutzgeräte bieten vielfältige Schutzfunktionen. Trotz dieser Vielfalt gibt es Gemeinsamkeiten bei der Implementierung der Schutzfunktionen. Eine Beschreibung einiger dieser Grundfunktionen ist erforderlich, bevor die einzelnen Schutzfunktionen eingehend erläutert werden.

Das folgende Diagramm ist eine vereinfachte Darstellung einer Schutzfunktion:

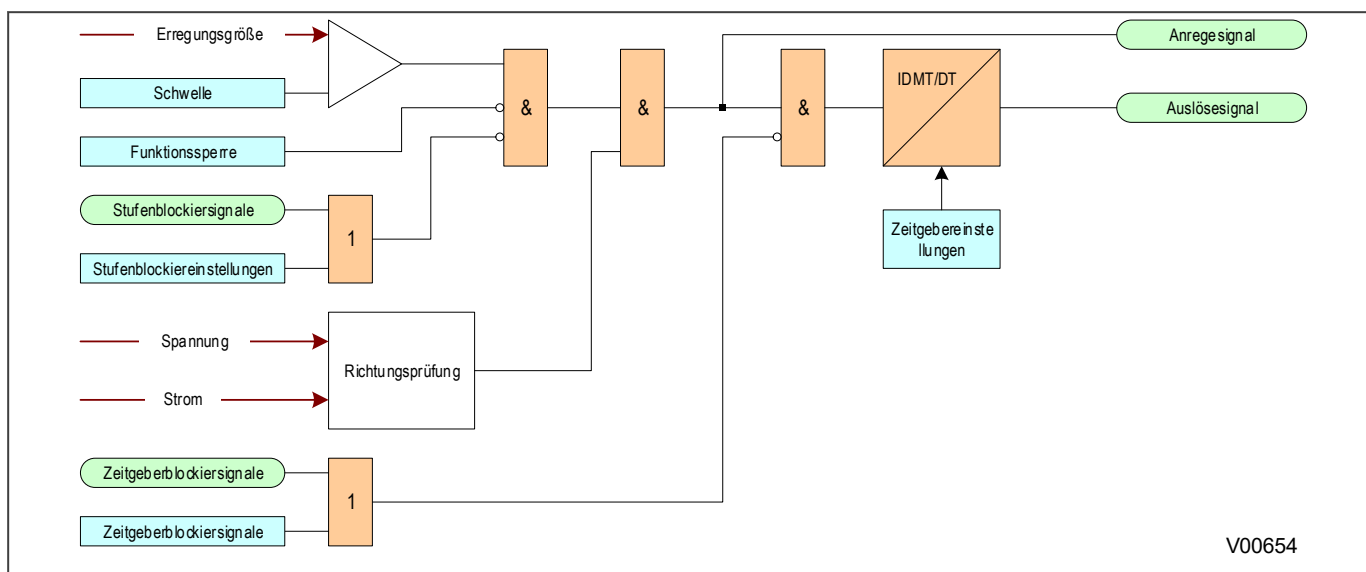


Abbildung 102: Prinzip der Implementierung von Schutzfunktionen

Eine Anregungsgröße ist entweder ein Spannungseingang von einem Spannungswandler, ein Stromeingang von einem Stromwandler oder eine andere Größe, die von einem oder beiden dieser Eingänge abgeleitet wird. Die Anregungsgrößen werden aus dem Energieversorgungsnetz gewonnen. Die Signale werden in digitale Größen umgewandelt, wonach sie vom internen Prozessor des Schutzgeräts verarbeitet werden können.

Eine Anregungsgröße – ganz gleich, ob es sich dabei um einen Strom, eine Spannung, eine Frequenz oder eine Phasengröße handelt – wird mit einem Schwellenwert verglichen, der je nach Funktion einstellbar oder unveränderlich sein kann. Wenn die Größe die Schwelle (bei vergleichsweise hohen Werten) überschreitet oder (bei vergleichsweise niedrigen Werten) unter die Schwelle fällt, wird ein Signal erzeugt, das zum Anregesignal der betreffenden Schutzfunktion wird, wenn es mit den verschiedenen Sperr- und Blockierfunktionen verknüpft wird. Dieses Anregesignal wird in der Fixed Scheme Logic (FLS) und in der programmierbaren Logik (PSL) für die weitere Verarbeitung generell verfügbar gemacht. Zudem wird es über eine Zeitgeberfunktion weitergegeben, wodurch das Auslösesignal erzeugt wird. Die Zeitgeberfunktion kann je nach Funktion eine IDMT-Kennlinie oder eine Konstantzeitverzögerung sein. Dieser Zeitgeber kann auch durch entsprechende Blockiersignale und Einstellungen blockiert werden. Der Zeitgeber kann mithilfe bestimmter Einstellungen konfiguriert werden, um Parameter wie beispielsweise den Kennlinientyp, den Kennlinienfaktor, die AMZ-Konstanten, die Konstantzeitverzögerung usw. zu definieren.

Die Geräte von GE Vernova bieten in der Regel mehrere unabhängige Stufen für jede der Funktionen. Bei Dreiphasenfunktionen stehen in der Regel unabhängige Stufen für jede der drei Phasen zur Verfügung.

Manche Stufen verwenden eine Inverse Definite Minimum Time (IDMT)-Zeitgeberfunktion, während andere eine Konstantzeitfunktion verwenden. Wenn die Konstantzeit-Verzögerung auf „0“ gesetzt ist, handelt es sich um eine „unverzögerte“ Funktion. In vielen Fällen wird der Begriff „unverzögerter Schutz“ im weiteren Sinne gebraucht, um Konstantzeit-Schutzstufen zu beschreiben, selbst dann, wenn die Stufe eventuell theoretisch nicht unverzögert ist.

Viele Schutzfunktionen erfordern eine richtungsabhängige Entscheidung. Solche Funktionen können nur dann implementiert werden, wenn sowohl Spannungs- als auch Stromeingänge verfügbar sind. Bei Verwendung solcher Funktionen ist eine Richtungsprüfung erforderlich, wodurch das Anregesignal blockiert werden kann, wenn die Richtung des Fehlers falsch sein sollte.

Hinweis:

In den logischen Diagrammen und im beschreibenden Text reicht es normalerweise aus, die erste Stufe zu zeigen, da die Auslegungsprinzipien für nachfolgende Stufen normalerweise gleich (oder zumindest sehr ähnlich) sind. Wenn Unterschiede zwischen den Funktionen der verschiedenen Stufen bestehen, wird dies deutlich angezeigt.

9.2.2.1 ZEITGEBER-HALTEFUNKTION

Die Zeitgeber-Haltefunktion ist nur bei Stufen mit AMZ-Funktion verfügbar und wird durch die Zeitgeber-Rücksetzungseinstellungen der jeweiligen Stufen gesteuert (beispielsweise **I>1 RückstZeit**, **I>2 RückstZeit**). Diese Felder sind nicht für die IEEE/US-Kennlinien sichtbar, wenn eine inverse Zeitrücksetzungskenngröße gewählt wurde, da die Rücksetzungszeit in diesem Falle durch die Zeitwahleinstellung bestimmt wird.

Diese Funktion kann bei bestimmten Anwendungen nützlich sein, beispielsweise bei der Staffellung mit vorgeordneten elektromechanischen Überstromrelais, die eine eigene Rücksetzungsverzögerung aufweisen. Wenn Sie den Haltezeitgeber auf einen anderen Wert als Null setzen, wird die Rücksetzung der Schutzelement-Zeitgeber um die entsprechende Dauer verzögert. Dadurch verhält sich das Element ähnlich wie ein elektromechanisches Relais. Wenn Sie den Haltezeitgeber auf null setzen, wird der Überstromzeitgeber der betreffenden Stufe zurückgesetzt, sobald der Strom unter einen bestimmten prozentualen Wert der Stromeinstellung (normalerweise 95 Prozent) fällt.

Eine andere Situation, in der die Zeitgeber-Haltefunktion zur Verkürzung der Fehlerbeseitigungszeiten eingesetzt werden kann, sind intermittierende Fehler. Dies kann beispielsweise bei einem kunststoffisolierten Kabel der Fall sein. Bei dieser Anwendung ist es möglich, dass die Fehlerenergie die Kabelisolation zum Schmelzen bringt und dann wieder abdichtet, wodurch der Fehler verschwindet. Dieser Vorgang wiederholt sich und führt zu einer Folge von Fehlerstromimpulsen, wobei die Dauer der Impulse zunimmt und die Intervalle zwischen den Impulsen kürzer werden, bis der Fehler permanent wird.

Wenn die Rücksetzung unverzögert stattfindet, wird das Gerät wiederholt zurückgesetzt und kann erst dann auslösen, wenn der Fehler permanent wird. Durch die Verwendung der Zeitgeber-Haltefunktion integriert das Schutzgerät die Fehlerstromimpulse und verkürzt dadurch die Fehlerbehebungszeit.

9.2.3 STABILISIERUNG DES MAGNETISIERUNGSEINSCHALTSTROMS

Immer dann, wenn sich die Magnetisierungsspannung abrupt verändert (z. B. wenn ein Transformator anfangs an eine Wechselstromquelle angeschlossen wird), kann daraus ein starker Stromstoß durch die primäre Wicklung resultieren. Dies wird als Einschaltstrom bzw. Einschaltstromstoß bezeichnet.

Bei einem idealen Transformator steigt der Magnetisierungsstrom ebenfalls auf etwa das Zweifache seines normalen Spitzenwerts an, wodurch die magnetische Spannung erzeugt wird, die zur Erzeugung dieses Flusses benötigt wird, der höher als normal ist. Die meisten Transformatoren haben jedoch nicht genügend Spielraum zwischen den Spitzen des normalen Flusses und den Sättigungsgrenzen, um eine Sättigung bei einem Zustand wie diesem zu vermeiden. Darum wird der Kern sehr wahrscheinlich während dieses ersten Spannungshalbzyklus gesättigt. Während der Sättigung werden unproportionale Werte der magnetischen Spannung benötigt, um magnetischen Fluss zu erzeugen. Das bedeutet, dass der Wicklungsstrom, der die magnetische Spannung erzeugt, die Fluss im Kern verursacht, auf einen Wert ansteigen kann, der weit über seinem stationären Spitzenwert liegt. Außerdem kann das Problem größer werden, wenn der Transformator im Moment des Einschaltens Restmagnetismus in seinem Kern hat.

Die folgende Abbildung zeigt das Phänomen des Magnetisierungsstromstoßes:

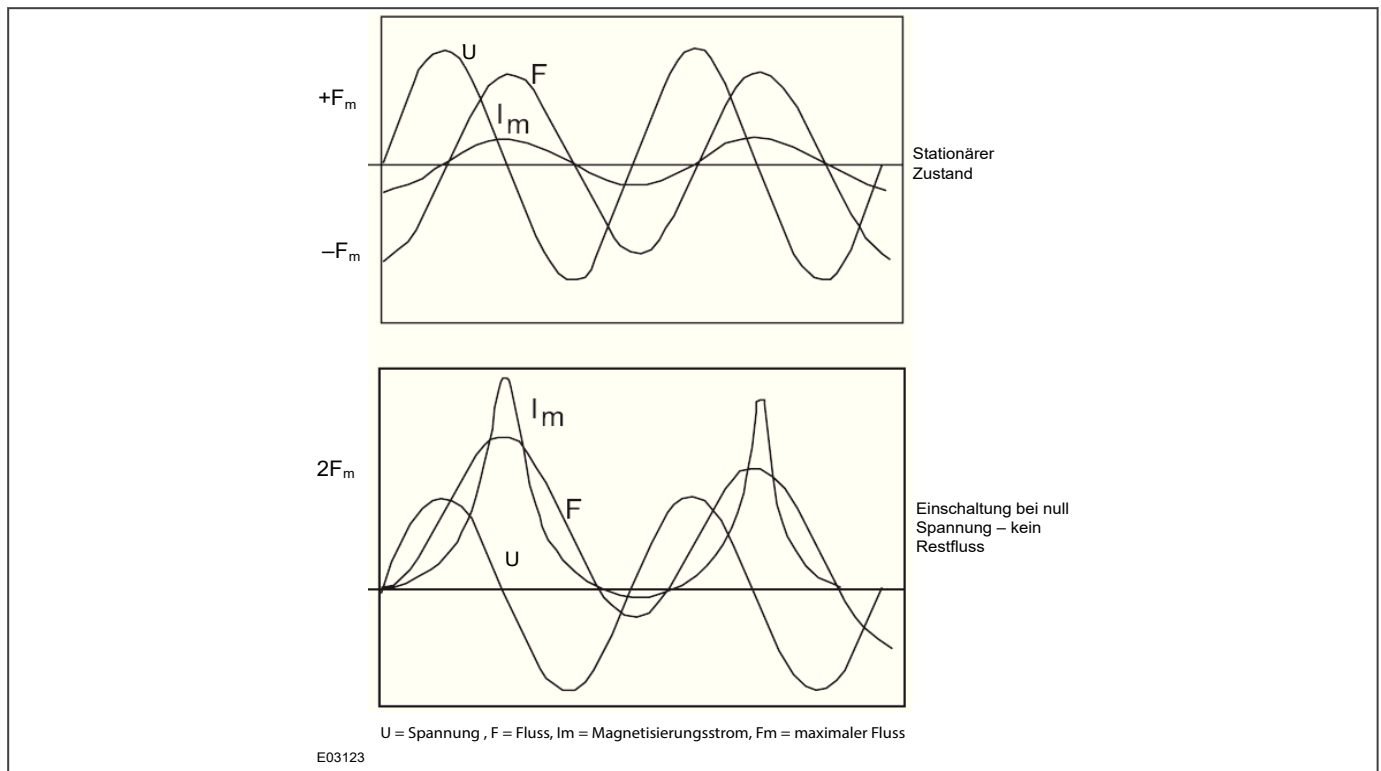


Abbildung 103: Phänomen des Magnetisierungseinschaltstroms

Die Hauptmerkmale des Magnetisierungseinschaltstroms sind:

- Höherer Betrag als der des Transformatornennstroms
- Enthält Oberwellen und GS-Verlagerungen
- viel längere Zeitkonstante als die des GS-Verlagerungsanteils des Fehlerstroms

Der Einschaltstrom ist ein regelmäßig wiederkehrendes Phänomen, das nicht als Fehler betrachtet werden sollte, da es nicht sinnvoll ist, dass das Schutzgerät einen Auslösebefehl ausgibt, wenn ein Transformator zu einem ungünstigen Zeitpunkt im Eingangsspannungszyklus eingeschaltet wird. Dies stellt ein Problem für das Schutzgerät dar, da das Schutzgerät bei einem internen Fehler immer auslösen sollte. Das Problem ist, dass typische interne Transformatorfehler Überströme erzeugen können, die nicht unbedingt größer als der Einschaltstrom sind. Außerdem zeigen sich Fehler meist beim Einschalten, was auf die hohen Einschaltströme zurückzuführen ist. Aus diesem Grunde wird ein Mechanismus gebraucht, der zwischen Fehlerstrom und Einschaltstrom unterscheiden kann. Aufgrund der unterschiedlichen Naturen der jeweiligen Ströme ist dies möglich. Die Wellenform eines Einschaltstroms ist reich an Harmonischen, insbesondere zweiten Harmonischen, während ein interner Fehlerstrom nur aus dem Grundanteil besteht. Daher können wir eine Stabilisierungsmethode entwickeln, die auf dem Anteil der zweiten Harmonischen des Einschaltstroms basiert. Der Mechanismus, mit dem dies erreicht wird, wird als Blockierung der zweiten Harmonischen bezeichnet.

9.3 PHASENÜBERSTROMSCHUTZ

Phasenstromfehler sind Fehler, bei denen Fehlerstrom zwischen zwei oder mehreren Phasen eines Stromversorgungssystems fließt. Der Fehlerstrom kann nur zwischen den Phasenleitern oder zwischen zwei oder mehreren Phasenleitern und Erde fließen.

Obwohl Phasenfehler nicht so häufig wie Erdfehler (einzelne Phase zu Erde) auftreten, sind sie in der Regel schwerwiegender.

9.3.1 PHASENÜBERSTROMSCHUTZ FÜR LEISTUNGSTRANSFORMATOREN

Ein externer Fehler an einem Leistungstransformator kann zu Schaden am Transformator führen. Wenn der Fehler nicht sofort beseitigt wird, kann die daraus resultierende Überlastung des Transformators zu starker Überhitzung und Ausfall führen. Überstromelemente können verwendet werden, um eine Sammelschiene oder Leitung des Transformators von Fehlern zu befreien, bevor der Transformator beschädigt wird.

Bei internen Fehlern am Transformator ist der Überstromschutz weniger wirksam, da empfindliche Einstellungen und kurze Ansprechzeiten in der Regel nicht möglich sind.

Empfindliche Einstellungen sind nicht möglich, da für das Ansprechen eine Überlastung des Transformators zugelassen werden muss. Kurze Ansprechzeiten sind aufgrund der erforderlichen Staffelung für die nachgeordneten Überstromschutzgeräte nicht möglich.

9.3.2 IMPLEMENTIERUNG VON PHASENÜBERSTROMSCHUTZ

Das Gerät bietet drei Überstromelemente für Reserve-Phasenüberstromschutz. Jedes Element bietet vier Stufen des ungerichteten oder gerichteten Dreiphasen-Überstromschutzes mit unabhängigen Zeitverzögerungskenngrößen. Mit den Einstellfeldern **Überstrom 1**, **Überstrom 2** und **Überstrom 3** in der Spalte **ÜBERSTROM** des relevanten Parametersatzes können Sie die Überstromansprechgröße für jedes der Elemente auswählen. Sie können jedes Element als *T1*, *T2*, *T3*, *T4*, *T5*, *OW Wickl*, *UW Wickl* oder *TW Wickl* definieren. Die OW-, UW- und TW-Wicklungen bilden die Vektorsummen der StW-Eingänge, die zu der betreffenden Wicklung gehören.

Alle Überstrom- und Richtungseinstellungen gelten für alle drei Phasen, gelten aber unabhängig für jede der vier Stufen. Sie können das Überstromelement nur dann als gerichtet definieren, wenn der Dreiphasen-SpW-Eingang im P643/5 zur Verfügung steht und zwei Einphasen-SpW-Eingänge im P642 zur Verfügung stehen. Sie können den SpW jeder der OW, UW- oder TW-Wicklungen zuweisen. Daher sind die gerichteten Überstromelemente für die Stromeingänge verfügbar, die der Wicklung zugeordnet sind, welcher der SpW-Eingang zugewiesen ist.

Die ersten beiden Stufen des Überstromschutzes sind zeitverzögert, was Sie mit IDMT oder Konstantzeit definieren können. Die dritte und vierte Überstromstufe ist ausschließlich unabhängig verzögert.

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

- **I>(n) Funktion** für die Überstrom-Ansprechkenngröße
- **I>1 Kennl.Rückst** für die Überstrom-Rücksetzungskenngröße (nur IEEE-Kennlinien)

, wobei (n) die Nummer der Stufe ist.

Die IDMT-fähigen Stufen (1 und 2) haben zudem eine Zeitgeber-Haltfunktion. Dies wird mithilfe der Felder **I>(n) Rücksetzzeit** konfiguriert, wobei (n) die Nummer der Stufe ist. Dies gilt nicht für Kennlinien, die auf dem IEEE-Standard basieren.

Hinweis:
Die Stufen 3 und 4 können nur Konstantzeit-Kenngrößen haben.

9.3.3 AUSWÄHLEN DER STROMEINGÄNGE

Das P642 hat zwei Stromanschlusseingänge (T1 und T2), das P643 hat bis zu drei Stromanschlusseingänge (T1 bis T3) und das P645 hat bis zu fünf Stromanschlusseingänge (T1 bis T5).

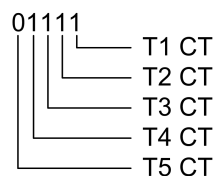
Beim P642 verbinden Sie einen Stromanschlusseingang mit der Hochspannungswicklung (OW) und den anderen mit der Niederspannungswicklung (UW).

Bei P643 und P645 können Sie mehrere Stromanschlusseingänge mit bestimmten Wicklungen verbinden. Wenn mehrere Stromwandleranschlüsse mit einer Wicklung verbunden sind, verwendet der Eingang zur Differentialschutzfunktion die Vektorsumme der Stromanschlusseingänge (pro Phase) zur Berechnung für die betreffende Wicklung.

Sie verbinden diese Stromeingänge mit den Systemwandlerwicklungen, indem Sie wie folgt die Einstellungen **Anschl.OW StW.**, **Anschl.UW StW.** und **Anschl.TW StW.** in der Spalte **SYSTEM CONFIG** verwenden:

Einstellung	P642	P643	P645
Anschl.OW StW.	01	001 011	00001 00011 00111 01011 01111
Anschl.UW StW.	10	100 110	10000 11000 11100 11010 11110
Anschl.TW StW.		010	00100 01100 00110 01110

Dabei entsprechen die Anschlüsse T1 bis T5 den Bits in der Binärzeichenfolge wie folgt (1 = wird verwendet, 0 = wird nicht verwendet). Die Bitfolge beginnt mit T1 auf der rechten Seite. Beispiel:



Wenn ein StW mehreren Wicklungen zugewiesen ist, wird eine Warnung ausgegeben (**StW Auswahl Wrng**). Sobald dieses DDB-Signal aktiviert ist, wird auch der Schutz blockiert.

Wicklungsbeziehungen für P643

Wenn der OW-Wicklung ein Überstromelement zugewiesen ist, steht die zugehörige Einstellung **I>(n) Strom Einst** in Relation zu „X1 StW“. Demzufolge wird **I>(n) Strom Einst** beeinflusst, wenn die Einstellung „X1 StW“ geändert wird.

Dasselbe gilt für die UW-Wicklung und die zugehörige Einstellung „X3 StW“ sowie für die TW-Wicklung und die zugehörige Einstellung „X2 StW“.

Wicklungsbeziehungen für P645

Wenn der OW-Wicklung ein Überstromelement zugewiesen ist, steht die zugehörige Einstellung **I>(n) Strom Einst** in Relation zu „X1 StW“. Demzufolge wird **I>(n) Strom Einst** beeinflusst, wenn die Einstellung „X1 StW“ geändert wird.

Dasselbe gilt für die UW-Wicklung und die zugehörige Einstellung „X5 StW“ sowie für die TW-Wicklung und die zugehörige Einstellung „X3 StW“.

9.3.4 LOGIK DES UNGERICHTETEN ÜBERSTROMSCHUTZES

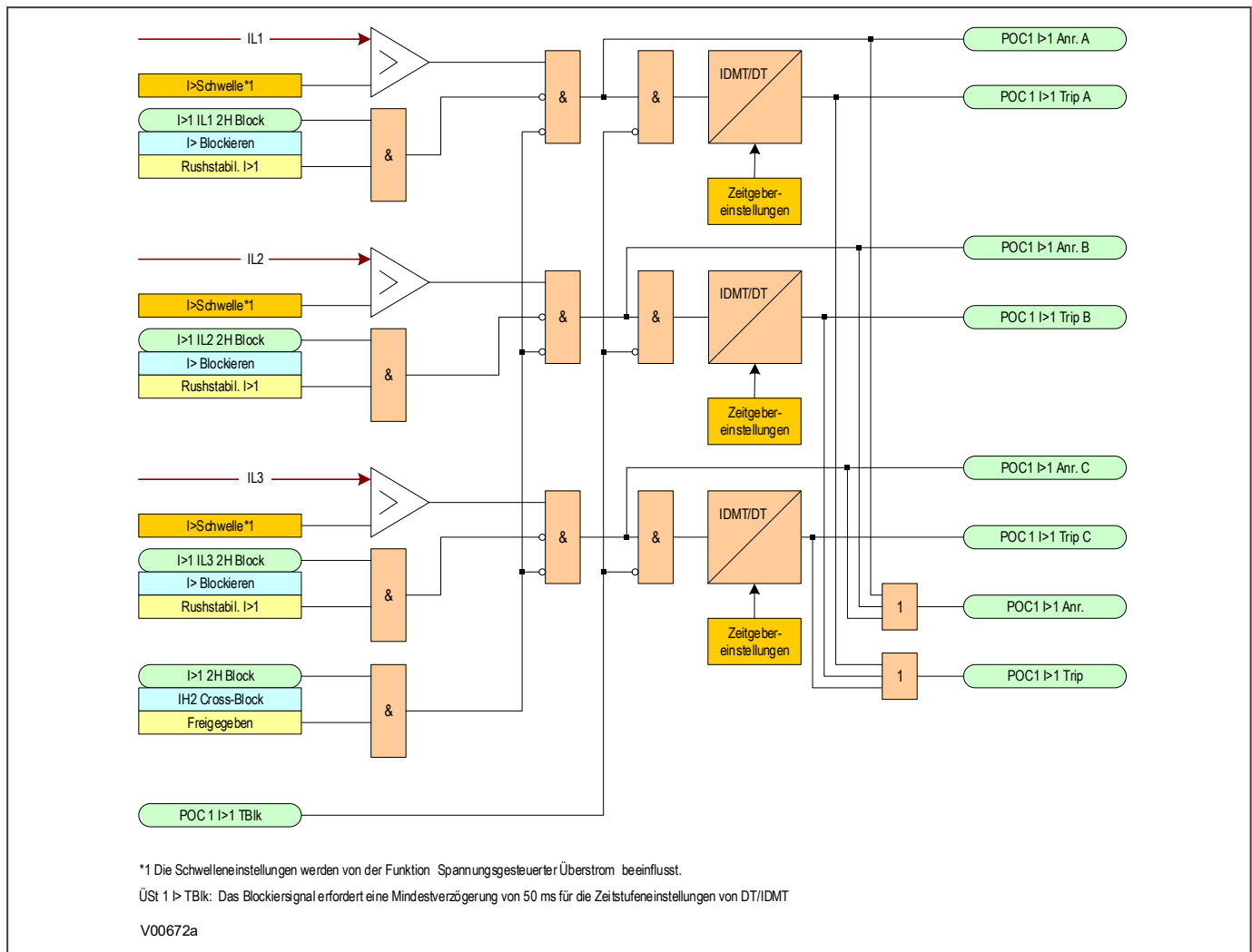


Abbildung 104: Logikschaltplan für ungerichteten Überstromschutz

Phasenüberstrommodule sind Pegeldetektoren, die erkennen, wann der Strom eine festgelegte Schwelle überschreitet. Wenn dies geschieht, gibt das betreffende Phasenüberstrommodul ein Signal aus, das mit Blockiersignalen verknüpft wird, wodurch ein Anregesignal erzeugt wird. Dieses Anregesignal wird mit anderen Blockiersignalen verknüpft und dann an das AMZ/-Konstantzeit-Zeitgebermodul übermittelt. Es wird außerdem dem Benutzer direkt zur Verwendung in der programmierbaren Logik zur Verfügung gestellt. Für jede Stufe gibt es drei Phasenüberstrommodule, und zwar eines für jede Phase. Die drei Anregesignale von jeder der drei Phasen werden durch eine ODER-Bedingung miteinander verbunden, wodurch ein Dreiphasen-Anregesignal erzeugt wird.

Die Ausgänge der AMZ/Konstantzeit-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.

Die AMZ/Konstantzeit-Zeitgebermodule können blockiert werden durch:

- Ein Blockiersignal des Phasenüberstrom-Zeitgebers (**I>(n) Timer Block**)

Wenn eines der oben genannten Signale im Zustand H (hoch) ist oder in den Zustand H übergeht, bevor der Zeitgeber abgelaufen ist, wird das AMZ/Konstantzeit-Zeitgebermodul gesperrt (bzw. zurückgesetzt), bis das Blockiersignal wieder im Zustand L (niedrig) ist. Es gibt verschiedene Blockiersignale des Phasenüberstrom-Zeitgebers, die von jeder Überstromstufe unabhängig sind.

Das Anreagesignal kann blockiert werden durch:

- Die Blockierung der zweiten Harmonischen bei einer einzelnen Phase oder bei allen drei Phasen. Die relevanten Bits werden in der Zelle **I> Blocking** gesetzt und mit den relevanten DDB-Signalen für die Blockierung der zweiten Harmonischen verbunden.

Der Datentyp G14 wird für die Einstellung **I>Blocking** verwendet:

Bitnummer	Funktion I> Blockieren
Bit 0	SpWÜ-Block I>1
Bit 1	SpWÜ-Block I>2
Bit 2	SpWÜ-Block I>3
Bit 3	SpWÜ-Block I>4
Bit 4	Rushstabil. I>1
Bit 5	Rushstabil. I>2
Bit 9	Rushstabil. I>3
Bit 10	Rushstabil. I>4

Diese können über das Bedienfeld oder die Anwendungssoftware für Einstellungen gesetzt werden.

Die Einstellung der Phasenüberstromschwelle kann durch die spannungsgesteuerten Überstromfunktionen beeinflusst werden (sofern diese Funktionen verfügbar sind und verwendet werden).

9.3.5 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 $+95^\circ$ eingestellt werden.

Eine Richtungsprüfung wird mit folgenden Kriterien durchgeführt:

Vorwärts gerichtet

$$-90^\circ < (\text{Winkel (I)} - \text{Winkel (U)} - \text{RCA}) < 90^\circ$$

Rückwärts gerichtet

$$-90^\circ > (\text{Winkel (I)} - \text{Winkel (U)} - \text{RCA}) > 90^\circ$$

9.3.5.1 IMPLEMENTIERUNG DER RICHTUNGSBESTIMMUNG

Für alle Phasenüberstromstufen des Geräts ist ein Richtungselement verfügbar. Diese sind in den Feldern zur Richtungseinstellung für die betreffende Stufe zu finden (d. h. **I>1 Gerichtet**, **I>2 Gerichtet**). Die Felder können auf „Ungerichtet“, „Vorwärts gerichtet“ oder „Rückwärts gerichtet“ gesetzt werden.

Bei Fehlerzuständen im Netz eilt der Fehlerstromvektor seiner Nennphasenspannung um einen Winkel nach, der vom X/R-Verhältnis des Netzes abhängig ist. Daher muss das Gerät bei Strömen, die in diesem Bereich liegen, mit maximaler Empfindlichkeit arbeiten. Dies wird mithilfe der Einstellung des charakteristischen Winkels (RCA) erreicht. Diese Einstellung dient zum Definieren des Winkels, durch den der angelegte Strom von der angelegten Spannung verschoben werden muss, um maximale Empfindlichkeit zu erhalten. Dies wird im Feld **I>Char. Winkel** festgelegt. Charakteristische Winkel können überall im Bereich von -95° bis $+95^\circ$ festgelegt werden.

Im P642 kann der standardmäßige Einphasen-SpW-Eingang durch einen optionalen Einphasen-SpW ergänzt werden, der verwendet werden kann, um einige der Überstromschutzelemente zu richten. Diese Verbindung ist auf den Schaltplänen dargestellt und wird als „U₂₃ OPTIONAL“ bezeichnet. Die Einstellungen für den optionalen SpW-Eingang, die zum Richten der Überstromelemente verwendet werden können, sind die gleichen wie die für den Übererregungseingang und sind durch die Einstellungen **Aux' VT Location**, **Aux' VT Primary** und **Aux' VT Sec'y** in der Spalte **STW&SPW-VERHÄLTN** beschrieben.

In P643 und P645 kann der standardmäßige Einphasen-SpW-Eingang durch einen optionalen Dreiphasen-SpW-Eingang ergänzt werden, der verwendet werden kann, um einige der Überstromschutzelemente zu richten. Diese Verbindung ist auf den Schaltplänen dargestellt und wird als „OPTIONAL“ bezeichnet. Die Einstellungen für den optionalen SpW-Eingang, die zum Richten der Überstromelemente verwendet werden können, sind die gleichen wie die in den Einstellungen **SpgW Einbauort**, **Haupt-SpW Prim** und **Haupt-SpW Sekund** in der Spalte **STW&SPW-VERHÄLTN**.

Die Überstromelemente, die gerichtet werden können, sind jene, die zu den Wicklungen gehören, denen die optionalen SpW zugewiesen sind. Sie können nur Überstromelemente richten, die zu den Wicklungen gehören, denen der optionale Eingang zugewiesen ist.

Um gerichteten Überstrom bereitzustellen müssen Sie:

- die entsprechende SpW-Option verwenden
- Verbinden Sie den SpW-Eingang mit der Wicklung, für die Sie gerichteten Schutz einrichten möchten, UND weisen Sie den optionalen SpW-Eingang der betreffenden Wicklung in der Spalte **STW&SPW-VERHÄLTN** zu.
- den Überstrom auf „gerichtet“ setzen (entweder vorwärts oder rückwärts).

Ebenso wie Sie einen bestimmten Wicklungsstrom bei Modellen mit mehr als zwei Wicklungseingängen richten können, ist dies auch bei einzelnen Eingängen möglich, wenn diese der betreffenden Wicklung zugewiesen sind.

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 Polarisierung, 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 unverzüglich oder zeitverzögert gerichteten Überstromelemente selbst dann weiter arbeiten können, wenn alle drei Phasenspannungen zusammengebrochen sind.

9.3.5.2 LOGIK DES GERICHTETEN ÜBERSTROMSCHUTZES

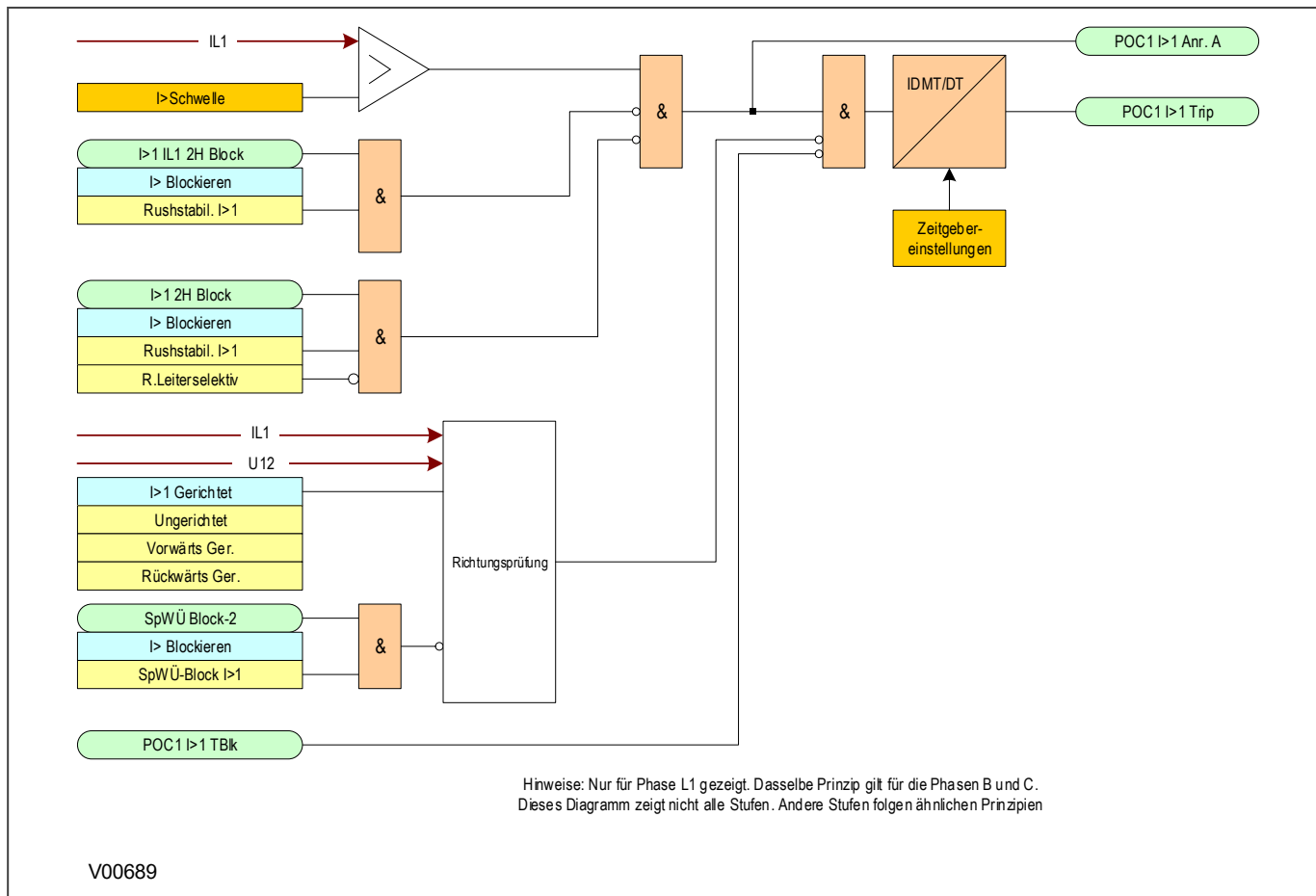


Abbildung 105: Diagramm der Logik des gerichteten Überstromschutzes

Die Logik des gerichteten Überstromschutzes funktioniert in gleicher Weise wie die ungerichtete Logik, mit der Ausnahme, dass eine Funktion zur Richtungsprüfung zur Verfügung steht, deren Anwendung folgende Kriterien voraussetzt:

- Vorwärts gerichtet: $-90 < (\text{Winkel}(I) - \text{Winkel}(V) - \text{RCA}) < 90$
- Rückwärts gerichtet: $-90 > (\text{Winkel}(I) - \text{Winkel}(V) - \text{RCA}) > 90$

Es folgen die Polarisierungsspannungen für jede Phase:

Phase des Schutzes	Ansprechstrom	Polarisierungsspannung
Phase L1	IL1	U23
Phase L2	IL2	U31
Phase L3	IL3	U12

Wenn das Element als Richtungselement definiert wurde, steht die Blockierung der Spannungswandlerüberwachung (SpWÜ Block) zur Verfügung (Zelle **I>Blocking**). Wenn das entsprechende Bit auf 1 gesetzt ist, wird die Stufe, sofern sie gerichtet ist, durch die Aktivierung der Spannungswandlerüberwachung (SpWÜ) gesperrt. Wenn auf 0 gesetzt, kehrt die Stufe nach Ansprechen der Spannungswandlerüberwachung zum ungerichteten Betrieb zurück.

9.3.6 ANWENDUNGSHINWEISE

9.3.6.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Die abhängige Charakteristik für Überstrom auf der OW-Seite des Transformators muss mit der abhängigen Charakteristik für Überstrom auf der UW-Seite gestaffelt sein, die wiederum mit den abgehenden UW-Schaltungen gestaffelt sein muss. Die Überstromfunktion bietet begrenzten Schutz bei internen Transformatorfehlern, da empfindliche Einstellungen und kurze Ansprechzeiten in der Regel nicht möglich sind. Empfindliche Einstellungen sind nicht möglich, da für das Ansprechen eine Überlastung des Transformators zugelassen werden muss. Kurze Ansprechzeiten sind aufgrund der erforderlichen Staffelung für die nachgeordneten Überstromschutzgeräte nicht möglich. Um kurze Ansprechzeiten zu erlauben, sind unverzögerte Überstromfunktionen mit geringer transienter Überreichweite erforderlich.

Das Ansprechen des zeitverzögerten Überstromelements kann auf 125 bis 150 Prozent der maximalen MVA-Leistung eingestellt werden, um eine Überlastung des Transformators gemäß IEEE Std. C37.91-2000 zu erlauben.

Laut Empfehlung von IEEE Std. C37.91-2000 sollte das unverzögerte Überstromelement so eingestellt werden, dass es bei einem Wert anspricht, der über dem maximalen asymmetrischen Durchgangsfehlerstrom liegt. Es handelt sich normalerweise um den Durchgangsfehlerstrom des Transformators bei einem Dreiphasen-Fehler auf der UW-Seite. Bei unverzögerten Elementen sind Variationen der Einstellungen von 125 bis 200 Prozent üblich. Bei Elementen, die transientem Übergreifen ausgesetzt sind, bietet ein Ansprechen von 175 Prozent des berechneten maximalen symmetrischen Dreiphasen-Fehlerstroms auf der UW-Seite genügend Spielraum, um falsches Auslösen bei einem Sammelschienenfehler auf der UW-Seite zu vermeiden, während Schutz vor schwerwiegenden internen Fehlern geboten wird. Aufgrund der geringen transienten Überreichweite der dritten und vierten Überstromstufe können Sie das unverzögerte Überstromelement auf 120 bis 130 Prozent des Durchgangsfehlerwerts einstellen, um für Stabilität bei Durchgangsfehlern zu sorgen. Die unverzögerte Ansprechereinstellung sollte zudem die Effekte des Magnetisierungseinschaltstroms des Transformators berücksichtigen.

Kurz gesagt, ist beim anwendungsspezifischen Einsatz von Überstromschutzgeräten zum Schutz eines Transformators Folgendes zu berücksichtigen:

- Bei der Anwendung des Überstromschutzes auf der OW-Seite eines Leistungstransformators ist es üblich, ein hoch eingestelltes, unverzögertes Überstromelement zusätzlich zum niedrig eingestellten, verzögerten Element einzusetzen, um die Fehlerbeseitigungszeiten für OW-Fehlerbedingungen zu verkürzen. Normalerweise wird das Element ungefähr auf das 1,3-fache des UW-Fehlerwerts eingestellt, so dass es nur bei OW-Fehlern anspricht. Ein Sicherheitsspielraum von 30 Prozent reicht aufgrund der geringen transienten Überreichweite der dritten und vierten Überstromstufe aus. Die transiente Überreichweite definiert das Ansprechen des Relais auf GS-Komponenten des Fehlerstroms und wird als Prozentsatz angegeben. Ein Schutzgerät mit einer geringen transienten Überreichweite wird weitgehend unempfindlich gegen eine GS-Verlagerung sein und kann daher enger an der stationären WS-Wellenform eingestellt werden.
- Die zweite Anforderung für dieses Element besteht darin, dass es bei Erregung des Transformators nicht ansprechen soll, wenn für kurze Zeit ein hoher Primärstrom fließt. Bei den meisten Anwendungen führt die Notwendigkeit, das Schutzgerät höher als den UW-Fehlerwert einzustellen, automatisch zu Einstellungen, die über dem Magnetisierungseinschaltstrom liegen.

Bei der dritten und vierten Überstromstufe ist es möglich, Einstellungen zu verwenden, die 40 Prozent des Spitzeneinschaltstroms entsprechen, während die Stabilität bei dieser Bedingung beibehalten wird.

Wenn für den zeitverzögerten Schutz (wie oben beschrieben) ein unverzögertes Element erforderlich ist, sollte die dritte oder vierte Überstromstufe verwendet werden, da diese einen größeren Einstellbereich haben.

9.3.6.2 PARALLELE SPEISELEITUNGEN

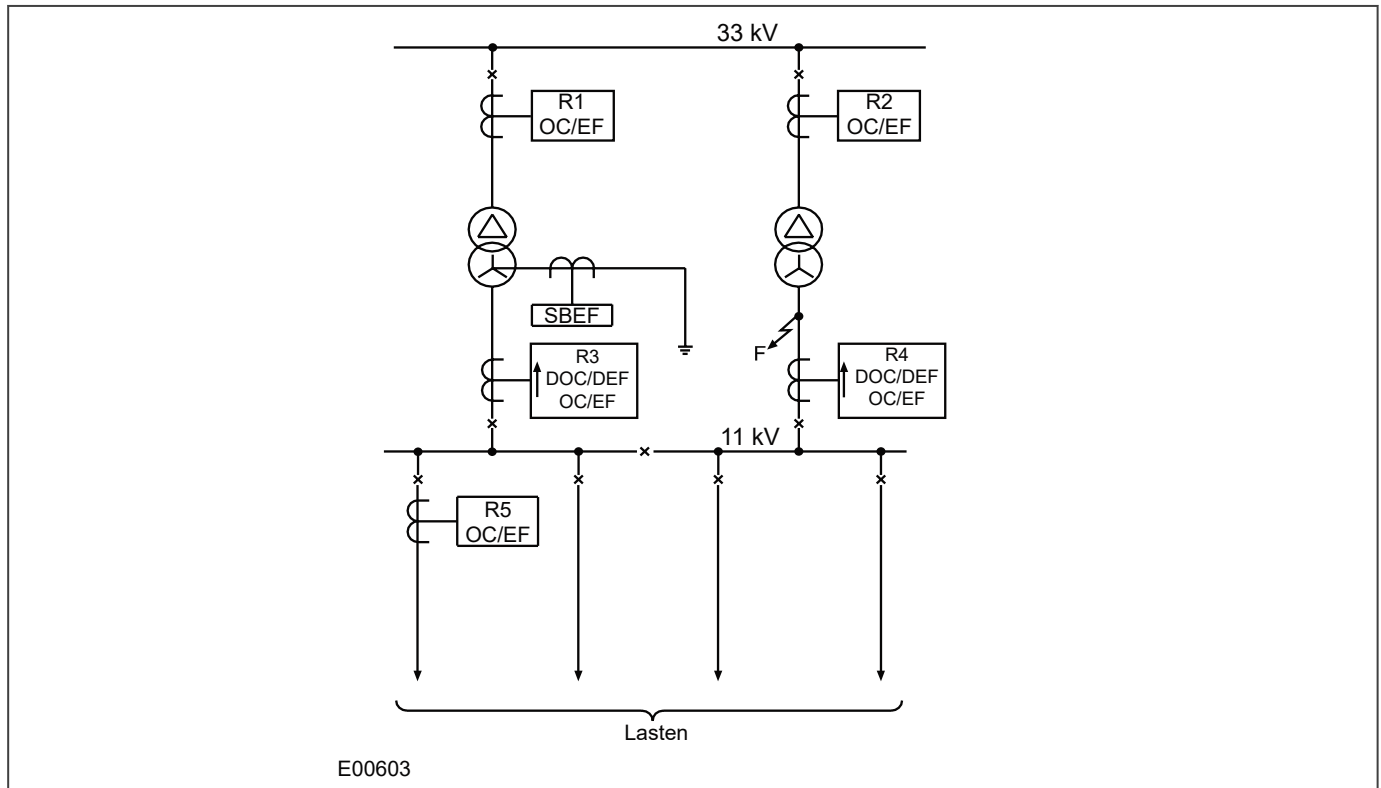


Abbildung 106: Typisches Verteilungsnetz mit parallel geschalteten Transformatoren

In der im Diagramm gezeigten Anwendung kann ein Fehler bei „F“ zur Betätigung von sowohl R3 als auch R4 führen, woraus der Verlust der Versorgung der 11 kV-Sammelschiene resultiert. Darum ist es bei dieser Systemkonfiguration notwendig, an diesen Stellen gerichtete Schutzgeräte einzusetzen, um die entsprechenden Transformatoren überwachen zu können. Diese Geräte müssen mit den ungerichteten Geräten (R1 und R2) koordiniert sein, damit während solcher Fehlerzustände ein selektiver Betrieb sichergestellt ist.

Bei einer solchen Anwendung sind für R3 und R4 im Allgemeinen ungerichtete Überstromschutzelemente erforderlich, damit die 11- kV-Sammelschiene geschützt und eine Reservefunktion für die Überstromschutzgeräte an den abgehenden Speiseleitungen (R5) bereitgestellt werden kann.

Für diese Anwendung muss die Stufe 1 des Überstromschutzes (R3 und R4) auf „ungerichtet“ und zeitgestaffelten Schutz mit R5 gesetzt werden, wobei eine entsprechende Zeitverzögerungskenngröße zu verwenden ist. Stufe 2 kann dann auf „gerichtet“ gesetzt werden (um den Transformator zu überwachen). Außerdem kann eine Kenngröße verwendet werden, die für eine korrekte Koordination mit R1 und R2 sorgt. Die Richtung für jede der anwendbaren Überstromstufen kann in den Richtungszellen (**I>1 Gerichtet**) festgelegt werden.

Hinweis:

Die Prinzipien für den Einsatz von Paralleltransformatoren gelten auch für einfache Speiseleitungen, die parallel betrieben werden.

9.4 SPANNUNGSABHÄNGIGES ÜBERSTROMELEMENT

An Stellen, an denen lange Speiseleitungen durch Überstromschutzgeräte geschützt werden, kann sich die Erkennung von entfernten Fehlern zwischen Phasen als schwierig erweisen. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass der Ansprechwert der Phasenüberstromelemente über dem maximalen Laststrom liegen muss, wodurch die Mindestempfindlichkeit des Elements begrenzt wird.

Wenn der von einem lokalen Gerät erkannte Strom bei einem entfernten Fehlerzustand unter seiner Überstromeinstellung liegt, kann ein spannungsabhängiges Element zur Erhöhung der Empfindlichkeit bei solchen Fehlern eingesetzt werden. Da während Überstromzuständen eine Reduzierung der Systemspannung eintritt, kann dies genutzt werden, um die Empfindlichkeit des Überstromschutzes zu erhöhen, indem der Ansprechwert verringert wird.

Das spannungsabhängige Überstromelement (entweder spannungsgesteuert oder spannungsstabilisiert) bleibt blockiert, wenn der zugehörige Leistungsschalter geschlossen ist. Jedoch können die Unterspannungselementeinstellungen, **$U < 1$ gesp.b.LSAus** oder **$U < 2$ gesp.b.LSAus**, auch dann zum Blockieren des Unterspannungselements verwendet werden, wenn dieses Element infolge der Öffnung des Leistungsschalters blockiert wird.

Das spannungsabhängige Überstromelement verfügt zudem über eine Zeitstufen-Halteeinstellung, die, wenn auf einen anderen Wert als Null gesetzt, die Rücksetzung der Zeitstufe des Schutzelements um diese Zeitspanne verzögert.

9.4.1 WAHL DER STROMSCHWELLENEINSTELLUNG

Welche Schwelleneinstellung für den Pegeldetektor verwendet wird, hängt davon ab, ob eine spannungsabhängige Bedingung gegeben ist. Die Überstromfunktion dient zur Wahl der Schwelleneinstellung nach dem folgenden Diagramm:

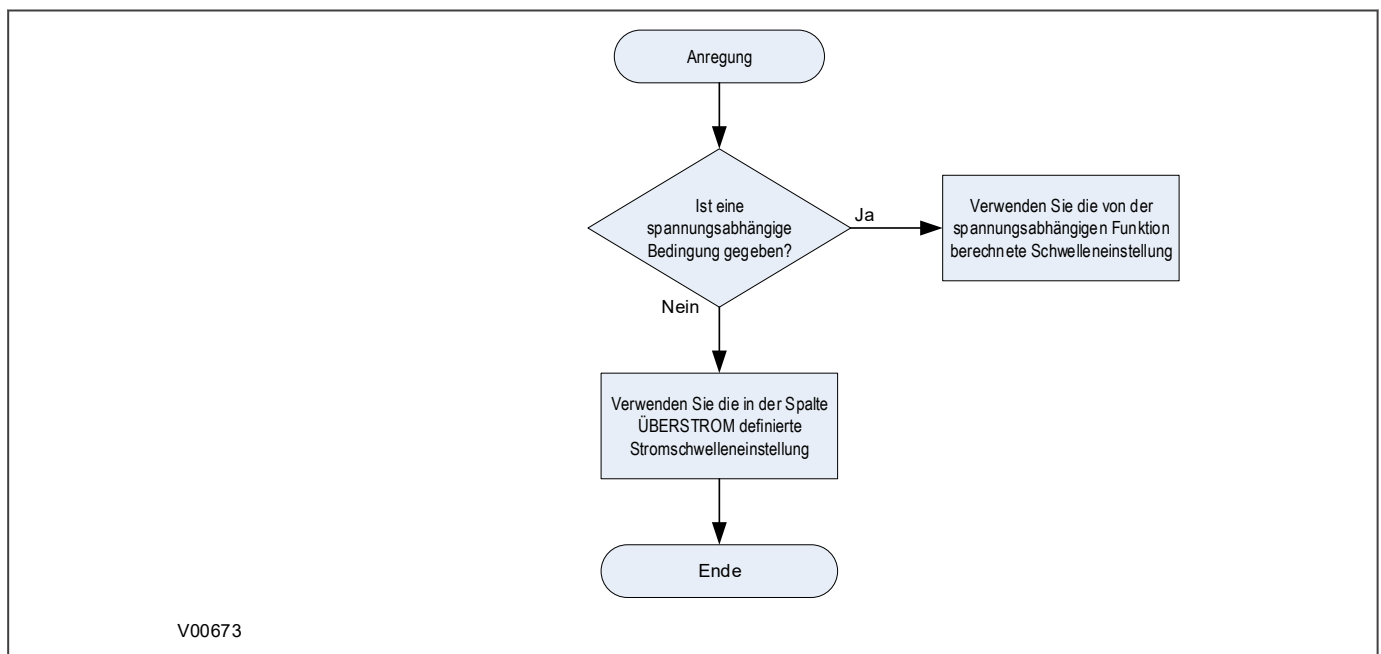


Abbildung 107: Wahl der Stromschwelleneinstellung

9.4.2 IMPLEMENTIERUNG DES SPANNUNGSGESTEUERTEN BETRIEBS

Der spannungsabhängige Überstromschutz wird in der Spalte **ÜBERSTROM** des entsprechenden Parametersatzes im Unterabschnitt **VCONTROLLED O/C** implementiert.

Die Funktion ist in zwei Stufen, 1 und 2, verfügbar. Wenn der spannungsgesteuerte Betrieb aktiviert ist, wird der Unterspannungsdetektor verwendet, um eine Änderung der Schrittweite in der Stromeinstellung zu bewirken, wenn die Spannung unter die Spannungseinstellung **VCO>1 U<Setting** für Stufe 1 und **VCO>2 U<Setting** für Stufe 2 fällt. Um dies zu erreichen, wird die Stromeinstellung mit einer Konstante multipliziert, die kleiner als 1 und durch **51V>1 K Wert** für Stufe 1 und **51V>2 K Wert** für Stufe 2 definiert ist.

Jede der Stufen kann auf „OW-Wickl“, „UW-Wickl“, „TW-Wickl“, T1, T2, T3, T4 oder T5 gesetzt werden. Wenn das für eine Stufe des spannungsgesteuerten Betriebs gewählte Stromsignal nicht zu der Wicklung gehört, an der der SpW positioniert ist, wird das Element für spannungsgesteuerten Betrieb blockiert und eine Konfigurationsfehlerwarnung wird ausgegeben.

Die Betriebscharakteristik der Stromeinstellung im spannungsgesteuerten Modus wird wie folgt gewählt:

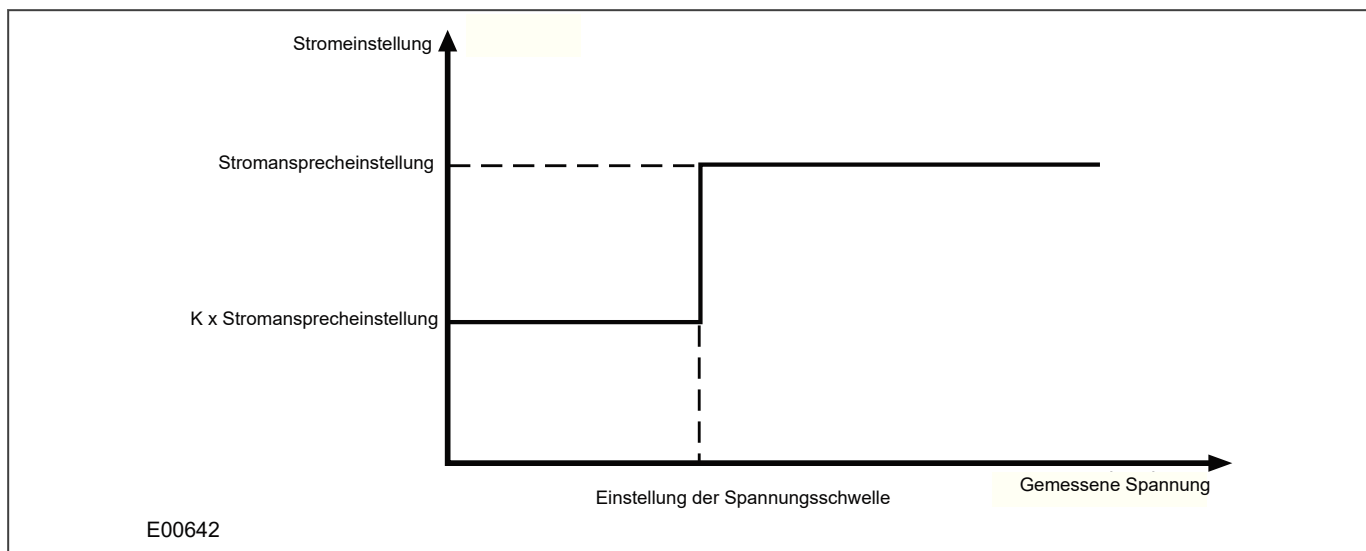


Abbildung 108: Veränderung des Stromansprechwertes beim spannungsgesteuerten Überstromschutz

Bei P643 und P645 erfordert der spannungsgesteuerte Betrieb die Installation eines optionalen Dreiphasen-SpW, und bei P642 erfordert der spannungsgesteuerte Betrieb die Installation von zwei Einphasen-Spannungswandlern. Bei P643/5 werden die Dreiecksspannungen aus den gemessenen Sternspannungen berechnet. Bei P642 werden zwei Dreiecksspannungen gemessen und die dritte wird berechnet. Bei P642 werden U12 und U23 gemessen, und anschließend wird U31 berechnet.

9.4.3 IMPLEMENTIERUNG DES SPANNUNGSTABILISIERTEN BETRIEBS

Der spannungsstabilisierte Überstromschutz wird in der Spalte **ÜBERSTROM** des entsprechenden Parametersatzes im Unterabschnitt **V RESTRAINED O/C** implementiert. Die Funktion in zwei Stufen, 1 und 2, verfügbar. Beim spannungsstabilisierten Modus ändert sich der effektive Ansprechstrom des Schutzelements stufenlos, wenn die angelegte Spannung zwischen zwei Spannungsschwellen, **SAÜ>1 U<1 Einst.** und **SAÜ>1 U<2 Einst.** variiert, wie in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

Jede der Stufen kann auf „OW-Wickl“, „UW-Wickl“, „TW-Wickl“, T1, T2, T3, T4 oder T5 gesetzt werden. Wenn das für eine Stufe des spannungsstabilisierten Betriebs gewählte Stromsignal nicht zu der Wicklung gehört, an der der SpW positioniert ist, wird das Element für spannungsstabilisierten Betrieb blockiert und eine Konfigurationsfehlerwarnung ausgegeben. Die Ansprechkenngroße der Stromeinstellung im spannungsstabilisierten Modus wird wie folgt gewählt:

Bei $U > U_{s1}$: $\text{Stromeinstellung (IS)} = I_{>}$

Bei $U_{s2} < U < U_{s1}$: $\text{Stromeinstellung (IS)} = K I_{>} + (I_{>} - K I_{>}) \{(V - U_{s2}) / (U_{s1} - U_{s2})\}$

Bei $U < U_{s2}$: $\text{Stromeinstellung (IS)} = K I_{>}$

Wobei:

$I_{>} = \text{VRO} > \text{Stromeinstellung}$

I_S = Stromeinstellung bei Spannung U
 U = an das Relaiselement angelegte Spannung
 U_{s1} = $U < 1$ Einstellung
 U_{s2} = $U < 2$ Einstellung

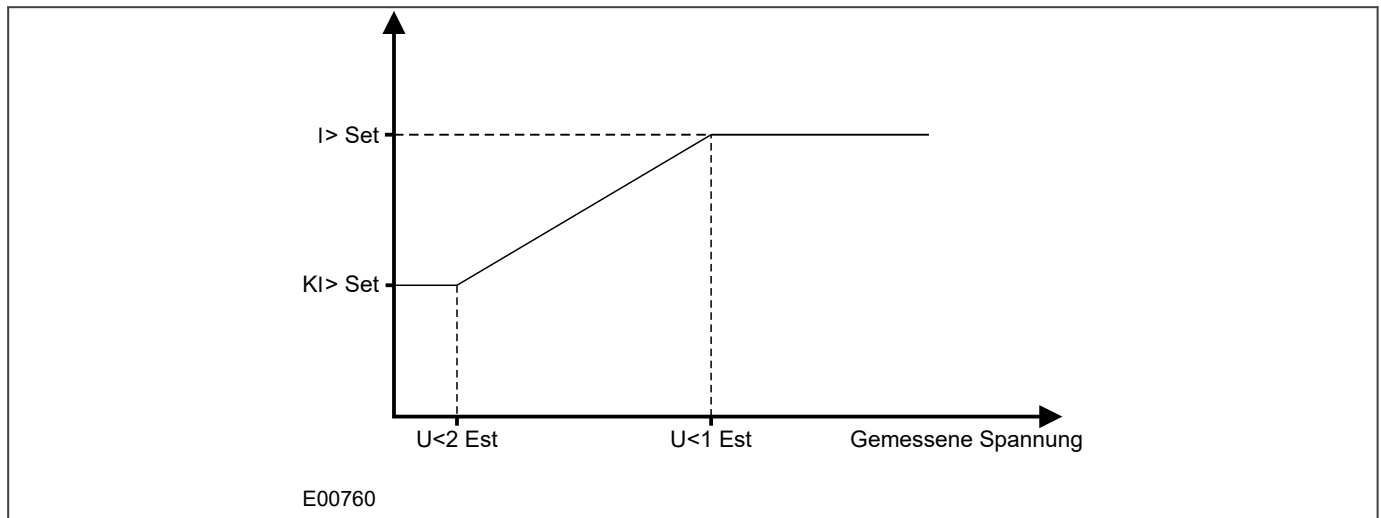


Abbildung 109: Veränderung des Stromansprechwertes beim spannungsstabilisiertem Überstromschutz

Bei den Modellen P643 und P645 erfordert VRO die Installation eines optionalen Dreiphasen-Spannungswandlers, während das Modell P642 die Installation von zwei Einphasen-Spannungswandlern erfordert. Auch bei den Modellen P643 und P645 werden die Dreiecksspannungen aus den gemessenen Sternspannungen berechnet. Bei P642 werden zwei Dreiecksspannungen gemessen und die dritte wird berechnet. Bei P642 werden U_{12} und U_{23} gemessen, und anschließend wird U_{31} berechnet.

Dieser Schutzmodus wird jedoch als die bessere Variante in Generator-Transformator-Anwendungen angesehen.

9.5 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.

9.5.1 IMPLEMENTIERUNG VON GEGENSYSTEM-ÜBERSTROMSCHUTZ

Das Gerät bietet drei Überstromelemente für Reserve-Gegensystem-Überstromschutz. Jedes Element bietet vier Stufen des Gegensystem-Überstromschutzes mit unabhängigen Zeitverzögerungskenngrößen. Mit den Einstellfeldern **I2> X1**, **I2> X2** und **I2> X3** in der Spalte **GEG-SYST ÜBERST** des relevanten Parametersatzes können Sie die Überstromansprechgröße für jedes der Elemente auswählen. Sie können jedes Element als *T1*, *T2*, *T3*, *T4*, *T5*, *OW Wickl*, *UW Wickl* oder *TW Wickl* definieren. Die OW-, UW- und TW-Wicklungen bilden die Vektorsummen der StW-Eingänge, die zu einer bestimmten Wicklung gehören.

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 (nur IEEE)

, wobei (n) die Nummer der Stufe ist.

Die IDMT-fähigen Stufen (1 und 2) haben zudem eine Zeitgeber-Haltfunktion. 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 können nur Konstantzeit-Kenngrößen haben.

9.5.2 LOGIK DES UNGERICHTETEN GEGENSYSTEM-ÜBERSTROMSCHUTZES

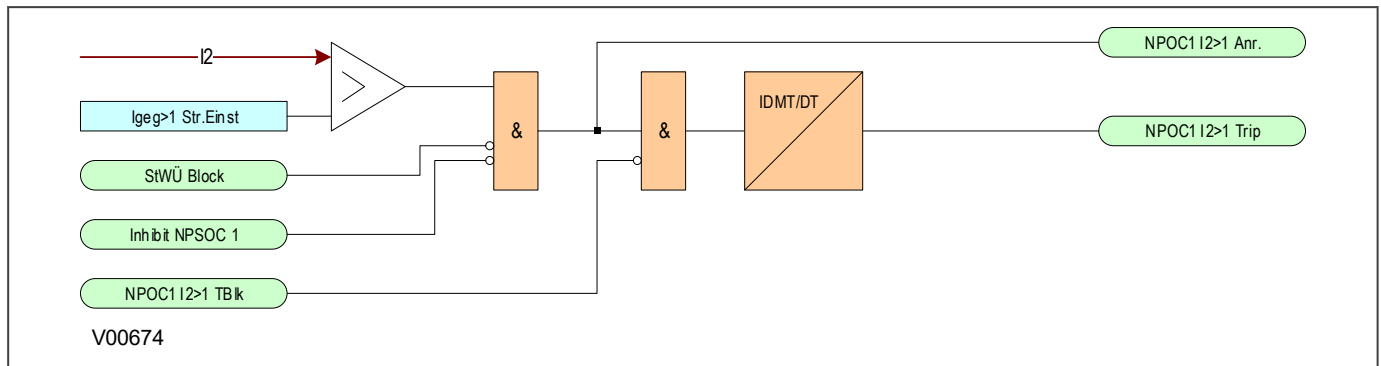


Abbildung 110: Logik des Gegensystem-Überstromschutzes – ungerichteter Betrieb

Bei Einsatz des Gegensystem-Überstromschutzes wird die Erregungsgröße $I2>$ mit der Schwellenspannung $I2>1$ **Strom einst** verglichen. Wenn der Wert diese Einstellung überschreitet, wird ein Anregesignal generiert, sofern keine Blockierungen aktiv sind. Eine Hysterese von fünf Prozent ist in den Vergleich integriert, sodass der Abfallwert dem 0,95-fachen der Stromschwelle entspricht.

Die Funktion kann durch ein Sperrsignal oder StWÜ-Blockiersignal blockiert werden.

Das Anregesignal wird an einen Zeitgeber übermittelt, wodurch das Auslösesignal generiert wird. Der Zeitgeber kann durch das Zeitgeber-Blockiersignal blockiert werden.

Das Diagramm und die Beschreibung beziehen sich auf jedes Stufe jedes Elements, wobei x die Nummer des Elements und n die Nummer der Stufe ist.

9.5.3 RICHTUNGSELEMENT

Wenn der Gegensystemstrom in beide Richtungen durch ein Schutzgerät fließen kann (wie bei Parallelleitungen oder Ringleitungsnetzen), 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. Das Element ist im Feld $I2>(n)$ **Gerichtet** für die betreffende Stufe des betreffenden Elements zu finden. Es kann auf „Ungerichtet“, „Vorwärts gerichtet“ oder „Rückwärts gerichtet“ gesetzt werden.

Um eine optimale Leistung zu erzielen, ist eine geeignete Einstellung des charakteristischen Winkels ($I2>$ **Char. Winkel**) zu wählen. Diese Einstellung sollte so gewählt werden, dass sie dem Phasenwinkel des Gegensystemstroms in Bezug auf die invertierte Gegensystem-Spannung ($-U2$) entspricht und in der Mitte der gerichteten Größe liegt.

9.5.3.1 LOGIK DES GERICHTETEN GEGENSYSTEM-ÜBERSTROMSCHUTZES

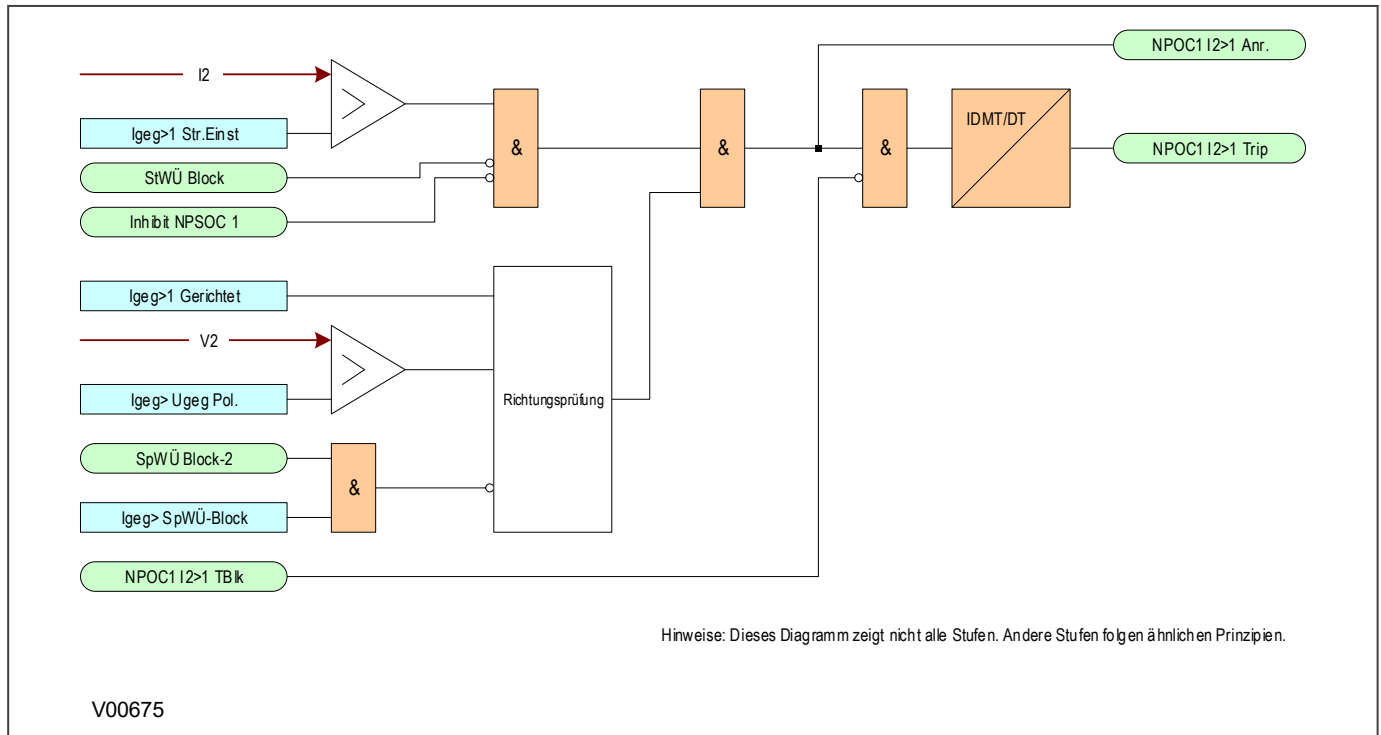


Abbildung 111: Logik des Gegensystem-Überstromschutzes – gerichteter Betrieb

Die Richtung wird bestimmt, indem der Winkel zwischen der Gegensystemspannung und dem Gegensystemstrom verglichen wird. Das Element kann so konfiguriert werden, dass es in Vorwärts- oder Rückwärtsrichtung anspricht. Um eine optimale Leistung zu erzielen, wird eine geeignete Einstellung des charakteristischen Winkels (***Igeg> Char Winkel***) gewählt. Diese Einstellung sollte so gewählt werden, dass sie dem Phasenwinkel des Gegensystemstroms in Bezug auf die invertierte Gegensystemspannung ($-U_2$) entspricht und in der Mitte der gerichteten Größe liegt.

Damit die gerichteten Gegensystem-Überstromelemente ansprechen, muss das Gerät eine Polarisierungsspannung über der Mindestansprechschwelle ***I2> U2pol einst.*** 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.

Wenn das Element als Richtungselement definiert wurde (nur gerichtete Geräte), steht eine SpWÜ-Blockieroption zur Verfügung. Wenn das entsprechende Bit auf 1 gesetzt ist, wird die Stufe durch die Aktivierung der Spannungswandlerüberwachung (SpWÜ) gesperrt. Ist das Bit auf 0 gesetzt, kehrt die Stufe in den Modus „ungerichtet“ zurück.

9.5.4 ANWENDUNGSHINWEISE

9.5.4.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (ALLGEMEIN)

Da der Gegensystem-Überstromschutz nicht auf Fehler in der symmetrischen Belastung oder auf Dreiphasenfehler anspricht, können Gegensystem-Überstromschutzelemente den gewünschten Überstromschutz bieten. Dies gilt insbesondere für Δ -Y-geerdete Transformatoren, bei denen nur 58 Prozent des sekundären bezogenen Phase-Erde-Fehlerstroms in einem Primärphasenleiter auftritt. Reserveschutz kann besonders schwierig zu realisieren sein, wenn Y impedanzgeerdet ist.

9.5.4.2 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 harmonisiert.

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.

9.5.4.3 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.

9.5.4.4 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 (**$I_2 > \text{CharWinkel}$**) gewählt. Diese Einstellung sollte so gewählt werden, dass sie dem Phasenwinkel des Gegensystemstroms in Bezug auf die invertierte Gegensystemspannung ($-U_2$) entspricht und in der Mitte der gerichteten Größe liegt.

Der Winkel, der bei Fehlerzuständen zwischen U_2 und I_2 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 **$I_2 > U_2 \text{ Pol.}$** 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.

9.6 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:

- Separater StW in einer Erdverbindung des Stromversorgungssystems
- Eine Restverbindung von drei Leistungsstromwandlern, 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.

9.6.1 ERDFEHLERSCHUTZELEMENTE

Das Gerät bietet zwei (P642) oder vier (P643/P645) Erdfehlerelemente für Reserve-Erdfehlerschutz. Jedes Element bietet vier Stufen des ungerichteten oder gerichteten Dreiphasen-Überstromschutzes mit unabhängigen Zeitverzögerungskenngrößen. Mit den Einstellzellen **ERDFEHLER 1**, **ERDFEHLER 2**, **ERDFEHLER 3** und **ERDFEHLER 4** in der Spalte **ERDFEHLER** des relevanten Parametersatzes können Sie die Überstromansprechgröße für jedes der Elemente auswählen. Sie können jedes Element als *T1*, *T2*, *T3*, *T4*, *T5*, *OW Wickl*, *UW Wickl* oder *TW Wickl* definieren.

Mit **ERDFEHLER 1**, **ERDFEHLER 2** und **ERDFEHLER 3** kann der Erdfehler entweder direkt gemessen oder berechnet werden, indem die Phasenströme summiert werden, mit **ERDFEHLER 4** (nur P643/P645) kann nur der Erdfehler berechnet werden. Dies hängt von den Einstellungen **EF 1 Eingang**, **EF 2 Eingang** und **EF 3 Eingang** ab, die Sie auch auf *Gemessen* oder *Gerechnet* setzen können. **EF 4 Eingang** (nur P643/P645) kann nur berechnet werden (Einstellung *Gerechnet*). Beim berechneten Element bilden die OW-, UW- und TW-Wicklungen die Vektorsummen der StW-Eingänge, die zu einer bestimmten Wicklung gehören. Bei den gemessenen Elementen werden TN1, TN2 und TN3 verwendet.

Jedes Erdfehlerelement bietet vier Stufen des Erdfehlerschutzes 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:

- **IE>(n) Funktion** für die Überstrom-Ansprechkenngrößen
- **IE>(n) Kennl.Rück** Für die Überstrom-Rücksetzungskenngröße (nur IEEE)

, wobei (n) die Nummer der Stufe ist.

Die Stufen 1 und 2 haben eine Zeitgeber-Haltfunktion. Die Funktion wird mithilfe der Felder **IE>(n) Resetzeit** konfiguriert.

Die Stufen 3 und 4 können nur Konstantzeit-Kenngrößen haben.

9.6.2 LOGIK DES UNGERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZES

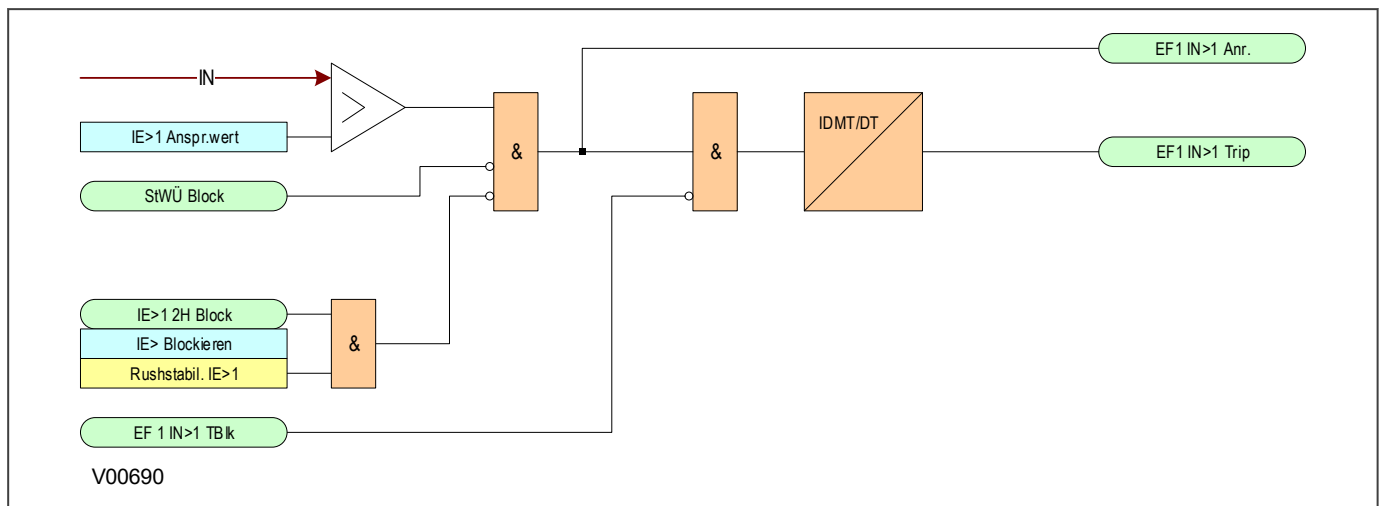


Abbildung 112: Logik des ungerichteten Erdfehlerschutzes (eine Stufe)

Der Erdfehlerstrom wird mit einer Schwelle verglichen, die für jede Stufe jedes Elements eingestellt ist. Wenn der Wert diese Schwelle überschreitet, wird ein Anregesignal ausgelöst, sofern es nicht blockiert ist. Diese Funktion kann durch die zweite Harmonische oder ein DDB-Signal für Erdfehlerblockierung blockiert werden.

Der Zeitgeber kann durch das relevante Zeitgeber-Blockiersignal blockiert werden.

Erdfehlerschutz kann sich nach denselben AMZ-Kenngrößen richten, die im Abschnitt „Prinzipien des Überstromschutzes“ beschrieben sind. Entnehmen Sie bitte diesem Abschnitt Einzelheiten zu IDMT-Kenngrößen.

Das Diagramm und die Beschreibung gelten für alle Stufen aller Erdfehlerelemente.

9.6.3 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.

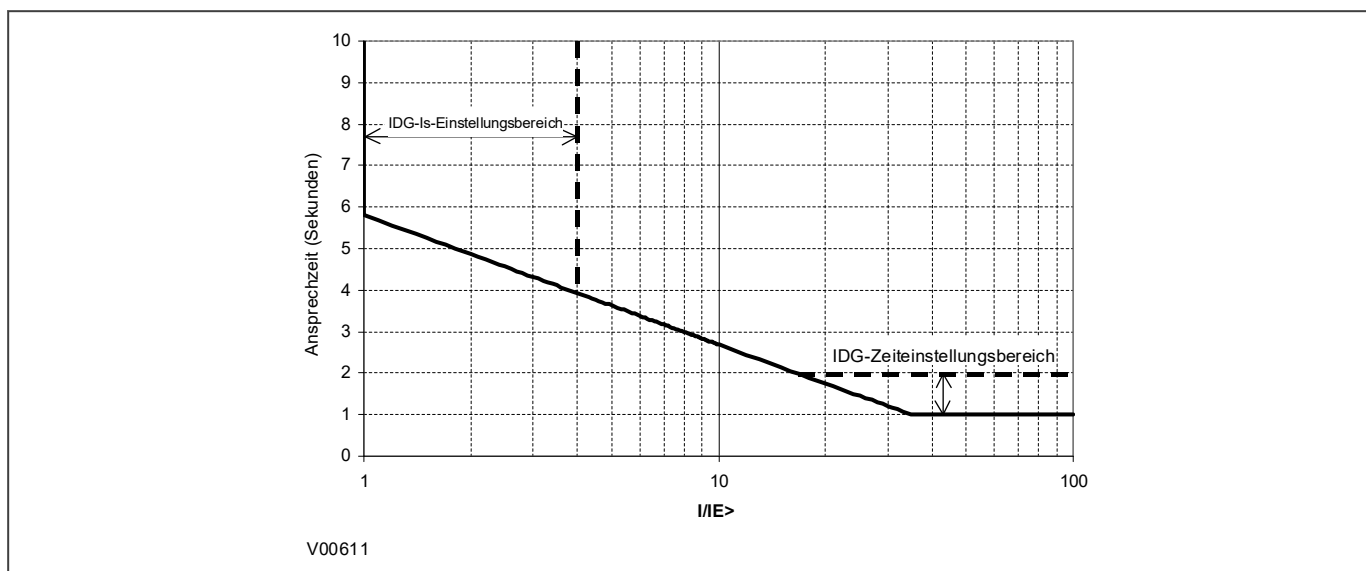


Abbildung 113: IDG-Kenngröße

9.6.4 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 Systeme, die einen solchen Schutz erfordern, sind parallele Speiseleitungen (sowohl ohne als auch mit Transformator) und Ringsysteme. Beide Systeme kommen in Verteilungsnetzen relativ häufig vor.

Ein Richtungselement ist für alle Erdfehlerstufen in beiden Erdfehlerspalten 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.

Das P642 hat zwei Neutralstromeingänge (TN1 und TN2). P643 und P645 haben drei Stromanschlusseingänge (TN1, TN2 und TN3). Die Erdfehler-Überstromelemente können gerichtet werden, wenn der TN-Eingang mit der Wicklung verbunden ist, die mit dem optionalen SpW-Eingang verbunden und diesem zugewiesen ist.

Beim standardmäßigen Erdfehlerschutz stehen zwei Optionen für die Polarisierung zur Verfügung: „Restspannung“ oder „Gegensystem“.

9.6.4.1 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 ($IE > U_{Epol} Schw$), 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: $-90^\circ < (\text{Winkel}(\text{IE}) - \text{Winkel}(\text{UE} + 180^\circ) - \text{RCA}) < 90^\circ$
- Rückwärts gerichtet: $-90^\circ > (\text{Winkel}(\text{IE}) - \text{Winkel}(\text{UE} + 180^\circ) - \text{RCA}) > 90^\circ$

Das Gerät leitet diese Spannung intern aus dem Dreiphasenspannungseingang ab, der entweder von einem Fünfschenkel-Spannungswandler oder drei Einphasenspannungswandlern kommt. Ein Dreischenkel-Spannungswandler besitzt keinen Pfad für den Restfluss und ist deshalb für die Versorgung des Geräts ungeeignet.

9.6.4.1.1 LOGIK DES GERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZES MIT RESTSPANNUNGSPOLARISIERUNG

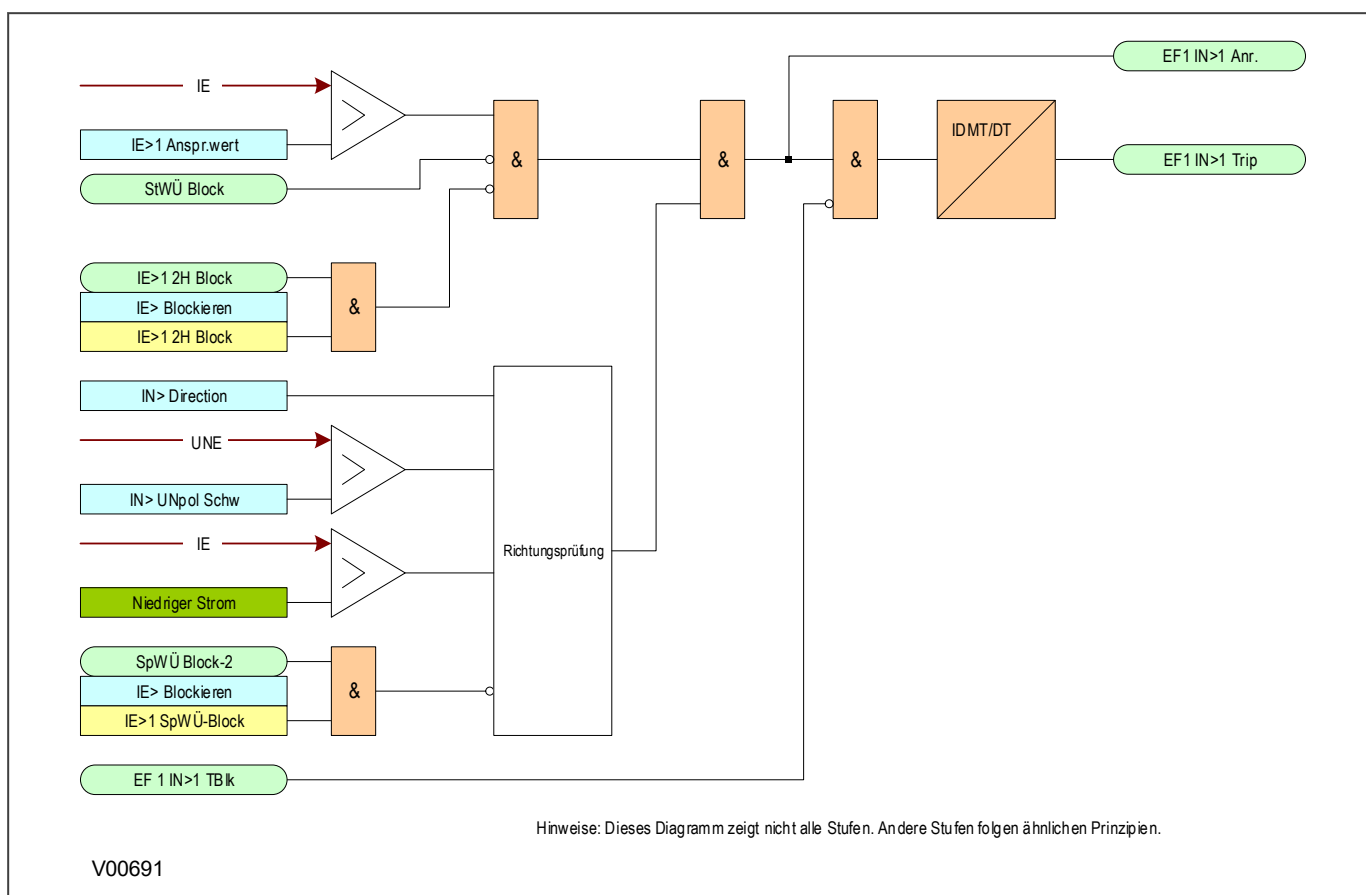


Abbildung 114: Logik des gerichteten Erdfehlerschutzes mit Neutralspannungspolarisierung (einstufig)

Die Spannungswandlerüberwachung (SpWÜ) bewirkt eine selektive Blockierung des gerichteten Schutzes oder eine Rückkehr zum ungerichteten Schutz. Wenn die Blockierung des gerichteten Schutzes gewählt wurde, wird die SpWÜ-Blockierung auf die Richtungsprüfung angewandt, wodurch auch die Anregeausgänge blockiert werden.

9.6.4.2 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> UE_{pol} Schw** bzw. **IE> I_{2pol} 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: $-90^\circ < (\text{Winkel}(I_2) - \text{Winkel}(U_2 + 180^\circ) - \text{RCA}) < 90^\circ$
- Rückwärts gerichtet: $-90^\circ > (\text{Winkel}(I_2) - \text{Winkel}(U_2 + 180^\circ) - \text{RCA}) > 90^\circ$

9.6.4.2.1 LOGIK DES GERICHTETEN ERDFEHLERSCHUTZES MIT GEGENSYSTEMPOLARISIERUNG

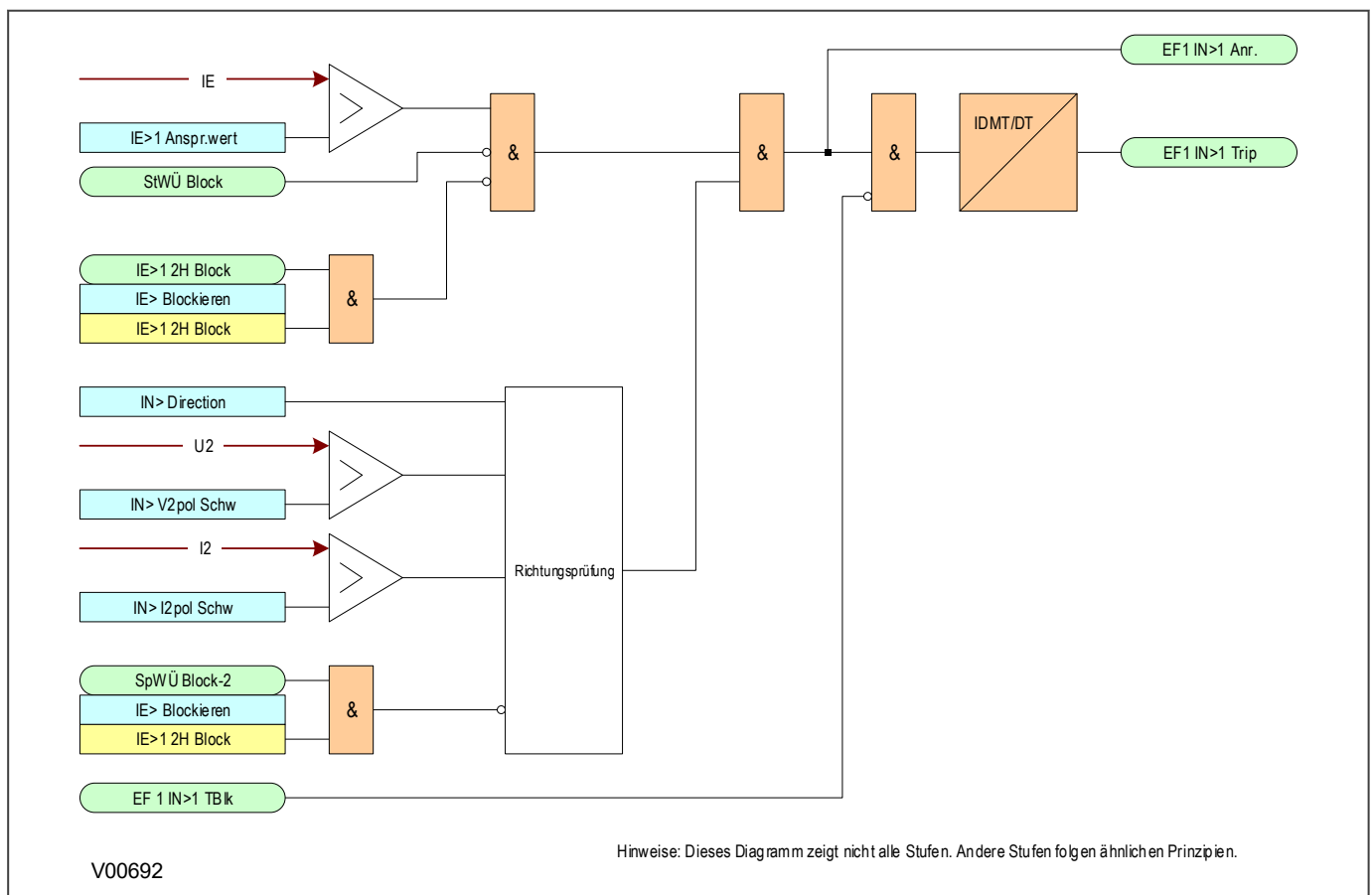


Abbildung 115: Logik des gerichteten Erdfehlerschutzes mit Gegensystempolarisierung (einstufig)

Die Spannungswandlerüberwachung (SpWÜ) bewirkt eine selektive Blockierung des gerichteten Schutzes oder eine Rückkehr zum ungerichteten Schutz. Wenn die Blockierung des gerichteten Schutzes gewählt wurde, wird die SpWÜ-Blockierung auf die Richtungsprüfung angewandt, wodurch auch die Anregeausgänge blockiert werden.

Nachstehend werden die Richtungskriterien mit Gegensystempolarisierung aufgeführt:

- Vorwärts gerichtet: $-90^\circ < (\text{Winkel}(I_2) - \text{Winkel}(V_2 + 180^\circ) - \text{RCA}) < 90^\circ$
- Rückwärts gerichtet: $-90^\circ > (\text{Winkel}(I_2) - \text{Winkel}(V_2 + 180^\circ) - \text{RCA}) > 90^\circ$

9.6.5 ANWENDUNGSHINWEISE

9.6.5.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (UNGERICHTET)

Um Reserveschutz für nachgeordnete Geräte wie beispielsweise Leistungstransformatoren und Sammelschienen bereitzustellen, wird in normalerweise ein Reserve-Erdfehlerschutz eingesetzt. Diese Funktion wird durch einen separaten Erdfehlerstromeingang bereitgestellt, der von einem einzelnen StW in der Transformator-Erdungsverbindung gespeist wird. Die Erdfehlerelemente können verwendet werden, um den Reserve-Erdfehlerschutz bereitzustellen.

Ein Sternpunktterdungswiderstand wird verwendet, um den Erdfehlerwert auf einen bestimmten Wert zu begrenzen. Es ist möglich, dass bei einem Erdfehlerzustand ein Überschlag des Sternpunktterdungswiderstands auftritt, was zu einer drastischen Erhöhung des Erdfehlerstroms führen kann. Aus diesem Grunde empfiehlt sich die Verwendung eines zweistufigen Reserve-Erdfehlerschutzes. Die erste Stufe sollte geeignete Strom- und Zeitkenngößen aufweisen, die mit nachgeordneten Erdfehlerschutzeinrichtungen harmonisieren. Die zweite Stufe kann dann auf einen höheren Strom, aber ohne Verzögerung (Einstellung Null) eingestellt werden. Dadurch ist eine schnelle Beseitigung von Erdfehlern möglich, die einen Überschlag des Sternpunktterdungswiderstands verursachen können.

Die übrigen zwei Stufen sind für kundenspezifische Anwendungen verfügbar.

9.6.5.2 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°

9.7 BLOCKIERUNG DER ZWEITEN HARMONISCHEN

9.7.1 IMPLEMENTIERUNG DER BLOCKIERUNG DER ZWEITEN HARMONISCHEN

Eine separate Funktion für die Blockierung der zweiten Harmonischen kann bei folgenden Arten des Überstromschutzes verwendet werden:

- Phasenüberstromschutz (Überstromschutz 1, 2 und 3)
- Erdfehlerschutzelemente (Erdfehlerelement 1, 2 und 3)
- Beim Gegensystem-Überstromschutz gibt es keine Blockierung der zweiten Harmonischen

Die Blockierung der zweiten Harmonischen ist auf alle Stufen der jeweiligen Elemente anwendbar. Für Phasenüberstromschutz kann die Blockierung der zweiten Harmonischen auf jede Phase einzeln (phasengetrennte Blockierung) oder auf alle drei Phasen zugleich (übergreifende Blockierung) angewendet werden.

Die Funktion funktioniert durch Erkennung und Messung der Einschaltströme beim Einschalten. Dabei wird der Wert der Stromkomponenten der zweiten Harmonischen mit der Grundwertkomponente verglichen. Wenn dieses Verhältnis die festgelegten Schwellen überschreitet, wird das Blockiersignal erzeugt. Die Schwelle wird anhand der Einstellungen **IH2 I> Einst.** und **IH2 IE> Einst.** für Phasenüberstrom- bzw. Erdfehlerschutz definiert.

Die Funktion soll den Schutz nur dann blockieren, wenn die Stromkomponente des Grundwerts innerhalb des normalen Bereichs liegt. Wenn diese den normalen Bereich überschreitet, lässt das auf einen Fehler schließen, der vom Schutz erkannt werden muss. Aus diesem Grunde steht eine weitere Auslöseeinstellung, **IH2 IE> Freigabe** für Phasenüberstromschutz und **IH2 I> Freigabe** für Erdfehlerschutz, zur Verfügung, die, wenn sie überschritten wird, die Blockierung der zweiten Harmonischen stoppt.

Jedes Überstromschutzelement verfügt über die Einstellung **I>Blockierung**, mit der die Stufen ausgewählt werden können, die blockiert werden sollen.

9.7.2 LOGIK ZUR BLOCKIERUNG DER ZWEITEN HARMONISCHEN

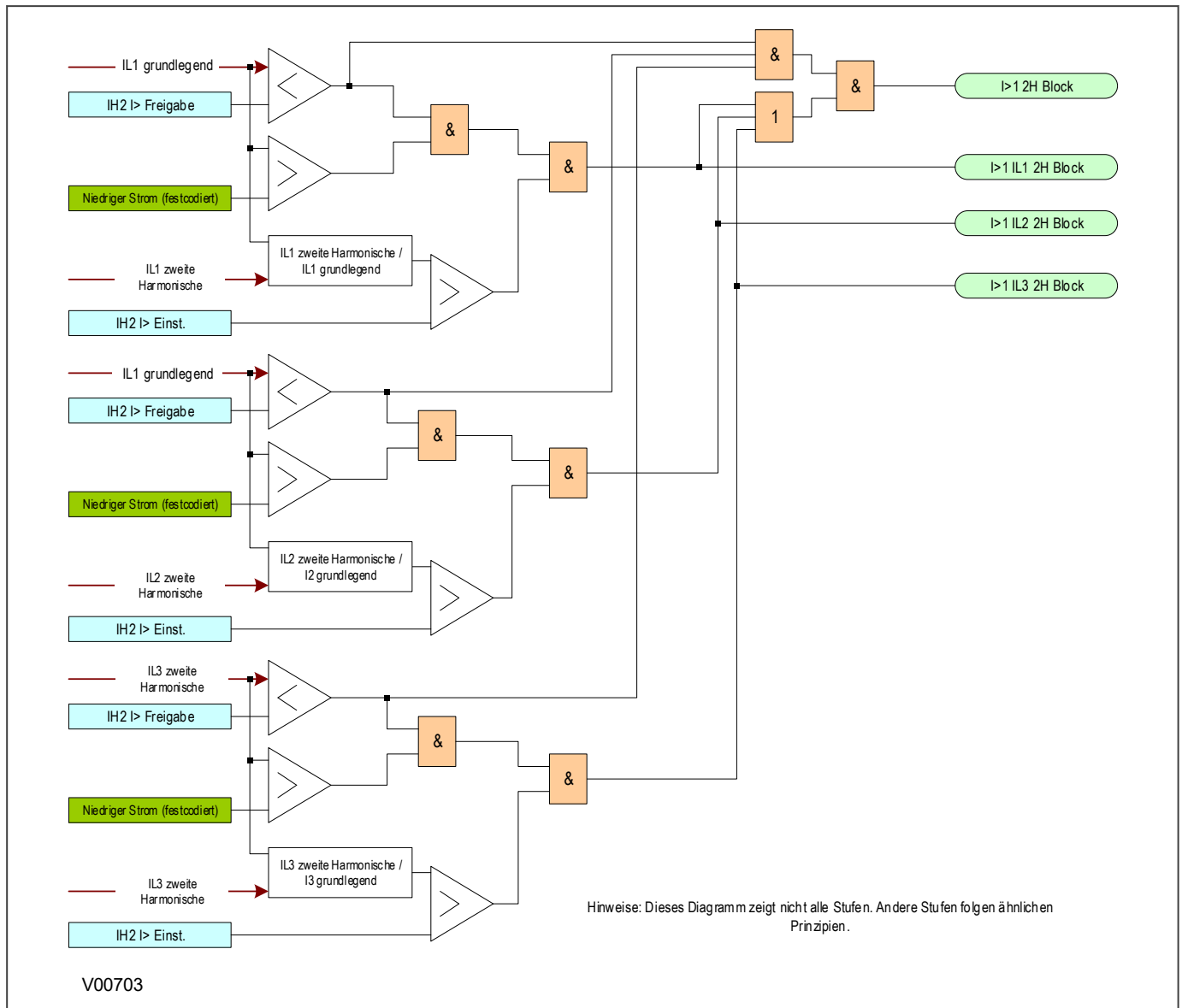


Abbildung 116: Logik des Phasenüberstromschutzes zur Blockierung der zweiten Harmonischen

9.7.3 LOGIK DES ERDFEHLERSCHUTZES ZUR BLOCKIERUNG DER ZWEITEN HARMONISCHEN

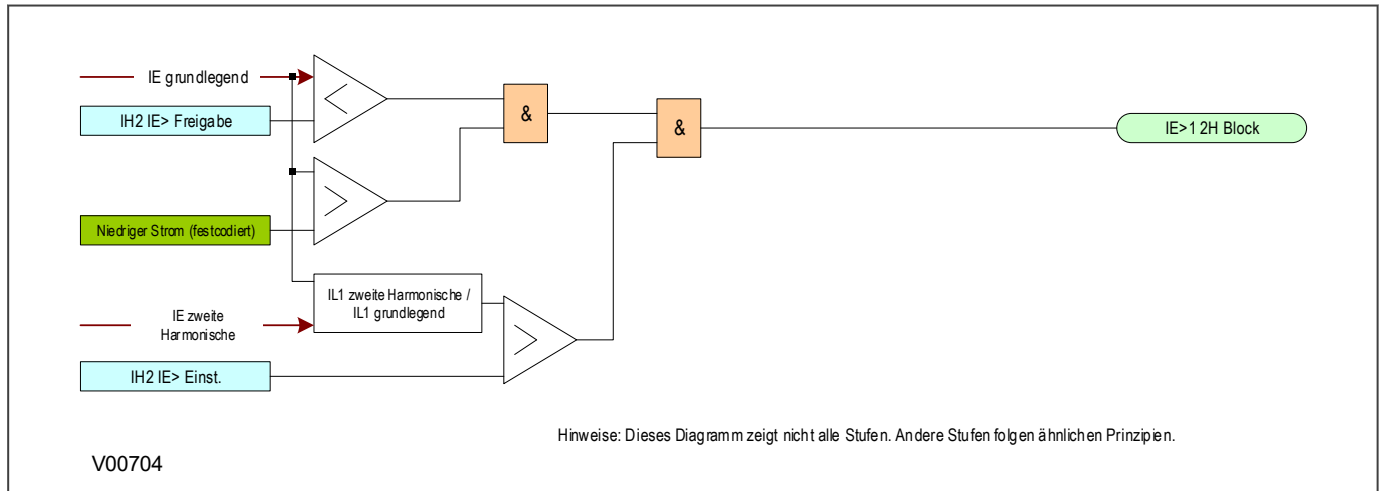


Abbildung 117: Logik des Erdfehlerschutzes zur Blockierung der zweiten Harmonischen

9.7.4 ANWENDUNGSHINWEISE

9.7.4.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Während der Erregung kann die Komponente des Einschaltstroms der zweiten Harmonischen bis zu 70% hoch sein. Da der Pegel der zweiten Harmonischen für jede Phase verschieden sein kann, steht die phasengetrennte Blockierung zur Verfügung.

Wenn die Einstellung zu niedrig ist, kann die Blockierung der zweiten Harmonischen ein Auslösen bei internen Transformatorfehlern verhindern. Wenn die Einstellung zu hoch ist, funktioniert die Blockierung bei niedrigen Einschaltstrompegeln möglicherweise nicht, wodurch eine unerwünschte Auslösung des Überstromelements während der Anregung stattfinden kann. Im Allgemeinen ist eine Einstellung von 15% bis 20% angemessen.

KAPITEL 10

LS-VERSAGERSCHUTZ

10.1 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	245
Leistungsschalterversagerschutz	246
Implementierung des Leistungsschalterversagerschutzes	247
Logik des Leistungsschalterversagerschutzes	249
Anwendungshinweise	251

10.2 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.

10.3 IMPLEMENTIERUNG DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES

Je nach P64-Modell (P642, P643, P645) stehen bis zu fünf unabhängige Sätze von LSV-Einstellungen zur Verfügung, die eine Phasenstrom- und eine Erdunterstromfunktion für jeden Satz unterstützen. Jeder LSV-Satz kann mithilfe der jeweiligen Einstellung **T1 LSV Status**, **T2 LSV Status**, **T3 LSV Status**, **T4 LSV Status** und **T5 LSV Status** aktiviert bzw. deaktiviert werden.

Sie können jedes Erdunterstromelement mithilfe der Einstellung **IE< Status** aktivieren bzw. deaktivieren. Bei Aktivierung können Sie jedes Erdunterstromelement mithilfe der Einstellung **IE< Eingang** als gemessenen oder berechnet definieren. Sofern aktiviert, kann es als gemessenen oder berechnet definiert werden. Je nach Modell können Sie Einphasen-Stromwandler verwenden, die mit den drei Neutralstromwandlerverbindungen TN1, TN2 und TN3 für die LSV-Funktion verbunden sind (siehe Schaltplan). Dies definieren Sie mithilfe der Einstellung **IE< Wandler**.

10.3.1 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 Auslösepolen 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)	Drei 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	Drei Optionen sind verfügbar. Ansprechen aller Elemente von I< und IN< Rücksetzung der externen Auslösung UND ansprechen aller Elemente von I< und IN< LS Aus (alle drei Pole) UND Betätigung aller Elemente bei I< und IN<

10.3.2 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.

Dieser Algorithmus zur Nulldurchgangserkennung berücksichtigt die Stromeingänge T1, T2, T3, T4 und T5 pro Phase. Wenn **IE< Eingang** als *gemessenen* eingestellt wird, berücksichtigt der Algorithmus zur Nulldurchgangserkennung die Stromeingänge TN1, TN2 und TN3. Wenn **IE< Eingang** als *berechnet* eingestellt wird, berücksichtigt der Algorithmus zur Nulldurchgangserkennung die Stromeingänge T1, T2, T3, T4 und T5. Wenn mehr als zwölf aufeinander folgende Abtastwerte größer als null Ampere oder mehr als zwölf aufeinander folgende Abtastwerte kleiner als null Ampere sind, wird ein Nulldurchgangserkennungszustand festgestellt, wodurch die LSV-Funktion blockiert wird. Der Algorithmus zur Nulldurchgangserkennung wird festgestellt, nachdem sich der Leistungsschalter im Primärsystem geöffnet hat, um sicherzustellen, dass der Senkstrom nur im Wechselstromsekundärkreis fließt.

10.4 LOGIK DES LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZES

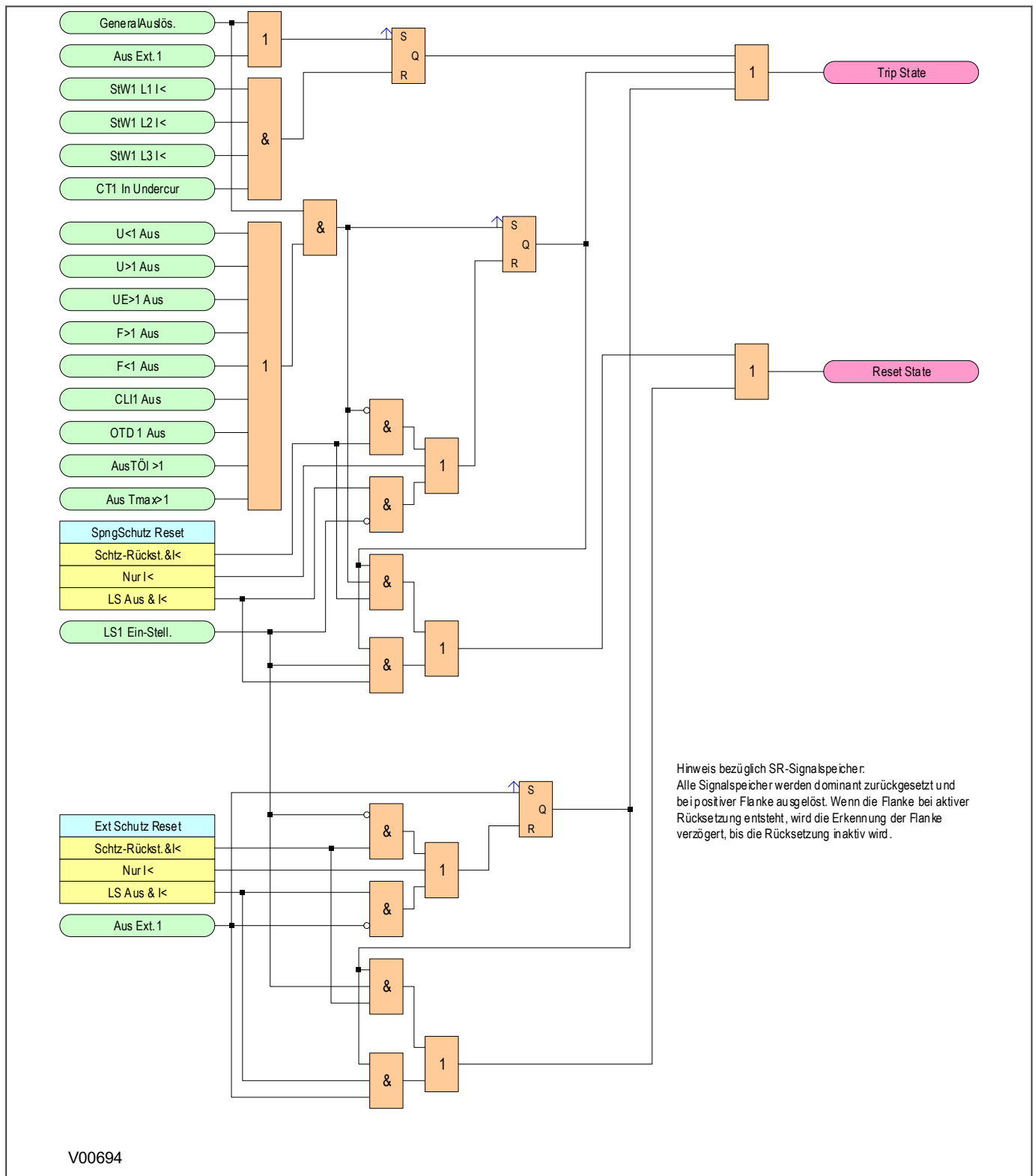


Abbildung 118: Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 1

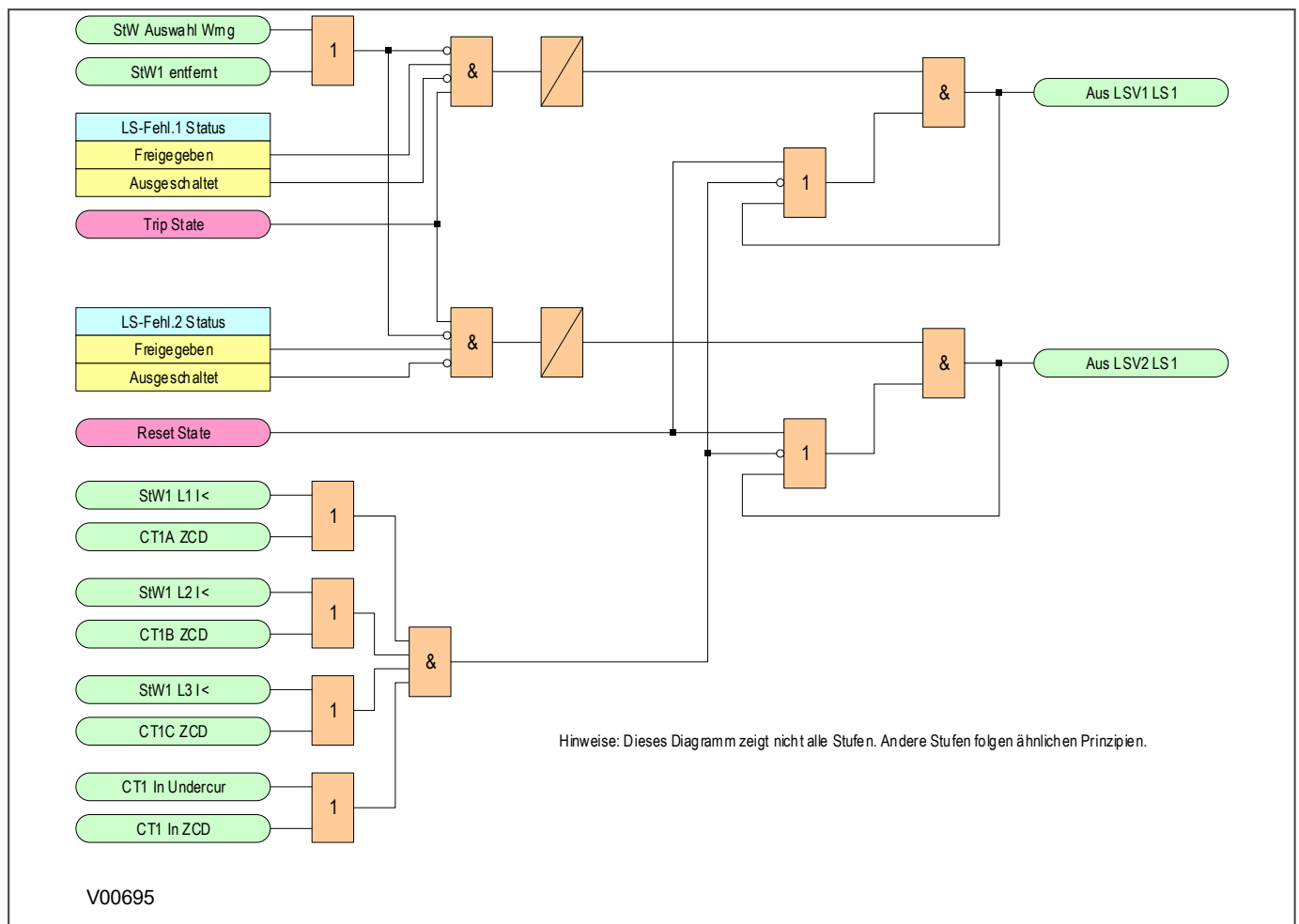


Abbildung 119: Logik des Leistungsschalterversagerschutzes – Teil 2

10.5 ANWENDUNGSHINWEISE

10.5.1 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 die Rücksetzung des Elementes 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 der LSV-Rücksetzung. 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 zuverlässige Rücksetzung, wenn im geschützten Stromkreis immer Laststrom fließt. In diesem Fall ist die Erkennung des Abfalls des einleitenden Schutzelements möglicherweise zuverlässiger.
- 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 resultiert die beste Rücksetzungsmethode aus der Stellung der Leistungsschalter-Hilfskontakte.

10.5.2 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.

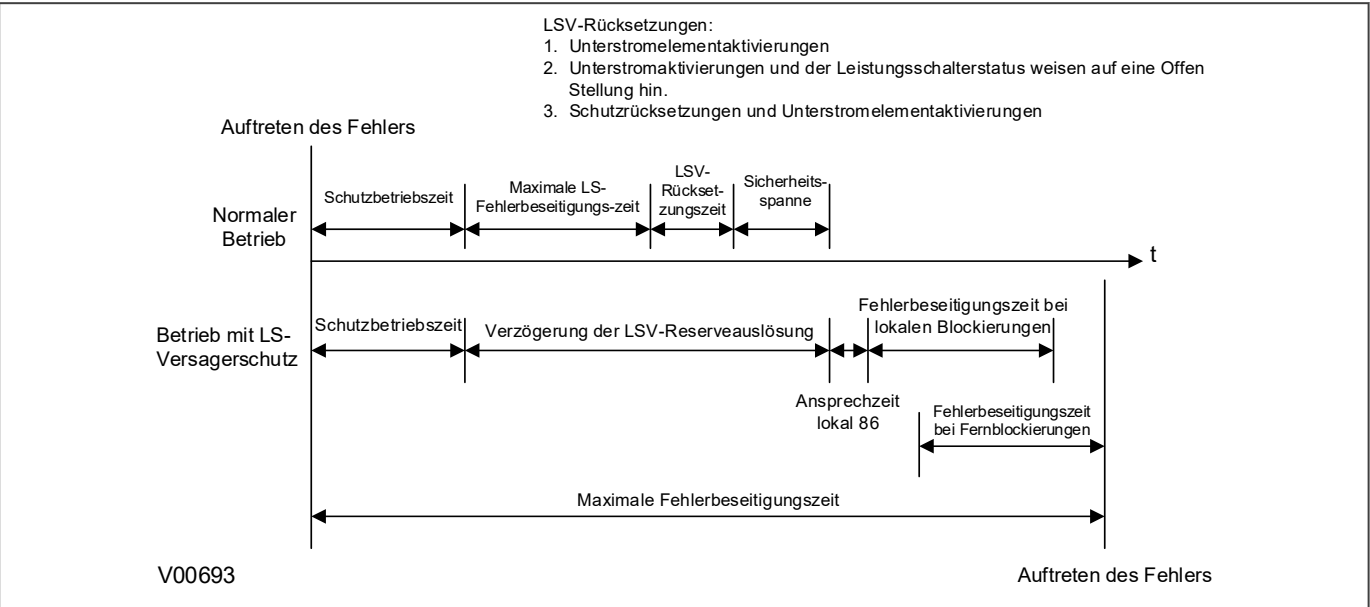


Abbildung 120: LSV-Ablaufsteuerung

Die folgenden Beispiele berücksichtigen die direkte Auslösung eines 2-Zyklen-Leistungsschalters. Es folgen typische Einstellungen:

Rücksetzmechanismus für LS-Versigerschutz	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-Versigerschutzes 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 Hilfsauslöserrelais müssen zusätzlich 10–15 ms eingestellt werden, um die Anregung der Auslöserrelais zu ermöglichen.

10.5.3 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN (UNTERSTROM)

Die Phasenunterstromparameter ($I_{<}$) müssen niedriger als der Laststrom eingestellt werden, damit durch Betätigung bei $I_{<}$ richtig angezeigt wird, dass der LS-Pol offen ist. Eine typische Einstellung für Schaltungen mit oberirdischen Leitungen ist 20 % I_n . Einstellungen von 5% von I_n sind bei LSV-Schutz von Generatorleistungsschaltern üblich.

Der Wert der Erdfehlerschutzelemente muss kleiner als der entsprechende Auslöseparameter sein. Beispiel:

$$I_{E<} = (I_{E>} \text{ Auslösung})/2$$

KAPITEL 11

SPANNUNGSSCHUTZFUNKTIONEN

11.1 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	254
Unterspannungsschutz	255
Überspannungsschutz	258
Nullüberspannungsschutz	261
Gegensystem-Überspannungsschutz	265

11.2 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 Stromversorgungssystem 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.

11.2.1 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 Ansprechkenngößen. Sie haben die Wahl zwischen:

- Einer IDMT-Kenngöße
- DT (Konstantzeit)

Dies legen Sie mithilfe der Einstellung **U<1 Funktion** fest.

Die IDMT-Kenngöße 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-Kenngößen haben. Dies wird im Feld **U<2 Status** festgelegt.

Im Feld **U< Betriebsart** stehen für jede Stufe Ausgänge für Ein- und Dreiphasenbedingungen zur Verfügung.

11.2.2 LOGIK DES UNTERSPIGUNGSSCHUTZES

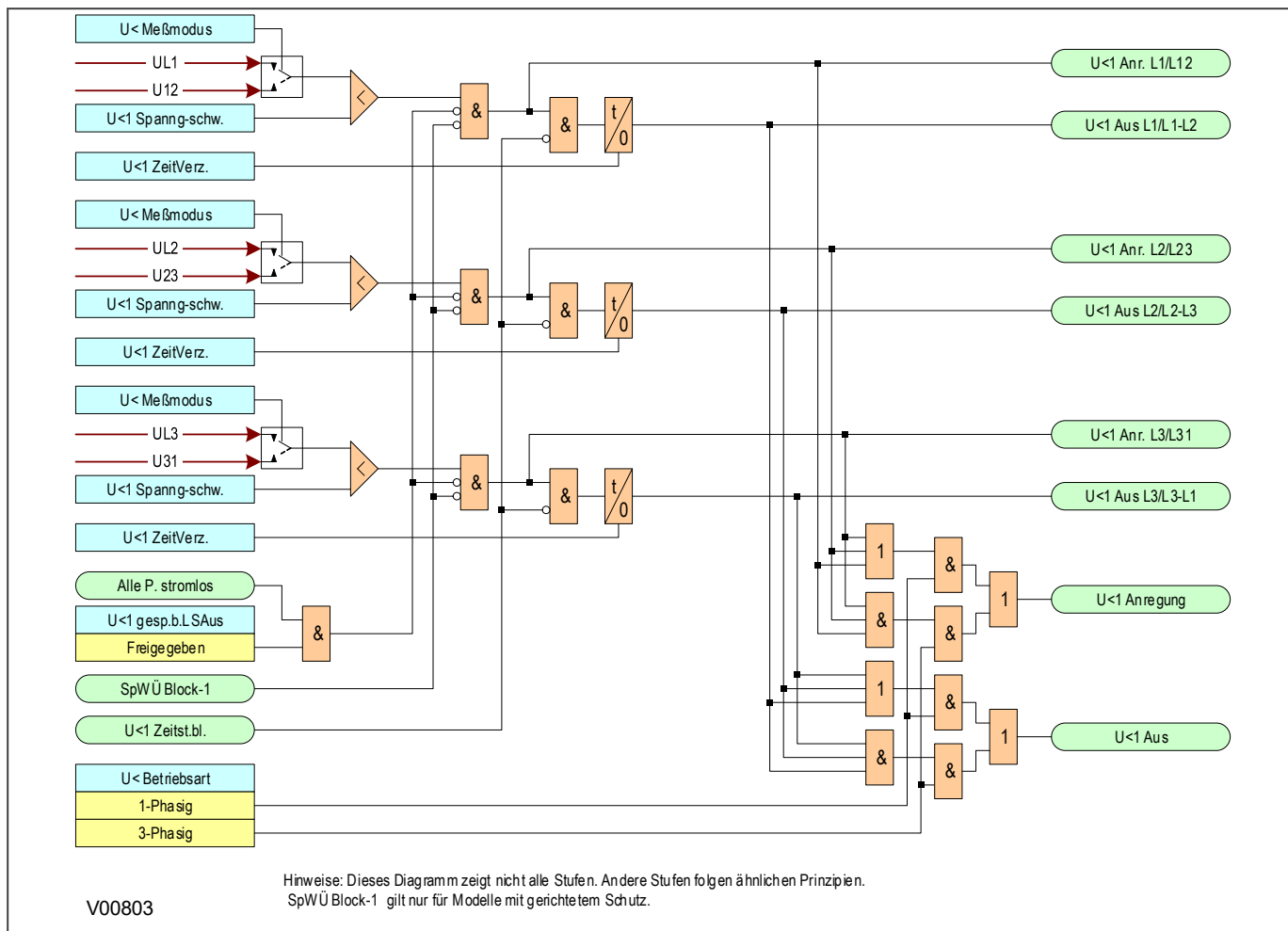


Abbildung 121: Unterspannung – Ein- und Dreiphasen-Auslösemodus (eine Stufe)

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) Zeitgeber Block**) 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 blockiert ein Signal **Alle P. stromlos** das Signal

Anrege -Signal für jede Phase. 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.

11.2.3 ANWENDUNGSHINWEISE

11.2.3.1 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.

Stufe 1 wird zum Auslösen verwendet und kann deaktiviert oder als IDMT oder Konstantzeit gewählt werden. Sie können Stufe 2 als Warnstufe definieren, um den Benutzer vor ungewöhnlichen Spannungszuständen zu warnen.

Wenn nur ein Einphasen-SpW-Signal verfügbar ist und Sie eine Unterspannungswarnung benötigen, müssen Sie das Signal **SpWÜ-Status** in der Spalte **ÜBERWACHUNG** auf *Anzeige* oder *Deaktiviert* setzen.

11.3 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.

11.3.1 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 Ansprechkenngößen. 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 Dreiecksspannung 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.

11.3.2 LOGIK DES ÜBERSPANNUNGSSCHUTZES

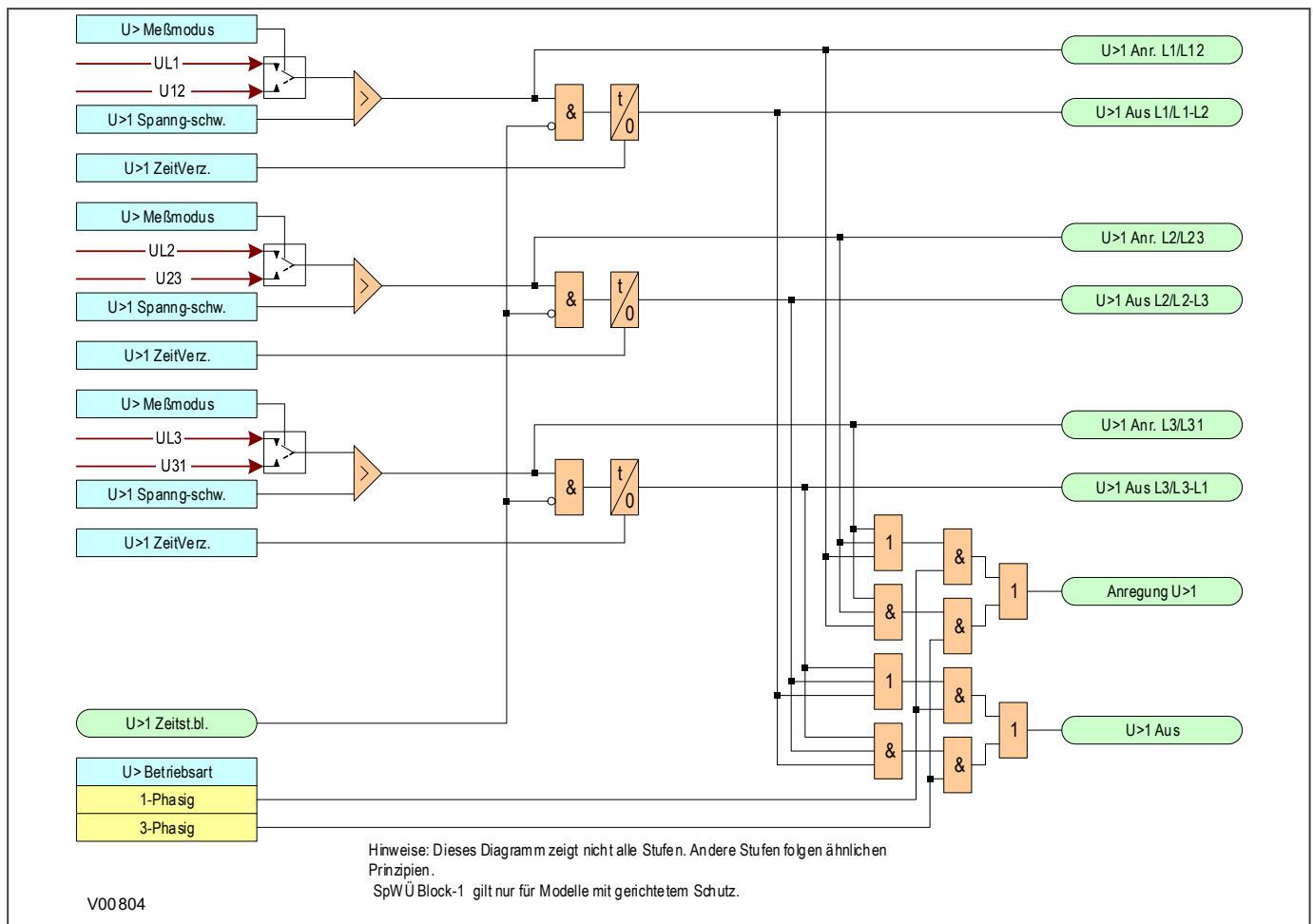


Abbildung 122: Überspannung – Ein- und Dreiphasen-Auslösemodus (eine Stufe)

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.

11.3.3 ANWENDUNGSHINWEISE

11.3.3.1 RICHTLINIEN FÜR ÜBERSpannungSEINSTELLUNG

Mehrere Stufen und ihre entsprechenden Ansprechkenngößen 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.

Normalerweise können Transformatoren dauerhaft einem Überspannungszustand von 110 Prozent standhalten. Die Stehzeiten für höhere Überspannungen sollten vom Hersteller des Transformators angegeben werden.

Um das Ansprechen bei Erdfehlern zu verhindern, sollte das Element bei Phase-Phase-Spannungen ansprechen. Um dies zu erreichen, setzen Sie **U>1 Meßmodus** auf *Dreieck* und **U>1 Betriebsart** auf *3-Phasig*. Die Überspannungsschwelle **U>1 Spanng-schw.** sollte auf 100 bis 120 Prozent der Phase--Phase-Nennspannung liegen. Sie sollten auch die Verzögerungszeit einstellen, um unerwünschtes Auslösen der verzögerten Überspannungsschutzfunktion infolge transienter Überspannungen zu verhindern, die kein Risiko für den Transformator darstellen. Eine typische Verzögerung könnte bei ein bis drei Sekunden liegen, wobei eine längere Verzögerung bei niedrigeren Spannungsansprechwerten anzuwenden ist.

Die zweite Stufe kann zur Bereitstellung eines unverzögerten, hoch eingestellten Überspannungsschutzes verwendet werden. Eine typische Ansprechwerteinstellung, **U>2 Spanng-schw.**, würde normalerweise bei 130 bis 150 Prozent der Phase--Phase-Nennspannung liegen. Für unverzögertes Ansprechen sollten Sie die Verzögerungszeit auf 0 Sekunden einstellen.

Wenn Sie ein Ansprechen durch Sternspannung wählen, müssen Sie dafür sorgen, dass das Element mit anderen Schutzeinrichtungen gestaffelt ist, wenn Erdfehler vorliegen, bei denen die Sternspannung beträchtlich ansteigen kann.

Diese Art des Schutzes muss mit anderen Überspannungsgeräten an anderen Orten im Netz koordiniert werden.

11.4 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 wird (aus den Phasenspannungen) berechnet. Berechnete Werte werden verwendet, wenn die Messfunktion nicht vom Modell unterstützt wird.

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 Kabelumbaustrumwandlern an jeder Speiseleitung entweder unpraktisch oder unwirtschaftlich sein kann. Auch kann dies zur Bereitstellung von Erdfehlerschutz für Geräte ohne Stromwandler von Vorteil sein.

11.4.1 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 Ansprechkenngößen. 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.

11.4.2 LOGIK DES NULLÜBERSpannungSSCHUTZES

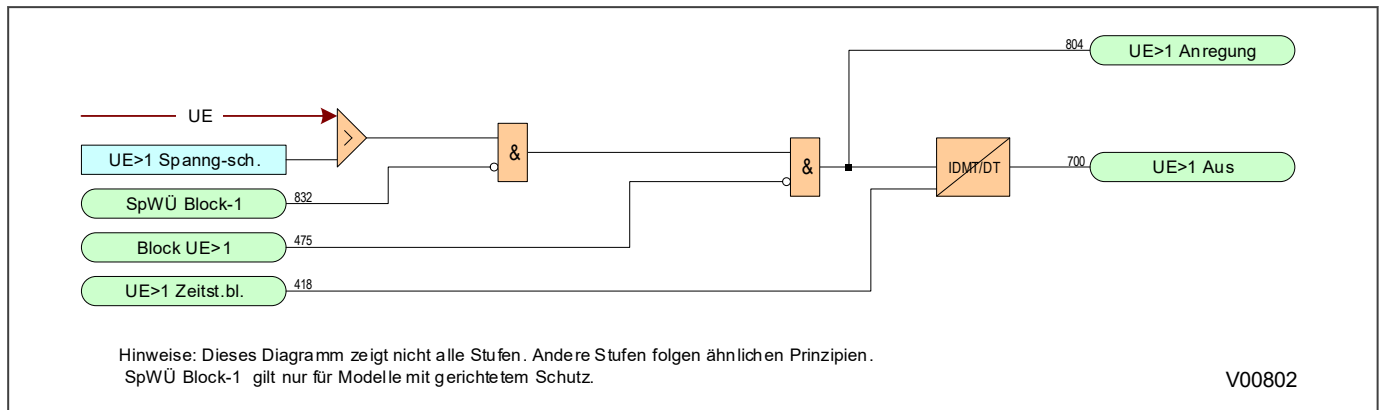


Abbildung 123: Logik des Nullüberspannungsschutzes

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.

11.4.3 ANWENDUNGSHINWEISE

11.4.3.1 BERECHNUNG FÜR STARR GEERDETE SYSTEME

Folgendes wird angenommen: Phase L1 steht im Verhältnis zu einem Erdfehler in einem einfachen radialen System.

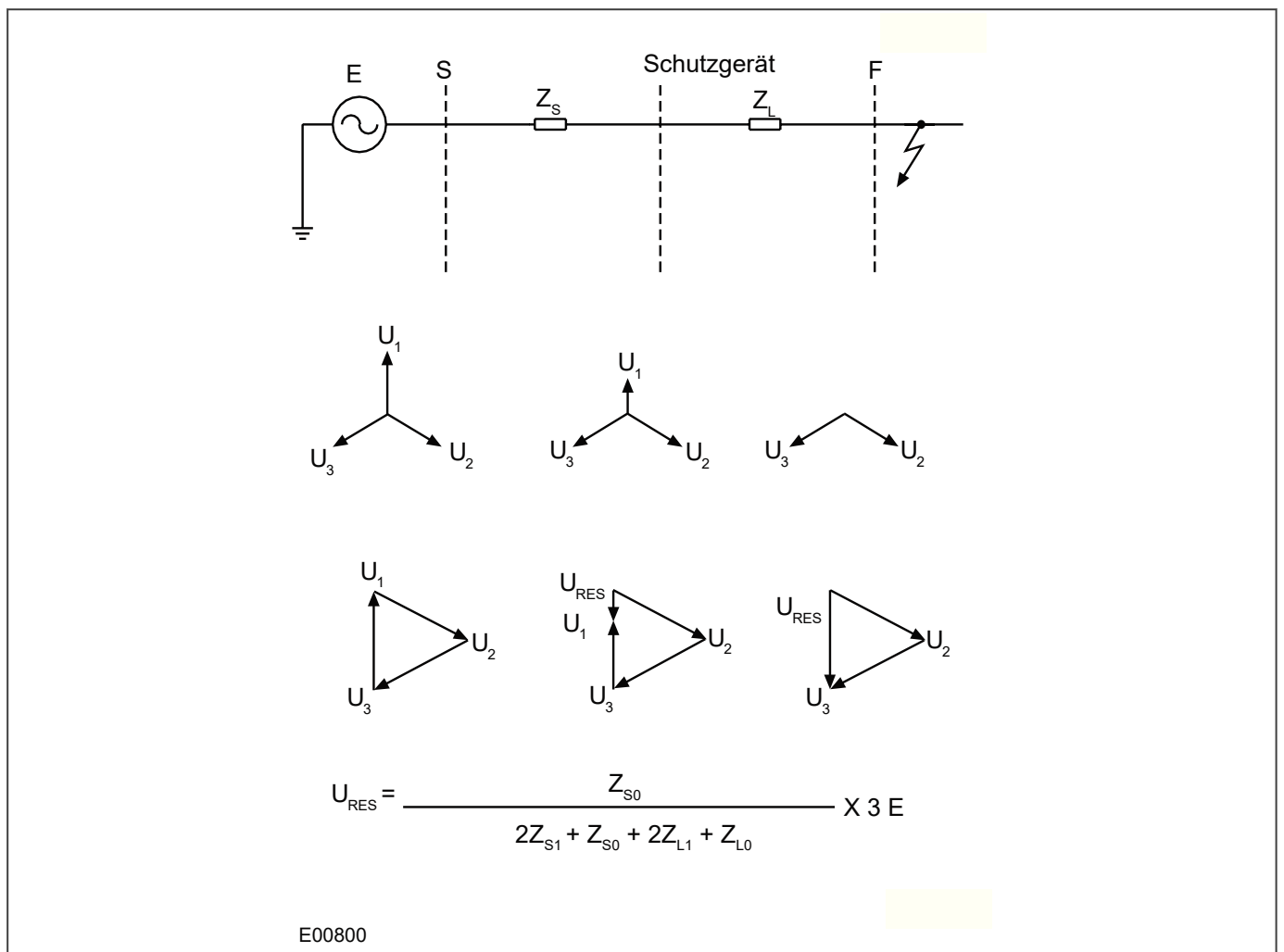


Abbildung 124: Restspannung für ein starr geerdetes System

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.

11.4.3.2 BERECHNUNG FÜR WIDERSTANDSGEERDETE SYSTEME

Folgendes wird angenommen: Phase L1 steht im Verhältnis zu einem Erdfehler in einem einfachen radialen System.

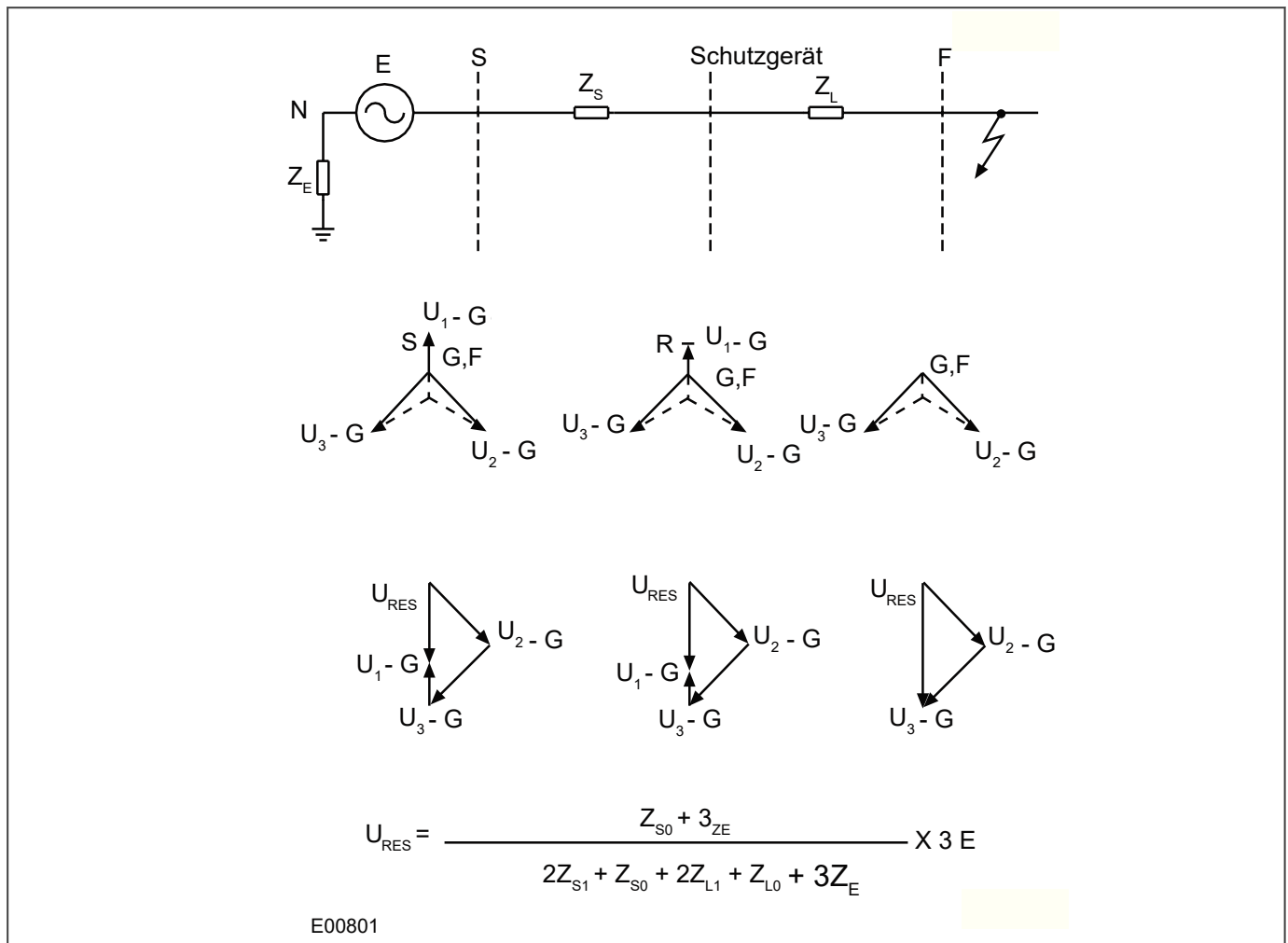


Abbildung 125: Restspannung für ein widerstandsgeerdetes System

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.

11.4.3.3 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.

11.5 GEGENSYSTEM-ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

Wenn eine Speiseleitung rotierende Anlageneinrichtungen wie beispielsweise einen Induktionsmotor speist, sind ein korrekter Phasenabgleich und Phasengleichheit der Speisung von großer Wichtigkeit. Eine falsche Phasenfolge führt dazu, dass angeschlossene Motoren in die falsche Richtung drehen. Bei richtungsempfindlichen Anwendungen wie beispielsweise Hebewerken und Förderbändern darf dies nicht zugelassen werden.

Eine unausgeglichene eingehende Stromspeisung kann Überspannung im Gegensystem verursachen. Im Falle einer falschen Phasenfolge würde die Versorgungsspannung nur aus 100 Prozent Gegensystemspannung bestehen.

11.5.1 IMPLEMENTIERUNG VON GEGENSYSTEM-ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ

Gegensystem-Überspannungsschutz wird in der Spalte *GEGENLEIST.ÜSPG* des entsprechenden Parametersatzes implementiert.

Der Gerät ist mit einem Gegensystem-Überspannungsschutzelement mit einer einzelnen Stufe ausgestattet. Die Anwendung ist nur mit Konstantzeit möglich.

Dieses Element überwacht die Phasenfolge und die Größe der Eingangsspannung (normalerweise von einem Spannungswandler, der an die Sammelschiene angeschlossen ist) und kann mit dem Motorschütz oder dem Leistungsschalter verriegelt werden, damit der Motor im Falle einer falschen Phasenfolge nicht eingeschaltet wird.

Das Element wird mithilfe des Felds **U2> Status** aktiviert.

11.5.2 LOGIK DES GEGENSYSTEM-ÜBERSPANNUNGSSCHUTZES

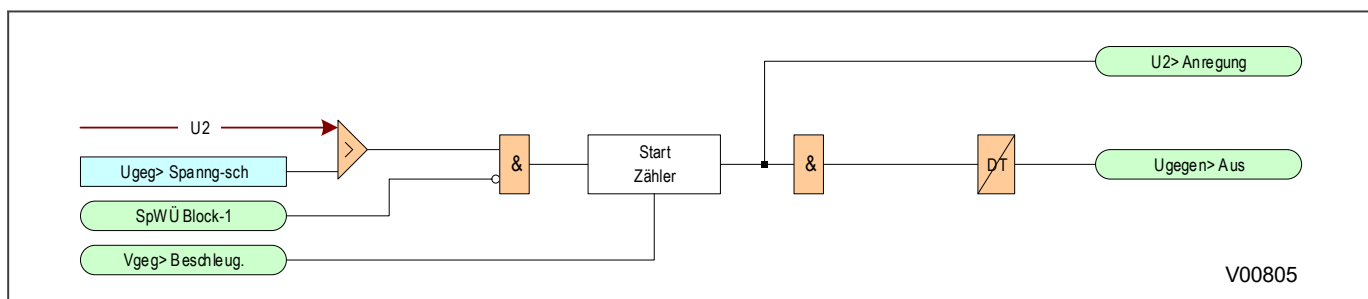


Abbildung 126: Logik des Gegensystem-Überspannungsschutzes

Das Gegensystem-Überspannungsschutzmodul (**U2>**) ist ein Pegeldetektor, der erkennt, wann die Spannung eine festgelegte Schwelle überschreitet. Wenn dies geschieht, gibt das Vergleicherausgangs-Überspannungsmodul ein **Anrege**-Signal (**U2> Anregung**) aus, was bedeutet, dass der Schutz eingeleitet wird. Dieses Anregesignal kann durch das Signal **SpWÜ Block-1** blockiert werden. Mit diesem **Anrege**-Signal wird das Konstantzeit-Zeitgebermodul angesteuert. Der Ausgang des Konstantzeit-Zeitgebermoduls ist das Signal **U2> Auslösung**, das verwendet wird, um das Auslöseausgangsrelais zu betätigen.

Das Signal **U2> Beschleunig** beschleunigt die Ansprechzeit der Funktion, indem die Anzahl der zum Ansprechen der Funktion benötigten Bestätigungszyklen reduziert wird. Bei 50 Hz bedeutet das, dass die Zeit der Anregung des Schutzes um 20 ms reduziert wird.

11.5.3 ANWENDUNGSHINWEISE

11.5.3.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Da die Erkennung einer falschen Phasenfolge (statt kleiner Unsymmetrien) Vorrang hat, ist keine empfindliche Einstellung erforderlich. Die Einstellung muss höher als eine konstante NPS-Spannung sein, deren Vorhandensein

auf Unsymmetrien im für die Messung eingesetzten Spannungswandler, Gerätetoleranzen usw. zurückzuführen sein kann.

Eine Einstellung von etwa 15 Prozent der Nennspannung ist üblich.

Hinweis:

*Die stationären Pegel der Gegensystemspannung (U_2) werden im Feld **U2 Betrag** der Spalte MESSDATEN 1 angezeigt.*

Die Ansprechzeit des Elements hängt von der Anwendung ab, aber eine typische Einstellung liegt in der Größenordnung von fünf Sekunden.

KAPITEL 12

FREQUENZSCHUTZFUNKTIONEN

12.1 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	268
Übererregungsschutz	269
Frequenzschutz	275

12.2 ÜBERERREGUNGSSCHUTZ

Wenn ein Leistungstransformator an eine aktive Last wie beispielsweise einen Generator angeschlossen ist, kann das Verhältnis zwischen Spannung und Frequenz bestimmte Grenzen überschreiten. Daraus resultiert Übererregung. Eine übermäßig hohe Spannung oder eine übermäßig niedrige Frequenz verursacht eine Erhöhung des U/f -Verhältnisses, wodurch eine hohe Flussdichte im Magnetkern des Transformators entsteht. Übererregung verursacht eine Sättigung des Transformator-kerns, woraus ein Streufluss in ungeblechten Komponenten entsteht, die nicht für die Übertragung von Fluss ausgelegt sind. Dies wiederum verursacht Wirbelströme in massiven Komponenten (z. B. Kernbolzen und Halteteile) und Blechlamellen am Ende des Kerns, was zu schneller Überhitzung und Schaden führt. Hersteller von Transformatoren liefern Informationen zur U/f -Fähigkeit als Funktion der Zeit. Die Grenze ist entweder in Form einer Kennlinie oder eines Sollwerts mit Zeitverzögerung festgelegt.

Transformatorübererregung kann aus folgenden Gründen entstehen:

- Hohe Netzspannung
- Generator-Vollastabwurf
- erhöhte Spannung durch leichte Belastung der Übertragungsleitungen (Ferranti-Effekt)
- niedrige Netzfrequenz
- Generatorerregung mit niedriger Drehzahl bei eingeschaltetem automatischem Spannungsregler
- Geomagnetische Störung (Effekte der Sonneneinstrahlung)
- Niederfrequenz-Erdstromzirkulation durch ein Übertragungsnetz

Der anfängliche Effekt der Übererregung ist eine Erhöhung des Magnetisierungsstroms für einen Transformator. Da dieser Strom als Differentialstrom sichtbar wird, der zu einer Fehlfunktion des Geräts führen kann, ist daher Stabilisierung erforderlich. Die fünfte Harmonische des Stroms wird verwendet, um das Differentialelement bei schwachen oder kurzzeitigen Erregungszuständen zu blockieren.

Ständige Übererregung kann jedoch zu Überhitzung und damit zu thermischem Schaden oder Leistungsminderung eines Transformators führen.

Daher wird folgende Schutzstrategie empfohlen, um möglichen Übererregungszuständen entgegenzuwirken:

- Erhaltung der Stabilität des Schutzes bei transienter Übererregung durch Blockierung des Differentialschutzes
- Stellen Sie durch Anwendung des Übererregungsschutzes sicher, dass bei ständiger Übererregung ausgelöst wird. Üblicherweise wird ein Übererregungselement zum Schutz des Transformators bei Netzstörungen eingesetzt, insbesondere bei großen Netzen.

12.2.1 IMPLEMENTIERUNG DES ÜBERERREGUNGSSCHUTZES

Die Übererregungseinstellungen sind in der Spalte **ÜBERERREGUNG** des entsprechenden Parametersatzes zu finden. Je nach Gerätemodell stehen ein oder zwei Übererregungselemente mit vier Stufen des Übererregungsschutzes sowie eine zusätzliche Warnstufe zur Verfügung. Da das P642 nur einen Einphasen-SpW hat, steht nur ein Übererregungselement zur Verfügung. P643 und P645 können mit einem Einphasen-SpW und einem Dreiphasen-SpW ausgerüstet sein und besitzen daher ein Einphasen-Übererregungselement und ein Dreiphasen-Übererregungselement. Beide Elemente haben die gleichen Funktionen und folgen den gleichen logischen Prinzipien.

Jede Stufe des Übererregungsschutzes für jedes Element kann anhand der relevanten Statusfelder **$U/f > (n)$ Status** und **U/f Alarmstatus** aktiviert bzw. deaktiviert werden.

Die erste Stufe kann so eingestellt werden, dass sie mit einer unabhängigen oder abhängigen Verzögerung (IDMT) anspricht. Diese Stufe kann verwendet werden, um den Schutzauslösungsausgang bereitzustellen. Die anderen drei Stufen sind alle unabhängig verzögert und können mit der abhängigen Charakteristik der ersten Stufe kombiniert werden, um mithilfe der PSL eine kombinierte mehrstufige Ansprechkenngroße für Auslösung bei Übererregung zu erzeugen.

Nur für die erste Stufe 1 wird ein Sperrsignal bereitgestellt. Damit kann eine unabhängig verzögerte Stufe bei Bedarf einen Bereich der abhängigen Charakteristik außer Kraft setzen. Das Sperrsignal bewirkt, dass der Zeitgeber, das Anregesignal und das Auslösesignal zurückgesetzt werden.

Zusätzlich zu den Auslösestufen 1 bis 4 steht für jedes der Elemente eine Warnstufe ($V/Hz > Alm$) zur Verfügung, die zum Anzeigen eines Störungszustands verwendet werden kann.

12.2.1.1 ZEITVERZÖGERTER ÜBERERREGUNGSSCHUTZ

Schutz vor Schaden durch längere Übererregung wird durch Einsatz der ersten Übererregungsschutzstufe mit der IDMT-Charakteristik geboten. Aufgrund seiner flexiblen Einstellmöglichkeiten, d. h. der Anpassung der Zeitverzögerung bei verschiedenen Spannungs- bzw. Frequenzwerten, empfiehlt sich das Element für verschiedene länderspezifische Anforderungen. Der Hersteller des Transformators sollte in der Lage sein, Informationen zu Funktionen für kurzzeitige Übererregung zu liefern, damit Sie die entsprechenden Einstellungen für das U/f-Auslöseelement festlegen können. Dieser zeitflexible Übererregungsschutz sollte zum direkten Auslösen des Transformators eingesetzt werden.

Die IDMT-Charakteristik ist $T = TMS / (M - 1)^2$.

Wobei:

$M = (U/f \text{ bezogen}) / (U/f \text{ Auslöseeinstellung})$

U und f sind gemessene Einheiten

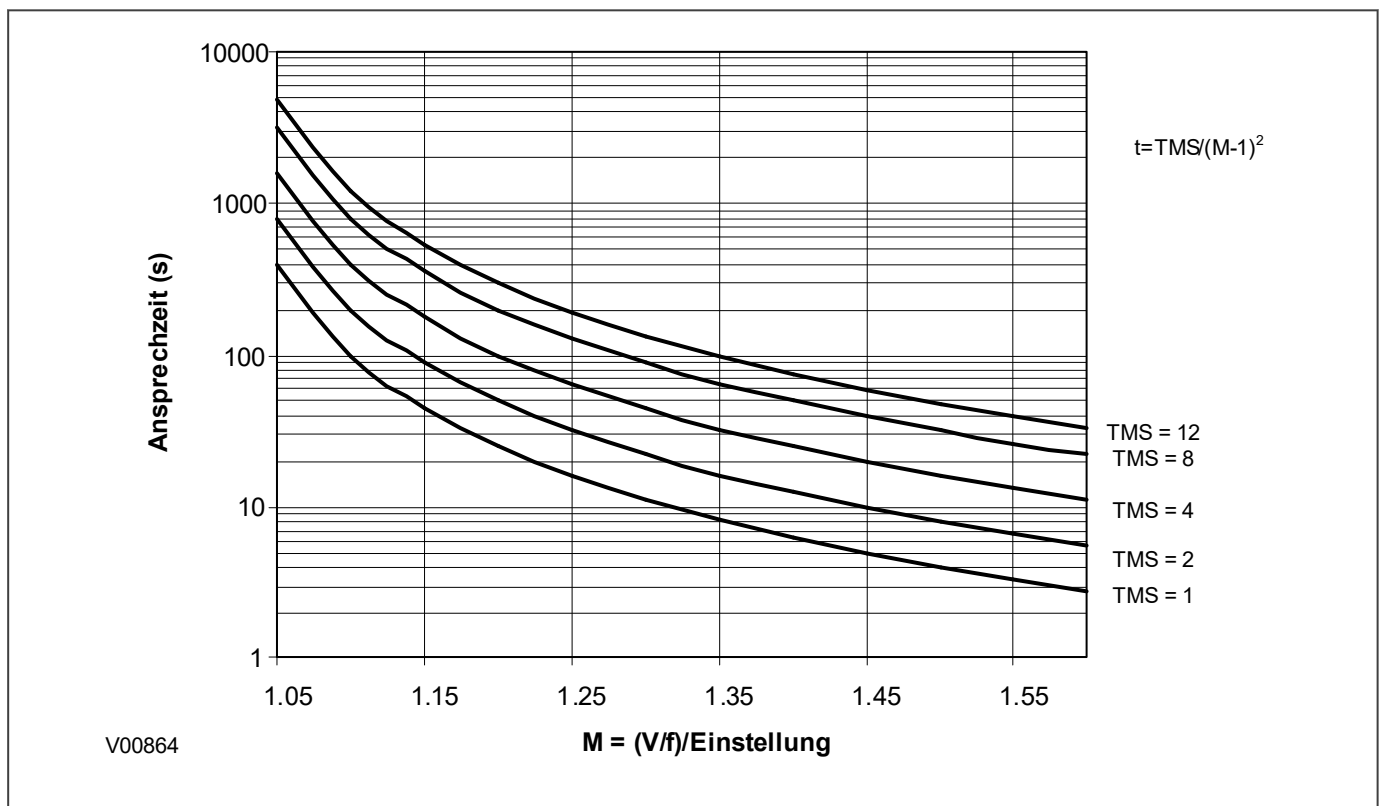


Abbildung 127: Charakteristik des zeitflexiblen Übererregungsschutzes

Die IDMT-Charakteristik wird als Wärmefunktion implementiert. Der interne IDMT-Zeitgeber wird als Wärmeabbild mit einer Kühlkenngröße behandelt. Nach einem U/f-Ausschlag muss der Zeitgeber entsprechend der Rücksetzungs-Kühlkenngröße zurückgesetzt werden. Anderenfalls – wenn das Gerät einem weiteren U/f-Ausschlag ausgesetzt wird, bevor es auf Normaltemperatur abgekühlt ist, – kann Schaden entstehen, bevor der U/f-Auslösepunkt erreicht wird.

Zu diesem Zweck wird eine lineare Rücksetzkennlinie mit einer eingestellten Rücksetzzeit ($t_{\text{Reset}} U/f > x$) verwendet. Die tatsächlich verbleibende Rücksetzzeit ergibt sich aus:

$$\text{Rücksetzzeit} = t_{\text{Reset}} * \text{IDMTtimer} / t_{\text{Target}}$$

$$\text{wobei } t_{\text{Target}} = \text{TMS} / (M-1)^2.$$

Die tatsächliche Auslösezeitverzögerung ergibt sich aus:

$$\text{Auslöseverzögerung} = t_{\text{Target}} * (1 - \text{RESETtimer} / t_{\text{Reset}})$$

Zur Verwendung des zeitverzögerten Übererregungsschutzes muss das Gerät mit einem Spannungssignal versorgt werden, das die Primärnetzspannung auf der Quellenseite des Wandlers repräsentiert. Dies wird durch die Einstellung **Spannungsreferenz** in der Spalte **SÄTTIGUNGSSCHUTZ** definiert.

Die folgende Abbildung erklärt die Rücksetzungscharakteristik. Die Zeit t_{Reset} ist erforderlich, damit das Wärmeabbild vollständig auf null zurückgesetzt wird, nachdem es 100 Prozent von **V/f > 1 Trip** bei Stufe 1 erreicht hat. Wenn das Wärmeabbild nicht 100 Prozent von „V/f > 1 Trip“ erreicht hat, wird die Rücksetzzeit proportional reduziert. Wenn die Rücksetzzeit beispielsweise auf 100 Sekunden gesetzt ist und das Wärmeabbild nur 50 Prozent von „V/f > Trip“ erreicht hat, beträgt die Rücksetzzeit 50 Sekunden, wie in Stufe 2 zu sehen ist. Wenn ein weiterer U/f-Ausschlag auftritt, bevor die erste Rücksetzung „U/f Reset“ erreicht, berücksichtigt die U/f-Zeitverzögerung die verbleibende Rücksetzzeit, wie in Stufe 3 zu sehen ist.

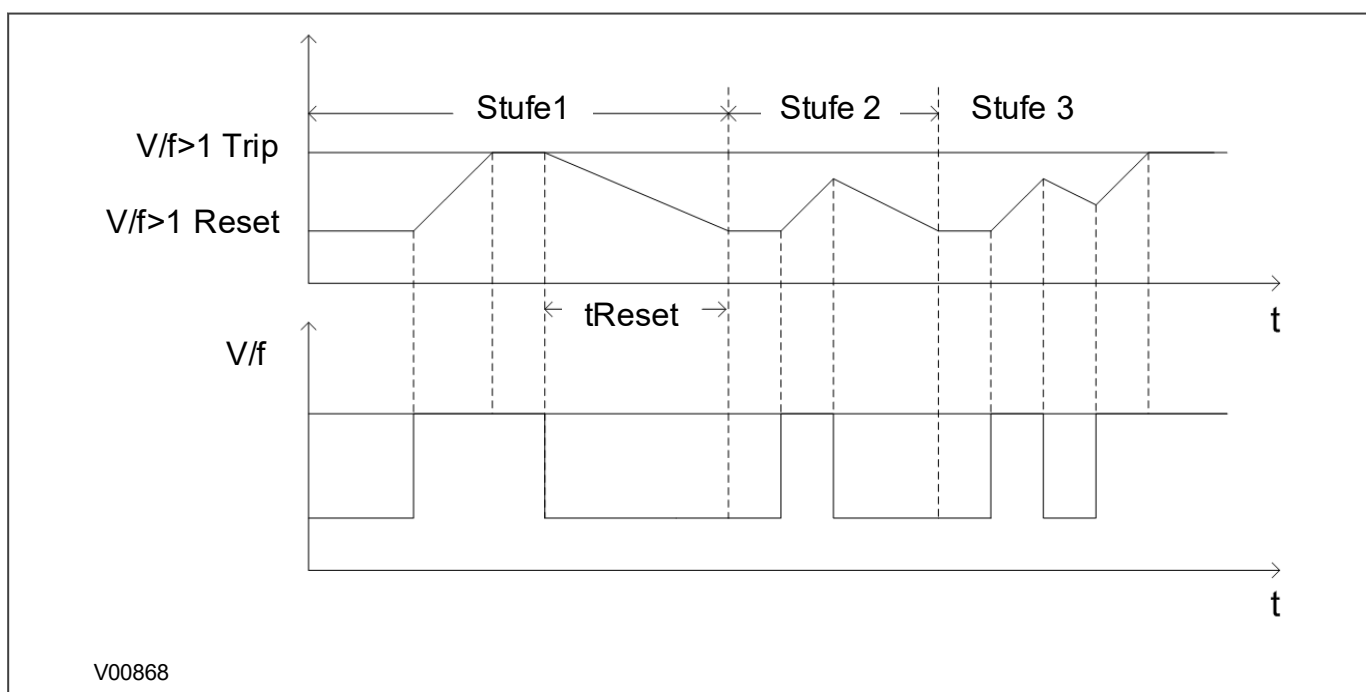


Abbildung 128: Rückstellcharakteristik der Übererregung

12.2.1.2 BLOCKIERUNG DER FÜNFTEN HARMONISCHEN

Eine Funktion zur Blockierung der fünften Harmonischen des Differentialstroms kann verwendet werden, um eine mögliche Fehlfunktion bei transienten Übererregungszuständen zu verhindern. Ein Signal der fünften Harmonischen wird aus der Wellenform des Differentialstroms jeder Phase berechnet. Die Blockierung erfolgt pro Phase.

Das Gerät bietet einen zeitverzögerten Übererregungsschutz, um Auslösung bei anhaltender Übererregung sicherzustellen, die durch hohe Netzspannung oder niedrige Netzfrequenz verursacht wird. Wenn das Risiko einer anhaltenden geomagnetischen Übererregung bei normaler Netzspannung und Netzfrequenz besteht, kann die Differentialstromfunktion der fünften Harmonischen verwendet werden, um nach einer langen Zeitverzögerung die Auslösung einzuleiten. Diese Zeitverzögerung muss wie folgt in der PSL programmiert werden:

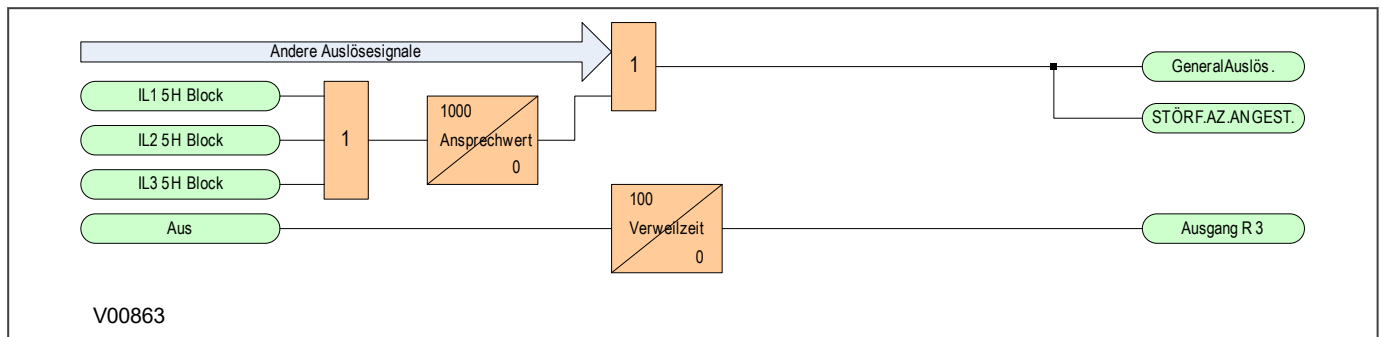


Abbildung 129: Zeitverzögerung in der PSL zur Blockierung der fünften Harmonischen

12.2.1.3 LOGIK DES ÜBERERREGUNGSSCHUTZES

Die Logik des Übererregungsschutzes ist nachstehend dargestellt. Das Diagramm zeigt die Einstellung des Zeitgebers der ersten Stufe auf IDMT. Bei Bedarf können Sie mithilfe der Einstellung **U/f>1 AuslösFunk** einen Konstantzeit-Zeitgeber für die erste Stufe auswählen. Das Diagramm bezieht sich auf das Dreiphasen-SpW-Element. Das Einphasen-Element folgt den gleichen Prinzipien.

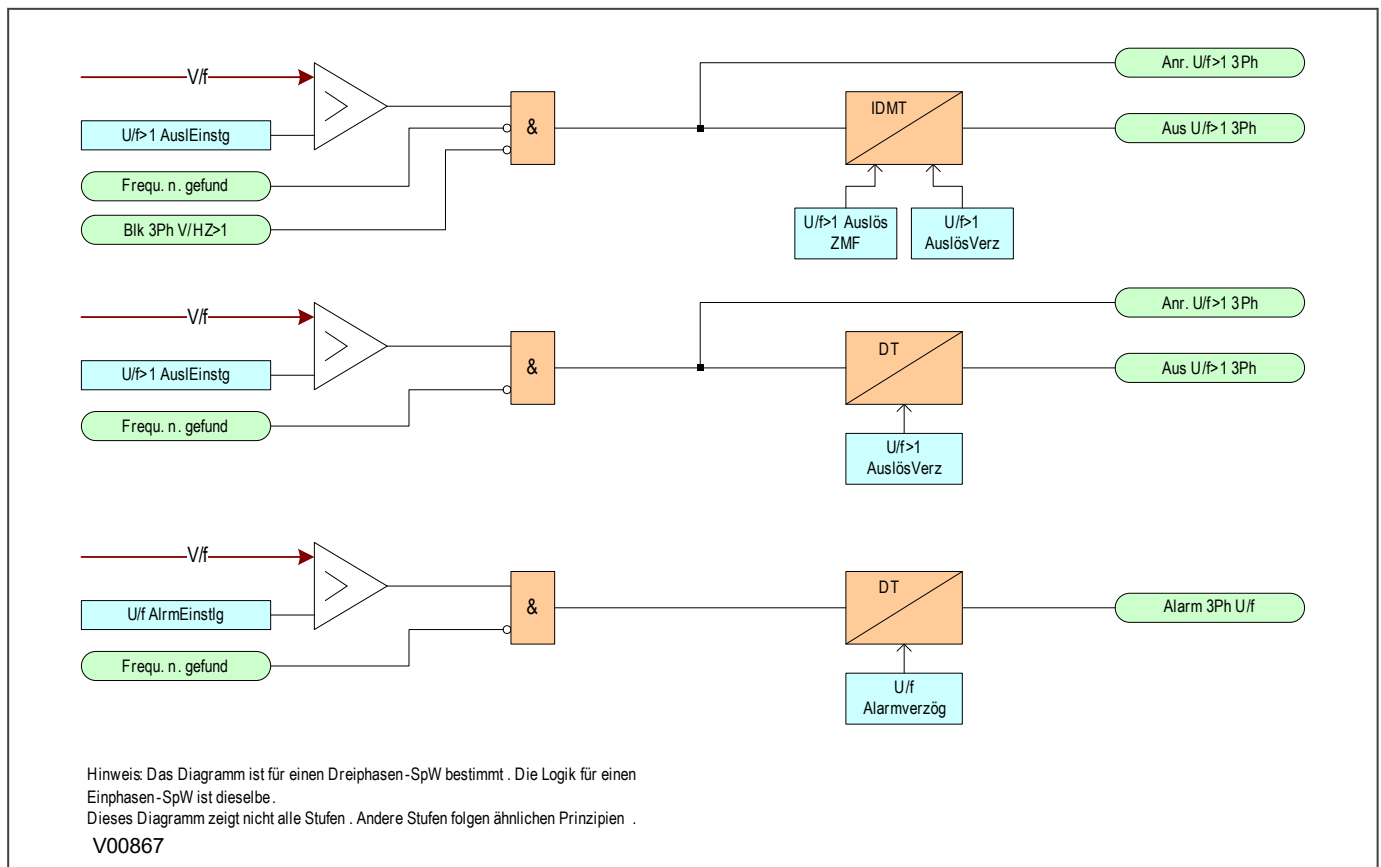


Abbildung 130: Logik des Übererregungsschutzes

12.2.2 ANWENDUNGSHINWEISE

12.2.2.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN FÜR ÜBERERREGUNGSSCHUTZ

Der Ansprechwert für Übererregungselemente hängt von der jeweils bemessenen Kernflussdichte ab. Da Blocktransformatoren in der Regel mit höheren Flussdichten als Netz- und Verteilungstransformatoren laufen, benötigen sie eine entsprechend höhere Ansprechereinstellung und entsprechend kürzere Auslösezeiten. Da

Netztransformatoren auch durch Übererregungszustände gefährdet werden können, sollten Sie bei der Festlegung der erforderlichen Einstellungen die Festigkeit berücksichtigen.

Laut IEEE-Standard C37.91-2000 kann Übererregung eines Transformators auftreten, wenn das Verhältnis der bezogenen Spannung zur bezogenen Frequenz (U/f) an den sekundären Anschlüssen eines Transformators die Bemessung des Transformators von 1,05 bezogen bei Vollast, Leistungsfaktor 0,8, oder 1,1 bezogen ohne Last, überschreitet.

Weitere Informationen zur Betriebsfähigkeit eines Transformators oberhalb der Nennspannung und unterhalb der Nennfrequenz sind Abschnitt 4.1.6 von IEEE C57.12.00-2006 zu entnehmen.

Das Element wird entsprechend dem tatsächlichen Verhältnis von Spannung und Frequenz eingestellt. Daher können Sie die Übererregungs-Schweleneinstellung **$V/Hz > (n)$ Trip Set** wie folgt berechnen:

Eine Einstellung von 1,05 bezogen würde $110/50 \times 1,05 = 2,31$ entsprechen.

Wobei:

- Die SpW-Sekundärspannung bei Primärnennspannung beträgt 110 V.
- Die Nennfrequenz beträgt 50 Hz.

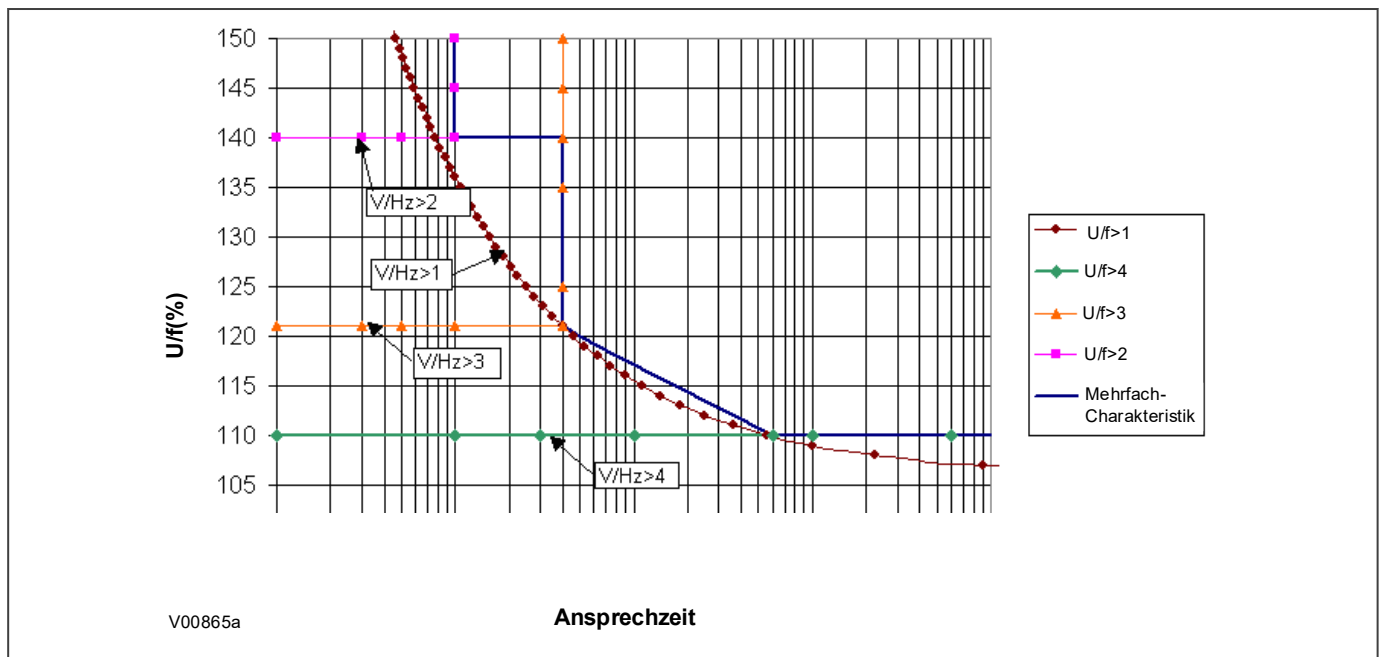
Die Ansprechereinstellung für die Übererregungswarnstufe **U/f AlmEinstlg** sollte niedriger als die Einstellung der Auslösestufe eingestellt werden, damit unnormale Zustände angezeigt werden und der Bediener an die entsprechende Anpassung der Netzparameter erinnert wird.

Die Verzögerungszeiten sollten entsprechend der Festigkeit des geschützten Transformators gewählt werden. Bei einer abhängigen Charakteristik wählen Sie die Zeitmultiplikatoreinstellung **$U/f > 1$ Auslös ZMF** so, dass die Ansprechkenngroße eng an die Festigkeit des Transformators angepasst ist. Bei unabhängig verzögerten Auslösestufen verwenden Sie für die Zeitverzögerung die Zellen **$V/Hz > (n)$ Trip Delay**. Die Verzögerungszeit der Warnstufe wird in der Zelle **U/f Alarmverzög** eingestellt.

Mithilfe der PSL können Sie die Stufen kombinieren, um eine mehrstufige Ansprechcharakteristik für die **U/f** -Auslösung zu erstellen, wie nachstehend gezeigt wird:

Hinweis:

Vor der Festlegung dieser Einstellungen sind die Informationen des Herstellers bezüglich der Festigkeit heranzuziehen.



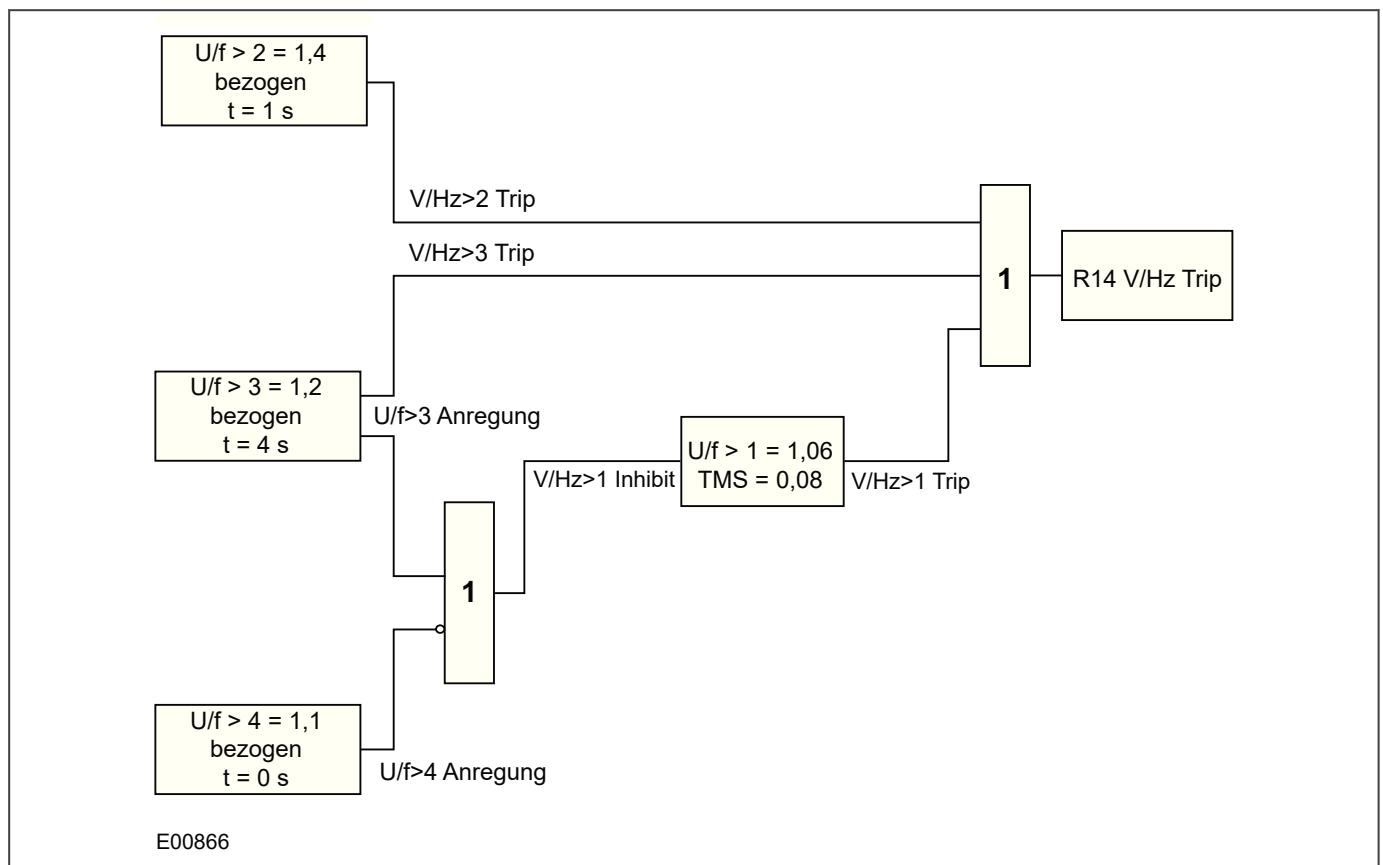


Abbildung 132: Schaltungslogik für die mehrstufige Übererregungscharakteristik

12.3 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.

12.3.1 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.

12.3.1.1 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

12.3.1.2 LOGIK DES UNTERFREQUENZSCHUTZES

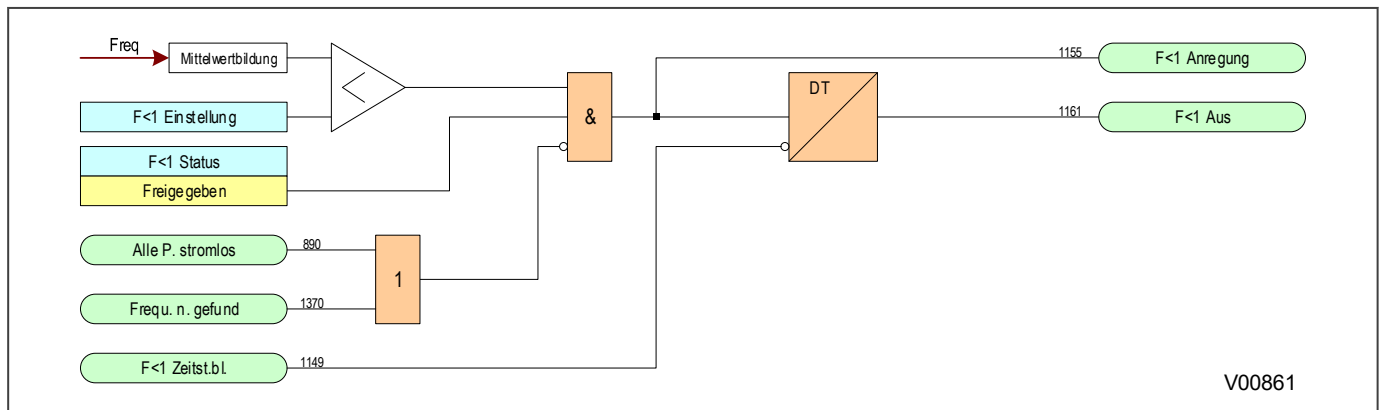


Abbildung 133: Unterfrequenzlogik (eine Stufe)

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.

12.3.1.3 ANWENDUNGSHINWEISE

12.3.1.3.1 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.

12.3.2 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.

12.3.2.1 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

12.3.2.2 LOGIK DES ÜBERFREQUENZSCHUTZES

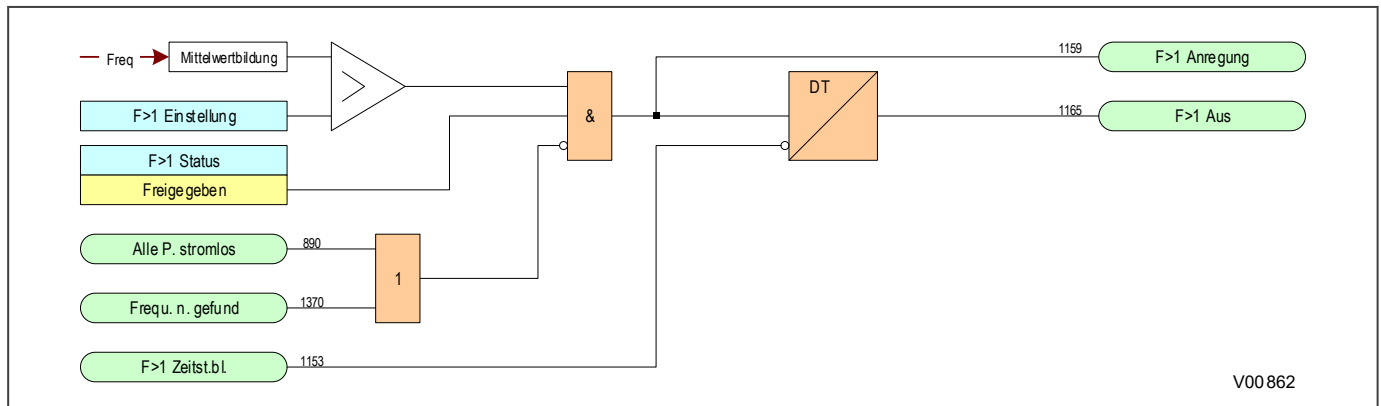


Abbildung 134: Überfrequenzlogik (eine Stufe)

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.

12.3.2.3 ANWENDUNGSHINWEISE

12.3.2.3.1 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.

KAPITEL 13

ÜBERWACHUNG UND STEUERUNG

13.1 KAPITELÜBERSICHT

Neben Schutzfunktionen bietet das Gerät umfassende Überwachungs- und Steuerungsfunktionen.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	279
Ereignisaufzeichnungen	280
Störschreiber	288
Messdaten	289
Stromeingangsausschlussfunktion	291
Leistungsschaltersteuerung	293
„Pol stromlos“-Funktion	298
Schalterstatus und Steuerung	302
Test Modus	307
IEC 61850-Steuerungsberechtigung	308

13.2 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

Die Einstellung **Ereignisauswahl** ermöglicht den Zugriff auf einzelne Ereignisdatensätze, deren letztes Ereignis an Position 0 gespeichert ist. Diese Einstellung definiert zudem die maximale Anzahl von verfügbaren Datensätzen.

Neben dem Ereignisprotokoll gibt es zwei Protokolle, die Duplikate der letzten fünf Wartungsaufzeichnungen und der letzten fünf Fehleraufzeichnungen enthalten. Dadurch ist der Zugriff auf die neuesten Fehler- und Wartungsergebnisse möglich.

13.2.1 EREIGNISTYPEN

Es gibt verschiedene Ereignistypen:

- Opto-Eingangsergebnisse (Zustandsänderung des Opto-Eingangs)
- Kontaktresultate (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.

13.2.1.1 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 ein 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.

13.2.1.2 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 ein 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.

13.2.1.3 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.

Warn.Zustand 1

Bit Nr.	Bitmaske (hexadezimal)	Warnungsbeschreibung
0	0x00000001	Ohne Funktion
1	0x00000002	Ohne Funktion
2	0x00000004	Parametersatzauswahl durch DDB-Eingänge ungültig
3	0x00000008	LS-Statusalarm
4	0x00000010	Therm. RTD-Warnung
5	0x00000020	RTD-Unterbrechungsfehler
6	0x00000040	RTD-Kurzschlussfehler
7	0x00000080	RTD-Datenunstimmigkeitsfehler
8	0x00000100	RTD-Kartenfehler
9	0x00000200	Warnung „Stromschleifeneingang 1“
10	0x00000400	Warnung „Stromschleifeneingang 2“
11	0x00000800	Warnung „Stromschleifeneingang 3“
12	0x00001000	Warnung „Stromschleifeneingang 4“
13	0x00002000	Warnung „Unterstromfehler Stromschleifeneingang 1“
14	0x00004000	Warnung „Unterstromfehler Stromschleifeneingang 2“
15	0x00008000	Warnung „Unterstromfehler Stromschleifeneingang 3“
16	0x00010000	Warnung „Unterstromfehler Stromschleifeneingang 4“
17	0x00020000	Warnung „Außer Betrieb“
18	0x00040000	Warnung „Frequenz außerhalb des Bereichs“
19	0x00080000	OHNE FUNKTION
20	0x00100000	OHNE FUNKTION
21	0x00200000	OHNE FUNKTION
22	0x00400000	Stromschleifeneingangsfehler
23	0x00800000	Stromschleifeneingangs-/ausgangsfehler
24	0x01000000	Warnung „VCO1-Konfiguration“
25	0x02000000	Warnung „VCO2-Konfiguration“
26	0x04000000	OHNE FUNKTION
27	0x08000000	Warnung „StWÜ-Fehler“
28	0x10000000	Warnung „Schaltungsfehler“

Bit Nr.	Bitmaske (hexadezimal)	Warnungsbeschreibung
29	0x20000000	Warnung „SpWÜ – SpW-Fehler“
30	0x40000000	Warnung vor Auslösung bei thermischer Überlast
31	0x80000000	Warnung „Alterungsbeschleunigungsfaktor“

Warn.Zustand 2

Bit Nr.	Bitmaske (hexadezimal)	Warnungsbeschreibung
0	0x00000001	Mldg LBD>
1	0x00000002	Schalterversager bei Auslösung
2	0x00000004	Warn. LS-Versag. T1
3	0x00000008	Warn. LS-Versag. T2
4	0x00000010	Warn. LS-Versag. T3
5	0x00000020	Warn. LS-Versag. T4
6	0x00000040	Warn. LS-Versag. T5
7	0x00000080	Warn. LS-Versag. T6
8	0x00000100	Warn. LS-Versag. T7
9	0x00000200	Warn. LS-Versag. T8
10	0x00000400	Warn. LS-Versag. T9
11	0x00000800	Warn. LS-Versag. T10
12	0x00001000	Warn. LS-Versag. T11
13	0x00002000	Warn. LS-Versag. T12
14	0x00004000	Warn. LS-Versag. T13
15	0x00008000	Warn. LS-Versag. T14
16	0x00010000	Warn. LS-Versag. T15
17	0x00020000	Warn. LS-Versag. T16
18	0x00040000	Warn. LS-Versag. T17
19	0x00080000	Warn. LS-Versag. T18
20	0x00100000	OHNE FUNKTION
21	0x00200000	HV V/Hz>1 Alarm
22	0x00400000	HV V/Hz>2 PrTrp
23	0x00800000	LV V/Hz>1 Alarm
24	0x01000000	LV V/Hz>2 PrTrp
25	0x02000000	OHNE FUNKTION
26	0x04000000	OHNE FUNKTION
27	0x08000000	Frequenzschutzwarnung
28	0x10000000	Durchgangsfehlerwarnung
29	0x20000000	Z1 Test Mode

Bit Nr.	Bitmaske (hexadezimal)	Warnungsbeschreibung
30	0x40000000	Z2 Test Mode
31	0x80000000	OHNE FUNKTION

Warn.Zustand 3

Bit Nr.	Bitmaske (hexadezimal)	Warnungsbeschreibung
0	0x00000001	Warnmeldung „Batterieausfall“
1	0x00000002	Fehler
2	0x00000004	Ohne Funktion
3	0x00000008	Warnmeldung „Angemeldetes GOOSE-Schutzgerät nicht vorhanden“
4	0x00000010	Warnung „Netzwerkkarte nicht installiert/ausgefallen“
5	0x00000020	Warnung „Netzwerkkarte reagiert nicht“
6	0x00000040	Warnmeldung „Schwerwiegender Fehler Netzwerkkarte“
7	0x00000080	Warnung „Erneutes Laden der Netzwerkkartensoftware“
8	0x00000100	Warnung „Falsche TCP/IP-Konfiguration“
9	0x00000200	Warnung „Falsche OSI-Konfiguration“
10	0x00000400	Warnmeldung „Netzwerkkarten-Verbindungsfehler“
11	0x00000800	Warnmeldung „Fehlanpassung der Software der Hauptkarte/Netzwerkkarte“
12	0x00001000	Warnmeldung „IP-Adressenkonflikt“
13	0x00002000	Ohne Funktion
14	0x00004000	Ohne Funktion
15	0x00008000	Ohne Funktion
16	0x00010000	Ohne Funktion
17	0x00020000	Ohne Funktion
18	0x00040000	Ohne Funktion
19	0x00080000	Ohne Funktion
20	0x00100000	Warnung „SNTP-Ausfall“
21	0x00200000	MMS-Bibliotheksspeicherzuteilung funktioniert nicht.
22	0x00400000	Ohne Funktion
23	0x00800000	Ohne Funktion
24	0x01000000	Ohne Funktion
25	0x02000000	Ohne Funktion
26	0x04000000	Ohne Funktion
27	0x08000000	Ohne Funktion
28	0x10000000	Ohne Funktion
29	0x20000000	Ohne Funktion
30	0x40000000	Ohne Funktion

Bit Nr.	Bitmaske (hexadezimal)	Warnungsbeschreibung
31	0x80000000	Ohne Funktion

Warn.Zustand 4

Bit Nr.	Bitmaske (hexadezimal)	Warnungsbeschreibung
0	0x00000001	User Alarm 1 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
1	0x00000002	User Alarm 2 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
2	0x00000004	User Alarm 3 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
3	0x00000008	User Alarm 4 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
4	0x00000010	User Alarm 5 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
5	0x00000020	User Alarm 6 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
6	0x00000040	User Alarm 7 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
7	0x00000080	User Alarm 8 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
8	0x00000100	User Alarm 9 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
9	0x00000200	User Alarm 10 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
10	0x00000400	User Alarm 11 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
11	0x00000800	User Alarm 12 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
12	0x00001000	User Alarm 13 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
13	0x00002000	User Alarm 14 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
14	0x00004000	User Alarm 15 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
15	0x00008000	User Alarm 16 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
16	0x00010000	User Alarm 17 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
17	0x00020000	User Alarm 18 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
18	0x00040000	User Alarm 19 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
19	0x00080000	User Alarm 20 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
20	0x00100000	User Alarm 21 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
21	0x00200000	User Alarm 22 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
22	0x00400000	User Alarm 23 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
23	0x00800000	User Alarm 24 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
24	0x01000000	User Alarm 25 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
25	0x02000000	User Alarm 26 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
26	0x04000000	User Alarm 27 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
27	0x08000000	User Alarm 28 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
28	0x10000000	User Alarm 29 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
29	0x20000000	User Alarm 30 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
30	0x40000000	User Alarm 31 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)
31	0x80000000	User Alarm 32 (0 = Selbstrücksetzung, 1 = Manuelle Rücksetzung)

13.2.1.4 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):

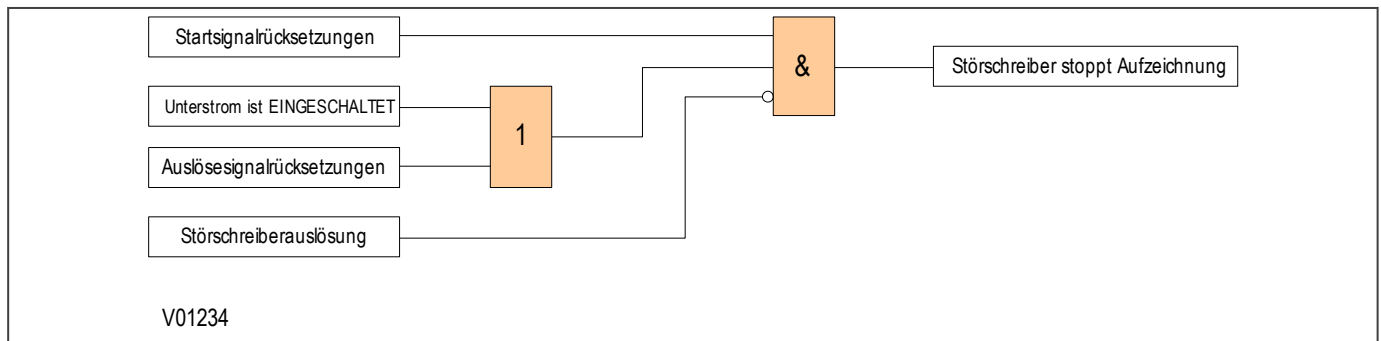


Abbildung 135: Stopbedingungen des Störschreibers

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.

13.2.1.5 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 Binärkode 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.

13.2.1.6 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.

13.2.1.7 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.

13.2.1.8 PLATTFORMEREIGNISSE

Plattformereignisse sind spezielle Typen von Standardereignissen.

Die im Feld **Ereignistext** angezeigte Ereignistypbeschreibung zeigt den Typ der Änderung an.

13.3 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 *Einzel*n 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.

13.4 MESSDATEN

13.4.1 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

13.4.1.1 GEMESSENE UND BERECHNETE STRÖME

Das Gerät misst Dreieck- und Stern-Stromwerte. Die Werte werden erzeugt, indem die Analogeingangsgroßen abgetastet und in digitale Größen umgewandelt werden, um die Größen- und Phasenwerte zu präsentieren. Folgegrößen werden bereitgestellt, indem die gemessenen Werte verarbeitet werden. Diese werden auch als Größen und Phasenwinkelwerte angezeigt.

Diese Messwerte sind in der Spalte *MESSDATEN 1* enthalten.

13.4.1.2 GEMESSENE UND BERECHNETE SPANNUNGEN

Das Gerät misst Dreieck- und Stern-Spannungswerte. Die Werte werden erzeugt, indem die Analogeingangsgroßen abgetastet und in digitale Größen umgewandelt werden, um die Größen- und Phasenwerte zu präsentieren. Folgegrößen werden bereitgestellt, indem die gemessenen Werte verarbeitet werden. Diese werden auch als Größen und Phasenwinkelwerte angezeigt.

Diese Messwerte sind in der Spalte *MESSDATEN 1* enthalten.

13.4.1.3 LEISTUNGS- UND ENERGIEGRÖßEN

Unter Verwendung der gemessenen Spannungs- und Stromwerte berechnet das Gerät die Schein-, Wirk- und Blindleistung. Diese werden einzeln für jede Phase und als Dreiphasenwert aus der Summe der drei einzelnen Phasenwerte erzeugt. Die Vorzeichen der Wirk- und Blindleistungsmesswerte können mithilfe der Einstellung des Messmodus gesteuert werden. Die vier Optionen sind in folgender Tabelle definiert:

Meßmodus	Parameter	Vorzeichen
0 (Voreinstellung)	Leistungslieferung	+
	Leistungsbezug	–
	Induktive Blindleistung	+
	Voreilende Blindleistung	–
1	Leistungslieferung	–
	Leistungsbezug	+
	Induktive Blindleistung	+
	Voreilende Blindleistung	–
2	Leistungslieferung	+
	Leistungsbezug	–
	Induktive Blindleistung	–
	Voreilende Blindleistung	+

Meßmodus	Parameter	Vorzeichen
3	Leistungslieferung	–
	Leistungsbezug	+
	Induktive Blindleistung	–
	Voreilende Blindleistung	+

Das Gerät berechnet auch die Faktoren pro Phase und des Dreiphasenstroms.

Diese Leistungswerte werden zum Inkrementieren der Gesamtmesswerte der Wirk- und Blindleistung verwendet. Für die gesamte gelieferte und bezogene Energie werden separate Energiemesswerte verwendet. Die Energiemesswerte werden bis auf maximal 1000 GWh oder 1000 GVARhr inkrementiert und dann auf null zurückgesetzt. Es ist möglich, diese Werte über das Menü oder Fernschnittstellen mithilfe der Zelle „Lastbez. Reset“ zurückzusetzen.

Diese Messwerte sind in der Spalte *MESSDATEN 2* enthalten.

13.4.1.4 BEDARFSWERTE

Das Gerät erzeugt Werte für das große Zeitfenster, das kleine Zeitfenster und den Spitzenbedarf. Sie können diese Größen mithilfe des Felds **Lastbez. Reset** zurücksetzen.

Der Wert des großen Zeitfensters ist der Mittelwert einer Größe über das angegebene Intervall. Die Werte werden für die Dreiphasen-Wirk- und -Blindleistung erzeugt. Die angezeigten Werte des großen Zeitfensters beziehen sich auf das vorhergehende Intervall. Die Werte werden am Ende des großen Zeitfensters in Übereinstimmung mit der Einstellung **Groß. Zeitfenst.** in der Spalte *MESSKONFIGURAT.* aktualisiert.

Die gleitenden Bedarfswerte ähneln den Werten des großen Zeitfensters, jedoch wird ein gleitendes Fenster verwendet. Das kleine Zeitfenster besteht aus einer Anzahl kleinerer Teilperioden. Die Auflösung des Gleitfensters ist die Länge der Teilperiode, wobei die angezeigten Werte am Ende jeder Teilperiode in Übereinstimmung mit der Einstellung **Klein. Zeitfenst.** in der Spalte *MESSKONFIGURAT.* aktualisiert werden.

Spitzenbedarfswerte werden für jeden Phasenstrom sowie für die Wirk- und Blindleistungsgrößen erzeugt. Diese zeigen den Maximalwert der gemessenen Größe seit der letzten Rücksetzung der Bedarfswerte an.

Diese Messwerte sind in der Spalte *MESSDATEN 2* enthalten.

13.4.1.5 ANDERE MESSUNGEN

Je nach Modell produziert das Gerät eine Reihe von anderen Messungen wie beispielsweise thermische Messungen.

Diese Messwerte sind in der Spalte *MESSDATEN 3* enthalten.

13.4.2 MESSKONFIGURATION

Mithilfe der Spalte *MESSKONFIGURAT.* können Sie definieren, wie Messungen konfiguriert und angezeigt werden. Die Messungen werden in den relevanten *MESSDATEN* tabellen gezeigt.

13.4.3 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.

13.5 STROMEINGANGSAUSSCHLUSSFUNKTION

In P643 und P645 können Stromeingänge aus den Schutzfunktionen ausgeschlossen werden. Dies kann beispielsweise bei Einsatz eines Phasenschiebertransformators oder bei der Inbetriebnahme oder Wartung hilfreich sein.

Wenn ein Stromeingang ausgeschlossen wird, setzt das Gerät den Strom des betreffenden Eingangs für Berechnungszwecke auf null, selbst dann, wenn der gemessene Strom nicht gleich null ist. Das Gerät vergleicht den tatsächlich fließenden Strom mit der Schwelle des Unterstromelements, um sicherzustellen, dass der StW-Eingang ausgeschlossen wird, falls der Strom unter der Unterstromschwelle liegt, wenn das Haupt-StW-Ausschluss-DDB-Signal nicht aktiviert wird. Die Unterstromschwelle ist auf 0,05 In festgelegt.

13.5.1 STROMEINGANGSAUSSCHLUSSLOGIK

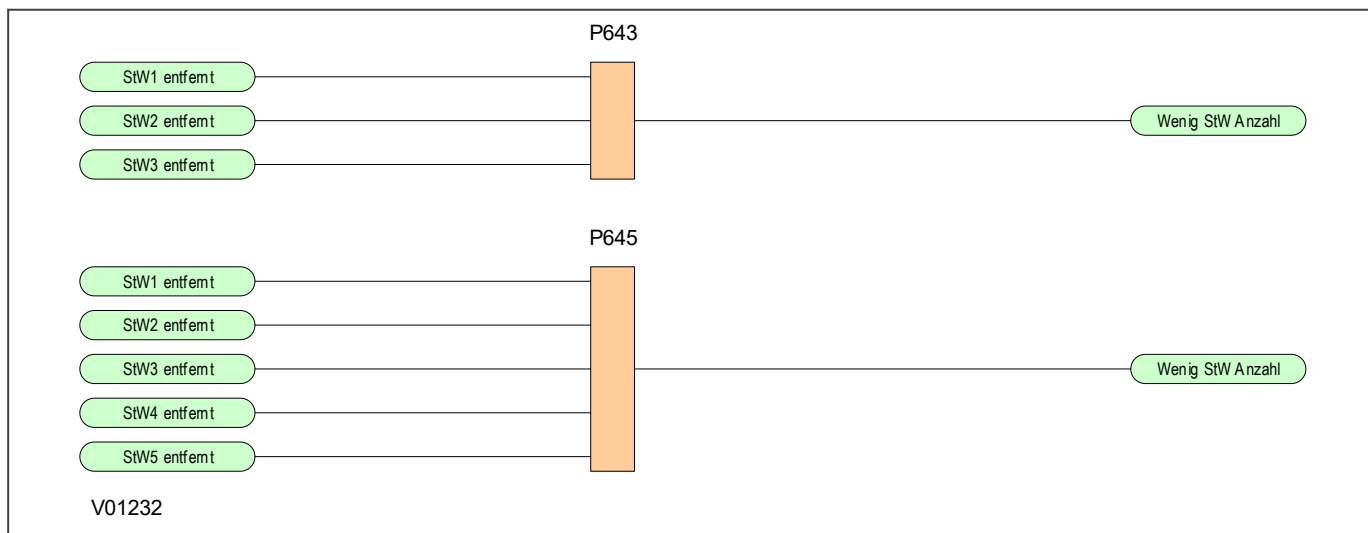
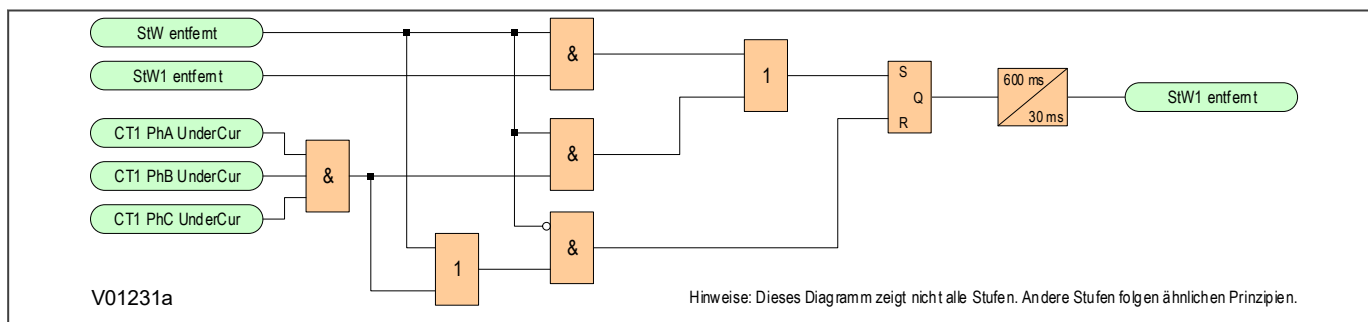


Abbildung 136: StW-Ausschlusslogik

Nur ein Stromeingang kann vom P643 ausgeschlossen werden, und maximal drei Stromeingänge können vom P645 ausgeschlossen werden. Ein DDB-Warnsignal (**Insuff No. of CT**) wird ausgegeben, wenn mehr als die maximale Anzahl von Stromeingängen ausgeschlossen sind. Der Status DDB-Ausschluss-Signale (**CTx Excluded**) wird im internen nichtflüchtigen Speicher des Geräts gespeichert. Eine Warnung (**Disc CT Invalid**) wird ausgegeben, wenn die gespeicherten Status nicht mit den Status übereinstimmen, nachdem die Stromversorgung wiederhergestellt wurde. Wenn das DDB-Signal **Disc CT Invalid** aktiviert wird, werden alle Schutzfunktionen blockiert, die die betreffenden StW-Eingänge verwenden.

Hinweis:

Damit das Differentialelement richtig anspricht, darf die Anzahl von Stromwandlern nicht kleiner als zwei sein. Auch sollten Stromwandler einzeln ausgeschlossen werden.

13.5.2 ANWENDUNGSHINWEISE

13.5.2.1 STROMEINGANGSAUSSCHLUSS – BEISPIEL

Die folgende Abbildung zeigt, dass die benachbarten Trennschalter von LS1 offen und aufgrund von Wartungsarbeiten an LS1 gesperrt sind.

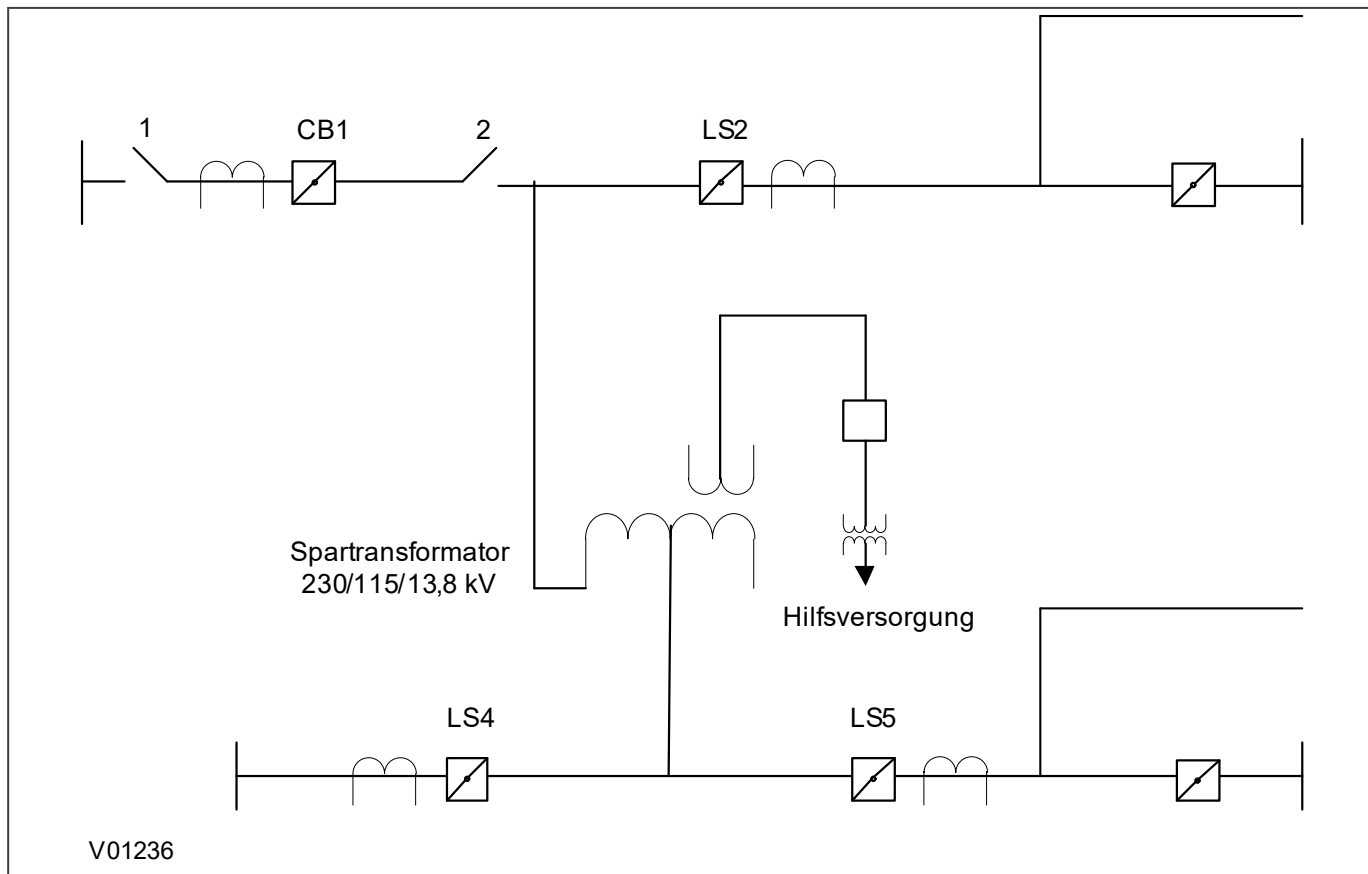


Abbildung 137: StW-Eingangsausschluss – LS anderthalb Anwendung

Der LS1 zugeordnete Stromwandler ist mit Eingang X1 StW verbunden. Die Hilfskontakte der Trennschalter 1 und 2 des LS1 müssen wie folgt mit einem Opto-Eingang verbunden sein.

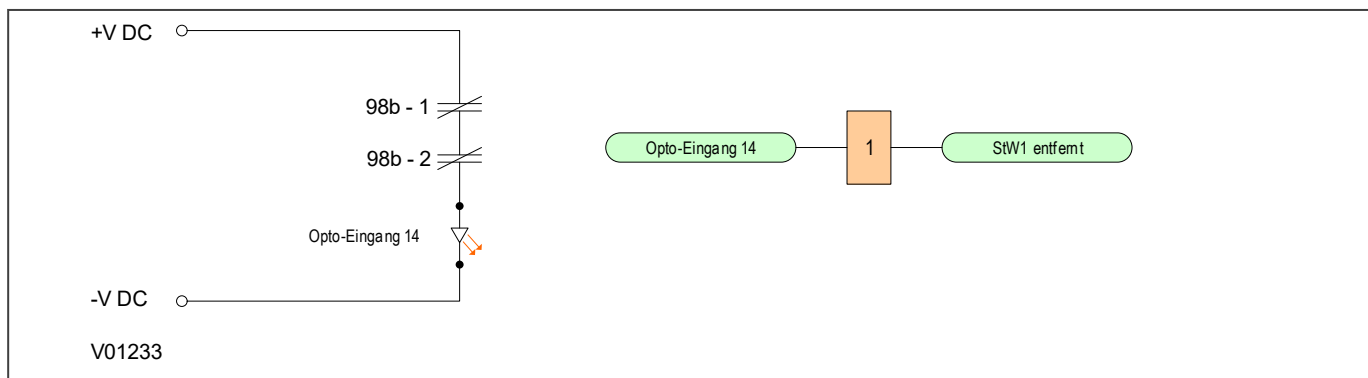


Abbildung 138: StW-Eingangsausschluss – Hilfskontaktverbindung

Wenn die Trennschalter 1 und 2 offen sind, wird der Opto-Eingang L14 erregt und **StW1 entfernt** wird aktiviert. Um **StW1 entfernt** einzustellen, müssen die Unterstromelemente der „X1 StW“-Phasen L1, L2 und L3 von T1 ebenfalls aktiviert werden.

13.6 LEISTUNGSSCHALTERSTEUERUNG

Manche Leistungsschalter weisen keine Hilfskontakte auf, doch die meisten Leistungsschalter haben Hilfskontakte, damit der Status des Leistungsschalters reflektiert werden kann. Bei P64-Schutzgeräten muss die Statusinformation mithilfe der DDB-Signale „CBx Closed“ in der PSL verdrahtet werden, wobei x die Anzahl der LS angibt.

Wenn keine LS-Hilfskontakte zur Verfügung stehen, ist keine Steuerung des Leistungsschalters möglich.

Für Steuereinrichtungen sollte die Zelle **LS-Steuerung von** entsprechend eingestellt werden.

Der Ausgangskontakt kann so eingestellt werden, dass er nach einer Zeitverzögerung betätigt wird, die durch die Einstellung **Man EIN Dauer** 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.

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.

Wenn der LS nicht auf den Steuerbefehl reagiert (was sich dadurch zeigt, dass sich die Zustände der LS-Statusgänge nicht ändern), wird eine Warnung erzeugt, nachdem die entsprechenden Auslöse- bzw. Schließimpulse nicht mehr aktiv sind. Diese Warnung kann an der LCD-Anzeige oder per Fernzugriff angezeigt oder mithilfe der parametrierbaren Schaltungslogik (PSL) den Ausgangskontakten zugewiesen werden.

Hinweis:

Die in diesem Teil des Menüs verfügbare Option **LS O.K. Zeit** gilt nur für manuellen Betätigungen des Leistungsschalters.

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)

13.6.1 LS-STEUERUNG MITHILFE DES MENÜS DES SCHUTZGERÄTS

Sie können manuelle Auslöse- und Schließvorgänge mit dem Befehl **LS AUS/EINSCHALT** in der Spalte **SYSTEM DATA** steuern. Dieser kann auf *Kein Betrieb*, *Auslösung* oder *Schließen* gesetzt werden.

Damit dies funktioniert, müssen Sie die Zelle **LS-Steuerung durch** auf Option 1 *Lokal*, Option 3 *Local + Remote*, Option 5 *Binär-E + Lokal*, Option 7 *Opto+Lokal+Fern* oder Option 8 *L/R Key* in der Spalte **LS-STEUERUNG** setzen.

13.6.2 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.

13.6.2.1 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“.

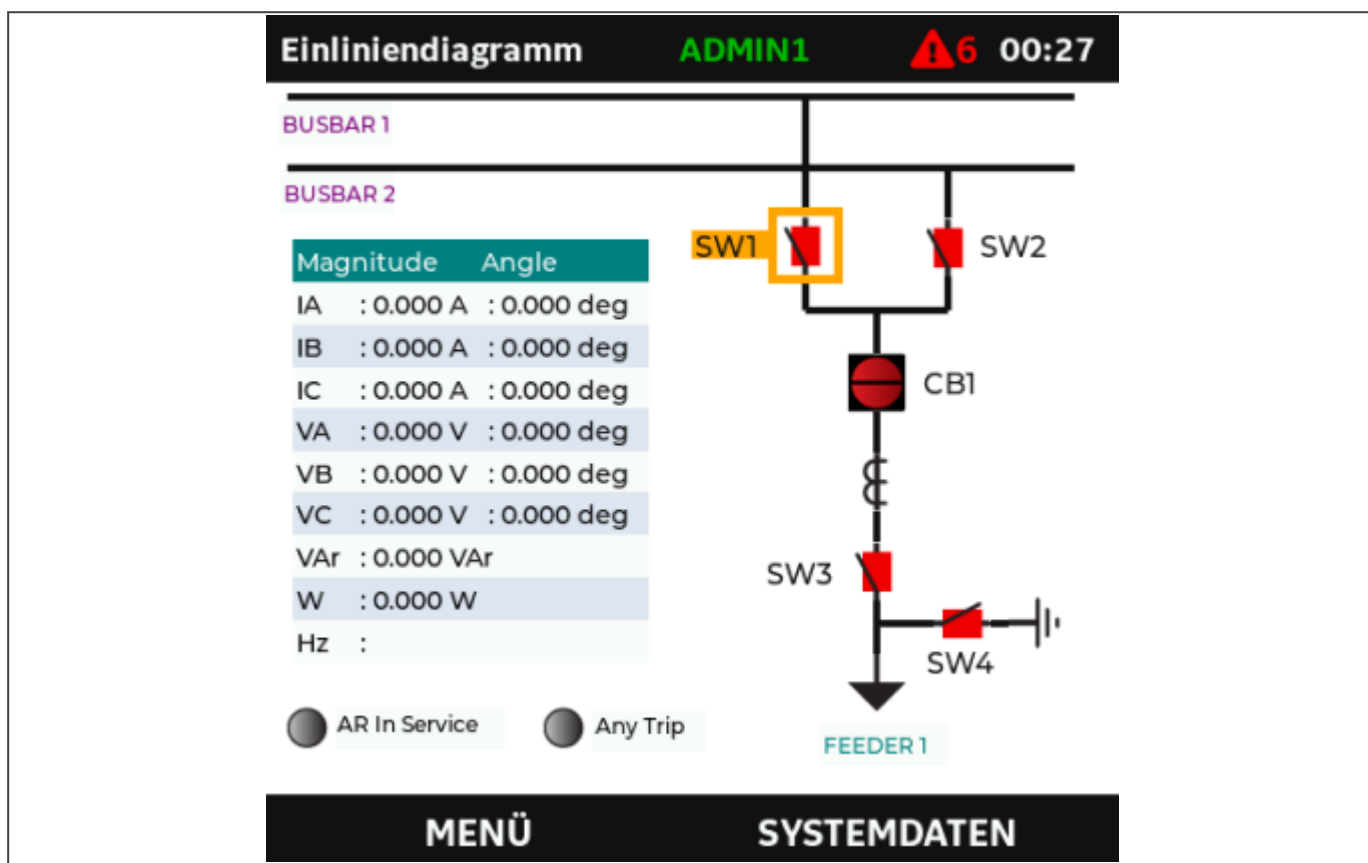


Abbildung 139: HMI Einliniendiagramm-ANSICHT

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.

13.6.3 LS-STEUERUNG MITHILFE DER OPTO-EINGÄNGE

Bestimmte Anwendungen können die Verwendung von Druckschaltern oder externen Signalen erfordern, damit die verschiedenen Leistungsschaltevorgänge 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.

13.6.4 LS-FERNSTEUERUNG

Die Fernsteuerung des Leistungsschalters wird aktiviert, indem in der Spalte **SYSTEM DATA** die Zelle **LS AUS/ EINSCHALT** auf Auslösen oder Schließen gesetzt und ein Befehl über eine Kommunikationsverbindung übermittelt wird.

Damit dies funktioniert, müssen Sie die Zelle **LS-Steuer von** auf Option 2 *Fern*, Option 3 *Lokal + Fern*, Option 6 *Opto+remote*, Option 7 *Opto-Lokal+Fern* oder Option 8 *L/R Key* in der Spalte **CB CONTROL** setzen.

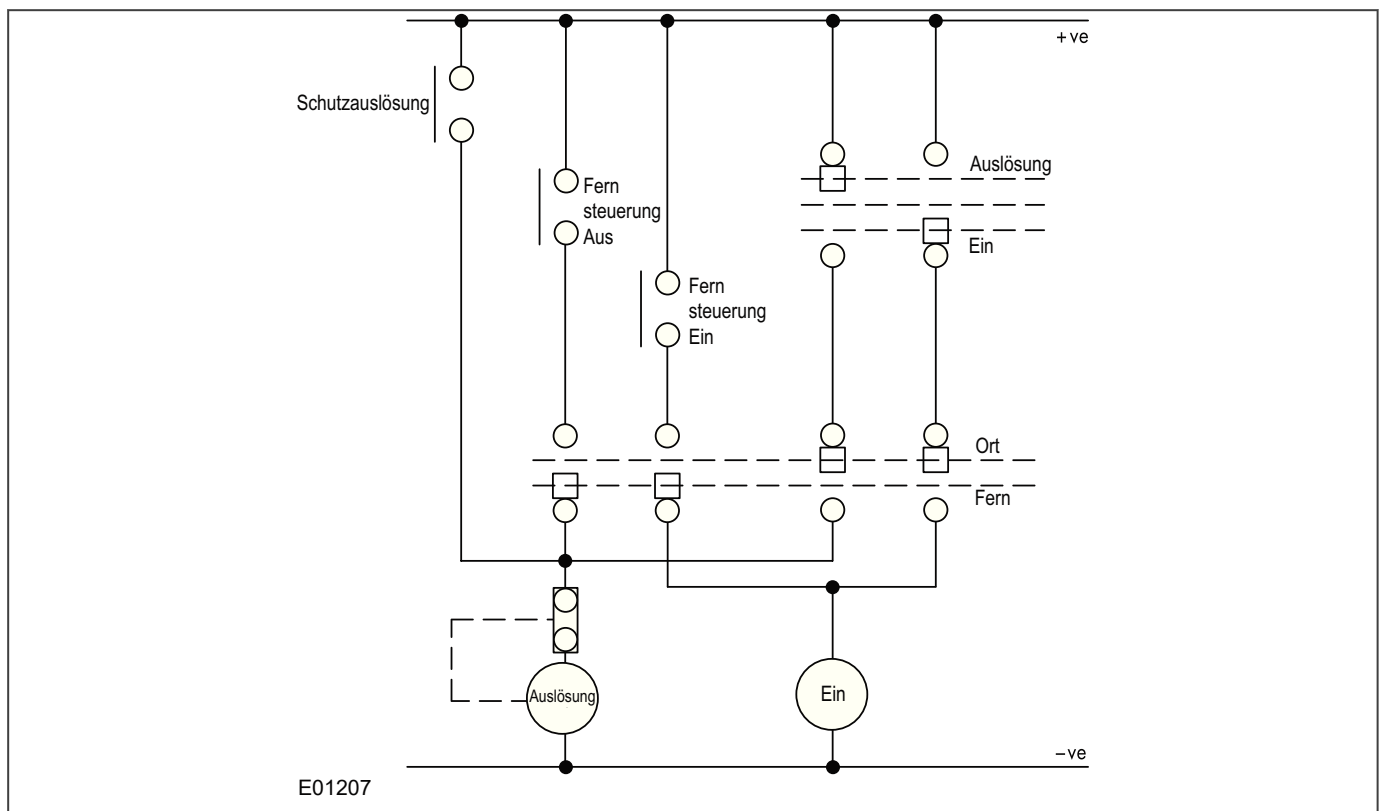


Abbildung 140: Fernsteuerung des Leistungsschalters

DNP 3.0-Protokoll: Die Schalterstellungen können über Ausgänge/Steuerrelaisausgangsblöcke gesteuert werden.

IEC 61850-Protokoll: Die LS- und 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 Steuerungsinstanz gemäß IEC 61850 muss die Zelle **LS-Steuerung von** als Option 8 *L/R Key* ausgewählt werden.

13.6.5 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.

13.6.6 LOGIK DER LS-STEUERUNG

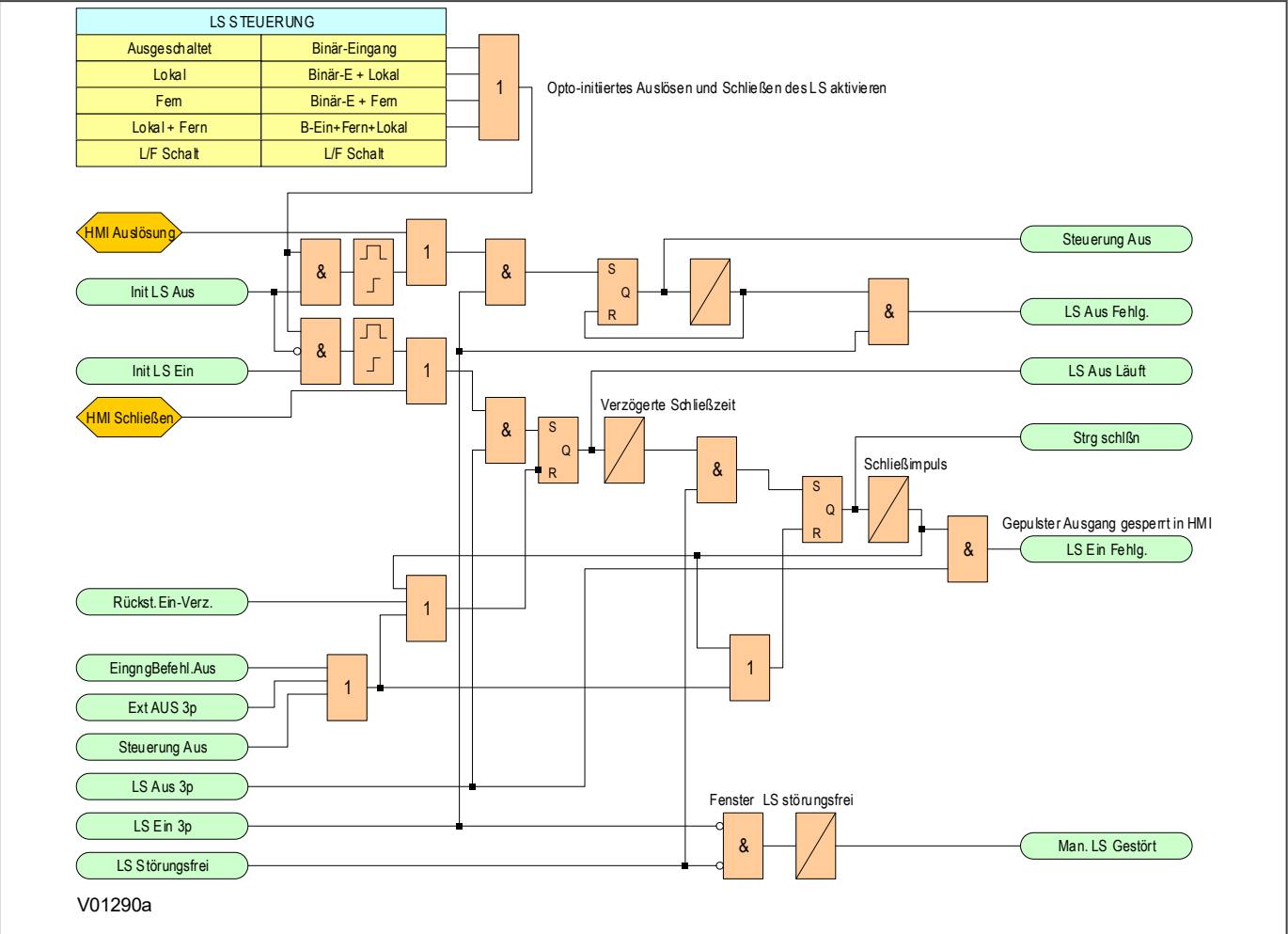


Abbildung 141: Logik der LS-Steuerung

13.7 „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.

13.7.1 IMPLEMENTIERUNG DER „POL STROMLOS“-FUNKTION

Die Pol-stromlos-Logik kann in allen P64-Modellen implementiert werden. Bei Implementierung in P642 erfordert sie ein Modell mit zwei Einphasen-SpW-Eingängen. Bei Implementierung in P643 oder P645 erfordert sie einen Dreiphasen-SpW-Eingang.

In P642 werden die Dreiecksspannungen U12 und U23 berücksichtigt, während in P643 und P645 die Sternspannungen UL1, UL2 und UL3 berücksichtigt werden.

Mit der „Pol stromlos“-Funktion wird festgestellt, wann die Leistungsschalterpole offen sind. Diese Anzeige kann erzwungen werden, indem die Statusanzeige der LS-Hilfskontakte (52a oder 52b) verwendet wird, die den Opto-Eingängen zugeordnet sind, oder intern vom Gerät bestimmt werden. Bei interner Bestimmung werden die 52b-Kontakte verwendet und in der PSL invertiert, da nur das DDB-Signal **CBx closed** für jeden Leistungsschalter verfügbar ist. Das Gerät leitet zudem einen Pol-stromlos-Zustand bei folgenden Bedingungen ein:

- Das DDB-Signal **SpWÜ Block-2** ist schwach.
- Der Leitungsstrom und die Spannung fallen unter eine voreingestellte Schwelle.

Dies ist notwendig, damit ein stromloser Pol auch dann angezeigt wird, wenn ein übergeordneter Schalter offen ist. Die Unterspannungs- und Unterstromschwellen haben folgende feste Ansprech- und Abfallpegel:

- UL1<, UL2<, UL3<: Diese Pegeldetektoren sprechen auf Phasenspannungen an und sind fest eingestellt, Ansprechpegel = 10 V (Un = 100/120 V), 40 V (Un = 380/480 V), Abfallpegel = 30 V (Un = 100/120 V), 120 V (Un = 380/480 V).
- U12<, U23<: Diese Pegeldetektoren sprechen auf Phase-Phase-Spannungen an und sind fest eingestellt, Ansprechpegel = 70 V (Un = 100/120 V), Abfallpegel = 95 V (Un = 100/120 V).
- IL1<, IL2<, IL3: Diese Pegel sprechen auf Phasenströme an und sind fest eingestellt, Ansprechpegel = 0,05 In, Abfallpegel = 0,055 In.

Hinweis:

Wenn der SpW auf der Sammelschienenenseite angeschlossen ist, müssen die Hilfskontakte (52a oder 52b) mit dem Gerät verbunden sein, damit stromlose Pole richtig angezeigt werden.

13.7.2 POL-STROMLOS-LOGIK

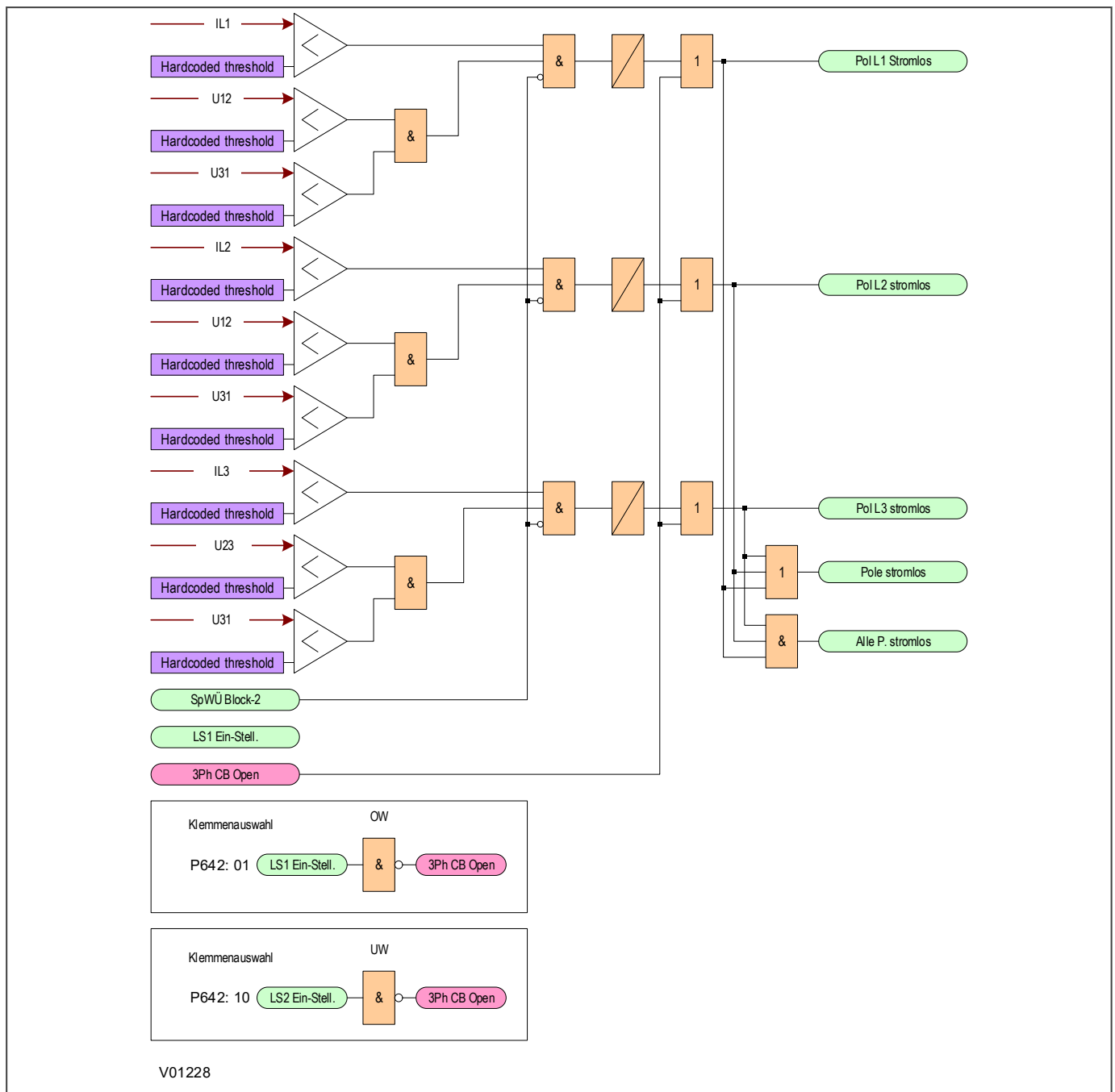


Abbildung 142: Pol-stromlos-Logik – P642

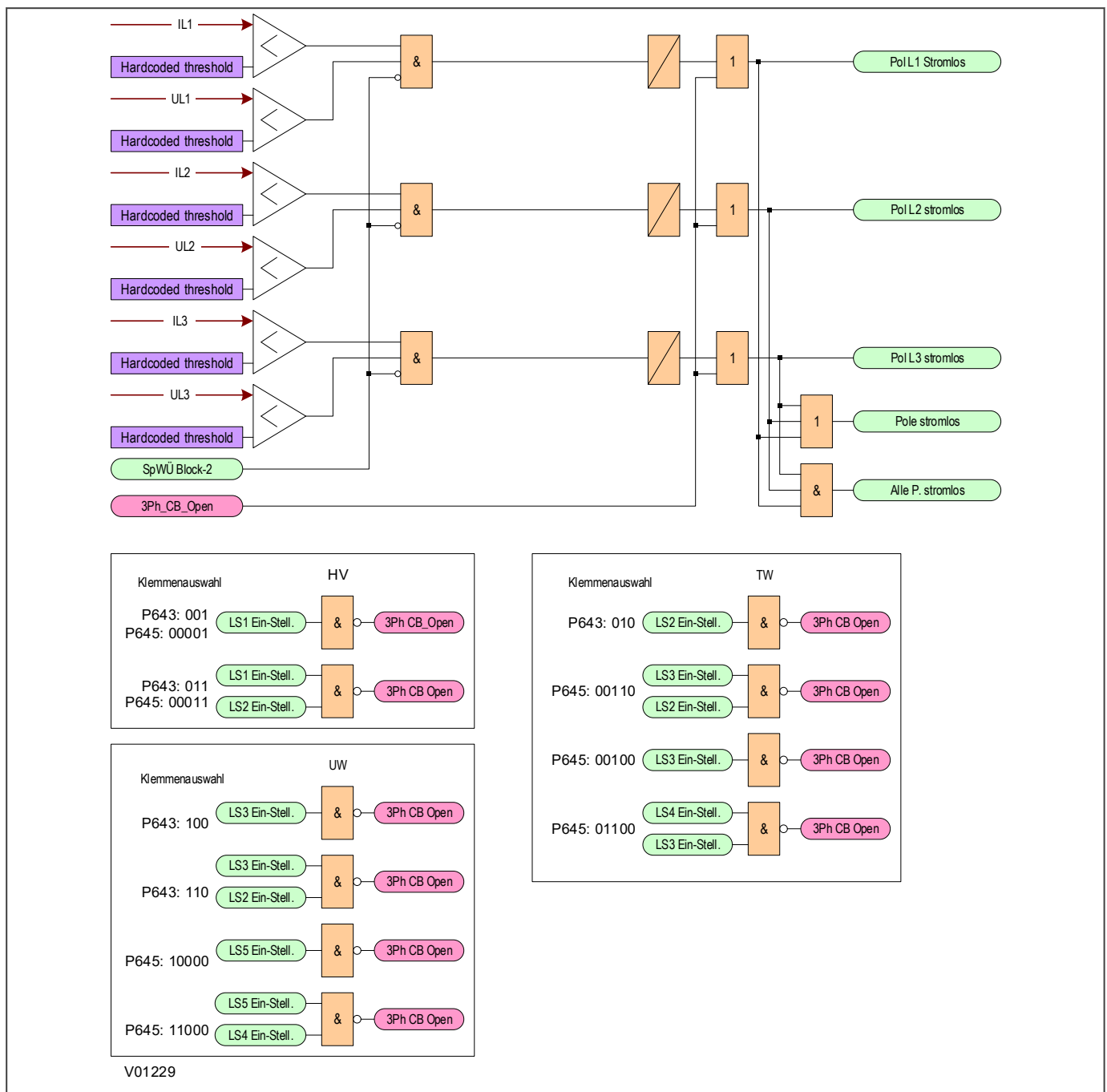


Abbildung 143: Pol-stromlos-Logik – P643 und P645

Wenn sowohl der Strom als auch die Spannung der Leitung unter eine bestimmte Schwelle fallen, leitet das Gerät einen „Pol stromlos“-Zustand ein. Die Schwellen für Unterspannung ($U <$) und Unterstrom ($I <$) sind intern festcodiert.

Wenn einer oder mehrere Pole stromlos sind, zeigt das Gerät an, welche Phase stromlos ist. Außerdem gibt es 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. Die SpWÜ-Logik blockiert die „Pol stromlos“-Signale jedoch nicht, wenn sie durch ein **LSx Ein-Stell**-Signal initiiert werden. Ein **LSx Ein-Stell**-Signal wird invertiert und leitet automatisch einen „Pol stromlos“-Zustand ein, was unabhängig von den Strom- und Spannungsmesswerten geschieht.

13.7.3 LS-STATUSANZEIGE

Die Pol-stromlos-Logik braucht eine Möglichkeit, die „Pol stromlos“-Anzeigen für die Bedingung eines offenen Dreiphasen-LS einzuleiten, wodurch die SpWÜ-Blockierung umgangen wird. Dies wird normalerweise mit einer LS-Zustandsüberwachungsfunktion erreicht. Da das P64 jedoch keine zweckgebundene LS-Zustandsüberwachungsfunktion hat, benötigt es zu diesem Zweck einen Mechanismus. Um dies zu erreichen, wird ein internes DDB-Signal (3 ph CB Open) erzeugt, indem der Status der LS-Hilfskontakte der Wicklungen beobachtet wird, mit denen die Spannungswandler verbunden sind. Jeder Anschluss (T1 bis T5) hat ein zugeordnetes externes DDB-Signal (**CBx Closed**), das mit den LS-Hilfskontakten – sofern vorhanden – verbunden ist. Die interne Anzeige **3ph CB Open** wird von durch UND-Schaltung und die Status der betreffenden LS erzeugt. Dies hängt vom Modell und der Anschlussstatuskonfiguration an und wird im Logikdiagramm gezeigt.

Bei Fällen, in denen keine Hilfskontakte verfügbar sind, muss der Pegel L des Signals **LS Aus 3p** erzwungen werden, um eine falsche „Pol stromlos“-Anzeige zu vermeiden. Dies können Sie erreichen, indem Sie wie gezeigt mithilfe von Opto-Eingängen den Pegel H aller fünf **CBx Closed**-DDB-Signale erzwungen.

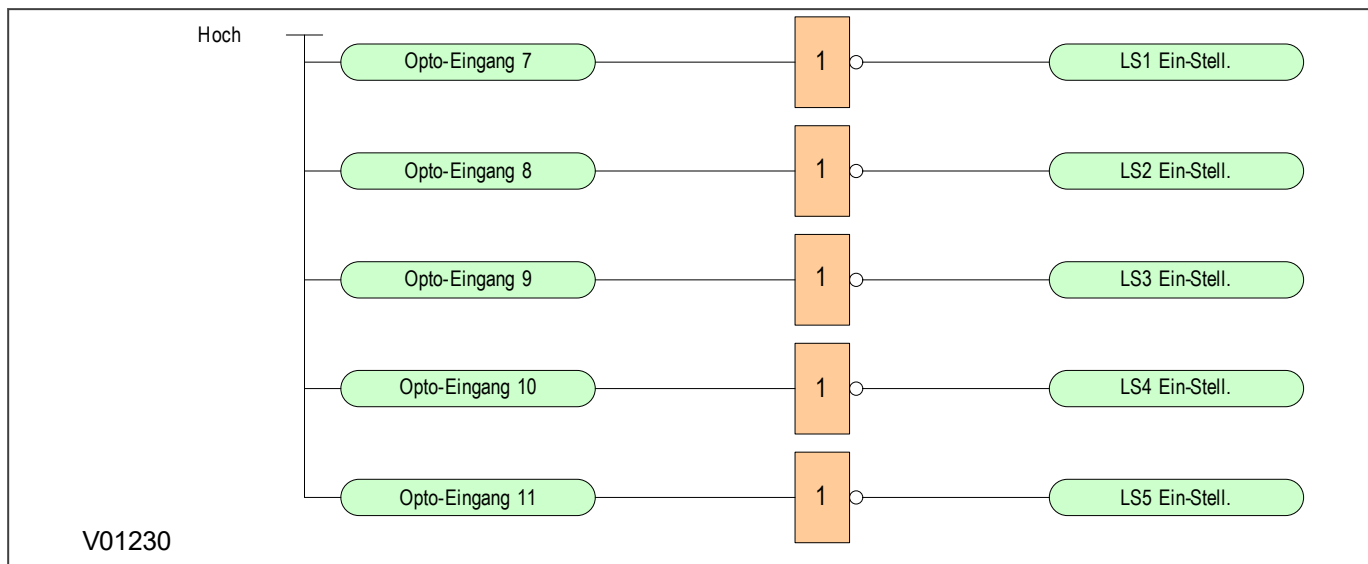


Abbildung 144: Erzwngen von „LS Ein-Mld.“-Signalen

13.8 SCHALTERSTATUS UND STEUERUNG

Alle P64-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
- ErdschalterP64
- Hochgeschwindigkeitserdschalter

Ziehen Sie das folgende Speiseleitungsschaltfeld in Betracht:

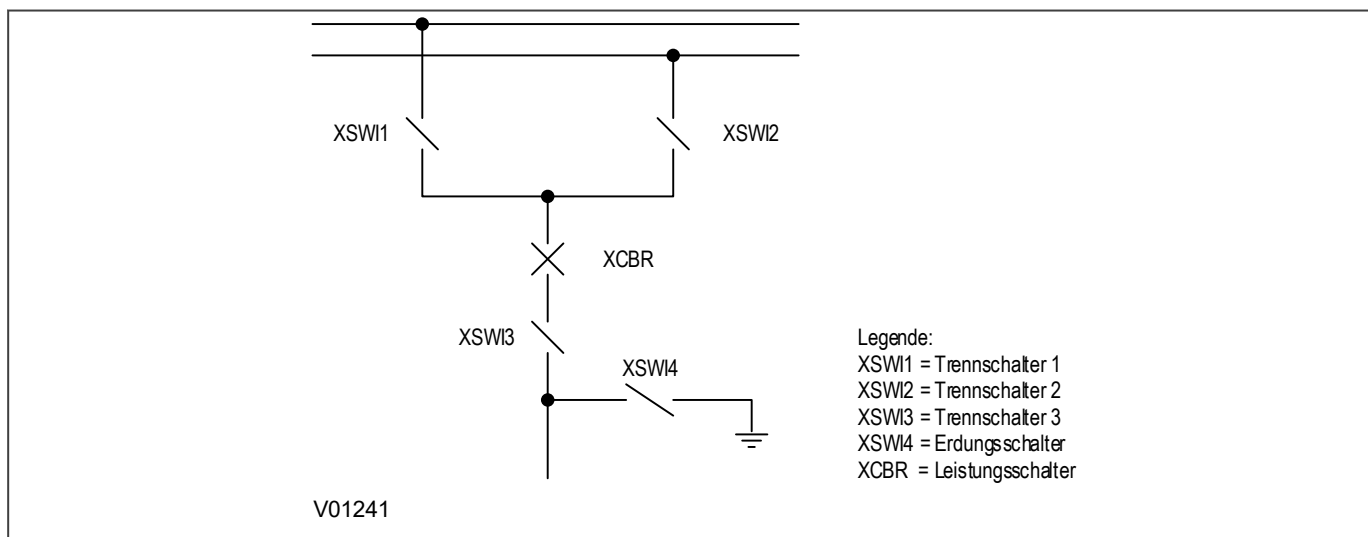


Abbildung 145: Darstellung eines typischen Speiseleitungsschaltfelds

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 XSW1 bis XSW3 um Trennschalter, XSW4 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 Hilfskontaktyps, 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.

13.8.1 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.

13.8.2 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 orangenen Rahmen hervorgehoben.
- Verwenden Sie die Eingabetaste, um die Komponente auszuwählen.
- Drücken Sie die Taste „ÖFFNEN“ oder „SCHLIESSEN“.

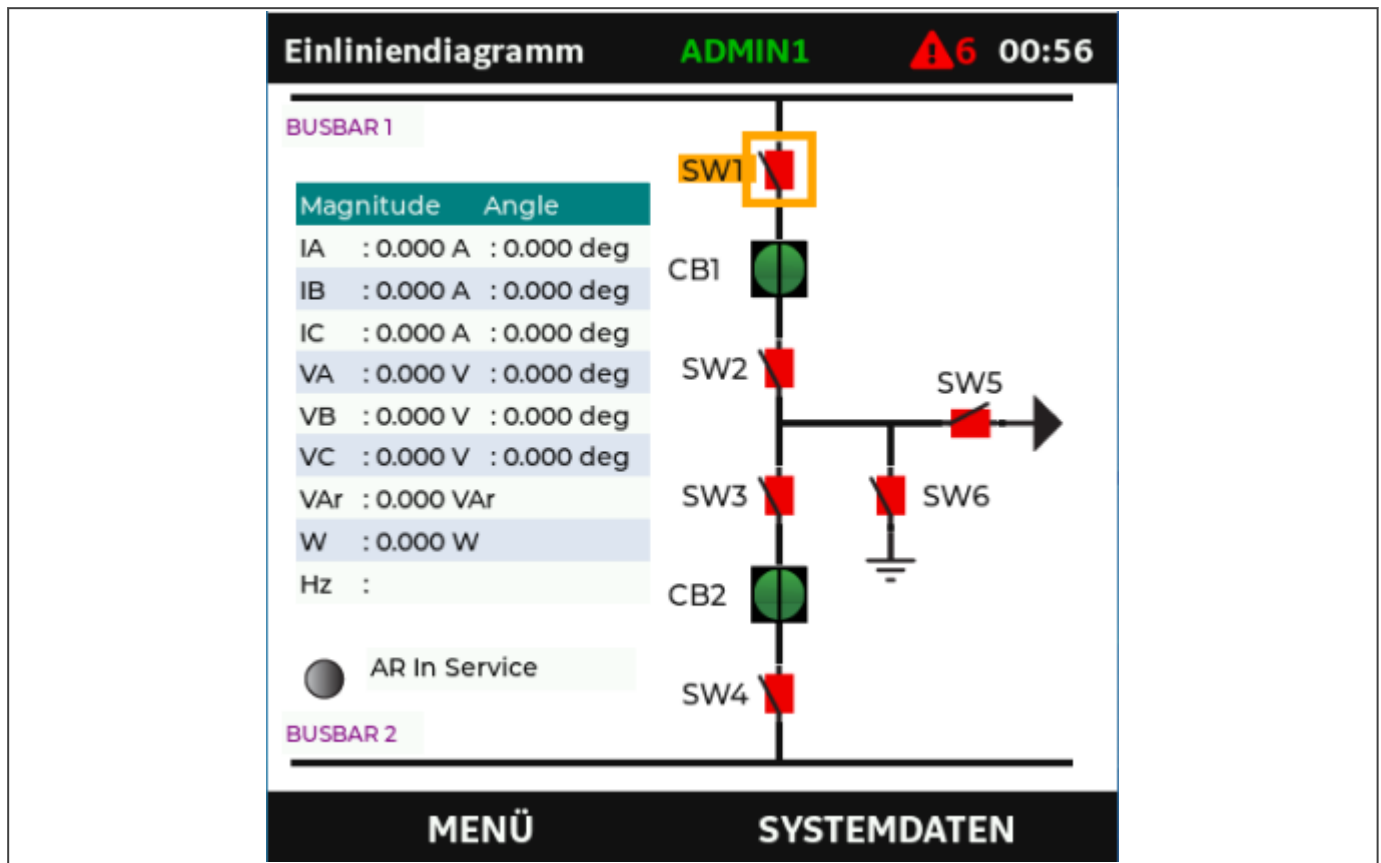


Abbildung 146: HMI Einliniendiagramm-Ansicht

Abbildung 147: 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.

13.8.3 SCHALTERSTEUERLOGIK

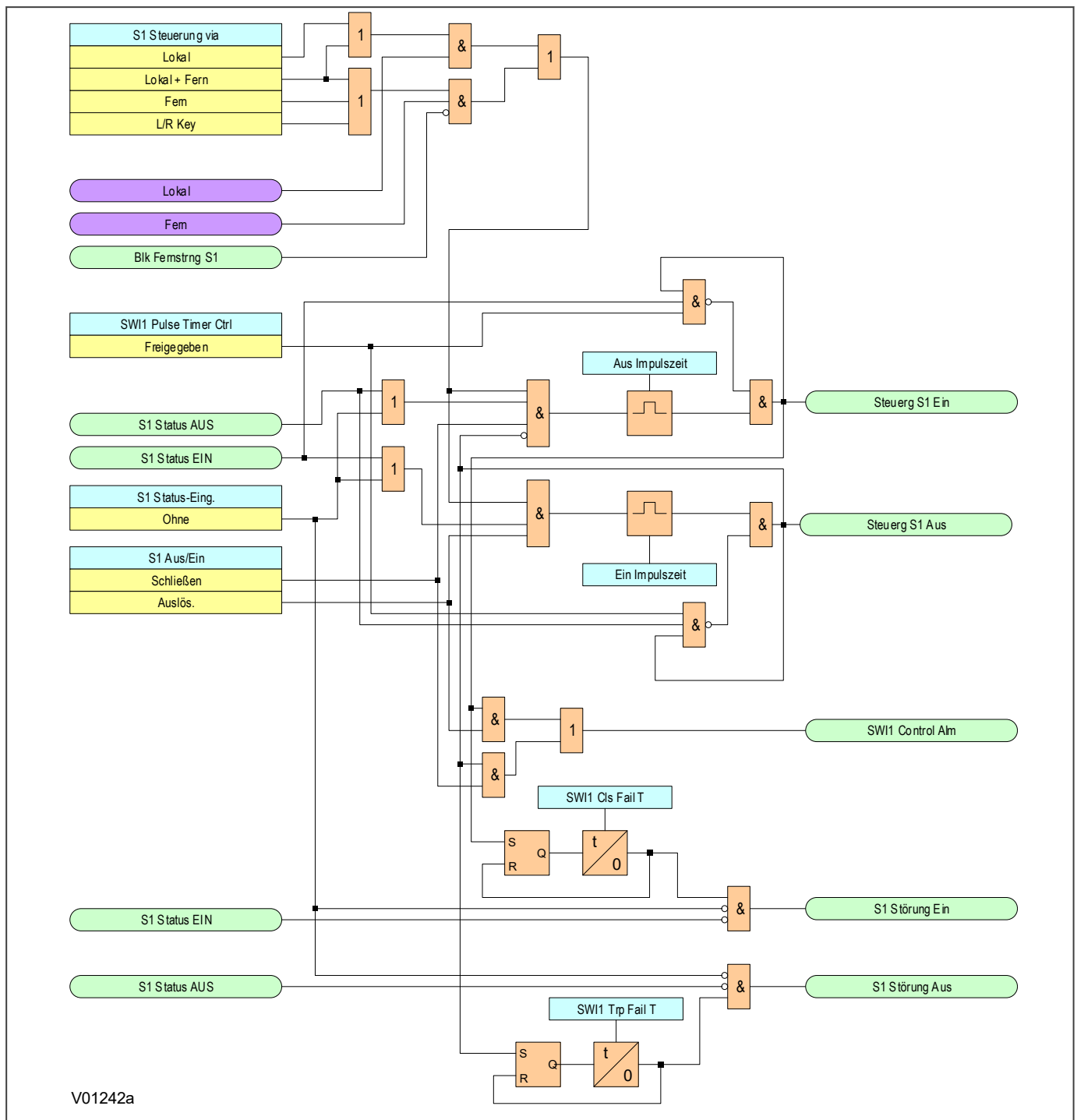


Abbildung 148: Schaltersteuerlogik

13.8.4 SCHALTERSTATUSLOGIK

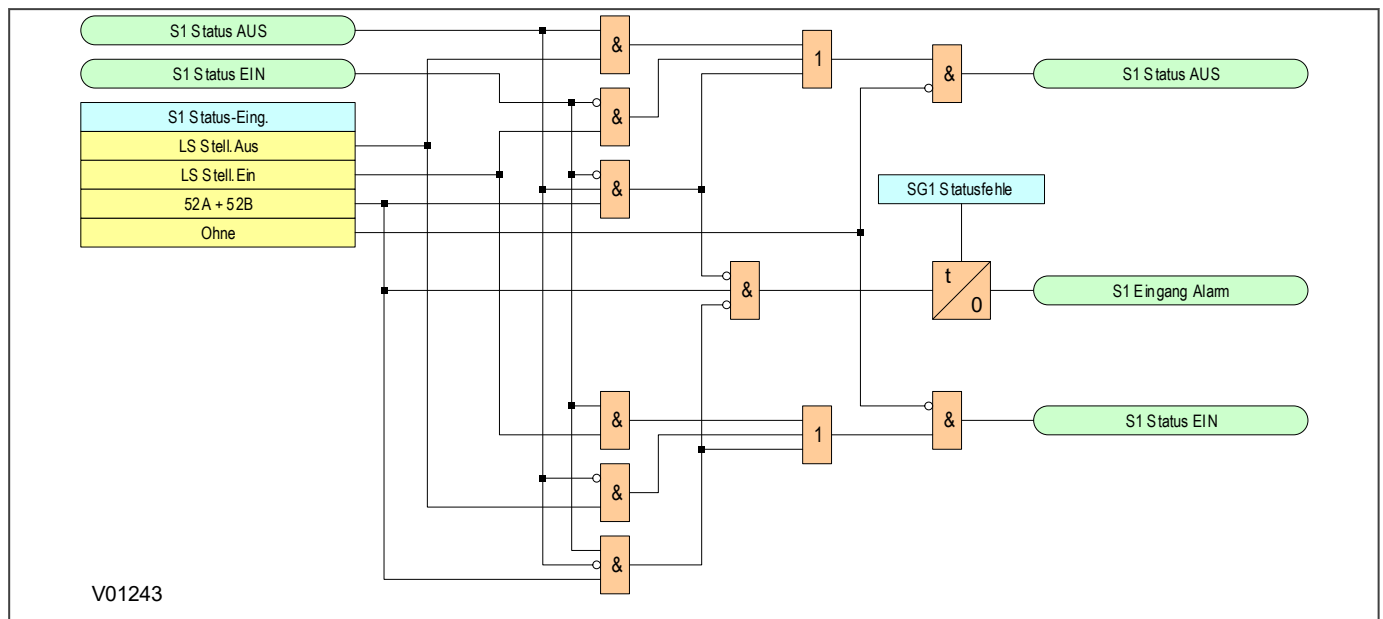


Abbildung 149: Schalterstatuslogik

13.9 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
<i>Ausgeschaltet</i>	ein	• Normales Verhalten des Schutzgeräts • Das Schutzgerät reagiert nur auf eingehende GOOSE- und SV-Nachrichten mit der Qualität q.test = false.
<i>Testen</i>	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.
<i>Kontakte block.</i>	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.

13.10 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	LockKey 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.LockKey modelliert. Das Datenobjekt LockKey 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 MitLev. 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.Mit 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
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 14

ÜBERWACHUNG

14.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel werden die Überwachungsfunktionen beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	313
Spannungswandlerüberwachung	314
Stromwandlerüberwachung	319
Auslösekreisüberwachung	323

14.2 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 Wechsellspannungseingangs 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

14.2.1 VERLUST VON EINER ODER ZWEI PHASENSPANNUNGEN

Wenn die Spannungen des Stromversorgungssystems fehlerfrei sind, ist kein Gegensystemstrom vorhanden. Wenn jedoch einer oder zwei Wechsellspannungseingänge 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.

14.2.2 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.

14.2.3 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 Leitungserregung eine gemessene Spannung aufweist, können zwei Zustände vorliegen:

- Ein Dreiphasen-Spannungswandlerfehler
- Ein Dreiphasenfehler im Nahbereich.

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 werden Überstrompegeldetektoren verwendet (**SpWÜ I> Verz.** und **SpWÜ I2> Verz.**). Dadurch wird verhindert, dass im Falle eines echten Fehlers eine SpWÜ-Blockierung durchgeführt wird. Der Einstellwert für diese Elemente sollte größer als alle fehlerunabhängigen Ströme bei erregter Leitung sein (z. B. Laststrom, Leitungsladestrom, Transformatoreinschaltstrom), aber kleiner als der Strom, der durch einen Dreiphasenfehler im Nahbereich erzeugt wird.

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.

14.2.4 SPWÜ-IMPLEMENTIERUNG

Spannungswandlerüberwachung wird normalerweise bei Geräten mit einem Dreiphasen-Stromeingang eingesetzt, beispielsweise bei P643 und P645 mit dem optionalen Dreiphasen-Spannungswandlereingang. Sie kann auch in einem P642 implementiert werden, jedoch nur dann, wenn Sie ein Modell mit Eingängen für zwei Spannungswandler bestellt haben und wenn die Spannungswandler wie in den Schaltplänen gezeigt konfiguriert sind.

Die Spannungswandlerüberwachung (SpWÜ) wird in der Spalte **ÜBERWACHUNG** des entsprechenden Parametersatzes im Unterabschnitt **SPW-ÜBERWACHUNG** implementiert.

Folgende Einstellungen sind für die SpW-Überwachung relevant:

- **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 Verz.zeit:** dient zum Festlegen der Zeitverzögerung
- **SpWÜ I> sperr.:** dient zur Sperrung der Spannungswandlerüberwachung im Falle eines Phasenüberstromfehlers
- **SpWÜ I2> sperr.:** dient zur Sperrung der Spannungswandlerüberwachung im Falle eines Gegensystem-Überstromfehlers

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.

14.2.5 SPWÜ-LOGIK

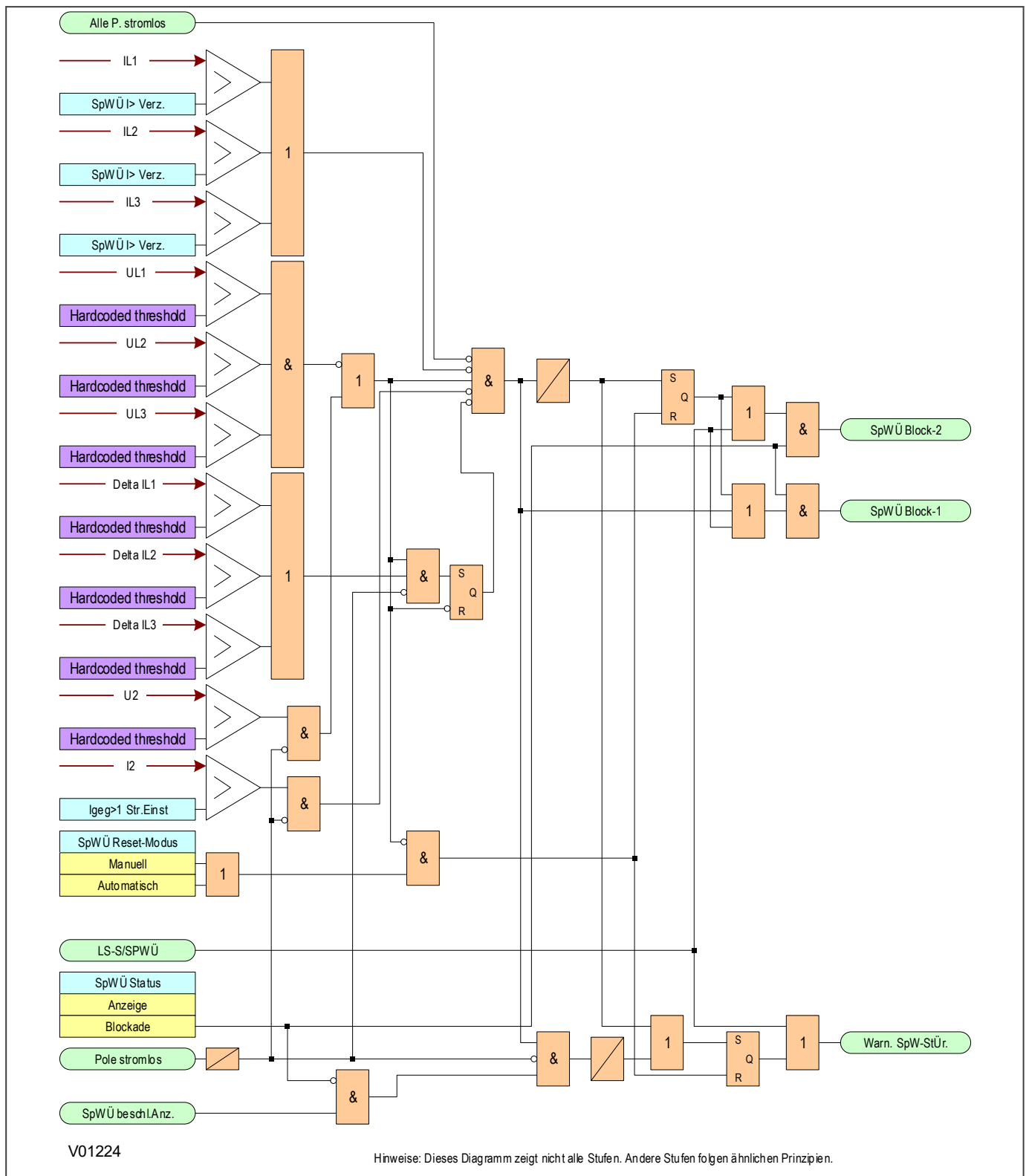


Abbildung 150: SpWÜ-Logik (P642 mit zwei Einphasen-Spannungswandlern)

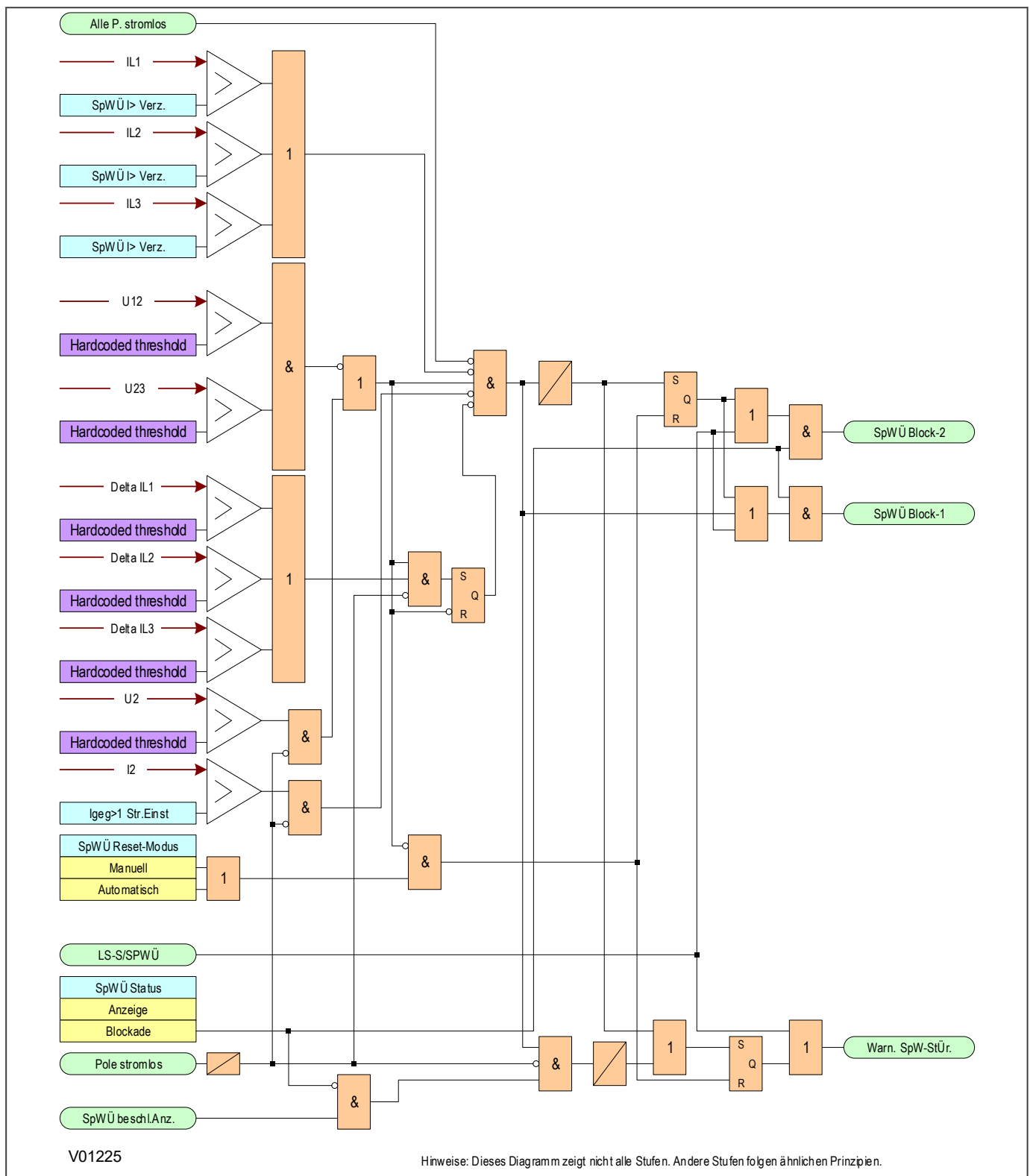


Abbildung 151: SpWÜ-Logik (P643 und P645 mit Dreiphasen-Spannungswandlern)

Für P643 und P645 wird ein Dreiphasen-SpW verwendet, und jede der Eingangsspannungen UL1, UL2 und UL3 ist an Erde gelegt. Für P642 werden zwei Einphasen-Spannungswandler verwendet und die beiden Eingangsspannungen UL1 und UL2 sind Dreiecksspannungen.

Wie aus dem Diagramm ersichtlich ist, wird die SpWÜ-Funktion bei folgenden Zuständen gesperrt:

- Ein DDB-Signal „**Alle P. stromlos**“ ist vorhanden.
- Ein Phasenüberstromzustand liegt vor.
- Ein Gegensystemstrom ist vorhanden.
- Ändert sich der Phasenüberstrom innerhalb der Dauer eines Zyklus

Die Spannungswandlerüberwachung wird bei folgenden Zuständen aktiv:

- Alle drei Eingangsspannungen liegen unter der SpWÜ-Ansprehschwelle UND die Funktion ist nicht durch eines der obigen Kriterien gesperrt.
- Gegensystemspannung ist vorhanden UND die Funktion ist nicht durch eines der obigen Kriterien gesperrt.

Die Kriterien für die Erkennung von Gegensystemspannung und Gegensystemstrom (die verwendet werden, wenn einer oder mehrere Spannungseingänge verloren gegangen sind) werden gesperrt, wenn ein „Pol Stromlos“-Signal vorhanden ist.

14.3 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.

14.3.1 STWÜ-IMPLEMENTIERUNG

Die Differentialstromwandlerüberwachung basiert auf der Messung des Verhältnisses des Gegensystemstroms zum Mitsystemstrom (I_2/I_1) für jeden Stromwandler. Wenn dieses Verhältnis ungleich null ist, kann einer der beiden folgenden Zustände vorliegen:

- Ein Unsymmetriefehler liegt vor.
- Ein Problem mit einem Ein- oder Zweiphasen-Stromwandler liegt vor.

Wenn das I_2/I_1 -Verhältnis an allen Enden größer als der hoch eingestellte Wert, **StWÜ Verz.zeit**, ist, handelt es sich sehr wahrscheinlich um einen echten Fehlerzustand. Dann spricht die StWÜ nicht an. Wenn dieses Verhältnis an nur einem Ende erkannt wird, kann einer der folgenden Zustände vorliegen:

- Ein StW-Problem
- an einem einzelnen Ende eingespeister Fehler

Anhand des Mitsystemstroms I_1 wird bestätigt, ob es sich um ein StW-Problem handelt oder nicht. Wenn I_1 an allen Anschlüssen größer als die Einstellung **CTS IE> Einst** ist, muss ein StW-Problem vorliegen, und es wird zugelassen, dass die StWÜ aktiv wird. Wenn dieser Zustand an nur einem Ende erkannt wird, nimmt das Gerät an, dass entweder ein Stromstoßzustand oder ein an einem einzelnen Ende eingespeister Fehler vorliegt. In diesem Falle wird die StWÜ blockiert.

Die Einstellung **StWÜ UE-Eingang** unter der Unterüberschrift **STW-ÜBERWACHUNG** kann entweder auf *Anzeige* oder *Stabilisierung* gesetzt werden. Im Anzeigemodus wird die Verzögerung der StWÜ-Warnung automatisch auf null gesetzt. Wenn ein StW-Fehler vorliegt, wird die Warnung ohne Verzögerung ausgegeben, aber der Differentialschutz bleibt uneingeschränkt. Im Stabilisierungsmodus wird der Differentialschutz 20 Millisekunden lang blockiert, wenn ein StW-Ausfall erkannt wird. Danach wird der Stabilisierungsbereich der Stabilisierungsscharakteristik entsprechend der Einstellung **Is1>StrWÜ** erhöht, die in der Spalte **DIFF.SCH. LTR** definiert ist.

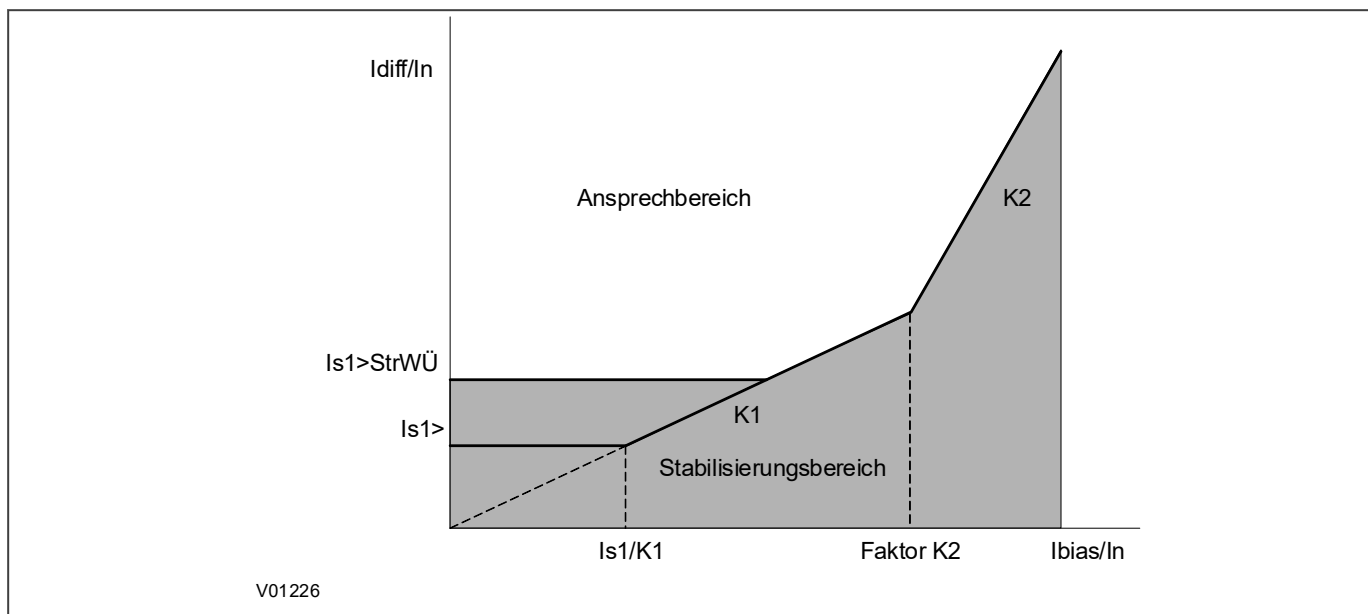


Abbildung 152: Erhöhung des StWÜ-Stabilisierungsbereichs

Der niederohmige Erdschluss-Differentialschutz, der Erdfehlerschutz und der Gegensystem-Überstromschutz werden intern durch die StWÜ blockiert, wenn ein Fehler im betreffenden StW erkannt wird. Der Erdfehlerschutz bleibt jedoch von der StWÜ-Blockierung unbeeinflusst, wenn **IE> Eingang** auf „gemessen“ gesetzt ist.

Die StWÜ überwacht die Mit- und Gegensystemströme aller Stromwandler (2 bis 5, je nach Modell). Ein fehlerhafter StW wird erkannt, wenn gleichzeitig folgende Zustände vorliegen:

- Der Mitsystemstrom von mindestens zwei Stromeingängen überschreitet die eingestellte Freigabeschwelle I_1 (Einstellung **CTS IE> Einst** in der Spalte **ÜBERWACHUNG**). Das bedeutet auch, dass die StWÜ nur aktiv werden kann, wenn der Mindestlaststrom des geschützten Objekts vorhanden ist.
- Ein hoch eingestelltes Verhältnis zwischen Gegensystemstrom und Mitsystemstrom, **StWÜ Verz.zeit**, ist an einem Ende überschritten.
- An allen anderen Enden ist das Verhältnis zwischen Gegensystemstrom und Mitsystemstrom kleiner als ein niedrig eingestellter Wert, **StWÜ I2/I1 > 1**, oder es ist kein bedeutender Strom vorhanden (der Mitsystemstrom liegt unter der Freigabeschwelle I_1).

Von dieser Logik kann nur ein Ein- oder Zweiphasen-StW-Fehler erkannt werden. Da die Wahrscheinlichkeit von symmetrischen Dreiphasen-StW-Fehlern sehr gering ist, ist ein solches Problem in der Praxis nicht von Bedeutung.

14.3.2 STWÜ-LOGIK

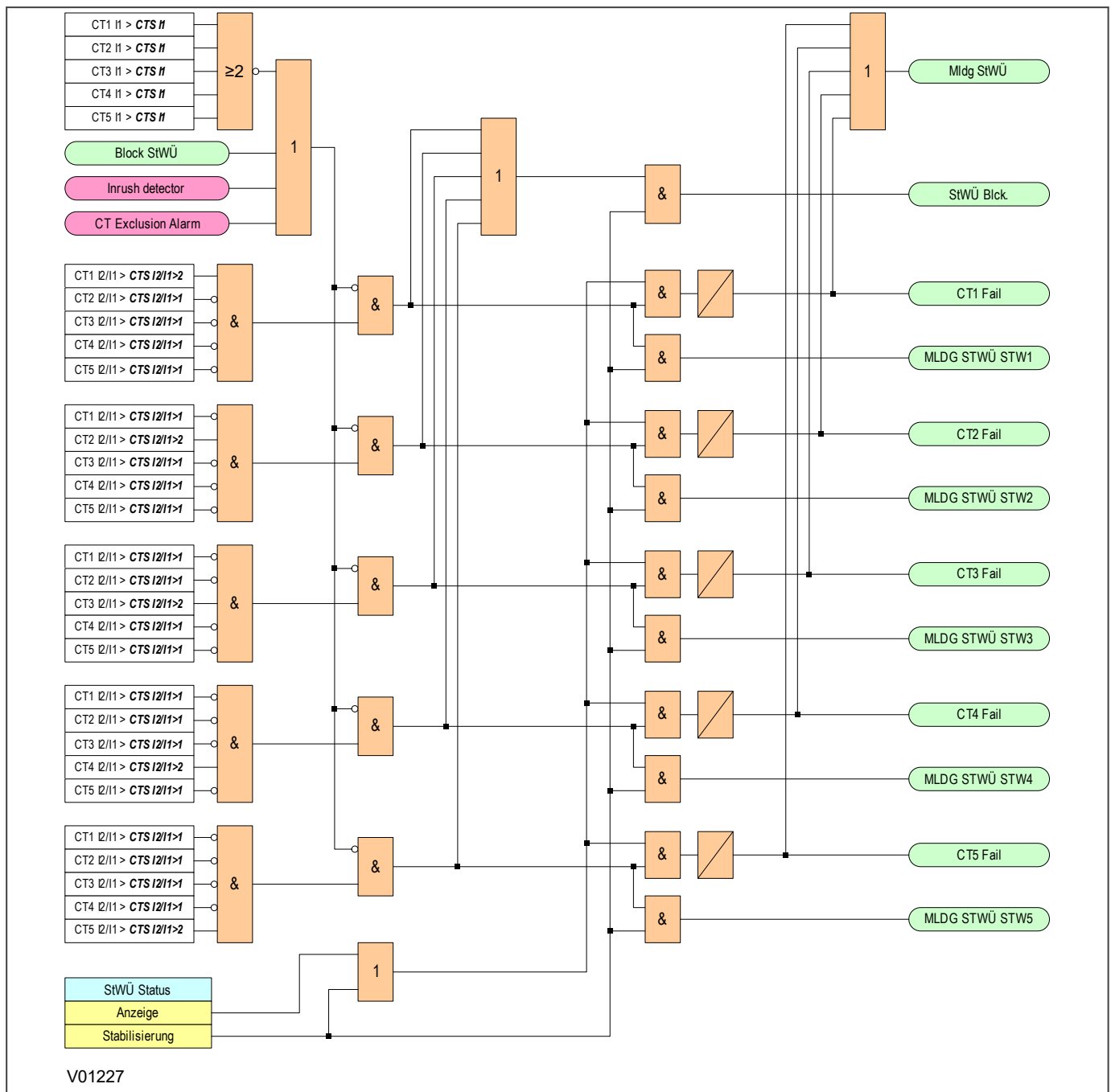


Abbildung 153: StWÜ-Logikdiagramm

14.3.3 ANWENDUNGSHINWEISE

14.3.3.1 EINSTELLUNGSRICHTLINIEN

Der Mitsystemstrom von mindestens zwei Stromeingängen überschreitet die Einstellung **IMIT > ANSPR.WERT**. Die Einstellung **IMIT > ANSPR.WERT** sollte unter dem Mindestlaststrom des geschützten Objekts liegen. Daher können 10 % des Nennstroms verwendet werden.

Das hoch eingestellte Verhältnis vom Gegensystem- zum Mitsystemstrom, **$IGEG/IMIT > 2$** , sollte beim minimalen Unsymmetriefehlerstrom unter dem Verhältnis vom Gegensystem- zum Mitsystemstrom liegen. Wenn der symmetrische Vollaststrom fließt und der Sekundärstrom von Phase L1 StW1 getrennt wird, haben die vom Gerät gemessenen Ströme folgende Werte:

$$I_{L1} = 0$$

$$I_{L2} = 1 \angle -120^\circ$$

$$I_{L3} = 1 \angle -240^\circ$$

Die Mit- und Gegensystemströme werden wie folgt berechnet:

$$I_1 = \left| \frac{1}{3} (I_A + aI_B + a^2I_C) \right| = \frac{2}{3}$$

$$I_2 = \left| \frac{1}{3} (I_A + a^2I_B + aI_C) \right| = \frac{1}{3}$$

Da das Verhältnis des Gegensystemstroms zu Mitsystemstrom 50 % beträgt, kann eine typische Einstellung von 40 % verwendet werden.

Das niedrig eingestellte Verhältnis des Gegensystemstroms zum Mitsystemstrom, **$IGEG/IMIT > 1$** , sollte über der maximalen Schiefast liegen. In der Praxis wird diese Mindesteinstellung durch die Werte des im System vorhandenen stationären Gegensystemstroms bestimmt. Dies kann durch eine Systemanalyse oder mithilfe der Messfunktionen des Geräts 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. Eine Einstellung von 20 % kann verwendet werden.

Wenn während der Inbetriebnahme folgende Informationen vom Gerät aufgezeichnet werden:

$$I_{\text{Vollast}} = 500 \text{ A}$$

$$I_2 = 50 \text{ A}$$

Daher wird das Verhältnis I_2/I_1 mit $I_2/I_1 = 50/500 = 0,1$ bestimmt.

Eine Einstellung von 20 % dieses Werts ist normal, um Toleranzen und Lastschwankungen zu berücksichtigen. Daher ist **$IGEG/IMIT > 1$** = 20 % einzustellen.

Aufgrund der oben empfohlenen empfindlichen Einstellungen ist eine lange Zeitverzögerung erforderlich, um einen wahren StW-Fehler zu erzeugen. Für diese Zeitverzögerung empfehlen wir die Standardeinstellung. Nach Ablauf der StWÜ-Zeitverzögerung (**StWÜ Zeit.verz.**) wird die **Warnung „StWÜ-Fehler“** ausgegeben.

14.4 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.

14.4.1 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.

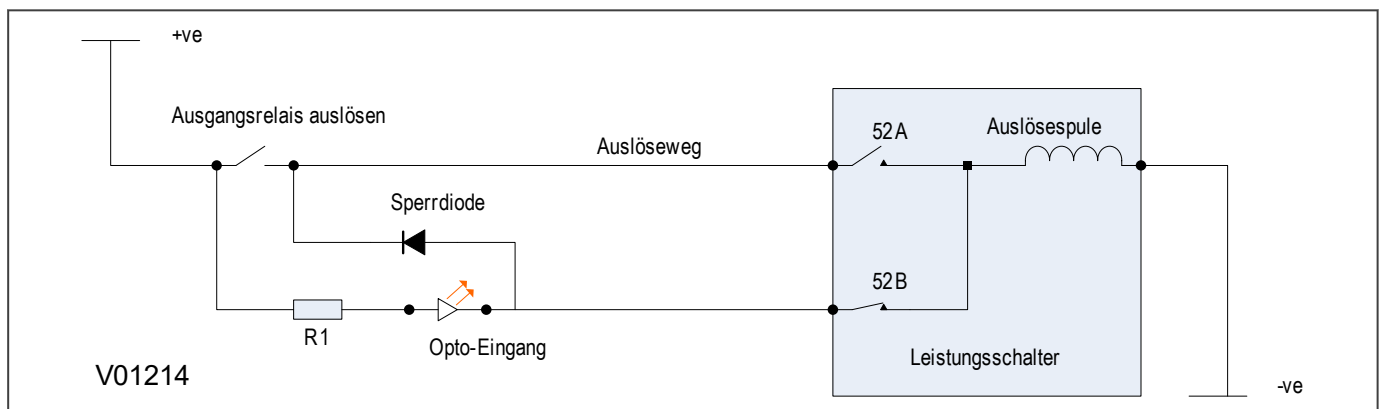


Abbildung 154: Auslösekreisüberwachungsschaltung 1

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.

14.4.1.1 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.

14.4.1.2 PSL FÜR AUSLÖSEKREISÜBERWACHUNGSSCHALTUNG 1

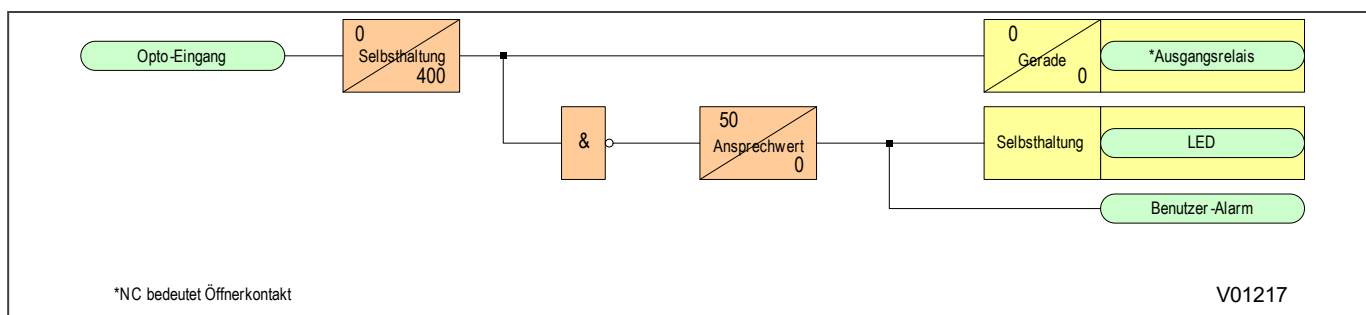


Abbildung 155: PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 1

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.

14.4.2 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.

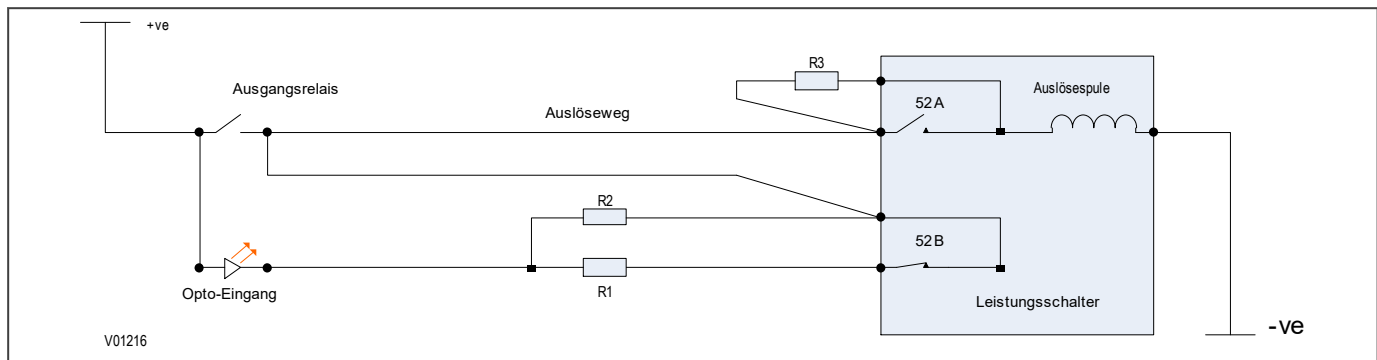


Abbildung 156: Auslösekreisüberwachungsschaltung 3

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.

14.4.2.1 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
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.

14.4.2.2 PSL FÜR AUSLÖSEKREISÜBERWACHUNGSSCHALTUNG 3

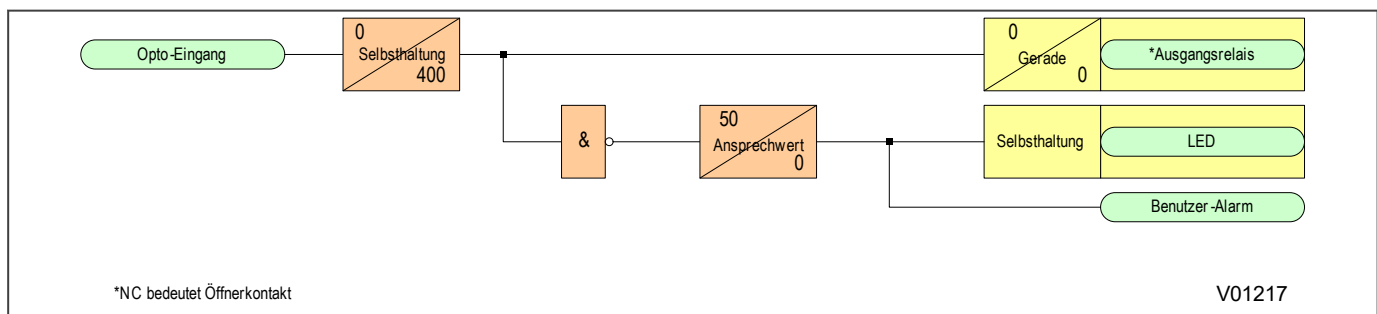


Abbildung 157: PSL für Auslösekreisüberwachungsschaltung 3

KAPITEL 15

KONFIGURATION DER DIGITALEN E/A UND DER PSL

15.1 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	327
Konfigurieren digitaler Ein- und Ausgänge	328
Schaltungslogik	329
Konfigurieren der Opto-Eingänge	332
Zuweisen von Ausgangsrelais	333
LEDs mit Festfunktion	334
Konfigurieren von programmierbaren LEDs	335
Funktionstasten	337
Steuereingänge	338
Benutzerdefinierte Warnungen	339

15.2 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.

15.3 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.

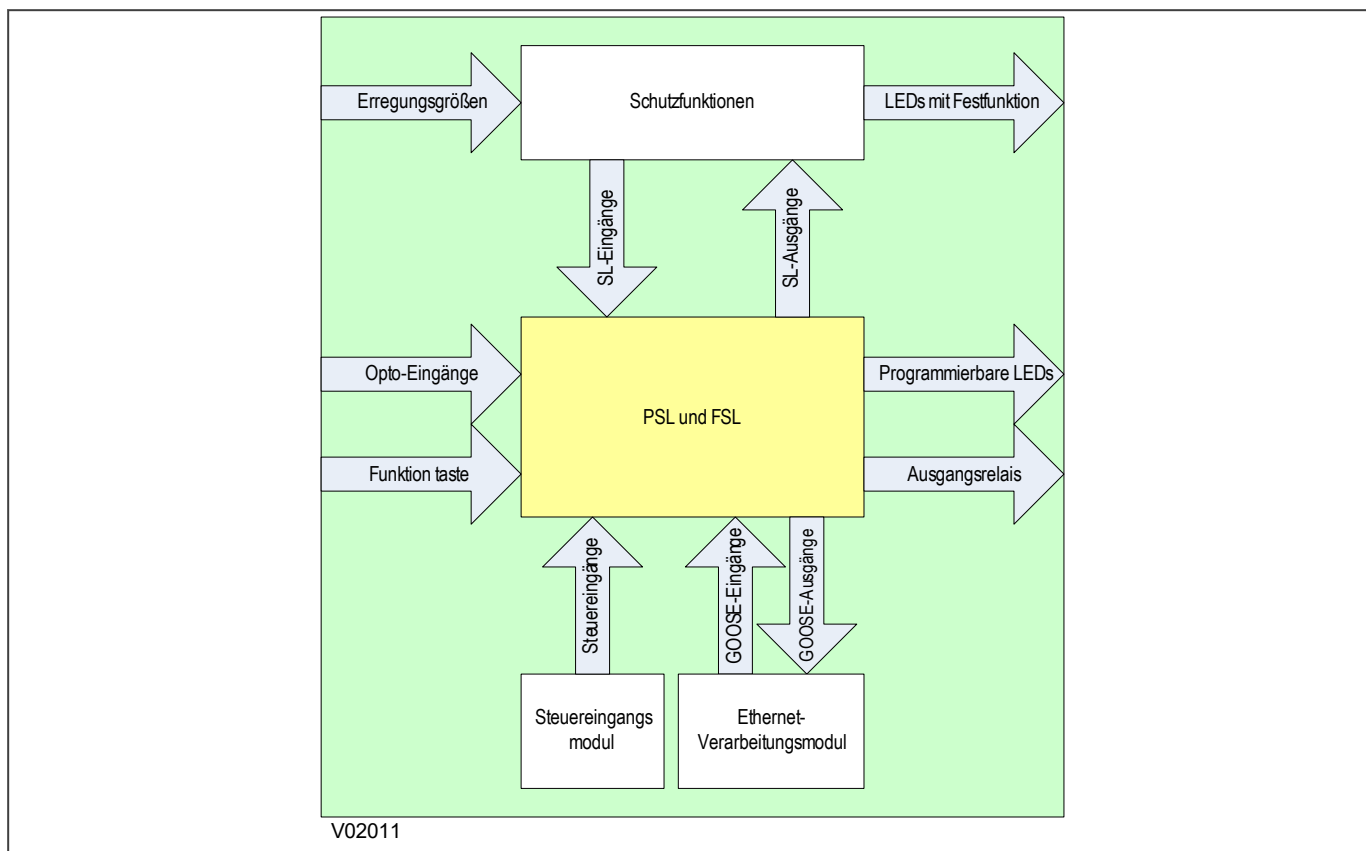


Abbildung 158: Schnittstellen der Schaltungslogik

15.3.1 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.

15.3.2 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.

15.3.3 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

15.4 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.

15.5 ZUWEISEN VON AUSGANGSRELAIS

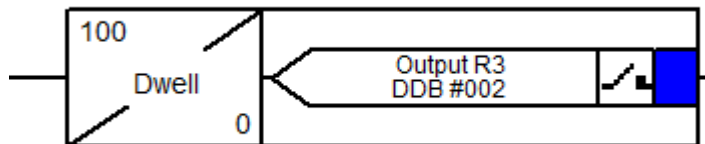
Relaiskontaktvorgänge werden mit der PSL gesteuert. DDB-Signale werden in der PSL zugeordnet und steuern die Ausgangsrelais. Die Steuerung eines Ausgangsrelais wird über einen Relaisausgangs-Signalformer kontrolliert. Für die Konditionierung von Ausgangsrelais gibt es mehrere Möglichkeiten. Beispielsweise 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.

15.6 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.

15.6.1 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 **SystFktVerknüpf** 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“:

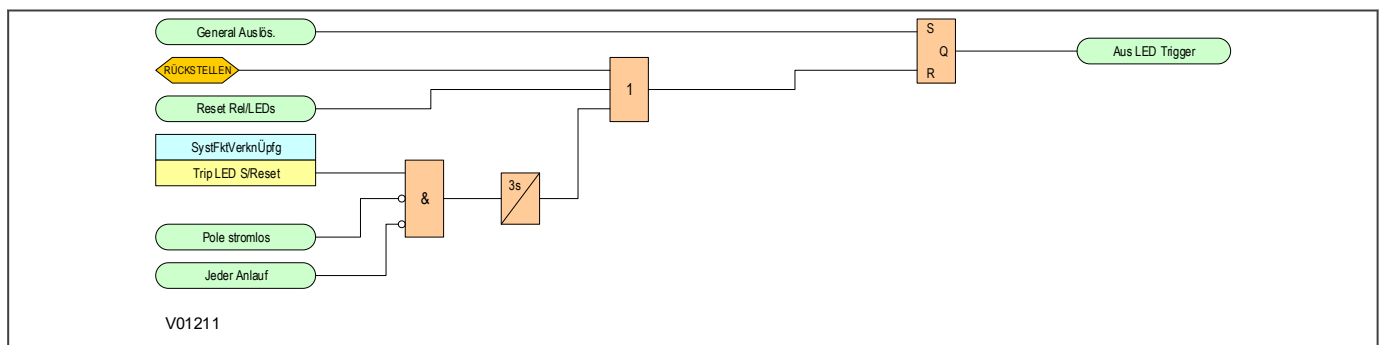


Abbildung 159: Logik der LED „Auslösung“

15.7 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.

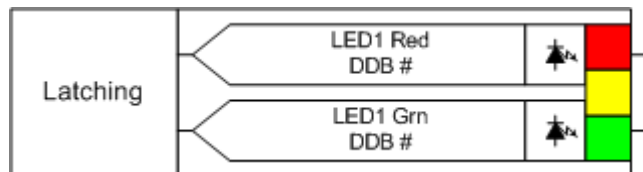
Das Leuchten einer LED wird mit einem Signalformer gesteuert. Mithilfe des Signalformers können Sie entscheiden, ob die LED den Echtzeitstatus des DDB-Signals anzeigt oder ob das Aufleuchten bei einem Benutzereingriff gesperrt wird.

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:



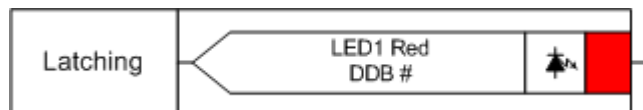
Der von der Symbolschaltfläche bereitgestellte PSL-Beitrag sieht so aus:



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.

15.8 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 (sperrern). 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.

15.9 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.

15.10 BENUTZERDEFINIERTER 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 16

KOMMUNIKATION

16.1 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	341
Kommunikationsschnittstellen	342
Serielle Kommunikation	343
Versionen der Ethernet-Karte	346
Kartenverbindungen	347
Ethernet-Konfiguration	349
Redundanzprotokolle	351
Simple Network Management Protocol (SNMP)	357
Datenprotokolle	362
Zeitsynchronisierung	393

16.2 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 Feineinstellungen	Courier, IEC 60870-5-103, DNP3.0
Rücks. Port 1 (RP1 Glasfaser)	Optional	Glasfaser	SCADA Feineinstellungen	Courier, IEC 60870-5-103, DNP3.0
Rücks. Port 2 (RP2)	Optional	RS232/RS485/K-Bus	SCADA Feineinstellungen	SK4: nur Courier SK5: nur InterMiCOM
Ethernet	Optional	Ethernet	IEC 61850 Feineinstellungen	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).

16.3 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](#) (seite344) 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.

16.3.1 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.

16.3.2 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 ($120\ \Omega$ 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 verdrehte Zweileiterkabel verwendet werden. Die endgültige Kabelspezifikation hängt von der Anwendung ab, obwohl ein mehradriges Kabel ($0,5\ \text{mm}^2$ 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 Hauptverbindungsunkt.

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.

16.3.2.1 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.

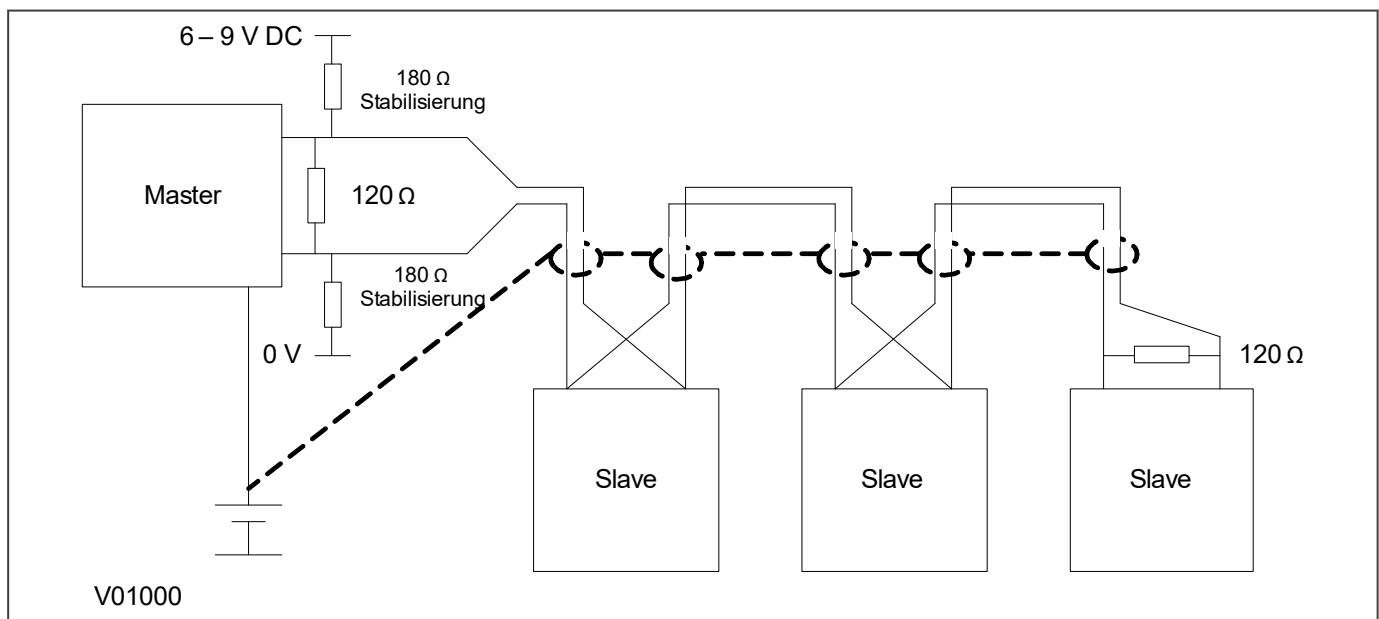


Abbildung 160: RS485-Stabilisierungsschaltung



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.

16.3.3 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 verdrehte Kabel in einer Mehrpunktanordnung zusammengeschaltet sind. Die paarig verdrehte 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.

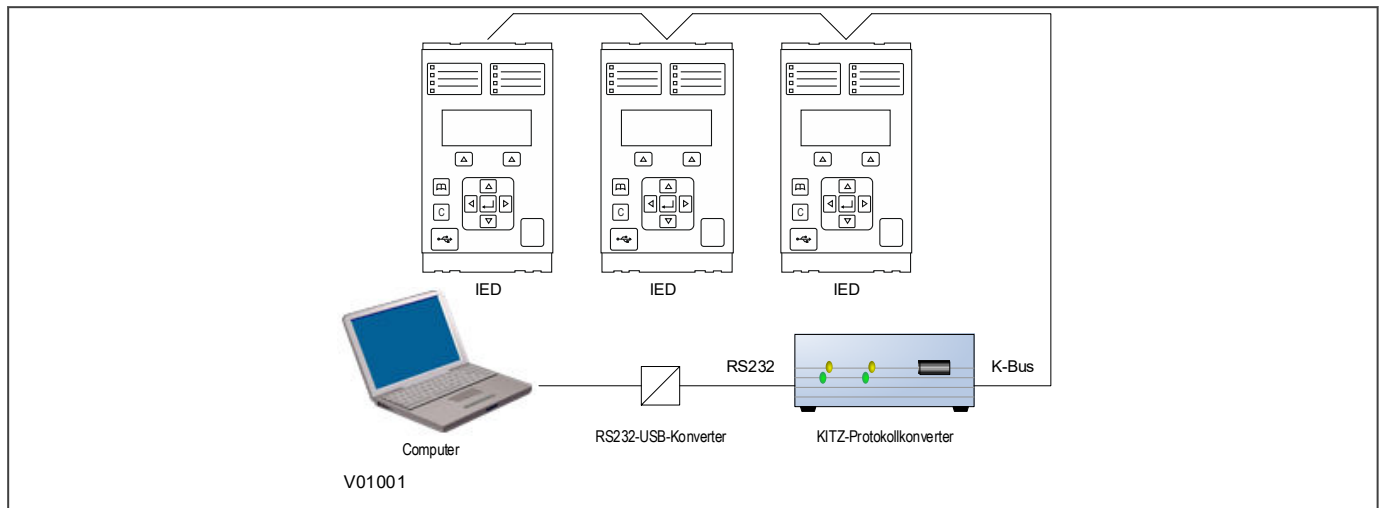


Abbildung 161: Fernkommunikation mit K-Bus

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).

16.4 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.

16.5 KARTENVERBINDUNGEN

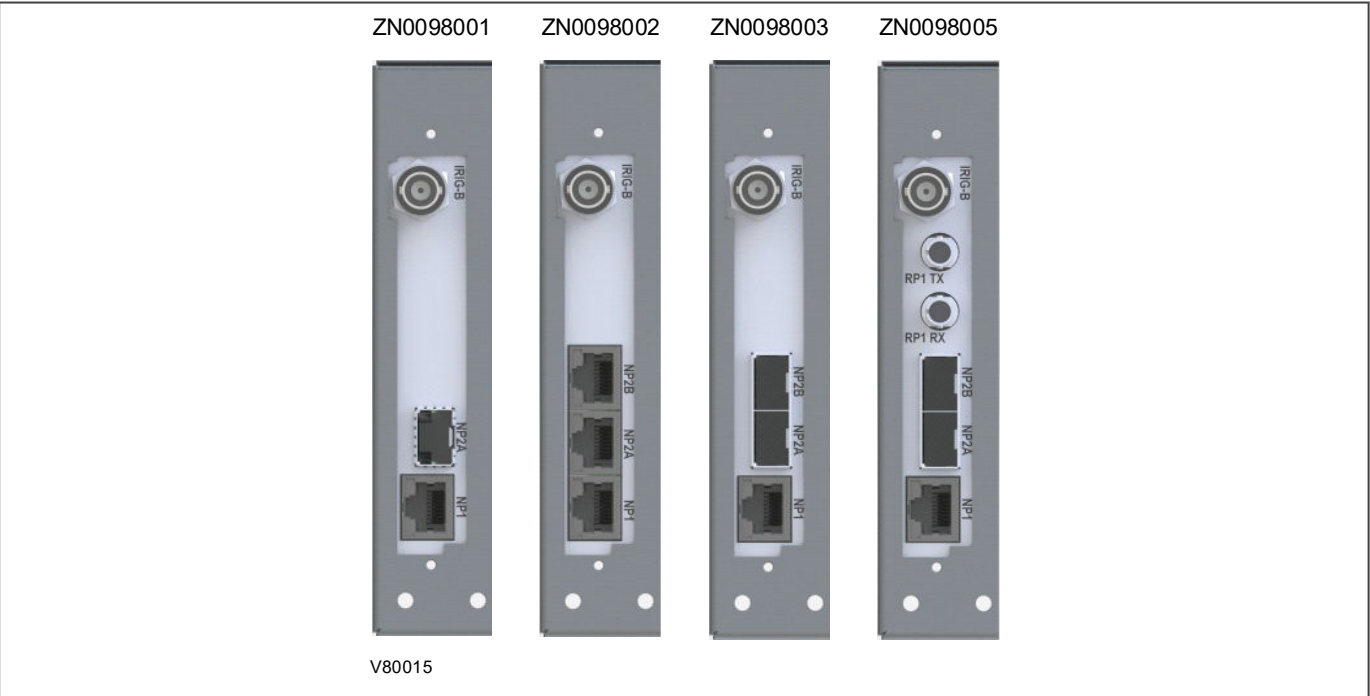


Abbildung 162: Kartenverbinder

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

16.6 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.

16.6.1 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 erforderliche 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 erforderliche 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.

16.6.2 PRP-KONFIGURATION

So gehen Sie vor, um PRP-Parameter anzuzeigen oder zu konfigurieren:

- 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.

16.6.3 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.

16.6.4 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

16.6.5 FAILOVER-KONFIGURATION

So gehen Sie vor, um Failover-Parameter anzuzeigen oder zu konfigurieren:

- 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.

16.6.6 KONFIGURATION DER SNTP-IP-ADRESSE

So konfigurieren Sie die IP-Adresse des SNTP-Servers:

- Klicken Sie im Hauptfenster auf die Schaltfläche **SNTP**.
- 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.
- Unter „Externer Server 1 und 2“ legen Sie die IP-Adresse des SNTP-Servers fest.

16.7 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.

16.7.1 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.

16.7.1.1 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.

16.7.1.2 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.

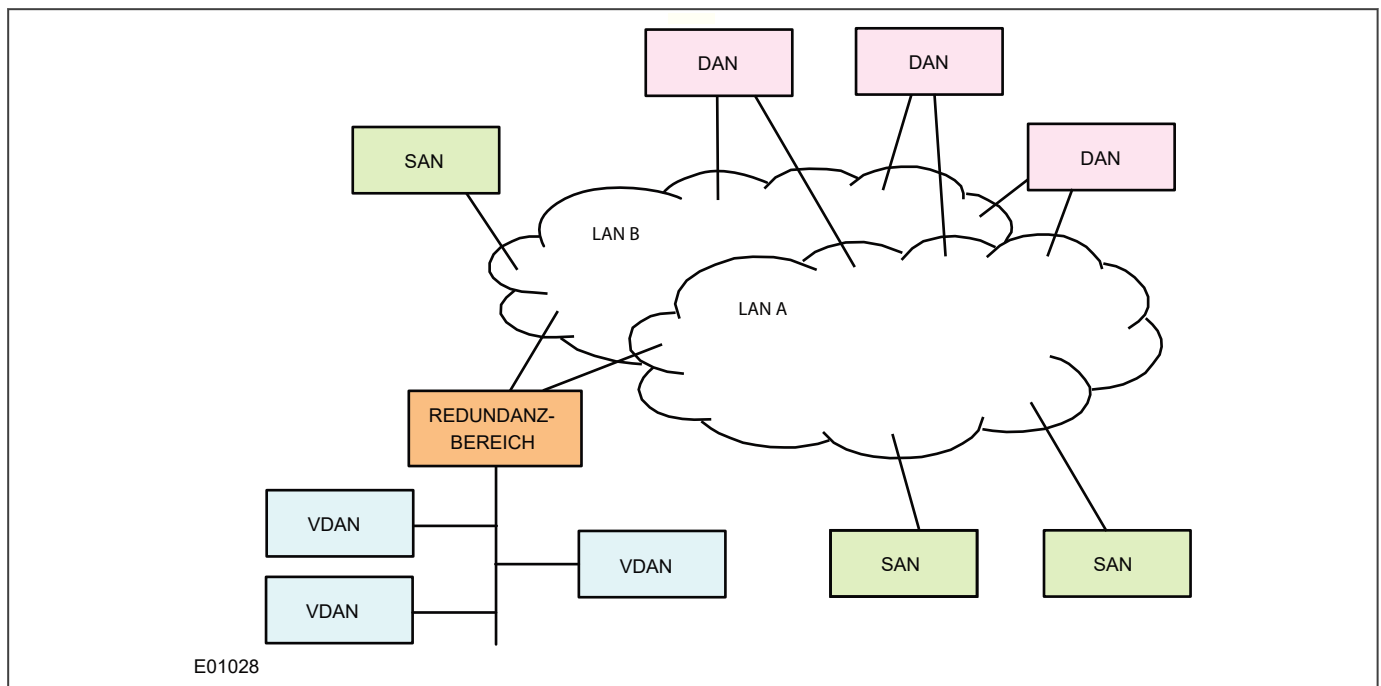


Abbildung 163: Beispiel eines redundanten PRP-Netzwerks

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.

16.7.2 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.

16.7.2.1 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 empfangenen 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.

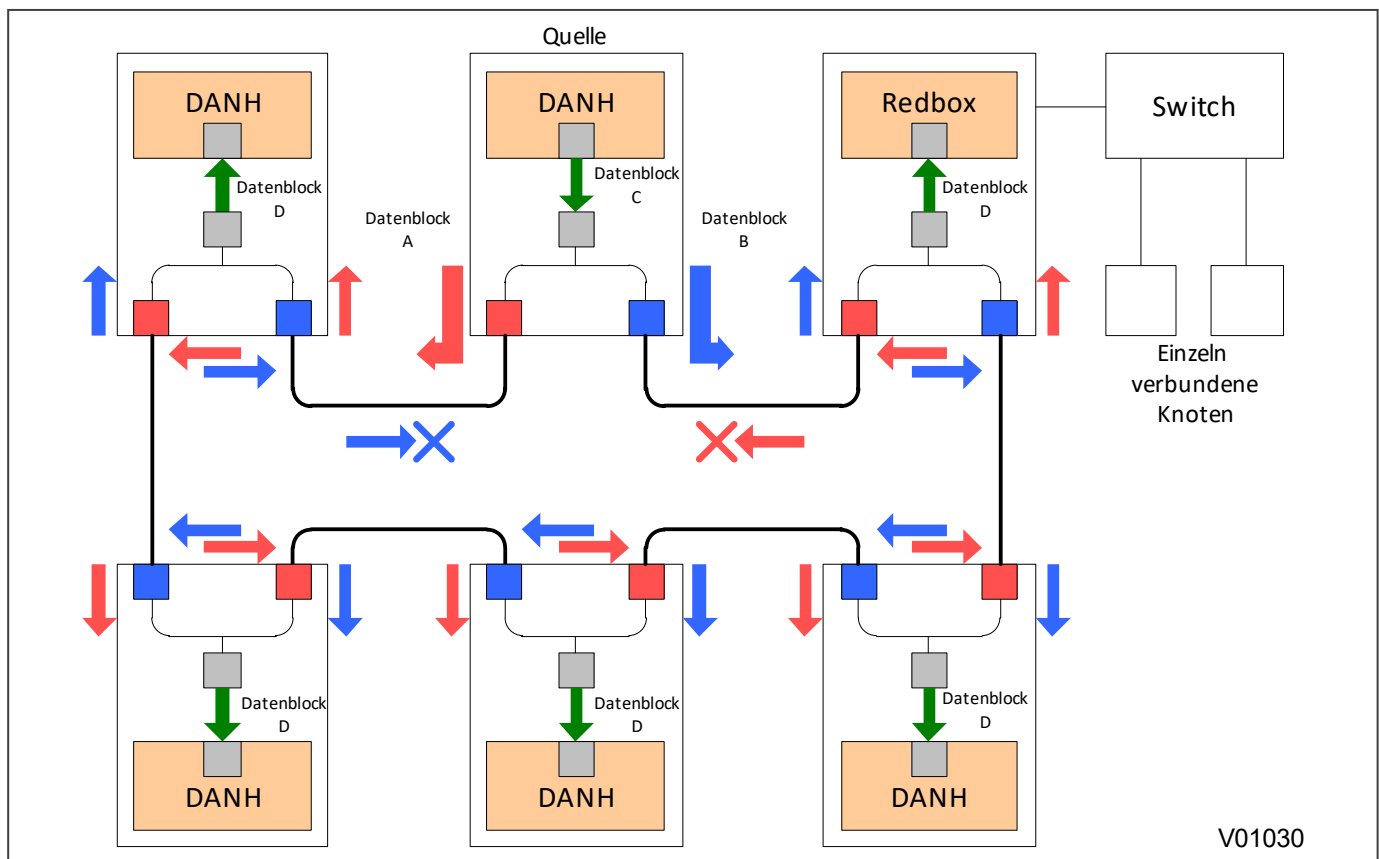


Abbildung 164: HSR-Multicast-Topologie

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.

16.7.2.2 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.

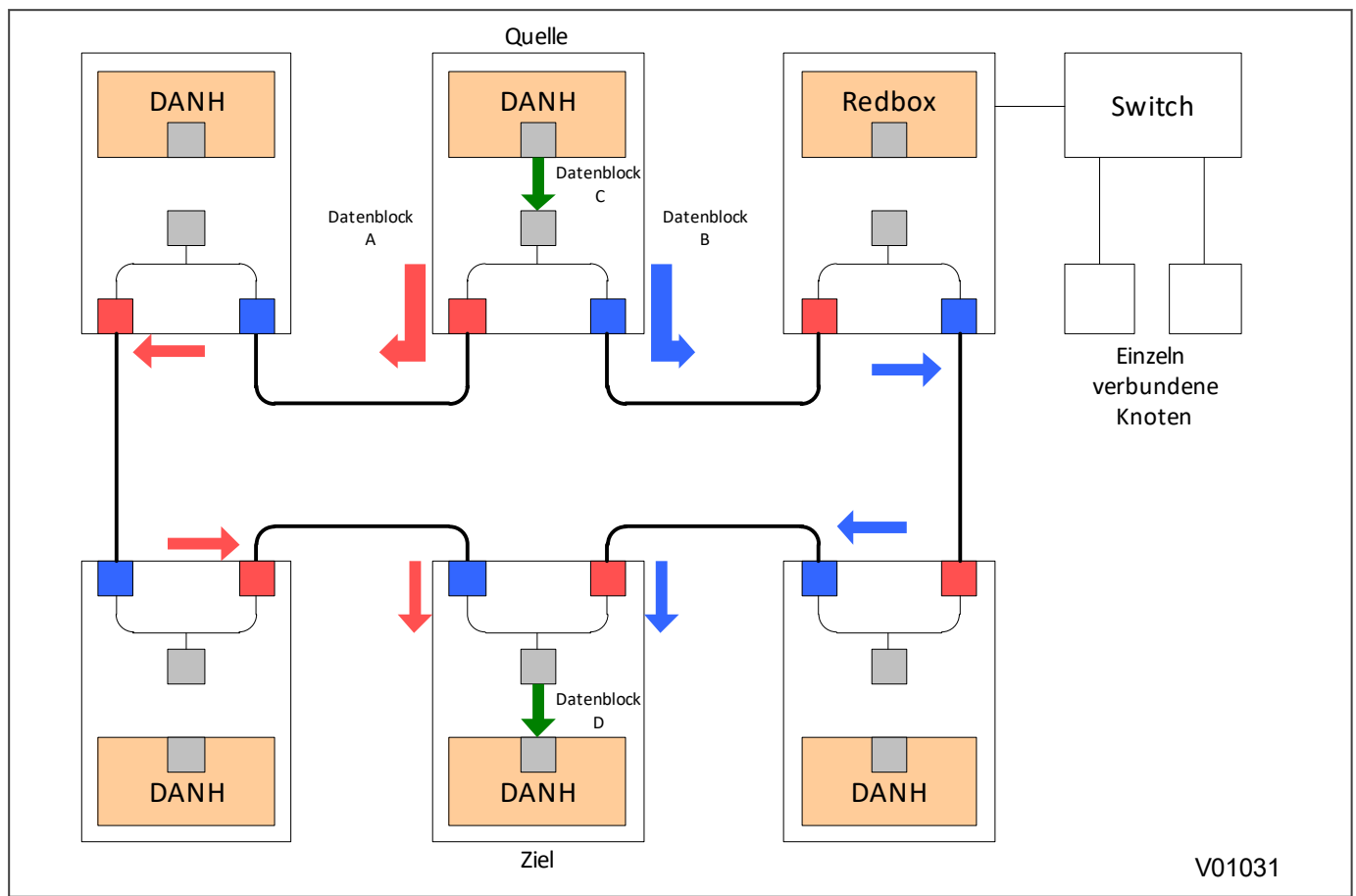


Abbildung 165: HSR-Unicast-Topologie

Bei Unicast-Datenblöcken ist die gesamte Bandbreite verfügbar, da beide Datenblöcke (A und B) am Zielknoten stoppen.

16.7.2.3 HSR-ANWENDUNG IN EINER SCHALTSTATION

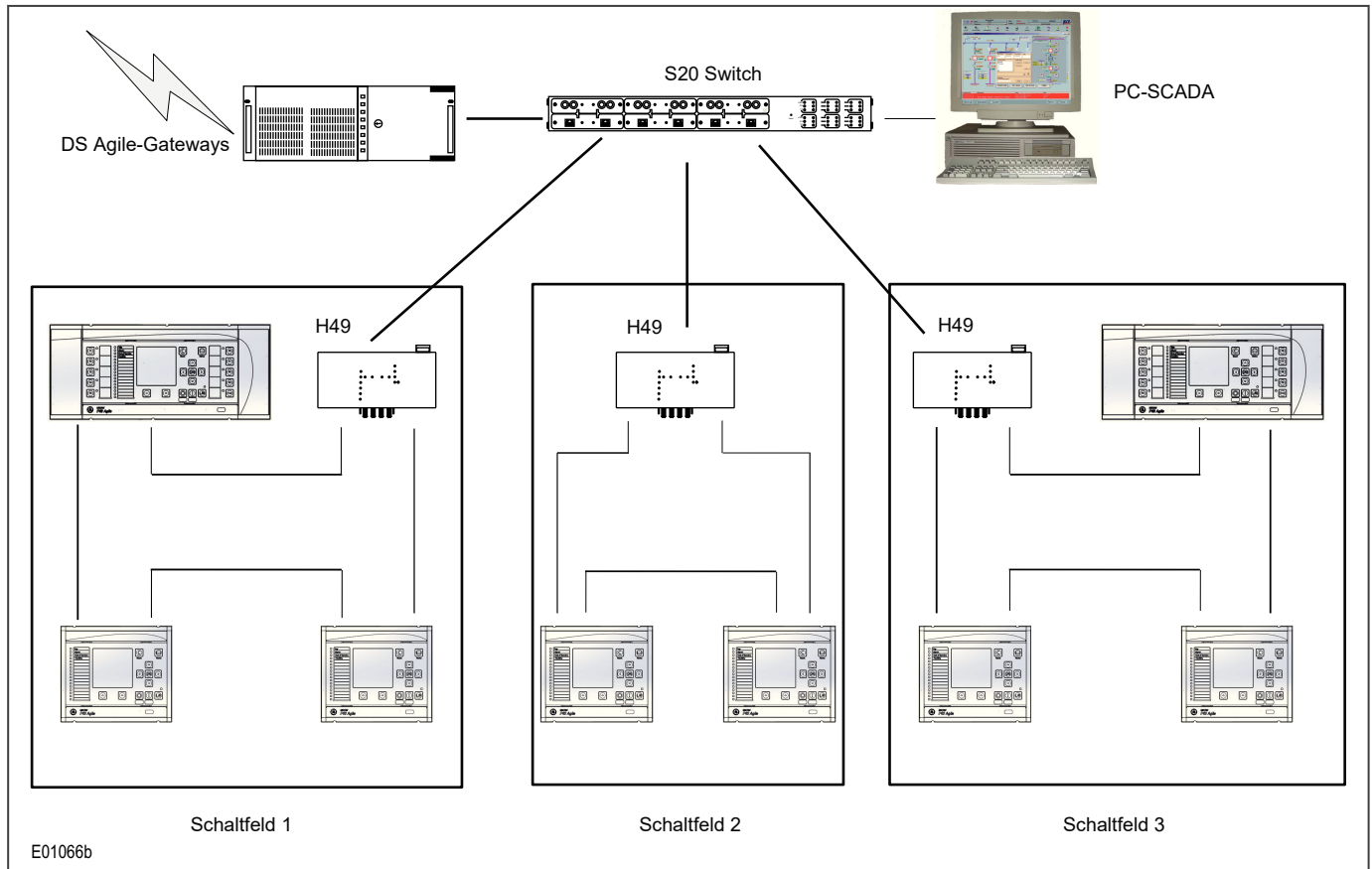


Abbildung 166: HSR-Anwendung in einer Schaltstation

16.7.3 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 Wiederherstellungszeit 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.

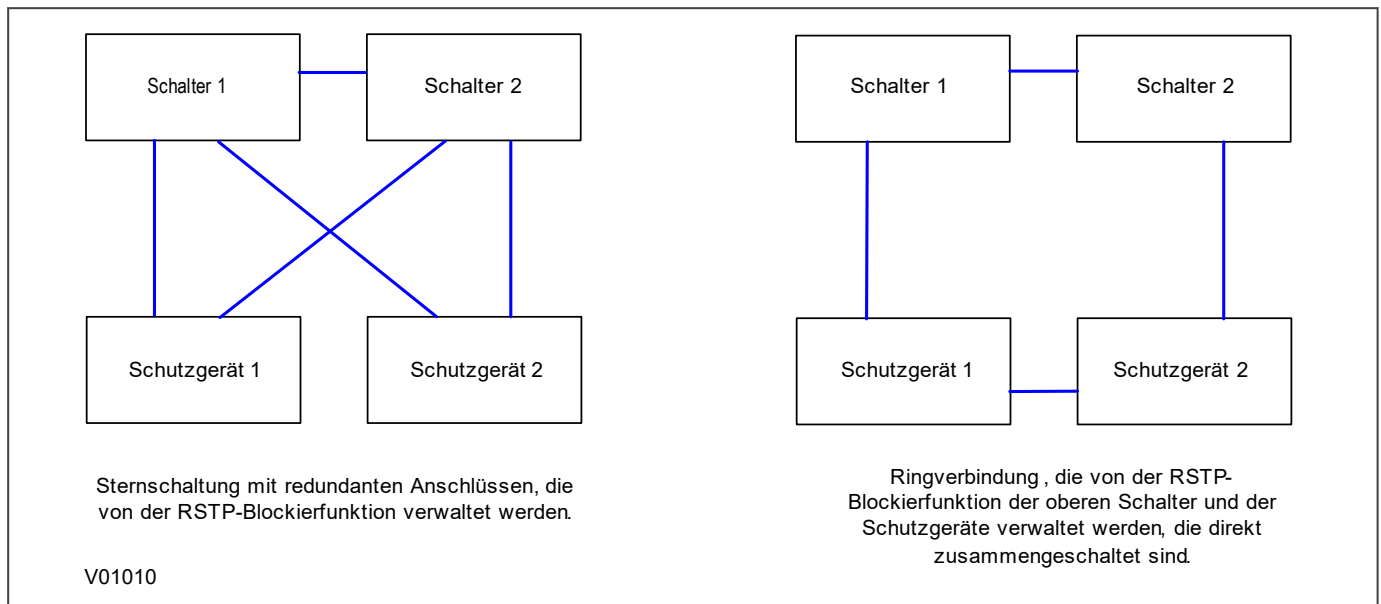


Abbildung 167: Schutzgerät, das mit einer redundanten Ethernet-Stern- oder -Ringschaltung verbunden ist

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.

16.7.4 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.

16.8 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.

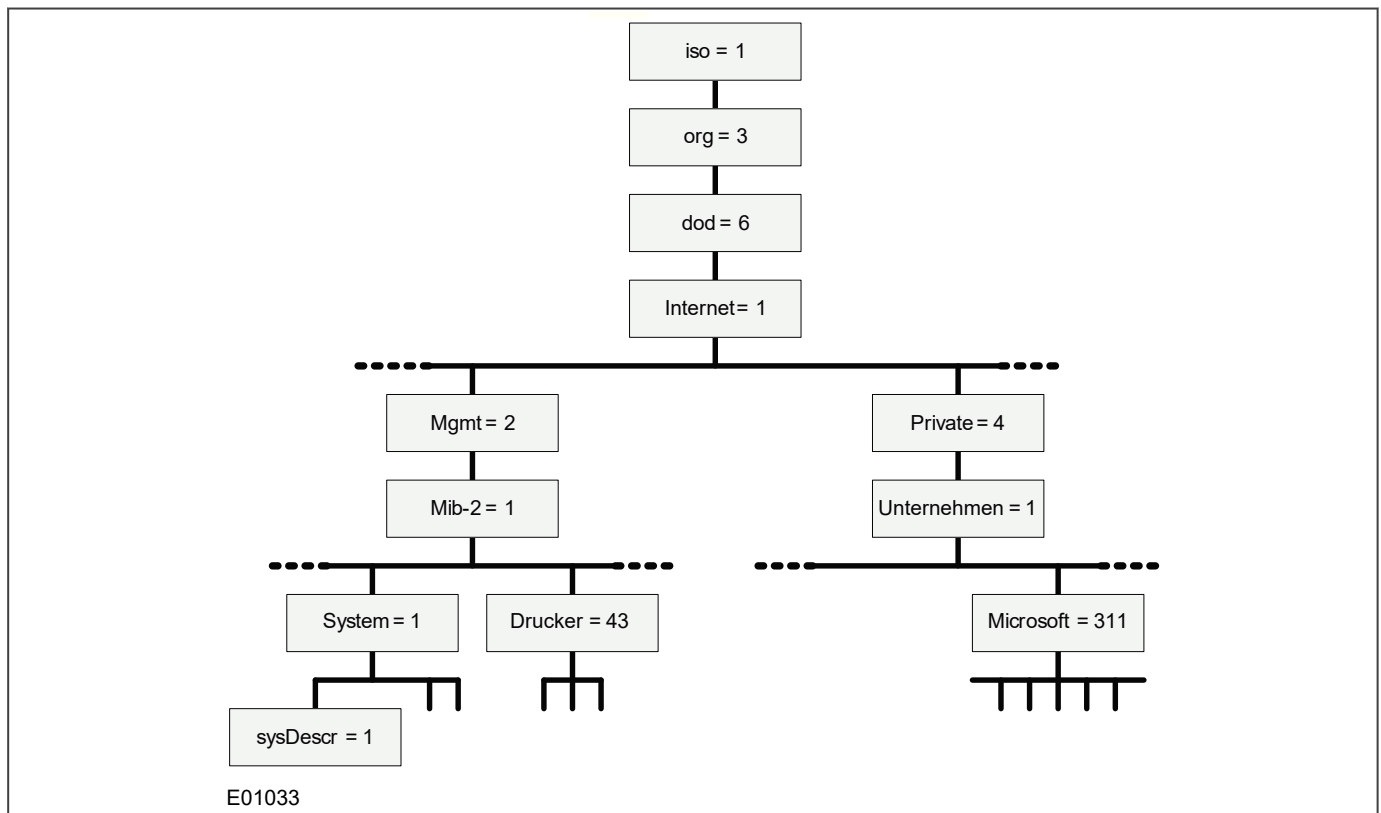


Abbildung 168: SNMP-MIB-Baum

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.

16.8.1 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.

16.8.2 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:

16.8.2.1 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

16.8.2.2 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.

16.8.3 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.

16.8.3.1 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.

16.8.3.2 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	Umgebungsbetrieb aktiviert	Umgebungsbetrieb aktiviert
38	Umgebungsbetrieb deaktiviert	Umgebungsbetrieb 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

16.9 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	IEC 61850			
	Courier	Courier	Courier	Courier	Courier
Datensicherungsschicht	EIA(RS)485	Ethernet	EIA(RS)232	K-Bus	USB
Bitübertragungsschicht	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 Protokoll** 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.

16.9.1 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.

16.9.1.1 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.*

16.9.1.2 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.

16.9.1.3 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.

16.9.1.4 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.

16.9.1.5 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.

16.9.1.5.1 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.

16.9.1.5.2 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.

16.9.1.6 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.

16.9.1.7 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.

16.9.1.8 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.

16.9.1.9 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 Protokoll**). 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 Abzweigung 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.

16.9.2 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

16.9.2.1 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.

16.9.2.2 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.

16.9.2.3 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.

16.9.2.4 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 Relais- 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 IEC 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 <i>PROTOKOLL KONFIG</i> 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.

16.9.2.5 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.

16.9.2.6 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.

16.9.2.7 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.

16.9.2.8 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.

16.9.2.9 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.

16.9.2.10 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.

16.9.2.11 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.

16.9.2.12 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 Protokoll**). 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 Abzweigung 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 MeBwarnsp.	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.

16.9.3 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 Teilmenebene 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).

16.9.3.1 PHYSISCHE VERBINDUNGS- UND VERKNÜPFUNGSSCHICHT

DNP 3.0 kann mit EIA(RS)485 verwendet werden.

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 Stopbit und ein optional konfigurierbares Paritätsbit.

16.9.3.2 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.

16.9.3.3 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.

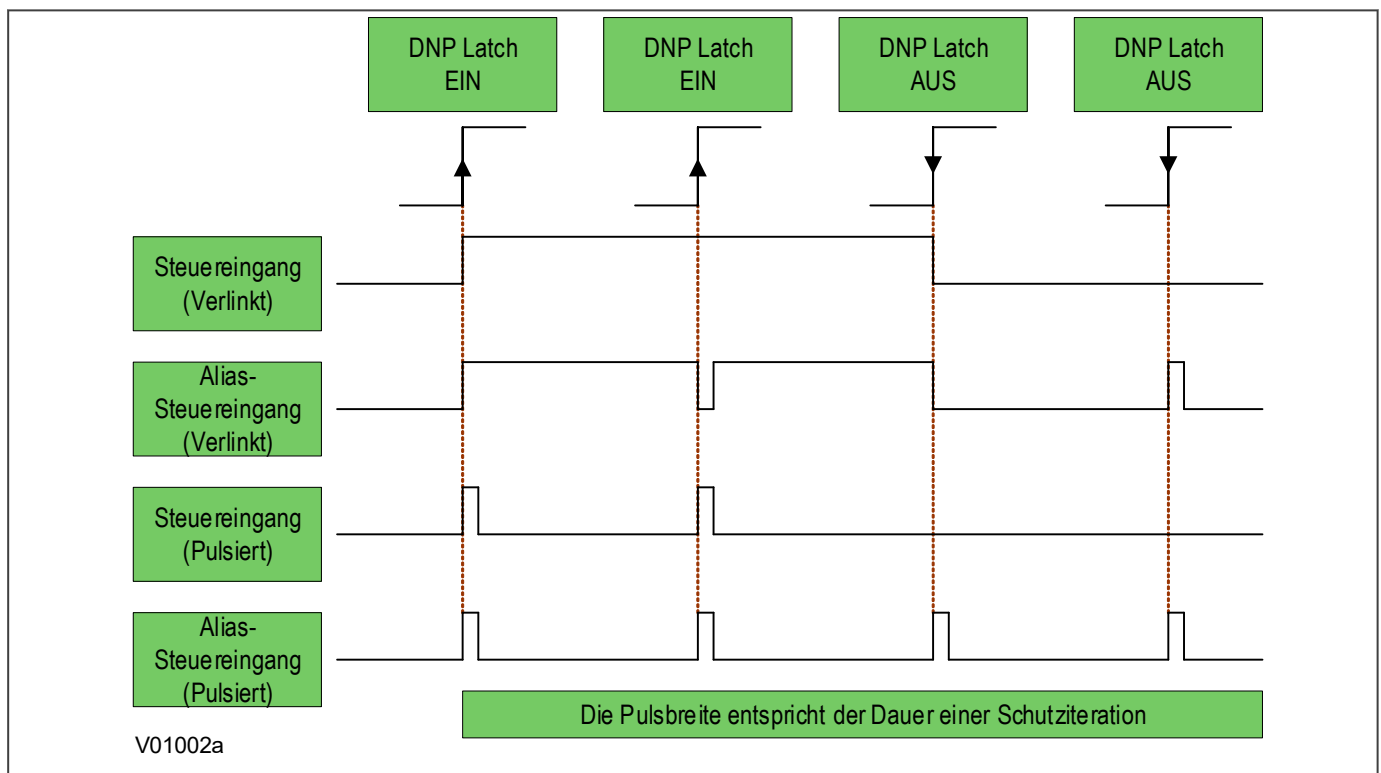


Abbildung 169: Verhalten von Steuereingängen

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

16.9.3.4 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 Objekts 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.

16.9.3.5 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 letzten 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).

16.9.3.6 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.

16.9.3.7 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.

16.9.3.8 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.

16.9.3.8.1 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 Abfragekennzeichnungscode 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 Anwendungsschicht-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

16.9.3.8.2 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	(Lesen)	00, 01	(Start-Stopp)				
			22	(Klasse zuweisen)	06	(kein Bereich oder alles)				
					07, 08	(begrenzte Menge)				
					17, 27, 28	(Index)				

Objekt			Anforderung (Bibliothek wird analysiert)				Antwort (Bibliothek wird damit antworten)			
Objektnummer	Variationsnummer	Beschreibung	Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungs-codes (hexadezimal)		Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungs-codes (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)		Kennzeichnungs-codes (hexadezimal)		Funktionscodes (dezimal)		Kennzeichnungs-codes (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.

16.9.3.8.3 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	Wird 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.	

16.9.3.8.4 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.

16.9.3.8.5 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 Protokoll**). 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 Abzweigung 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.

16.9.3.8.5.1 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 Punktconfiguration, die ganzzahlige Skalierung und die Standardvariation (Datenformat) verfügbar. Die Punktconfiguration 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.

16.9.4 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.

16.9.4.1 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.

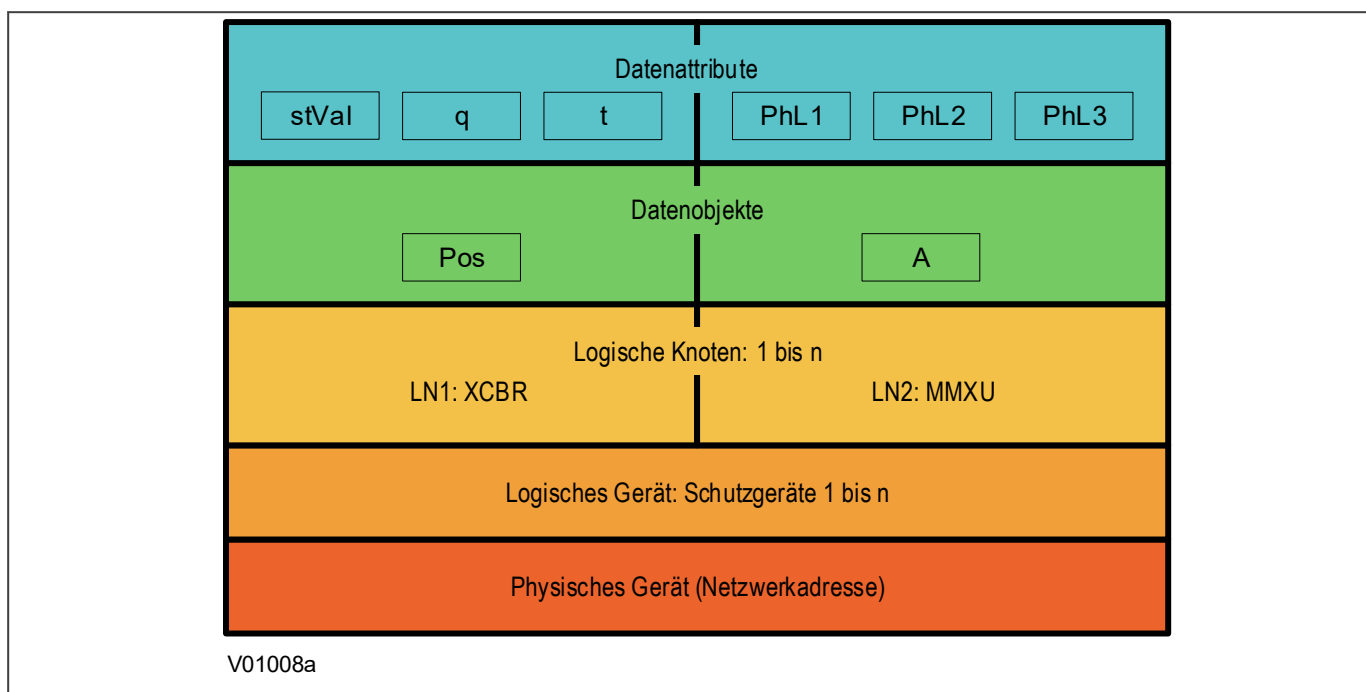
16.9.4.2 KOMPATIBILITÄT MIT IEC 61850

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.

16.9.4.3 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.

**Abbildung 170: Datenmodellsschichten 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.

16.9.4.4 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.

16.9.4.5 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.

16.9.4.6 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.

16.9.4.7 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.

16.9.4.8 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 Abonnenten über den IEC61850 LGOS Logikknoten bereitgestellt.

16.9.4.9 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

16.9.4.10 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.

16.9.4.11 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_KEEPLIVE**-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.

16.9.4.12 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.

16.9.4.12.1 IEC 61850-KONFIGURATIONS DATENBANKEN

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.

16.9.4.12.2 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.

16.9.4.13 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.

16.9.4.13.1 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:

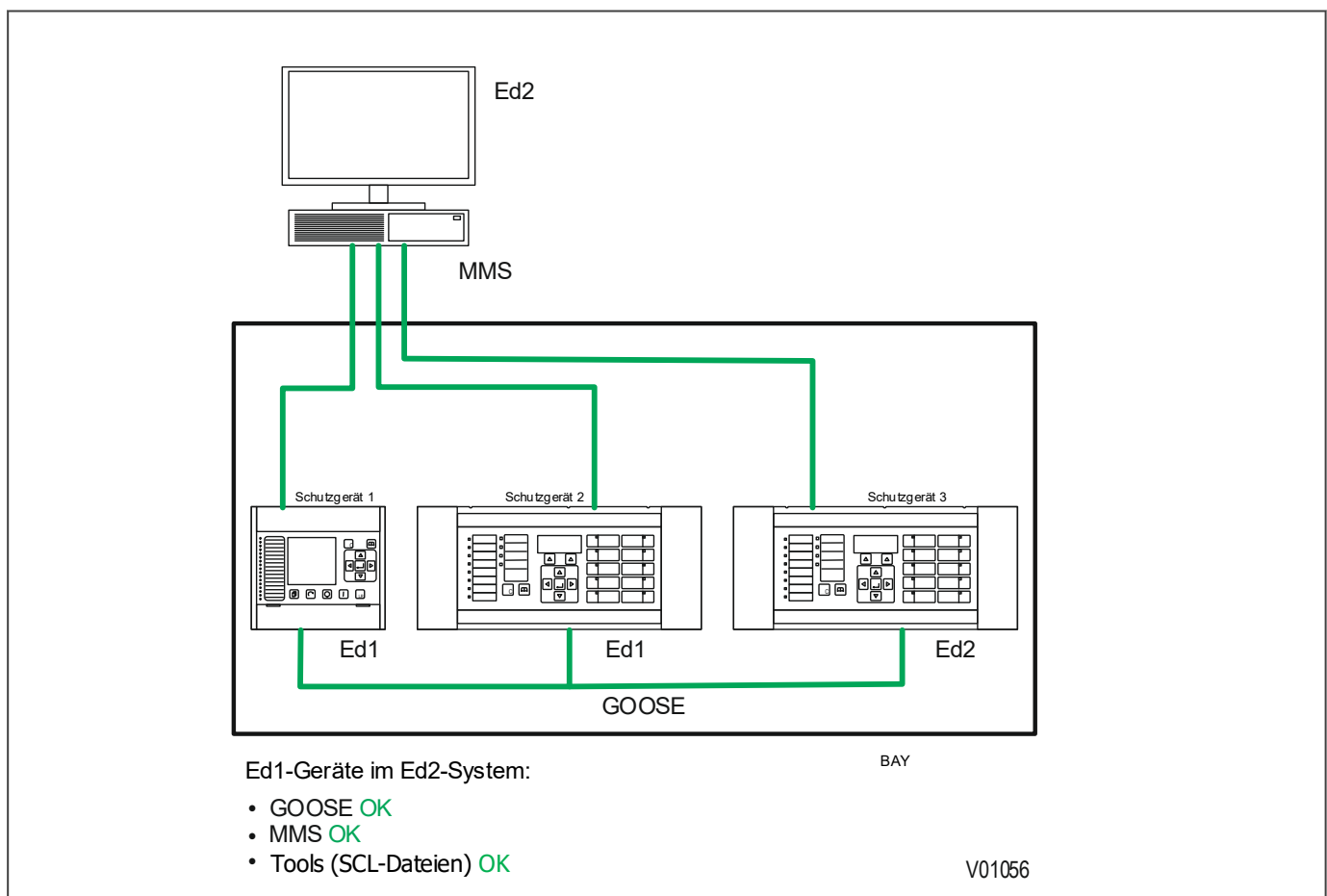


Abbildung 171: Edition 2-System – Rückwärtskompatibilität

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.

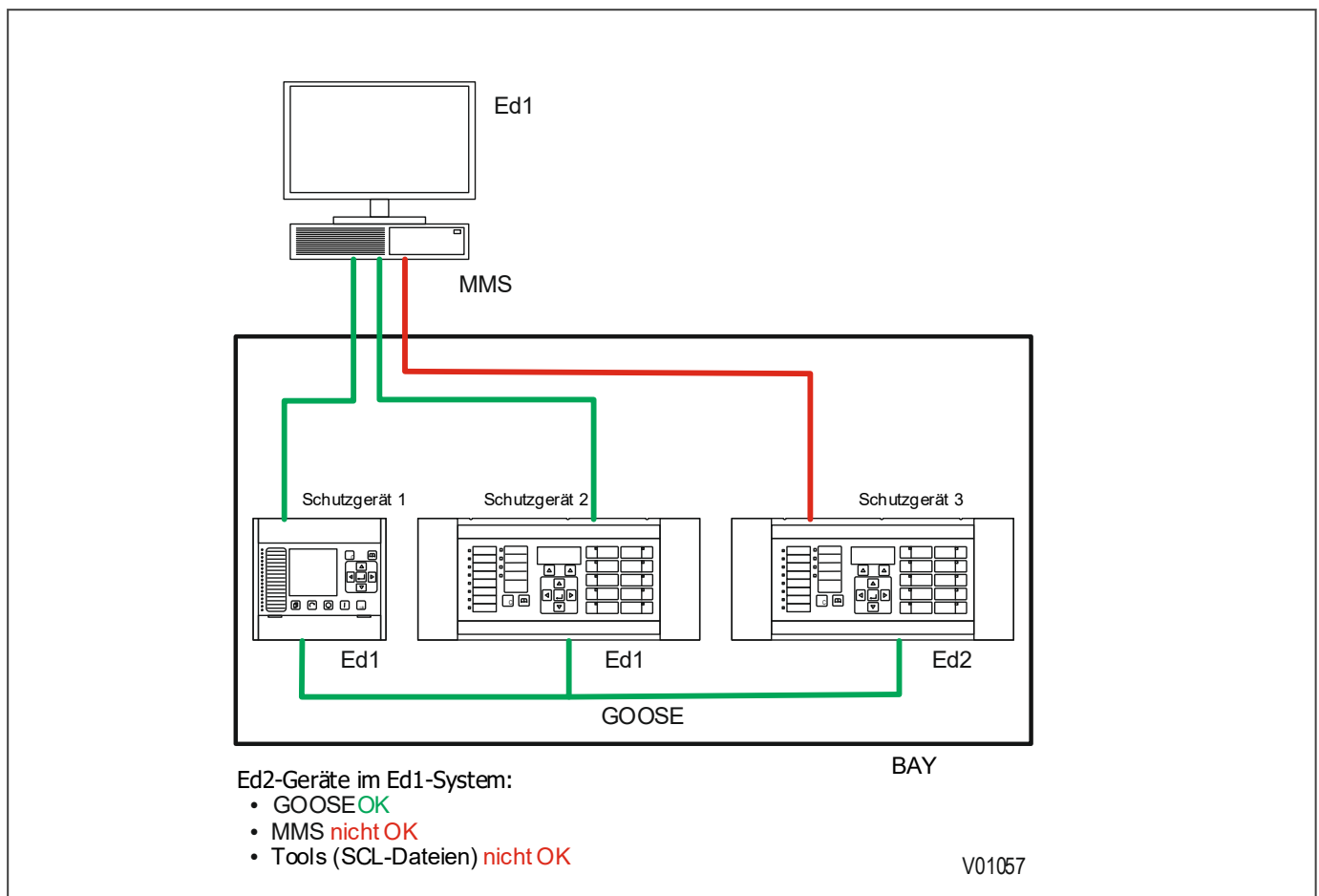


Abbildung 172: Edition 1-System – Probleme mit Vorwärtskompatibilität

16.9.4.13.2 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.

16.9.5 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.

16.9.5.1 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.

16.9.5.2 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

16.9.5.3 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

16.9.5.4 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)

16.9.5.5 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.

16.10 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.

16.10.1 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.

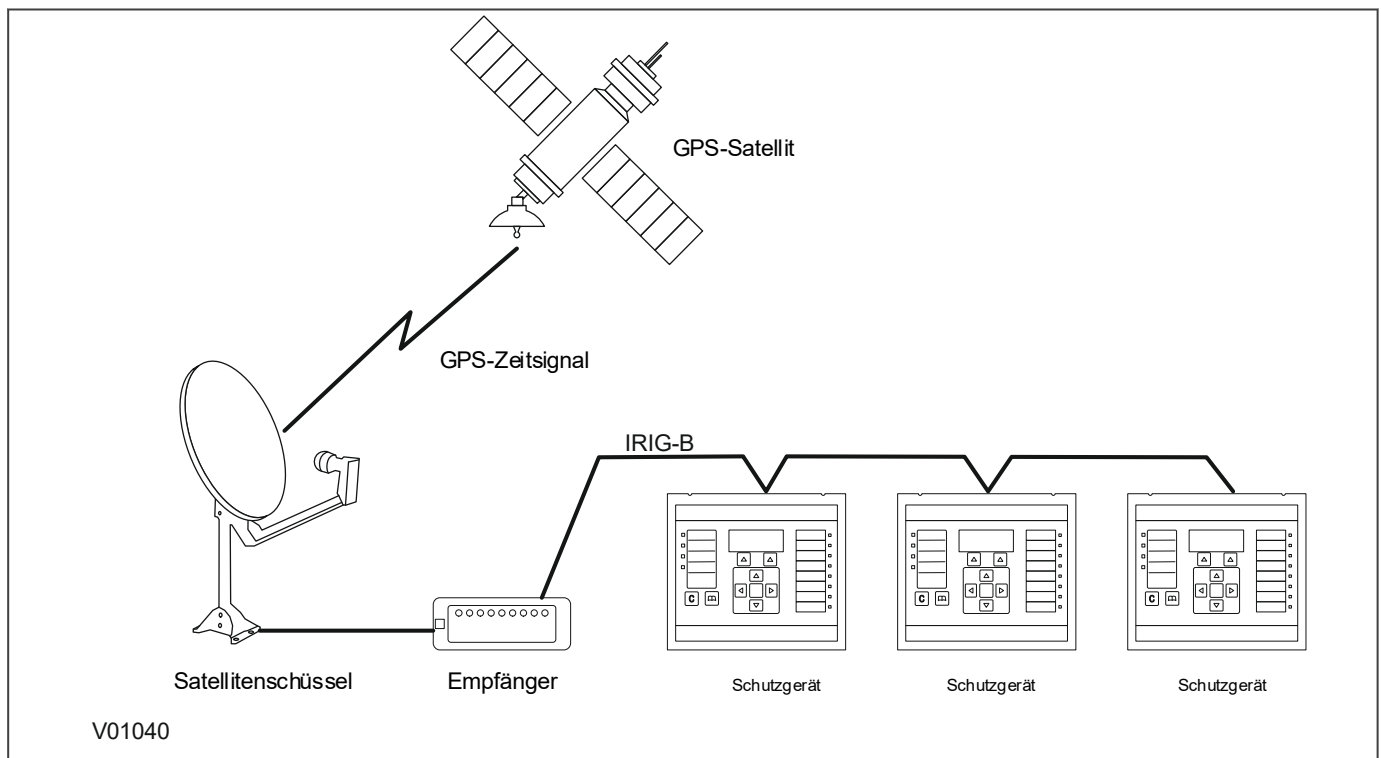


Abbildung 173: GPS-Satelliten-Zeitsignal

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).

16.10.1.1 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 Synchron.** 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.

16.10.2 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.

16.10.2.1 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.

16.10.3 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.

16.10.3.1 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.

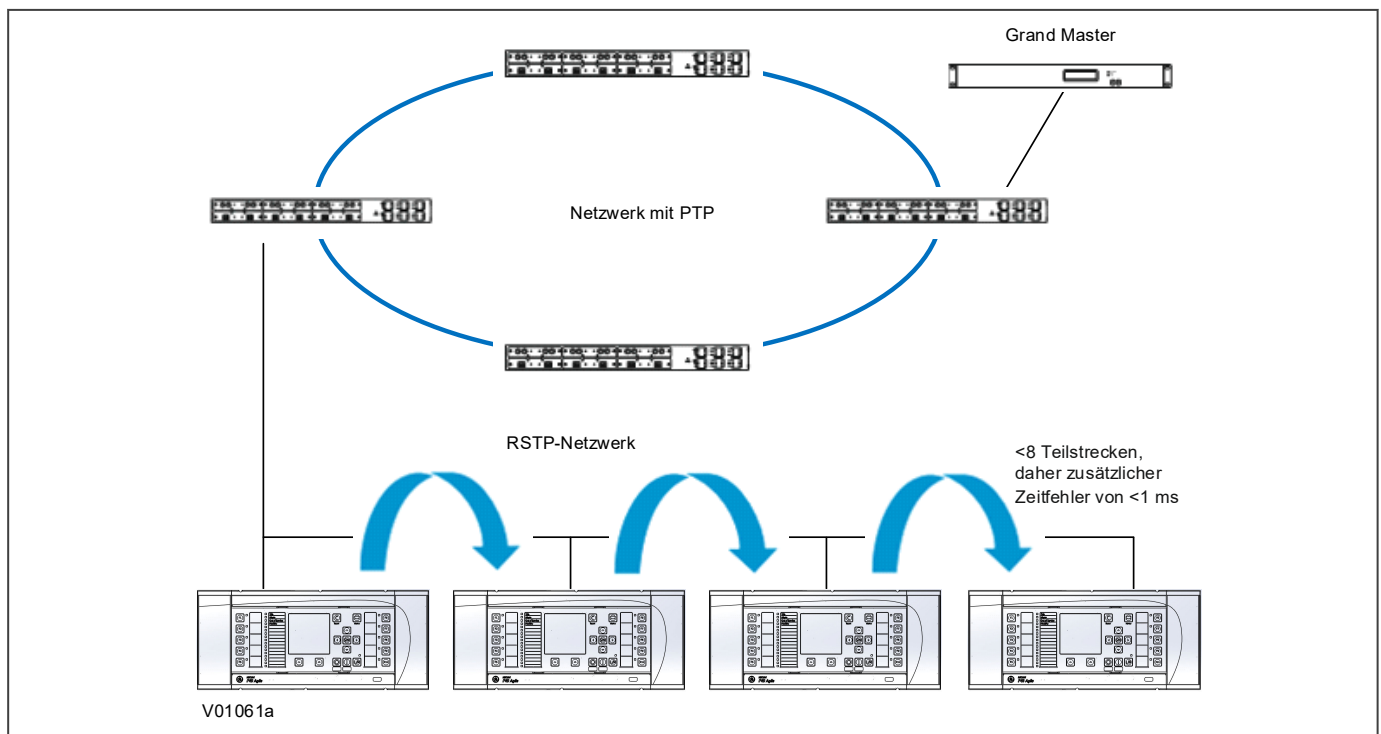


Abbildung 174: Zeitfehler in einer Ring- oder Leitungstopologie

16.10.3.2 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.

16.10.4 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 17

CYBERSICHERHEIT

17.1 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.

17.2 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 Verantwortung des Benutzers, bei Bedarf für Konformität zu sorgen.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Haftungsausschluss	398
Übersicht	399
Die Notwendigkeit von Cybersicherheit	400
Normen	401
Implementierung von Cybersicherheit	405
Rollen und Berechtigungen	407
Benutzerauthentifizierung	410
SNMP-Konfiguration	429
Rückgabe des Schutzgeräts an das Werk	431
Verwaltung von Sicherheitsereignissen	432

17.3 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.

17.4 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 Informationsaustausch – 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

17.4.1 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 Umfang 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 Umfang 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

17.4.1.1 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 Wahlverbindung 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.

17.4.1.2 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 herstellerepezifischen 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.

17.4.1.3 CIP 004

CIP 004 verlangt eine angemessene Schulung von Personal (einschließlich Auftragnehmer und Dienstleister), 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.

17.4.1.4 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

17.4.1.5 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

17.4.1.6 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

17.4.1.7 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.

17.4.1.8 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

17.4.2 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 Funktionseignisse 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.

17.5 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.

17.5.1 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“).

17.6 ROLLEN UND BERECHTIGUNGEN

17.6.1 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.

17.6.2 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 Steuervorgängen 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			

17.7 BENUTZERAUTHENTIFIZIERUNG

17.7.1 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 ein 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.

17.7.2 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
<i>Ausgeschaltet</i>		
<i>Lokal</i>	X	X
<i>Bedienfeld</i>		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.

KONFIGURATION	UMGANGEN	⚠ 6 01:09
Einstellungsgrp	Über Menü wählen	▼
Akt. Einstellg.	Parametersatz 1	▼
Änder. Speichern	Kein Betrieb	▼
P1	Freigegeben	▼
P2	Ausgeschaltet	▼
P3	Ausgeschaltet	▼
P4	Ausgeschaltet	▼
Distanz	Freigegeben	▼
gericht. EF	Freigegeben	▼
Leiter-Diff	Freigegeben	▼
DATUM UND ZEIT	STW&SPW-VERHÄLTN	

17.7.3 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.

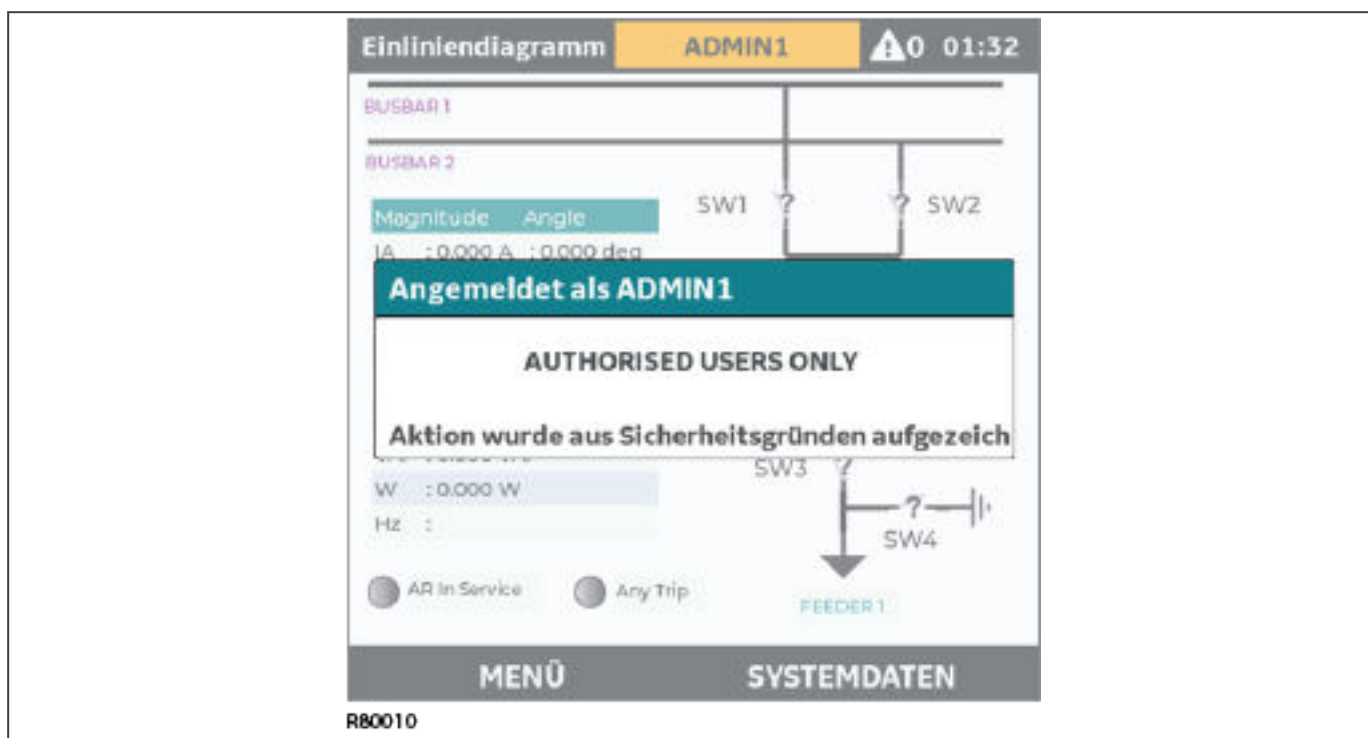
17.7.3.1 ANMELDUNG AM BEDIENFELD

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:



17.7.3.2 ANMELDUNG FEHLGESCHLAGEN

Wenn die Authentifizierung fehlschlägt, wird eine Fehlermeldung angezeigt:



17.7.3.3 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.

17.7.3.4 ANMELDUNG MIT MICOM S1

Wenn der Benutzer einen Anmeldeversuch unternimmt, zeigt MiCOM S1 Agile eine Eingabeaufforderung mit einem Anmeldedialogfeld an, das 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.

17.7.3.4.1 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.

17.7.4 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).



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 Tuntl-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 Tuntl-Timeout	„NIC Tuntl-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.zeit** für RP2

17.7.5 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 .

17.7.6 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.

17.7.6.1 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:



Wenn Sie bestätigen, wird zwei Sekunden lang der folgende Bildschirm angezeigt, und dann wird der Vorgang in der Sicherheitsereignisdatei gespeichert:



Wenn Sie sich nicht abmelden möchten (d. h., Sie brechen ab), wird der Abmeldebildschirm abgebrochen.

17.7.6.2 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.

17.7.7 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.

17.7.8 PASSWORTABLAUF

Geräteauthentifizierungsb Benutzer 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:



Ein Bildschirm wird angezeigt, auf dem der Benutzer das neue Passwort speichern kann.



17.7.9 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.

17.7.10 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.

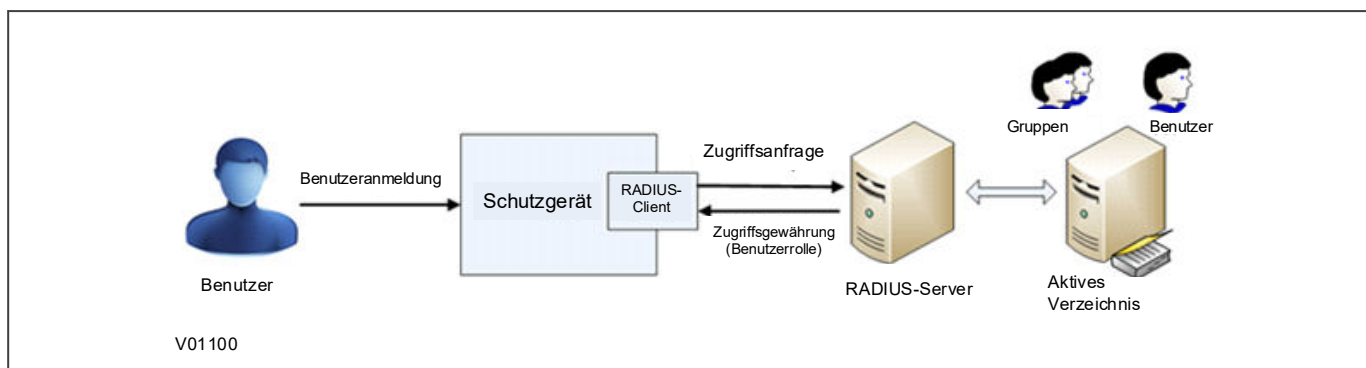


Abbildung 175: Kommunikation per RADIUS-Server/Client

17.7.10.1 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.

17.7.10.2 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

17.7.10.3 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. Voreinstellungs- wert, 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. Voreinstellungs- wert, 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.

17.7.10.4 RADIUS-AUFZEICHNUNG

RADIUS-Aufzeichnung wird nicht vom Schutzgerät unterstützt. Der Benutzer kann die Aufzeichnung über Syslog erreichen (siehe Abschnitt „SYSLOG“).

17.7.10.5 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.

17.7.11 WIEDERHERSTELLUNG

17.7.11.1 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.

17.7.11.2 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.

17.7.11.3 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

17.7.12 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**)

17.7.13 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
- SNMP

- PTP
- SNMP
- RADIUS
- SYSLOG

17.7.14 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

17.7.15 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		

17.7.16 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 Umgebungsbetrieb befindet.

Hinweis:

Während der Firmwareaktualisierung bleibt nur die Sicherheitsereignisdatei erhalten – alle anderen Konfigurations- und Aufzeichnungsdateien werden während der Firmwareaktualisierung gelöscht.

17.8 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 Protokoll** 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.

17.9 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.

17.10 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)

17.10.1 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, Anschlussnummer

Ereignis	IEC 62443-4-Kategorie	IEC 62351-14-Schweregrad	IEC 62351-14-Mnemonic	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, Anschlussnummer
SECUR_EVT_DNP_SETTINGS_DOWNLOADED	62443-CONFIG_CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-010	DNP-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle, Gruppennummer
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, Kennliniennummer
SECUR_EVT_DR_SETTINGS_DOWNLOADED	62443-CONFIG_CHANGE	Hinweis	-	2910-MiCP40-015	DR-Einstellungen auf Gerät heruntergeladen	Schnittstelle, Gruppennummer
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, Gruppennummer
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, Kennliniennummer
SECUR_EVT_SETTINGS_UPLOADED	62443-BACKUP_RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-022	Einstellungen von Gerät hochgeladen	Schnittstelle, Gruppennummer
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	Störungsaufzeichnungseinstellungen 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-Mnemonic	IEC 62351-14-ID/Private ID	Text	Zusätzliche Informationen
SECUR_EVT_DEFAULT_SETTINGS_RESTORED	62443-BACKUP_RESTORE	Hinweis	-	2910-MiCP40-026	Voreinstellungen wiederhergestellt	Schnittstelle, Gruppennummer
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, Kennliniennummer
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
Umgebungsbetrieb aktiviert	62443-ACCESS_CONTROL	Hinweis	-	2910-MiCP40-033	Umgebungsbetrieb aktiviert	Schnittstelle
Umgebungsbetrieb deaktiviert	62443-ACCESS_CONTROL	Hinweis	-	2910-MiCP40-034	Umgebungsbetrieb deaktiviert	Schnittstelle
SECUR_EVT_RADIUS_KEY_CHANGED	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-Mnemonic	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-Authentifizierungsfehler	62443-ACCESS_CONTROL	Warnung	-	2910-MiCP40-059	Fehlgeschlagene Client-Authentifizierung	Schnittstelle
SSH-Client-Authentifizierungserfolg	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-Mnemonic	IEC 62351-14-ID/Private ID	Text	Zusätzliche Informationen
Benutzerrollenänderung	62443-CONFIG_CHANGE	Hinweis	USER_PERMISSION_CHANGE_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“.

17.10.2 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)
Umgebungsbetrieb aktiviert	Umgebungsbetrieb aktiviert
Umgebungsbetrieb deaktiviert	Umgebungsbetrieb 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.

17.10.3 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

17.10.4 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, IECACCTRL, 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, _IECACCTRL, 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, _IECONFCHG, Firmwareaktualisierung erfolgreich, FP, _P546____AB0_o bis _P543____AB0_o

17.10.5 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)
Umgebungsbetrieb aktiviert	Umgebungsbetrieb aktiviert
Umgebungsbetrieb deaktiviert	Umgebungsbetrieb deaktiviert
RADIUS-Geheimsschlüssel geändert	RADIUS-Geheimsschlüssel 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 18

MONTAGE

18.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält Informationen zur Installation des Geräts.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	443
Handhabung der Geräte	444
Montieren des Geräts	445
Kabel und Stecker	448
Gehäuseabmessungen	454

18.2 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.

18.2.1 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.

18.2.2 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.

18.2.3 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 genügend 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 °C 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.

18.2.4 AUSEINANDERBAU DER GERÄTE

Wenn das Gerät auseinandergebaut werden muss, sind stets die Vorsichtsmaßnahmen bezüglich elektrostatischer Entladung zu beachten. Es sind zumindest folgende Vorsichtsmaßnahmen zu ergreifen:

- Ein antistatisches Armband verwenden, das an einem geeigneten Erdpunkt an Erde gelegt ist.
- Keine elektronischen Komponenten oder Leiterplatten berühren.

18.3 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.

18.3.1 EINBAU-/SCHALTAFELMONTAGE

Die Geräte können mit selbstschneidenden M4-Blechschauben 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 Vollsicht 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.

18.3.2 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 Blechschauben 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.

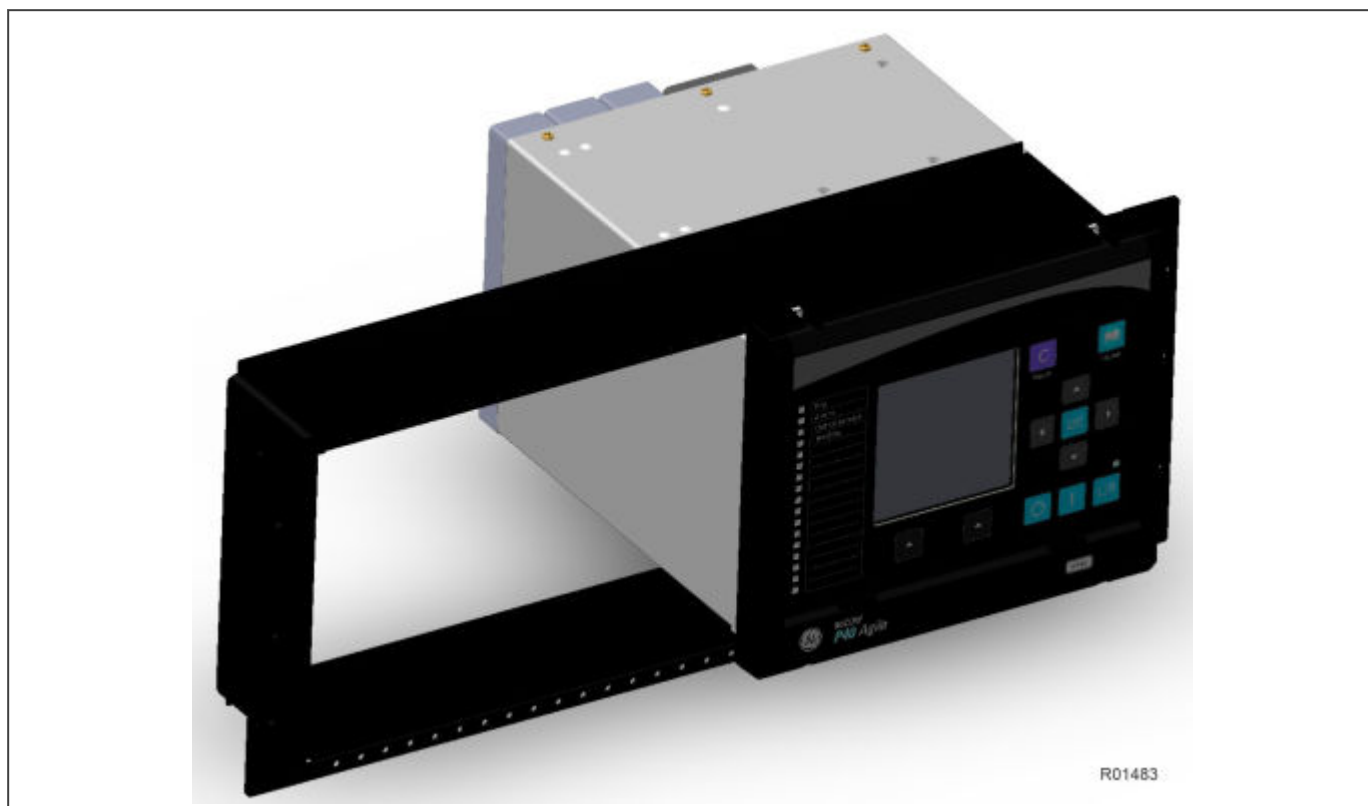


Abbildung 176: Gestellmontage von Geräten

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

18.3.3 MODERNISIERUNGSLÖSUNGEN

Ein großer Vorteil der MiCOM 5th Generation-Gerätebaureihe der fünften Generation ist die Leichtigkeit, mit der sowohl die ältere 5th Generation-Generation als auch MBCH/KBCH-Altgeräte modernisiert werden können. Die P40-Plattform der fünften Generation behält ihre Form, Eigenschaften und Funktionskompatibilität im Vergleich zu älteren Generationen, während die neueste Ausführung und Software bereitgestellt wird. Zum Beispiel ist der 5th Generation-Leitungsdifferentialschutz voll kompatibel mit allen 5th Generation-Vorgängerversionen und behält seine Kompatibilität zur Modernisierung der einzelnen Kontakte.

Dies ermöglicht eine einfache Nachrüstung des Schutzsystems mit minimaler Auswirkung und nur wenigen Minuten Ausfallzeit.

Durchführung der Nachrüstung:

- 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 die Einstellungen 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 sorgfältig untersuchen, um sicherzustellen, dass nach der Installation kein Schaden entstanden ist.
- Die Anschlussblöcke und die Verkabelung des alten Geräts an das neue Schutzgerät anschließen. Es wird empfohlen, während der sekundären Einspeisungsprüfung Nennstrom und Nennspannung an die StW/SpW-Eingänge des Schutzgeräts anzulegen, um den Durchgang der zum Schutzgerät führenden StW/SpW-Anschlussblockverbindungen zu prüfen.
- Ihre konvertierten Dateien herunterladen.
- Prüfen und die Schaltung wieder in Betrieb nehmen. Weitere Informationen zur Prüfung sind im Kapitel **Inbetriebnahmeanleitung** zu finden.

Kontaktieren Sie uns bitte, wenn Sie Hilfe benötigen.

18.4 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.

18.4.1 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

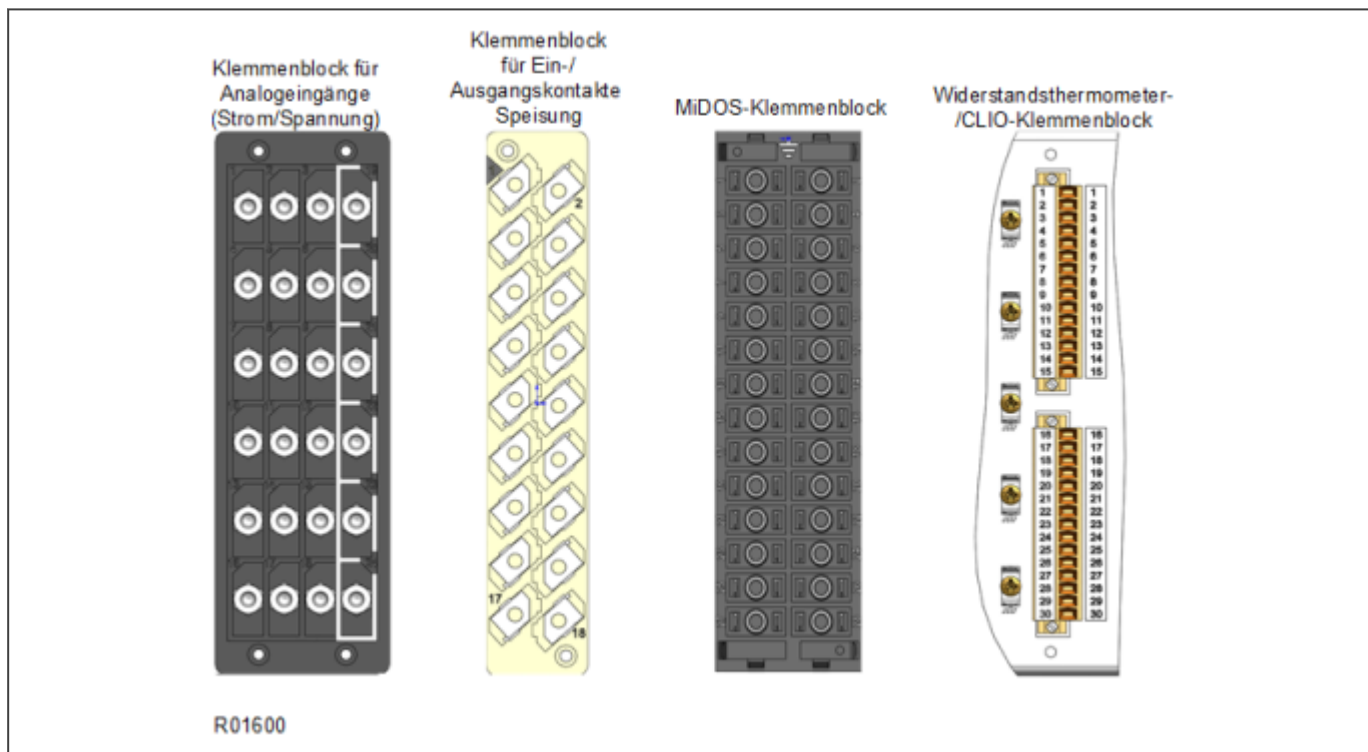


Abbildung 177: Klemmenblocktypen

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-Eindringenschutz 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.

18.4.2 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.

18.4.3 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 mm² zu verwenden, die mit einem Kabelschuh abgeschlossen sind.

Aufgrund der physikalischen Begrenzungen des Kabelschuhs können Drähte mit einer Stärke von maximal 6,0 mm² verwendet werden, sofern Kabelschuhe verwendet werden, die nicht vorisoliert sind. Wenn vorisolierte Kabelschuhe verwendet werden, wird die maximale Drahtstärke auf 2,63 mm² 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 verzinnenden Kabelschuhen.

18.4.4 STROMWANDLER

Stromwandler sollten generell mit einem PVC-isolierten mehradrigen Kupferdraht (2,5 mm²) verdrahtet sein, der mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

Aufgrund der physikalischen Begrenzungen des Kabelschuhs können Drähte mit einer Stärke von maximal 6,0 mm² verwendet werden, sofern Kabelschuhe verwendet werden, die nicht vorisoliert sind. Wenn vorisolierte Kabelschuhe verwendet werden, wird die maximale Drahtstärke auf 2,63 mm² 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 ($2 \times 2,5 \text{ mm}^2$) zu verwenden.

18.4.5 SPANNUNGSWANDLERVERBINDUNGEN

Spannungswandler sollten mit einem PVC-isolierten mehradrigen Kupferdraht ($2,5 \text{ mm}^2$) verdrahtet sein, der mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

Der Draht muss außerdem eine Mindestnennspannung von 300 V eff. haben.

18.4.6 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.

18.4.7 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 verdrehte 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: $16/0,2 \text{ mm}^2$ Kupferleiter, PVC-isoliert
- Nennleiterbereich: $0,5 \text{ mm}^2$ pro Kern
- Schirm: Geflecht, PVC-beschichtet

18.4.8 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.

18.4.9 OPTO-EINGANGSVERBINDUNGEN

Diese sollten mit einem PVC-isolierten mehradrigen Kupferdraht (1 mm²) verdrahtet sein, der mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

Jeder Opto-Eingang hat einen auswählbaren voreingestellten 1/2-Zyklusfilter. Das macht den Eingang unempfindlich gegen Störungen, die an der Verdrahtung induziert werden. Allerdings kann dadurch die Ansprechbarkeit verlangsamt werden. Wenn der 1/2-Zyklusfilter abgeschaltet werden muss, entweder eine doppelpolige Schaltung am Eingang oder ein geschirmtes verdrehtes 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.

18.4.10 AUSGANGSRELAISVERBINDUNGEN

Diese sollten mit einer PVC-isolierten mehradrigen Kupferleitung (1 mm) verdrahtet sein, die mit M4-Kabelschuhen abgeschlossen ist.

18.4.11 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 verdrehtes (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

18.4.12 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.

18.4.13 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.

18.4.14 RTD-VERBINDUNGEN

Für Widerstandstemperaturfühler (RTD)-Eingänge werden Schraubklemmen verwendet. Der Anschlussblock befindet sich an der Rückseite des Schutzgeräts. Er kann Drahtgrößen von 0,1 bis 1,5 mm² aufnehmen. Für die Verbindung zwischen dem Schutzgerät und den RTDs muss ein abgeschirmtes, dreiadriges Kabel mit einem ohmschen Gesamtwiderstand von weniger als 10 Ω verwendet werden. Das Kabel muss außerdem eine Mindestnennspannung von 300 V eff. haben.

Auch für Zwei-Leiter-RTD-Anwendungen sollte ein dreiadriges Kabel verwendet werden, damit der Kabelwiderstand vom Gesamtwiderstandsmesswert abgezogen werden kann. In solchen Fällen wird der dritte Leiter an dem Punkt, an dem das Kabel mit dem RTD verbunden wird, mit dem zweiten Leiter verbunden.

Der Schirm jedes Kabels muss durchgehend sein und darf nur an einem Ende geerdet werden, vorzugsweise am Ende des Schutzgeräts. Eine mehrfache Erdung des Schirms kann Kreisstrom entlang des Schirms verursachen. Dies induziert Störungen und ist zudem unsicher.

Es wird empfohlen, die Aufnahme von Störungen durch die RTD-Kabel zu minimieren, indem diese nahe an geerdeten Metallgehäusen verlegt und Bereiche mit starken elektromagnetischen und Hochfrequenzstörungen vermieden werden. Die RTD-Kabel sollten nicht in der Nähe von bzw. im gleichen Kabelkanal mit anderen Hochspannungs- oder Hochstromkabeln verlegt werden.

Für ein Kabel kann Folgendes vorgeschrieben sein:

- Jeder Leiter: Kupferleiter, 7/0,2 mm, isoliert mit wärmebeständigem PVC
- Nennleiterbereich: 0,22 mm 2 pro Leiter
- Schirm: vernickeltes Kupfergeflecht, wärmebeständiger PVC-Mantel

Folgendes kann hilfreich sein, um Kabelempfehlungen für die RTDs zu definieren:

Die Aufnahme von Störungen durch Kabel kann in drei Arten unterteilt werden:

- ohmsch
- kapazitiv
- induktiv

Die ohmsche Kopplung erfordert eine elektrische Verbindung mit der Störungsquelle. Unter der Voraussetzung, dass der Leiter und die Isolierung in gutem Zustand und die Verbindungsstellen sauber sind, kann dies vernachlässigt werden. Die kapazitive Kopplung erfordert ausreichende Kapazität für die Störungsquelle. Dies ist eine Funktion der Durchschlagfestigkeit zwischen dem Signalkabel an der Störungsquelle und der Stärke der Störungsquelle. Eine induktive Kopplung tritt auf, wenn das Signalkabel neben einem Kabel liegt, das die Störung führt oder einer strahlenden EMK ausgesetzt ist.

In der Regel wird ein normales geschirmtes Kabel für den Schutz vor kapazitiv gekoppelten Störungen verwendet. Damit dies jedoch funktioniert, darf der Schirm nur an einem Punkt mit der Systemerde verbunden sein. Anderenfalls könnte Strom fließen und die Störung würde in die Signalleitungen des Kabels eingekoppelt. Es gibt verschiedene Arten der Abschirmung, hauptsächlich aber zwei: Umhüllung mit Aluminiumfolie und Zinn-Kupfer-Geflecht. Folienschirme eignen sich gut für niedrige bis mittlere Frequenzen, während sich das Geflecht gut für hohen Frequenzen eignet. Geschirmte Hi-Fi-Kabel sind mit beiden Arten ausgestattet.

Der Schutz vor induktiver Kopplung erfordert eine durchdachte Kabelführung und magnetische Abschirmung. Letzteres kann mit stahldrahtbewehrtem Kabel und Kabelpritschen aus Stahl erreicht werden. Die Kabelbewehrung muss an beiden Enden geerdet sein, sodass die EMK des induzierten Stroms das Feld der Störungsquelle aufhebt und die Leiter des Kabels auf diese Weise abschirmt. Die Systemerde muss jedoch so ausgelegt sein, dass sie nicht zwei isolierte Erdungssysteme überbrückt. Dies kann gefährlich sein und die Ziele der ursprünglichen Erdung

zunichte machen. Das Kabel sollte auf den Kabelpritschen so nahe wie möglich am Metall der Pritsche verlegt werden. Auf keinen Fall darf sich in der Kabelpritsche bzw. in dessen Nähe ein Starkstromkabel befinden. Starkstromkabel dürfen Signalkabel nur im Winkel von 90° kreuzen, und sie dürfen nicht neben Signalkabeln verlegt werden.

Sowohl kapazitive als auch induktive Abschirmungen müssen direkt neben den RTD-Sensoren zu den Anschlüssen des Schutzgeräts geführt werden. Die besten Kabel werden von den RTD-Herstellern bereitgestellt. Es sind in der Regel Kabel mit drei Leitern (Dreileiterkabel) und einer Folienabschirmung. Solche Dreileiterkabel sind in bewehrter Ausführung sowie als Multi-Dreileiterkabel in bewehrter Ausführung erhältlich.

18.4.15 CLIO-VERBINDUNGEN

Für Stromschleifeneingänge und -ausgänge (CLIO) werden Schraubklemmen verwendet. Der Anschlussblock befindet sich an der Rückseite des Schutzgeräts. Er kann Drahtgrößen von 0,1 bis 1,5 mm² aufnehmen. Wir empfehlen ein geschirmtes Kabel, dass eine Mindestnennspannung von 300 V eff. haben muss.

18.5 GEHÄUSEABMESSUNGEN

Nicht alle Geräte sind in allen Gehäusegrößen erhältlich.

18.5.1 GEHÄUSEABMESSUNGEN 40TE

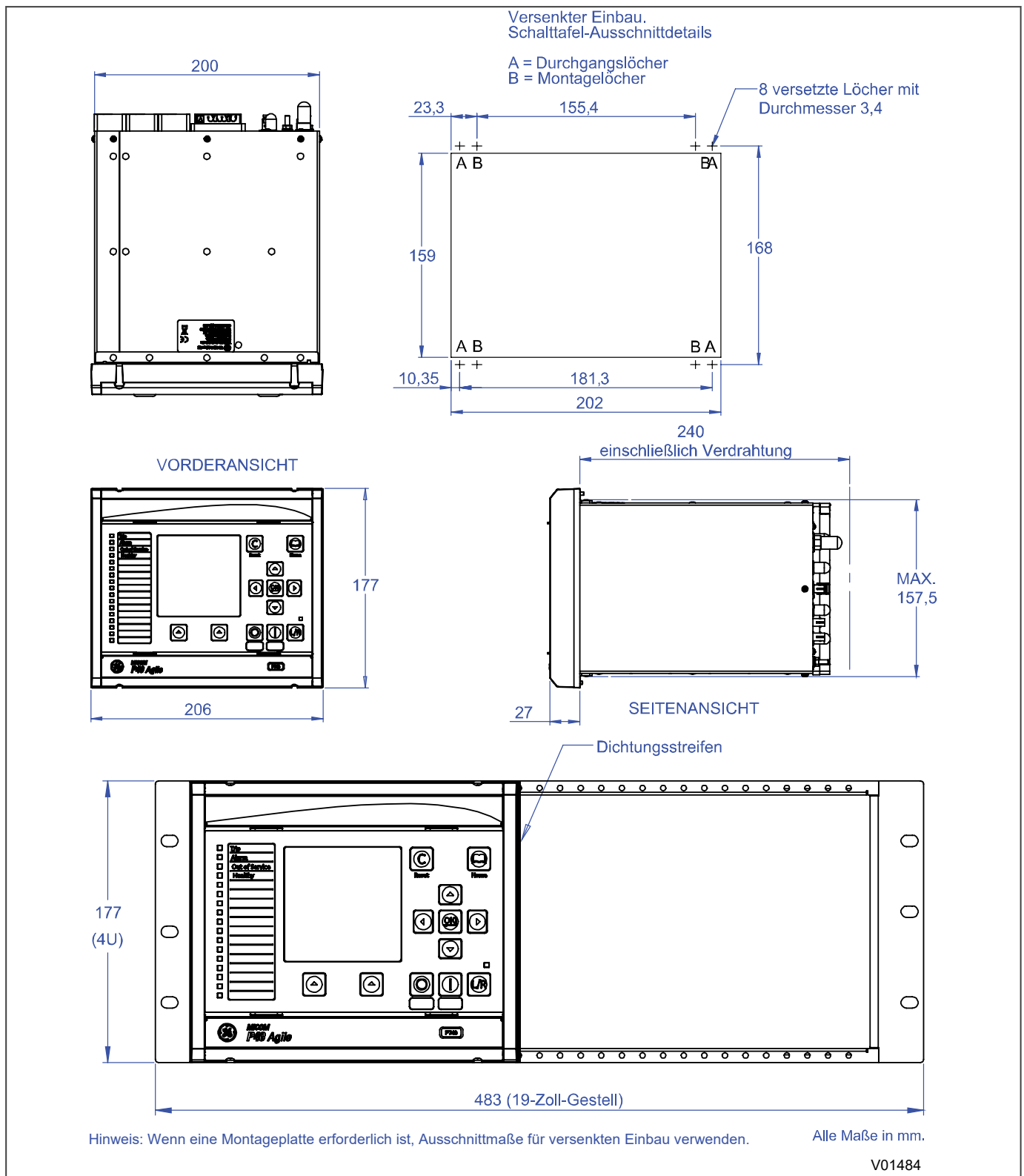


Abbildung 178: Abmessungen von 40TE-Gehäusen

18.5.2 GEHÄUSEABMESSUNGEN 60TE

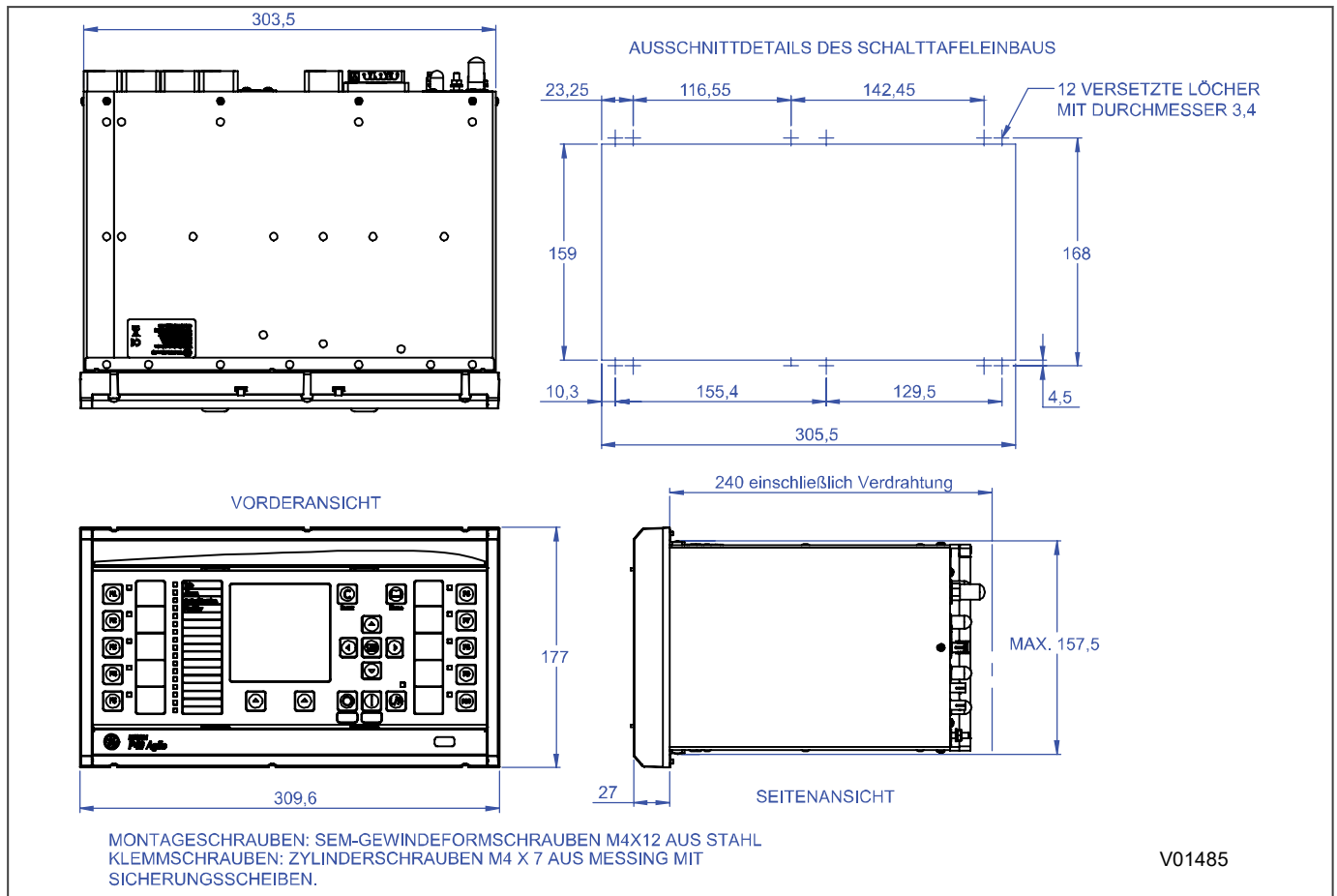


Abbildung 179: Abmessungen von 60TE-Gehäusen

18.5.3 GEHÄUSEABMESSUNGEN 80TE

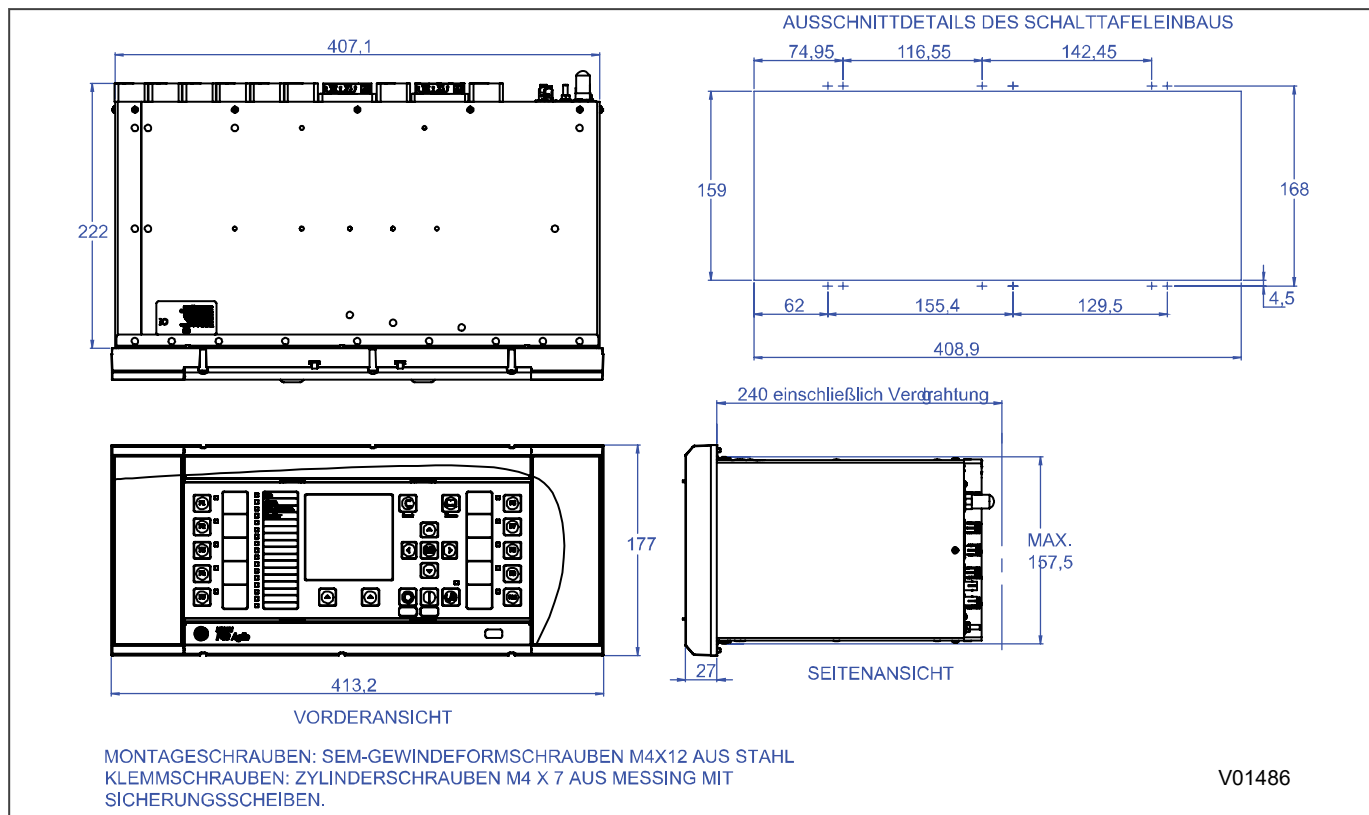


Abbildung 180: Abmessungen von 80TE-Gehäusen

KAPITEL 19

ANLEITUNG ZUR INBETRIEBNAHME

19.1 KAPITELÜBERSICHT

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	459
Allgemeine Richtlinien	460
Inbetriebnahmemenü	461
Ausrüstung für die Inbetriebnahme	464
Geräteprüfungen	466
Prüfungen der Einstellungen	477
Prüfung der IEC 61850 Version 2	479
Prüfung des Differentialelements	485
Prüfung der Schutzfunktionen	489
Prüfungen unter Last	491
Abschließende Prüfungen	493

19.2 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 Leistungsschild des Geräts angegeben sind.



Warnung:

Bauen Sie das Gerät während der Inbetriebnahme nicht auseinander. Ein Ausnahme ist die Prüfung der Stromwandler-Kurzschlusskontakte.

19.3 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.

19.3.1 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.

19.3.2 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.

19.3.3 DAS FELD „TEST MODUS“

Dieses Feld erlaubt, eine sekundäre Einspeisungsprüfung durchzuführen. Auch können die Ausgangskontakte direkt geprüft werden, indem menügesteuerte Prüfsignale verwendet werden.

Um den Prüfmodus zu aktivieren, wählen Sie im Feld *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-Versionen wird die Ursache der Übertragung (COT) auf „Test Modus“ gesetzt.

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 das Feld **Test Modus** auf *Ausgeschaltet* setzen.



Achtung:

Wenn sich das Feld im Prüfmodus befindet, werden die Ausgangsrelais weiterhin von der Schaltungslogik gesteuert, was zur Auslösung der Leistungsschalter führen kann. Um dies zu vermeiden, setzen Sie das Feld **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.

19.3.4 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.

19.3.5 DAS FELD „KONTAKTTTEST“

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 Befehltext auf der LCD auf **Kein Betrieb**, und die Kontakte bleiben im Teststatus, bis sie durch den Befehl *Prüf. Beenden* zurückgesetzt werden. Der Befehltext 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.

19.3.6 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 Befehltext auf der LCD wechselt auf **Kein Betrieb**.

19.3.7 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.

19.3.8 PSL-VERIFIZIERUNG

19.3.8.1 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.

19.3.8.2 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.

19.4 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.

19.4.1 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

19.4.2 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

19.4.3 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

19.5 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.

19.5.1 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.

19.5.1.1 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.

19.5.1.2 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.

19.5.1.3 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 M Ω bei 500 V sein.

Nach den Prüfungen des Isolationswiderstands müssen alle externen Verdrahtungen wieder richtig an das Schutzgerät angeschlossen werden.

19.5.1.4 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.

19.5.1.5 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

19.5.1.6 STROMVERSORGUNG

Je nach Bemessung kann das Schutzgerät entweder nur mit einer Gleichstrom-Hilfversorgung oder mit einer Wechselstrom/Gleichstrom-Hilfversorgung 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-Hilfversorgung.



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.

19.5.2 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.

19.5.2.1 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

19.5.2.2 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.

19.5.2.3 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.

19.5.2.4 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.

19.5.2.5 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.

19.5.2.6 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.

19.5.2.7 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.

19.5.2.8 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.

19.5.2.9 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.

19.5.2.10 RTD EINGÄNGE

Anhand dieser Prüfung wird sichergestellt, dass alle RTD-Eingänge ordnungsgemäß funktionieren, wenn die RTD-Karte installiert ist.

Einzelheiten zu den Anschlussverbindungen sind den Schaltplänen zu entnehmen.

1. Ein 100-Ohm-Widerstand sollte nacheinander an jedem RTD angeschlossen werden. Der Widerstand muss eine sehr kleine Toleranz (0,1 Prozent) haben. Der gemeinsame RTD-Rückleiter muss an den richtigen RTD-Eingang angeschlossen werden, anderenfalls meldet das Gerät einen RTD-Fehler.
2. Es ist sicherzustellen, dass in der Menüspalte **MESSUNGEN 3** die entsprechende Temperatur, 0 °C +/-2 °C, angezeigt wird. Dieser Bereich berücksichtigt die Widerstandstoleranz von 0,1 Prozent und die Gerätegenauigkeit von +/- 1 °C. Wenn ein Widerstand mit geringerer Genauigkeit bei der Prüfung verwendet wird, muss der zulässige Einstellbereich erweitert werden.

19.5.2.11 STROMSCHLEIFENAUSGÄNGE

Anhand dieser Prüfung wird sichergestellt, dass alle Stromschleifenausgänge ordnungsgemäß funktionieren, wenn die Karte installiert ist.

Einzelheiten zu den Anschlussverbindungen sind den Schaltplänen zu entnehmen. Hinweis: Bei den Stromschleifenausgängen unterscheidet sich die physische Verbindung des 1-mA-Ausgangs von der Verbindung der anderen Typen.

1. Aktivieren Sie den zu prüfenden Stromschleifenausgang.
2. Beachten Sie den Stromschleifenausgangstyp (**M-A Typ**) für die Anwendung.

3. Beachten Sie den Stromschleifenausgangsparameter (**M-A Parameter**).
4. Beachten Sie die Mindest- und Höchsteinstellungen des Stromschleifenausgangs (**M-A Min.** und **M-A Ma.x**).
5. Wenden Sie die entsprechende Analogeingangsgröße an, um den **M-A Parameter** an einen Wert anzupassen, der $(M-A \text{ Max.} + M-A \text{ Min.})/2$ entspricht. Der Stromschleifenausgang sollte bei 50 Prozent seines maximalen Nennausgangs liegen.
6. Kontrollieren Sie mit einem ohmschen Nebenschlusswiderstand und einem hochauflösenden Voltmeter, ob der Stromschleifenausgang in Übereinstimmung mit dem folgenden Bereich bei 50 Prozent seines maximalen Nennausgangs liegt:
 - 0,5 mA (0 bis 1 mA CLO)
 - 5 mA (0 bis 10 mA CLO)
 - 10 mA (0 bis 20, 4 bis 20 mA CLO)
7. Die Genauigkeit sollte bei plus/minus 0,5 Prozent des Vollausschlags plus Genauigkeitstoleranz des Messgeräts liegen.

19.5.2.12 STROMSCHLEIFENEINGÄNGE

Anhand dieser Prüfung wird sichergestellt, dass alle Stromschleifeneingänge ordnungsgemäß funktionieren, wenn die Karte installiert ist.

Einzelheiten zu den Anschlussverbindungen sind den Schaltplänen zu entnehmen. Hinweis: Bei den Stromschleifeneingängen unterscheidet sich die physische Verbindung des 1-mA-Eingangs von der Verbindung der anderen Typen.

Zum Anlegen verschiedener Stromstärken an die Stromschleifeneingänge kann eine genaue Gleichstromquelle verwendet werden. Zu diesem Zweck kann ein Stromschleifenausgang als Gleichstromquelle verwendet werden. Wenn Sie den Stromschleifenausgang simulieren, indem Sie ein Signal an den Eingang anlegen, dem das Signal mithilfe der Einstellung **M-A Parameter** zugewiesen wurde, erhalten Sie ein entsprechendes GS-Signal, wenn der Ausgang aktiviert ist.

1. Aktivieren Sie den zu prüfenden Stromschleifeneingang.
2. Beachten Sie die CLIx- Mindest- und Maximaleinstellungen und den CLIx-Eingangstyp für die Anwendung.
3. Legen Sie einen Gleichstrom in Höhe von 50 Prozent des Maximalbereichs des CLIO-Eingangs, 0,5 mA (0 bis 1 mA CLIO), 5 mA (0 bis 10 mA CLIO) bzw. 10 mA (0 bis 20, 4 bis 10 mA CLIO), an den Stromschleifeneingang des Geräts an.
4. Prüfen Sie die Genauigkeit des Stromschleifeneingangs mithilfe der Felder „CLIO-Eingang 1/2/3/4“ in der Spalte **MESSDATEN 3**. Die Anzeige sollte eine Genauigkeit von $(CLIx \text{ Maximum} + CLIx \text{ Minimum})/2 \pm 1 \%$ des Vollausschlags haben.

19.5.2.13 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.

19.5.2.13.1 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 verdrehte Kabel verwendet. Der Kabelschirm muss an Kontakt 16 angeschlossen sein, und die Kontakte 17 und 18 sind für das Kommunikationssignal vorgesehen:

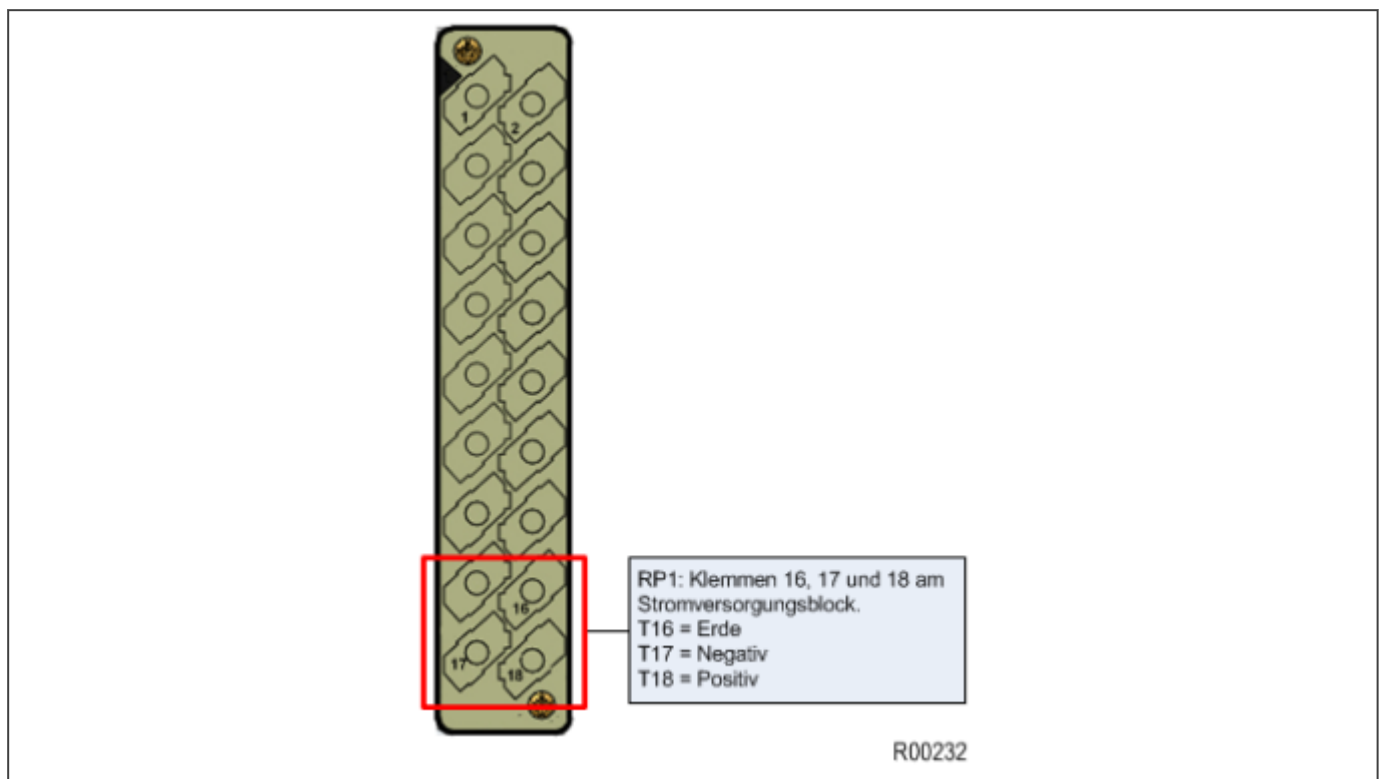


Abbildung 181: RP1 – physische Verbindung

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.

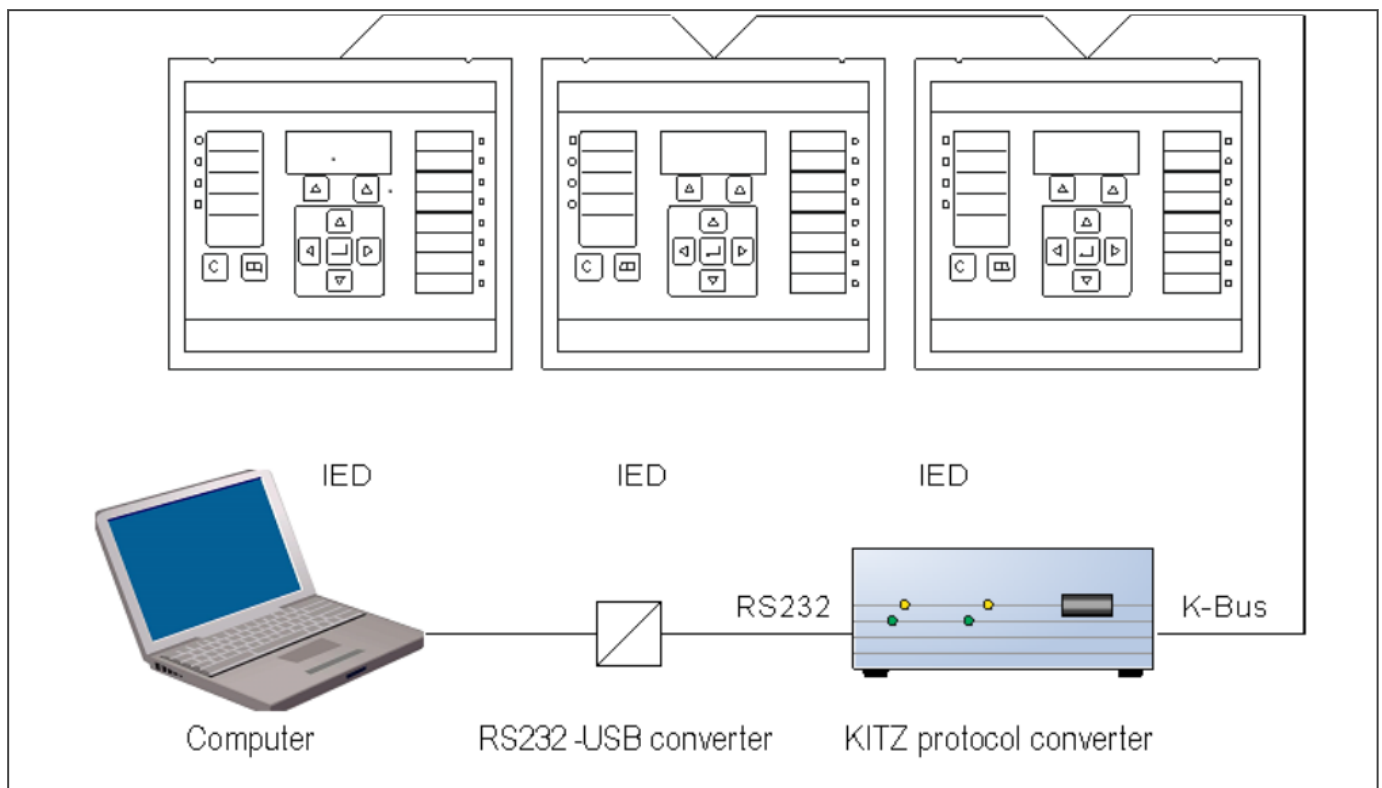


Abbildung 182: Fernkommunikation mit K-Bus

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.

19.5.2.13.2 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.

19.5.2.14 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).

19.5.2.15 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-Verbindungswarning ausgegeben (sofern diese Option im Feld **NIC Verbind Mldg** in der Spalte **KOMMUNIKATION** aktiviert wurde).

19.5.3 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.

19.5.3.1 PRÜFUNG DER STROMEINGÄNGE

Anhand dieser Prüfung wird festgestellt, ob die Strommesseingänge richtig konfiguriert sind.

1. Verwenden Sie ein sekundäres Prüfstromspeisegerät 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.

19.5.3.1.1 PRÜFUNG DER POLARITÄT VON DREIPHASEN-STROMWANDLERN

Mit dieser Prüfung wird die Polarität aller Dreiphasen-Stromwandler geprüft, die zu einer Wicklung gehören.

1. Den gleichen Strom auf die Phasen L1, L2 und L3 anwenden, d. h. phasenverschoben wie bei einer Dreiphasengruppe mit normaler Phasenfolge L1L2L3 (Phase L1 = 0°, Phase L2 = -120°, Phase L3 = +120°).
2. Den symmetrischen Strom beginnend mit StW-Eingang 1 anlegen und den gemessenen Reststrom im relevanten Feld überprüfen. Dabei handelt es sich um **IE TN1 ber.Betr.**, **IE TN2 ber.Betr.**, oder **IE TN3 Winkel**, je nach der Transformatorwicklung, welcher der Stromeingang zugewiesen ist.
3. Der gemessene Reststrom sollte kleiner als 0,05 bezogen sein. Wenn ein hoher Reststrom gemessen wird, kann einer oder mehrere der StW-Stromkreise der betreffenden Seite mit einem Problem behaftet sein (beispielsweise eine umgekehrte Verbindung). Die gleiche Prüfung für die übrigen StW-Eingänge wiederholen.

19.5.3.2 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.

19.6 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.

19.6.1 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

19.6.1.1 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.*

19.6.1.2 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.

19.7 PRÜFUNG DER IEC 61850 VERSION 2

19.7.1 VERWENDEN DER PRÜFMODI FÜR IEC 61850 VERSION 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 über 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 die logische Trennung verschiedener Funktionen erforderlich.

Bei Geräten, die IEC 61850 Version 2 unterstützen, ist es möglich, mithilfe eines Prüfmodus Online-Prüfungen durchzuführen, was unter den gegebenen Umständen hilfreich ist. Es folgen die damit verbundenen Vorteile:

- Es ist möglich, das Gerät in einen Prüfmodus zu versetzen, welcher die Relaisausgänge deaktivieren kann, wenn das Gerät mithilfe von Eingangssignalen geprüft wird.
- Spezielle Schutz- und Steuerfunktionen können logisch getrennt werden.
- GOOSE-Nachrichten können mit einer Kennzeichnung versehen werden, sodass Empfangsgeräte sie als Prüfsignale erkennen können.
- Ein Schutzgerät, das simulierte GOOSE- oder Abtastwertnachrichten von Prüfgeräten empfängt, kann solche Nachrichten von normalen Nachrichten unterscheiden, und es kann konfiguriert werden, damit es entsprechend reagiert.

19.7.1.1 VERHALTEN DES SCHUTZGERÄTS IM PRÜFMODUS

Anhand von Prüfmodi ist definiert, wie das Gerät auf Prüfmeldung reagiert und ob Relaisausgänge aktiviert werden oder nicht. Sie können die Betriebsart wie folgt auswählen:

- mithilfe des Bedienfelds anhand der Einstellung **IED Test Modus** in der Spalte **INBETRIEB.-TESTS**.
- mithilfe eines IEC 61850-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 in verschiedenen Betriebsarten zusammengefasst:

Prüfmoduseinstellung des Schutzgeräts	Ergebnis
<i>Ausgeschaltet</i>	Normales Verhalten des Schutzgeräts
<i>Test</i>	Der Schutz bleibt aktiviert. Der Ausgang des Geräts ist weiterhin aktiv. Der Qualitätsparameter des IEC 61850-Nachrichtenausgangs ist auf „Test“ gesetzt. Das Gerät reagiert nur auf vom Client gesendete IEC 61850-MMS-Nachrichten mit gesetztem „Test“-Flag.
<i>Kontakte block.</i>	Der Schutz bleibt aktiviert. Der Ausgang des Geräts ist deaktiviert. „Qualität“ der IEC 61850-Nachricht ist auf „Test“ gesetzt. Das Gerät reagiert nur auf vom Client gesendete IEC 61850-MMS-Nachrichten mit gesetztem „Test“-Flag.

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.

19.7.1.2 VERHALTEN IM ABTASTWERT-PRÜFMODUS

Der Abtastwert-Prüfmodus definiert, wie das Gerät auf Nachrichten mit Prüfabtastwerten reagiert. Der Betriebsmodus kann mithilfe des Bedienfelds gewählt werden, anhand der Einstellung **SV Test Modus** in der Spalte *IEC 61850-9.2LE*.

In der folgenden Tabelle ist das Verhalten des Schutzgeräts bei Abtastwerten in verschiedenen Modi zusammengefasst:

Einstellung des Abtastwert-Prüfmodus	Ergebnis
<i>Ausgeschaltet</i>	Normales Verhalten des Schutzgeräts Alle empfangenen Abtastwert-Datenblöcke, die ein IEC 61850-Test-Qualitätsbitsatz aufweisen, werden als ungültig behandelt Das Schutzgerät zeigt die Messwerte für Abtastwerte mit gesetztem „Simuliert“-Flag an, aber die Schutzelemente im Schutzgerät werden blockiert
<i>Freigegeben</i>	Alle empfangenen Abtastwert-Datenblöcke werden als gültig behandelt, egal ob ein IEC 61850-9-2-„Simuliert“-Flag gesetzt ist oder nicht

19.7.2 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:

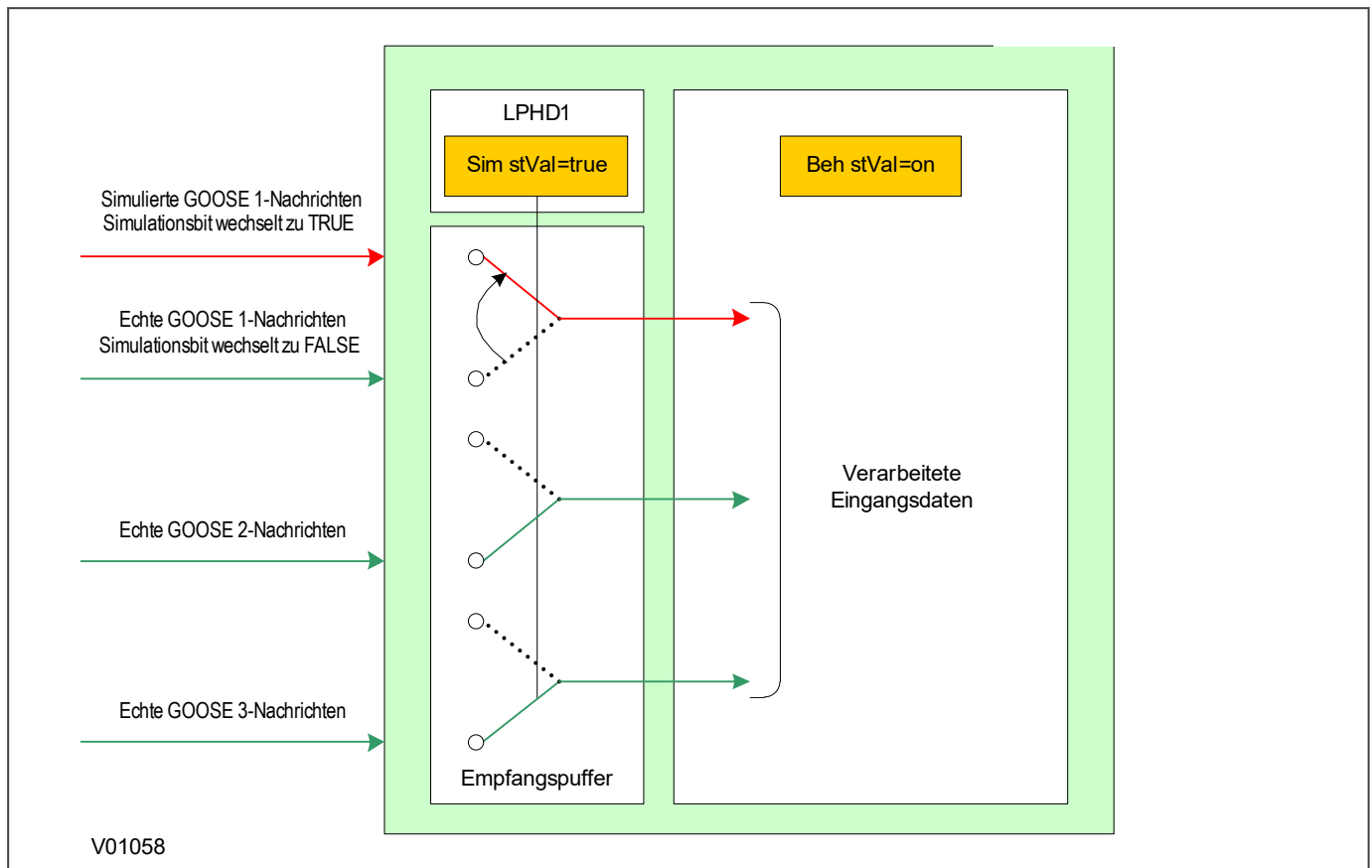


Abbildung 183: Simuliertes Eingangsverhalten

19.7.3 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.

19.7.3.1 PRÜFVERFAHREN FÜR ECHTE WERTE

Dieses Verfahren dient der Prüfung mit echten Werten ohne Betriebsanlage.

- Gerät in den Modus „Kontakte block.“ versetzen
INBETRIEB.-TESTS → **IED Test Modus** → *Kontakte block.* wählen
- Aktivierung des neuen Verhaltens bestätigen
INBETRIEB.-TESTS → **IED Mod/Beh** anzeigen und prüfen, ob *Test-blocked* angezeigt wird
- Gerät in den Simulationsempfangsmodus versetzen
INBETRIEB.-TESTS → **Empfänger Sim** = *Ausgeschaltet* wählen
- Bei Verwendung von Abtastwerten den Abtastwert-Prüfmodus einstellen
IEC 61850-9.2LE → **SV Test Modus** → *Ausgeschaltet* wählen
- Echte Signale mithilfe eines Prüfgeräts einspeisen, das mit den Merging Units verbunden ist. Das Gerät empfängt weiterhin echte GOOSE-Nachrichten und ignoriert empfangene simulierte Nachrichten.
- Funktion anhand der Prüfsignalausgänge überprüfen
Binärausgänge (z. B. LS-Auslösungen) funktionieren nicht. Alle übertragenen GOOSE- und MMS-Datenobjekte werden mit dem Parameter „Qualität“, gekennzeichnet, der auf „Prüfung“ gesetzt ist, sodass

der Empfänger versteht, dass die Objekte von einem Gerät ausgegeben werden, das geprüft wird, und entsprechend reagieren kann. Dies wird in der folgenden Abbildung zusammengefasst:

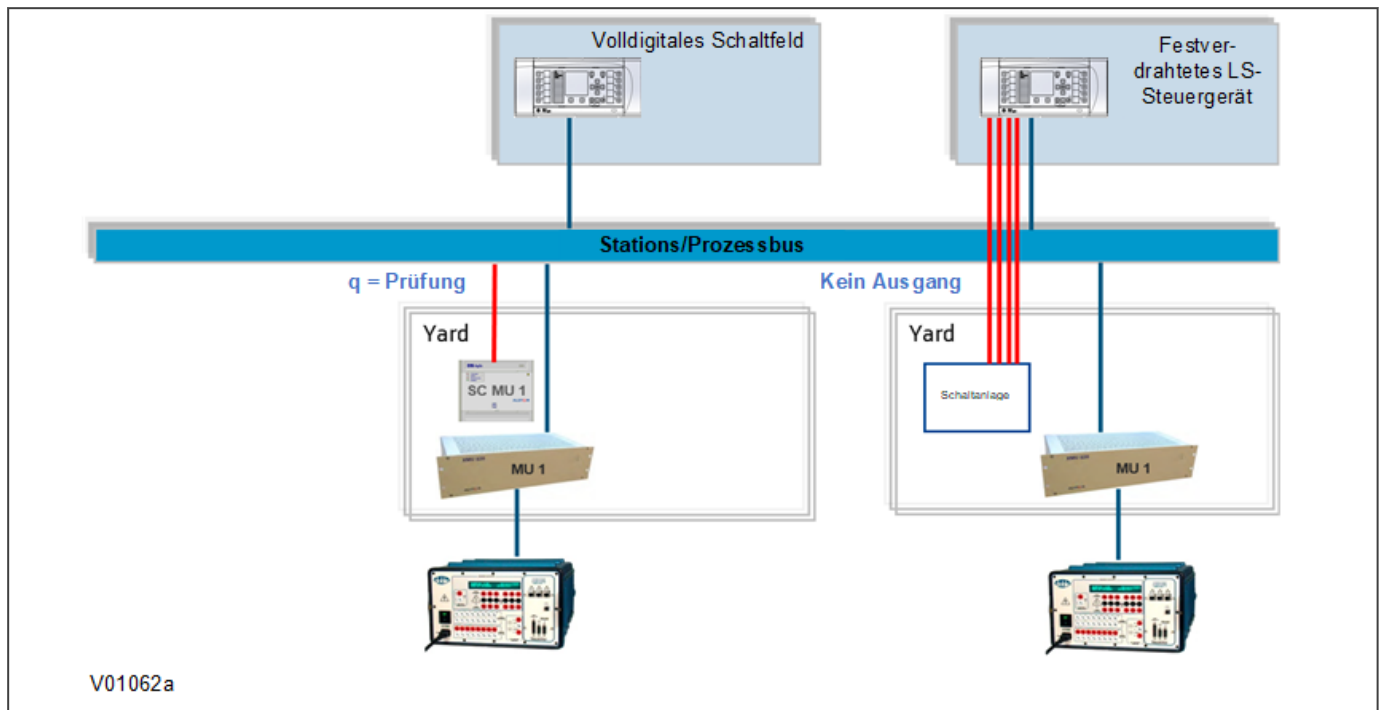


Abbildung 184: Prüfung Beispiel 1

19.7.3.2 PRÜFVERFAHREN FÜR SIMULIERTE WERTE – KEINE ANLAGE

Dieses Verfahren dient der Prüfung mit simulierten Werten ohne Betriebsanlage.

1. Gerät in den Modus „Kontakte block.“ versetzen
INBETRIEB.-TESTS → **IED Test Modus** → *Kontakte block.* wählen
2. Aktivierung des neuen Verhaltens bestätigen
INBETRIEB.-TESTS → **IED Mod/Beh** anzeigen und prüfen, ob *Test-blocked* angezeigt wird
3. Gerät in den Simulationsempfangsmodus versetzen
INBETRIEB.-TESTS → **Empfänger Sim** = *Freigegeben* wählen
4. Bei Verwendung von Abtastwerten den Abtastwert-Prüfmodus einstellen
IEC 61850-9.2LE → **SV Test Modus** → *Freigegeben* wählen
5. Simulierte Signale mithilfe eines Prüfgeräts einspeisen, das mit dem Ethernet-Netzwerk verbunden ist. Das Gerät empfängt weiterhin echte GOOSE-Nachrichten, bis eine simulierte Nachricht empfangen wird. Sobald die simulierten Nachrichten empfangen werden, werden echte Nachrichten ignoriert, bis das Gerät aus dem Prüfmodus genommen wird. Jede Nachricht wird separat behandelt, aber Abtastwerte werden als einzelne Nachricht betrachtet.
6. Funktion anhand der Prüfsignalausgänge überprüfen
Binärausgänge (z. B. LS-Auslösungen) funktionieren nicht. Alle übertragenen GOOSE- und MMS-Datenobjekte werden mit dem Parameter „Qualität“, gekennzeichnet, der auf „Prüfung“ gesetzt ist, sodass der Empfänger versteht, dass die Objekte von einem Gerät ausgegeben werden, das geprüft wird, und entsprechend reagieren kann. Dies wird in der folgenden Abbildung zusammengefasst:

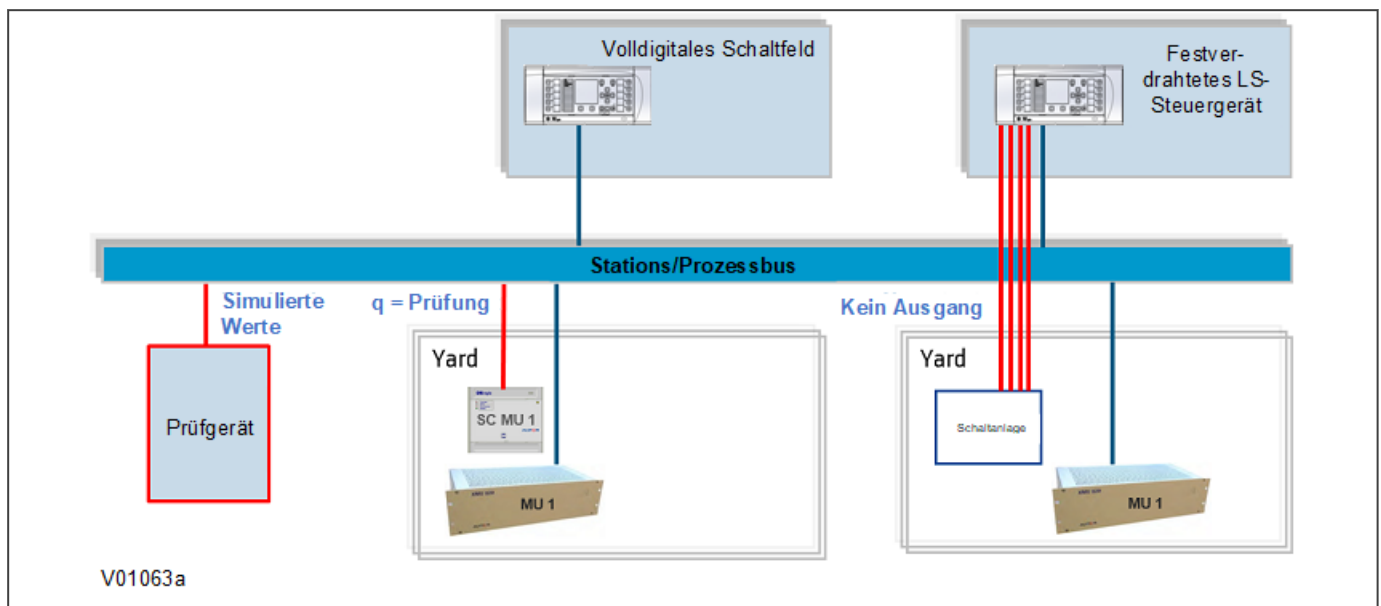


Abbildung 185: Prüfung Beispiel 2

19.7.3.3 PRÜFVERFAHREN FÜR SIMULIERTE WERTE – MIT ANLAGE

Dieses Verfahren dient der Prüfung mit simulierten Werten mit Betriebsanlage.

1. Gerät in den Modus „Kontakte block.“ versetzen
INBETRIEB.-TESTS → **IED Test Modus** → *Test* wählen
2. Aktivierung des neuen Verhaltens bestätigen
INBETRIEB.-TESTS → **IED Mod/Beh** anzeigen und prüfen, ob *Test* angezeigt wird
3. Gerät in den Simulationsempfangsmodus versetzen
INBETRIEB.-TESTS → **Empfänger Sim** = *Freigegeben* wählen
4. Bei Verwendung von Abtastwerten den Abtastwert-Prüfmodus einstellen
IEC 61850-9.2LE → **SV Test Modus** → *Freigegeben* wählen
5. Simulierte Signale mithilfe eines Prüfgeräts einspeisen, das mit dem Ethernet-Netzwerk verbunden ist.
Das Gerät empfängt weiterhin echte GOOSE-Nachrichten, bis eine simulierte Nachricht empfangen wird. Sobald die simulierten Nachrichten empfangen werden, werden echte Nachrichten ignoriert, bis das Gerät aus dem Schutzgeräte-Prüfmodus genommen wird. Jede Nachricht wird separat behandelt, aber Abtastwerte werden als einzelne Nachricht betrachtet.
6. Funktion anhand der Prüfsignalausgänge überprüfen.
Binärausgänge (z. B. LS-Auslösungen) funktionieren normal. Alle übertragenen GOOSE- und MMS-Datenobjekte werden mit dem Parameter „Qualität“, gekennzeichnet, der auf „Prüfung“ gesetzt ist, sodass der Empfänger versteht, dass die Objekte von einem Gerät ausgegeben werden, das geprüft wird, und entsprechend reagieren kann. Dies wird in der folgenden Abbildung in der Übersicht dargestellt:

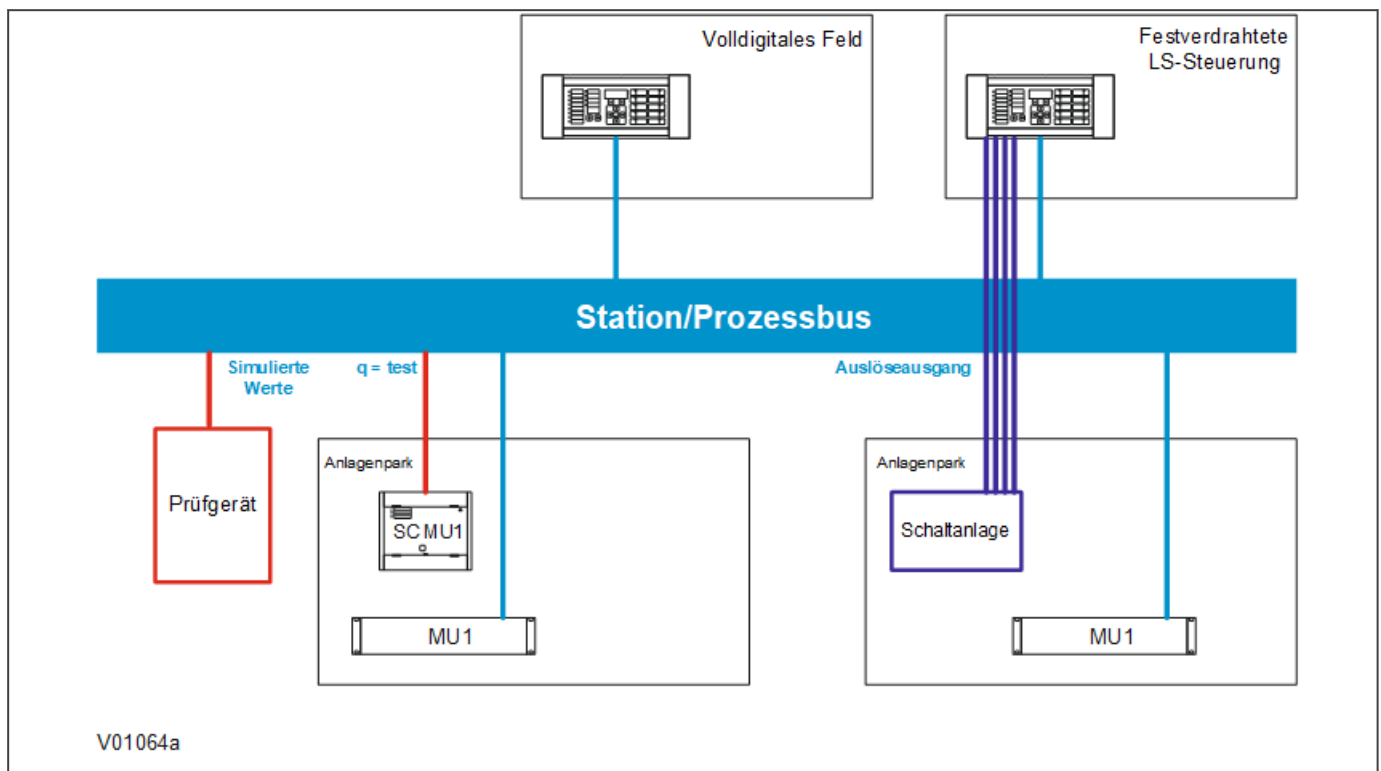


Abbildung 186: Prüfung Beispiel 3

19.7.3.4 KONTAKTTTEST

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 Befehltext 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 Befehltext 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.

19.8 PRÜFUNG DES DIFFERENTIALELEMENTS

Eine Prüfung des Differentialelements bei der Inbetriebnahme ist nicht nötig, wenn es nicht ausdrücklich verlangt wird.

Um ungewolltes Ansprechen anderer Schutzelemente auszuschließen, müssen alle Schutzelemente außer dem Transformatordifferentialschutz für die Dauer der Prüfung der Differentialelemente deaktiviert werden. Dies erfolgt in der Spalte des Geräts *KONFIGURATION*. Notieren Sie, welche Elemente nach der Prüfung wieder aktiviert werden müssen.

Die folgenden Prüfungen demonstrieren die korrekte Funktionsweise des Differentialschutzes. Die Prüfung sollte an den einzelnen Stromeingängen jeder Phase und an jeder Wicklung durchgeführt werden. Die Prüfung der Ablaufsteuerung sollte jedoch nur an der Hochspannungswicklung durchgeführt werden. Die Prüfung des niedrig eingestellten Elements ist ausreichend, um den Differentialschutz auf korrekte Funktionsweise zu prüfen.

Verwenden Sie eine geeignete Stromspeisungsmethode, und erhöhen Sie langsam den Strom von 0 A. Notieren Sie den Anzugswert, bei dem das Element anspricht. Reduzieren Sie den Strom langsam und notieren Sie den Abfallwert, bei dem es zurücksetzt. Stellen Sie sicher, dass der Anzug und der Abfall im angegebenen Bereich liegen – siehe nachstehende Tabelle.

	Strompegel
Anzug	$0,90 \times I_n$ bis $1,1 \times I_n$
Abfall	$0,90 \times$ Anzug bis $1 \times$ Anzug

wobei $I_n = I_{s1}/(\text{Amplitudenanpassungsfaktor})$

und I_{s1} ist die niedrige Einstellung, die im Feld **Is1** in der Spalte *DIFF.SCHUTZ* zu finden ist.

Der Amplitudenanpassungsfaktor wird verwendet, um eine Fehlanpassung in Strömen zu kompensieren, die auf Übersetzungsverhältnisse von leitungsseitigen Stromwandlern zurückzuführen sind. Es gibt einen Amplitudenanpassungsfaktor für die Hochspannungsseite, einen für die Niederspannungsseite und einen für die Tertiärspannungsseite. Diese finden Sie in der Spalte *SYSTFKTVERKN*. Verwenden Sie den entsprechenden Amplitudenanpassungsfaktor für die Berechnung des erforderlichen Einspeisungsstroms. Dies hängt davon ab, ob der Strom in die OW-, UW- oder TW-StW-Eingänge eingespeist wird.

1. Bei einer Verbindung mit den OW-Wicklungen sind die Ausgangskontakte für den niedrig eingestellten Differentialschutz zu verbinden, um das Prüfgerät auszulösen und auch einen Zeitgeber zu stoppen.
2. Konfigurieren Sie das Prüfgerät so, dass der Zeitgeber zu laufen beginnt, wenn der Strom angelegt wird.
3. Speisen Sie $5 \times I_n$ in den UW-StW-Eingang ein.
4. Prüfen Sie, ob das Element innerhalb des Bereichs von 30 bis 35 Millisekunden arbeitet, und notieren Sie die Zeit.

Hinweis:

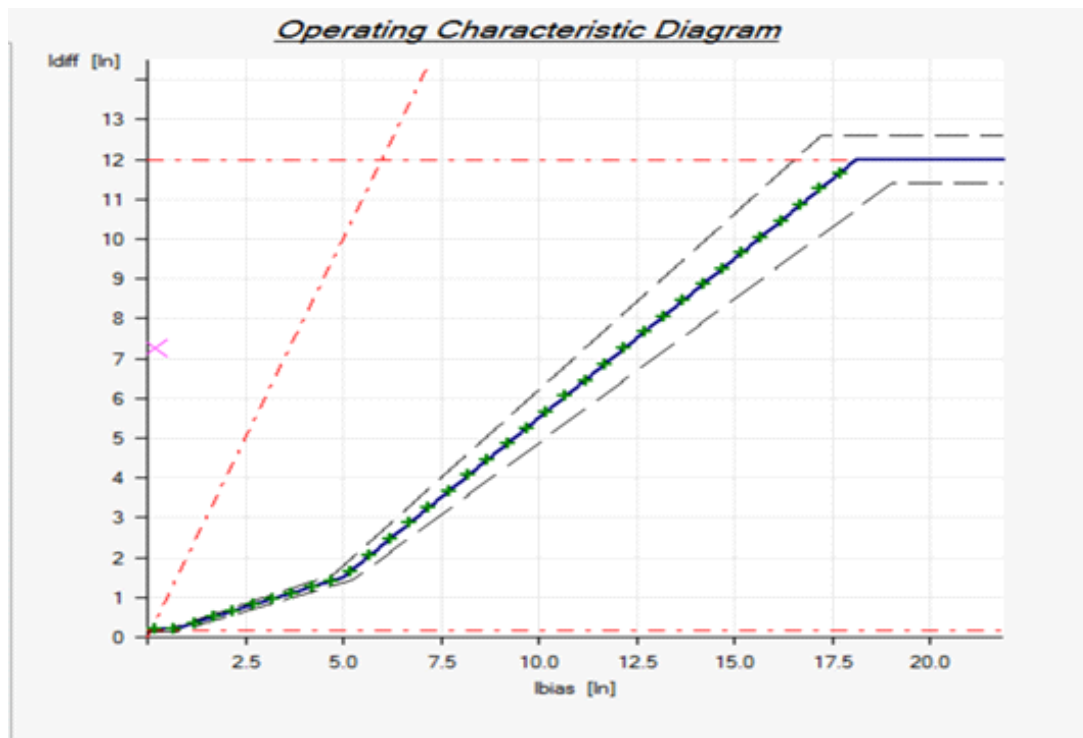
Wenn diese Prüfung erfolgreich durchgeführt wird, ist es nicht nötig, die im Abschnitt „Prüfungen der Ablaufsteuerung des Schutzes“ beschriebenen Prüfungen durchzuführen.

19.8.1 VERWENDUNG DES OMICRON ADVANCED MODULE

In den Softwareversionen ab Version 05 kann die transiente Stabilisierung aktiviert bzw. deaktiviert werden. In den Softwareversionen ab Version 06 wurde die Funktion „StW Sättigung“ von der Funktion „Lückenerkennung“ getrennt.

Prüfung der Betriebskenngrößen des Differentialschutzes

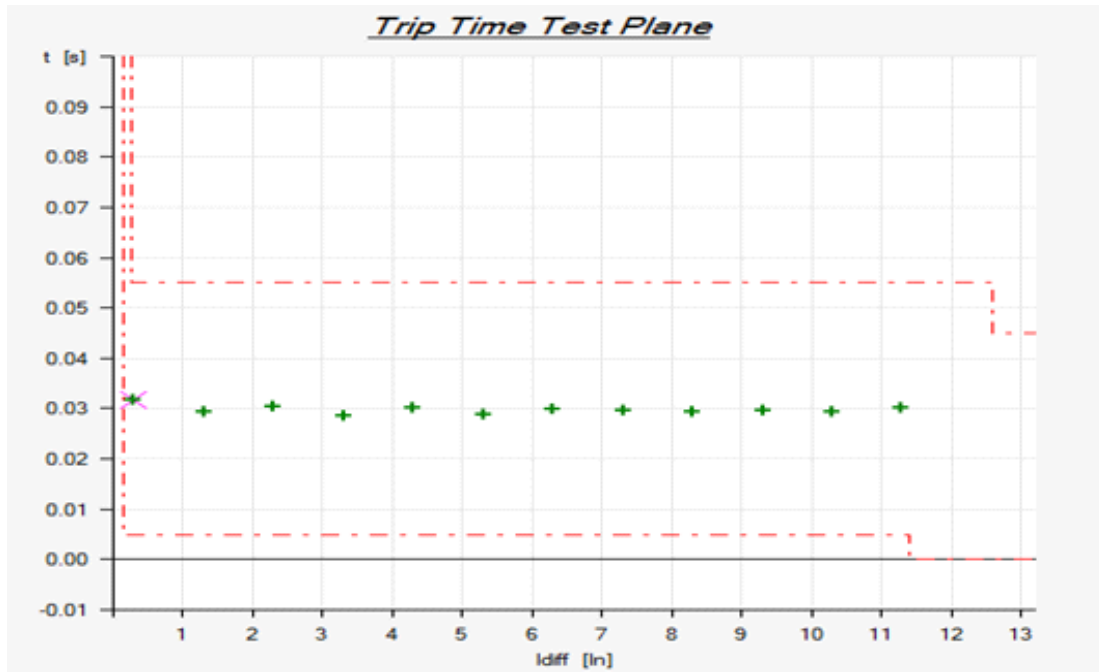
Bei der Prüfung der Ansprechgrößen des Differentialschutzes ist es wichtig, zunächst die transiente Stabilisierung zu deaktivieren. Die Einstellungen „StW Sättigung“ und „Lückenerkennung“ können entweder deaktiviert oder aktiviert werden. Es folgt ein Beispiel:



V01503

Abbildung 187: Diagramm der Betriebskenngrößen**Prüfung der Auslösezeitkenngrößen des Differentialschutzes**

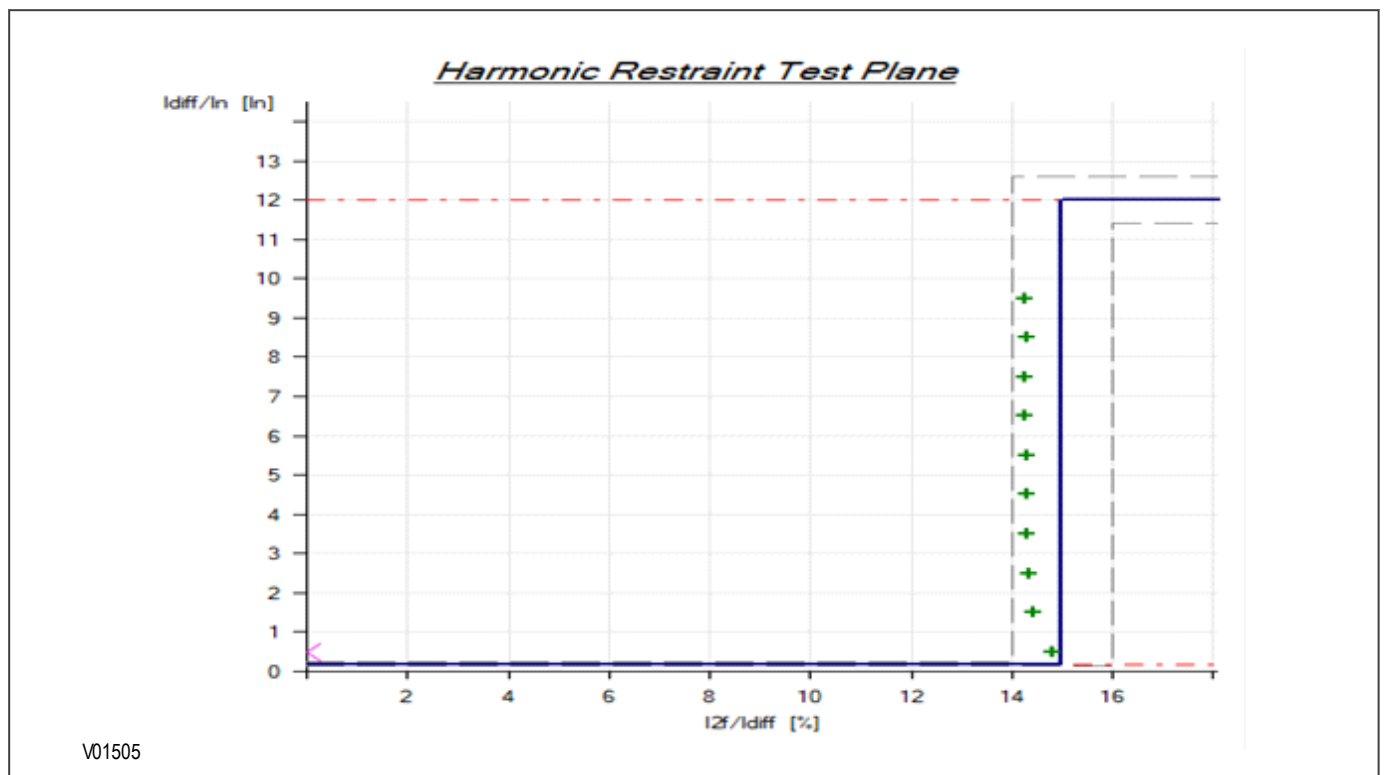
Bei der Prüfung der Auslösezeitkenngrößen des Differentialschutzes können die Einstellungen „Transiente Stab.“, „StW Sättigung“ und „Lückenerkennung“ entweder deaktiviert oder aktiviert werden. Es folgt ein Beispiel:



V01504

Abbildung 188: Auslösezeit-Prüfebene**Prüfung der Stabilisierung der Harmonischen**

Bei der Prüfung der Stabilisierung der zweiten oder fünften Harmonischen kann die transiente Stabilisierung aktiviert bzw. deaktiviert sein, aber die Einstellungen „StW Sättigung“ und „Lückenerkennung“ müssen deaktiviert sein. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Blockierung der Harmonischen verwendet wird, um den Schutz während der normalen Einschaltung des Transformators freizugeben, während die Lückenerkennung und die StW-Sättigungserkennung verwendet werden, um den Schutz während eines internen Fehlers freizugeben. Es folgt ein Beispiel:

**Abbildung 189: Prüfebene für die Stabilisierung der Harmonischen**

19.9 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.

19.9.1 UMGEHUNG DES BLOCKIERUNGSZUSTANDS, WENN ALLE POLE STROMLOS SIND

Manche Schutz- und Steuerfunktionen sind blockiert, wenn alle Pole stromlos sind. Wenn diese Bedingungen erfüllt sind, wird ein **Alle P. stromlos**-Signal aktiviert, das die besagten Bedingungen blockiert. Wenn Sie diese Elemente bei der Inbetriebnahme prüfen möchten, müssen Sie diesen Blockierzustand umgehen. Dies können Sie bewerkstelligen, indem Sie die Standard-PSL modifizieren, d. h. ein NICHT-Gatter zwischen das **LS1 Ein-Stell.-**Signal und Opto-Eingang 7 setzen, sodass angenommen wird, das LS1 geschlossen ist, wenn dieser Eingang nicht aktiviert ist.

19.9.2 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.

19.9.3 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.

19.9.4 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.

19.9.5 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 $\pm 2\%$
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.

19.10 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 Prüflleitungen 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.

19.10.1 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.

19.10.2 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 „STW/SPW Verhältnisse“
UL1-L2 BETRAG UL2-L3 BETRAG UL3-L1 BETRAG UL1-N BETRAG UL2-N BETRAG UL3-N BETRAG	Haupt-SpW Primär/Haupt-SpW Sekund

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.

19.10.3 RICHTUNGSPRÜFUNG UNTER LAST

Anhand dieser Prüfung wird sichergestellt, dass der gerichtete Überstrom und die Fehlerortferrassung 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 den Feldern **L1WirkleistungOW**, **L1WirkleistungUW**, und **L1WirkleistungTW** in der Spalte **MESSDATEN 2** eine positive Wirkleistung angezeigt werden.
- Bei Laststrom, der in Rückwärtsrichtung fließt (Leistungsimport von der Fernleitungsseite), muss in den Feldern **L1WirkleistungUW** in der Spalte **MESSDATEN 2** eine negative Wirkleistung angezeigt werden.

Hinweis:

Diese Prüfung ist nur in den Messmodi 0 (Standard) und 2 durchführbar. Dies sollte in der Spalte **MESSKONFIGURATION** (**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.

19.11 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.

KAPITEL 20

WARTUNG UND FEHLERBEHEBUNG

20.1 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	495
Wartung	496
Fehlerbehebung	504

20.2 WARTUNG

20.2.1 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.

20.2.1.1 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.

20.2.1.2 OPTO-EINGÄNGE

Die Opto-Eingänge prüfen, indem der im Kapitel „Inbetriebnahme“ beschriebene Inbetriebnahmetest wiederholt wird.

20.2.1.3 AUSGANGSRELAIS

Die Ausgangsrelais prüfen, indem der im Kapitel „Inbetriebnahme“ beschriebene Inbetriebnahmetest wiederholt wird.

20.2.1.4 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 Prüfmethode 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 Prüfmethode sind im Kapitel „Inbetriebnahme“ aufgeführt. Anhand dieser Prüfungen wird die Kalibrierengenauigkeit nachgewiesen.

20.2.2 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 Kurzschlusschalter, 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.

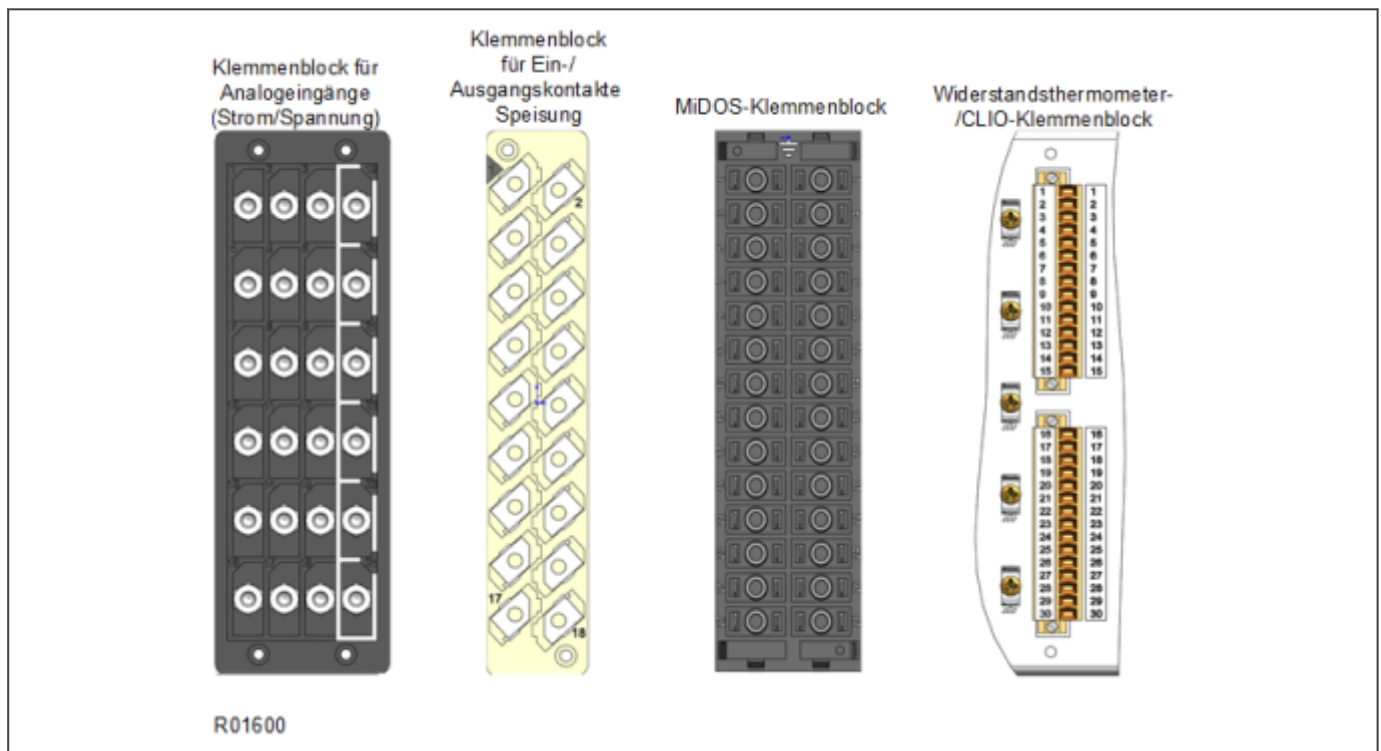


Abbildung 190: Verwendbare Klemmenblocktypen

20.2.3 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.

20.2.4 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.

20.2.5 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.

20.2.5.1 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.

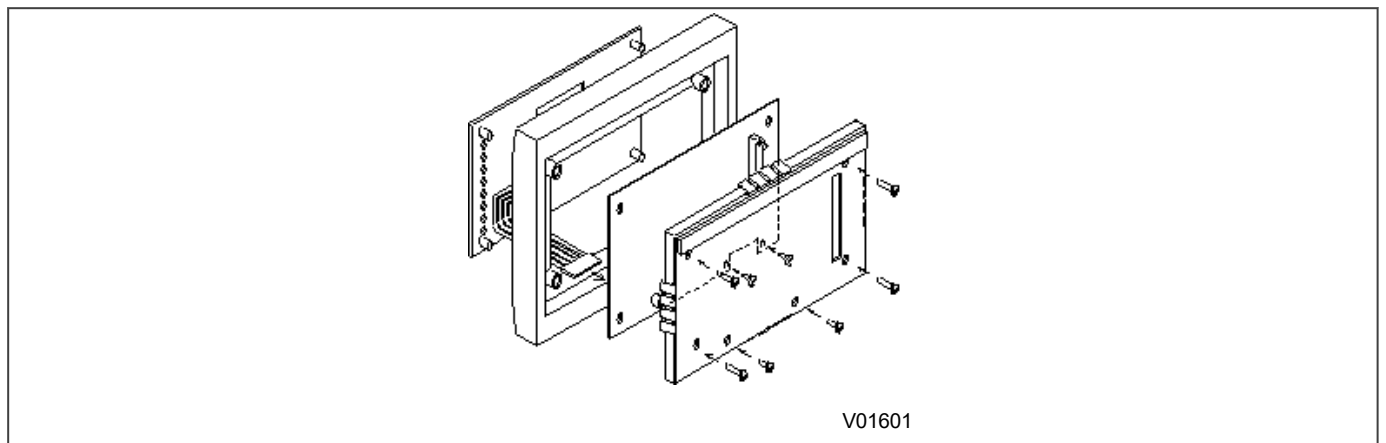


Abbildung 191: Zusammenbau der Frontplatte

20.2.5.2 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“).

20.2.5.3 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.

20.2.5.4 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“).

20.2.5.5 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“).

20.2.6 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.

20.2.7 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 Inanghaltung der Echtzeituhr (RTC) vorhanden ist.

Hinweis:

Die Echtzeituhr wird zurückgesetzt, wenn der Superkondensator vollständig entladen ist.

20.2.8 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.

20.3 FEHLERBEHEBUNG

20.3.1 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.

20.3.2 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.

20.3.3 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.

20.3.4 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).

20.3.5 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.

20.3.6 FEHLERHAFTER BETRIEB WÄHREND DES PRÜFENS

20.3.6.1 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.

20.3.6.2 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 Ansprechkenngößen 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.

20.3.6.3 FALSCHES ANALOGSIGNAL

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.

20.3.7 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

20.3.7.1 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 Grafikinformatoren 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.

20.3.7.2 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.

20.3.8 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 21

TECHNISCHE DATEN

21.1 KAPITELÜBERSICHT

In diesem Kapitel werden die technischen Spezifikationen des Produkts beschrieben.

Dieses Kapitel enthält die folgenden Abschnitte:

Kapitelübersicht	511
Schnittstellen	512
Leistung des Transformatordifferentialschutz und Überwachungsfunktionen	516
Leistung der Stromschutzfunktionen	519
Leistung der Spannungsschutzfunktionen	522
Leistung der Frequenzschutzfunktionen	524
Leistung der Überwachungs- und Steuerfunktionen	525
Messung und Aufzeichnung	527
Leistungsgrößen	529
Eingangs-/Ausgangsanschlüsse	532
Mechanische Daten	535
Typprüfungen	536
Umgebungsbedingungen	538
Elektromagnetische Verträglichkeit	539

21.2 SCHNITTSTELLEN

21.2.1 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

21.2.2 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

21.2.3 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 verdrehtes Kabel
Unterstützte Protokolle *	Courier, IEC-60870-5-103, DNP3.0
Isolation	Isolation für Schutzkleinspannung
Beschränkungen	Maximale Kabellänge: 1000 m

21.2.4 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

21.2.5 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

21.2.6 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

21.2.7 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

21.2.8 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

21.2.9 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 verdrehtes 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

21.2.10 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

21.2.10.1 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

21.2.10.2 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 Löschratio	ER	10			dB
Optische Ausgangsleistung bei logischem Status 0	P _{O(off)}			-45	dBm Mittelwert

Bedingungen: TA = 0 bis 70°C

21.3 LEISTUNG DES TRANSFORMATORDIFFERENTIALSCHUTZ UND ÜBERWACHUNGSFUNKTIONEN

21.3.1 TRANSFORMATORDIFFERENTIALSCHUTZ

Genauigkeit	
Ansprechwert	Formel $\pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert	$0,95 \times$ Formel $\pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit des Ansprechens und Abfallens	$< 1\%$
Ansprechzeit des niedrig eingestellten Differentialelements (Kontakt mit hoher Schaltleistung)	< 33 ms (bei anliegenden Strömen mit 1,2fachem Wert der Ansprechzeit und höher)
Ansprechzeit des niedrig eingestellten Differentialelements (normaler Kontakt)	< 36 ms (bei anliegenden Strömen mit 1,2fachem Wert der Ansprechzeit und höher)
Ansprechzeit des hoch eingestellten Differentialelements 1 („Transiente Stab.“ deaktiviert)	< 15 ms (bei anliegenden Strömen mit 2fachem Wert der Ansprechzeit und höher)
Ansprechzeit des hoch eingestellten Differentialelements 2 (Kontakt mit hoher Schaltleistung)	< 25 ms (bei anliegenden Strömen mit 2fachem Wert der Ansprechzeit und höher)
Unabhängige Ansprechzeit (Kontakt mit hoher Schaltleistung)	< 33 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist (bei anliegenden Strömen mit 1,2fachem Wert der Ansprechzeit oder höher)
Unabhängige Ansprechzeit (normaler Kontakt)	< 36 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist (bei anliegenden Strömen mit 1,2fachem Wert der Ansprechzeit oder höher)
Wiederholbarkeit der Ansprechzeit	< 2 ms
Auslösungszeit	< 15 ms
Ansprechwert zur Blockierung der zweiten Harmonischen	Einstellung $\pm 5\%$ der Einstellung oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert zur Blockierung der zweiten Harmonischen	$0,95 \times$ Einstellung $\pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Ansprechwert zur Blockierung der fünften Harmonischen	Einstellung $\pm 5\%$ der Einstellung oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert zur Blockierung der fünften Harmonischen	$0,95 \times$ Einstellung $\pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist

Hinweis:

Die Ansprechzeiten für den Transformator Differentialschutz werden mit **Differentialschutz – Phasenvergleich** Einstellung **Ausgeschaltet** definiert.

21.3.2 ANPASSUNGSFAKTOREN

StW Klasse	Max. Empfindlichkeit	Zulässiger Anpassungsfaktorbereich	Anpassungsfaktor für typische Einstellung $I_{s1} = 0,2$ bezogen
Norm	43 mA	0.05 - 15	4.65
Empfindlich	13 mA	0.05 - 20	15.38

21.3.3 SCHALTUNGSFEHLERWARNUNG

Ansprechwert	Formel $\pm 5\%$ (für IsM.kr.Fehl. $> 0,05$ bezogen)
Abfallwert	$0,95 \times \text{Formel} \pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit des Ansprechens und Abfallens	$< 4\%$
Unabhängiges Ansprechen	< 26 ms (bei anliegenden Strömen mit 2,5fachem Wert der Ansprechzeit und höher)
Wiederholbarkeit der Ansprechzeit	< 8 ms
Auslösungszeit	< 26 ms
Zeitstufe	$\pm 2\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

21.3.4 DURCHGANGSFEHLERÜBERWACHUNG

Überstrom-Anzugswert	Einstellung $\pm 5\%$ oder 50 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Überstrom-Abfallwert	$0,95 \times \text{Einstellung} \pm 5\%$ oder 50 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Erwärmungs-Anzugswert (I _{2t})	Einstellung $\pm 2\%$ oder 5 A ² s, je nachdem, welcher Wert größer ist

21.3.5 THERM ÜBERLAST

Genauigkeit	
Ansprechzeit T _{max}	Erwartete Ansprechzeit $\pm 5\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist. (Die erwartete Ansprechzeit ist die zum Erreichen der Temperatureinstellung benötigte Zeit.)
Ansprechen T _{max}	Konstantzeit $\pm 5\%$ oder ≤ 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Ansprechwert für Temperatur T. Öl	Erwartete Ansprechzeit $\pm 5\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Ansprechen bei Temperatur T. Öl	Konstantzeit $\pm 5\%$ oder ≤ 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit	$< 2,5\%$

21.3.6 TRANSFORMATOR UND LEBENSDAUERVERLUST

Lebensdauerverlust	
FAA > Ansprechwert	Formel: $\pm 5\%$
Lebensdauerverlust > Ansprechwert	Erwarteter Ansprechstrom $\pm 5\%$
Wiederholbarkeit	$< 2,5\%$
FAA > Konstantzeit	$\pm 5\%$ oder 200 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

21.3.7 NIEDERIMPEDANZ-ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

Ansprechwert	Formel $\pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert	$0,9 \times \text{Formel} \pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist

Wiederholbarkeit des Ansprechens und Abfallens	< 5%
Ansprechzeit	< 30 ms (bei anliegenden Strömen mit 3fachem Wert der Ansprechzeit und höher)
Wiederholbarkeit der Ansprechzeit	< 5 ms
Auslösungszeit	< 30 ms

21.3.8 HOCHIMPEDANZ-ERDSCHLUSS-DIFFERENTIALSCHUTZ

Ansprechwert	Formel $\pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert	0,9 x Formel $\pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit des Ansprechens und Abfallens	< 5%
Ansprechzeit	< 30 ms
Wiederholbarkeit der Ansprechzeit	< 5 ms
Auslösungszeit	< 30 ms

21.4 LEISTUNG DER STROMSCHUTZFUNKTIONEN

21.4.1 TRANSIENTES ÜBERGREIFEN UND ÜBERSCHWINGEN

Genauigkeit	
Zusätzliche Toleranz wegen erhöhter X/R-Verhältnisse	+/- 5 % über dem X/R-Verhältnis von 1 bis 120
Überschwingen der Überstromelemente	< 40 ms
Auslösungszeit	< 30 ms

21.4.2 DREIPHASEN-ÜBERSTROMSCHUTZ

Genauigkeit	
AMZ-Ansprechwert	1,05 x Einstellung +/- 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Unabhängiger Ansprechwert	Einstellung +/- 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert (IDMT und Konstantzeit)	0,95 x Einstellung +/- 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
AMZ-Ansprechzeit	+/- 5 % der erwarteten Ansprechzeit oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
IEEE-Rücksetzung	+/- 5 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Unabhängiges Ansprechen	+/- 2 % der Einstellung oder 50 ms, je nachdem welcher Wert größer ist
Unabhängige Rücksetzung	Einstellung +/- 5%
Kennlinie UK	IEC 60255-3 1998
Kennlinie US	IEEE C37.112 1996

21.4.2.1 RICHTUNGSPARAMETER FÜR DREIPHASEN-ÜBERSTROM

Genauigkeit	
Ansprechwert der Richtungsgrenze (RCA +/- 90 %)	+/- 2°
Hysterese für Richtungsgrenze	< 3°
Wiederholbarkeit der Richtungsgrenze	< 1%
Gerichteter Spannungsanzug	+/- 5 % oder 50 mV, je nachdem, welcher Wert größer ist
Gerichteter Spannungsabfall	0,95 x Einstellung +/- 5 % oder 50 mV, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit der gerichteten Spannung	< 3%

21.4.3 SPANNUNGSABHÄNGIGER ÜBERSTROMSCHUTZ

Genauigkeit	
Spannungsansprechschwelle	Einstellung +/- 5 %
Spannungsabfallschwelle	1,05 x Einstellung +/- 5 %
Stromansprechschwelle	Formel +/- 5 % oder 50 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Stromabfallschwelle	0,95 x Formel +/- 5 % oder 50 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist

Hinweis:

Referenzbedingungen: AMZ-Genauigkeit = +/- 5 % oder 50 ms bei Wert M über 1,1

21.4.4 ERDFEHLERSCHUTZ

Genauigkeit	
AMZ-Ansprechwert	1,05 x Einstellung $\pm$ 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Unabhängiger Ansprechwert	Einstellung $\pm$ 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Gemessener Abfallwert (AMZ und Konstantzeit)	0,95 x Einstellung $\pm$ 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Berechneter Abfallwert (AMZ und Konstantzeit)	0,9 x Einstellung $\pm$ 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
AMZ-Ansprechzeit	$\pm$ 5 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist*
IEEE-Rücksetzung	$\pm$ 5 % oder 40 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit des Ansprechens und Abfallens	< 2%
Unabhängige Ansprechzeit	$\pm$ 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Konstantzeit-Rücksetzzeit	$\pm$ 5%

Hinweis:

Referenzbedingungen: ZME = 1, TD = 1, IE> = 1 A, Betriebsbereich = 2–16 In

21.4.4.1 ERDFEHLER-RICHTUNGSPARAMETER

Gemessen und berechnet	
Upol Anzug	Vpol $\pm$ 5 % oder 50 mV, je nachdem, welcher Wert größer ist
Upol Abfall	0,95 x Vpol $\pm$ 5 % oder 50 mV, je nachdem, welcher Wert größer ist
Ansprechwert der Richtungsgrenze (RCA $\pm$ 90 %)	$\pm$ 2°
Hysterese für Richtungsgrenze	< 1°
Wiederholbarkeit der Richtungsgrenze	< 1%

21.4.5 GEGENSYSTEM-ÜBERSTROMSCHUTZ

Ansprechwert (AMZ und Konstantzeit)	Einstellung $\pm$ 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert (IDMT und Konstantzeit)	0,95 x Einstellung $\pm$ 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit Anzug und Abfall	< 1%
Auslösungszeit	< 35 ms
Unabhängiges Ansprechen	$\pm$ 2 % oder 60ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit der Ansprechzeit	< 6 ms

21.4.5.1 RICHTUNGSPARAMETER FÜR GEGENSYSTEM-ÜBERSTROM

Ansprechwert für Richtungsgrenze (RCA $\pm$ 90 %)	$\pm$ 2°
Hysterese für Richtungsgrenze	< 2°

Wiederholbarkeit der Richtungsgrenze	< 2%
Vpol-Ansprechwert	Einstellung $\pm 5\%$ oder 50 mV, je nachdem, welcher Wert größer ist
Upol Abfall	0,95 x Einstellung $\pm 5\%$ oder 50 mV, je nachdem, welcher Wert größer ist

21.4.6 LEISTUNGSSCHALTERVERSAGERSCHUTZ

I< Ansprechwert	1,1 x Einstellung $\pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
I< Abfallwert	Einstellung $\pm 5\%$ oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Zeitstufen	$\pm 2\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Rücksetzzeit	< 15 ms (vollständig abweichende Stromwellenform berücksichtigt)

21.5 LEISTUNG DER SPANNUNGSSCHUTZFUNKTIONEN

21.5.1 UNTERSPIANNUNGSSCHUTZ (P643/5)

Ansprechwert (AMZ und Konstantzeit)	Einstellung $\pm 5\%$
Abfallwert (IDMT und Konstantzeit)	$1,02 \times$ Einstellung $\pm 5\%$
Ansprechen (IDMT und Konstantzeit)	$\pm 2\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Rücksetzen	< 50 ms
Wiederholbarkeit	< 1%

21.5.2 ÜBERSPIANNUNGSSCHUTZ

Ansprechwert (AMZ und Konstantzeit)	Einstellung $\pm 5\%$
Abfallwert (IDMT und Konstantzeit)	$0,98 \times$ Einstellung $\pm 5\%$
Ansprechen (IDMT und Konstantzeit)	$\pm 2\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Rücksetzen	< 50 ms
Wiederholbarkeit	< 1%

21.5.3 NULLÜBERSPIANNUNGSSCHUTZ (P643/5)

Ansprechwert (AMZ und Konstantzeit)	Einstellung $\pm 5\%$ oder 50 mV, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallwert (IDMT und Konstantzeit)	$0,95 \times$ Einstellung $\pm 5\%$
AMZ-Betriebswert	$\pm 2\%$ oder 55 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Unabhängiges Ansprechen	$\pm 2\%$ oder 70 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Rücksetzzeit	< 50 ms
Auslösungszeit	< 35 ms
Wiederholbarkeit Anzug und Abfall	< 1%
Wiederholbarkeit der Zeitstufen	< 10 ms

21.5.4 GEGENSYSTEM-SPANNUNGSSCHUTZ

Unabhängiger Ansprechwert	Einstellung $\pm 5\%$
Unabhängiger Abfallwert	$0,95 \times$ Einstellung $\pm 5\%$
Unabhängiges Ansprechen	$\pm 2\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist (beschleunigter Modus) $\pm 2\%$ oder 60 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist (normaler Modus)
Auslösungszeit	< 35 ms
Wiederholbarkeit der Ansprechzeit	< 5 ms
Wiederholbarkeit der Ansprechschwelle	< 1%

Hinweis:

Referenzbedingungen: AMZ-Genauigkeit = $\pm 5\%$ oder 50 ms bei Wert M über 1,1

21.6 LEISTUNG DER FREQUENZSCHUTZFUNKTIONEN

21.6.1 ÜBERFREQUENZSCHUTZ

Ansprechwert	Einstellung ± 10 MHz
Abfallwert	Einstellung -25 MHz ± 10 MHz
Unabhängiges Ansprechen	± 2 % oder 70 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist (ausschließlich Verzögerung der Frequenzverfolgung)
Wiederholbarkeit	< 1 %

21.6.2 UNTERFREQUENZSCHUTZ

Ansprechwert	Einstellung ± 10 MHz
Abfallwert	Einstellung $+25$ MHz ± 10 MHz
Unabhängiges Ansprechen	± 2 % oder 70 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist (ausschließlich Verzögerung der Frequenzverfolgung)
Wiederholbarkeit	< 1 %

21.6.3 ÜBERERREGUNGSSCHUTZ

Ansprechwert	Einstellung ± 5 %
Abfallwert	Einstellung -2 % ± 5 %
Wiederholbarkeit (Ansprechschwelle)	< 1 %
AMZ-Ansprechzeit	± 5 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Unabhängiges Ansprechen	± 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Unverzögertes Auslösen	< 50 ms
Auslösungszeit	< 50 ms
Wiederholbarkeit (Ansprechzeiten)	< 10 ms
U/f-Messung	± 1 %
Resetzeit	± 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

Hinweis:

Referenzbedingungen: AMZ-Genauigkeit = ± 5 % oder 50 ms bei Wert M über 1,1

21.7 LEISTUNG DER ÜBERWACHUNGS- UND STEUERFUNKTIONEN

21.7.1 SPANNUNGSWANDLERÜBERWACHUNG

SpWÜ I> Anzugswert	Einstellung +/– 5 % oder 50 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
SpWÜ I> Abfallwert	0,9 x Einstellung +/– 5 % oder 50 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
SpWÜ I2> Anzugswert	Einstellung +/– 5 % oder 50 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
SpWÜ I2> Abfallwert	0,95 x Einstellung +/– 5 % oder 50mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
SpWÜ V< Anzugswert (P642)	70V +/- 5%
SpWÜ V< Anzugswert (P643/5)	10V +/- 5%
SpWÜ V< Abfallwert (P642)	95V +/- 5%
SpWÜ V< Abfallwert (P643/5)	30V +/- 5%
SpWÜ V2> Anzugswert (P642/3/5)	10 V +/- 5 %
SpWÜ V2> Abfallwert (P642/3/5)	9.5V +/- 5%
Ansprechen für schnelle Blockierung	< 25 ms
Rücksetzung für schnelle Blockierung	< 30 ms
Zeitverzögerung	Einstellung +/– 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit Anzug und Abfall	< 1%

21.7.2 STROMWANDLERÜBERWACHUNG

Ansprechverhältnis IMIT> ANSPR.WERT	Einstellung +/– 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Ansprechverhältnis IGEG/IMIT>1	0,95 x Einstellung +/– 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Ansprechverhältnis IGEG/IMIT>2	1,05 x Einstellung +/– 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallverhältnis IMIT> ANSPR.WERT	0,95 x Einstellung +/– 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallverhältnis IGEG/IMIT>1	Einstellung +/– 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Abfallverhältnis IGEG/IMIT>2	Einstellung +/– 5 % oder 20 mA, je nachdem, welcher Wert größer ist
Wiederholbarkeit des Ansprechens und Abfallens	< 3%
Verzögertes Ansprechen	Einstellung +/– 2 % oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
StWÜ Ansprechen Klemmenblock	< 25 ms
Ansprechen der StWÜ-Differentialblockierung	< 30 ms
StWÜ-Rücksetzzeit	< 25 ms
StWÜ-Rückfallzeit	< 30 ms

21.7.3 „POL STROMLOS“-SCHUTZ

Stromansprechwert	50 mA +/- 20 mA
Stromabfall	55 mA +/- 20 mA
Spannungsansprechwert	10V +/- 5 %
Spannungsabfall	30V +/- 5 %
Unabhängiges Ansprechen	< 50 ms

21.7.4 PSL TIMERS

Ausgangskonditionierer Zeitglied	Einstellung $\pm 2\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Verweilzeit	Einstellung $\pm 2\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist
Impulszeit	Einstellung $\pm 2\%$ oder 50 ms, je nachdem, welcher Wert größer ist

21.8 MESSUNG UND AUFZEICHNUNG

21.8.1 ALLGEMEIN

Allgemeine Messgenauigkeit	
Allgemeine Messgenauigkeit	Normalerweise $\pm 1\%$, aber $\pm 0,5\%$ zwischen 0,2 bis 2 In/Un
Phase	0 bis 360 $\pm 0,5\%$
Strom (0,05 bis 3 In)	$\pm 1,0\%$ des Messwerts oder 4 mA (1-A-Eingang) oder 20 mA (5-A-Eingang)
Spannung (0,05 bis 2 Un)	$\pm 1,0\%$ des Messwerts
Frequenz (45 bis 65 Hz)	$\pm 0,025\text{ Hz}$
Leistung (W) (0,2 bis 2 Un und 0,05 bis 3 In)	$\pm 5,0\%$ des Messwerts bei Leistungsfaktor 1
Blindleistung (Vars) (0,2 bis 2 Un und 0,05 bis 3 In)	$\pm 5,0\%$ des Messwerts bei Leistungsfaktor 0
Scheinleistung (VA) (0,2 bis 2 Un und 0,05 bis 3 In)	$\pm 5,0\%$ des Messwerts
Energie (Wh) (0,2 bis 2 Un und 0,2 bis 3 In)	$\pm 5,0\%$ des Messwerts bei Leistungsfaktor 1
Energie (Varh) (0,2 bis 2 Un und 0,2 bis 3 In)	$\pm 5,0\%$ des Messwerts bei Leistungsfaktor 0

21.8.2 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	$\pm 5\%$ der angewendeten Größen
Genauigkeit der Dauer	$\pm 2\%$
Genauigkeit der Triggerstellung	$\pm 2\%$ (Mindesttrigger 100 ms)

21.8.3 EREIGNIS-, STÖRUNGS- UND WARTUNGS-AUFZEICHNUNGEN

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

21.8.4 WIDERSTANDSTEMPERATURFÜHLER

Genauigkeit	
Ansprechwert:	Einstellung ± 1 C
Abfallwert:	(Einstellung -1 C)
Ansprechzeit:	± 2 % oder < 3 s

21.9 LEISTUNGSGRÖßEN

21.9.1 WECHSELSPANNUNGS-MESSEINGÄNGE

Wechselspannungs-Messeingänge	
Nennfrequenz	50 oder 60 Hz (einstellbar)
Betriebsbereich	45 bis 65 Hz
Phasenfolge	L1L2L3 oder L3L2L1

21.9.2 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)

21.9.3 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.*

21.9.4 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

21.9.5 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.

21.9.6 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 Vollast) 50 ms bei 36 V (Halb- und Vollast) 100 ms bei 48 V (Halb- und Vollast)
48 - 110 V GLEICHSTROMVERSORGUNG 100 % Unterbrechung ohne Abschaltung	20 ms bei 37 V (Halb- und Vollast) 50 ms bei 60 V (Halb- und Vollast) 100 ms bei 72 V (Halblast) 100 ms bei 85 V (Vollast) 200 ms bei 110 V (Halb- und Vollast)

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.

21.9.7 SUPERKONDENSATOR

Entladezeit	>14 Tage
-------------	----------

21.10 EINGANGS-/AUSGANGSANSCHLÜSSE

21.10.1 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

21.10.1.1 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

21.10.2 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

21.10.3 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

21.10.4 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 ($\cos \phi = 0,7$)

21.11 MECHANISCHE DATEN

21.11.1 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.*

21.11.2 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

21.11.3 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: Klasse 1, Fallbeständigkeit: Klasse 1
Erdbebenprüfung gemäß EN 60255-21-3: 1993	Klasse 2

21.11.4 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

21.12 TYPPRÜFUNGEN

21.12.1 ISOLATION

Konformität	IEC 60255-27: 2013
Isolationswiderstand	> 100 MOhm bei 500 VDC (nur Verwendung eines elektronischen/bürstenlosen Isolationsprüfers)

21.12.2 KRIECH- UND LUFTSTRECKEN

Konformität	IEC 60255-27: 2013
Verschmutzungsgrad	3
Überspannungskategorie	III
Impulsprüfspannung (nicht RJ45)	5 kV
Impulsprüfspannung (RJ45)	1 kV

21.12.3 HOCHSPANNUNGSFESTIGKEIT (DIELEKTRISCH)

IEC-Konformität	IEC 60255-27: 2013
Zwischen allen unabhängigen Stromkreisen	2 kV AC eff. für 1 Minute
Zwischen unabhängigen Stromkreisen und der Schutzleiterklemme	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

21.12.4 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 Schutzleiterklemme	Stirnzeit: 1,2 µs, Halbwertzeit: 50 µs, Spitzenwert: 5 kV, 0,5 J

Hinweis:

Ausnahmen sind Kommunikationsanschlüsse und Schließer-Ausgangskontakte, wo zutreffend.

21.13 UMGEBUNGSBEDINGUNGEN

21.13.1 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)

21.13.2 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)

21.13.3 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

21.13.4 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 ₂ S bei 75 % relativer Feuchtigkeit und +25° C über eine Dauer von 21 Tagen
Salznebel, IEC 60068-2-52: 1996	7 Tage, KB-Schweregrad 3

21.14 ELEKTROMAGNETISCHE VERTRÄGLICHKEIT

21.14.1 PRÜFUNG AUF HOCHFREQUENZSTÖRUNGEN, 1 MHZ BURST

Konformität	IEC 60255-26:2013
Allgemeine Prüfspannung (Stufe 3)	2,5 kV
Differentialprüfspannung (Stufe 3)	1,0 kV

21.14.2 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

21.14.3 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

21.14.4 ANFORDERUNGEN AN ELEKTRISCHE SCHNELLE STÖRGRÖÖE 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)

21.14.5 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

21.14.6 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 Schutzleiterklemme	Amplitude 4 kV
Zwischen den Anschlüssen jeder Gruppe (außer Kommunikationsanschlüsse, wo zutreffend)	Amplitude 2 kV

21.14.7 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

21.14.8 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 %

21.14.9 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

21.14.10 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

21.14.11 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

21.14.12 LEITUNGSGEBUNDENE EMISSIONEN

Konformität	IEC 60255-26:2013, EN 55032: 2015+A1:2020
Stromversorgungsprüfung 1	0,15 bis 0,5 MHz, 79 dB μ V (Quasi-Spitzenwert) 66 dB μ V (Durchschnitt)
Stromversorgungsprüfung 2	0,5 bis 30 MHz, 73 dB μ V (Quasi-Spitzenwert) 60 dB μ V (Durchschnitt)
RJ45-Prüfung 1 (je nach Anwendung)	0,15 bis 0,5 MHz, 97 dB μ V (Quasi-Spitzenwert) 84 dB μ V (Durchschnitt)
RJ45-Prüfung 2 (je nach Anwendung)	0,5 bis 30 MHz, 87 dB μ V (Quasi-Spitzenwert) 74 dB μ V (Durchschnitt)

21.14.13 STRAHLUNGSEMISSIONEN

Konformität	IEC 60255-26:2013
Prüfung 1	30–230 MHz, 40 dB μ V/m bei 10 m Messdistanz
Prüfung 2	230–1 GHz, 47 dB μ V/m bei 10 m Messdistanz
Prüfung 3	1–2 GHz, 76 dB μ V/m bei 10 m Messdistanz

21.14.14 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.*

ANHANG A

BESTELLOPTIONEN

Bestellinformation

CORTEC-Bestellnummernversion														
Wandlerschutz														
Zwei Enden: Wandler mit zwei Wicklungen														
Drei Enden: Wandler mit drei Wicklungen														
Fünf Enden: Wandler mit drei Wicklungen														
Bemessene Hilfsversorgungsspannung														
24 - 54 VDC														
48 - 125 VDC (40 - 100 VAC)														
110 - 250 VDC (100 - 240 VAC)														
StW- und SpW-Verhältnisse														
OW-UW In = 1 A/5 A, Un = (100/120 V) (xStW/1SpW) Standard-StW														
OW-UW In = 1 A/5 A, Un = (100/120 V) (xStW/4SpW) Standard-StW (acht StW und zwei SpW für P642) OW-														
UW In = 1 A/5 A, Un = (100/120 V) (xStW/1SpW) empfindlicher StW (nur P643/5)														
OW-UW In = 1 A/5 A, Un = (100/120 V) (xStW/4SpW) empfindlicher StW (nur P643/5)														
Hardwareoptionen														
Standard - 1 x rückseitiger serieller RS485-Kommunikationsanschluss mit allen Bestelloptionen (einsatzfähig für Courier, -103, DNP3)														
Mit zusätzlichem IRIG-B (moduliert)														
Mit zusätzlichem IRIG-B (moduliert) und LWL-Kommunikation														
Einzel Ethernet ein LC-Duplexanschluss + Universal-IRIG-B + 1588 + ein RJ45-Wartungsanschluss														
Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover, zwei LC-Duplexanschlüsse + IEC870-103-konforme serielle Faser-ST-Anschlüsse + Universal-IRIG-B + 1588 + ein RJ45-Wartungsanschluss														
Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover, zwei RJ45 + Universal-IRIG-B + 1588 + ein RJ45-Wartungsanschluss														
Redundant Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover, zwei LC-Duplexanschlüsse + Universal-IRIG-B + 1588 + ein RJ45-Wartungsanschluss														
Eingangs-/Ausgangsoptionen														
8 Eingänge, 8 Ausgänge														
12 Eingänge, 12 Ausgänge														
16 Eingänge, 16 Ausgänge														
16 Eingänge, 16 Ausgänge plus 4 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung														
16 Eingänge, 21 Ausgänge														
16 Eingänge, 24 Ausgänge														
20 Eingänge, 20 Ausgänge														
24 Eingänge, 16 Ausgänge														
24 Eingänge, 16 Ausgänge plus 8 Eingänge/Ausgänge mit hoher Geschwindigkeit/hoher Schaltleistung														
24 Eingänge, 24 Ausgänge														
24 Eingänge, 32 Ausgänge														
32 Eingänge, 24 Ausgänge														
32 Eingänge, 32 Ausgänge														
40 Eingänge, 24 Ausgänge														
48 Eingänge, 16 Ausgänge														
Produktspezifische Optionen														
RTD														
M-E														
RTD + CLIO														
Ohne														
Gehäusegröße und Montage														
80TE-Gehäuse - Einbau-/Schalttafelmontage mit Beschichtung für raue Umgebungen, mit USB-Anschluss und 10 Funktionstasten														
80TE-Gehäuse - 19-Zoll-Gestellmontage mit Beschichtung für raue Umgebungen, mit USB-Anschluss und 10 Funktionstasten														
40TE-Gehäuse - Einbau-/Schalttafelmontage mit Beschichtung für raue Umgebungen, mit USB-Anschluss, ohne Funktionstasten														
60TE-Gehäuse - Einbau-/Schalttafelmontage mit Beschichtung für raue Umgebungen, mit USB-Anschluss und 10 Funktionstasten														
Produktmerkmale														
Standardversion														
Softwareversion														
Verbesserte Cybersicherheit, gleichzeitige Protokolle, 5000 Ereignisse, 100 Fehleraufzeichnungen, 1050 s Störschreiber														
Kundenspezifische Zusätze														
Standardversion														
Kundenspezifische Konfigurationen/Optionen														
Hardwareversion														
Hardware der 5. Generation, grafische farbige Mensch-Maschine-Schnittstelle mit hochleistungsfähiger Verarbeitung														

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

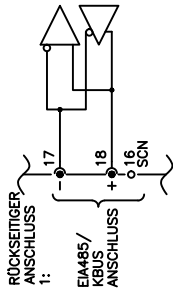
Modell	CORTEC Option*	Produkt-spezifische Option	Eingangs-/Ausgangsoptionen und Gehäusegrößenkompatibilität	Zeichnungsblatt	Ausgabe
Alle	-	-	KOMMUNIKATIONSOPTIONEN DER MICOM Px40-PLATTFORM	10Px4001-1 10Px4001-2	N A
P642	E/A-Option B	X	(8 EINGÄNGE UND 8 AUSGÄNGE) (40TE)	10P64201-1	L
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64201-2	H
	E/A-Option B	A - OTD	(8 EINGÄNGE UND 8 AUSGÄNGE + RTD) (40TE)	10P64202-1	K
	E/A-Option B	B - CLIO	(8 EINGÄNGE UND 8 AUSGÄNGE + CLIO) (40TE)	10P64203-1	K
	E/A-Option B	A - OTD B - CLIO X	(8 EINGÄNGE UND 8 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64217-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64217-2	
	E/A-Option E	A - OTD B - CLIO X	(12 EINGÄNGE UND 12 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64226-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64226-2	
	E/A-Option H	X	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64233-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64233-2	
	E/A-Option J	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + 4 SCHUTZRELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (80TE)	10P64237-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64237-2	
	E/A-Option K	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(16 EINGÄNGE UND 21 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64241-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64241-2	
	E/A-Option L	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(16 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64245-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64245-2	

Modell	CORTEC Option*	Produkt-spezifische Option	Eingangs-/Ausgangsoptionen und Gehäusegrößenkompatibilität	Zeichnungsblatt	Ausgabe
P642	E/A-Option P	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(20 EINGÄNGE UND 20 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64249-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64249-2	
	E/A-Option S	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + 8 SCHUTZRELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (80TE)	10P64257-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64257-2	
	E/A-Option T	B - CLIO	(24 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + 8 SCHUTZRELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (80TE)	10P64258-1	C
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64258-2	
P643	E/A-Option U	A - OTD B - CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64259-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64259-2	
	E/A-Option V	X	(24 EINGÄNGE UND 32 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64262-1	B
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN - DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2	10P64262-2	
	E/A-Option H	X	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64301-1 10P64301-2	G J
			„HIGH Z REF“ FÜR TRANSFORMATORDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN – DASSELBE GILT FÜR DIE VERDRAHTUNG VON „HIGH Z REF“ FÜR T2 UND T3	10P64301-3	E
P643	E/A-Option H	A - OTD	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + RTD) (60TE)	10P64302-1 10P64302-2	G J
	E/A-Option H	B - CLIO	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + CLIO) (60TE)	10P64303-1 10P64303-2	H J
	E/A-Option J	X	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + 4 SCHUTZRELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (60TE)	10P64306-1 10P64306-2	G J
	E/A-Option J	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + 4 SCHUTZRELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (60TE)	10P64330-1 10P64330-2	A
P643	E/A-Option K	X	(16 EINGÄNGE UND 21 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64322-1 10P64322-2	A
	E/A-Option K	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(16 EINGÄNGE UND 21 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64335-1 10P64335-2	A

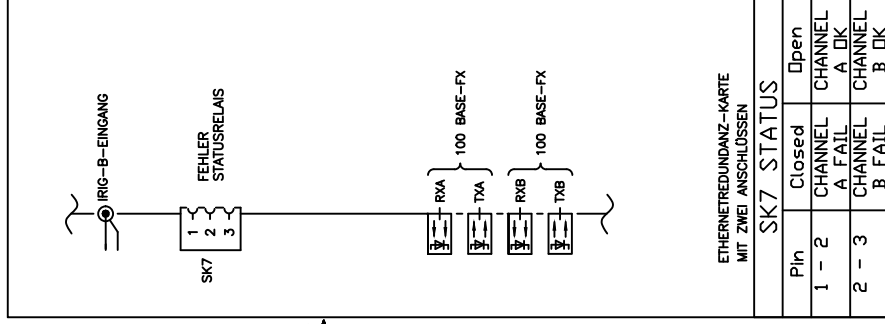
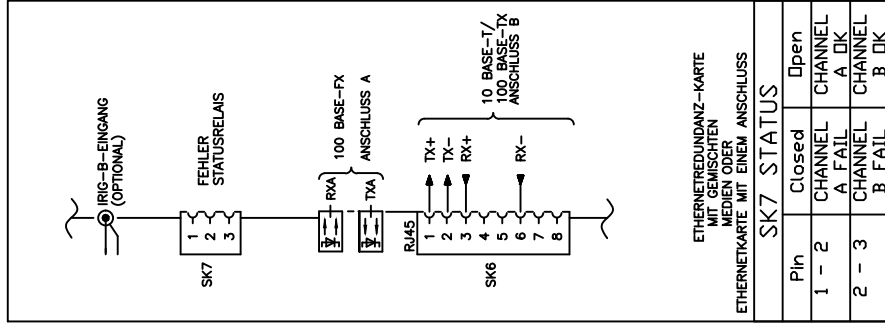
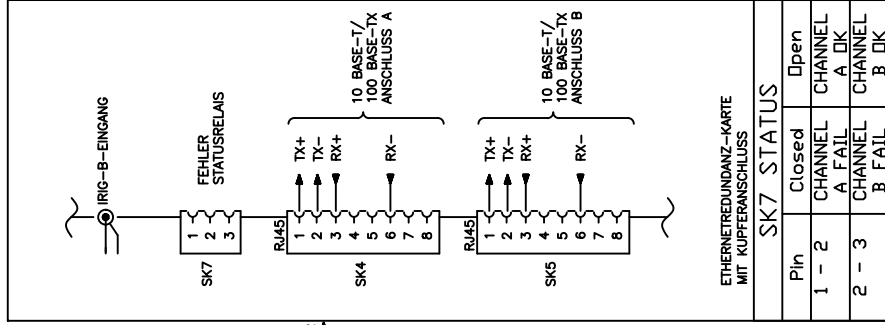
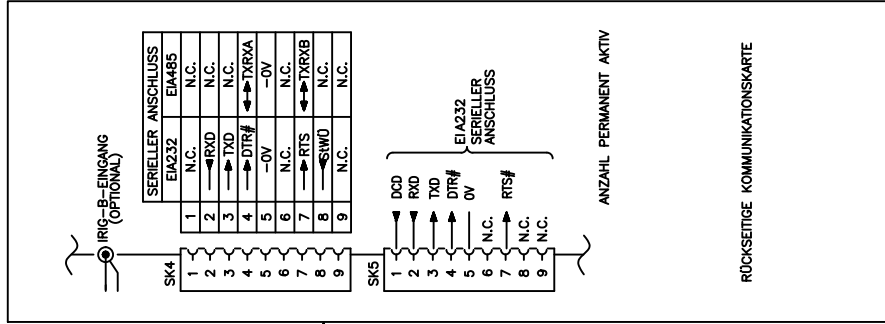
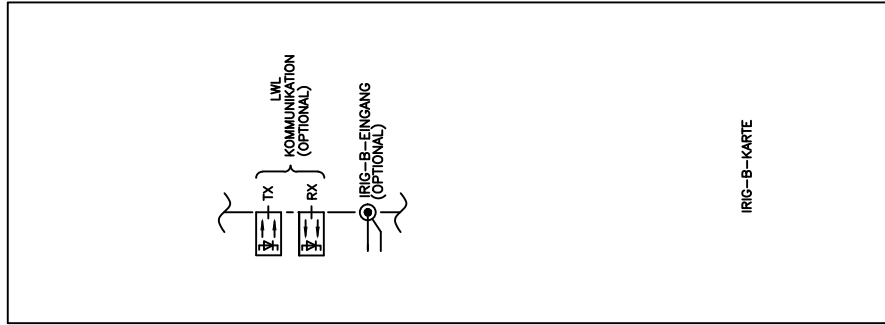
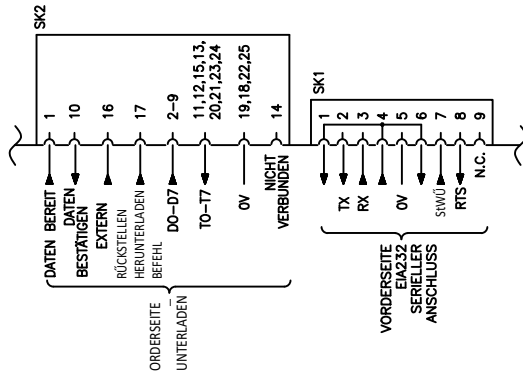
Modell	CORTEC Option*	Produkt-spezifische Option	Eingangs-/Ausgangsoptionen und Gehäusegrößenkompatibilität	Zeichnungsblatt	Ausgabe
P643	E/A-Option L	X	(16 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64305-1 10P64305-2	G J
	E/A-Option L	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(16 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64339-1 10P64339-2	A
	E/A-Option P	X	(20 EINGÄNGE UND 20 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64345-1 10P64345-2	A
	E/A-Option P	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(20 EINGÄNGE UND 20 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64342-1 10P64342-2	A
	E/A-Option S	X	(24 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64304-1 10P64304-2	H J
	E/A-Option S	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64362-1 10P64362-2	A
	E/A-Option T	A - OTD B - CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + 8 SCHUTZRELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (80TE)	10P64363-1 10P64363-2	A
	E/A-Option U	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64352-1 10P64352-2	A
	E/A-Option V	A - OTD B - CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 32 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64353-1 10P64353-2	A
	E/A-Option 1	A - OTD B - CLIO X	(32 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64374-1 10P64374-2	A
	E/A-Option 2	B - CLIO	(32 EINGÄNGE UND 32 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64377-1 10P64377-2	A
	E/A-Option 4	B - CLIO	(40 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64355-1 10P64355-2	A
	E/A-Option 7	B - CLIO	(48 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64356-1 10P64356-2	A
P645	E/A-Option H	X	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64501-1 10P64501-2	F K
			HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 5 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN. DASSELBE GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2, T3, T4, T5	10P64501-3	H
	E/A-Option H	A - OTD	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + RTD) (60TE)	10P64502-1 10P64502-2	F J
	E/A-Option H	B - CLIO	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + CLIO) (60TE)	10P64503-1 10P64503-2	F J
	E/A-Option J	X	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + 4 SCHUTZRELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (60TE)	10P64528-1 10P64528-2	A
	E/A-Option J	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(16 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + 4 SCHUTZRELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (80TE)	10P64538-1 10P64538-2	A
	E/A-Option K	X	(16 EINGÄNGE UND 21 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64529-1 10P64529-2	A
	E/A-Option K	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(16 EINGÄNGE UND 21 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64542-1 10P64542-2	A
	E/A-Option L	X	(16 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64505-1 10P64505-2	F J

Modell	CORTEC Option*	Produkt-spezifische Option	Eingangs-/Ausgangsoptionen und Gehäusegrößenkompatibilität	Zeichnungsblatt	Ausgabe
P645	E/A-Option L	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(16 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64546-1 10P64546-2	A
	E/A-Option P	X	(20 EINGÄNGE UND 20 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64530-1 10P64530-2	A
	E/A-Option P	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(20 EINGÄNGE UND 20 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64550-1 10P64550-2	A
	E/A-Option S	X	(24 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE) (60TE)	10P64504-1 10P64504-2	F J
	E/A-Option S	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64558-1 10P64558-2	A
	E/A-Option T	A - OTD B - CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE + 8 SCHUTZRELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (80TE)	10P64559-1 10P64559-2	A
	E/A-Option U	A - OTD B - CLIO C - RTD + CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64565-1 10P64565-2	A
	E/A-Option V	A - OTD B - CLIO X	(24 EINGÄNGE UND 32 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64566-1 10P64566-2	A
	E/A-Option 1	A - OTD B - CLIO X	(32 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64573-1 10P64573-2	A
	E/A-Option 2	B - CLIO	(32 EINGÄNGE UND 32 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64576-1 10P64576-2	A
	E/A-Option 4	B - CLIO	(40 EINGÄNGE UND 24 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64577-1 10P64577-2	A
	E/A-Option 7	B - CLIO	(48 EINGÄNGE UND 16 AUSGÄNGE) (80TE)	10P64578-1 10P64578-2	A

* Bei der Auswahl des entsprechenden Schaltplans/der entsprechenden Schaltpläne siehe CORTEC des betreffenden Modells.



HINWEIS: FÜR KLEMMENBLOCKVERBINDUNG
SIEHE RELEVANTER PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE.
(IMMER AM STROMVERSORGBLOCK)



Ausgabe: **N**

Revision: **BLATT 2 HINZUGEFÜGT . CID008142.**

Titel: **PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE: KOMMUNIKATIONSOPTIONEN DER MiCOM Px40-PLATTFORM**

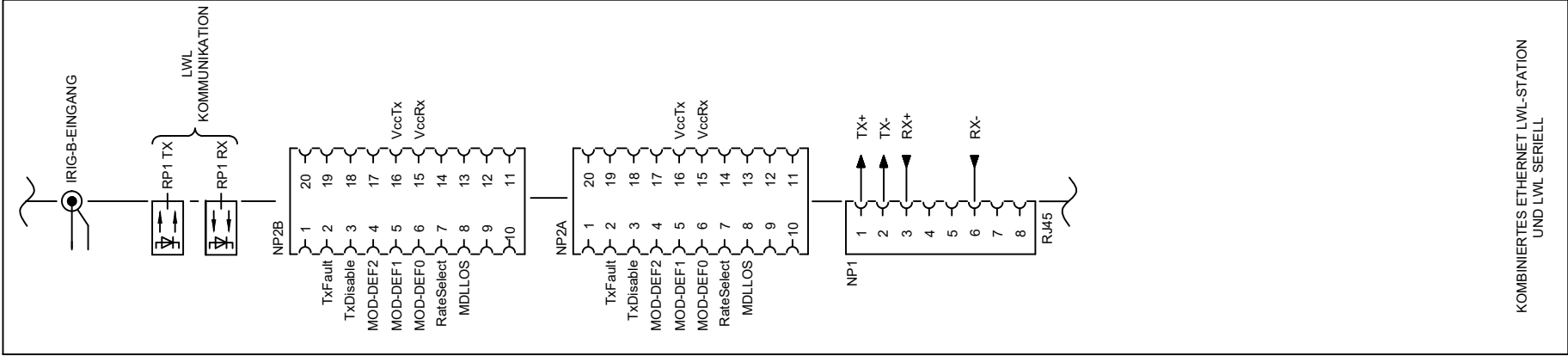
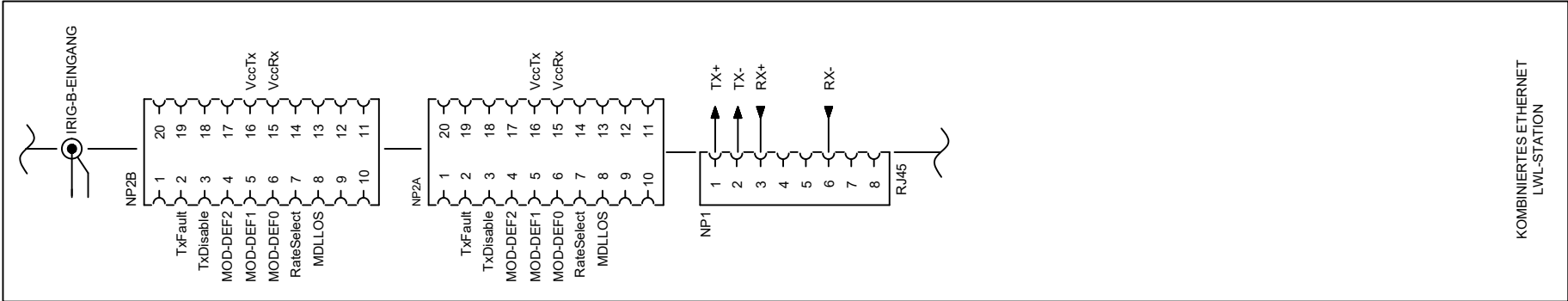
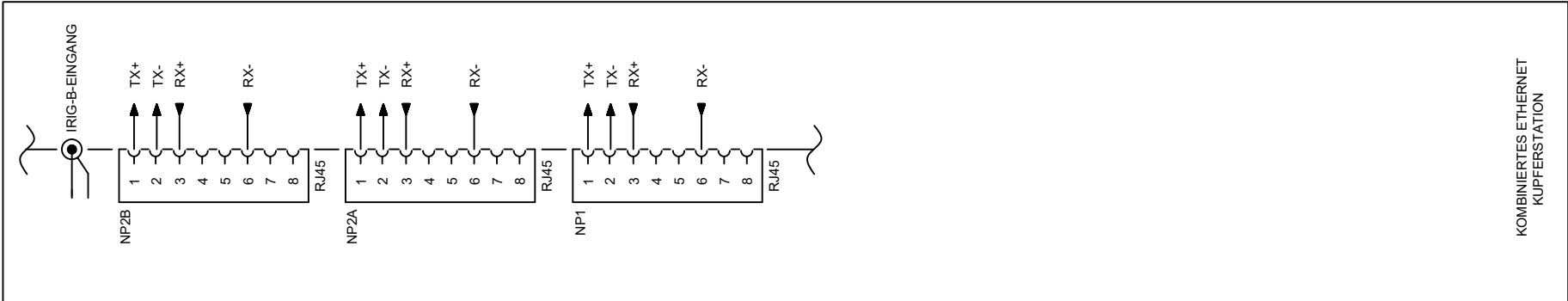
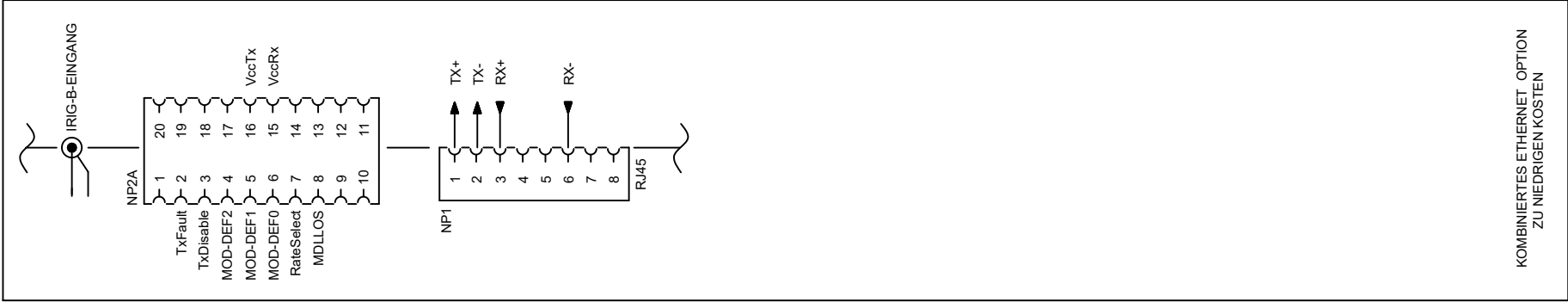
Datum: 17/07/2024
Bezeichnung: S WOOTTON
Geprüft:

FIRMEIGENE 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.

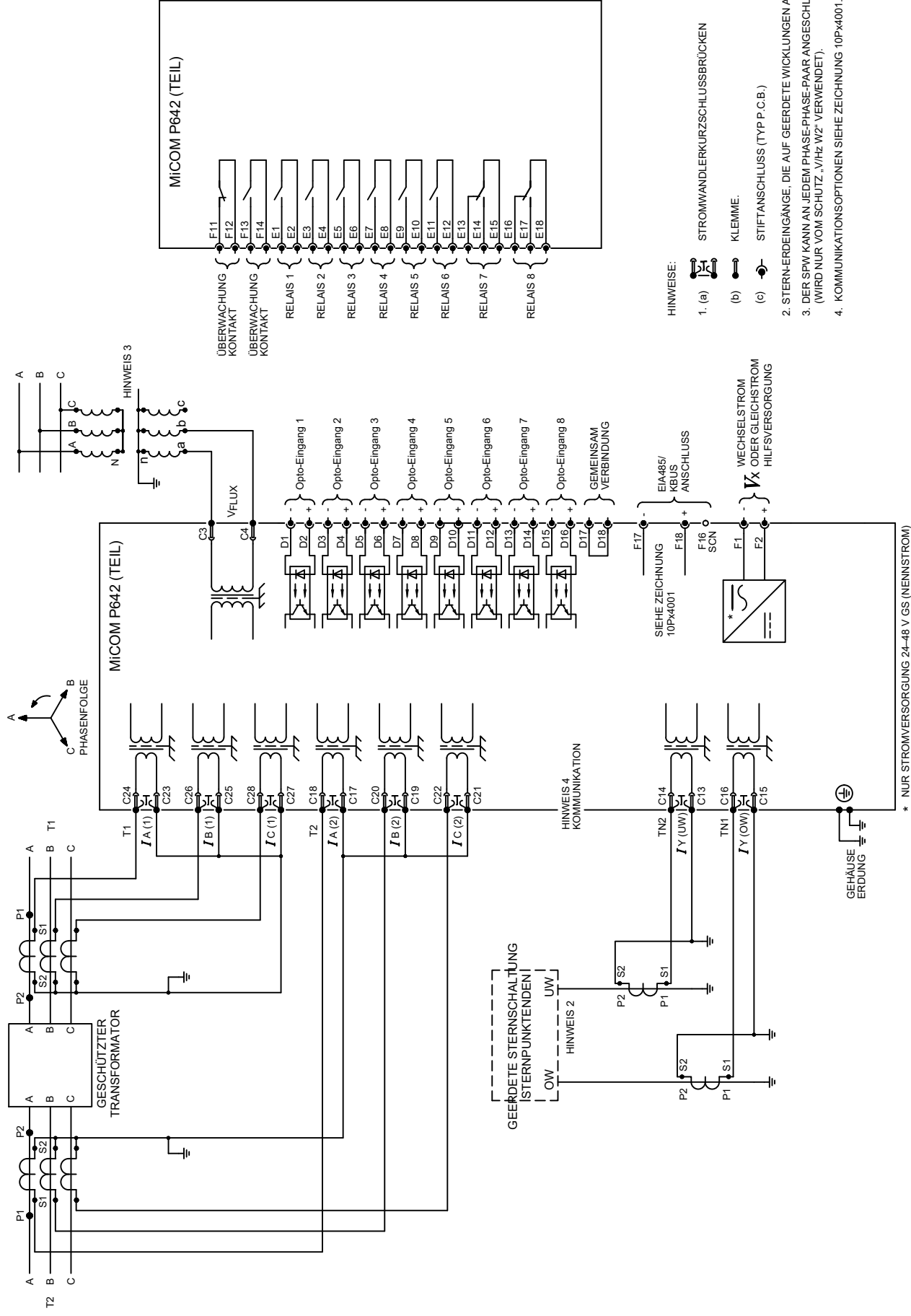
Blatt: 1
Weiter Blatt: 2

GE Vernova
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford,
ST16 1WT, UK.

10PX4001

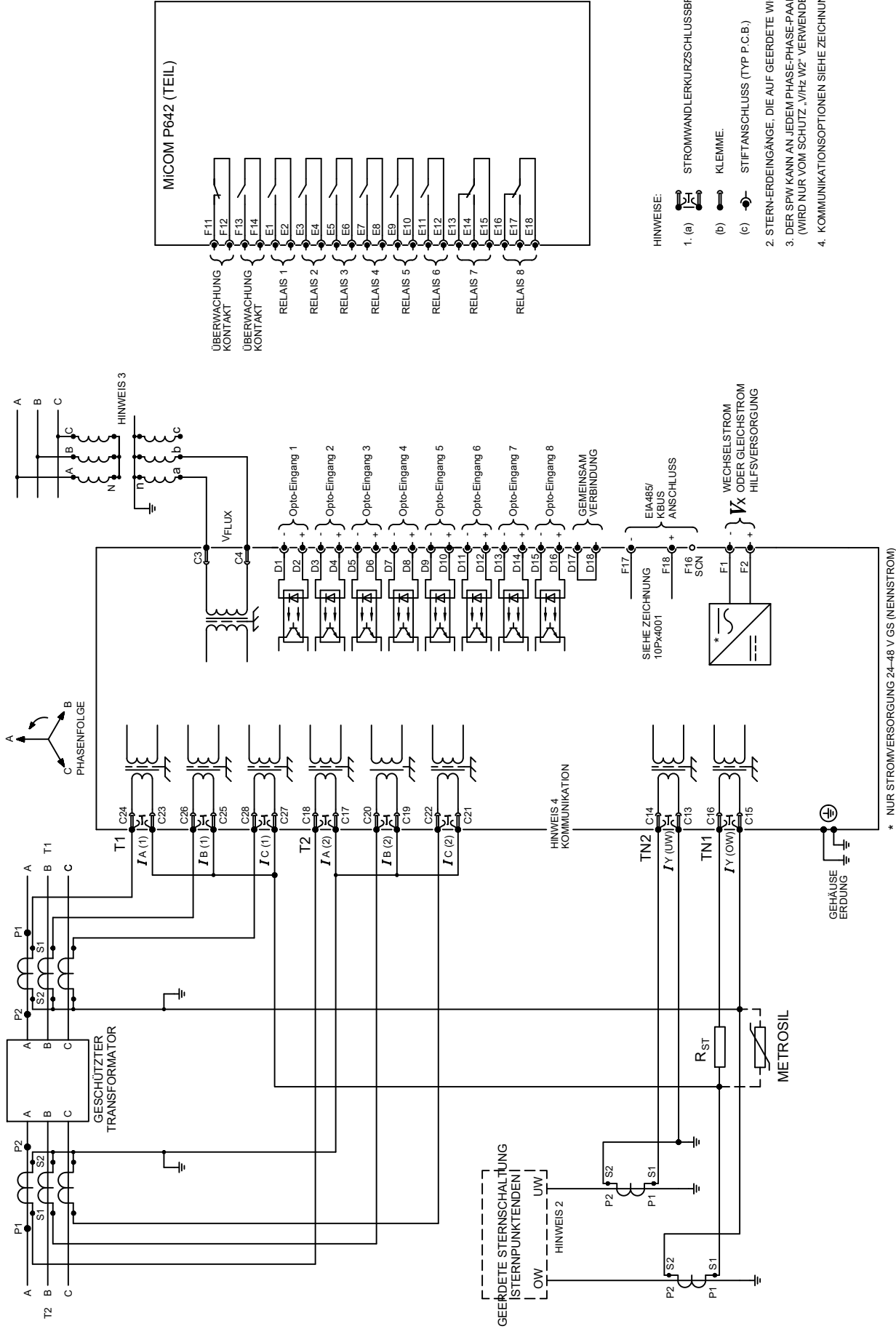


Ausgabe: A		Revision: ERSTAUSGABE. CID008142		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE KOMMUNIKATIONSOPTIONEN MICOM PX40	
Datum: 27/06/2024		Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10PX4001	
Datum:		Geprüft:		Blatt: 2	
				Weiter Blatt: -	
FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende 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 GE Vernova © UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	



HINWEISE:

1. (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b)  KLEMME.
- (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)
2. STERN-ERDEGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN
3. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHAASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN (WIRD NUR VOR W2 VERWENDET).
4. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10P40



HINWEISE:

- (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN
- (b)  KLEMME.
- (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
3. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „VHZ W2“ VERWENDET).
4. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

Ausgabe: **H**

Revision: CID006234-P1ane aktualisiert auf GE-Format

Datum: 4/30/2020

Bezeichnung: S.J.BURTON

Datum:

Geprüft:

Titel:

ANSCHLUSSPLAN: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2

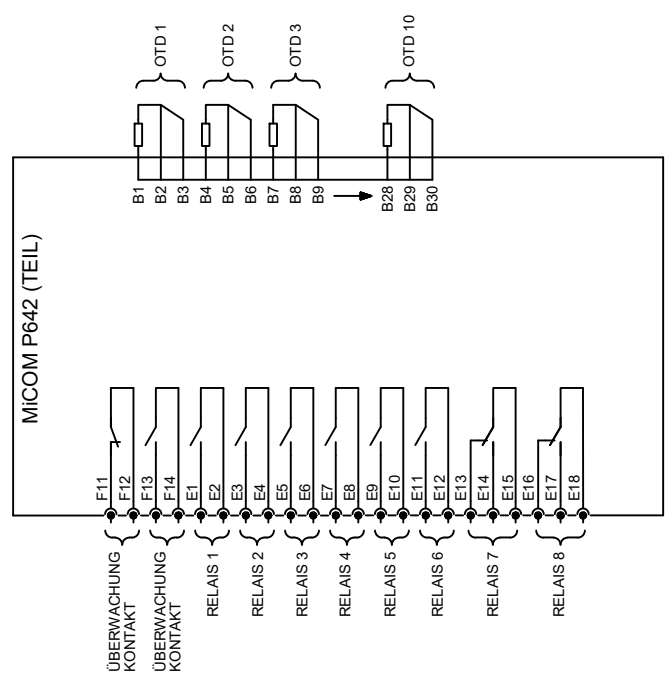
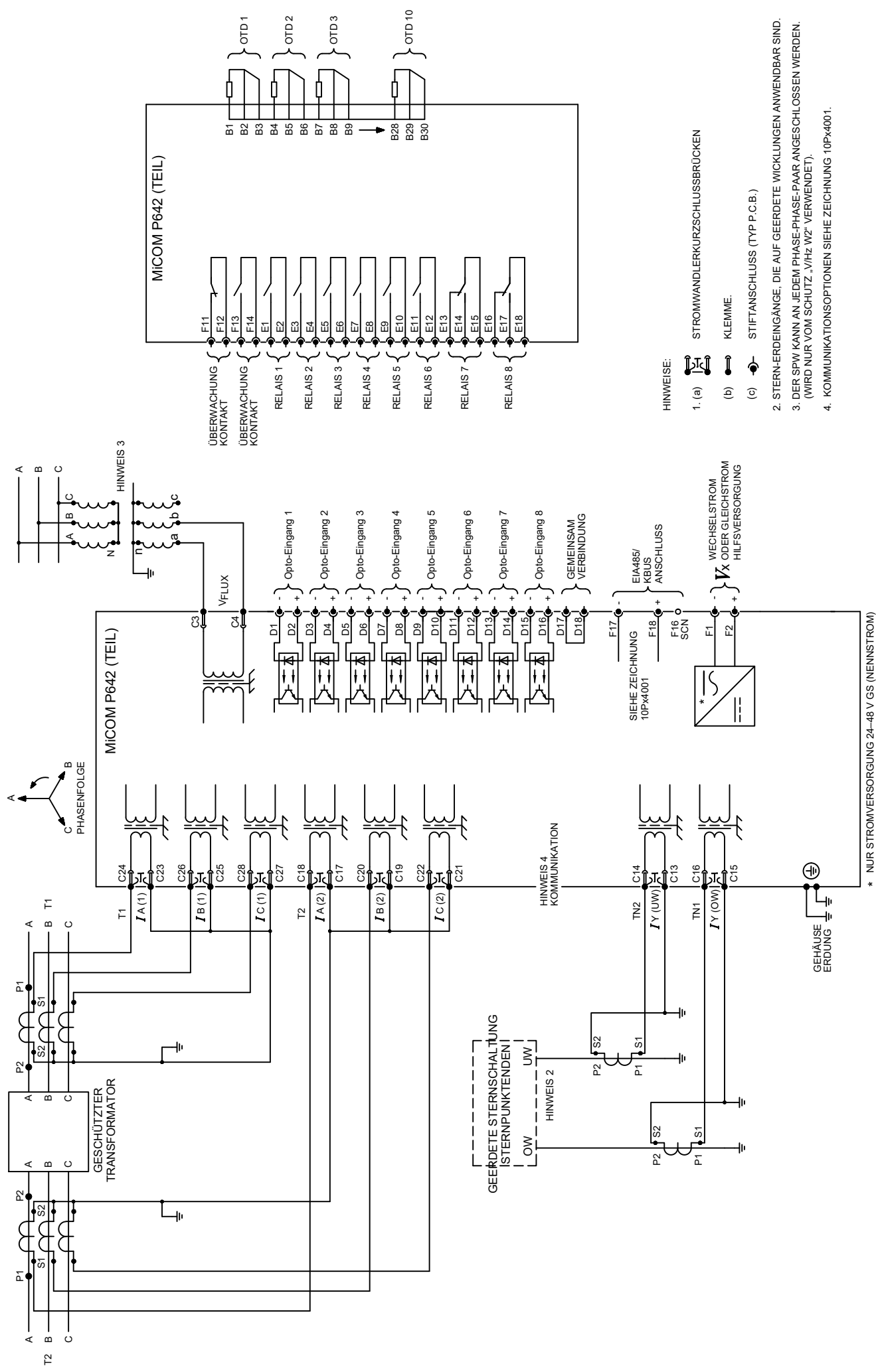
Zeichnung Nr:

10P64201

FIRME EIGENE 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.

Blatt: 2

Weiter Blatt:



HINWEISE:

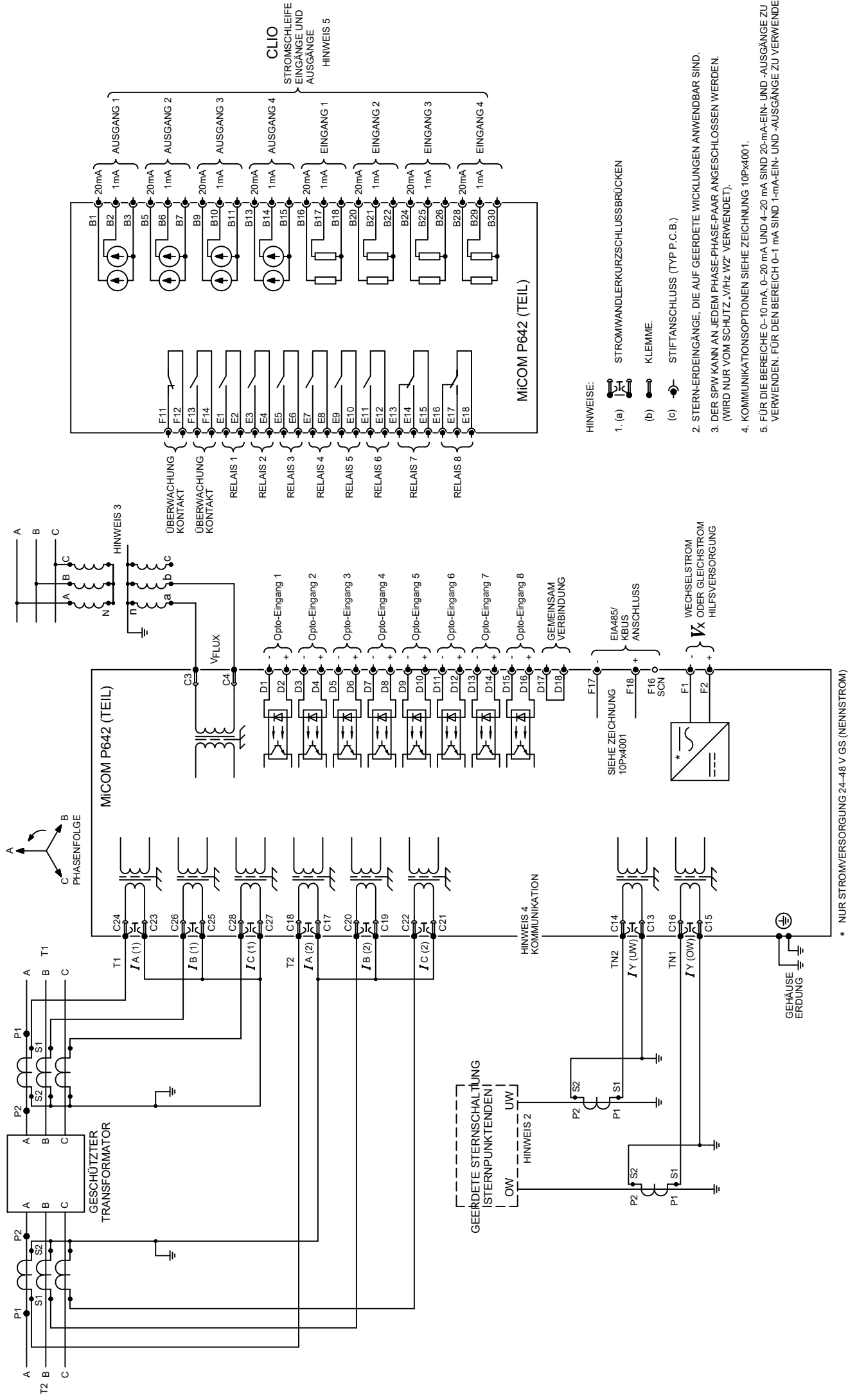
- 1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- 2. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- 3. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz WZ“ VERWENDET).
- 4. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (8E/8A + RTD) MIT 1-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGANG (40TE)

Revision:	CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format
Bezeichnung:	S.J BURTON
Geprüft:	
Datum:	4/30/2020
Ausgabe:	K

Zeichnung Nr:	Blatt: 1
Weller Blatt:	-
10P64202	
FIRMEEIGENE 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.	
Firmenname und Vertriebsinformationen 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.	



HINWEISE:

1. (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN
- (b)  KLEMME.
- (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

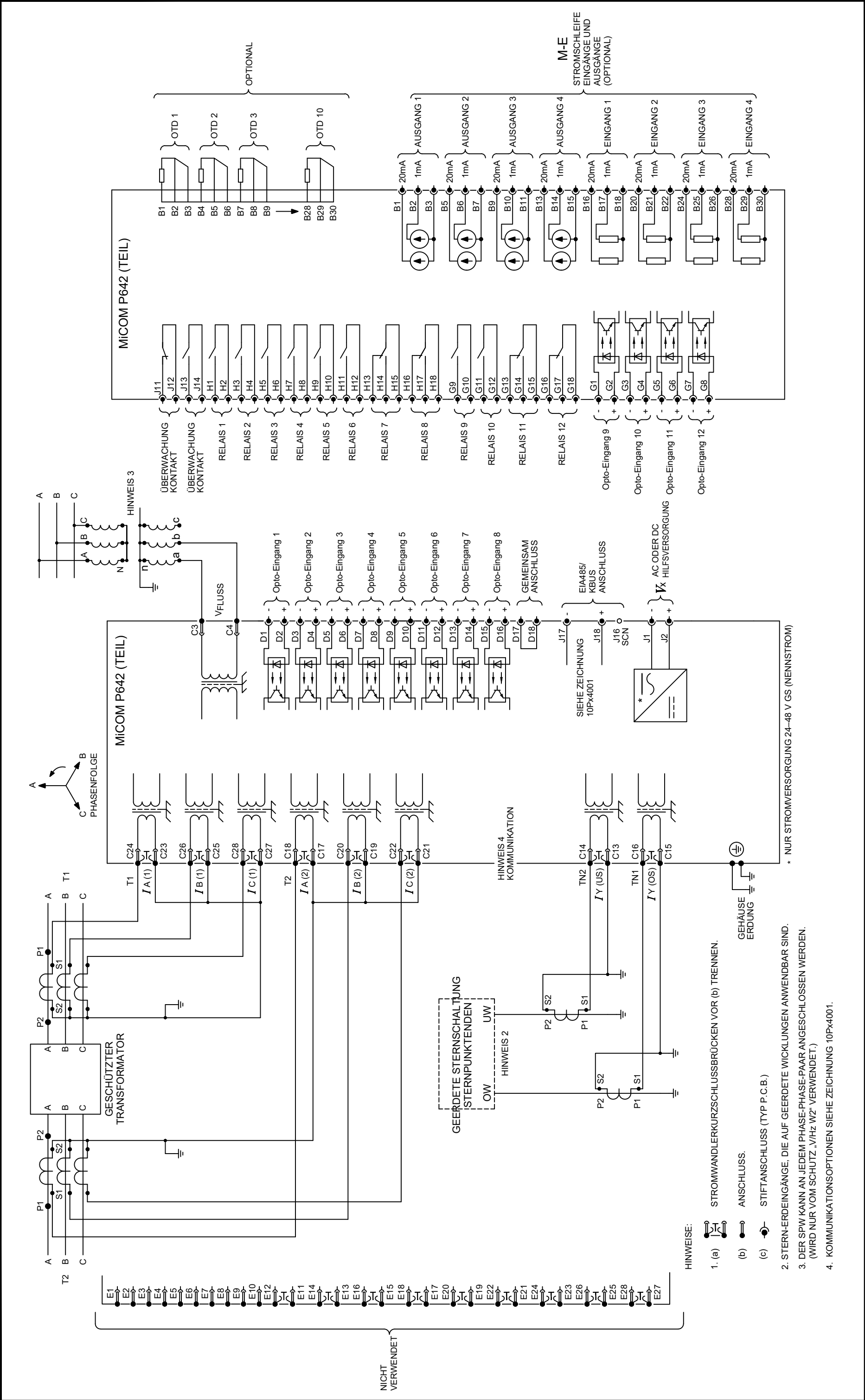
2. STERN-ERDEINGANGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
3. DER SPW KANN AN JEDER PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ-/W/Hz W2/ VERWENDET).
4. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG - 10P4001.
5. FÜR DIE BEREICHE 0 – 10 mA, 0 – 20 mA UND 4 – 20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE VERFÜGBAR. FÜR DIE BEREICHE 0,1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe:	Revision:
K	CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

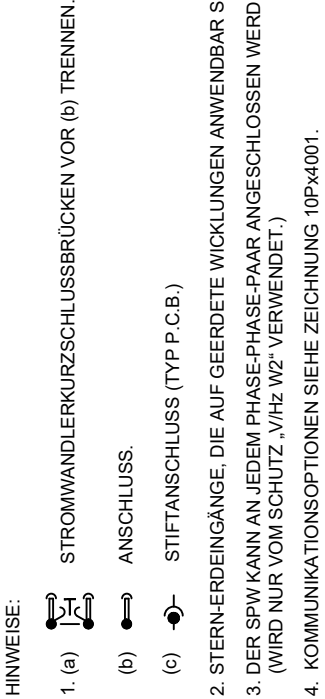
ort auf GE-Format

FIRMEEIGENE 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen unterliegen, die gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

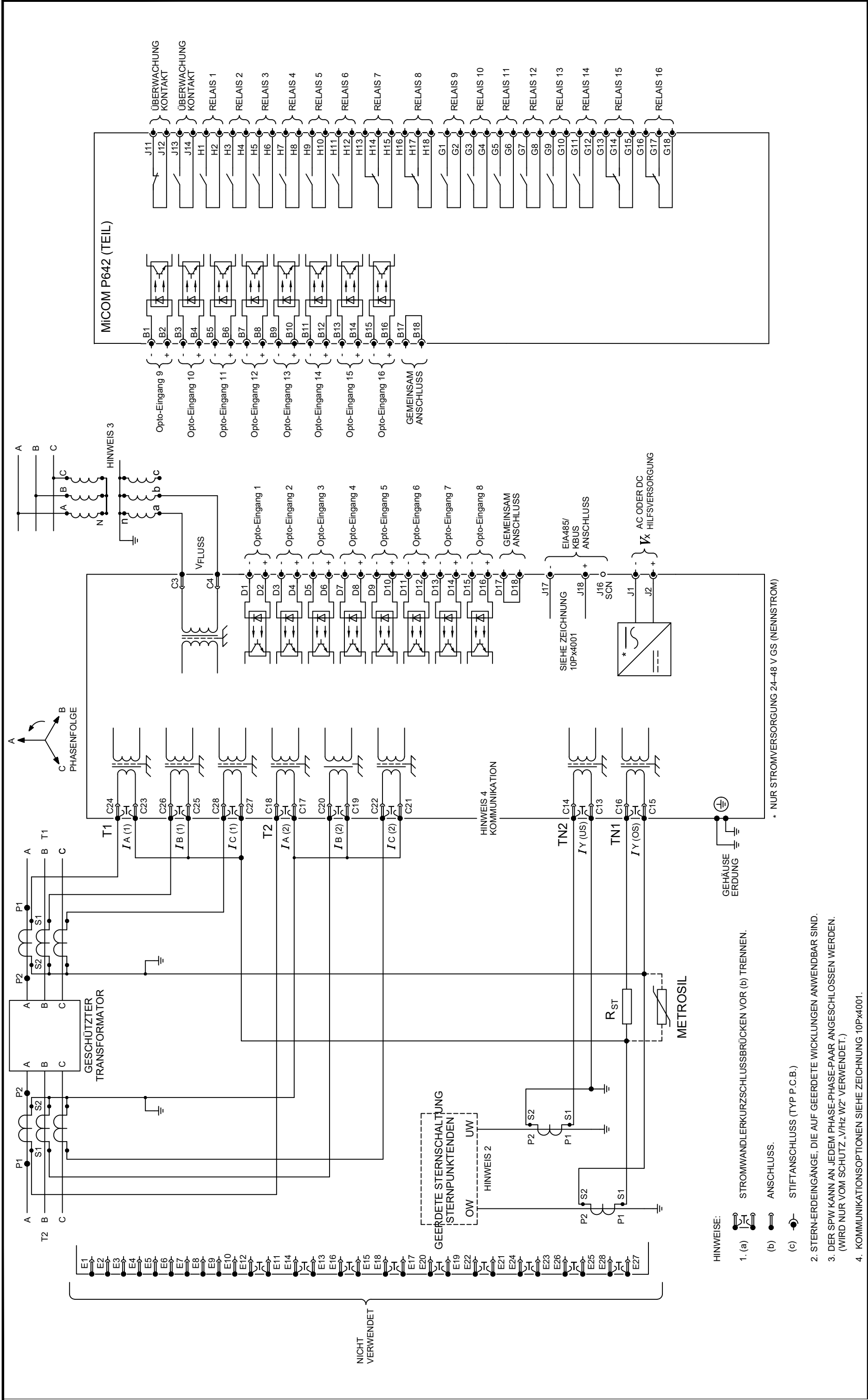
Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 2 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (8E/8A + CLO) MITTEL 1-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGANG (40TE)	Blatt: 1
	Weiter Blatt: -



Ausgabe: B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE: TRANSFORMATOR MIT ZWEI STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (12E/12A) MIT 1-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGANG (60TE)	
Datum: 03/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr.: 10P64226	
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1	Weiter Blatt: 2
		GE Vernova GE Vernova Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford ST16 1WT, UK	



Ausgabe: B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFÜGT.	Titel: ANSCHLUSSPLAN: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN DASSELBE PRINZIP GILT FÜR WIRE HIGH Z REF FÜR T2 (60TE)
Datum: 03/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64226
Datum:	Geprüft:	Blatt: 2
		Weiter Blatt: -
FIRMEEIGENE 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 Leonard's Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK



Ausgabe: B		Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN DASSELBE PRINZIP GILT FÜR WIRE HIGH Z REF FÜR T2	
Datum: 03/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64233		
Datum:	Geprüft:				

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.

GEVERNNOVA

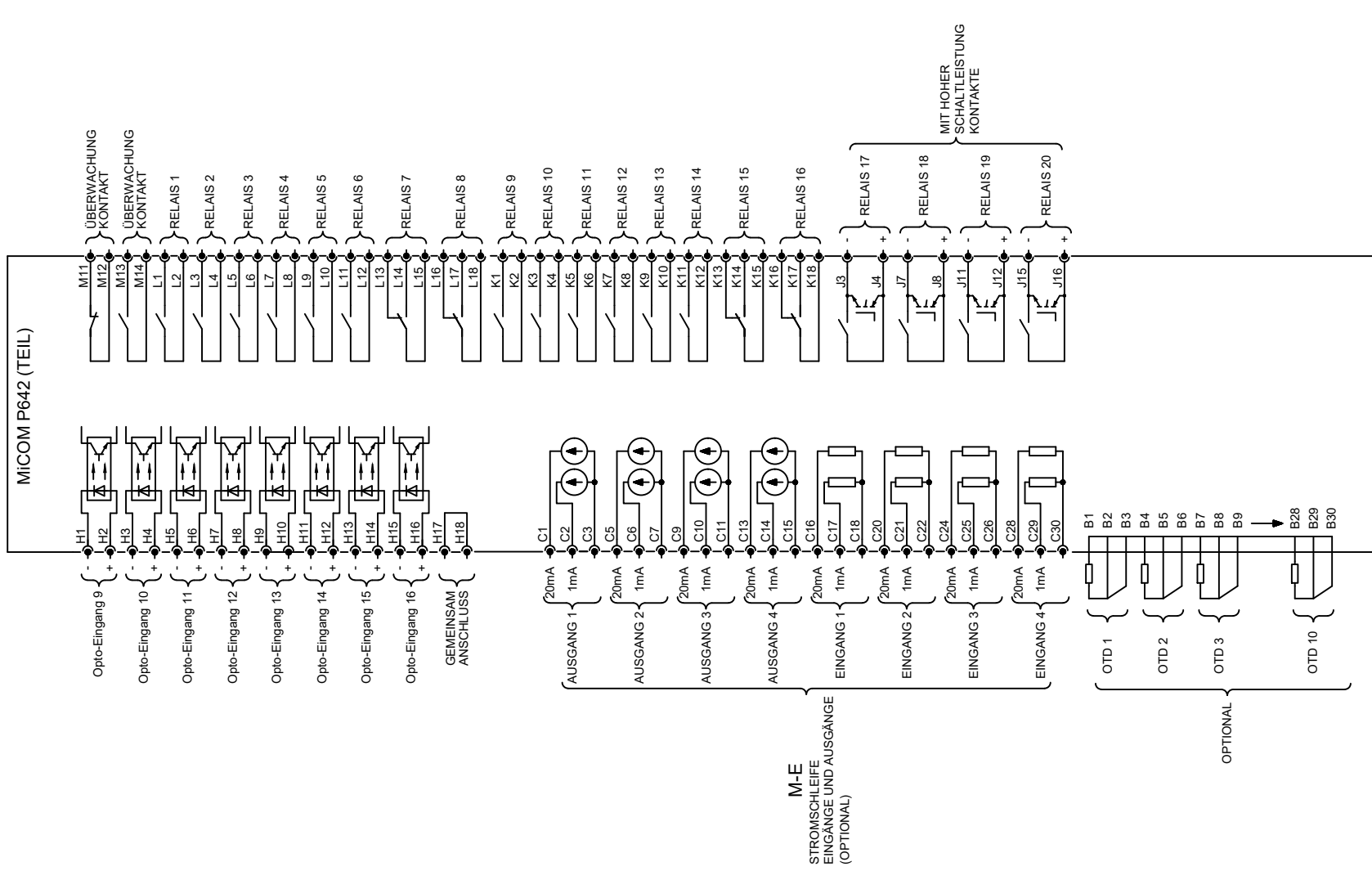
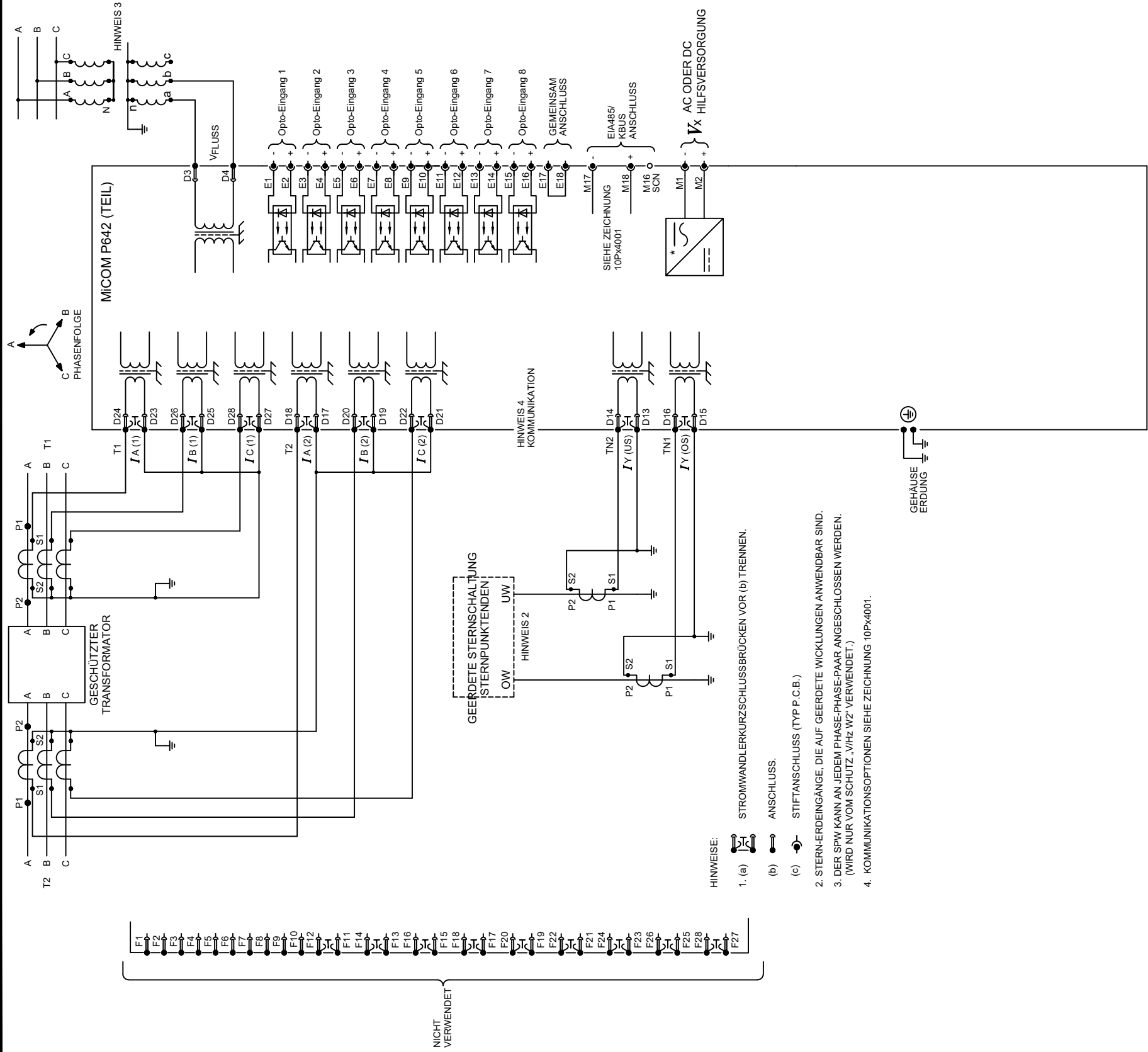
GEUK Grid Solutions Ltd

St Leonards Building,

Harry Kerr Drive,

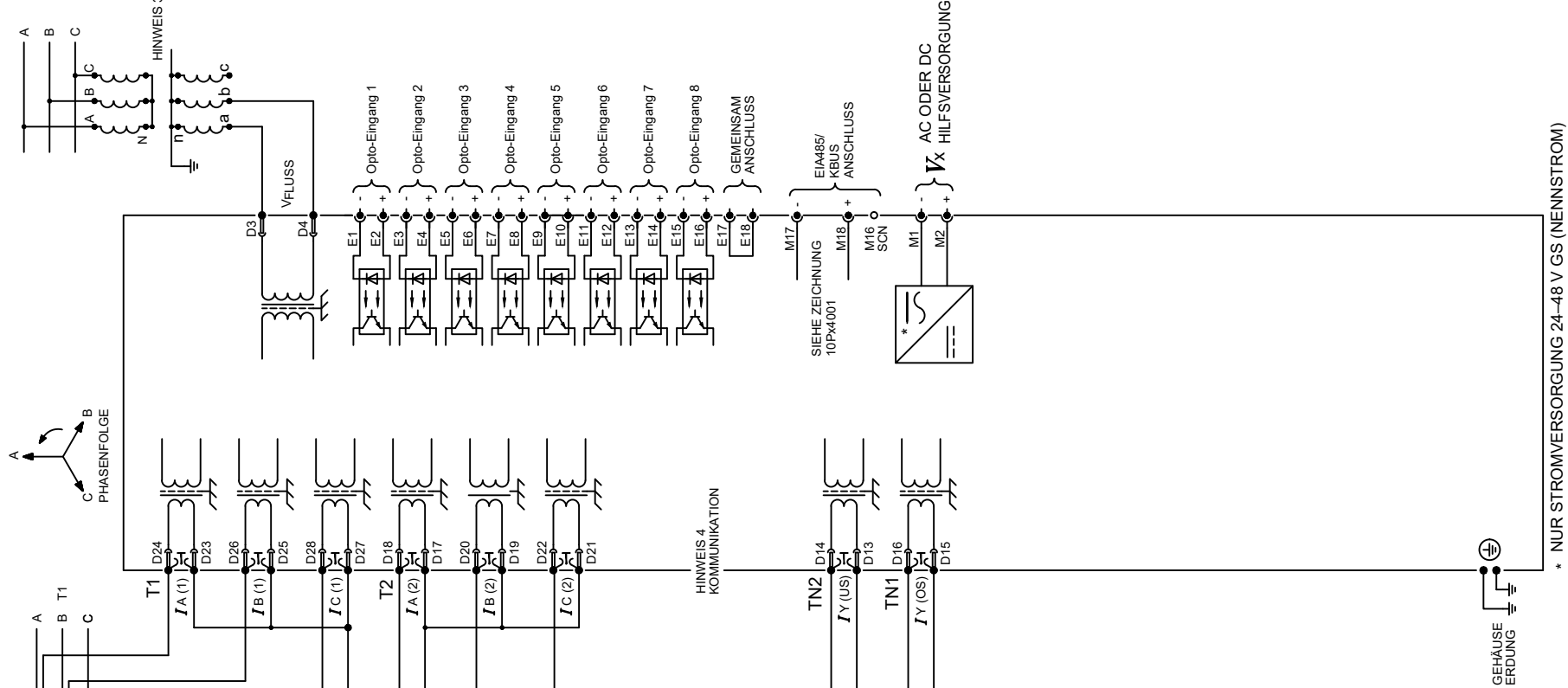
Stafford

ST16 1WT, UK



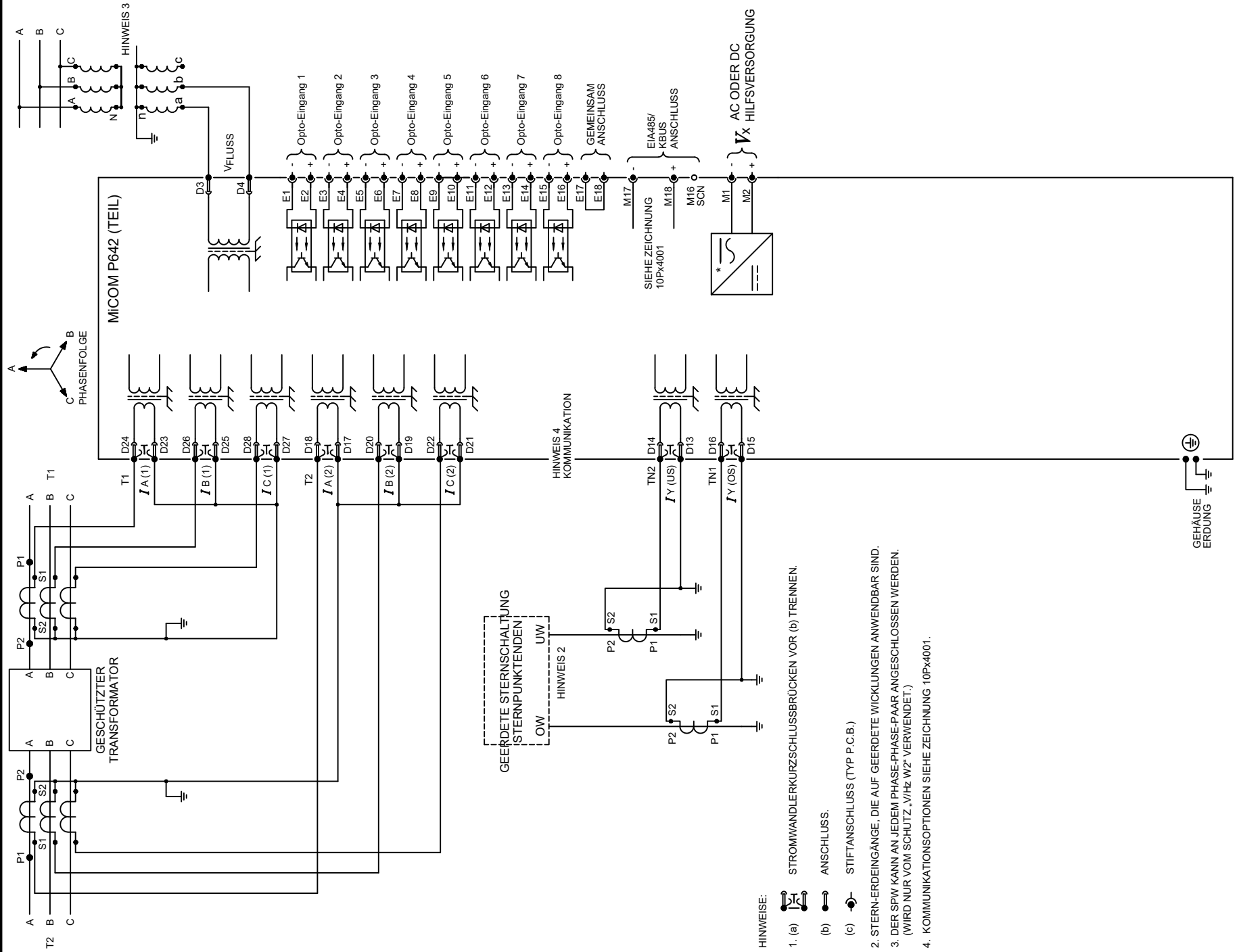
* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

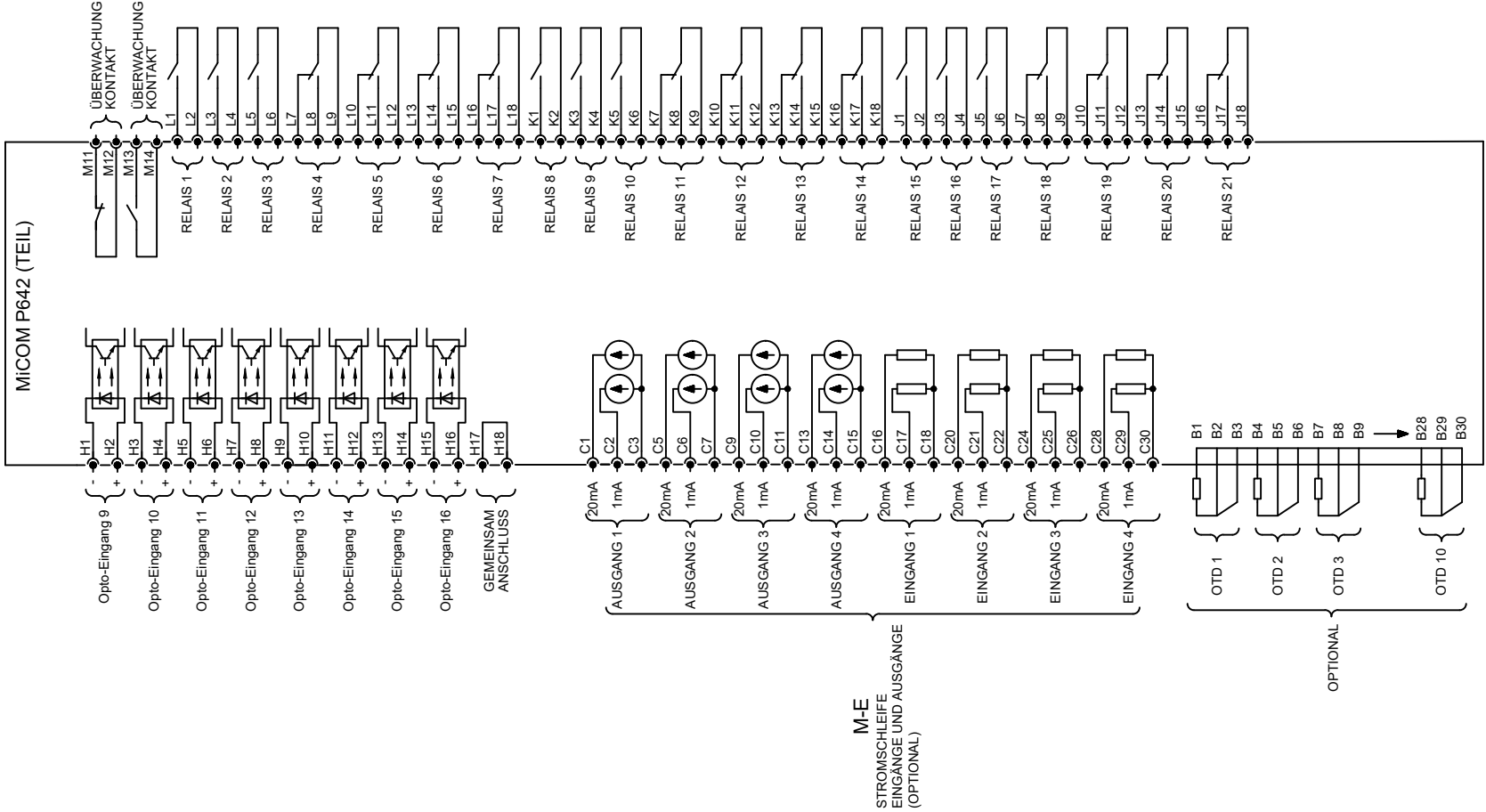
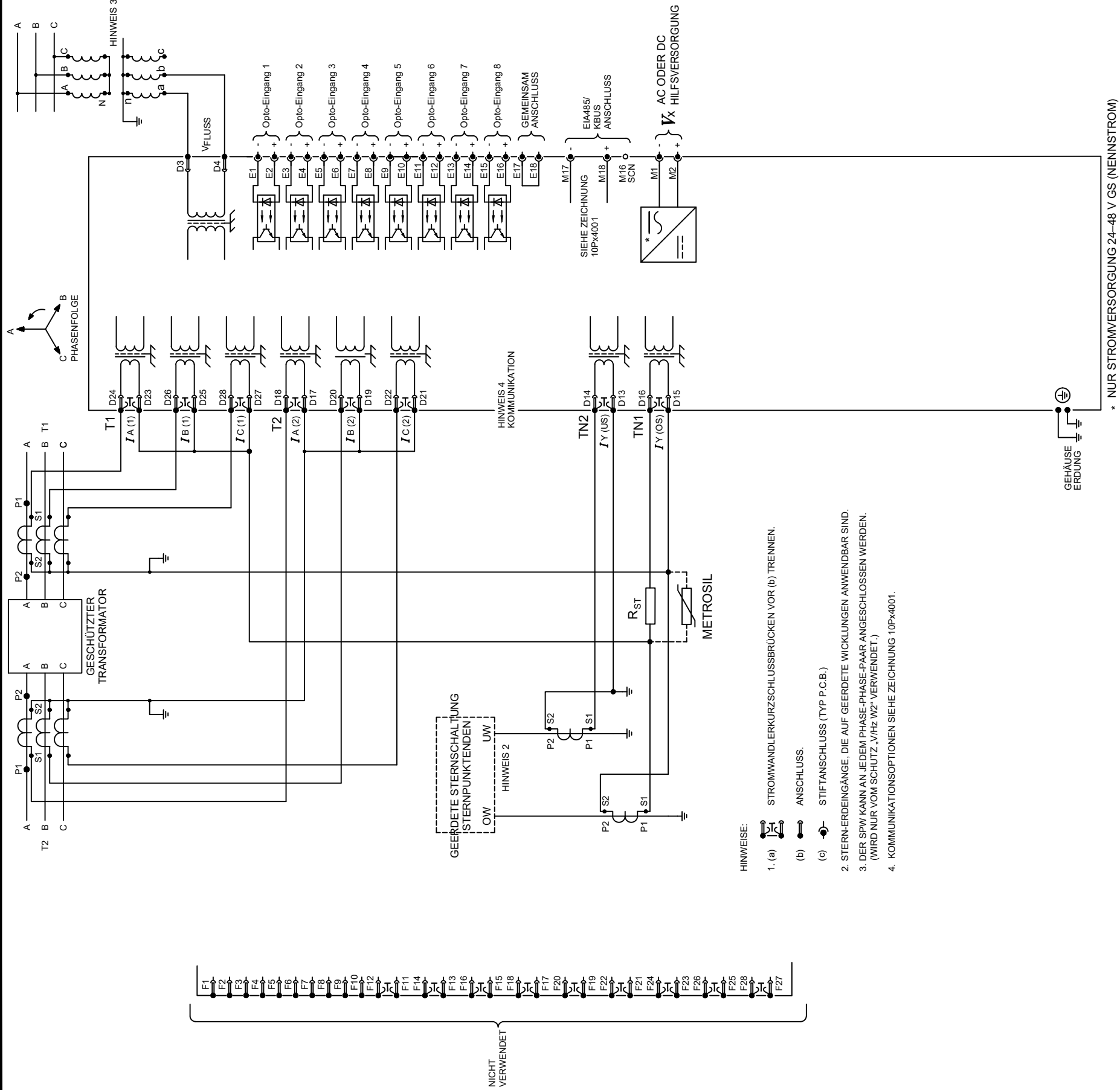
Ausgabe: B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGÜGT.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE: TRANSFORMATOR MIT ZWEI STABILISIERUNGSEINSTELLUNGENDIFFERENTIAL (16E/20A) MIT 1-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGANG (80TE)
Datum: 06/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMEEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN 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: 10P64237
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1 Weiter Blatt: 2	GE VERNOVA ©UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK



* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

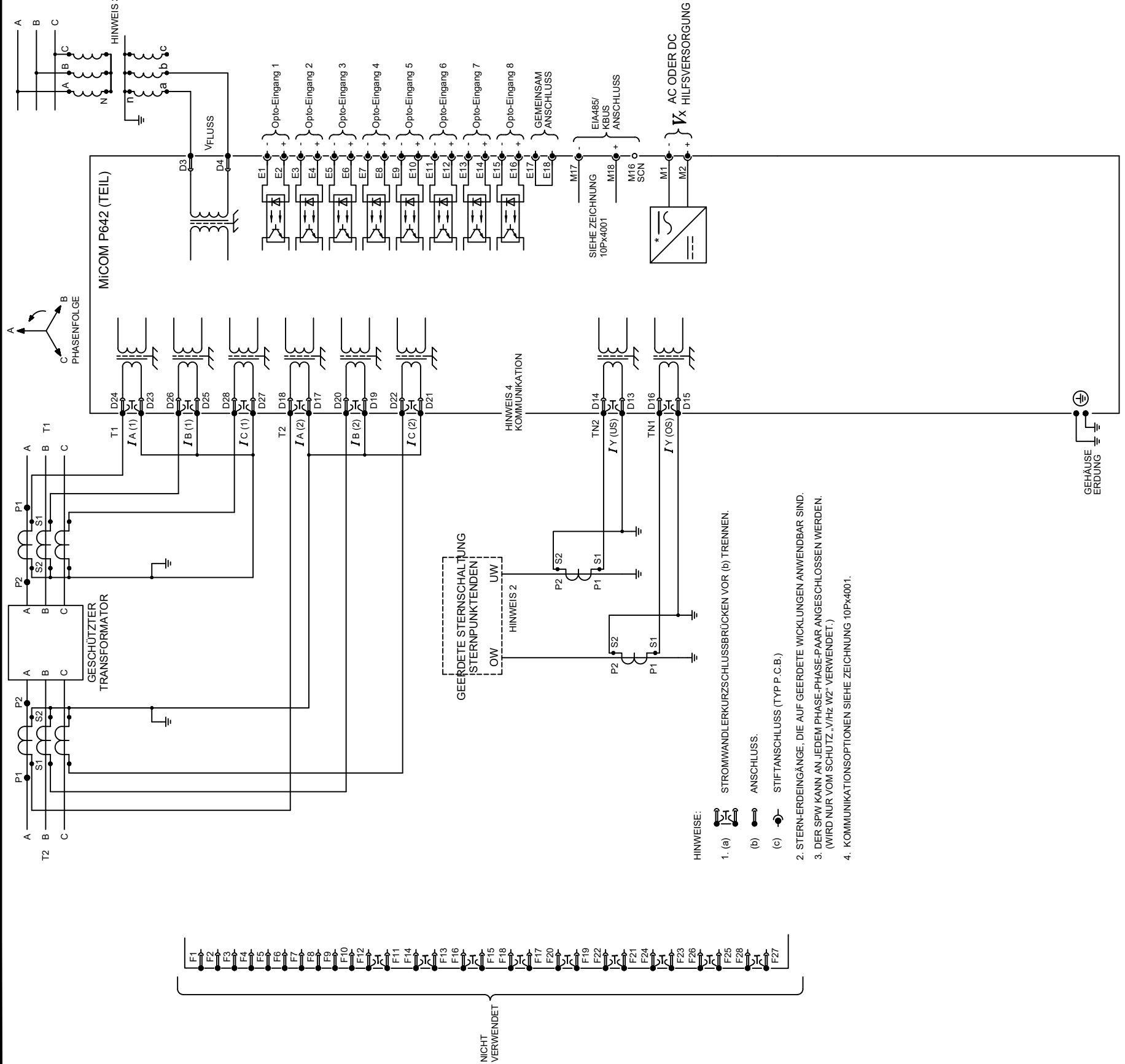
Ausgabe:	B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.
Datum: 06/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMEEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova. Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument 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 UNVERKÖFFENTLICHTHE INFORMATIONEN.
Datum:	Geprüft:	
Titel: ANSCHLUSSPLAN: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN DASSELBE PRINZIP GILT FÜR WIRE HIGH Z REF T2 (80TE)		
Zeichnung Nr:		Blatt: 2
		Weiter Blatt:
		 OUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford. ST16 1WT, UK



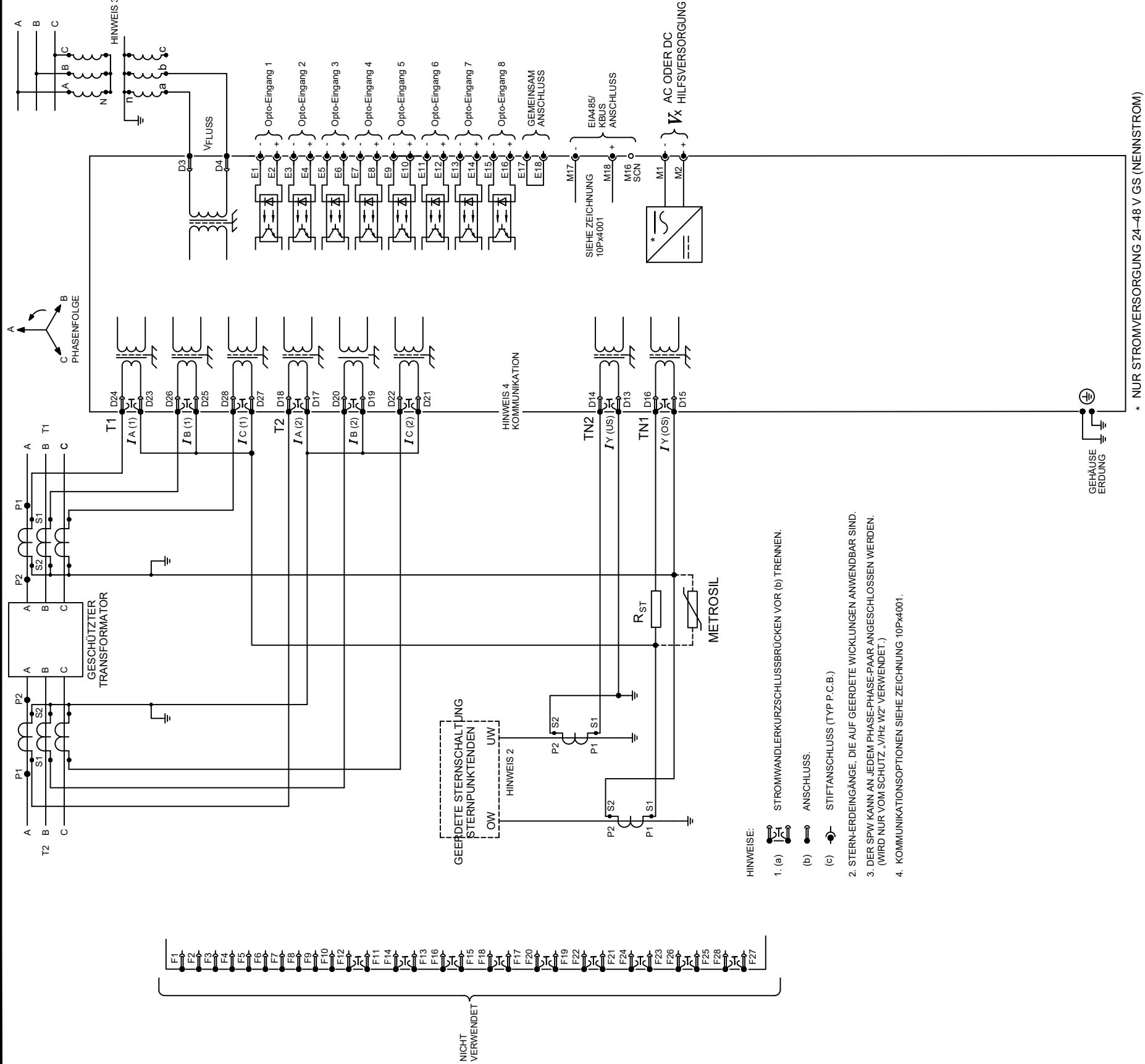


* NUR STROM/VERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

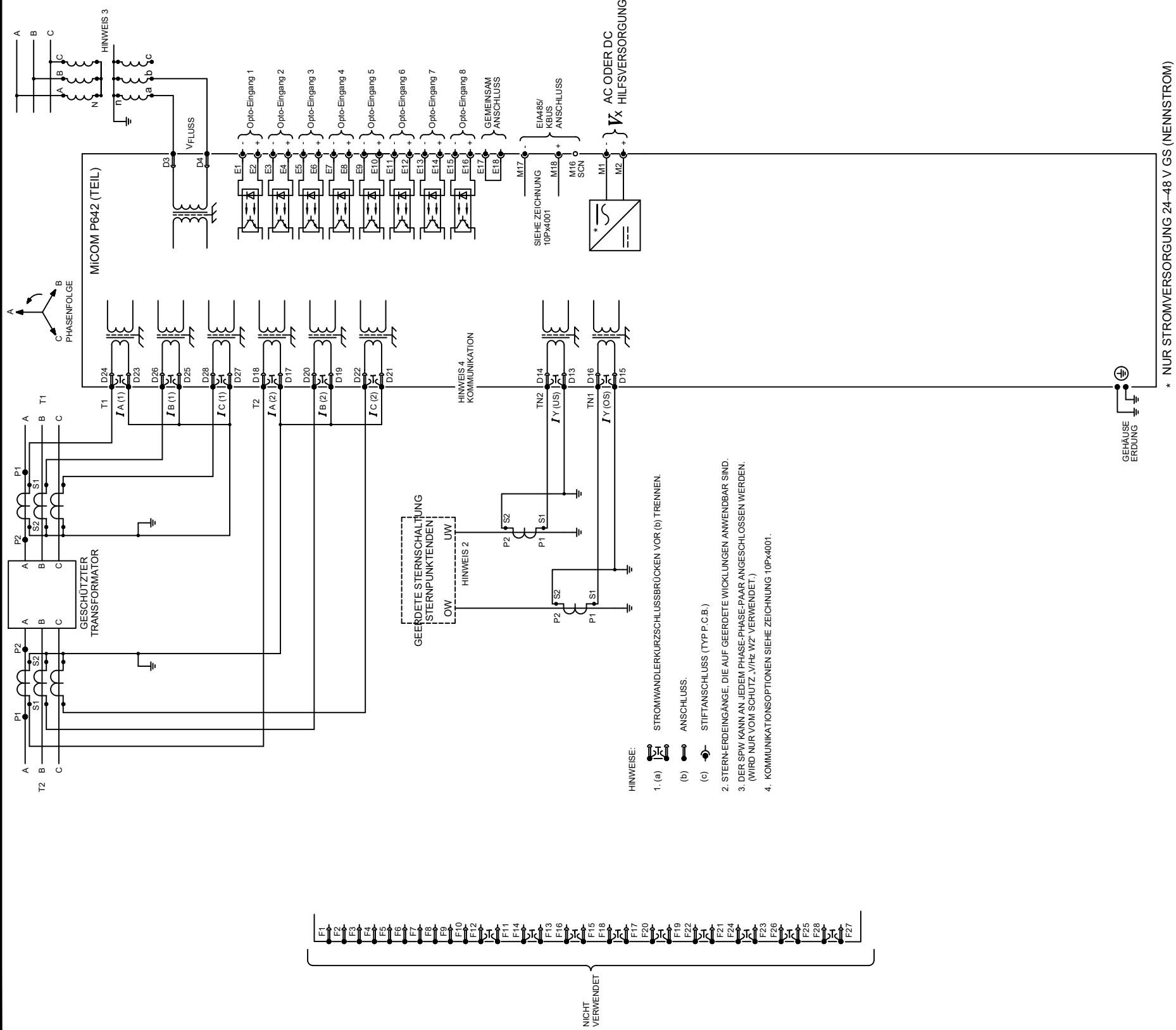
Ausgabe: B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.	Titel: ANSCHLUSSPLAN: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN DASSELBE PRINZIP GILT FÜR WIRE HIGH Z REF FÜR T2 (80TE)	
	Datum: 06/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON 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.
Datum:	Geprüft:	Zeichnung Nr: 10P64241	Blatt: 2 Weiter - Blatt:
		GE Vernova OJUK Grid Solutions Ltd 81 Leopards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.	



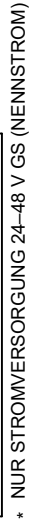
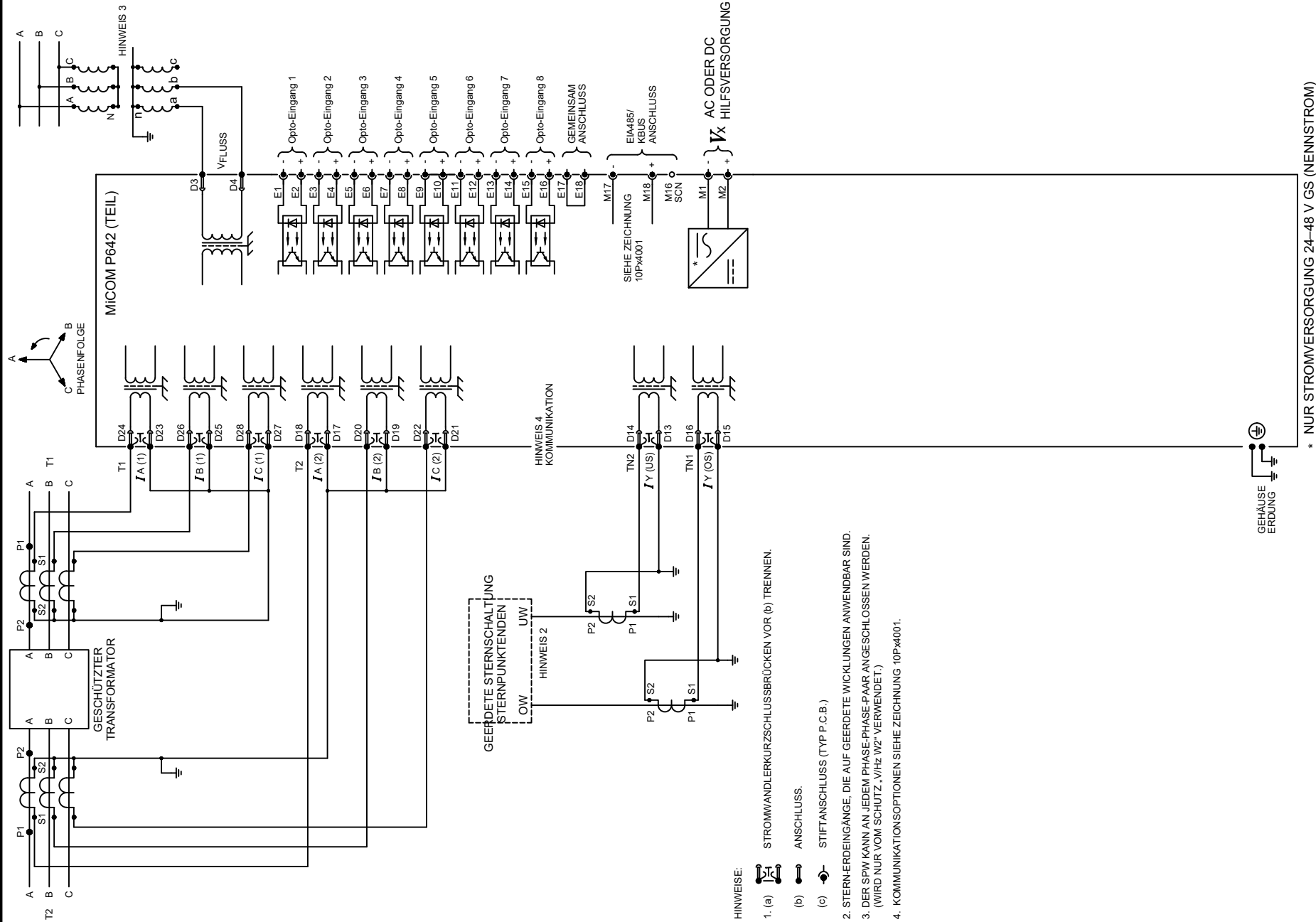
Ausgabe: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE: TRANSFORMATOR MIT ZWEI STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL. (16E/24A) MIT 1-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGANG (80TE)	
	Datum: 06/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr.: 10P64245	
Datum:		Geprüft:	Blatt: 1	
			Weiter Blatt: 2	



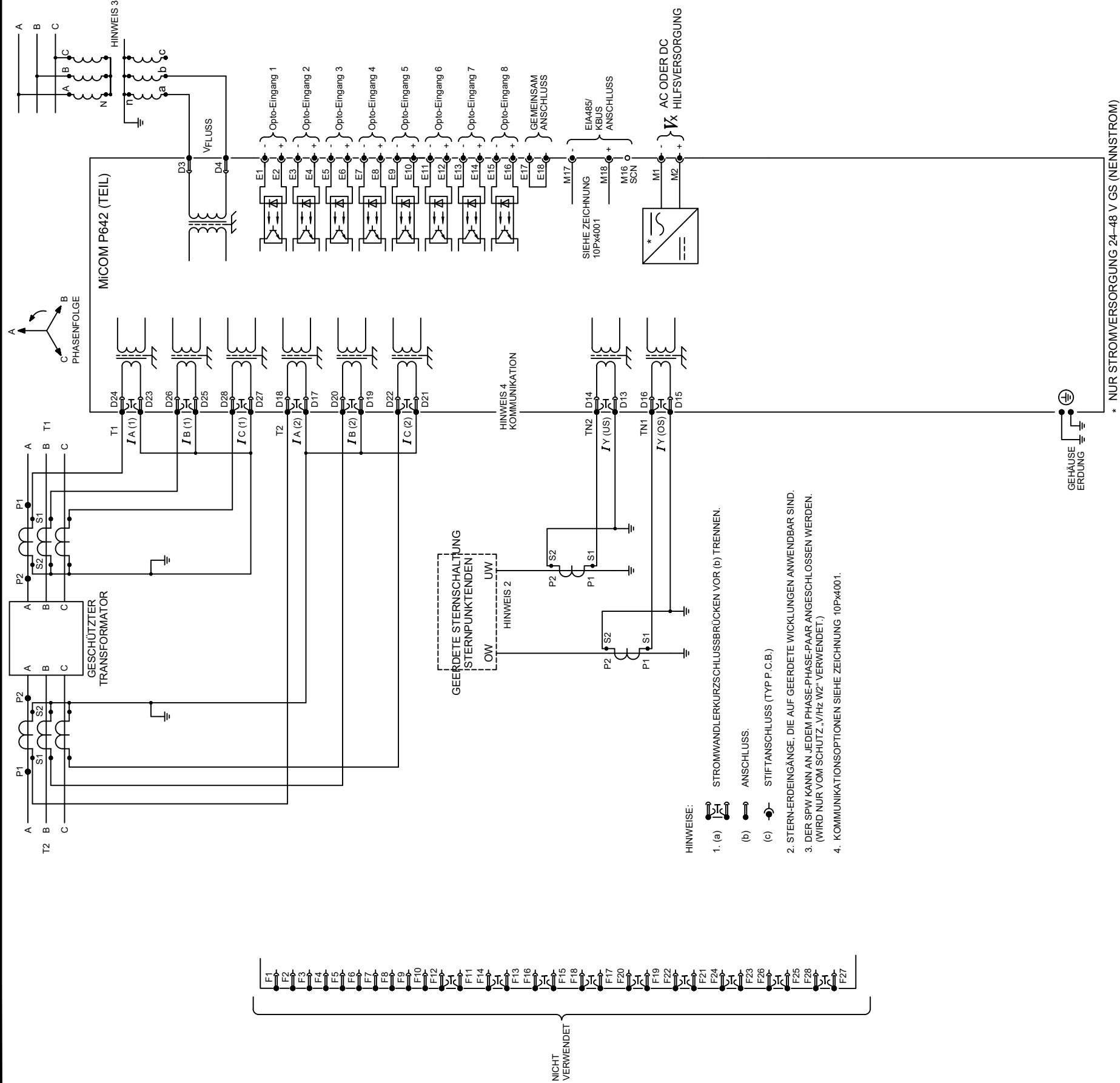
Ausgabe: B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.	Titel: ANSCHLUSSPLAN: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN DASSELBE PRINZIP GILT FÜR WIRE HIGH Z REF FÜR T2 (80TE)	
	Datum: 06/05/02024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN 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.
Datum:	Geprüft:	Blatt: 2	Weiter Blatt:
		Zeichnung Nr: 10P64245	
		GE VERNOVA OUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.	



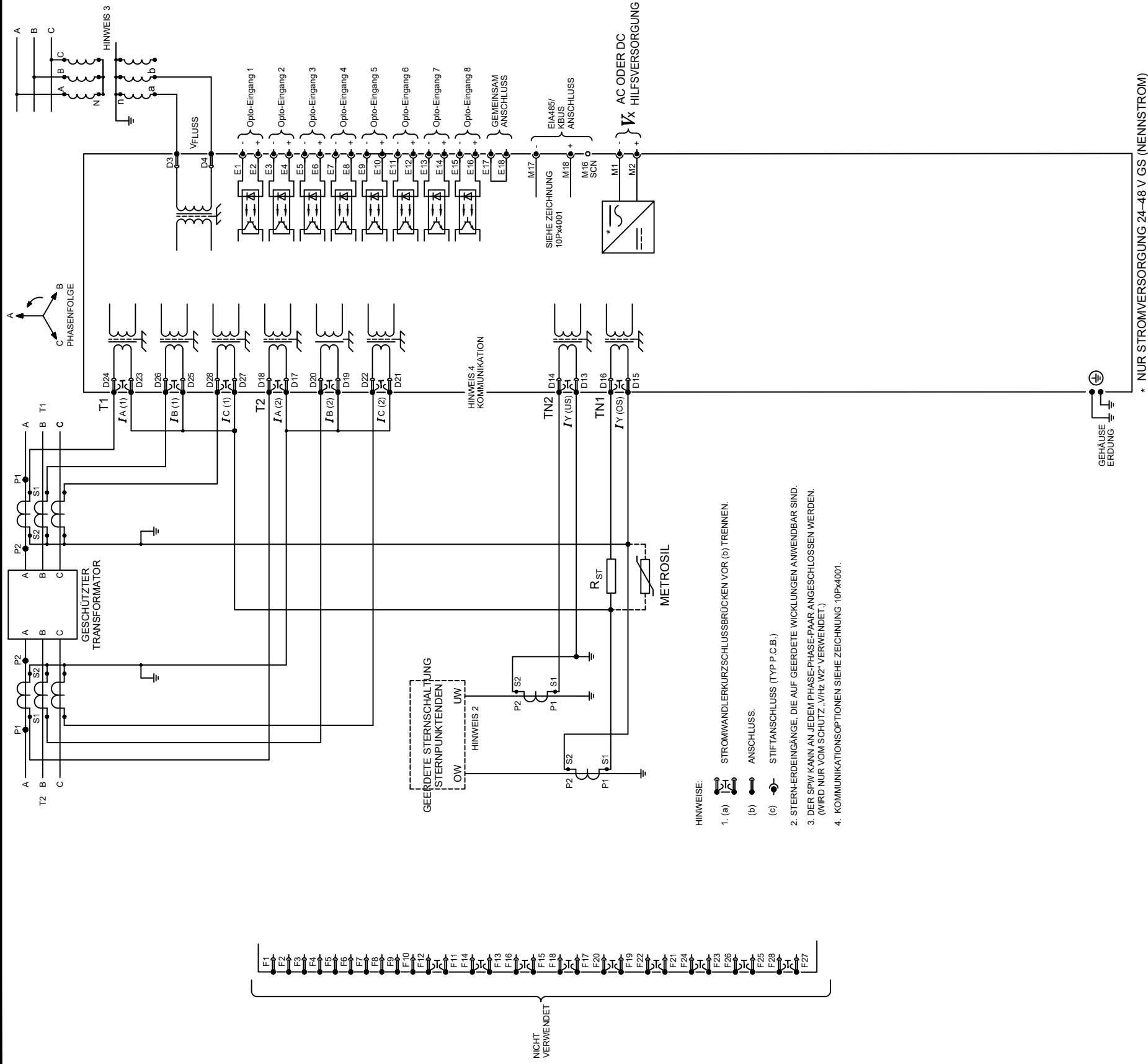
Ausgabe: B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE: TRANSFORMATOR MIT ZWEI STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL. (20E/20A) MIT 1-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGANG (80TE)	
Datum: 06/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr. 10P64249	
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1	Weiter 2 Blatt:
		GE Vernova GE Vernova UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	



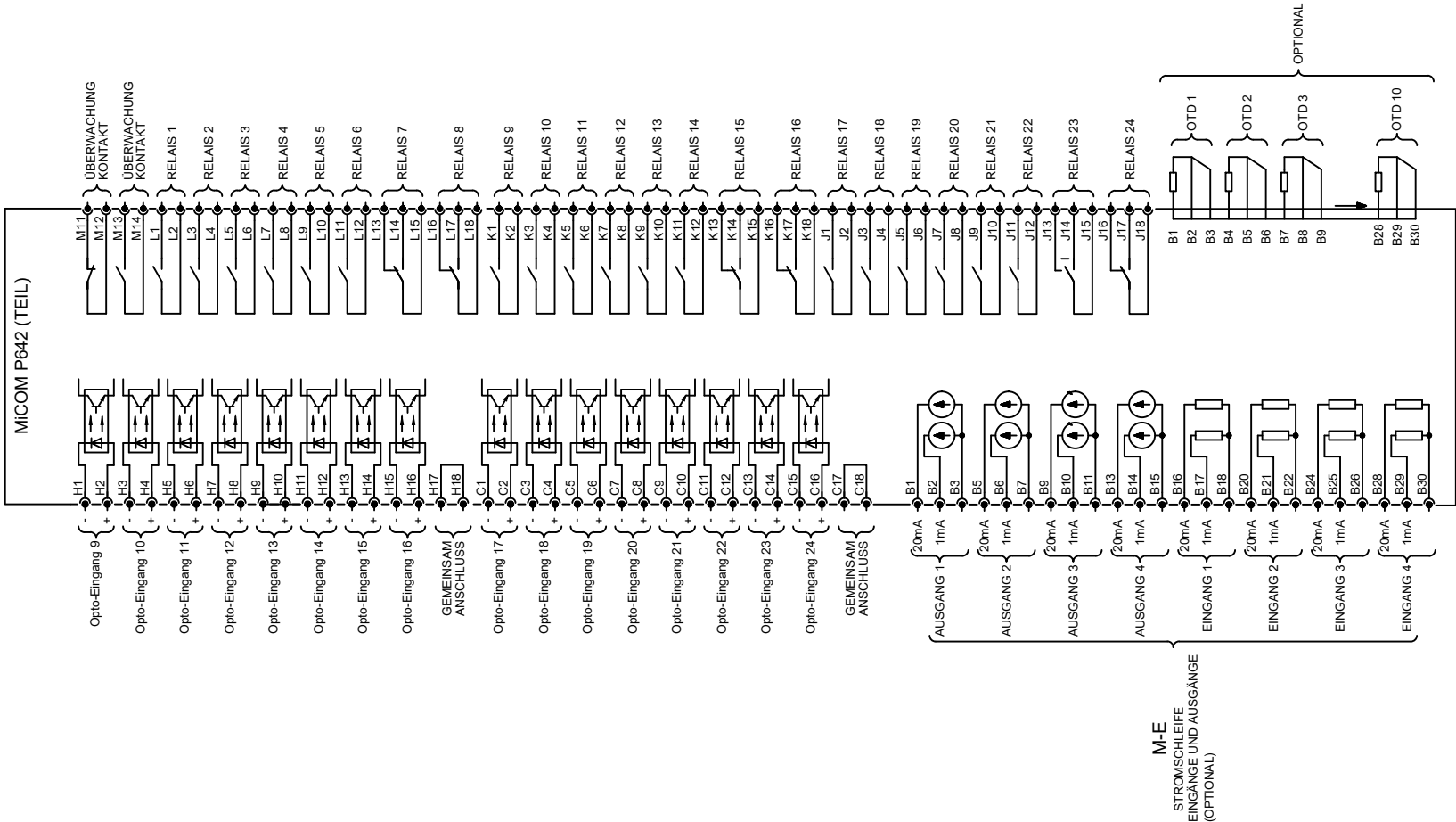
Ausgabe: B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGÜGT.		
Datum: 06/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende 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: 10P64257
Datum:	Geprüft:	Firmenlogo GE Vernova © UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	Blatt: 1 Weiter Blatt: 2



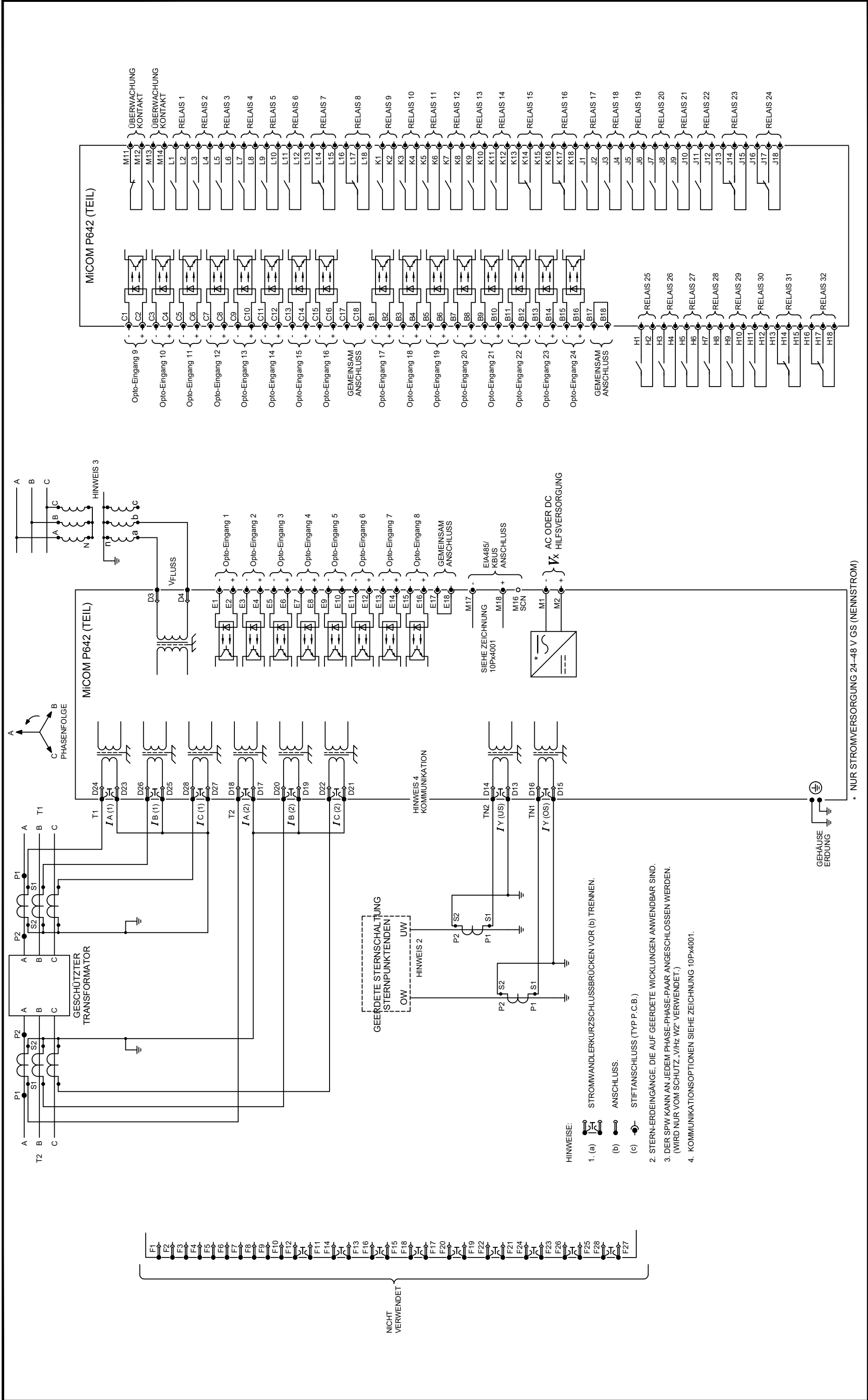
Ausgabe: C	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE: TRANSFORMATOR MIT ZWEI STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. (24E/16A + 8A GE MIT HOHER GESCHWINDIGKEIT/ HOHER SCHALTLEISTUNG) MIT 1-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGANG (80TE)			
		Zeichnung Nr.: 10P64258			
Datum: 07/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMEEIGENE 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.			
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1 Weiter 2 Blatt: 2			
		GE VERNOVA OJK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.			



Ausgabe: C	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFÜGT.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN DASSELBE PRINZIP GILT FÜR WIRE HIGH Z REF T2 (80TE)
Datum: 08/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64258
Datum:	Geprüft:	Blatt: 2 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 UNVERÖFFENTLICHTTE INFORMATIONEN. GE VERNOVA OUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Staffordshire ST16 1WT, UK		



Ausgabe: B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGÜGT.	Titel: ANSCHLUSSPLAN: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN DASSELBE PRINZIP GILT FÜR WIRE HIGH Z REF FÜR T2 (80TE)
Datum: 06/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64259
Datum:	Geprüft:	Blatt: 2 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 OUJK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Ken Drive, Stafford ST16 1WT, UK		



Ausgabe:	B	Revision:	CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFGT.
Datum:	06/05/2024	Bezeichnung:	S WOOTTON
Datum:		Geprüft:	

GE VERNOVA

UK Grid Solutions Ltd

St Leonards Building,

Harry Kerr Drive,

Stafford,

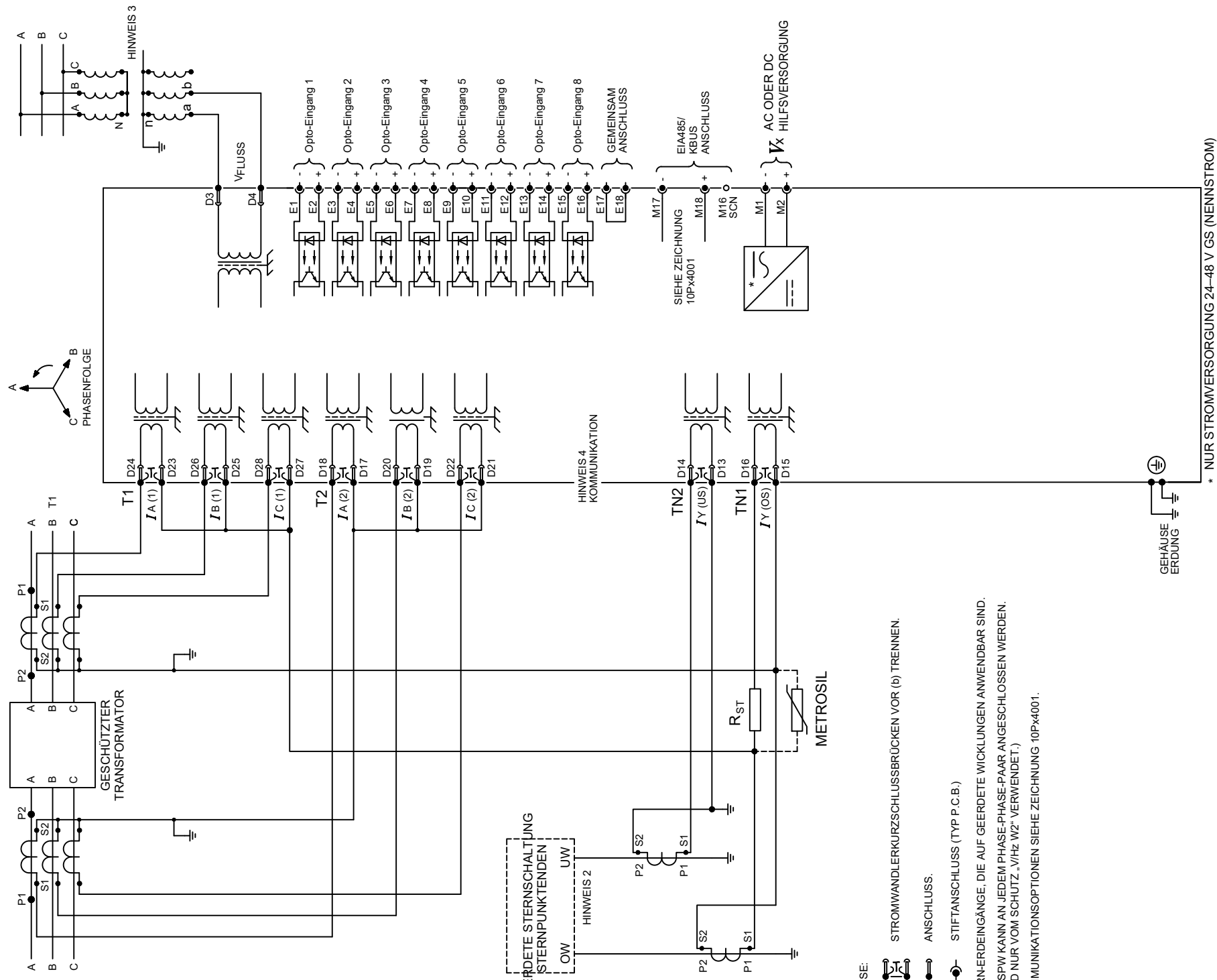
ST16 1WT, UK

Blatt:

1

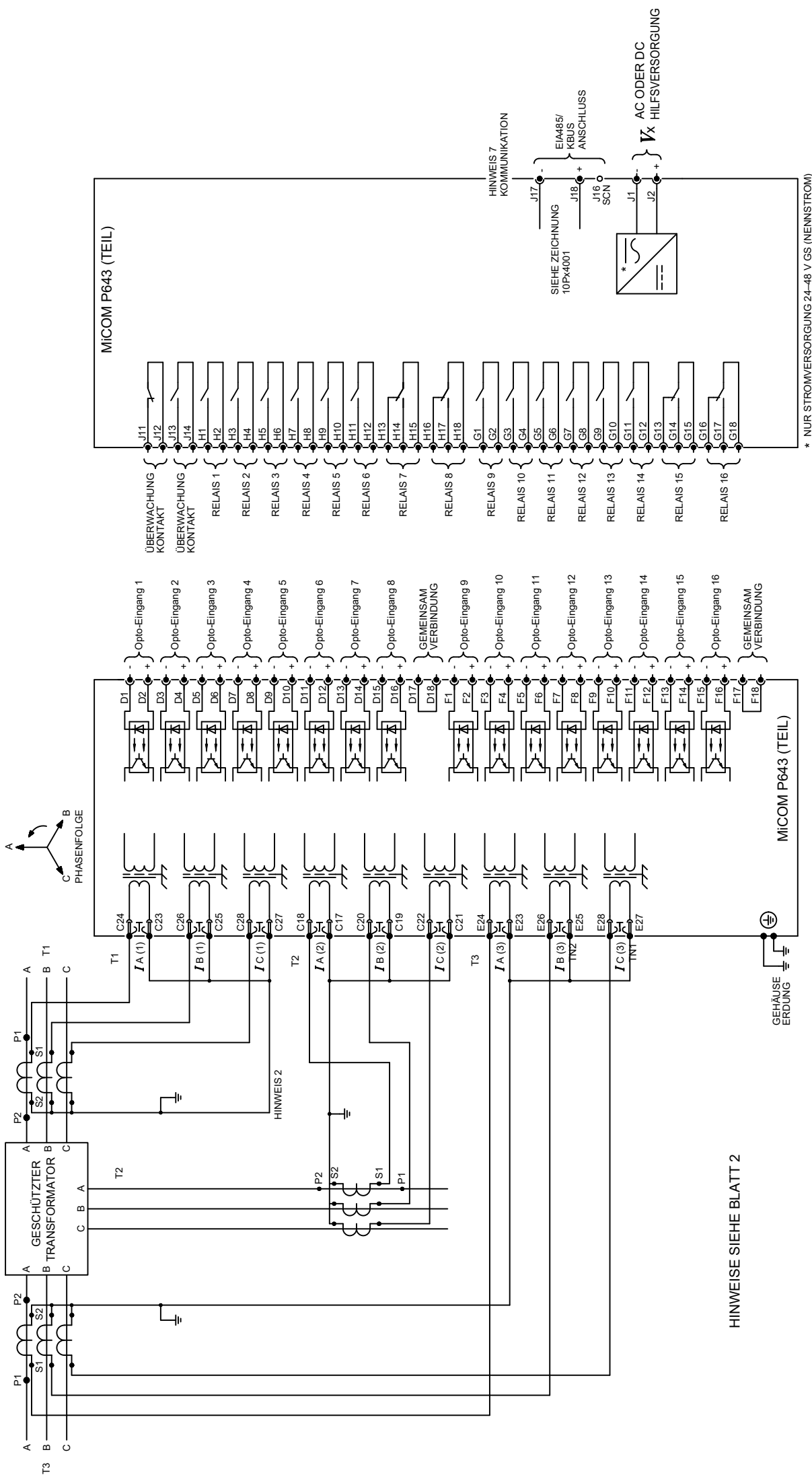
Weiter Blatt:

2



- HINWEISE:
1. (a)  (b) (c) 
2. STERN-EE
3. DER SPW
(WIRD NU
4. KOMMUN

Ausgabe: B	Revision: CID008334. NICHT VERWENDETE ANSCHLÜSSE HINZUGEFÜGT.	Titel: ANSCHLUSSPLAN: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 2 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN DASSELBE PRINZIP GILT FÜR WIRE HIGH Z REF T2 (80TE)
Datum: 06/05/2024	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64262
Datum:	Geprüft:	Blatt: 2
		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  ØUK Grid Solutions Ltd St Leonard Building, Harry Kerr Drive, Stanford, Stafford, ST16 1WT, UK

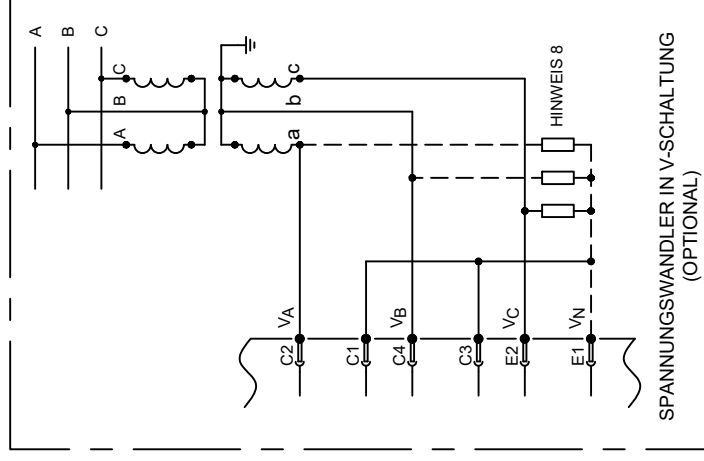


Ausgabe: G	Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format	Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (16E/16A) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)	
		Zeichnung Nr. 10P64301	
Datum: 4/30/2020	Bezeichnung: S.J BURTON	Blatt: 1	Blatt: 2
Datum:	Geprüft:	Weiter Blatt:	Weiter Blatt:

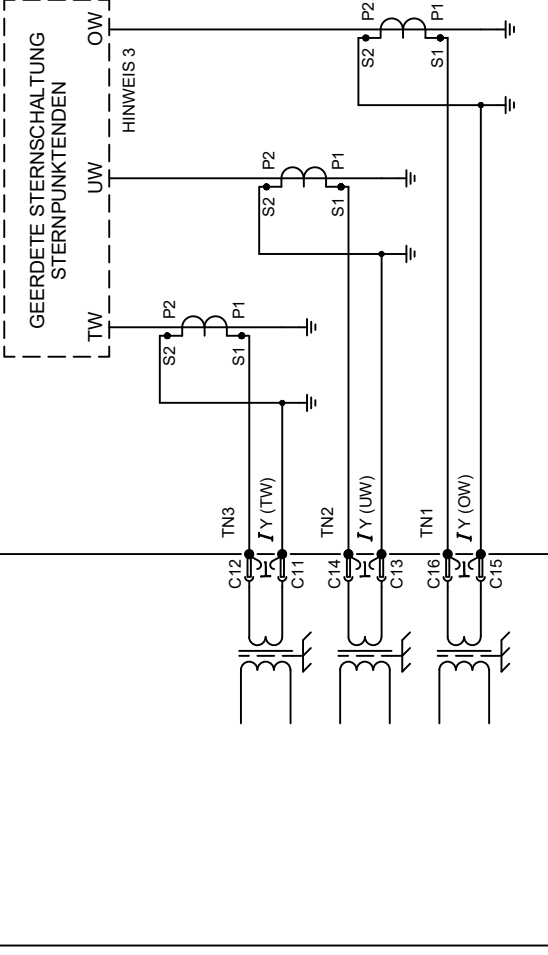
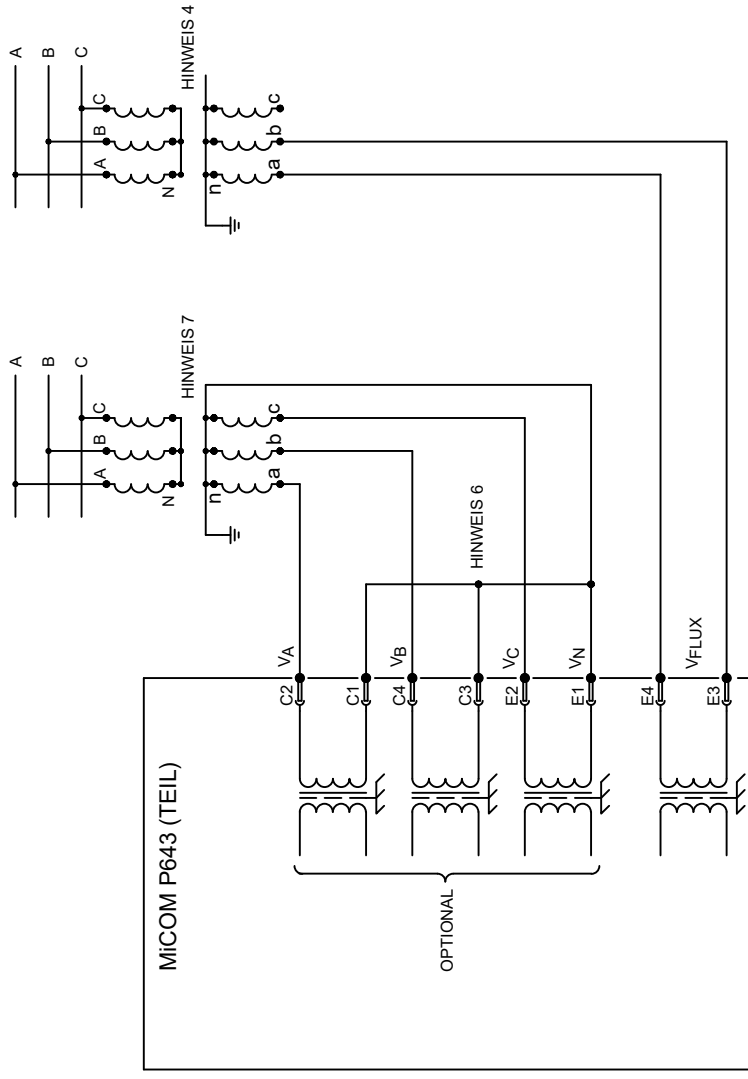
GE VERNOVA

© UK Grid Solutions Ltd

Si Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford,
ST16 1WT, UK.



SPANNUNGSWANDLER IN V-SCHALTUNG
(OPTIONAL)



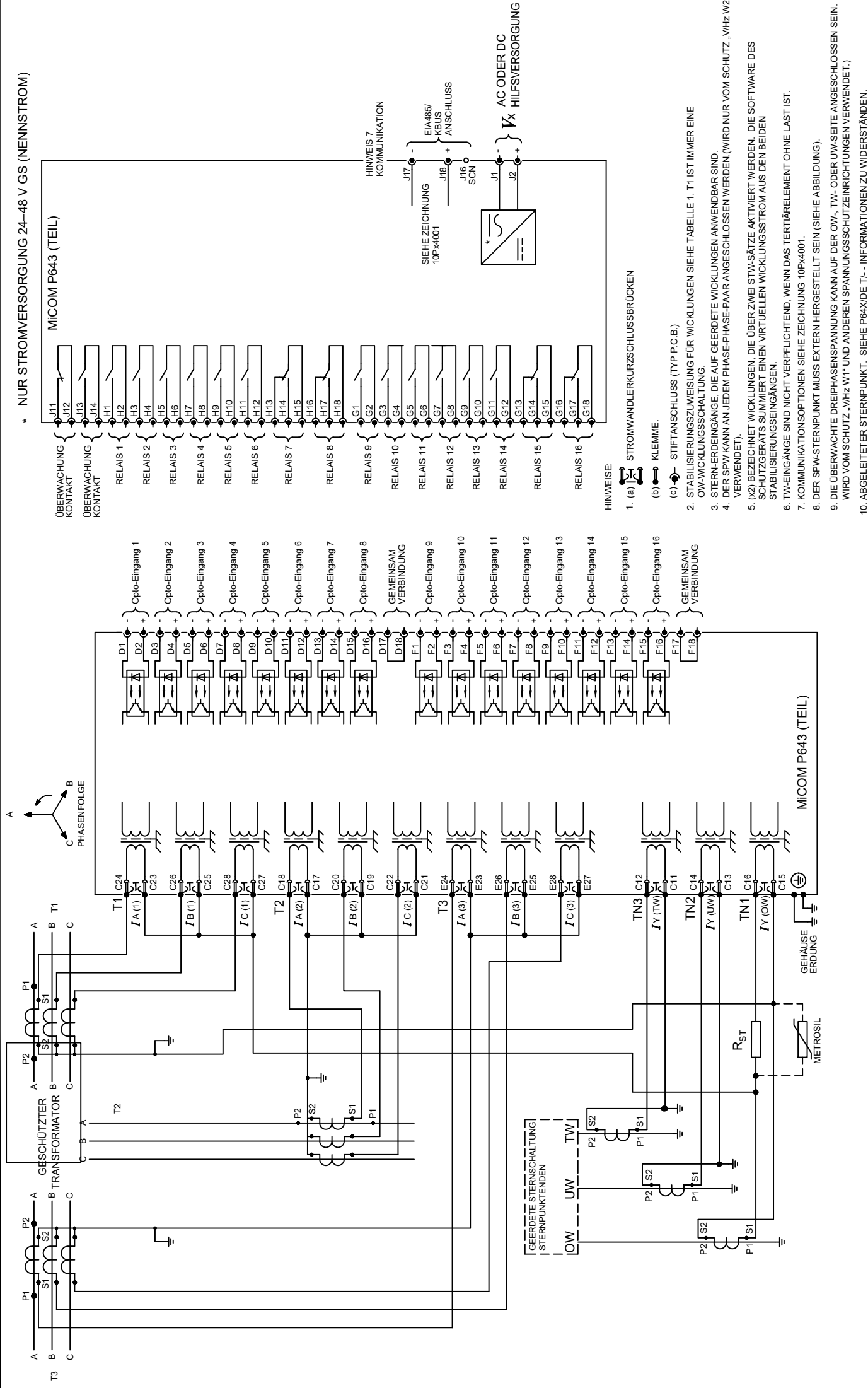
HINWEISE:

- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN
- (b) KLEMMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)
- STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10P64001.
- DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSCHWANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T1- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe: J		Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format		Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (16E/16A) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)	
Datum: 4/30/2020	Bezeichnung: S.J BURTON	FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.		Zeichnung Nr: 10P64301	
Datum:	Geprüft:			Blatt: 2 Weiter Blatt:	

GE VERNOVA

OUK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford,
ST16 1WT, UK.



HINWEISE:

1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) KLEMMEN

(c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINER DER WICKLUNGSGESCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGANG, DIE AUF GEORDETTE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGEGLOSSEN WERDEN (WIRD NUR IN VERBENET).
5. (X2) BEZEICHNET WICKLUNGEN, DIE ÜBER ZWEI STW-SÄTZE AKTIVIERT WERDEN. DIE SCHUTZGERÄTS SUMMIERT EINEN VIRTUELLEN WICKLUNGSSTROM AUS DEN BEIDEN STABILISIERUNGSEINGÄNGEN.
6. TW-EINGÄNGE SIND NICHT VERPFLICHTEND, WENN DAS TERZIÄRELEMENT OHNE LAST
7. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10P40001.
8. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABILDUNG).
9. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE AUF WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZZEINRICHTUNGEN VERFÜGBAR WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W“ - INFORMATIONEN ZU WIDERSTAND VERFÜGBAR.
10. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P6AX/DE T1- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTAND VERFÜGBAR.

Ausgabe:	Revision:
T	CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

Revision:
CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

Datum: 1/30/2020

Bezeichnung: S I B I R T O N

Datum:	Genriff:
--------	----------

Genrifi.

DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2 UND T3

FIRMEEIGENE 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und bestimmten anderen internationalen, GCE VERNOVA UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN.

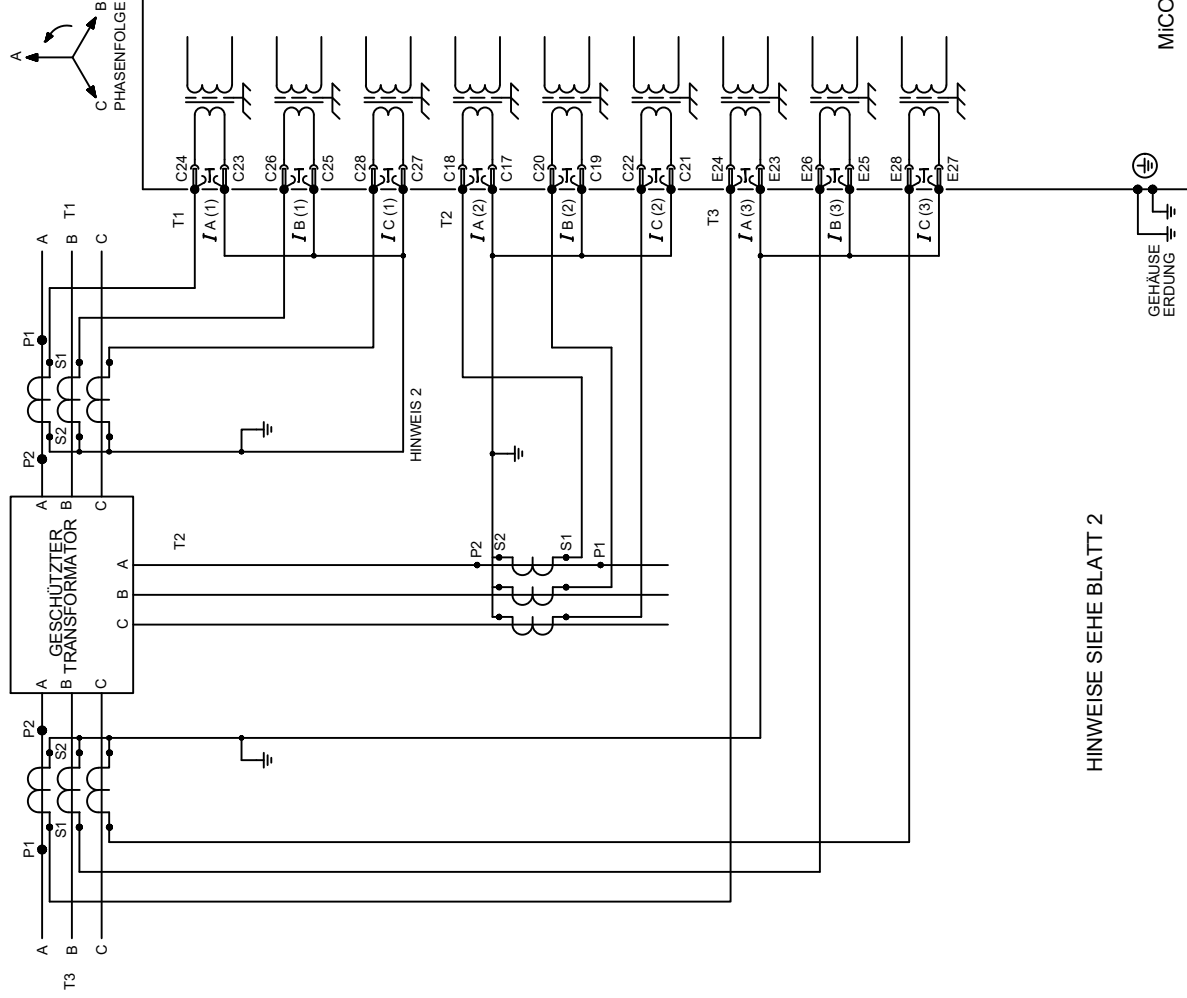
Zeichnung

10P64301

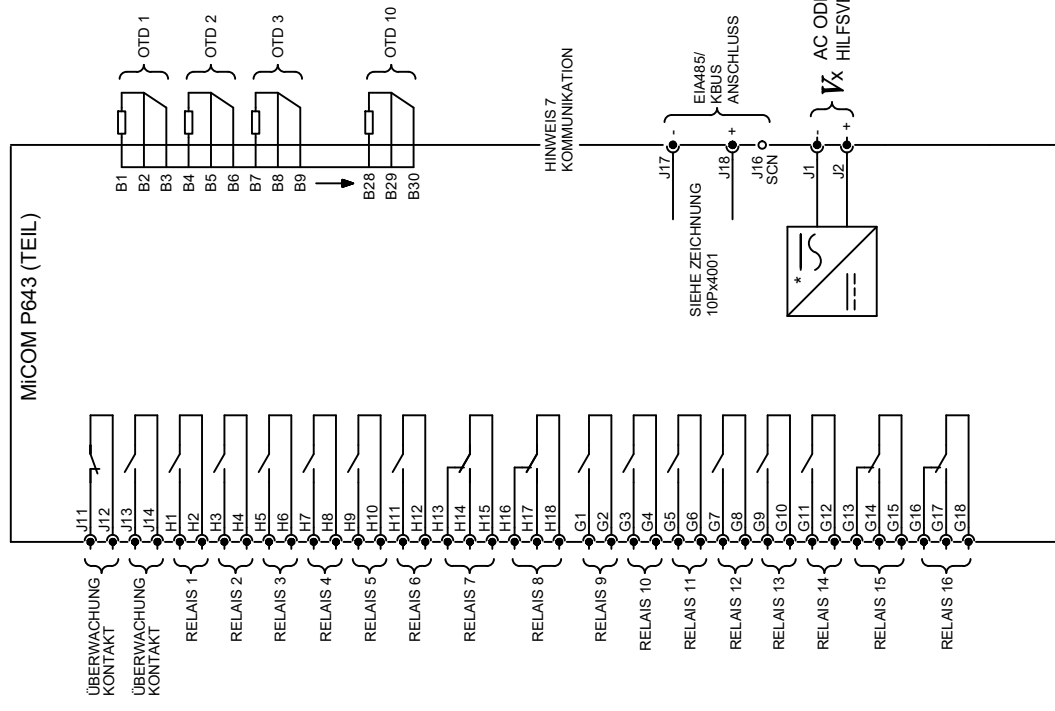
Blatt: 3

18/01/20

Blatt.



HINWEISE SIEHE BLATT 2



* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

Ausgabe: **G**

Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (16E/16A + RTD) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)

Datum: 4/30/2020
Bezeichnung: S.J.BURTON
Datum:
Geprüft:

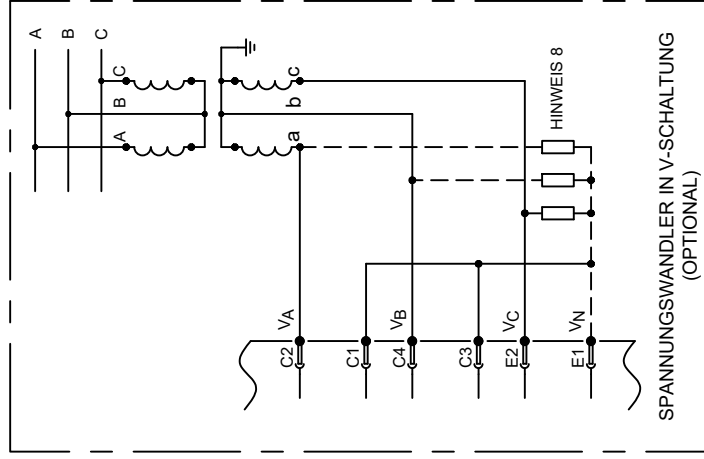
FIRMEEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova. Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen 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:

10P64302

Blatt: 1
Weiter Blatt: 2

GE Vernova
OUK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Slafford,
ST16 1WT, UK.



HINWEISE:

1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(b) KLEMMME.

(c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.

3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.

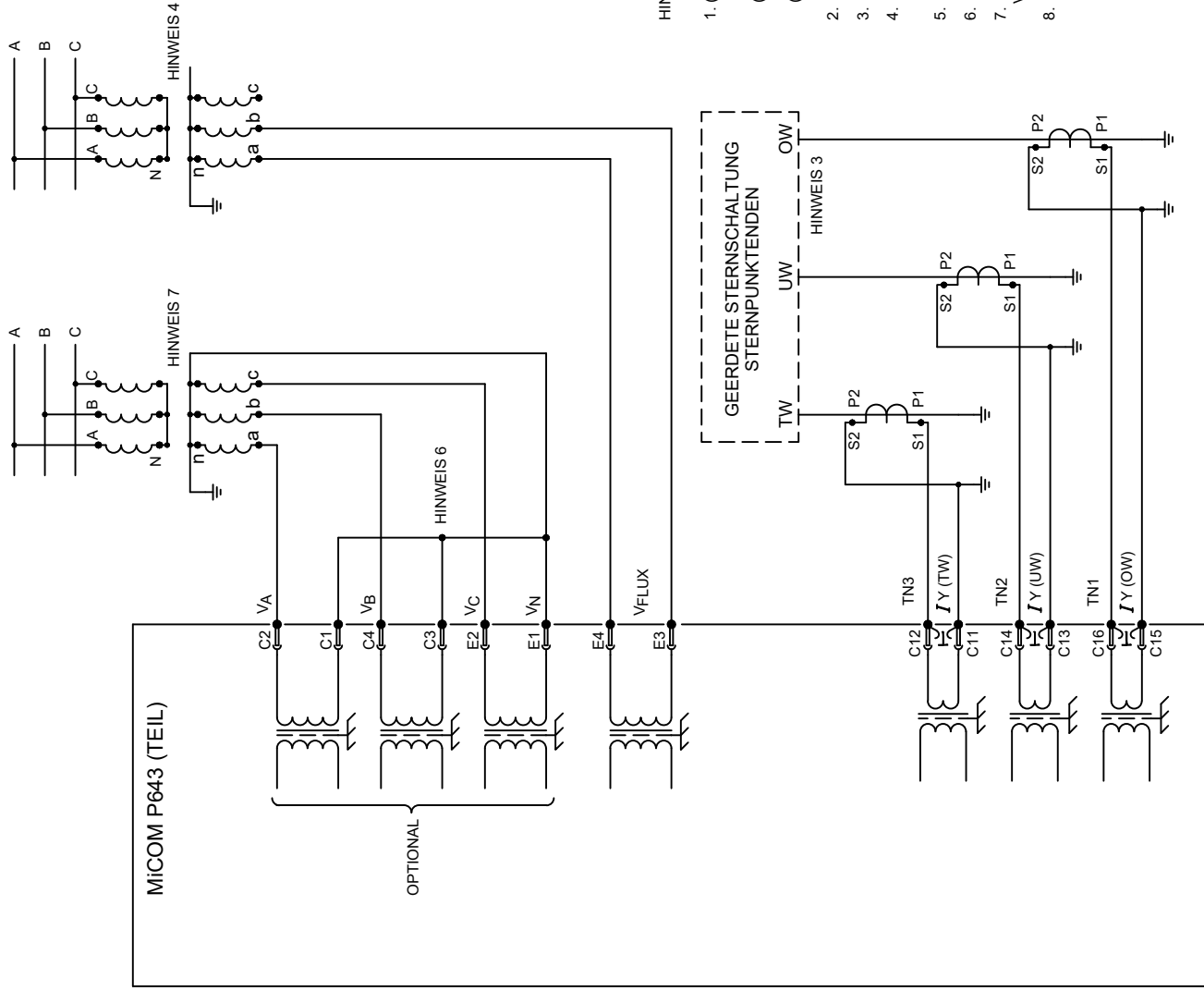
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).

5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).

7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)

8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T1/- INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.



Ausgabe: **J**

Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

Bezeichnung: S.J. BURTON

Geprüft:

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.

Titel:

ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN

DIFFERENTIAL (16E/16A + RTD) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)

Blatt: 2

Weiter Blatt:

Zeichnung Nr.: 10P64302

GE VERNOVA

OK Grid Solutions Ltd

St Leonards Building,

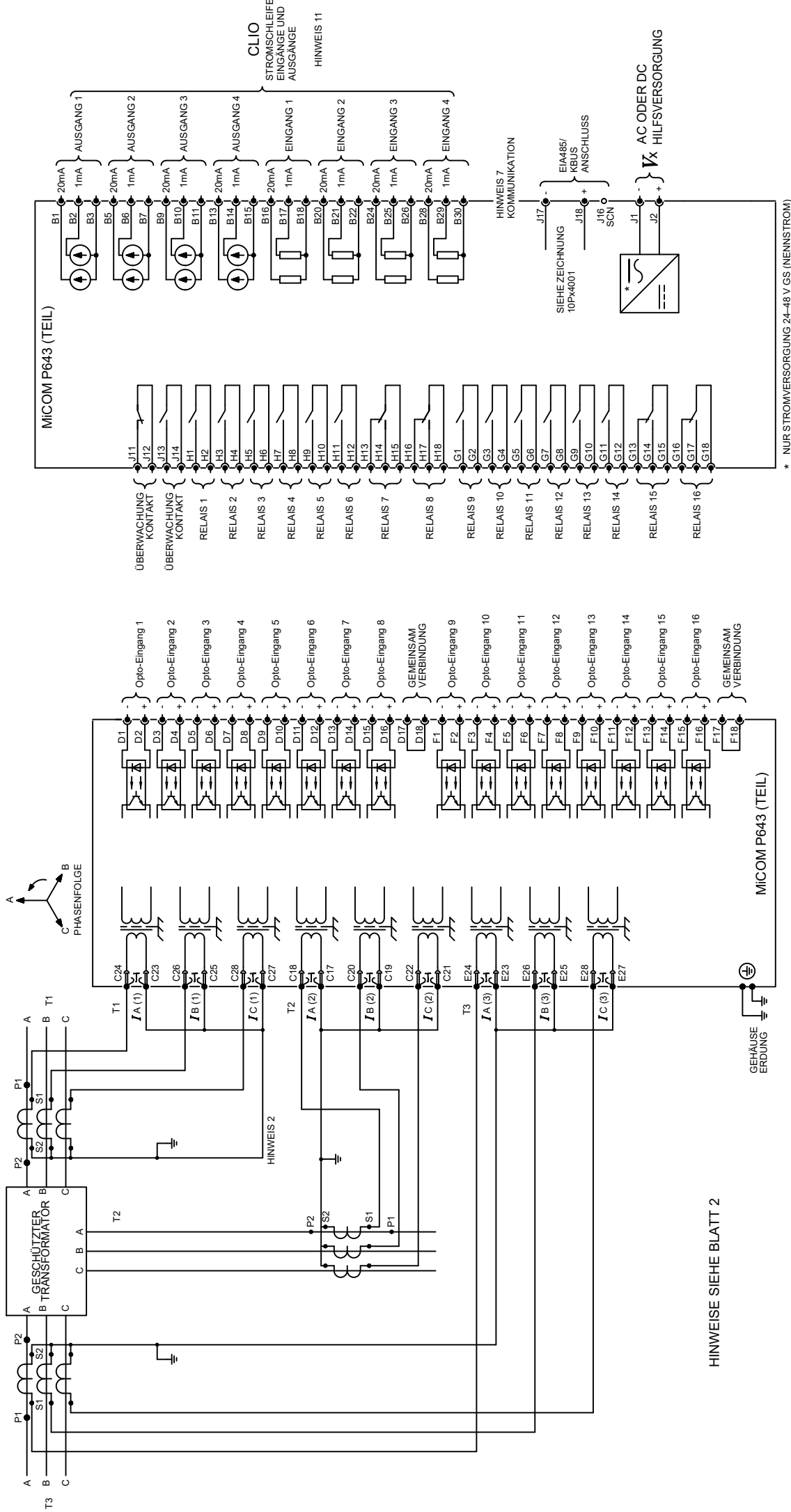
Harry Kerr Drive,

Slaford,

ST16 1WT, UK.

4/30/2020

Datum:



Ausgabe: **H**

Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN

DIFFERENTIAL (16E/16A + CLIO) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)

Datum: 4/30/2020

Bezeichnung: S.J.BURTON

Geprüft:

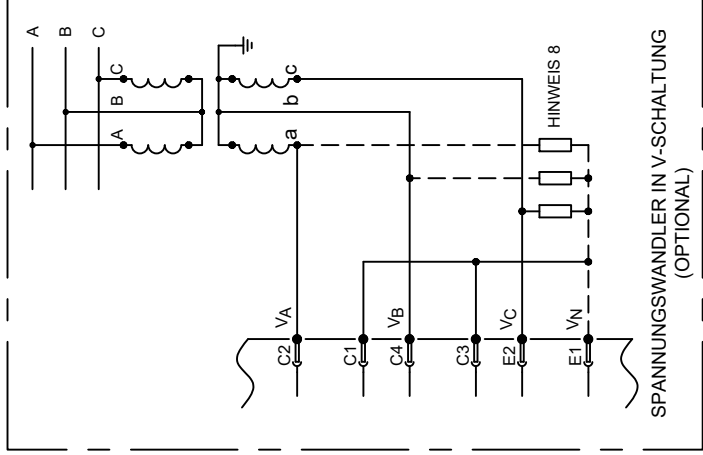
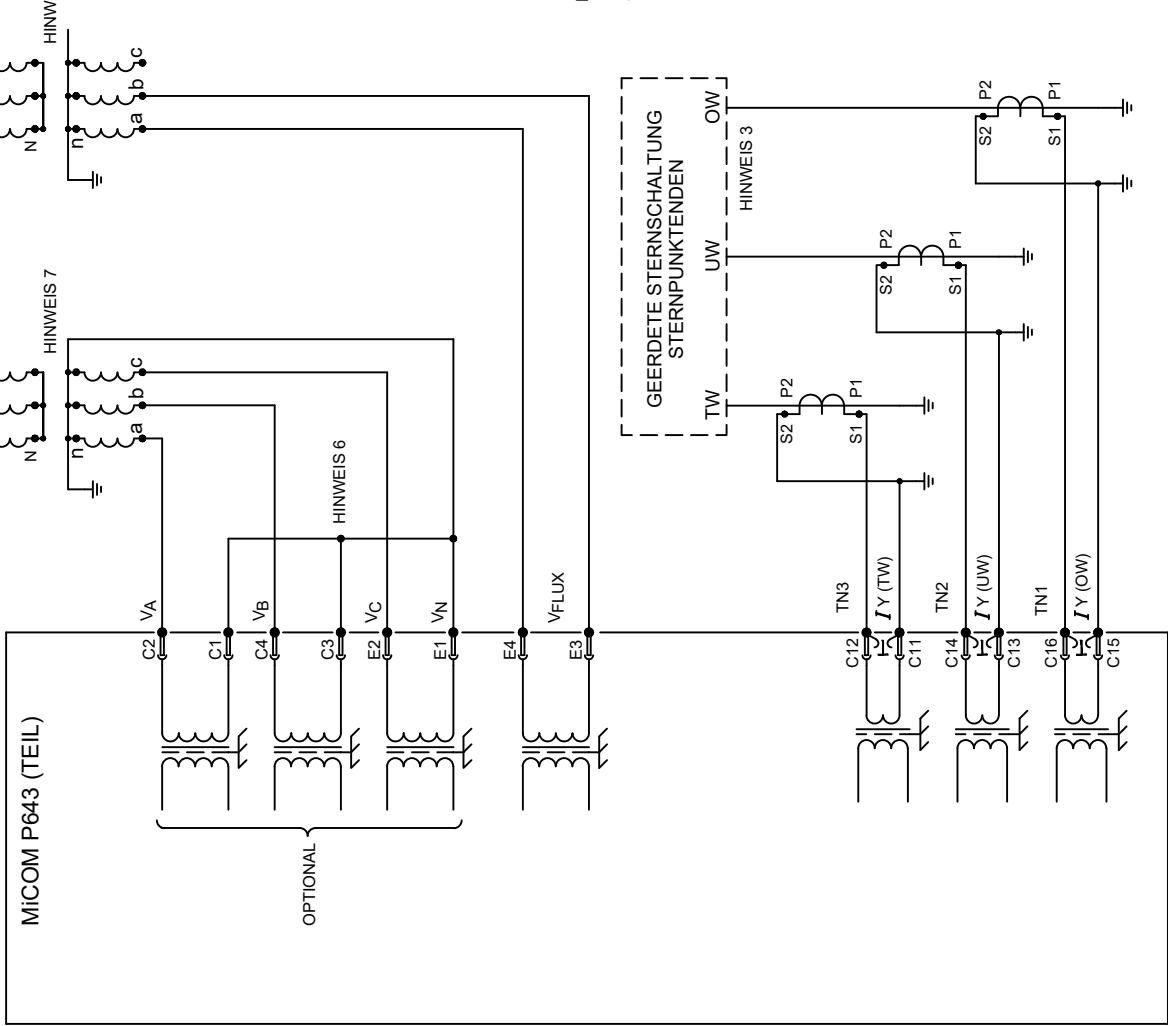
FIRMENEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova: Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen Informationen anderen Personen offengelegt werden dürfen, wenn keine ausdrückliche schriftliche Genehmigung von GE Vernova vorliegt, und dass die Informationen nur von Empfängern genutzt werden dürfen, wie ausdrücklich von GE Vernova genehmigt. Das vorliegende Dokument muss auf Wunsch von GE Vernova zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

Zeichnung Nr.:

10P64303

Blatt: 1
Weiter Blatt: 2

GE Vernova
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford,
ST16 1WT, UK

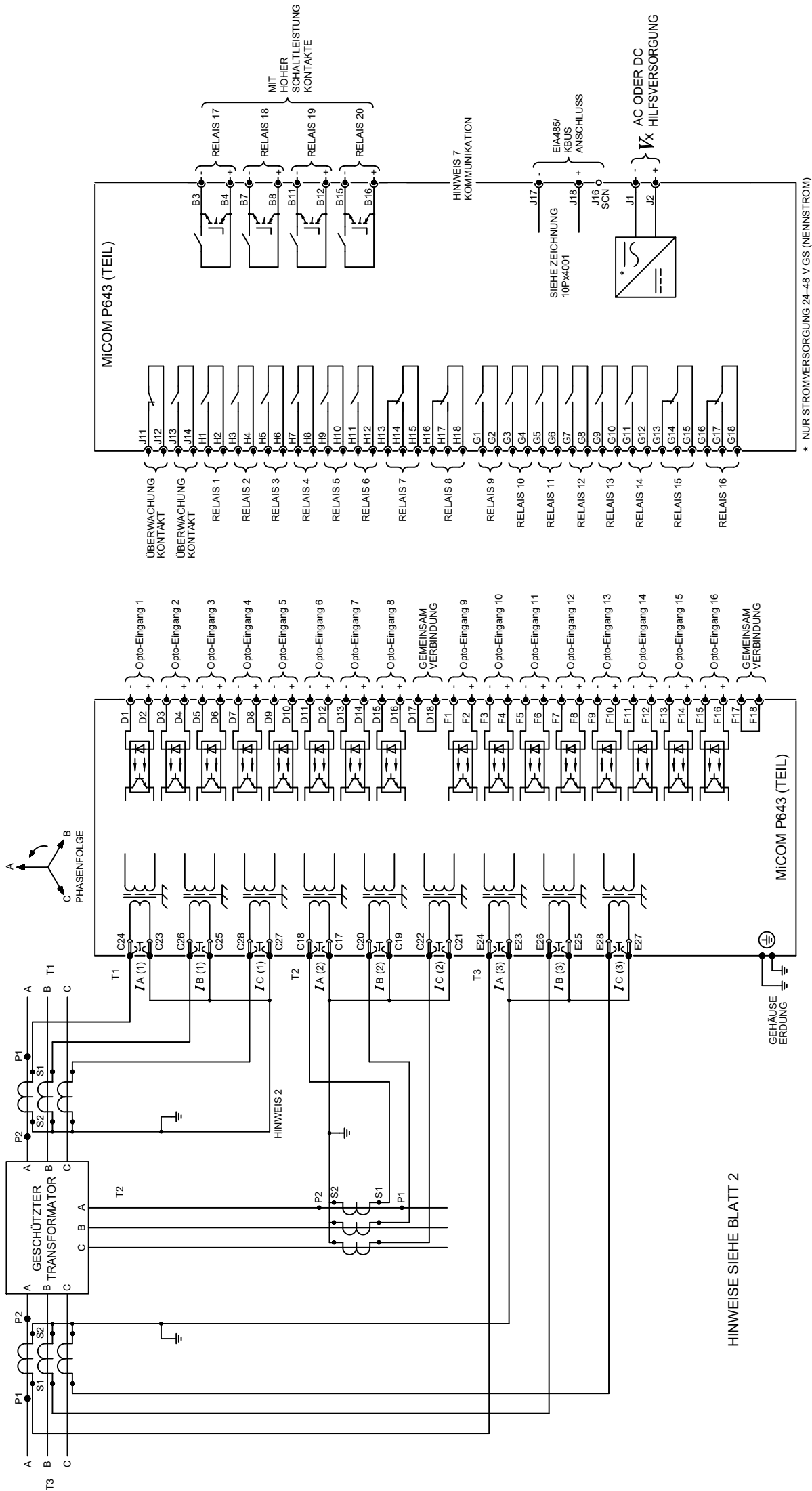


HINWEISE:

- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
- KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10P4001.
- DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET).
- ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T1- INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
- FÜR DIE BEREICHE 0-10 mA, 0-20 mA UND 4-20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0-1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe: J	Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format	Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (16E/16A + CLIO) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)	
		Zeichnung Nr.: 10P64303	Blatt: 2 Weiter Blatt: -
Datum: 4/30/2020	Bezeichnung: S.J.BURTON	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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	
Datum:	Geprüft:		



HINWEISE SIEHE BLATT 2

Ausgabe: **G**

Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

Datum: 4/30/2020

Bezeichnung: S.J.BURTON

Datum:

Geprüft:

Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN
DIFFERENTIAL (16E/20A) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)

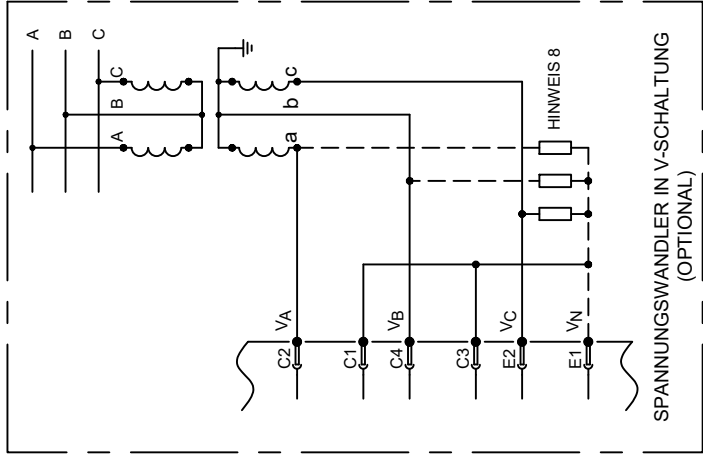
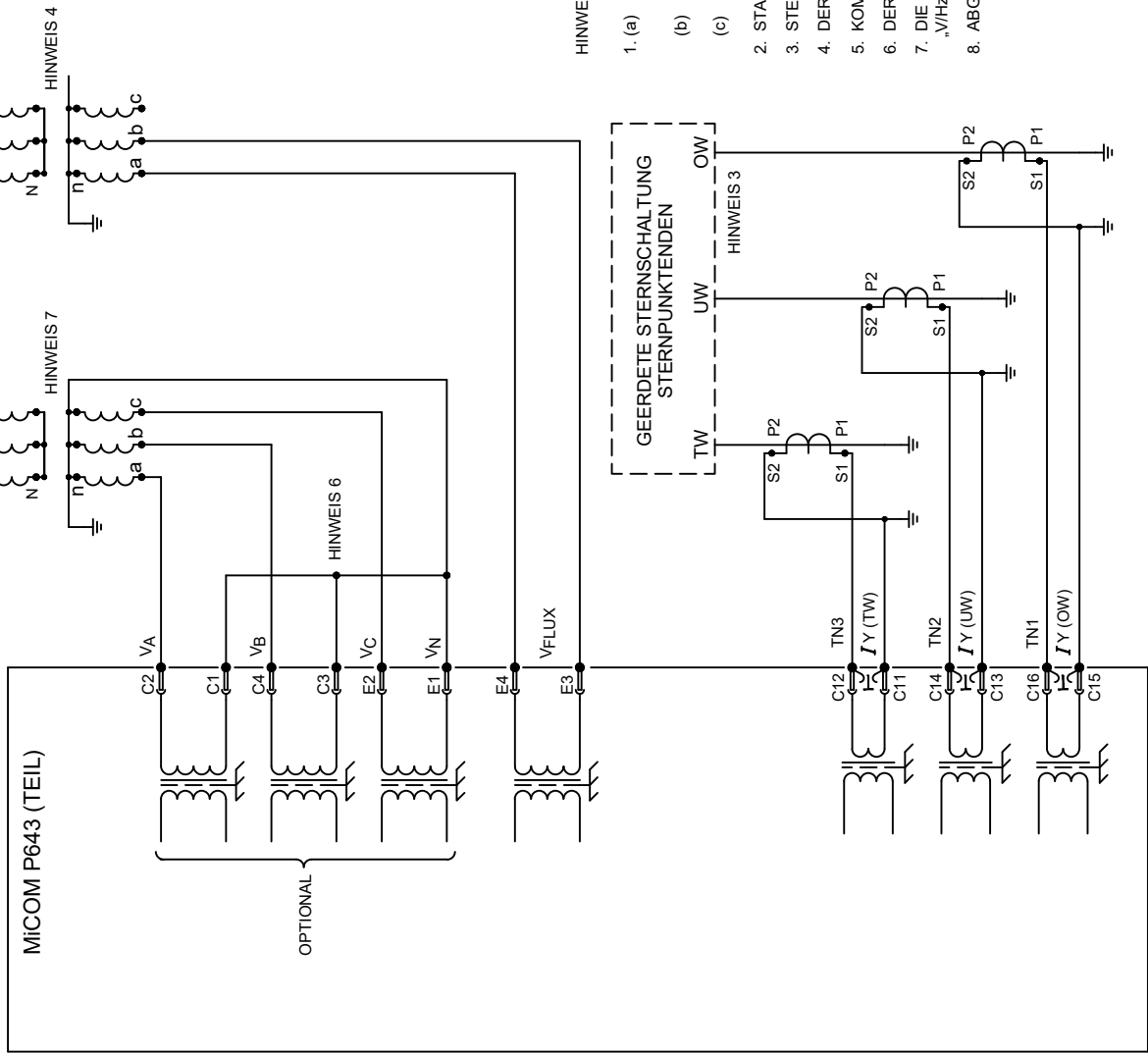
Zeichnung Nr.:

FIRMEEIGENE 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 von Empfängern 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 UNVERFÜGBARE INFORMATIONEN.

Blatt: 1
Weiter: 2

10P64306

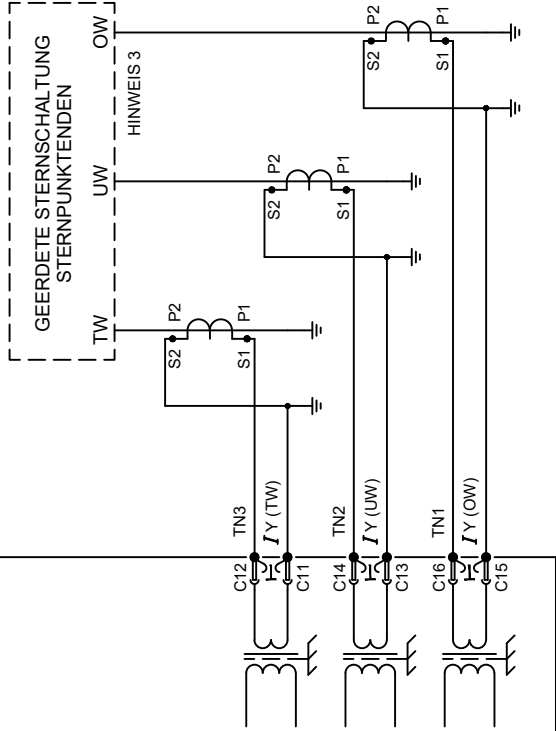
GE Vernova
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford,
ST16 1WT, UK.



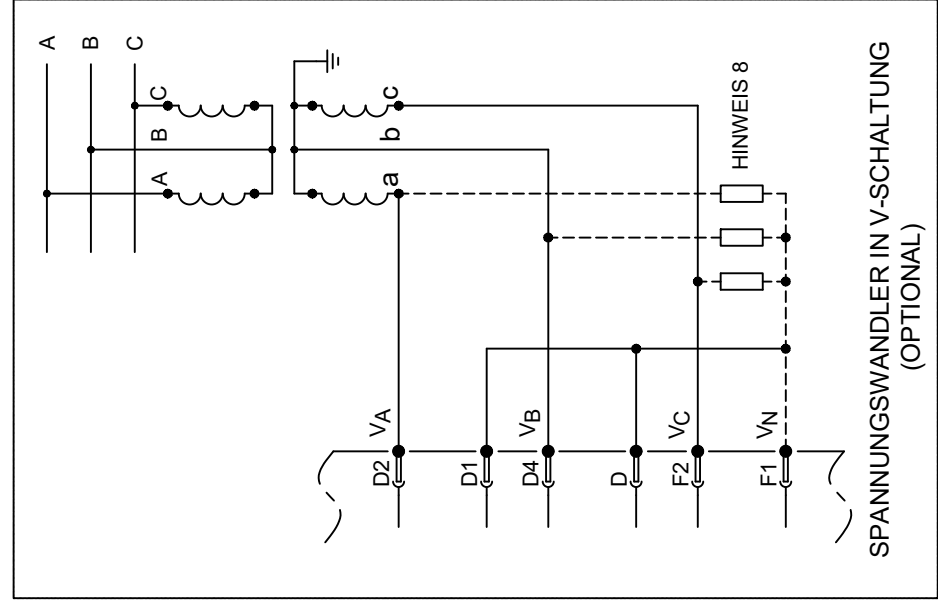
HINWEISE:

- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN
- (b) KLEMMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREI-PHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET).
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T1- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.



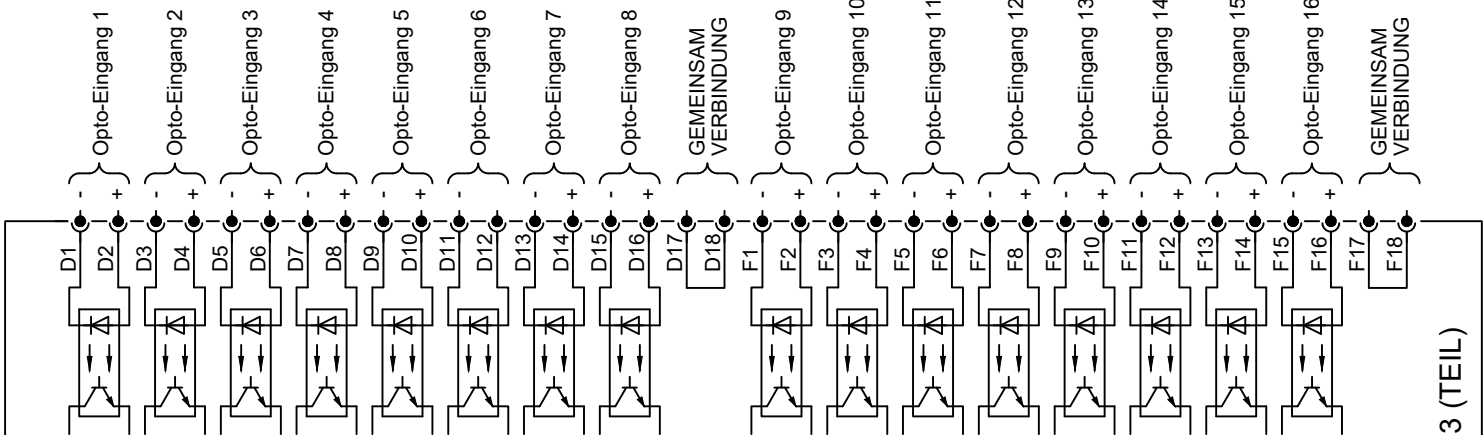
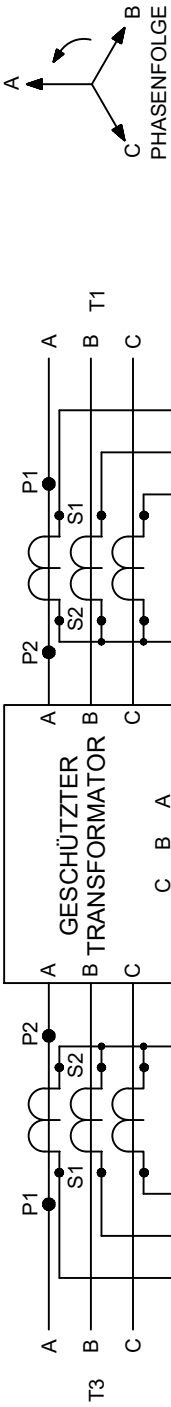
Ausgabe: J		Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format		Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (16E/20A) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)		GE VERNOVA 10P64306		Blatt: 2		Zeichnung Nr.:	
Datum: 4/30/2020		Bezeichnung: S. J. BURTON		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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.							
Datum:		Geprüft:									



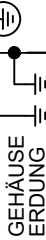
GEERDETE STERNSCHALTUNG
STERNPUNKTENDEN

1. (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN
- (b)  KLEMME.
- (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

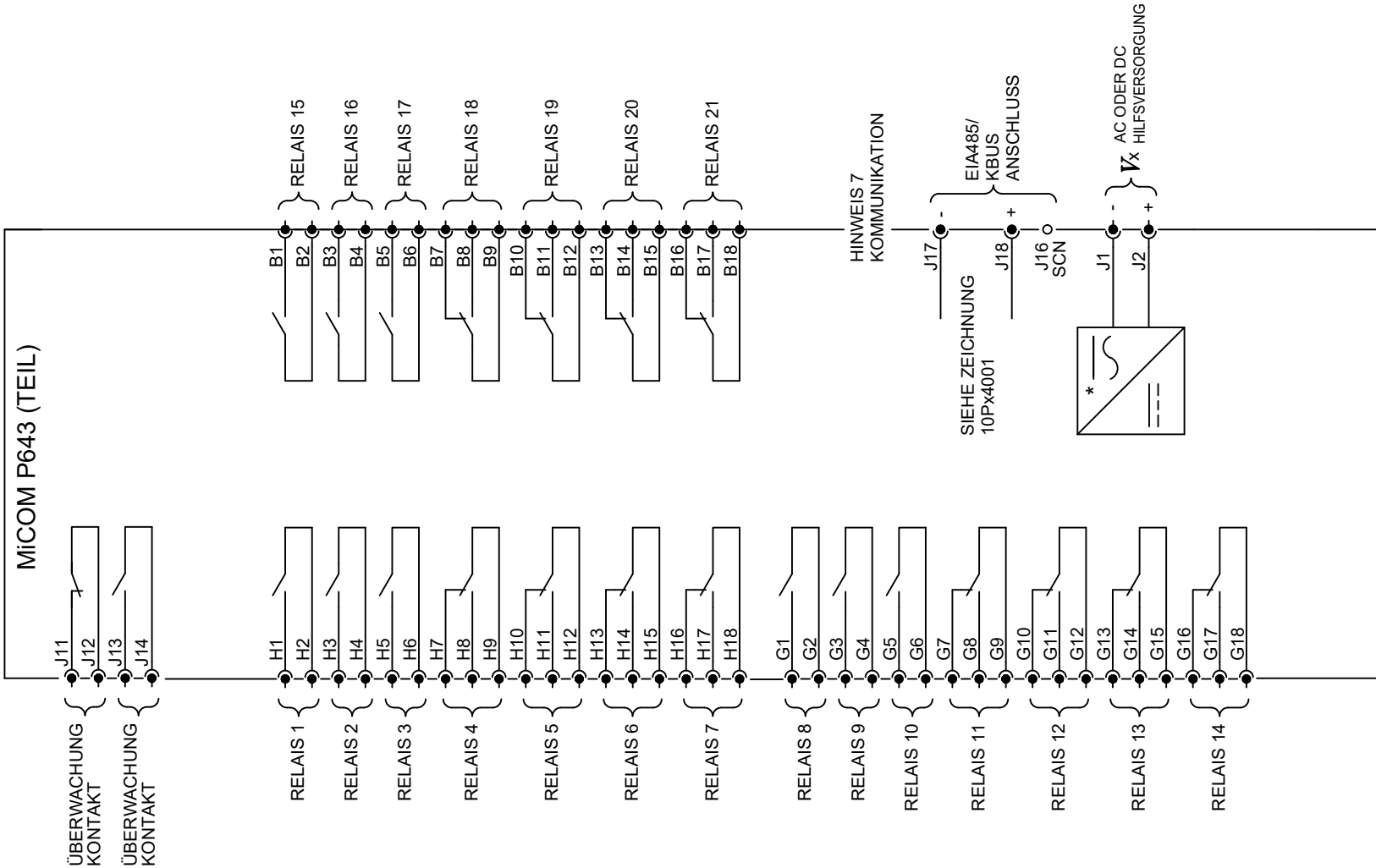
Ausgabe:	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/16A + 4A RELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) (80TE)	
Datum: 05/05/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMEIGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN 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 UNVERÖFFENTLICHTHE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr:	Blatt: 2	 GE VERNOVA ©UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft:			Weiter Blatt:	



HINWEISE SIEHE BLATT 2



MiCOM P643 (TEIL)



* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/21A) 60TE	
	Datum: 26/1/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr.: 10P64322
	Datum:	Geprüft:	Blatt: 1 Weiter 2 Blatt:

GEVERNOVA

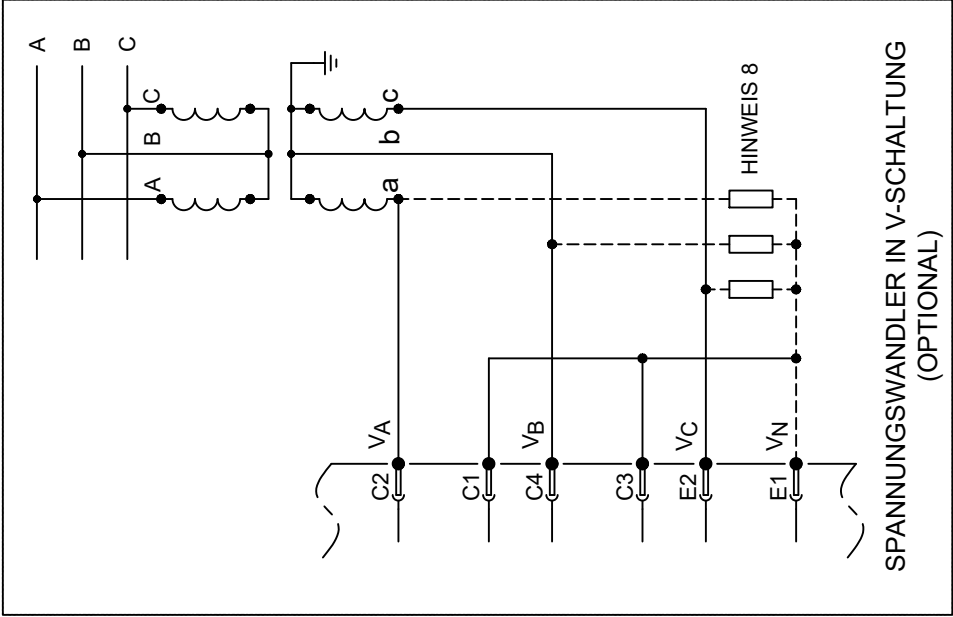
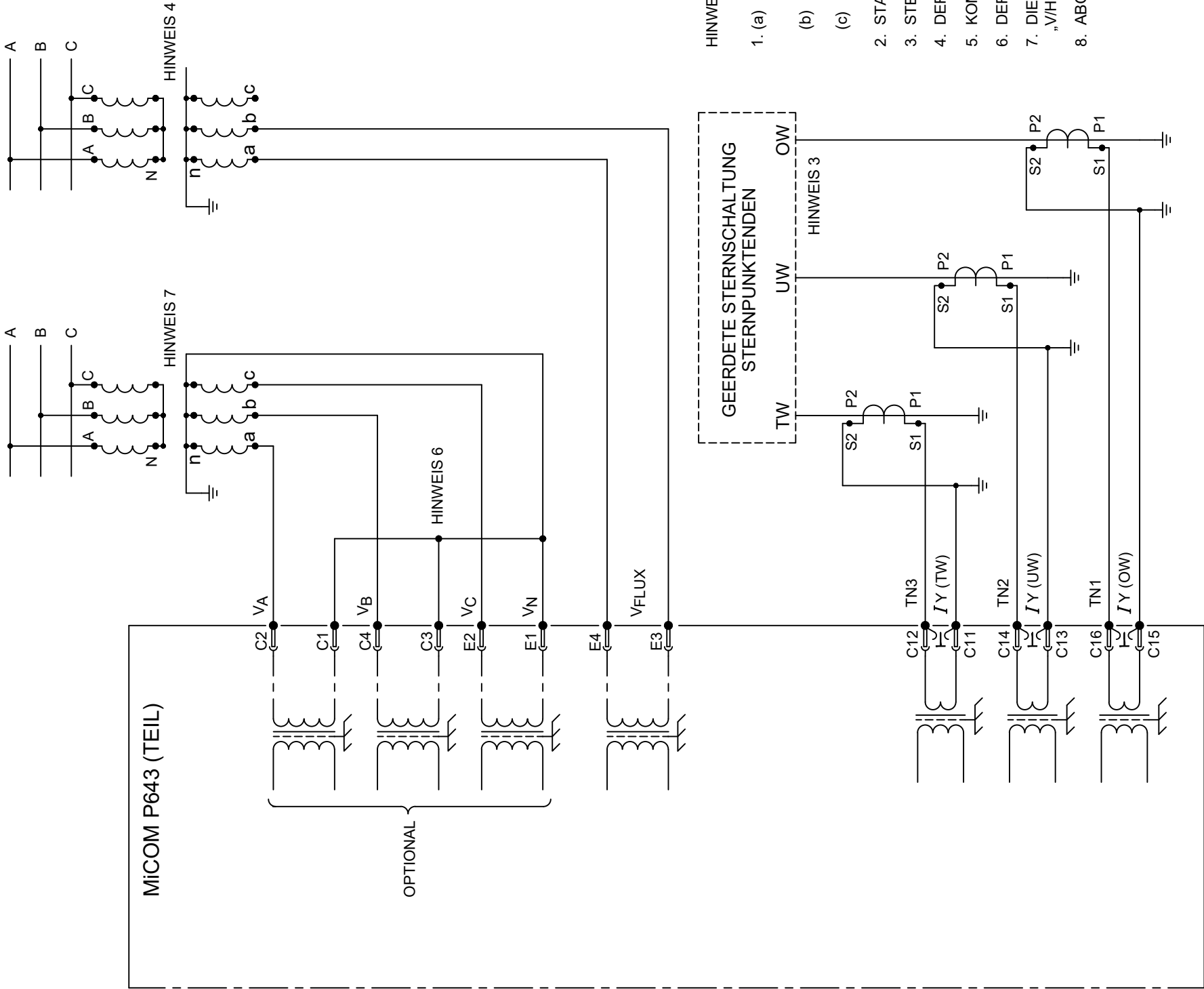
QJK Grid Solutions Ltd

ST Leonards Building,

Harry Kerr Drive,

Stafford,

ST16 1WT, UK.

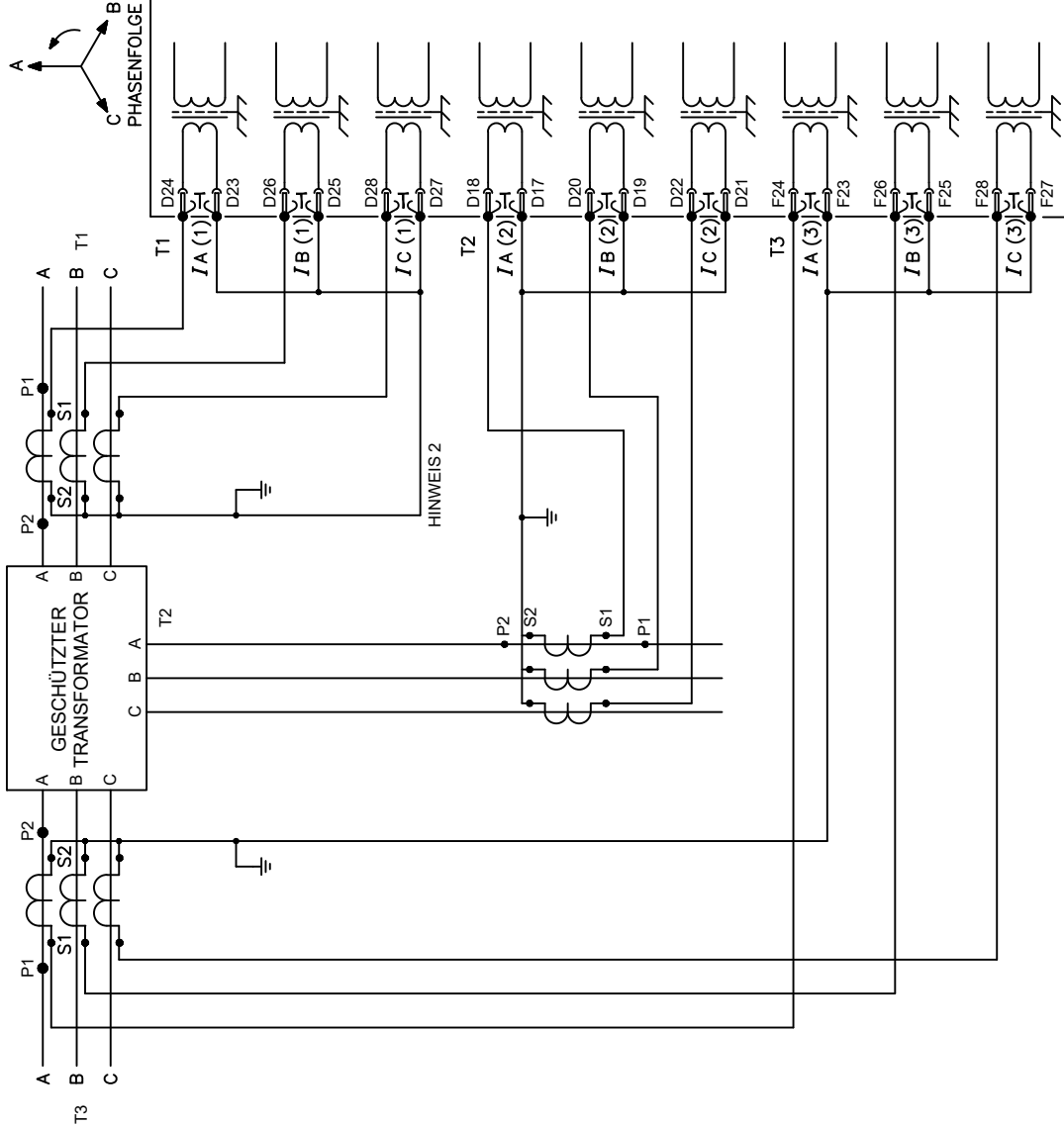


HINWEISE:

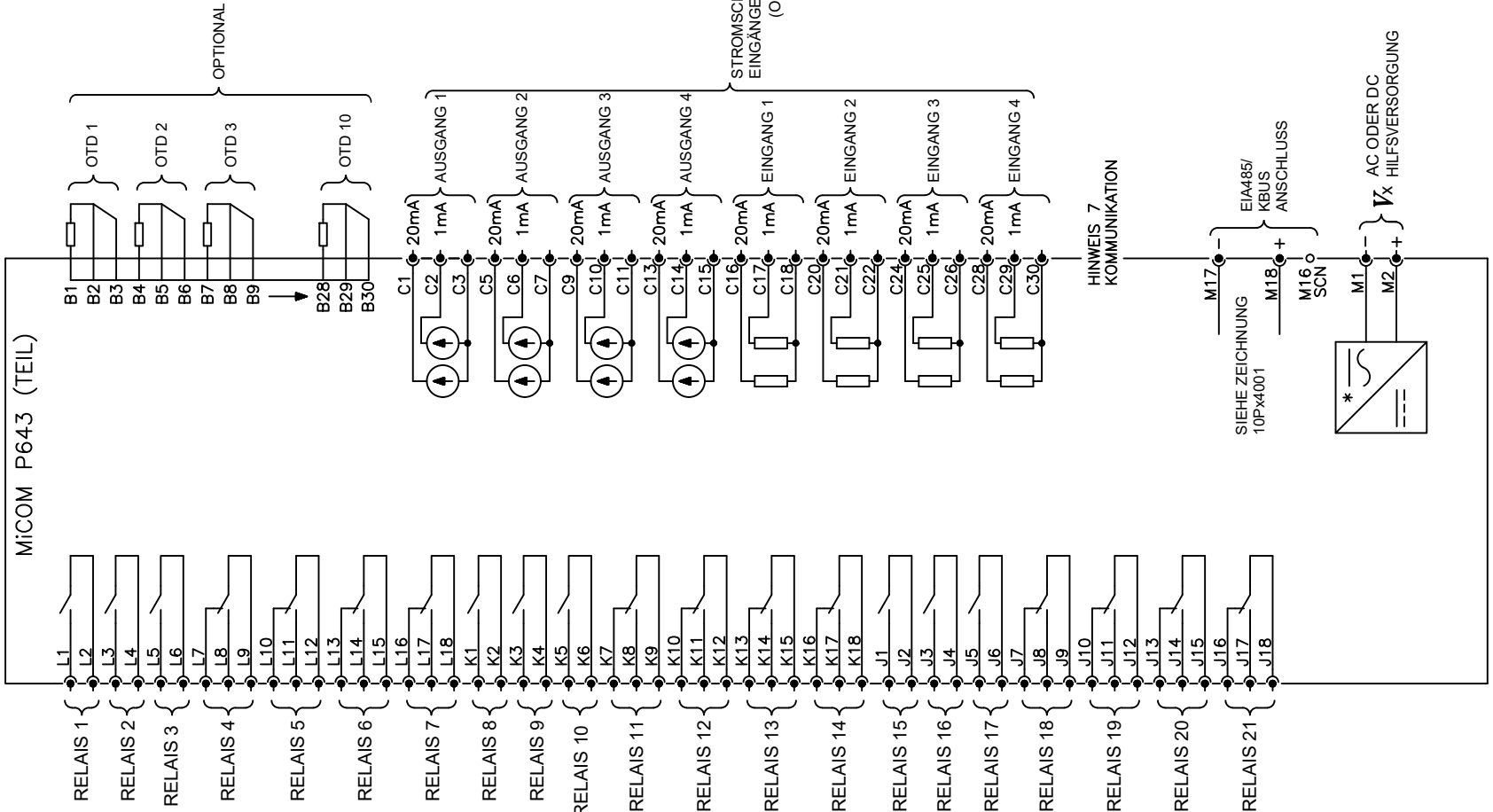
1. (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
(b)  KLEMME.
(c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN.(WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

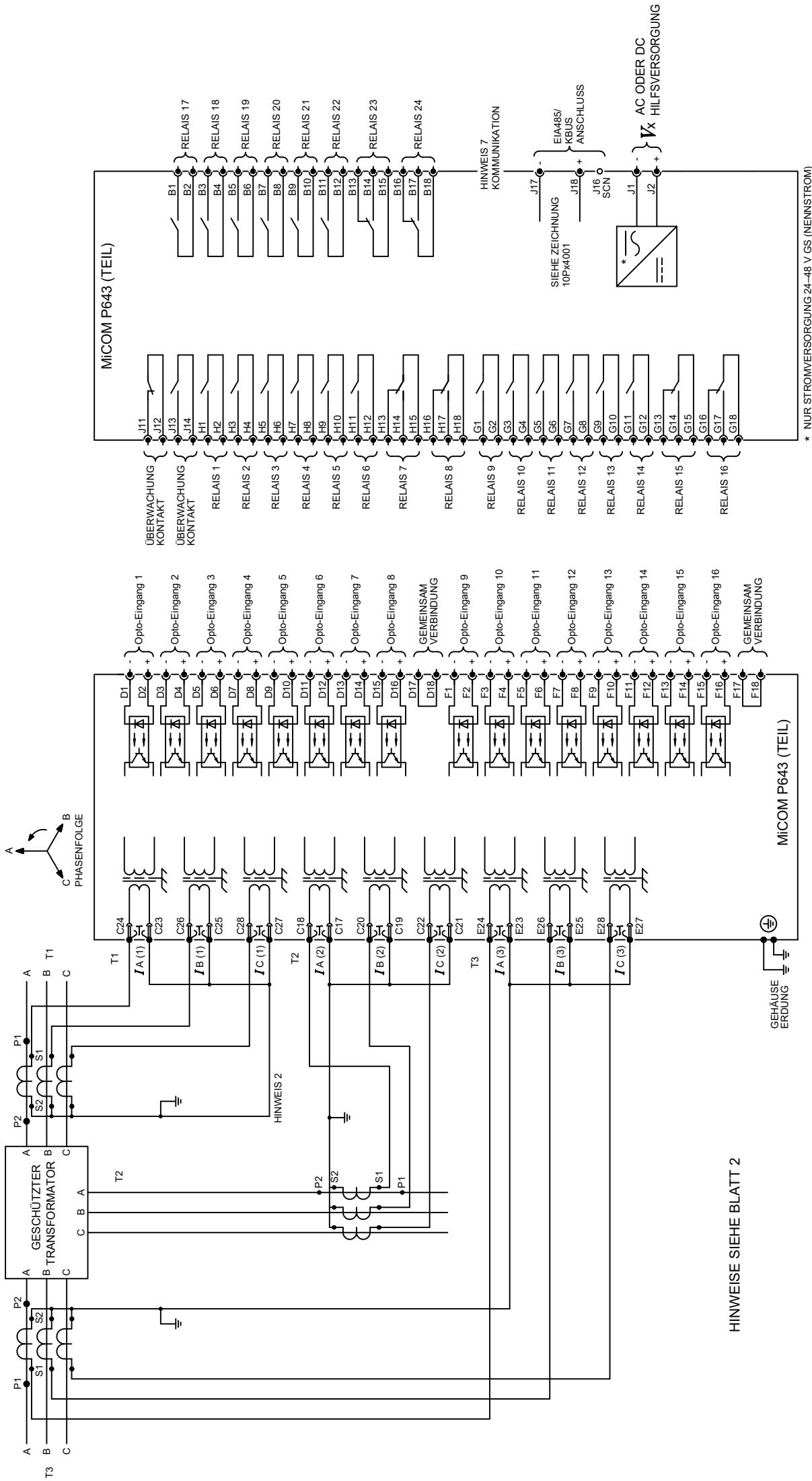
Ausgabe:	Revision:	Titel:		
	CICD007575. ERSTAUSGABE.	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/21A) 80TE		
Datum: 26/04/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64322		
Datum:	Geprüft:			
		Blatt: 2	Weiter -	Blatt:
		GEVERNOVA OJUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.		



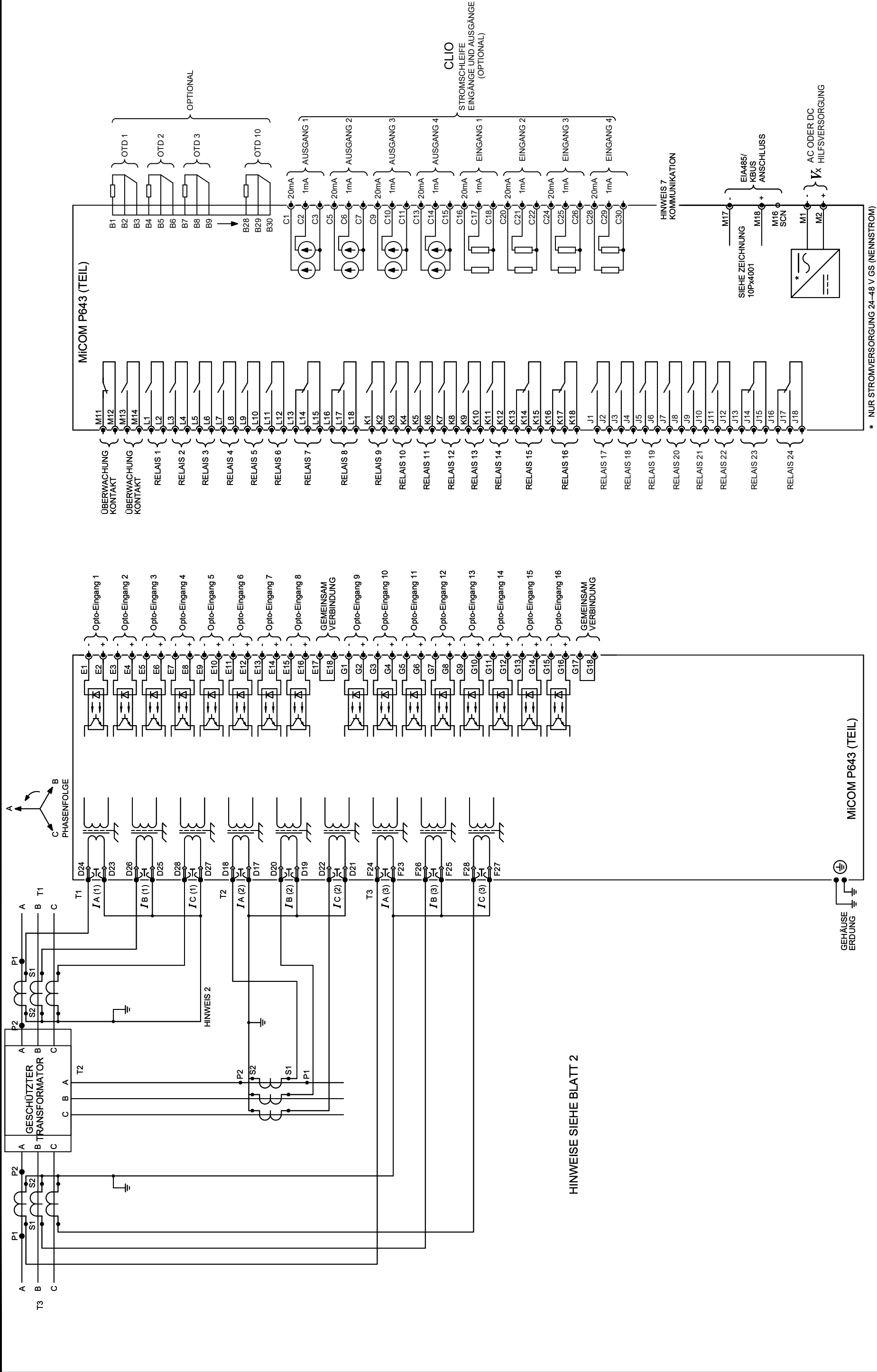
HINWEISE SIEHE BLATT 2



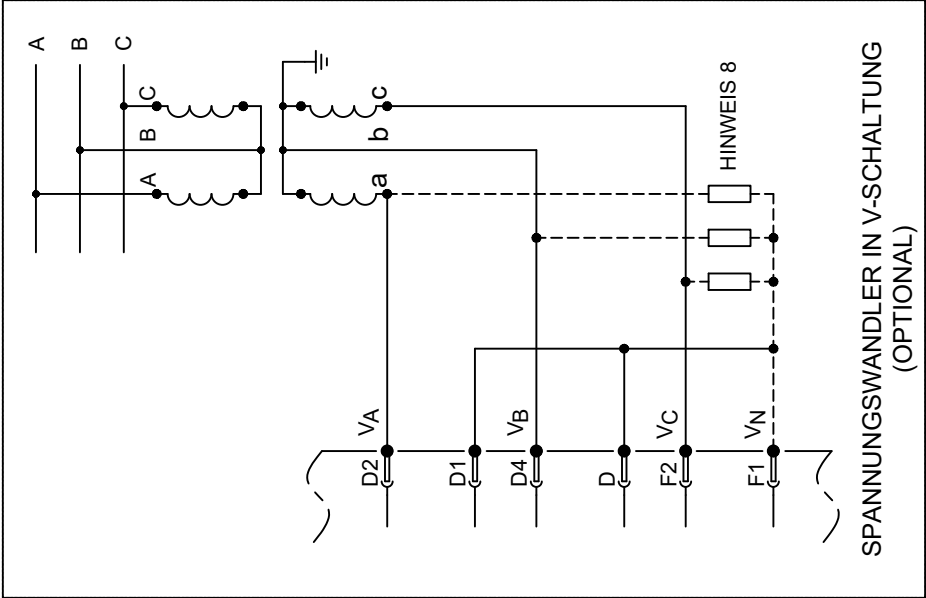
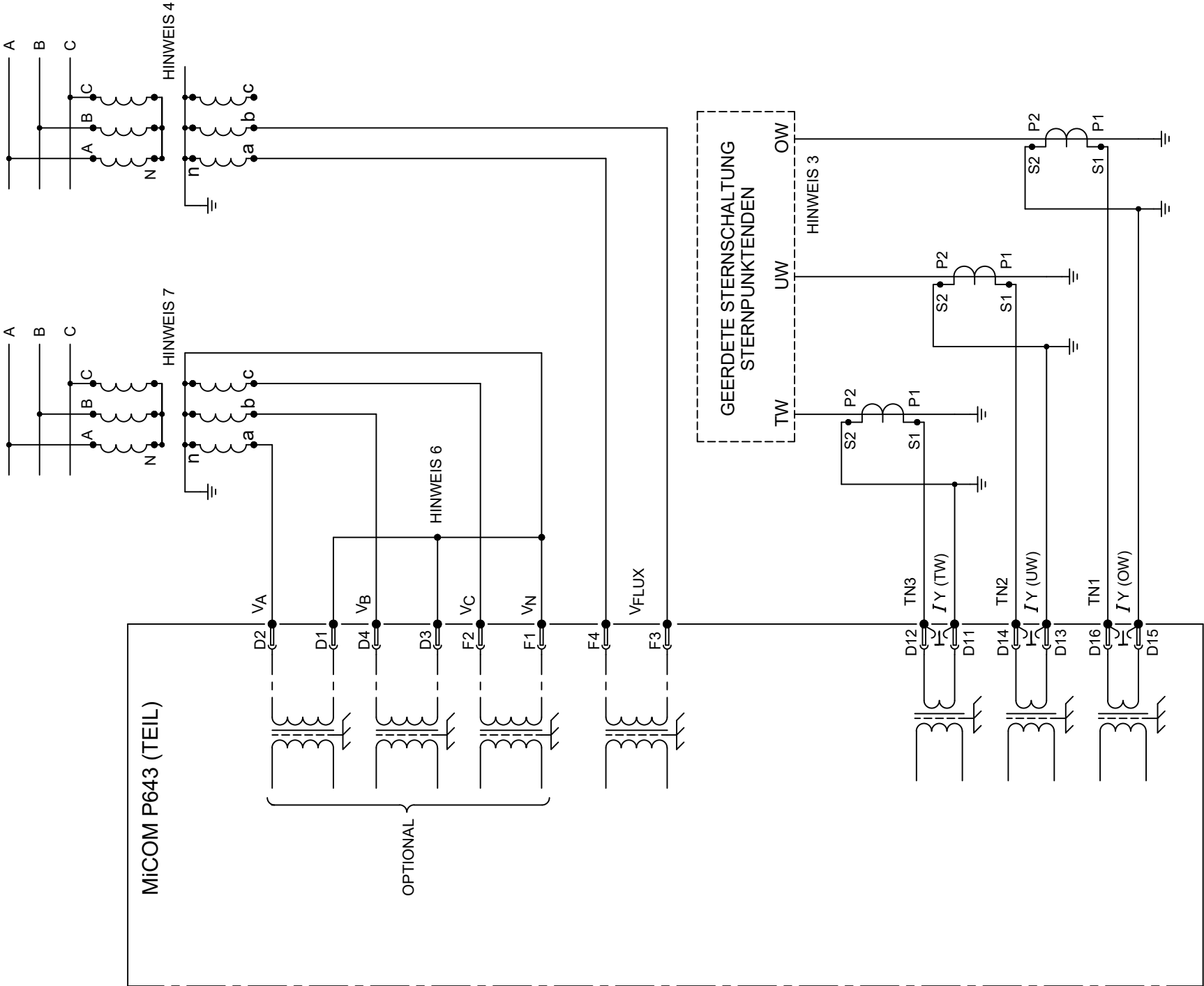
Ausgabe: A		Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (80TE)	
Datum: 01/03/2023		Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64335	
Datum:		Geprüft:		Blatt: 1	
				Weiter Blatt: 2	
		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 OJUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK			



Ausgabe: G	Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format	Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (16E/24A) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)	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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr. 10P64305	Blatt: 1 Weiter Blatt: 2	 GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.
Datum: 4/30/2020						
Datum:						



Ausgabe: A		Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (80TE)	
Datum: 02/03/2023	Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64339	
Datum:	Geprüft:		Blatt: 1	
			Weiter Blatt: 2	
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 OJK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.	

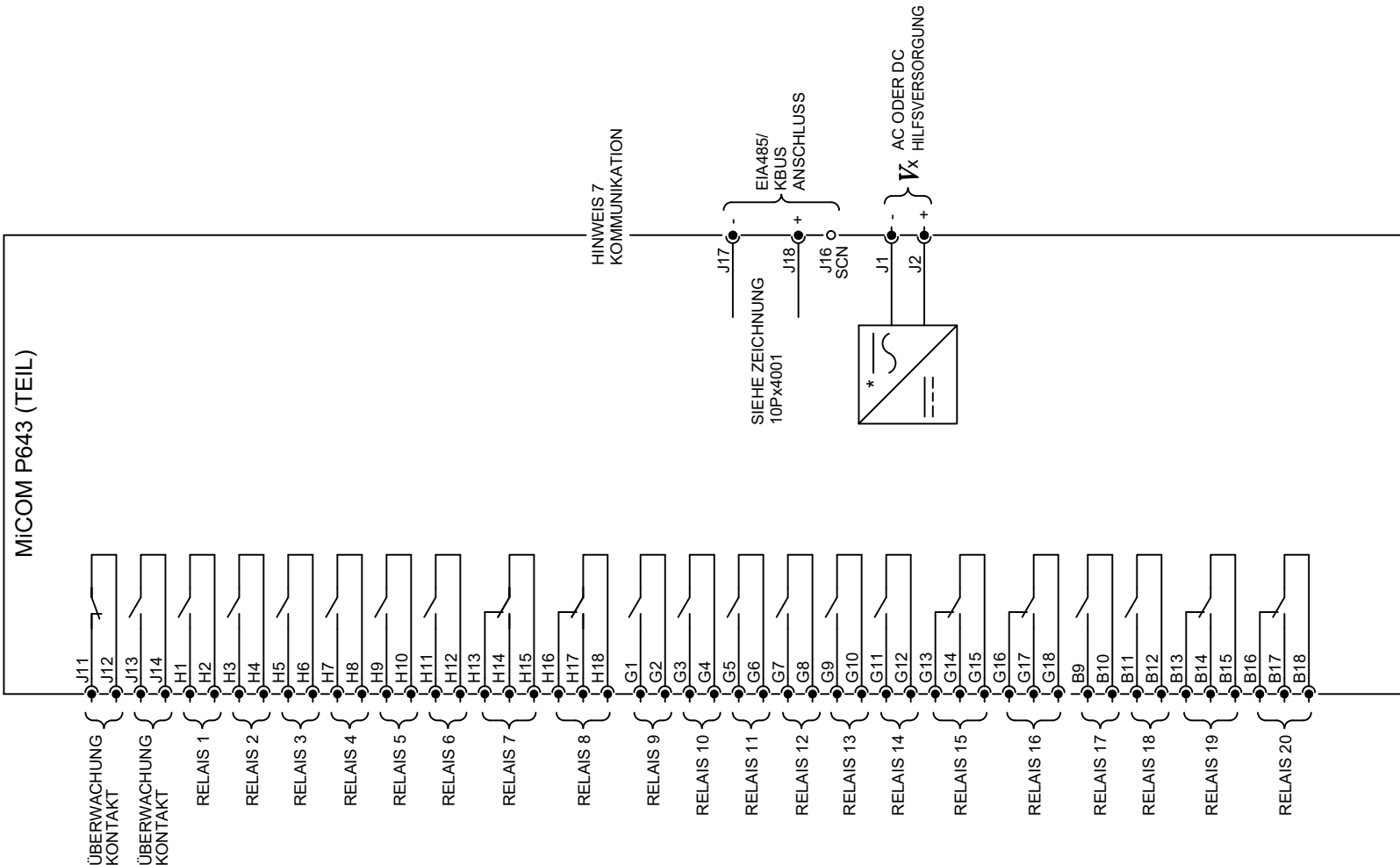
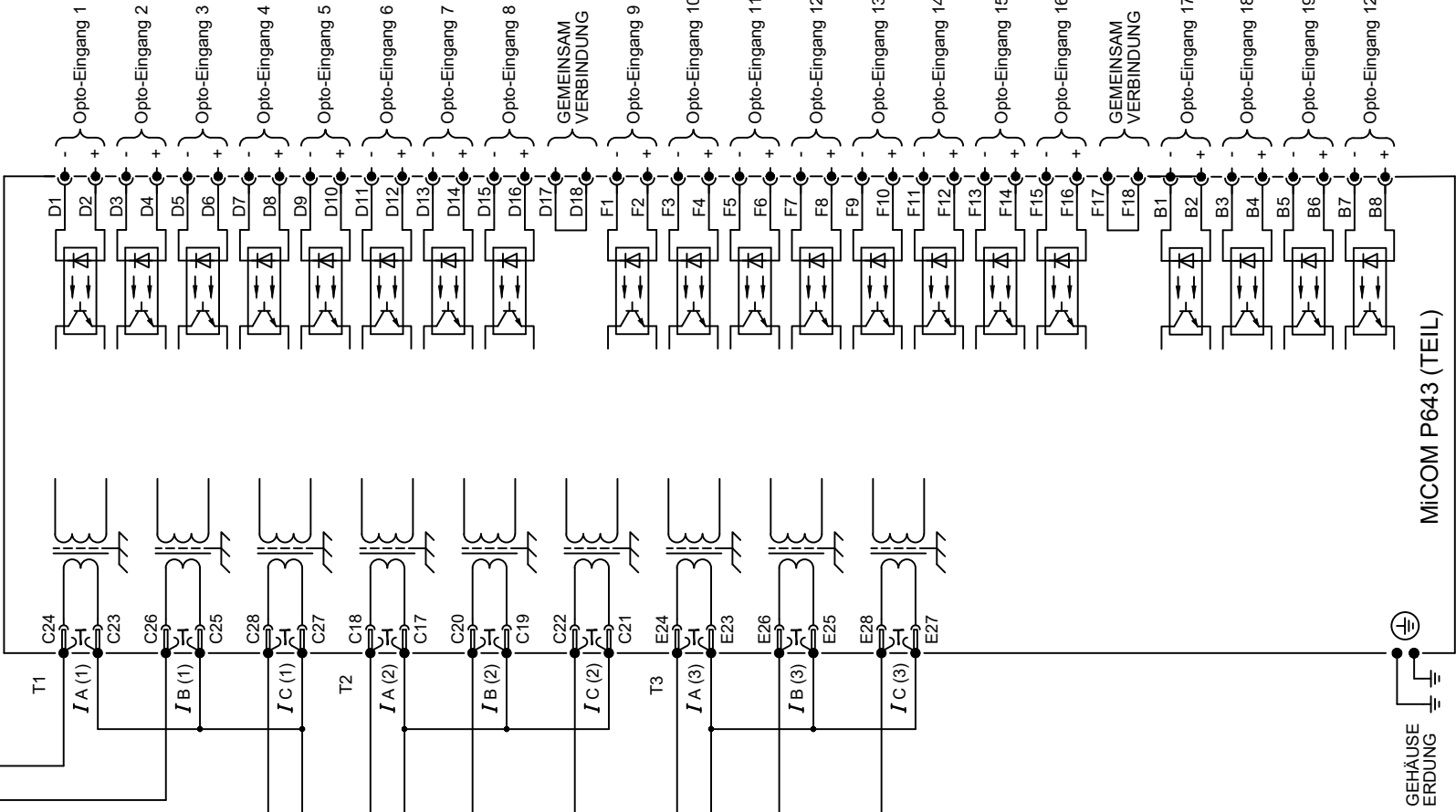
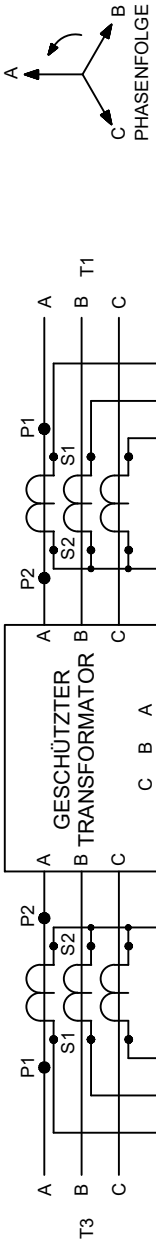


HINWEISE:

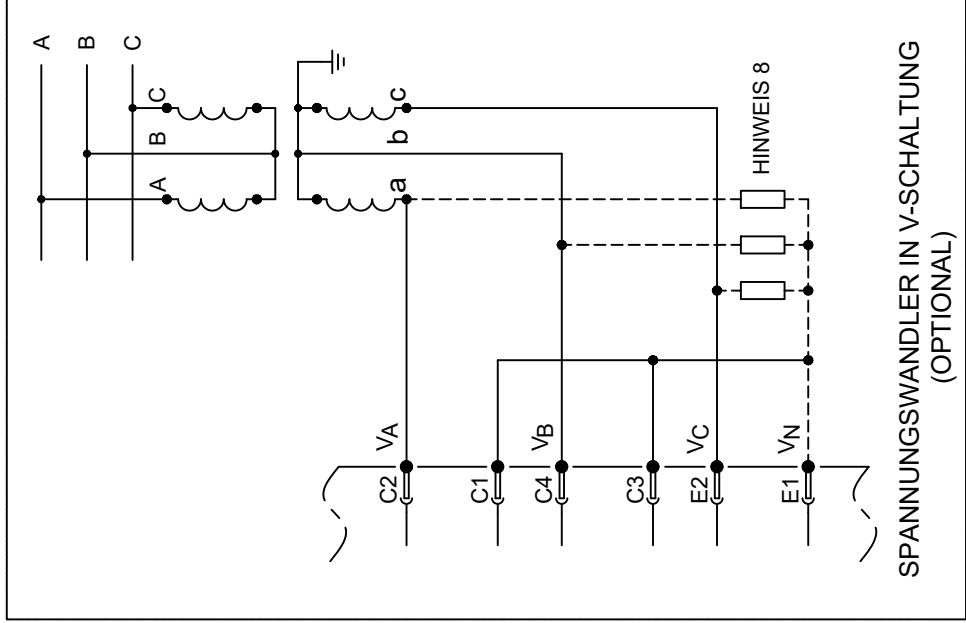
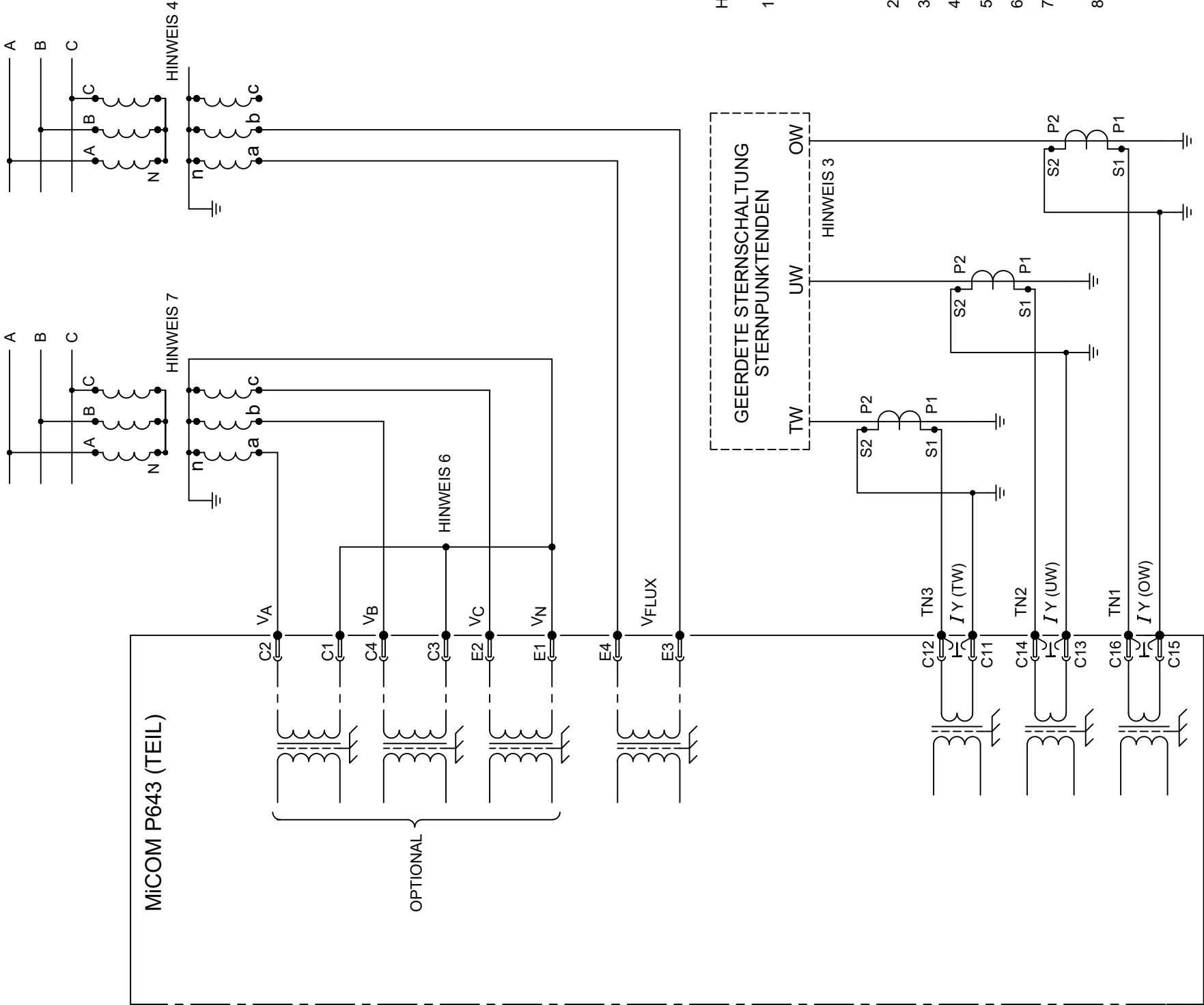
- (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b)  KLEMME.
- (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
2. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/24A) 80TE	
		Zeichnung Nr: 10P64339	Blatt: 2 Weiter - Blatt:
Datum: 05/06/2023	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.	
Datum:	Geprüft:		



Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (20E/20A) 60TE	
	Datum: 03/03/2023	Zeichnung Nr.: 10P64345	
Datum:	Bezeichnung: S WOOTTON	Blatt: 1	Weiter 2
Datum:	Geprüft:	GE VERNOVA OJK Grid Solutions Ltd 51 Leopards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	



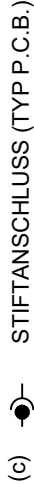
HINWEISE:



STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN



KLEMMME.



STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.

3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.

4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).

5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).

7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)

8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe:

A

Revision:

CID007575. ERSTAUSGABE.

Datum: 18/04/2023

Bezeichnung: S WOOTTON

Datum:

Geprüft:

Titel:

PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN
DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (20E/20A) 60TE

Zeichnung

Nr:

10P64345

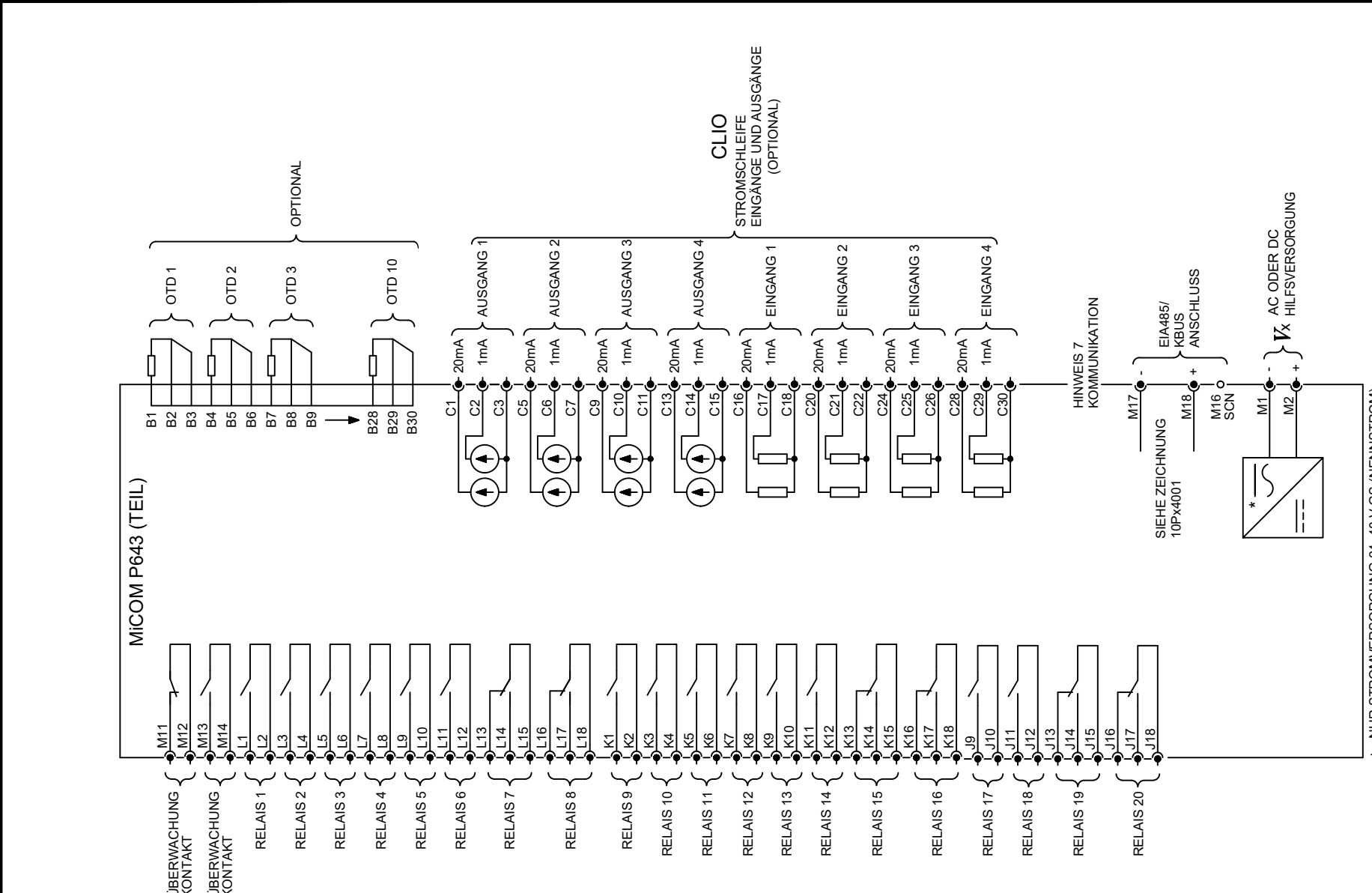
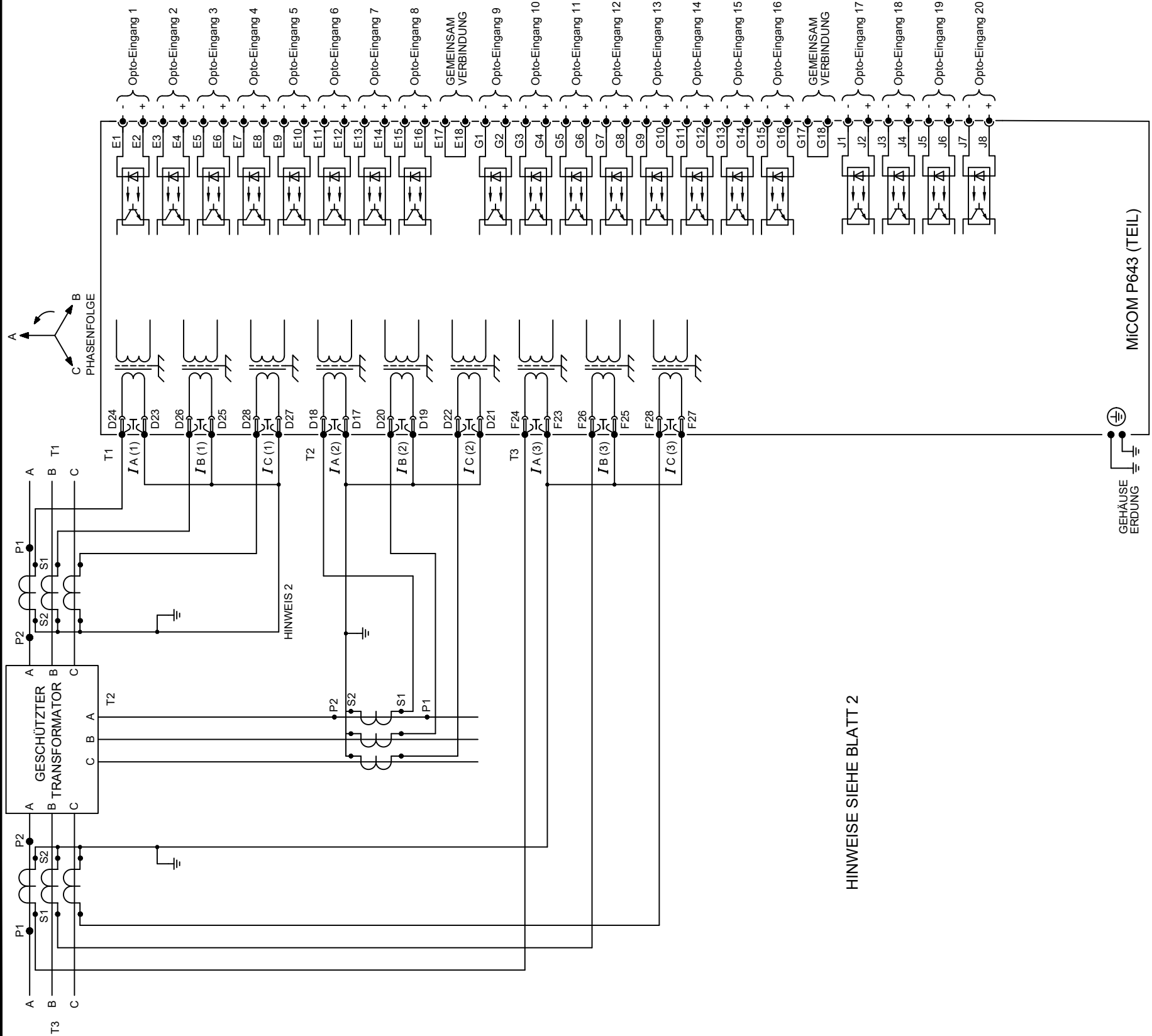


GE Vernova
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1WT, UK.

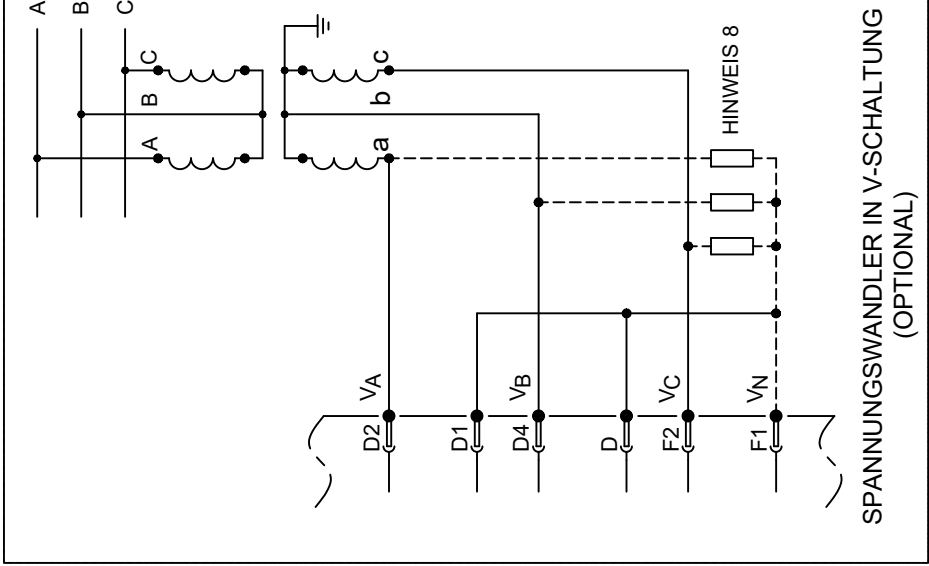
Blatt: 2

Weiter

Blatt:



Ausgabe: A		Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN	
Datum: 27/06/2023	Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64342		
Datum:	Geprüft:		FIRMEEIGENE 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.		
			Blatt: 1		GE Vernova OJK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK
			Weiter Blatt: 2		



HINWEISE:

1. (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b)  KLEMME.
- (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)
2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET.)
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

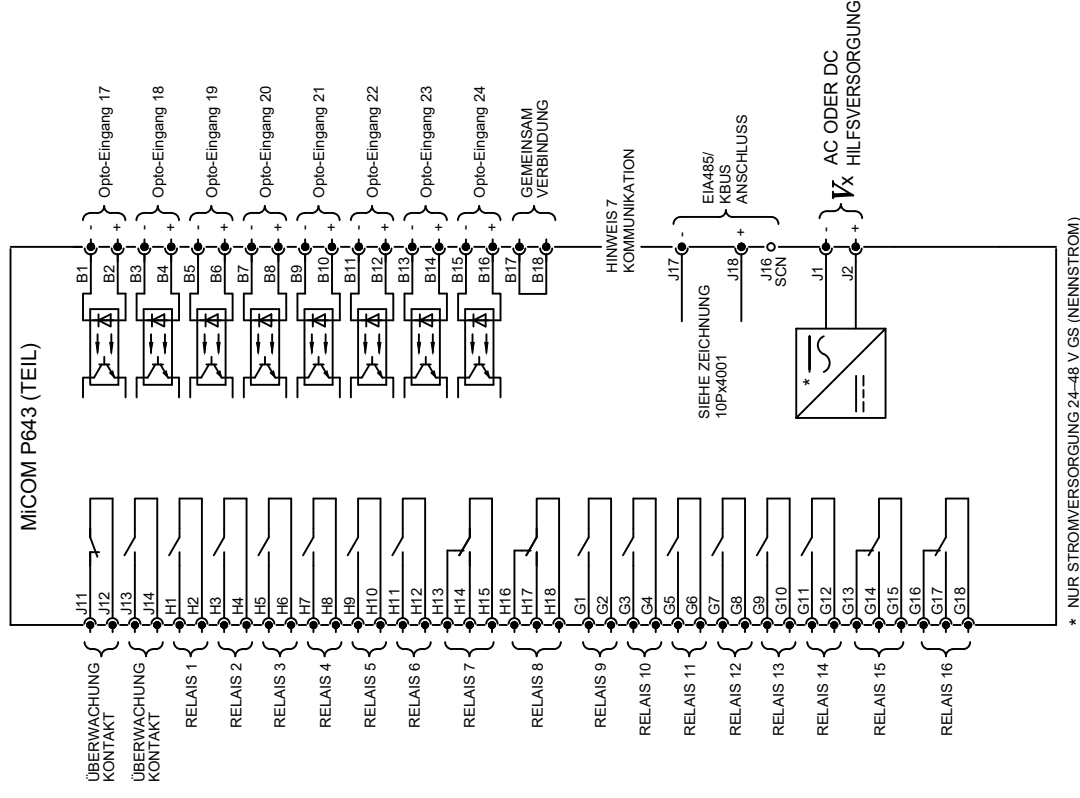
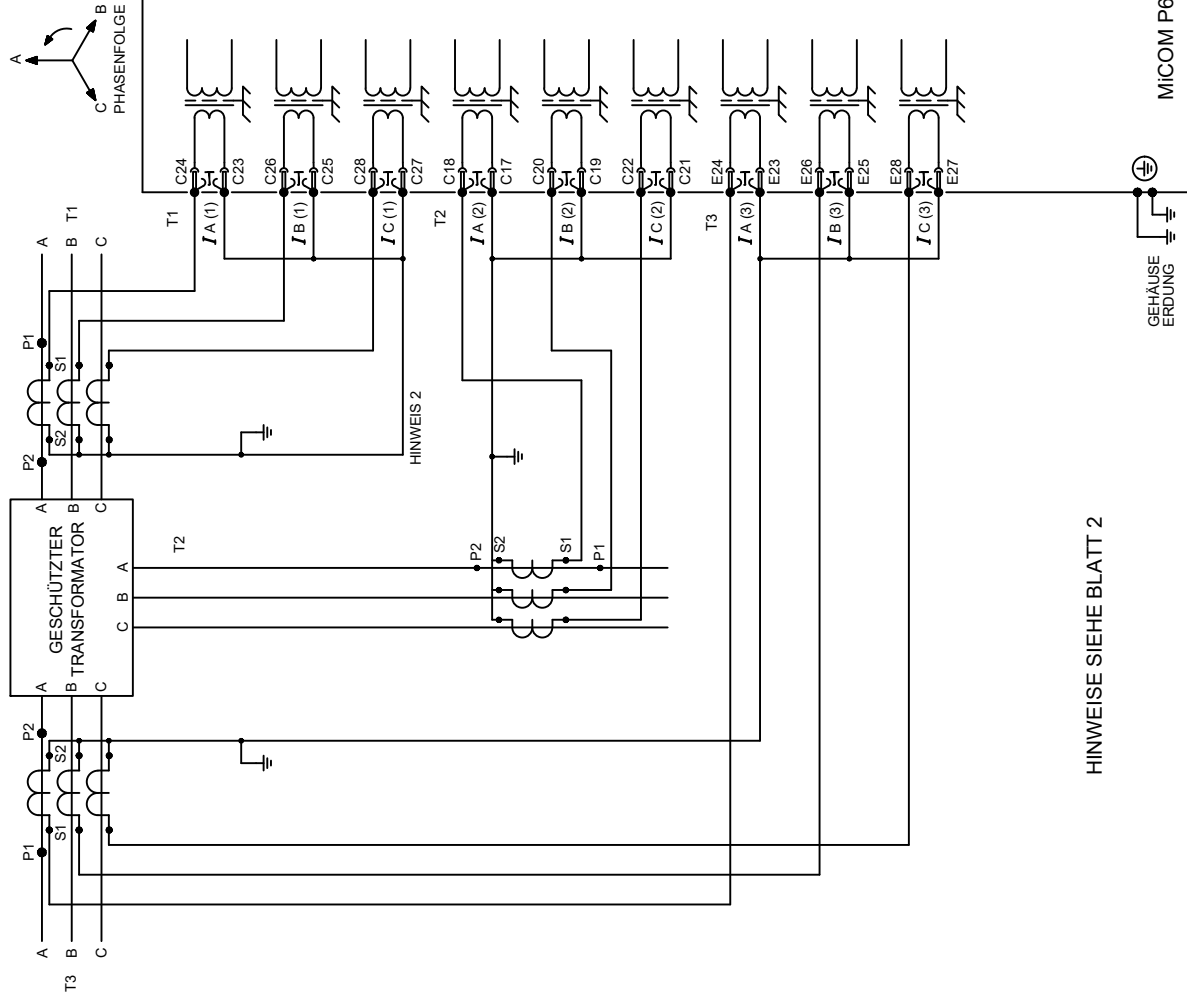
Ausgabe:	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.
Datum: 27/06/2023	Bezeichnung: S WOOTTON
Datum:	Geprüft:

Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (20E/20A) 80TE	
Zeichnung Nr: 10P64342	
Blatt: 2	
Weiter Blatt:	-

FIRMEEIGENE 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTHE INFORMATIONEN.

GE Vernova

OUK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford,
ST16 1WT, UK



Ausgabe: H

Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (24E/16A) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)

Datum: 4/30/2020

Bezeichnung: S.J BURTON

Geprüft:

FIRMEIGENE 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:

Blatt: 1

Weiter Blatt: 2

GE Vernova

OK Grid Solutions Ltd

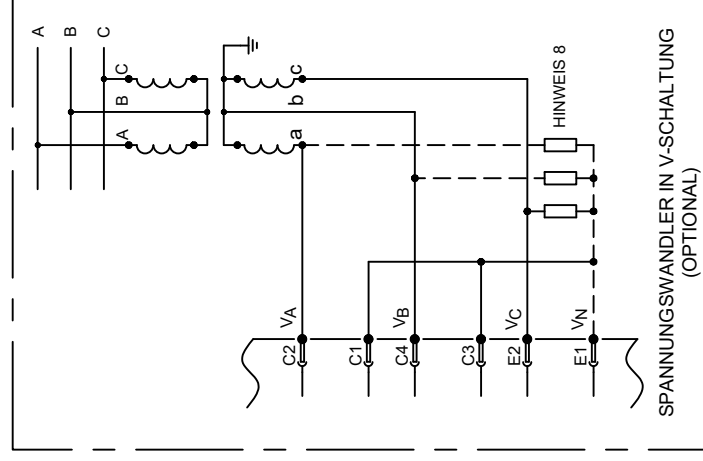
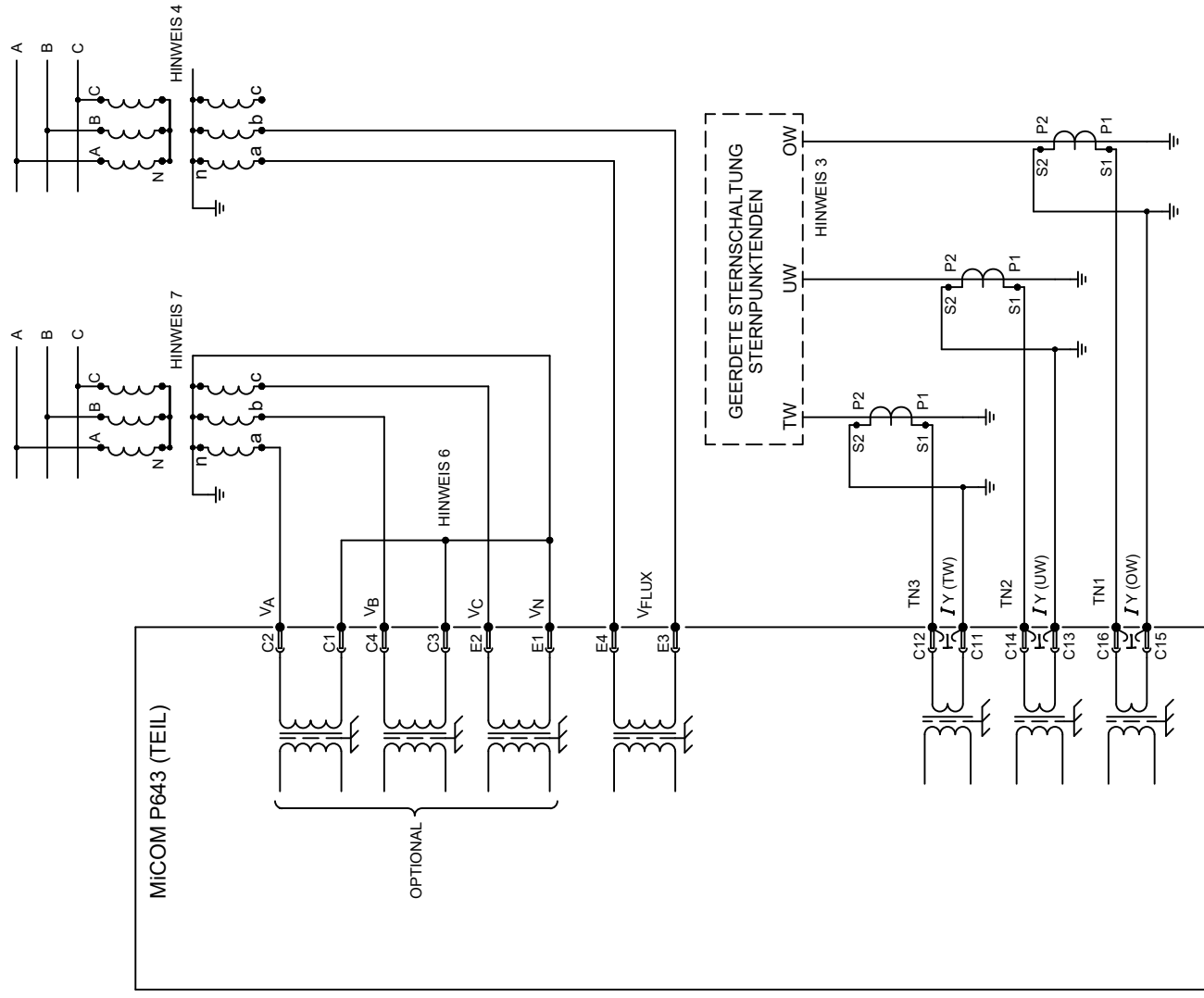
St Leonards Building,

Harry Kerr Drive,

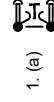
Stafford,

ST16 1TW, UK.

10P64304



HINWEISE:



1. (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

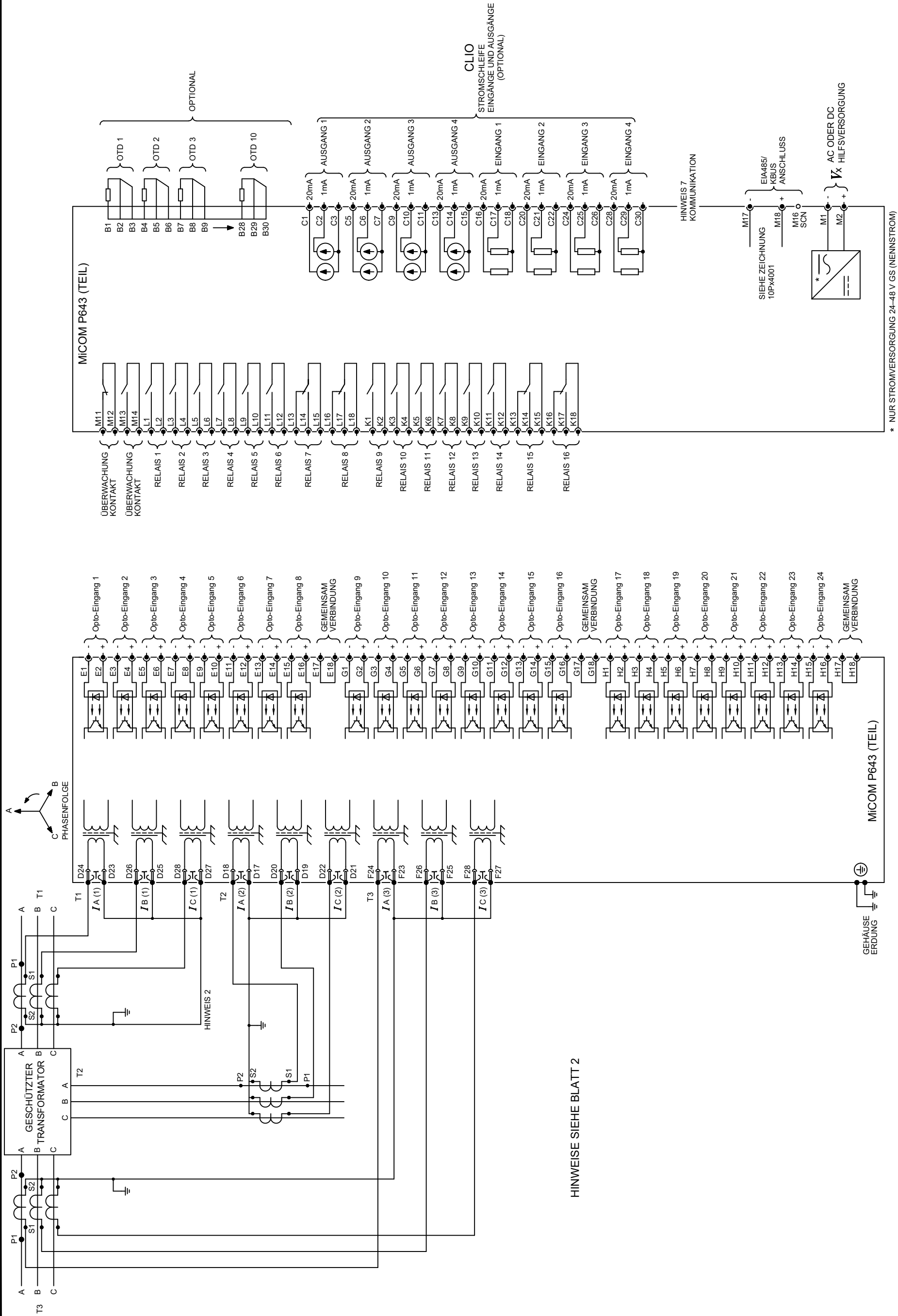


(b) KLEMME.

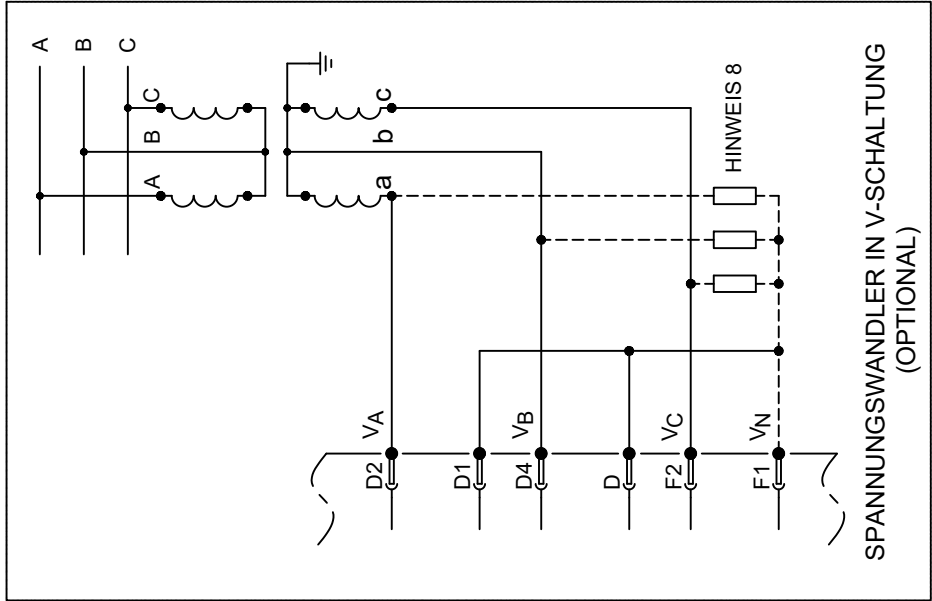
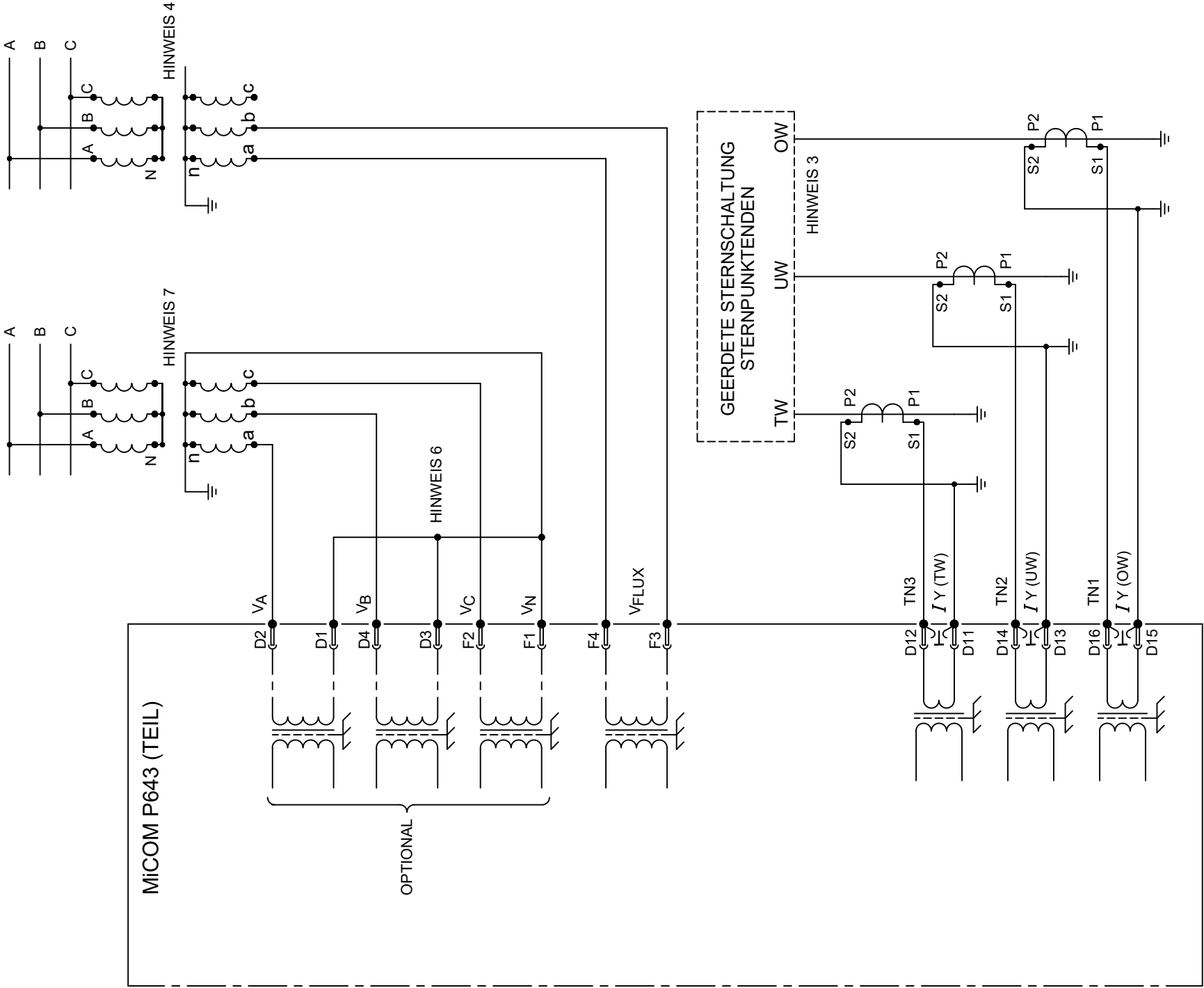


(c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN.
(WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG -10P4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREI-PHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN.
8. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
9. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T1/- INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.



Ausgabe:	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.
Datum: 06/07/2023	FIRMEIGENE 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.
Datum:	Bezeichnung: S WOOTTON Geprüft:
Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (80TE)	
Zeichnung Nr.: 10P64362	
Blatt: 1	
Weiter Blatt: 2	
 GE VERNOVA OJUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Staffordshire, UK ST16 1WT, UK	

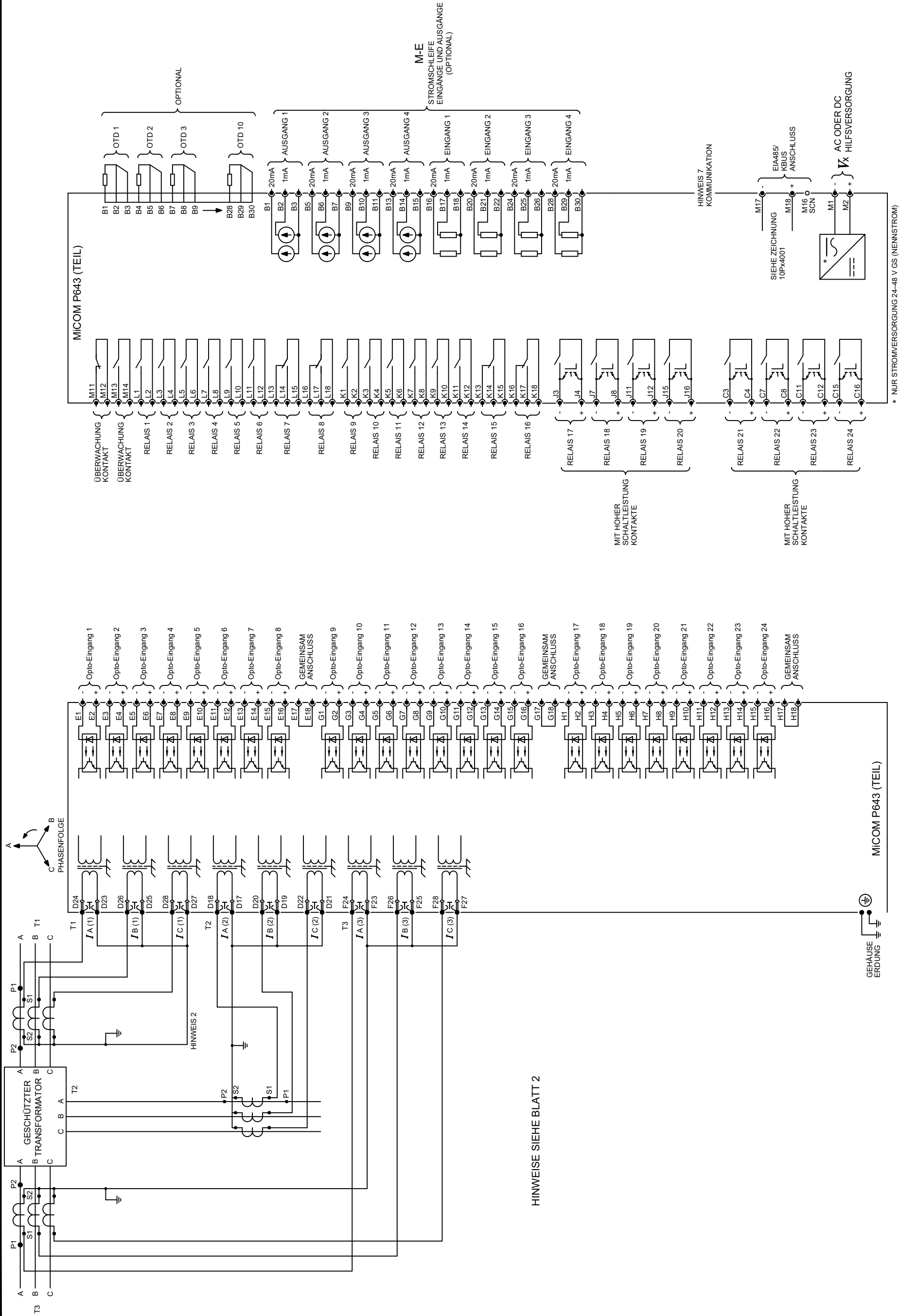


HINWEISE:

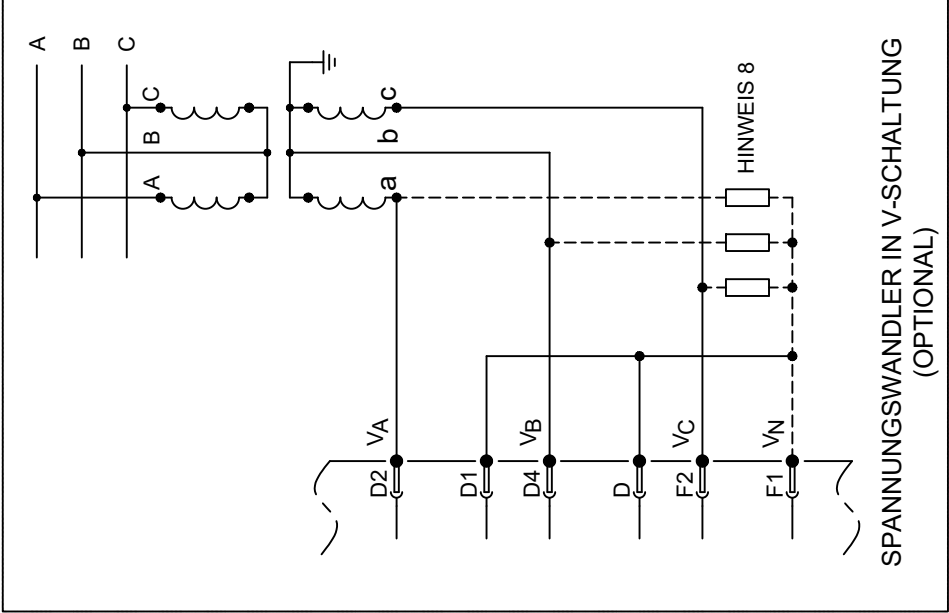
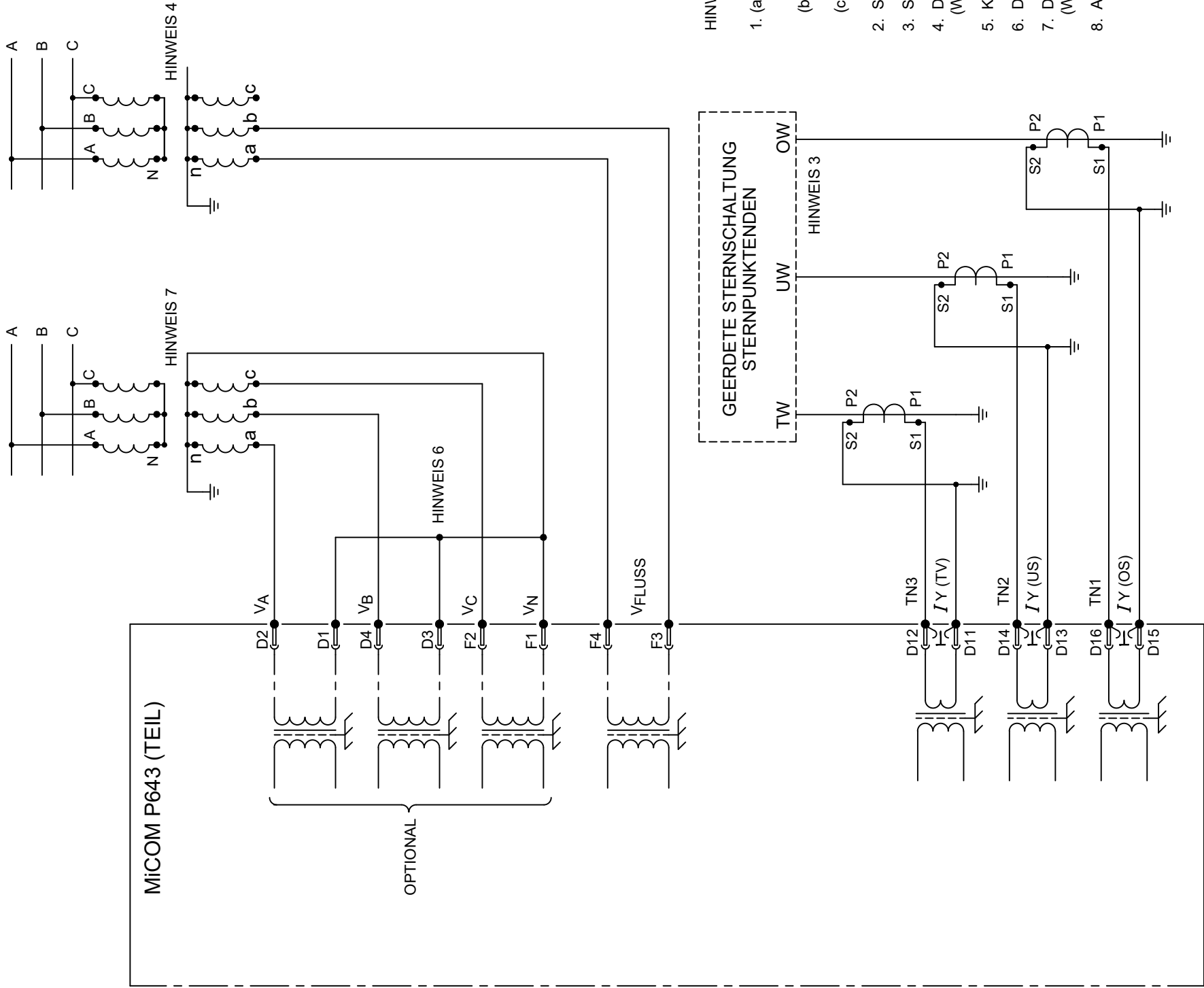
- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
2. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/16A) 80TE	
		Zeichnung Nr: 10P643362	Blatt: 2 Weiter - Blatt:
Datum: 06/07/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	 GE VERNOVA OJK Grid Solutions Ltd S1 Leopards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.	
Datum:	Geprüft: S SWAIN		

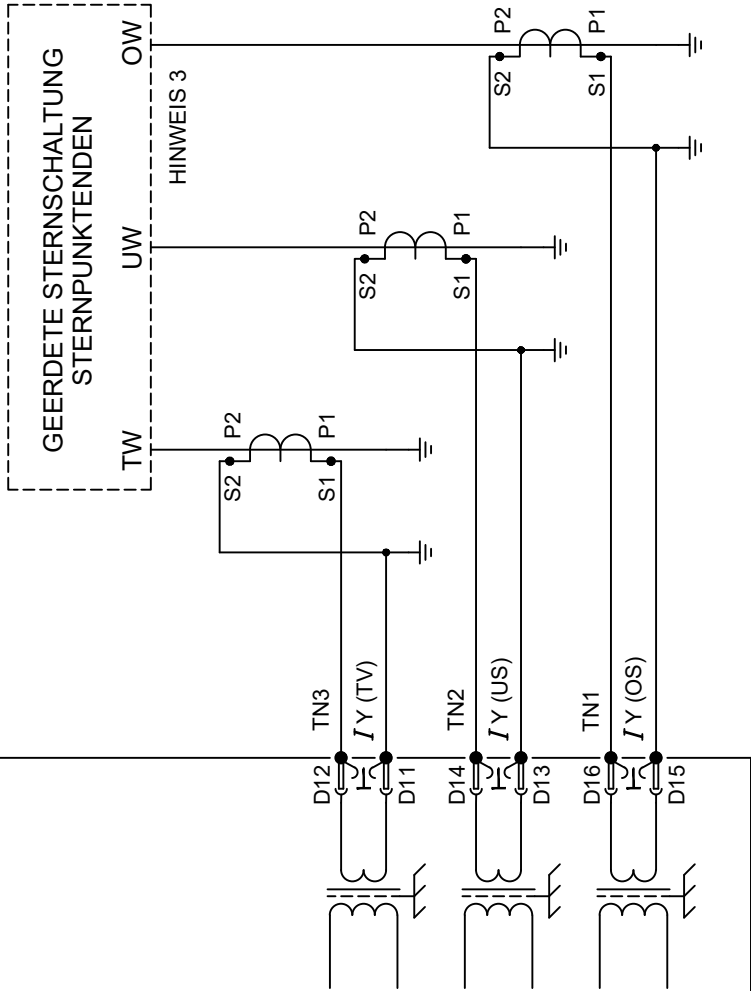


Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT DREI STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/16A + 8A RELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) 80TE
Datum: 24/07/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMEEIGENE UND VERTRAULICHE 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr: 10P64363
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1	Weiter Blatt: 2
		GE VERNOVA ©UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	



HINWEISE:

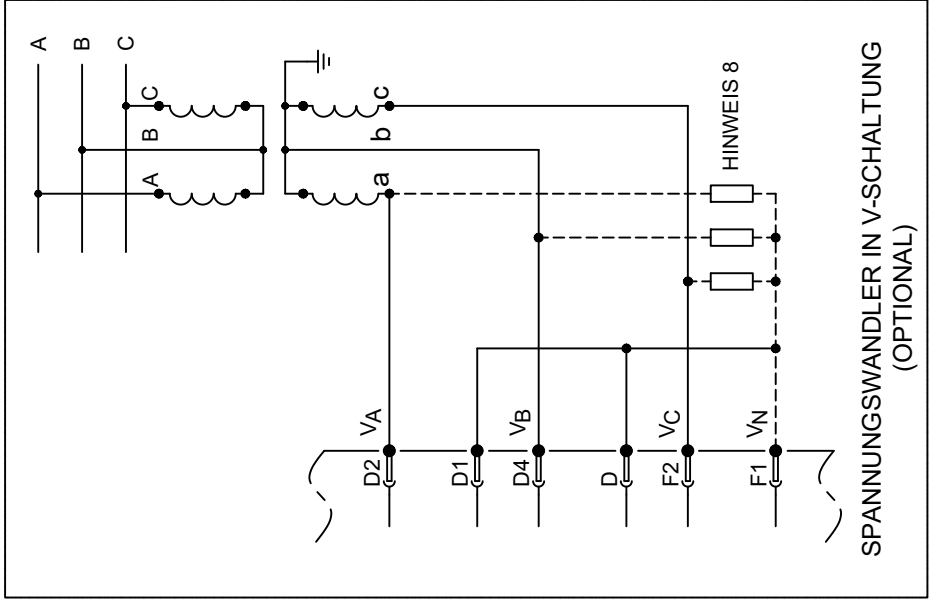
- (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN VOR (b) TRENNEN.
(b)  ANSCHLUSS.
(c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)
2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET.)
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREI-PHASEN-SPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.



Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	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.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT DREI STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/16A + 8A RELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) 80TE	
Datum: 24/07/2023	Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64363	Blatt: 2
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 unterliegt den Bestimmungen und -bestimmungen unterliegen, © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN, gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen, © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN



1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

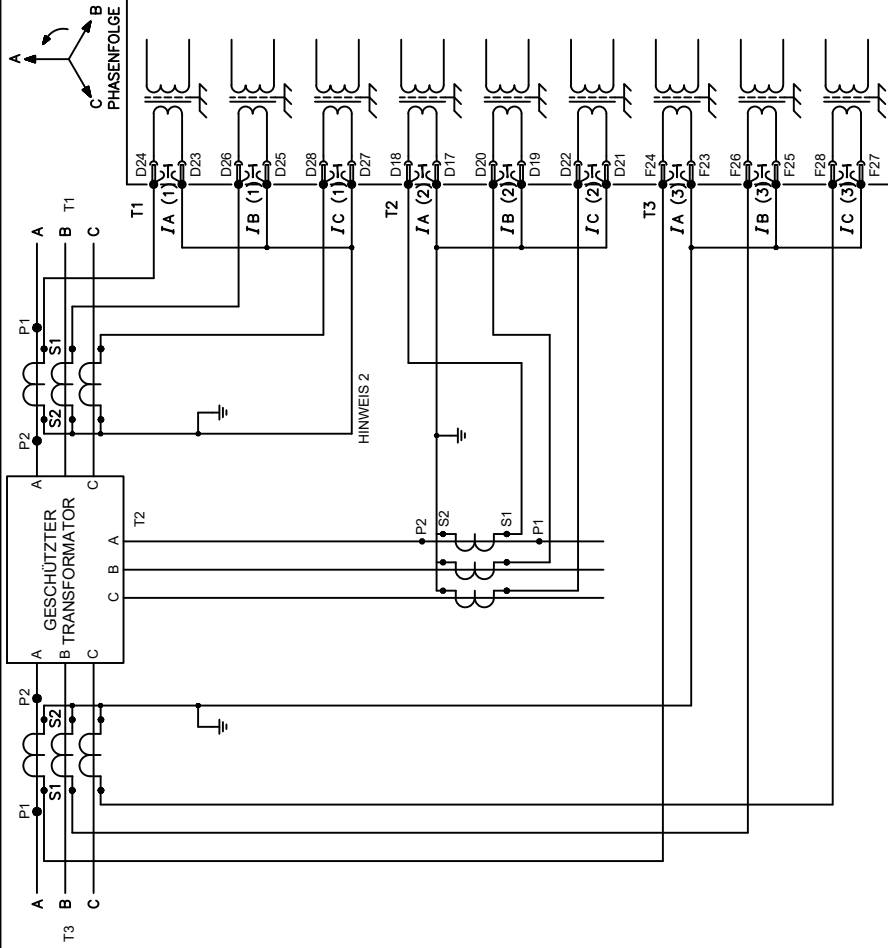
- (b)  KLEMME.
 - (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)
2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
 3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
 4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN.
(WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
 5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
 6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
 7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN.
(WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
 8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe:	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.
Datum: 20/04/2023	Bezeichnung: S WOOTTON
Datum:	Geprüft:

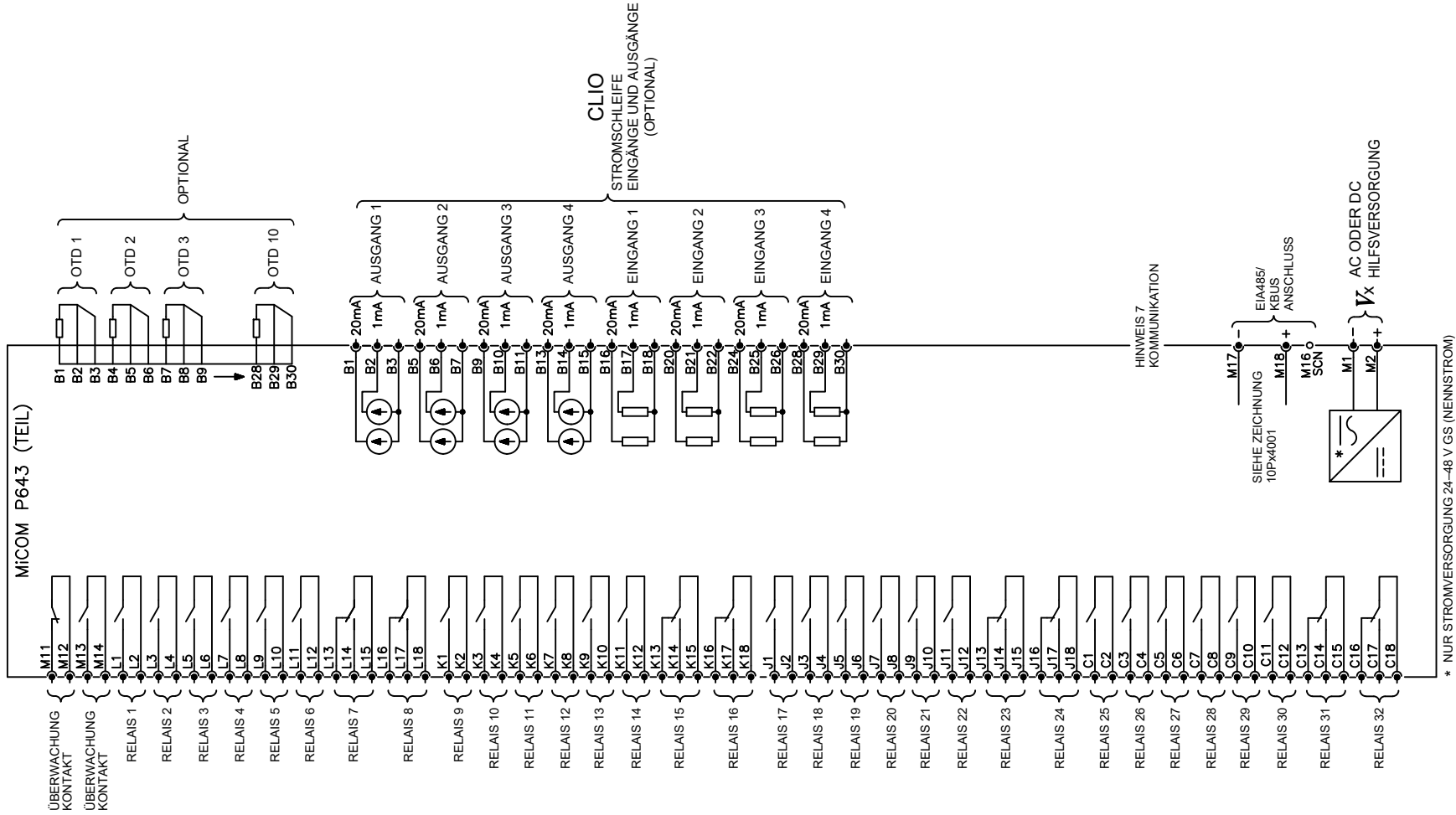
Titel:		PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/24A) 60TE	
Zeichnung Nr:		10P64352	
		Blatt: 2	Weiter - Blatt:

FIRMEEIGENE 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 UNVERÖFFENTLICHT INFORMATIONEN.
--

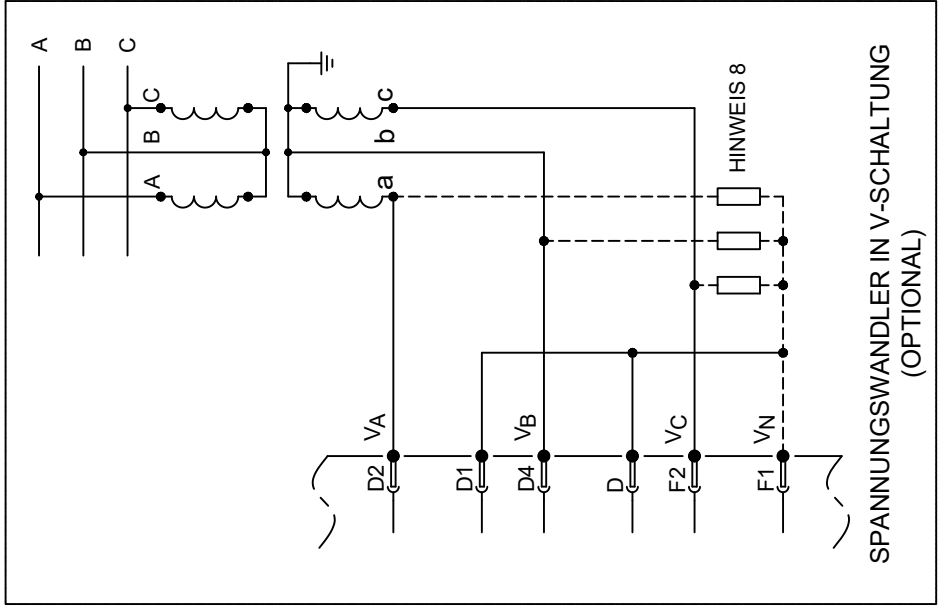
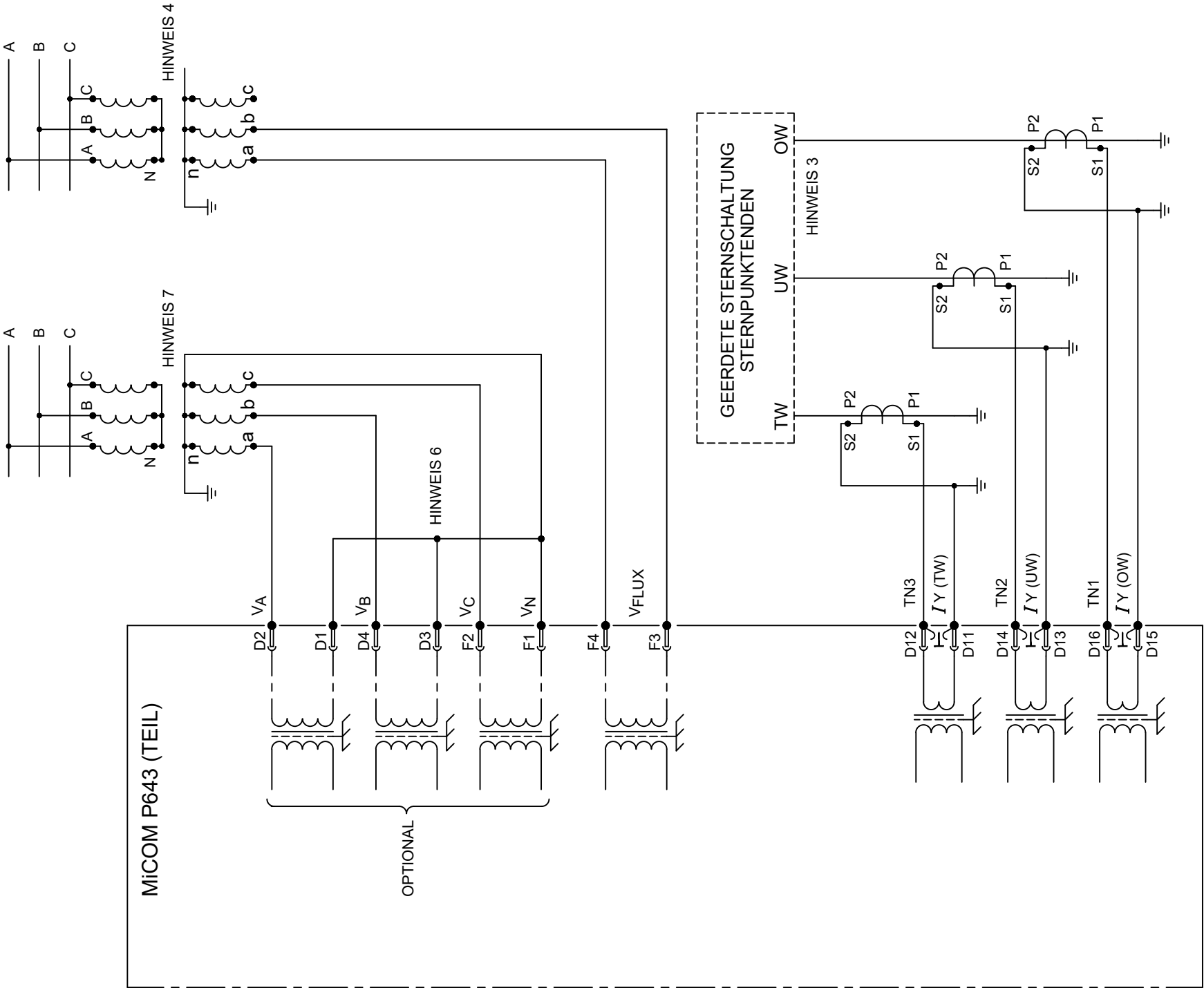
 GE VERNOVA © UK Grid Solutions Ltd St Leonard's Building, Harry Kerr Drive, Stanford, Staffordshire ST16 1WT, UK.	
---	--



HINWEISE SIEHE BLATT 2



Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/32A) 80TE	
		Zeichnung Nr.: 10P64353	
Datum: 15/08/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Blatt: 1	GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft:	Weiter Blatt: 2	

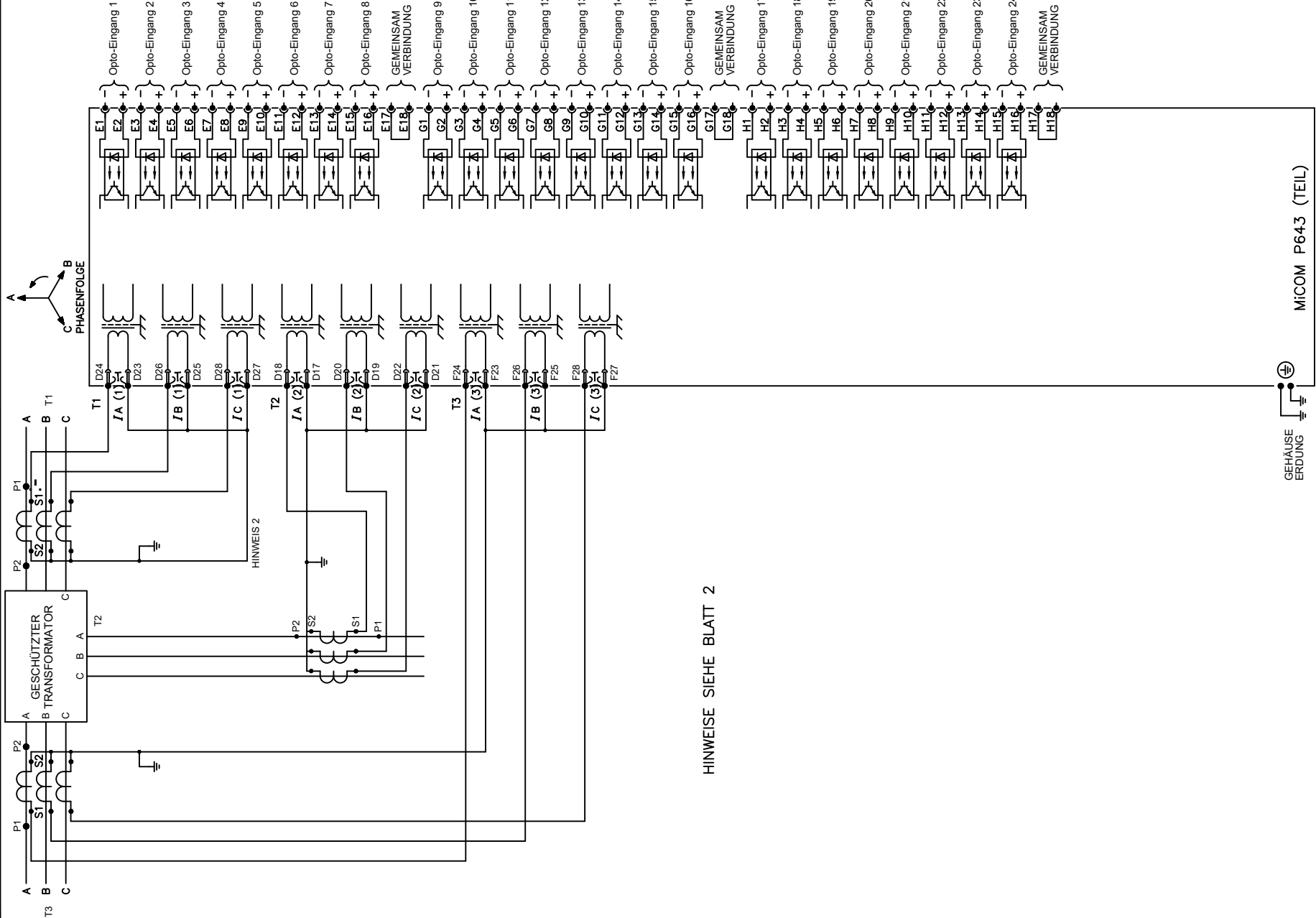


HINWEISE:

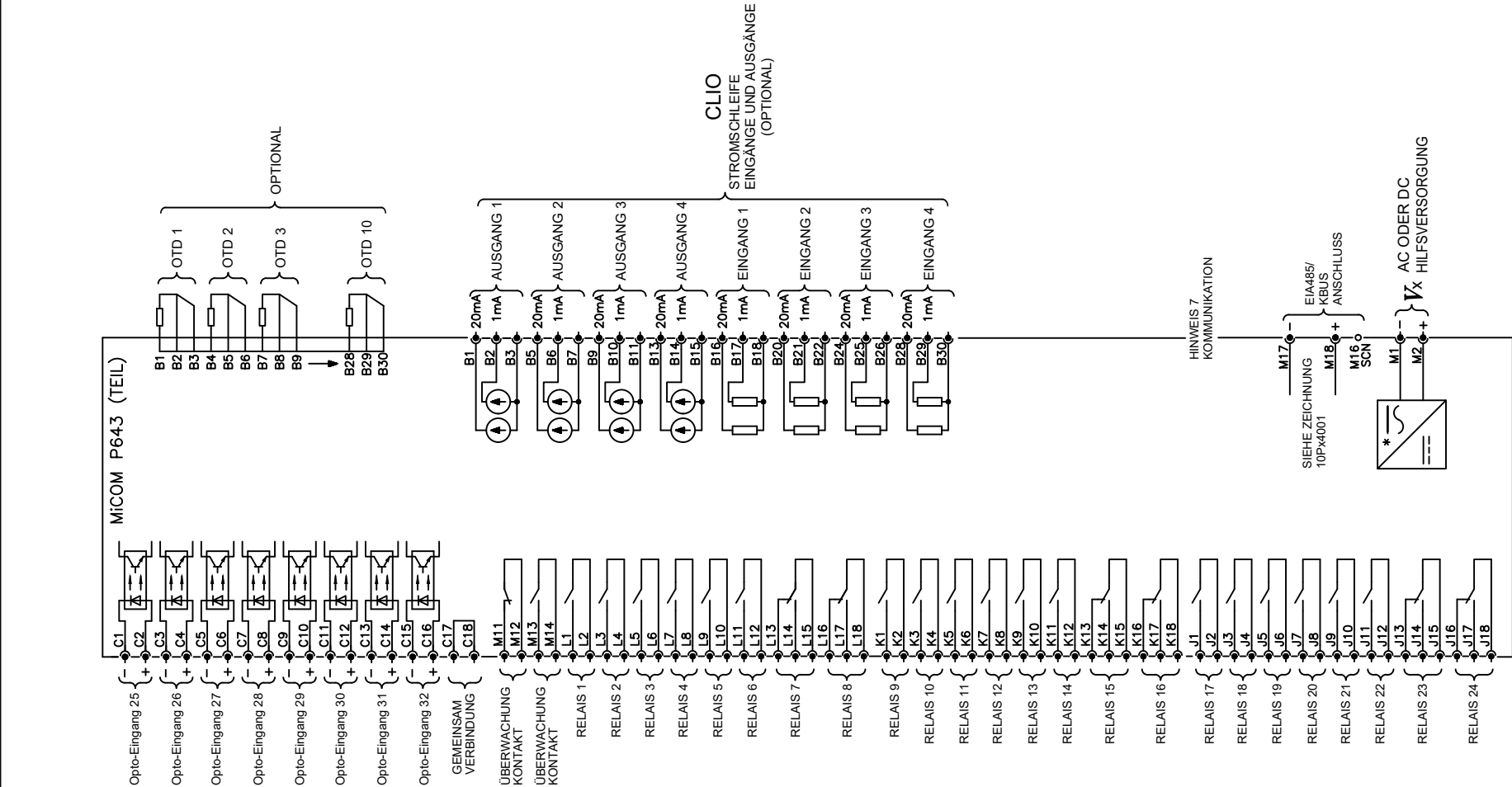
- 1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- 2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- 3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- 4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
- 5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
- 6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- 7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- 8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe:	Revision:	Titel:	
	CID007575. ERSTAUSGABE.	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN	
Datum: 21/04/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/32A) 80TE	
Datum:	Geprüft:	Zeichnung	
		Nr:	
		Blatt:	2
		Weiter	-
		Blatt:	
		10P64353	
		GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.	



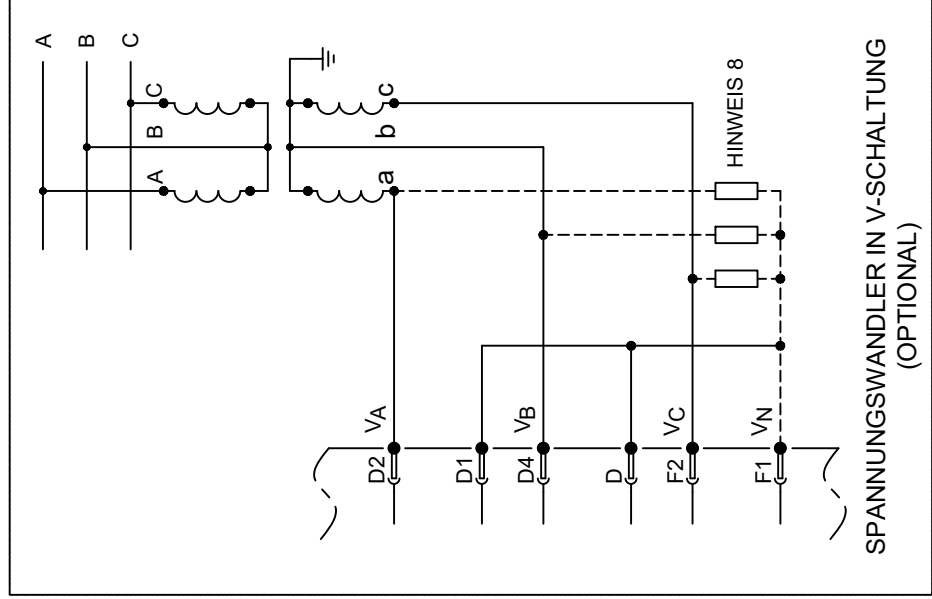
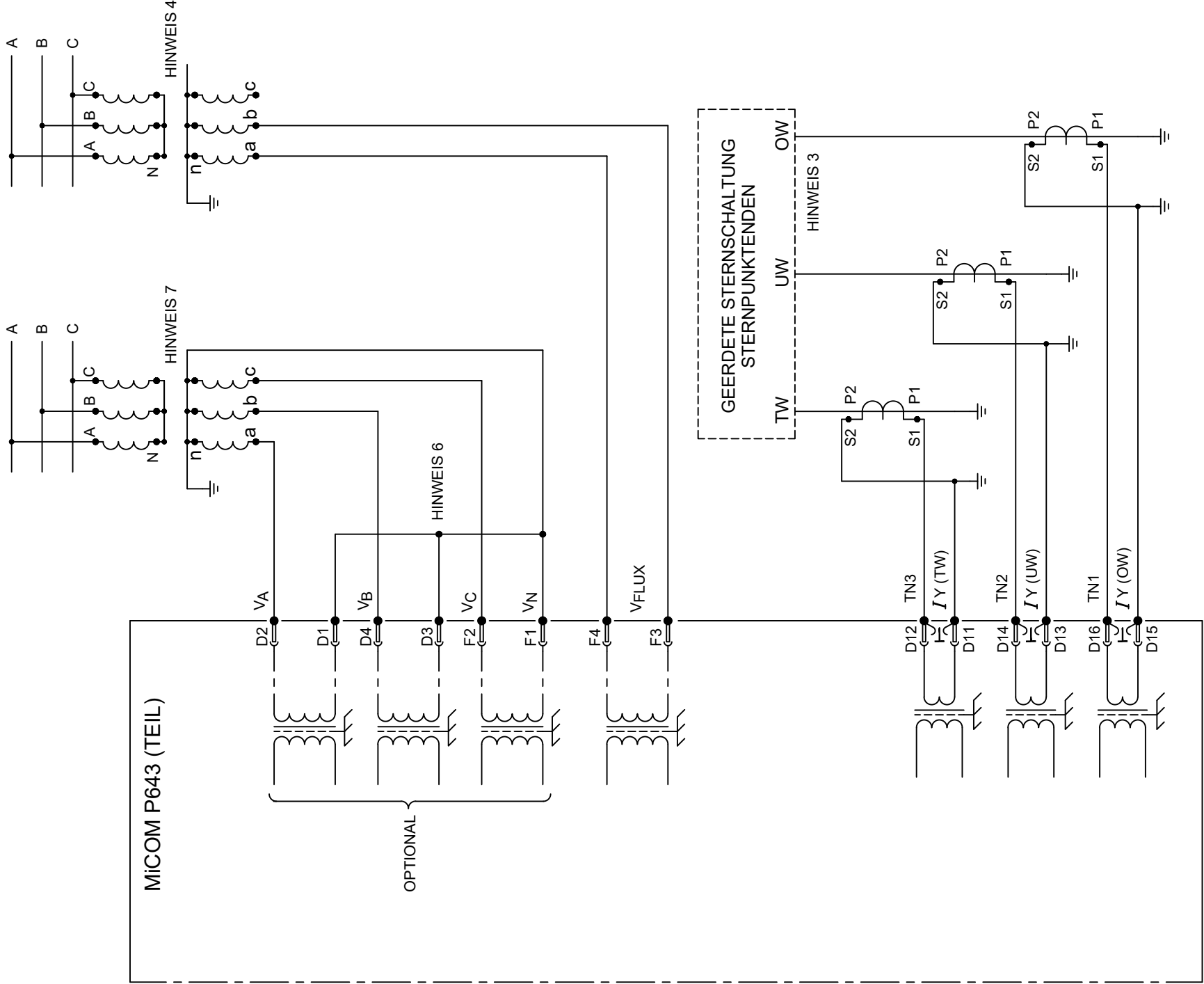
HINWEISE SIEHE BLATT 2



CLIO
STROMSCHLEIFE
EINGÄNGE UND AUSGÄNGE
(OPTIONAL)

* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NEINSTROM)

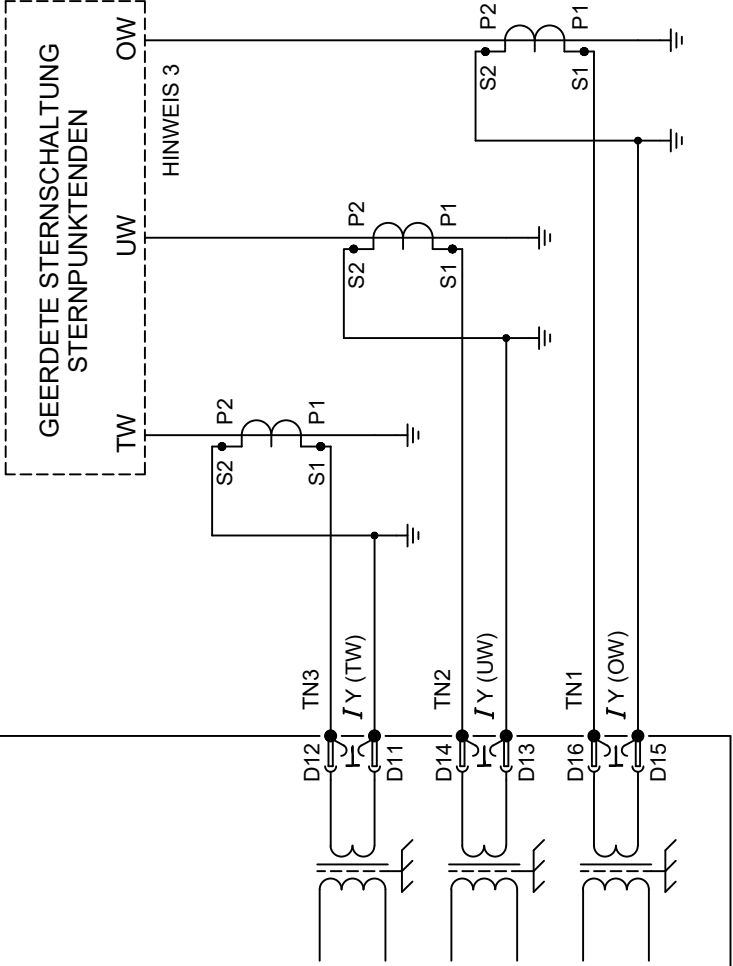
Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (32E/24A) 80TE	
	Datum: 14/08/2023	Zeichnung Nr: 10P64374	
Datum:	Bezeichnung: S WOOTTON	Blatt: 1	Weiter Blatt: 2
Geprüft:		GE Vernova OJK Grid Solutions Ltd ST Leads Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	



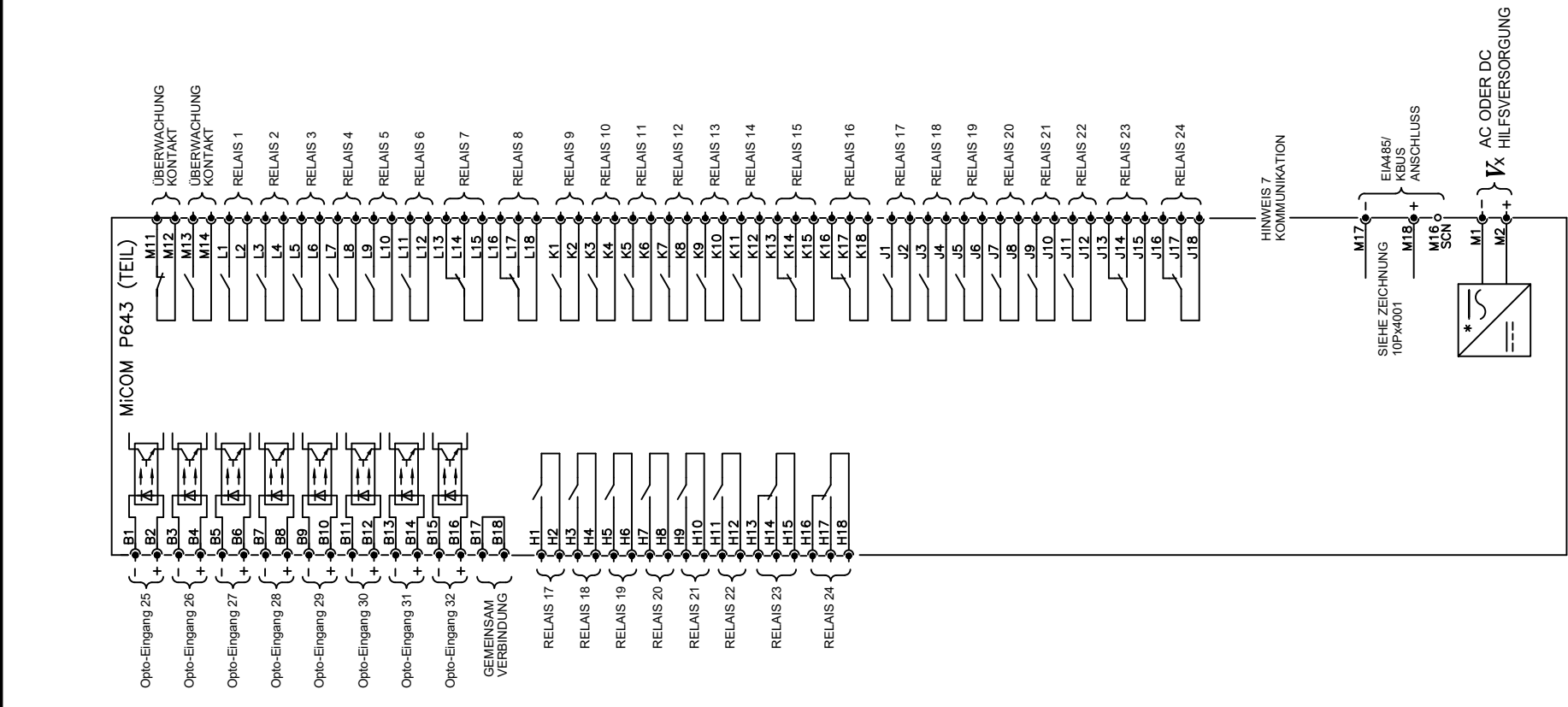
HINWEISE:

- (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b)  KLEMME.
- (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE; DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

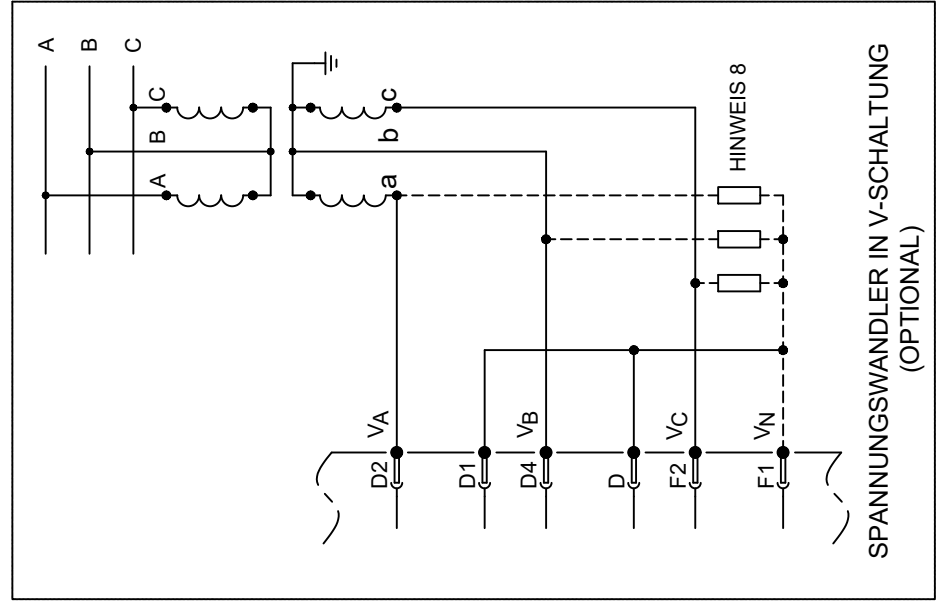


Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (32E/24A) 80TE	
	Datum: 14/08/2023	Zeichnung Nr: 10P64374	
Datum:	Bezeichnung: S WOOTTON	Blatt: 2	Weiter Blatt: -
Geprüft:		 GE Vernova OJK Grid Solutions Ltd St. Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	



* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (32E/32A) 80TE
Datum: 14/08/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64377
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1 Weiter Blatt: 2
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 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  OUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK		



1. (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN

(c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.

3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.

4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).

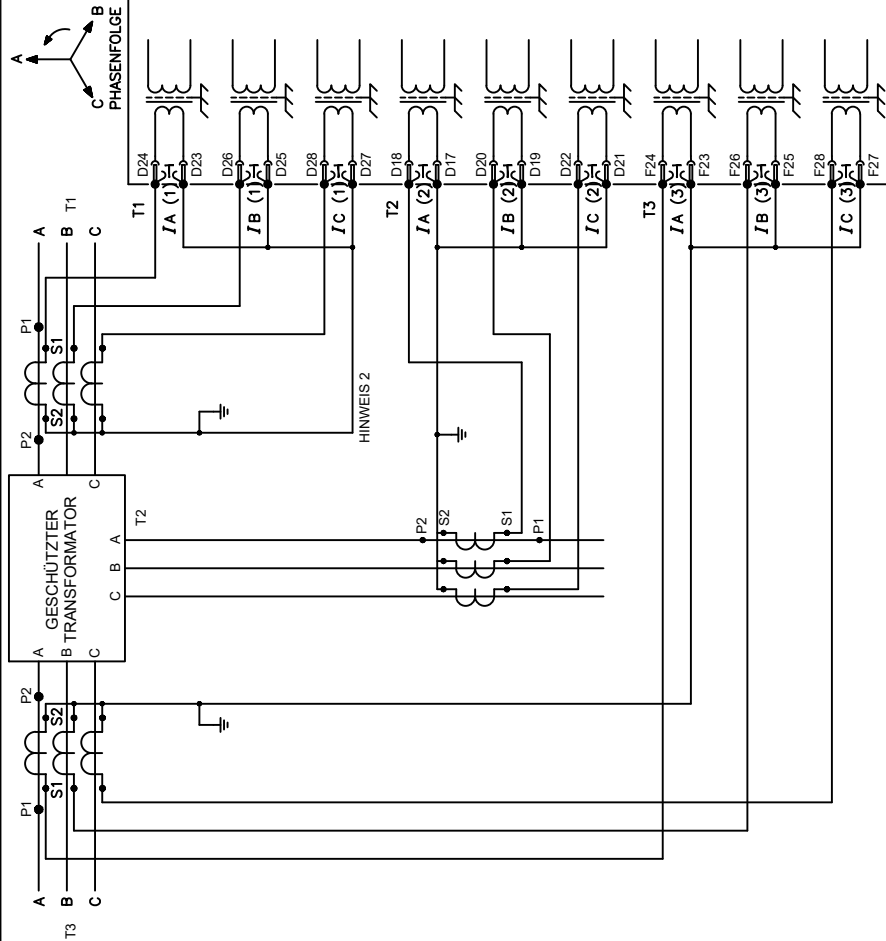
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.

6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).

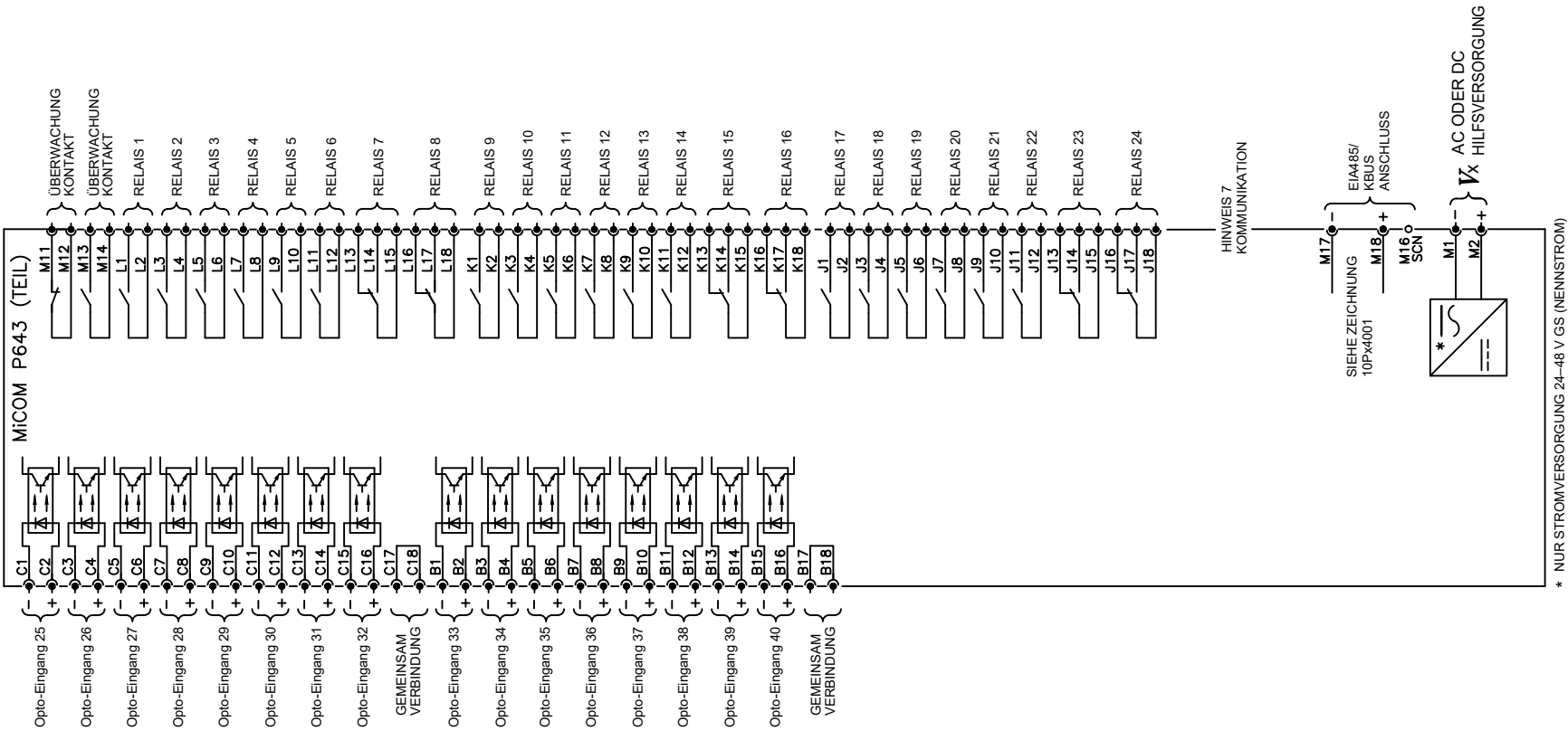
7.7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)

8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	
Datum: 14/08/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMEEIGENE 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.
Datum:	Geprüft:	

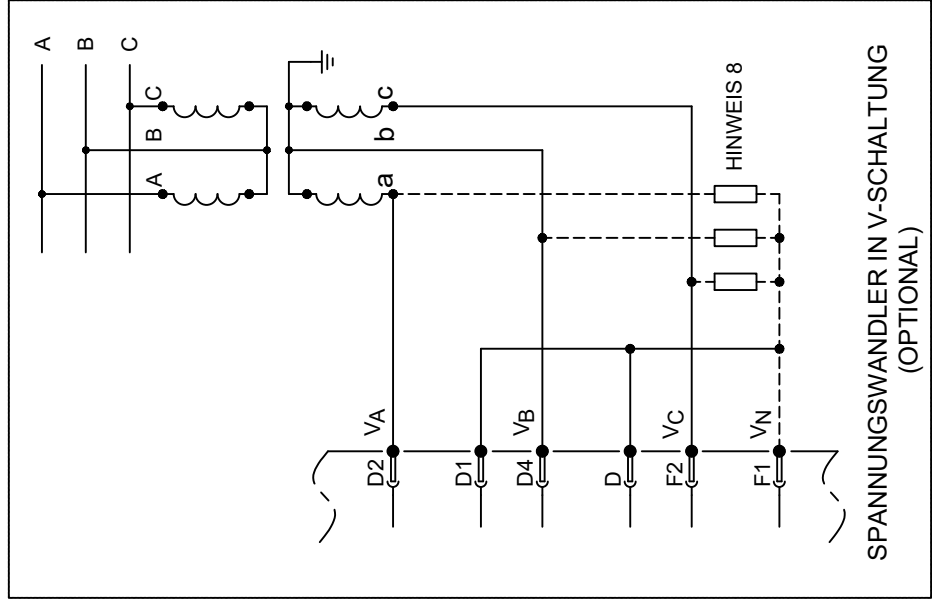
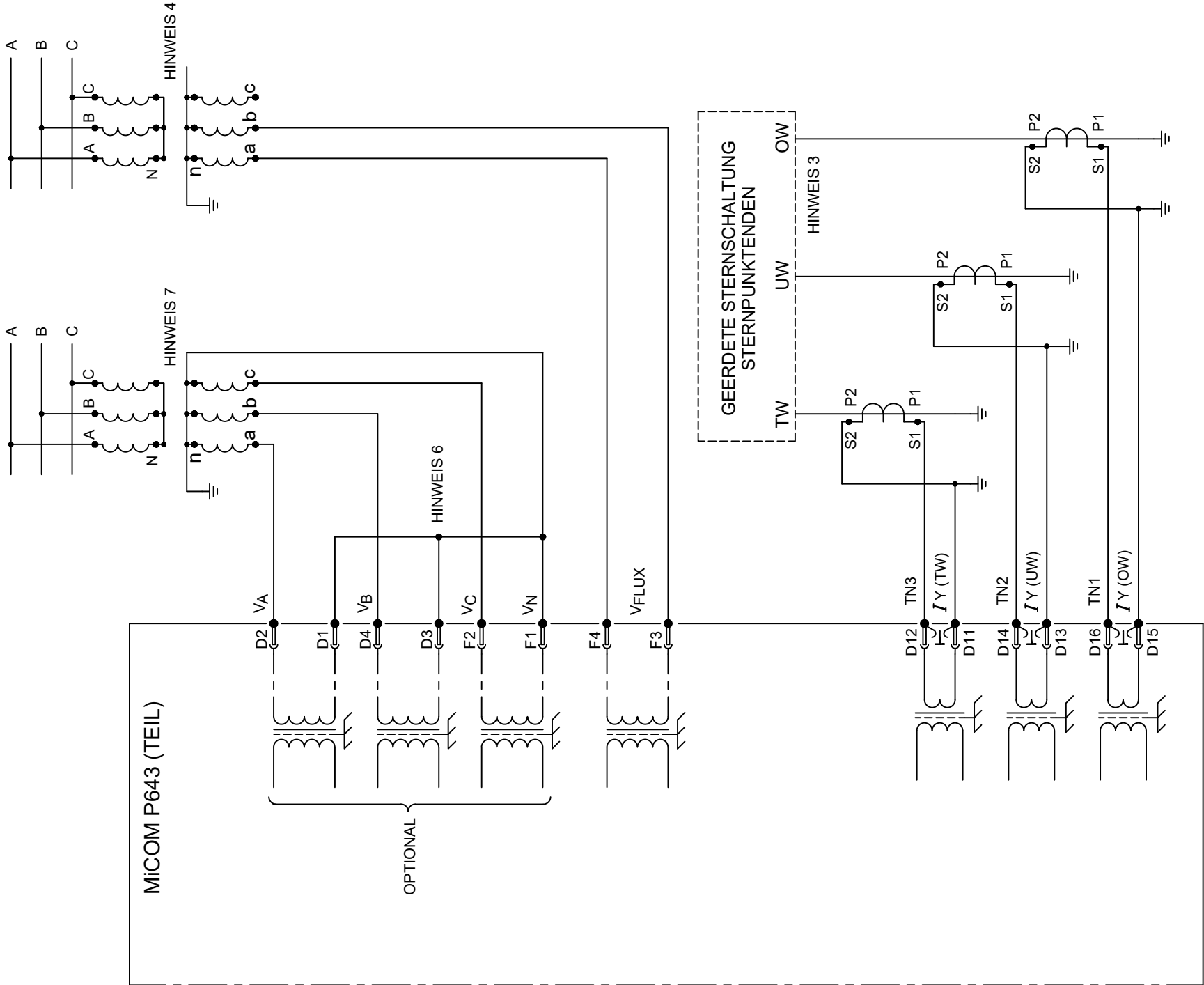


HINWEISE SIEHE BLATT 2



* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

Ausgabe: A		Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (40E/24A) 80TE	
Datum: 16/03/2023	Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64355		
Datum:	Geprüft:		Blatt: 1 Weiter Blatt: 2		
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 OUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.		

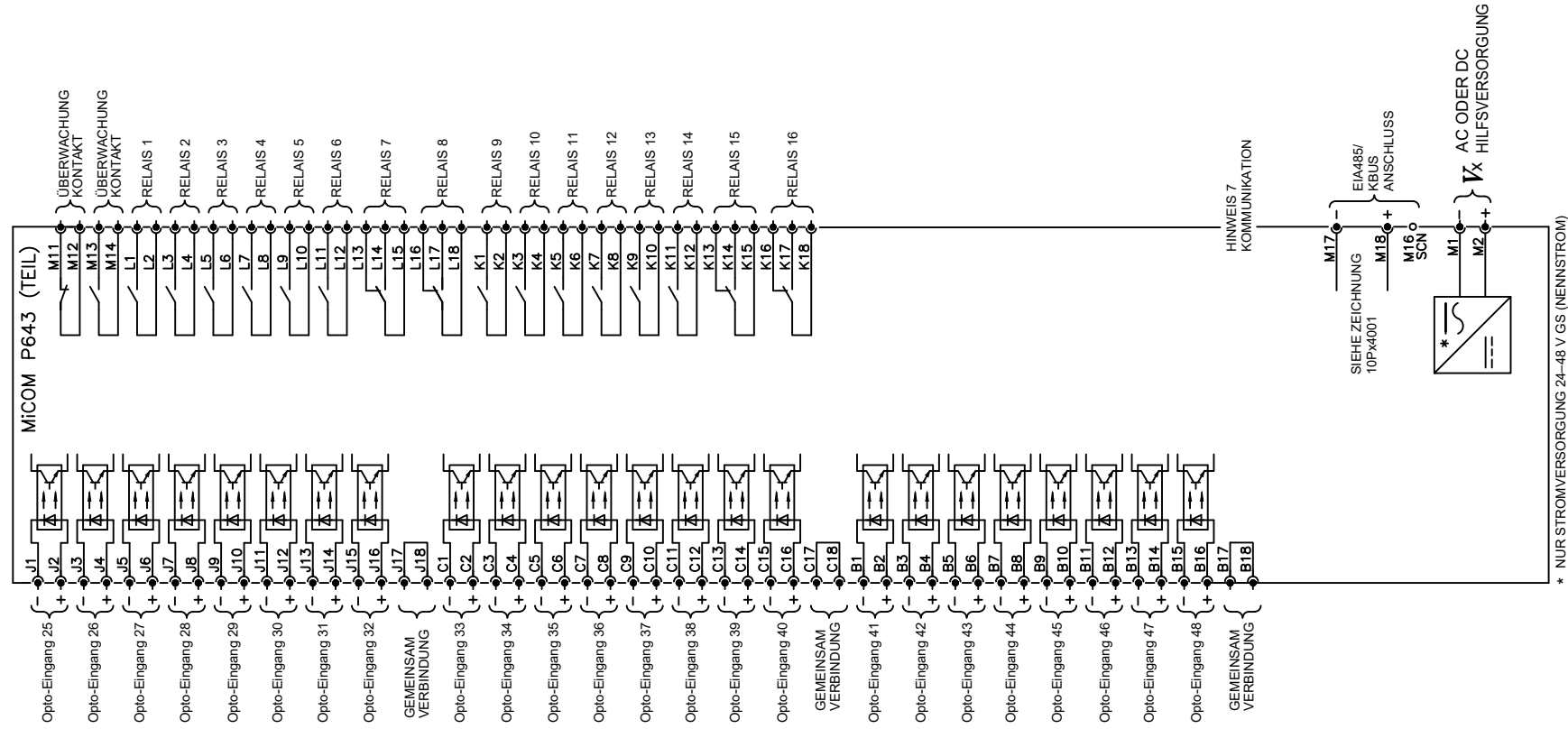
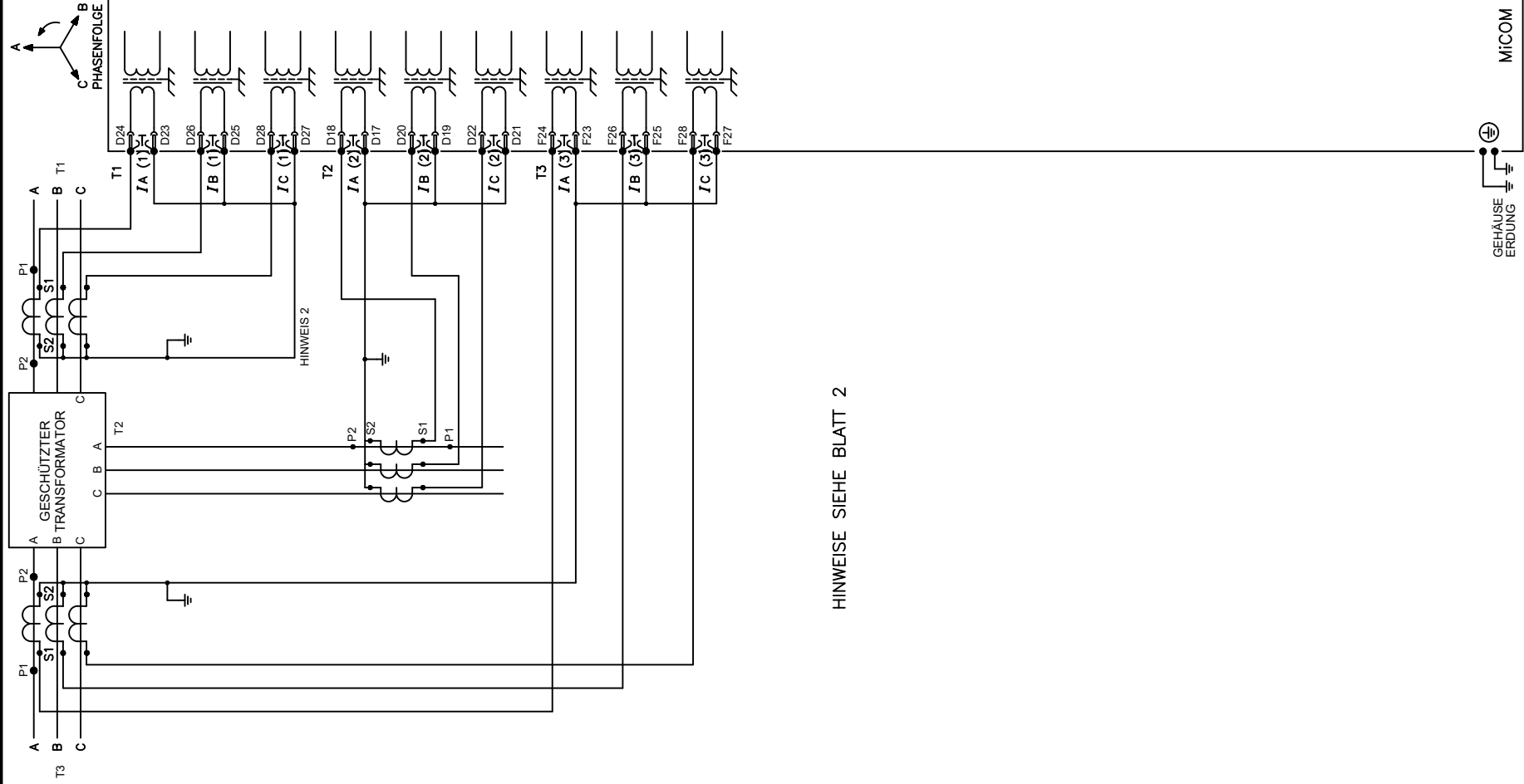


HINWEISE:

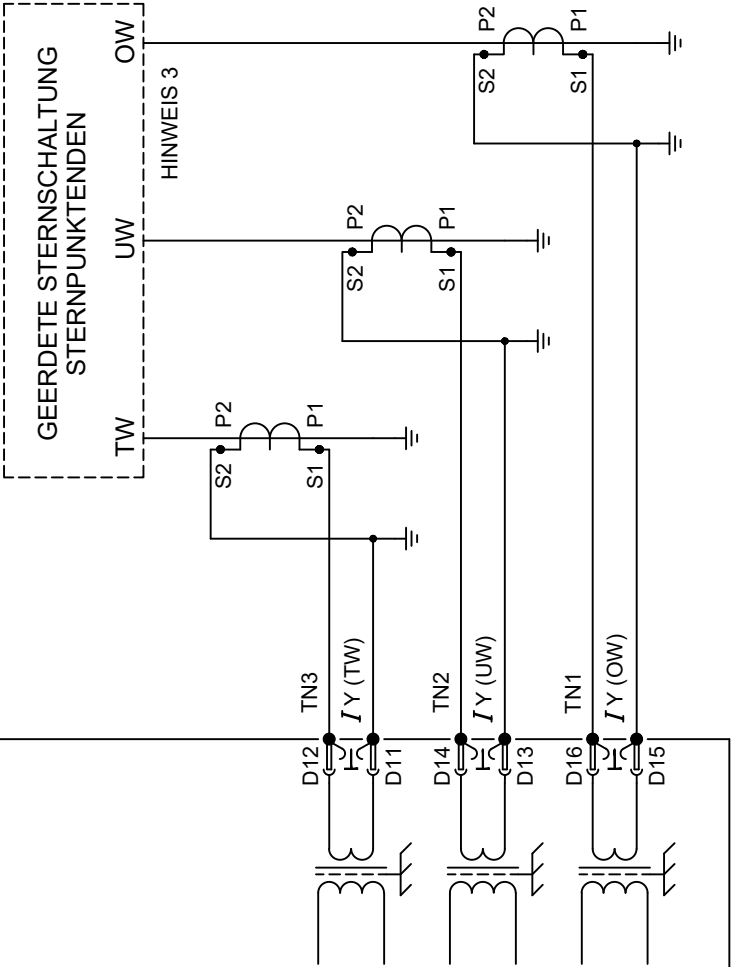
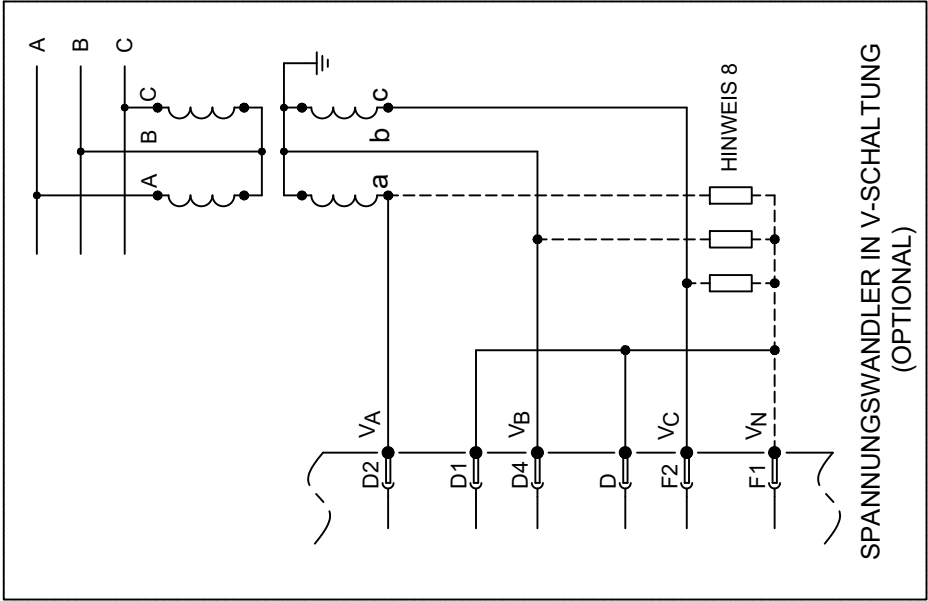
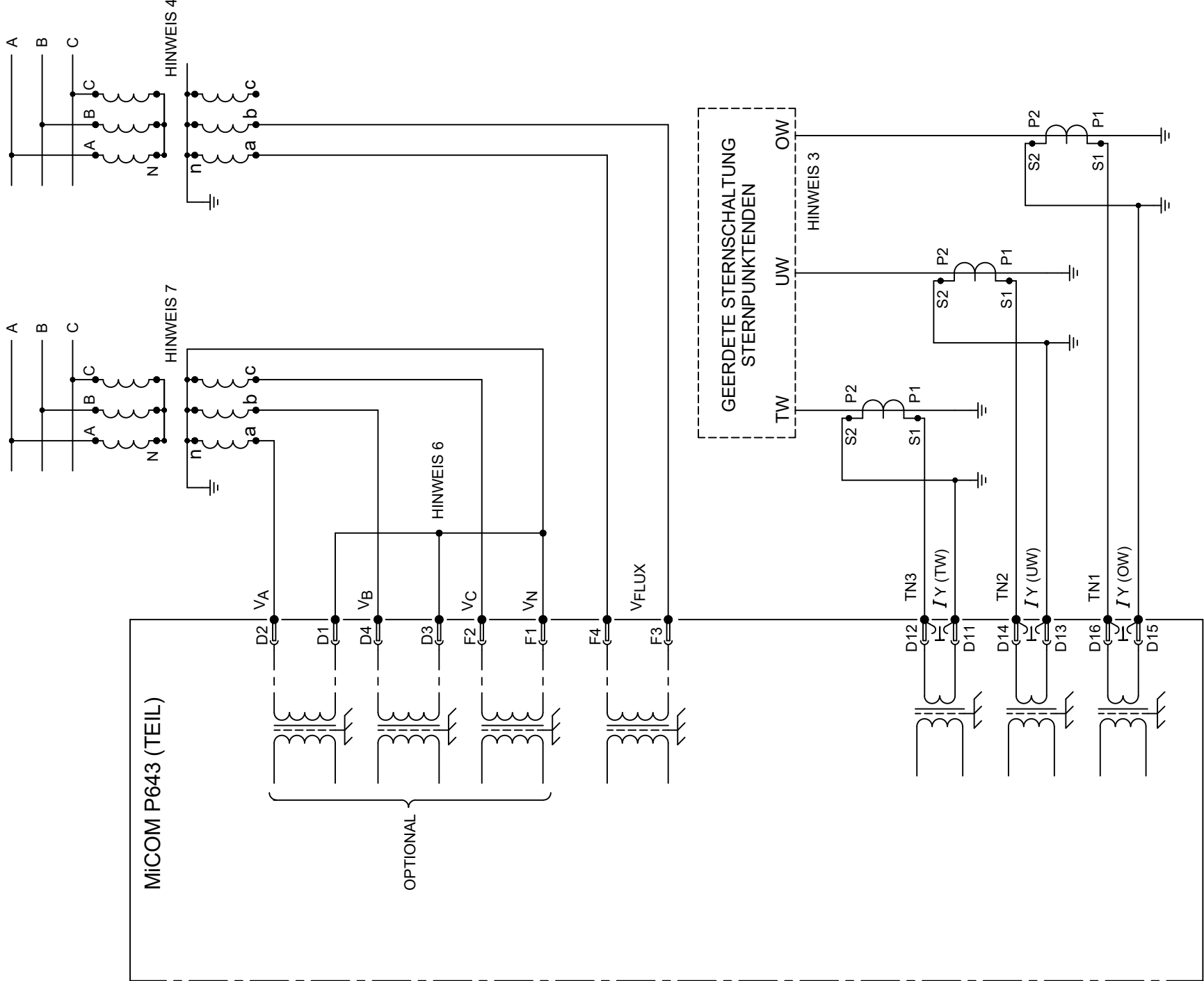
- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET.)
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSpannung KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe:	Revision:	Titel:		
	CID007575. ERSTAUSGABE.	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN		
Datum: 24/04/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (40E/24A) 80TE		
Datum:	Geprüft:	Zeichnung		
		Nr:		
		Blatt: 2		
		Weiter -		
		Blatt:		
		10P64355		
		GE VERNOVA		
		OJK Grid Solutions Ltd		
		St Leonards Building,		
		Harry Kerr Drive,		
		Stafford,		
		ST16 1WT, UK.		



Ausgabe:	Revision:	Titel:	
A	CID007575. ERSTAUSGABE.	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (48E/16A) 80TE	
Datum: 16/03/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64356	
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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen, und - bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.		GE VERNOVA Ouk Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	

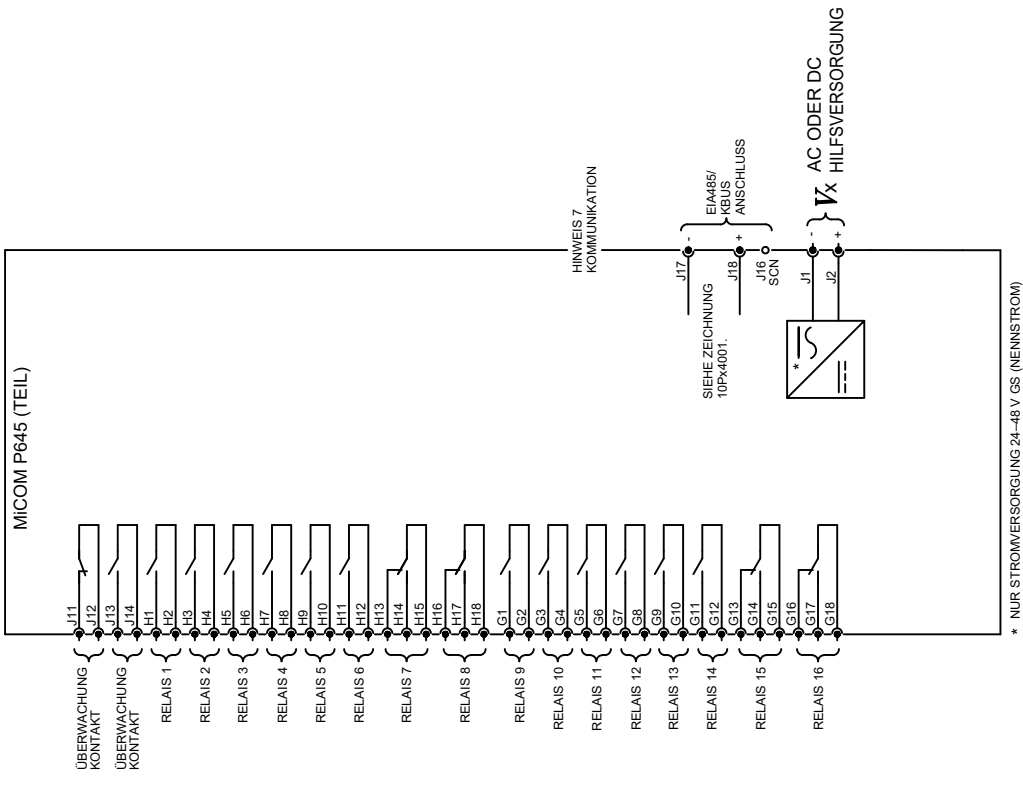
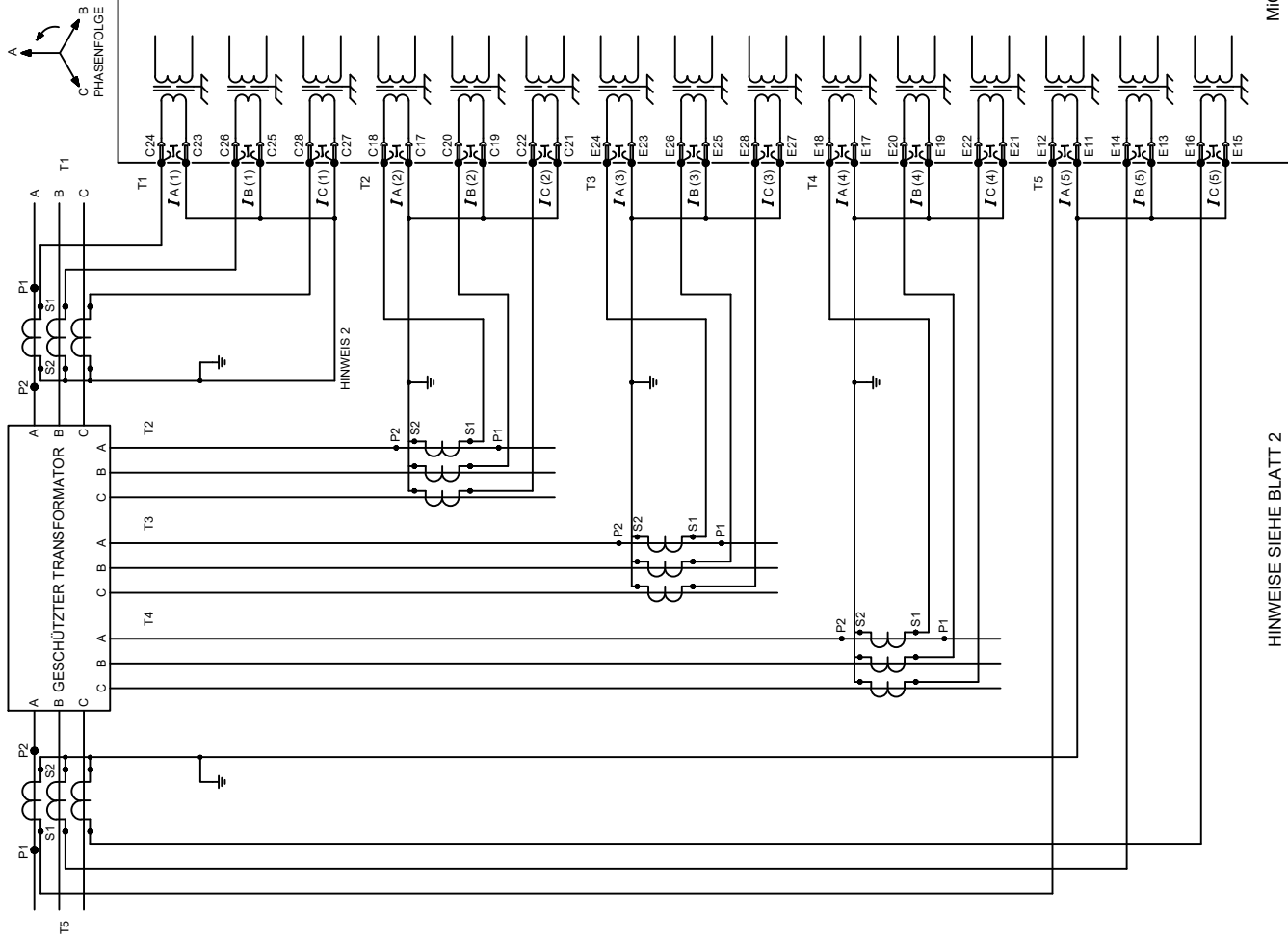


HINWEISE:

- 1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- 2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- 3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- 4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
- 5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
- 6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- 7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- 8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe:	Revision:	Titel:	
	CID007575. ERSTAUSGABE.	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 3 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN	
Datum: 24/04/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (48E/16A) 80TE	
Datum:	Geprüft:	Zeichnung Nr:	Blatt: 2
			Weiter -
			Blatt:
		10P64356	
		GE VERNOVA OJUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.	



* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

HINWEISE SIEHE BLATT 2

Ausgabe: **F**

Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

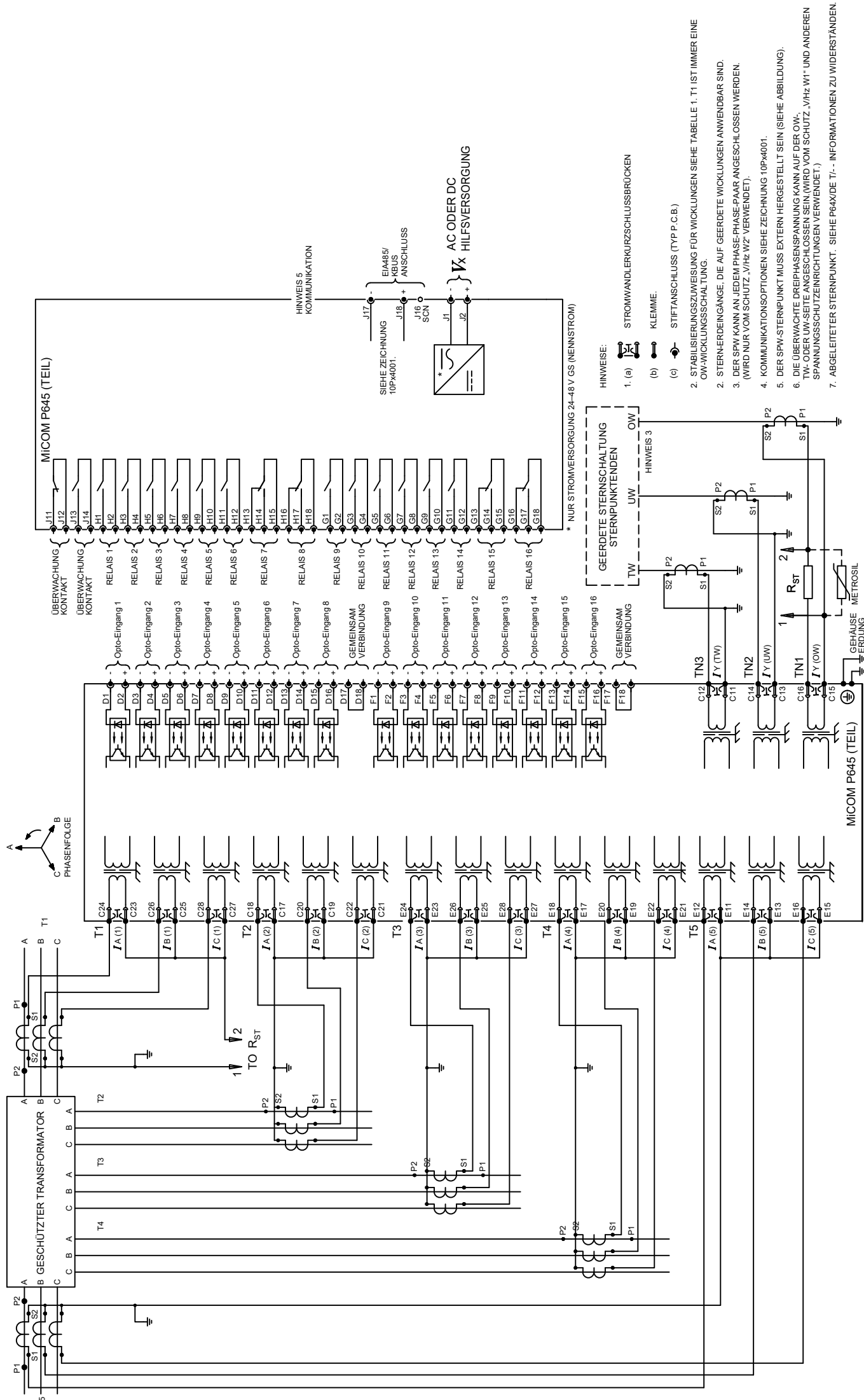
Titel: **ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (16E/16A) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)**

Datum: 4/30/2020
Bezeichnung: S.J.BURTON
Geprüft:

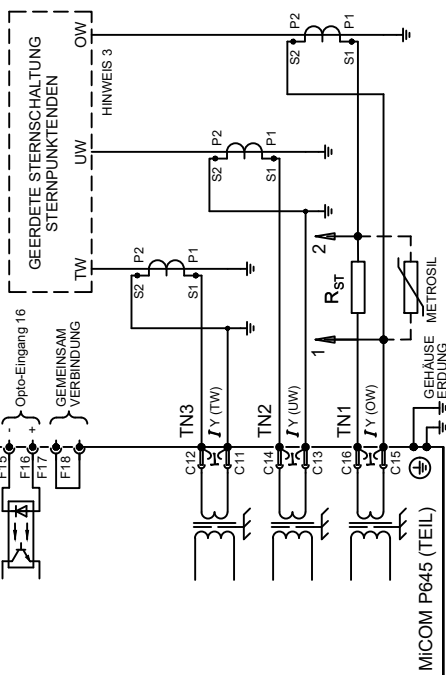
FIRME/IGENE UND VERTRAULICHE INFORMATIONEN VON GE Vernova. Das vorliegende Dokument ist Eigentum von GE Vernova und enthält firmeneigene Informationen von GE Vernova. Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das Dokument noch die darin enthaltenen 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

Zeichnung Nr: **10P64501**
Blatt: 1
Weiter Blatt: 2

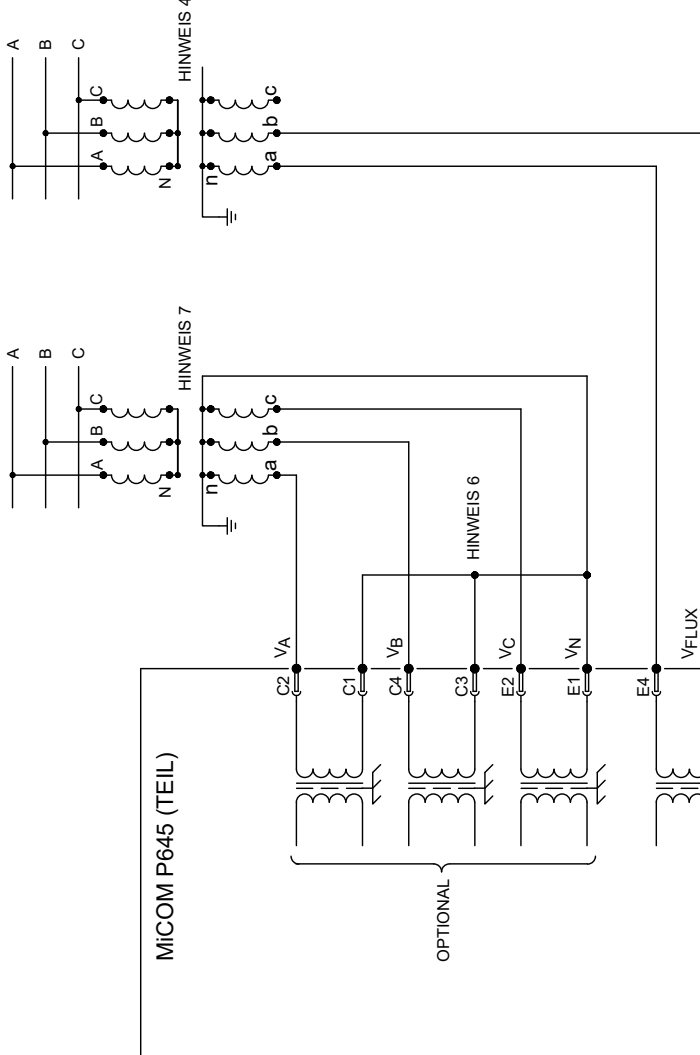
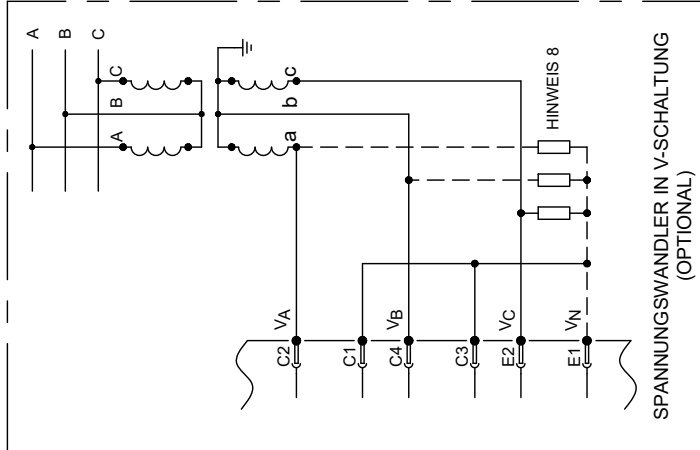
GE Vernova
UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford,
ST16 1WT, UK.



- HINWEISE:
1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN
 - (b) KLEMME.
 - (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)
2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
 3. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET.)
 4. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10P4001.
 5. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
 6. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
 7. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64XDE T1-- INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.



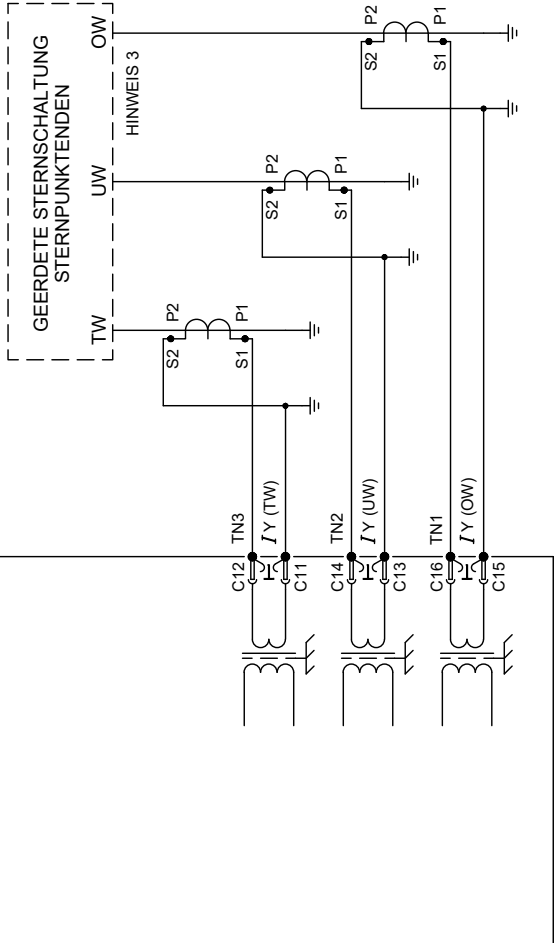
Ausgabe: H		Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format		Titel: ANSCHLUSSPLAN: HIGH Z REF FÜR TRANSFORMATOR-DIFF MIT 5 STABILISIERUNGSEINGÄNGEN. DASSELBE PRINZIP GILT FÜR ANSCHLUSS HIGH Z REF FÜR T2, T3, T4, T5		Zeichnung Nr: 10P64501		GE VERNOVA © UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Hartley Ker Drive, Stafford ST16 1WT, UK	
Datum: 4/30/2020	Bezeichnung: S. J. BURTON	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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN				Blatt: 3		Weiter Blatt:	
Datum:	Geprüft:					Blatt:		Blatt:	



HINWEISE:

- 1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- 2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- 3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- 4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
- 5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
- 6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- 7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- 8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.



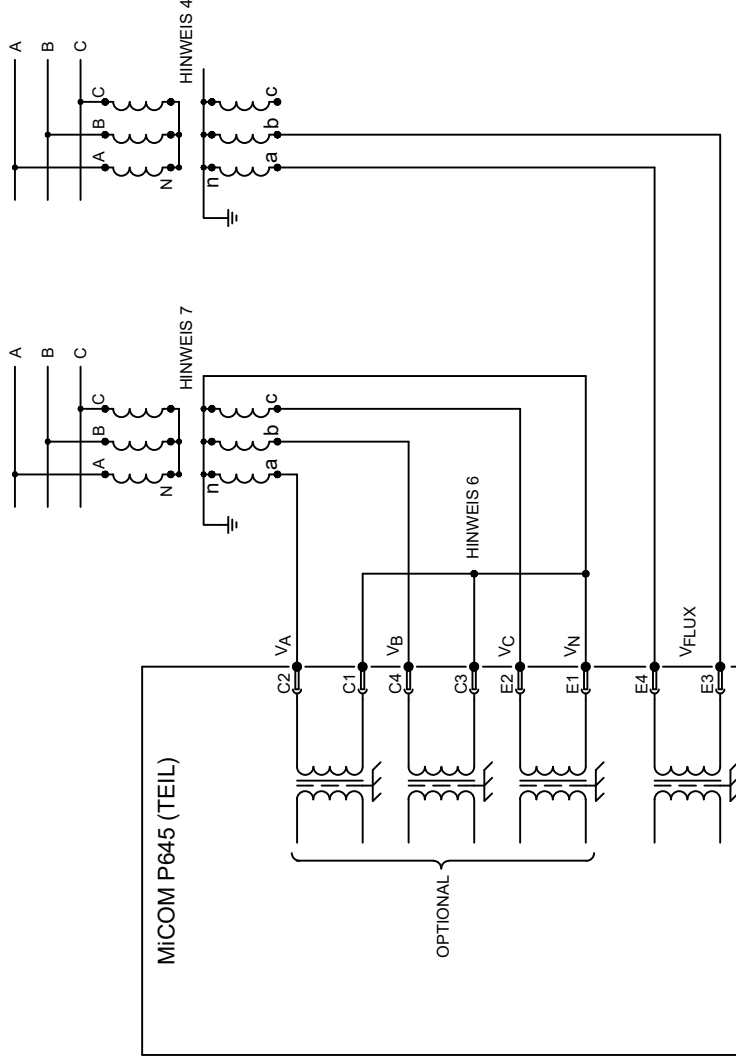
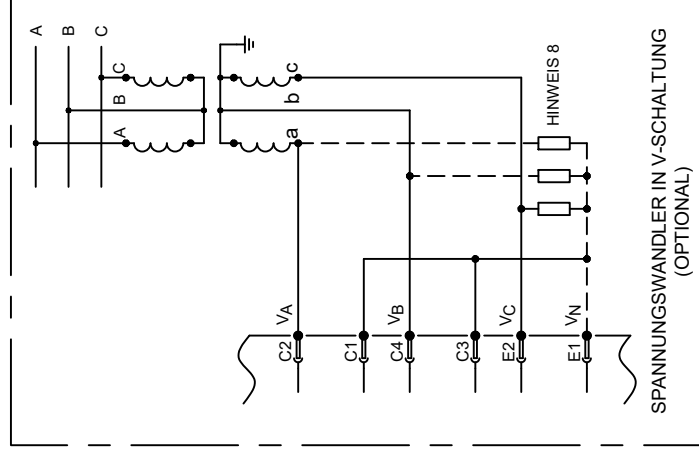
Ausgabe: J	Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format	Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (16E/16A + RTD) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)	
		Zeichnung Nr:	
Datum: 4/30/2020	Bezeichnung: S.J.BURTON	Blatt: 2	Blatt: -
Datum:	Geprüft:	Weiter Blatt:	

GEVERNOVA

© UK Grid Solutions Ltd
St Leonards Building,
Harry Kerr Drive,
Stafford.
ST16 1TW, UK.

10P64502

FIRMEEIGENE 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 unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.



HINWEISE:



1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN

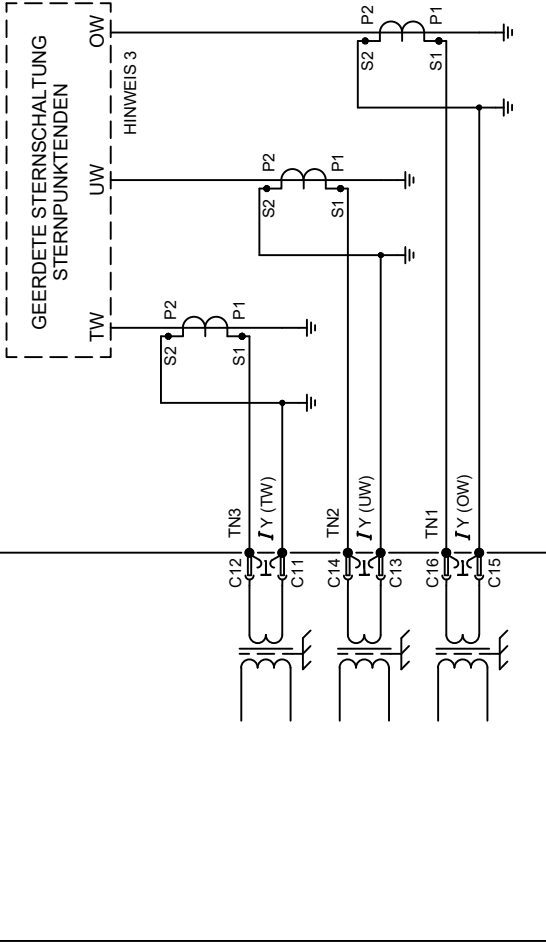


(b) KLEMMEN.



(c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
9. FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.



Ausgabe: **J**

Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

Bezeichnung: S.J.BURTON

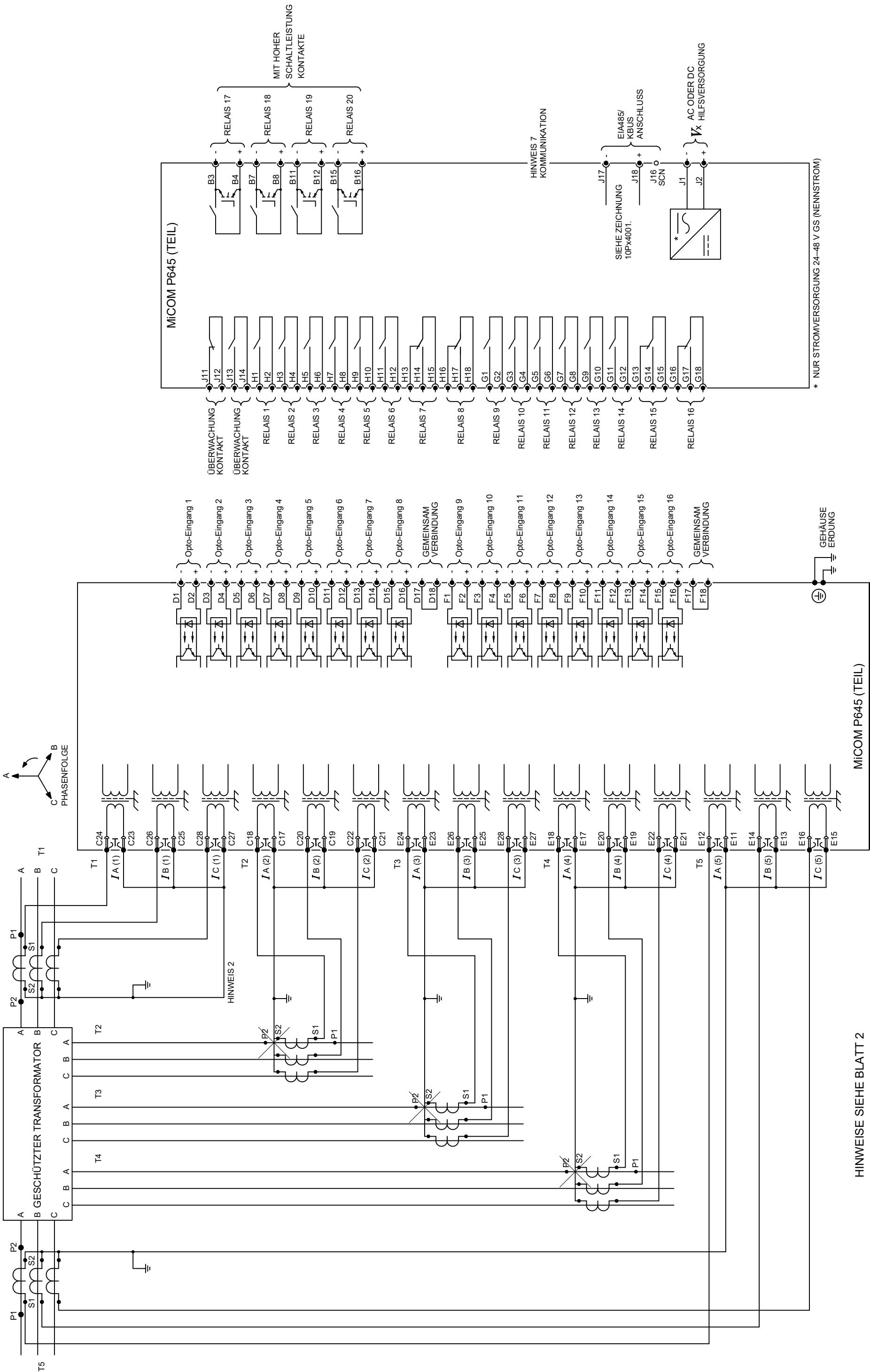
Geprüft:

FIRME/IGENE 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.

Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN

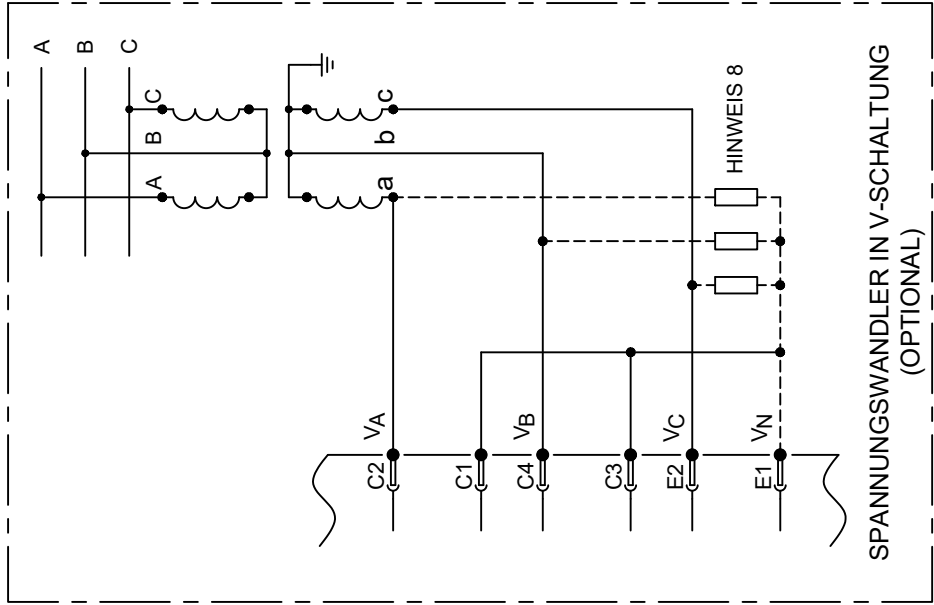
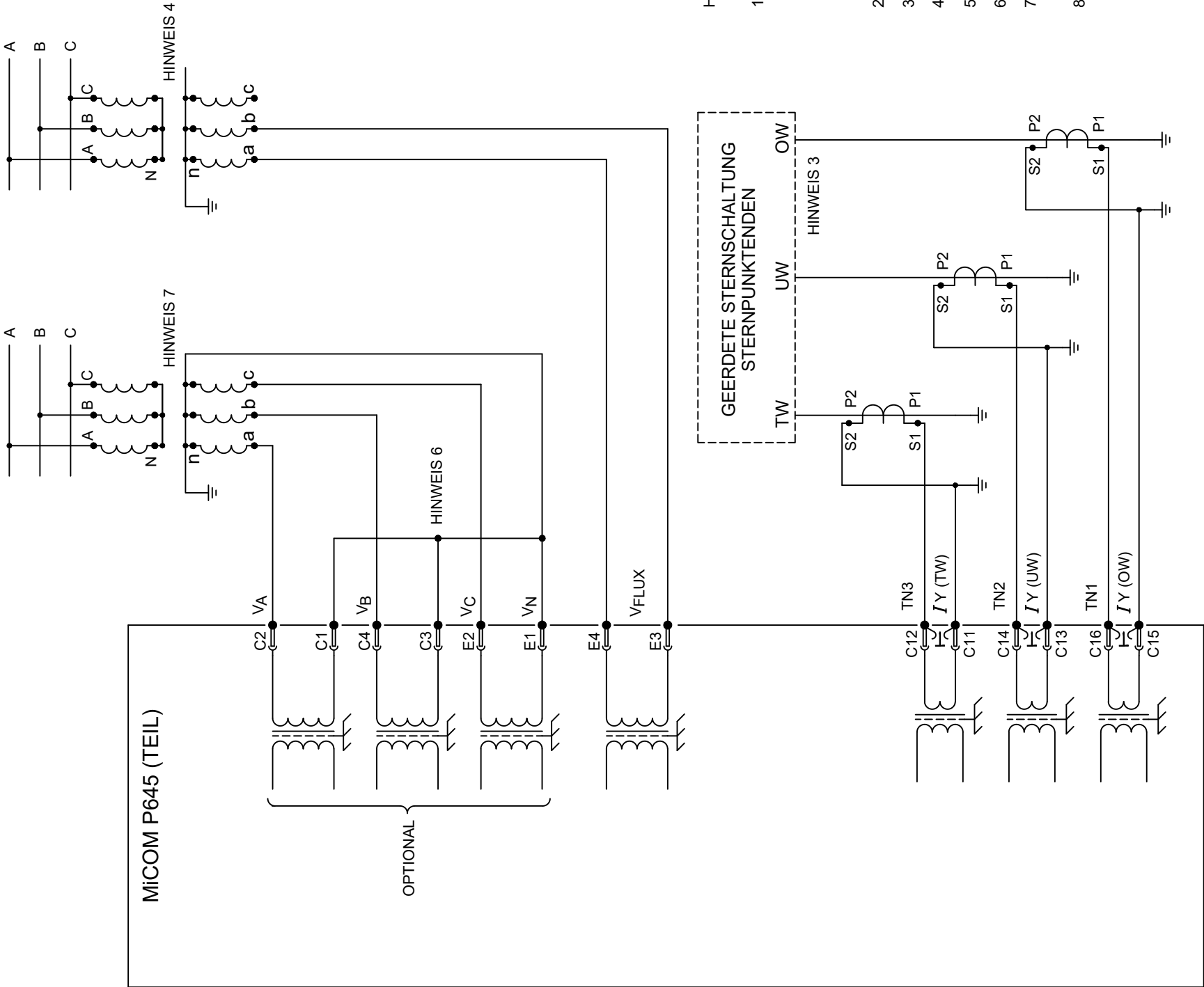
DIFFERENTIAL (16E/16A + CLIO) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)

Datum: 4/30/2020		Bezeichnung: S.J.BURTON	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 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den IJIS-Einkontrollbestimmungen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRULICHE INFORMATIONEN	Zeichnung Nr.: 10P64503	Blatt: 2
Datum:		Geprüft:			Weiter Blatt: -



HINWEISE SIEHE BLATT 2

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/16A + 4A RELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) 60TE	
		Zeichnung Nr: 10P64528	
Datum: 07/09/2023	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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen gemäß den US-Exportkontrollgesetzen und -bestimmungen unterliegen. © GE Vernova, VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1	Weiter Blatt: 2

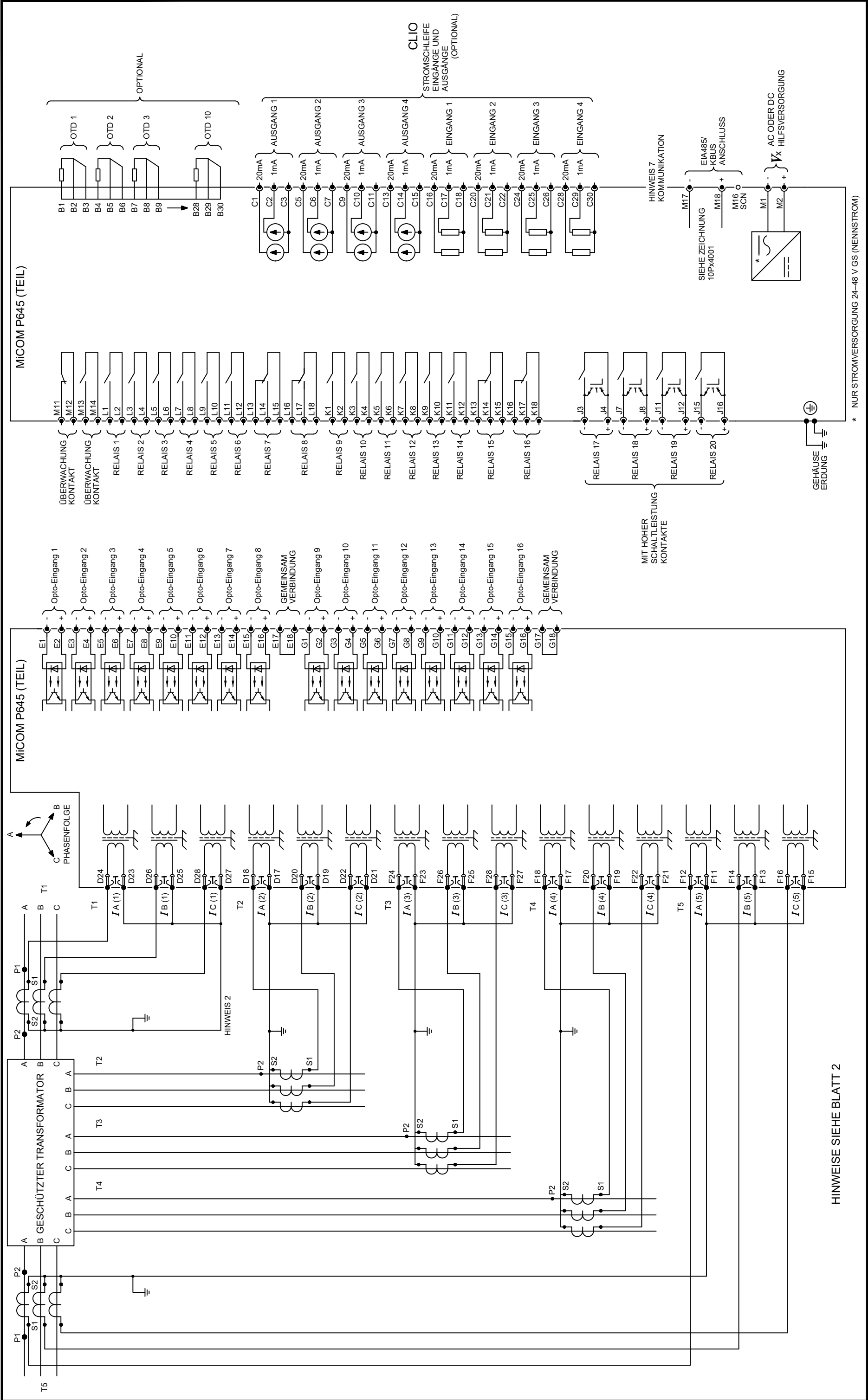


HINWEISE:

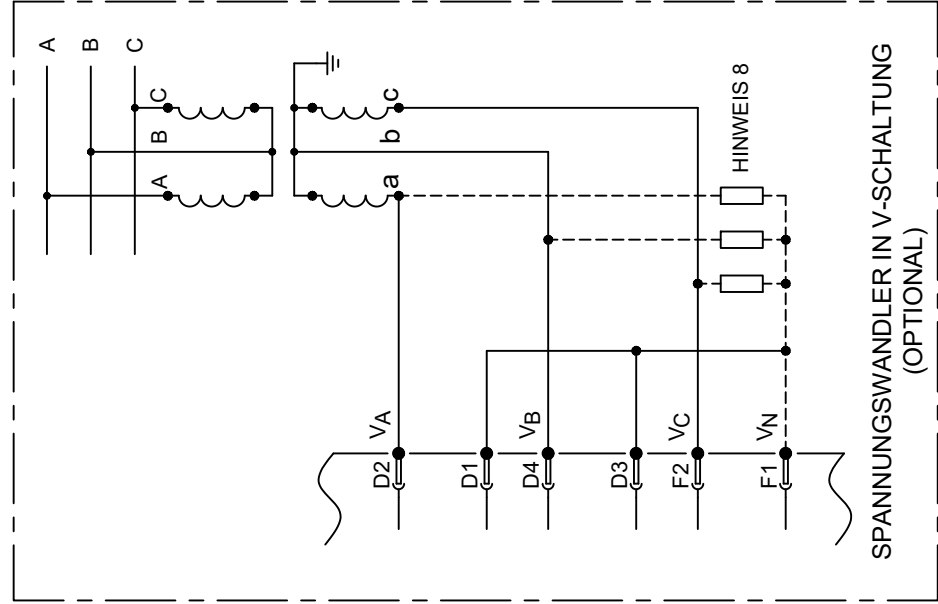
- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
- KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
- DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T1/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe:	Revision:	Titel:		
		PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN		
Datum: 07/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/16A + 4A RELAIS MIT HOHER SCHALTLEISTUNG) 60TE		
Datum:	Geprüft:	Zeichnung Nr:		
		Blatt: 2		
		Weiter -		
		Blatt:		
		10P64528		
		GEVERNOVA © UK Grid Solutions Ltd ST Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK		



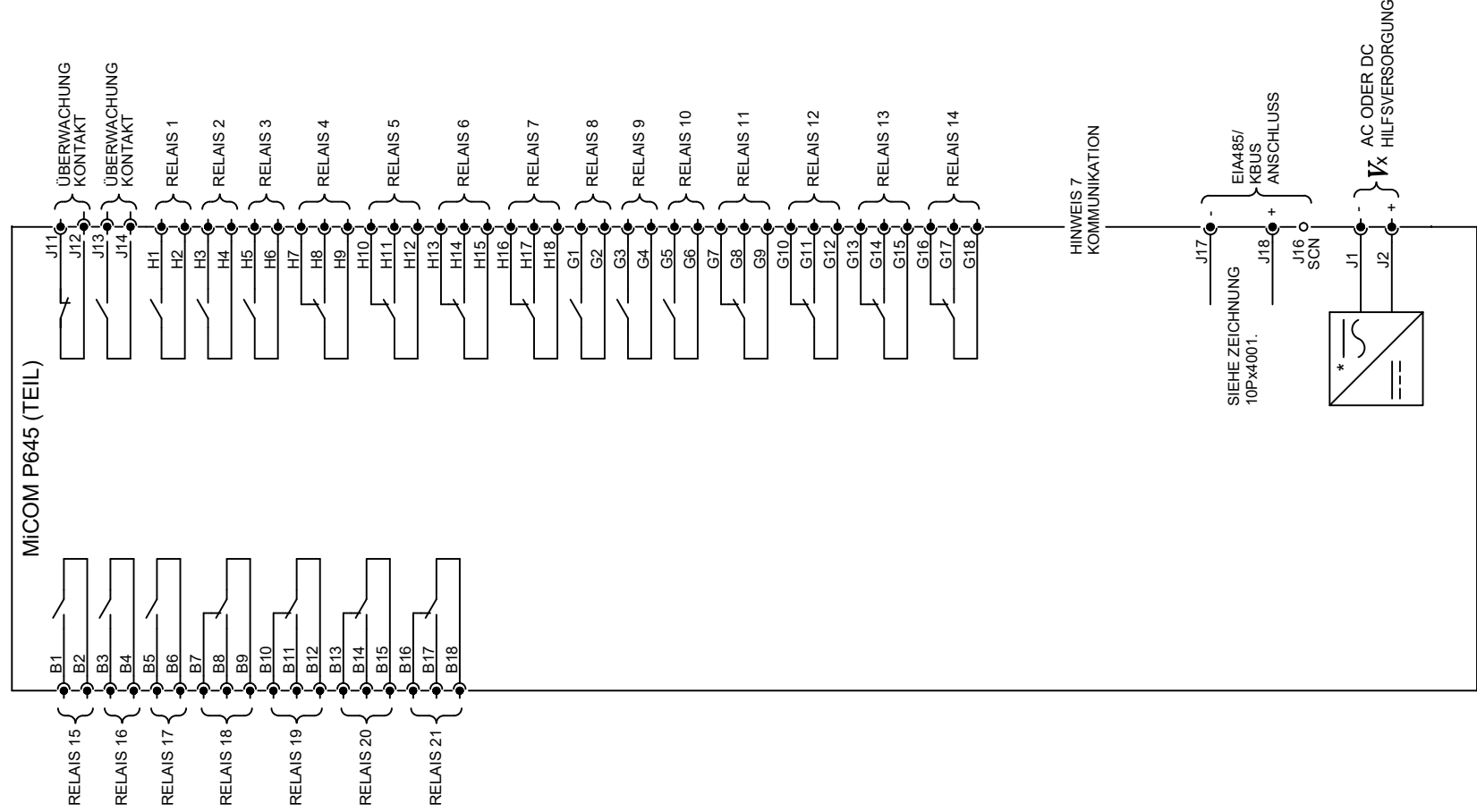
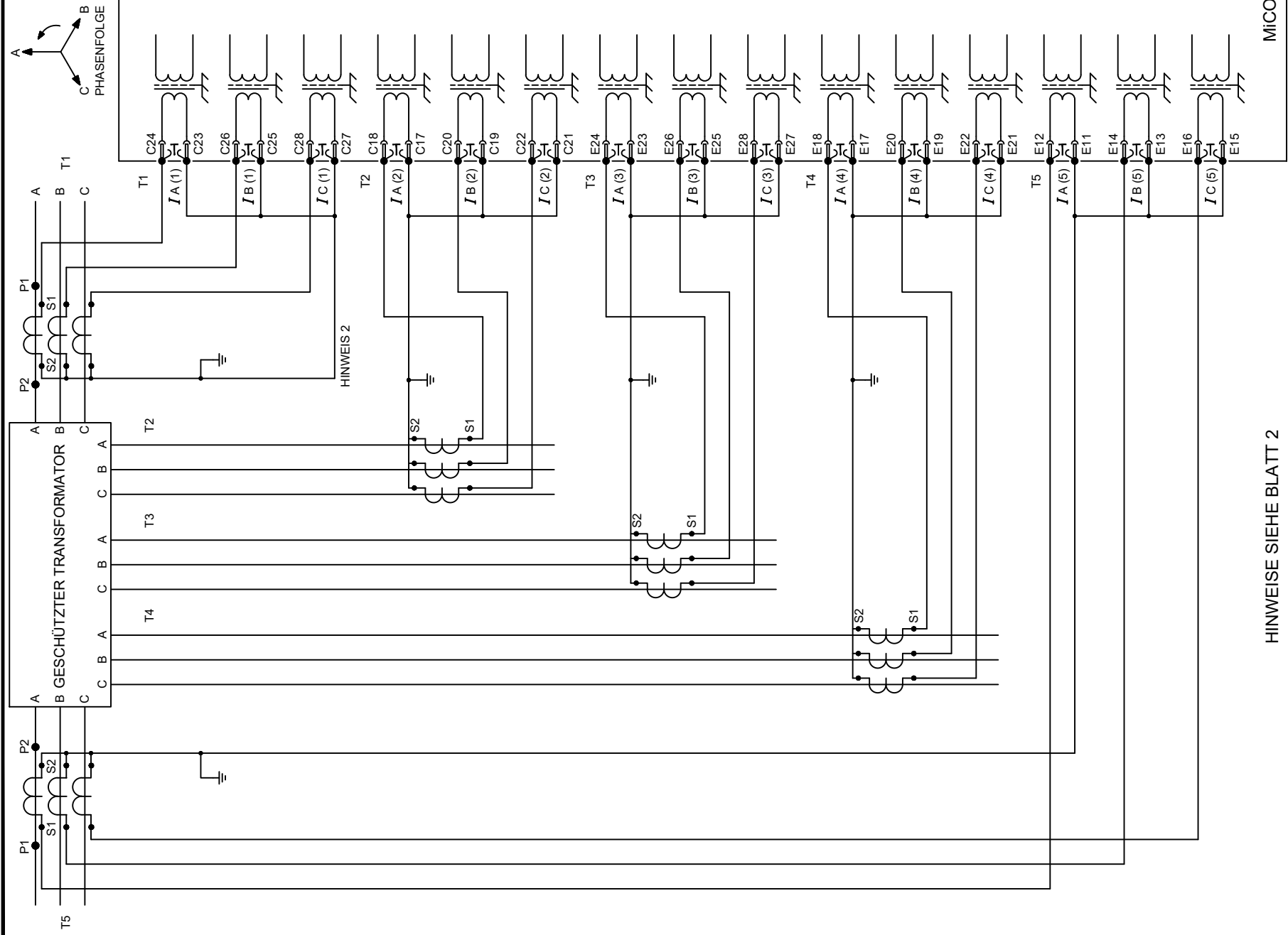
Ausgabe:	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (80TE)	
Datum: 19/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64538	
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1	
		Weiter Blatt: 2	
		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.	



STERNPUNKTENDEN	
TW	UW
	0

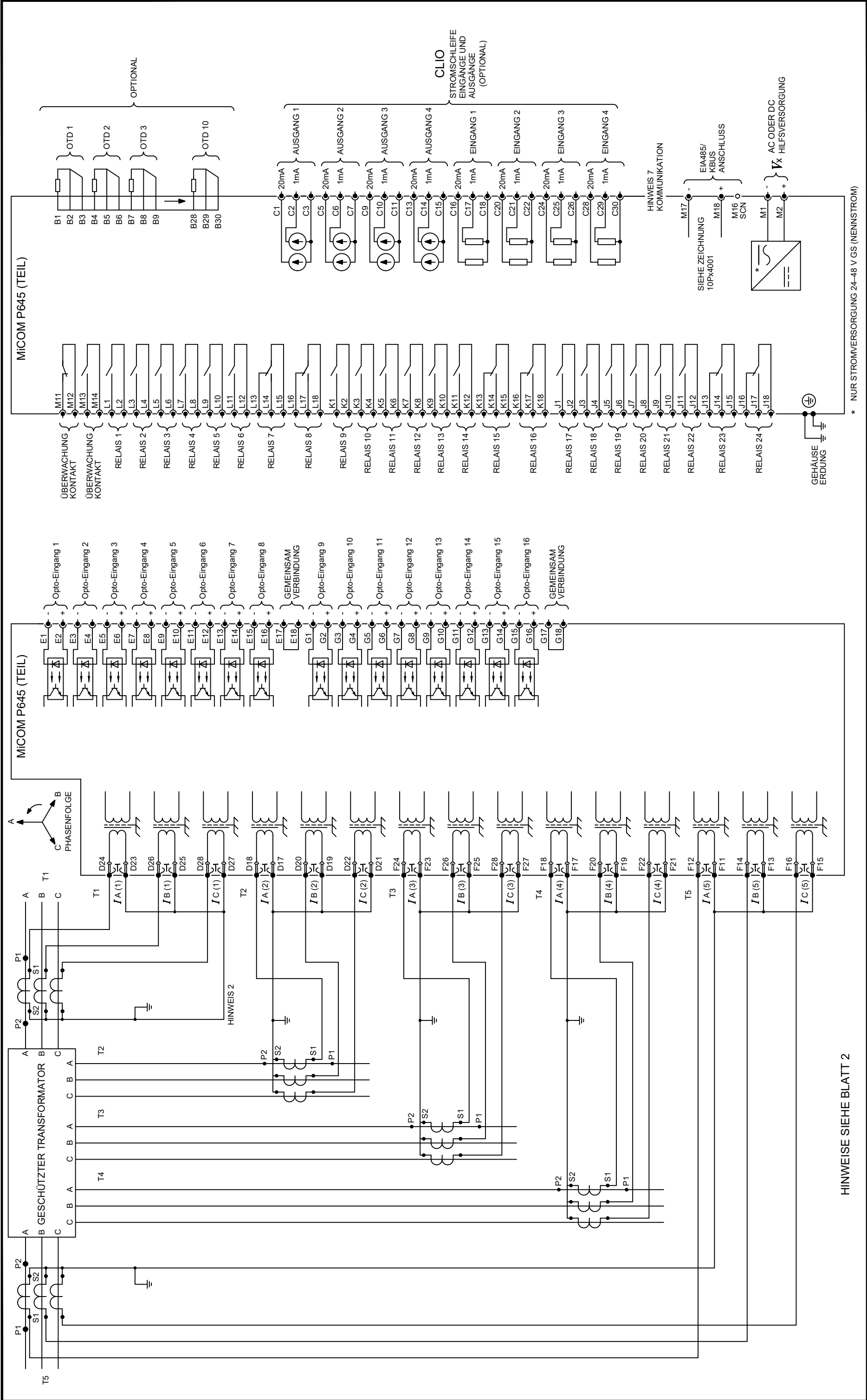
2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET.)
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSpannung KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
9. FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/20A) 80TE	
Datum: 18/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64538	
Datum:	Geprüft:	Blatt: 2	
		Weiter Blatt: -	
FIRMEEIGENE 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 GEUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK			



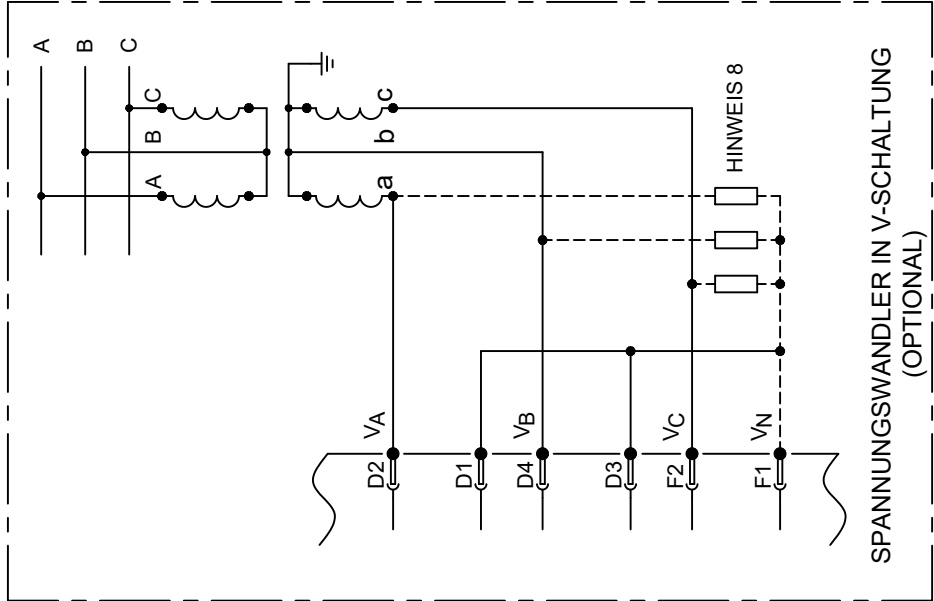
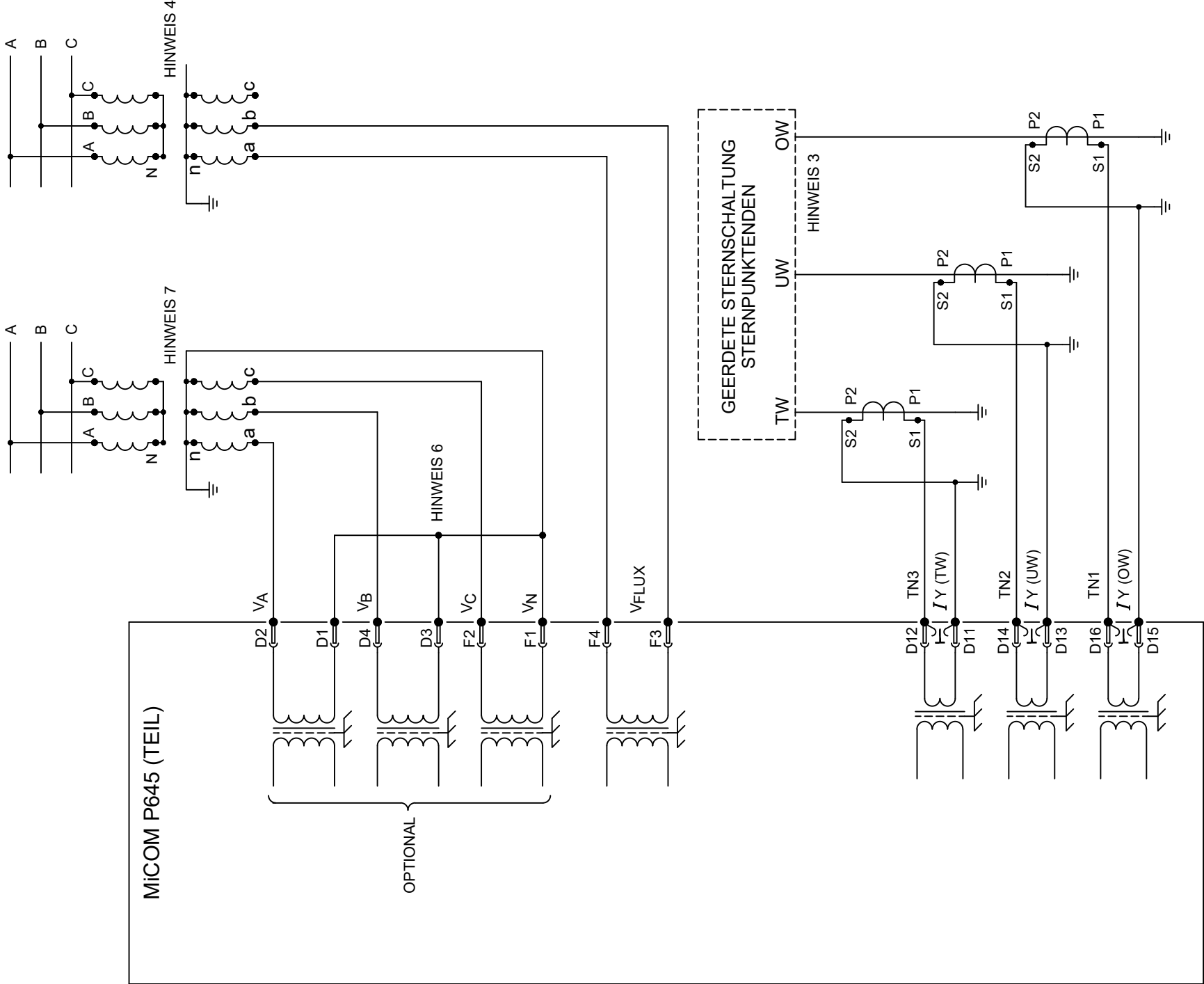
* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

Ausgabe:	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel:	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/21A) 60TE	
Datum: 07/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	FIRMEEIGENE 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 UNVERÖFFENTLICHTHE INFORMATIONEN.	Zeichnung Nr:	Blatt: 1	 OUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1TW, UK
Datum:	Geprüft:			Weiter Blatt: 2	



HINWEISE SIEHE BLATT 2

Ausgabe: A		Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN 80TE	
Datum: 19/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64546			
Datum:	Geprüft:				
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.		Blatt: 1		Blatt: 2	
				GE Vernova GUK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.	

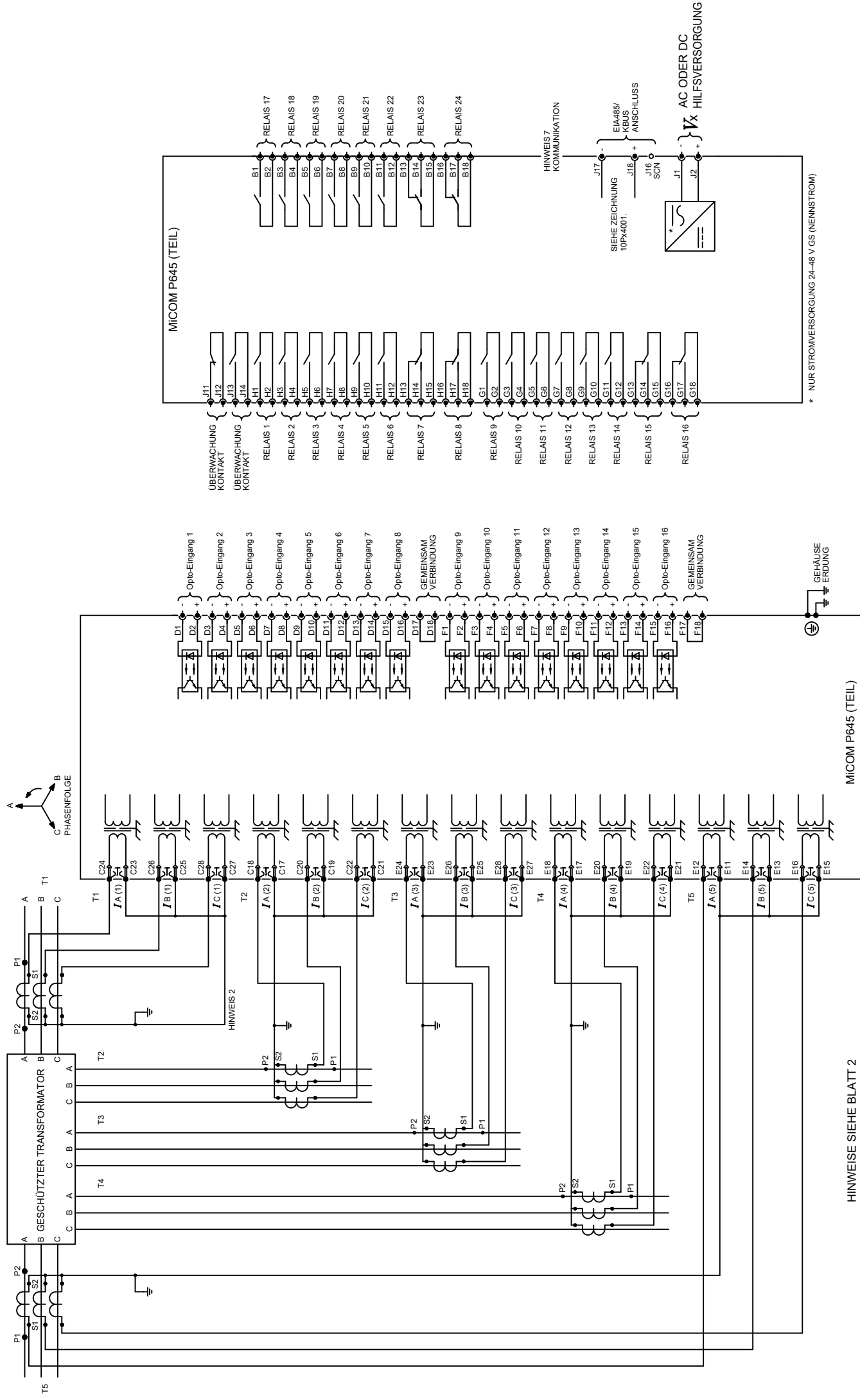


HINWEISE:

1. (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b)  KLEMME.
- (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
9. FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/21A) 80TE	
	Datum: 19/09/2023	Zeichnung Nr.: 10P64542	
Datum:	Bezeichnung: S WOOTTON	Blatt: 2	Weiter Blatt: -
Datum:	Geprüft:	GEVERNOVA © UK Grid Solutions Ltd ST Leonard's Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	



HINWEISE SIEHE BLATT 2

* NUR STROMVERSORGUNG 24-48 V GS (NENNSTROM)

HINWEIS 7

SIEHE ZEICHNUNG
10Px4001.

AC ODER DC
HILFSVERSÖRGUNG

Ausgabe: —

Revision:
CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format

Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (16E/24A) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)

Datum:	4/30/2020	Bezeichnung:	S.J.BURTON
--------	-----------	--------------	------------

Datum:	Geprüft:
--------	----------

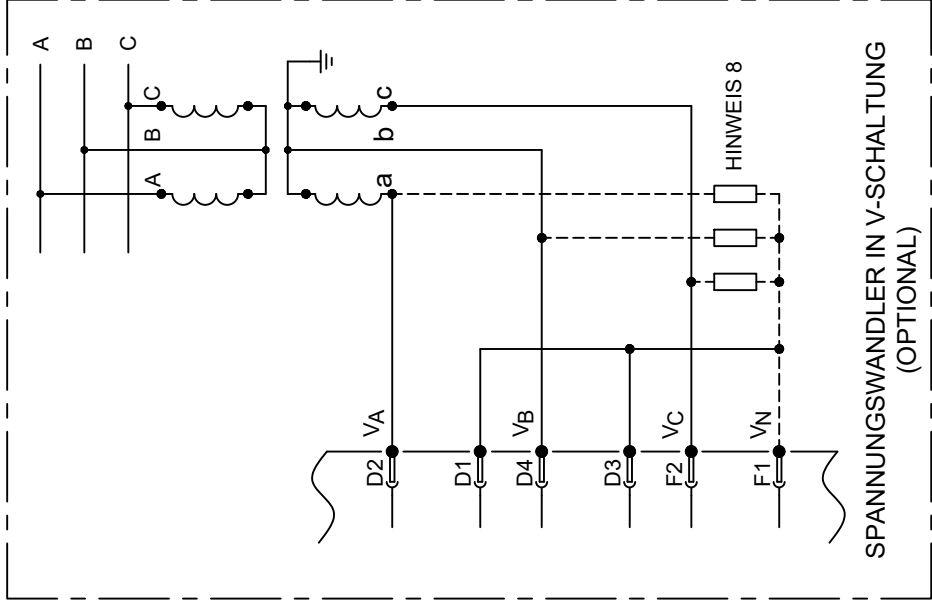
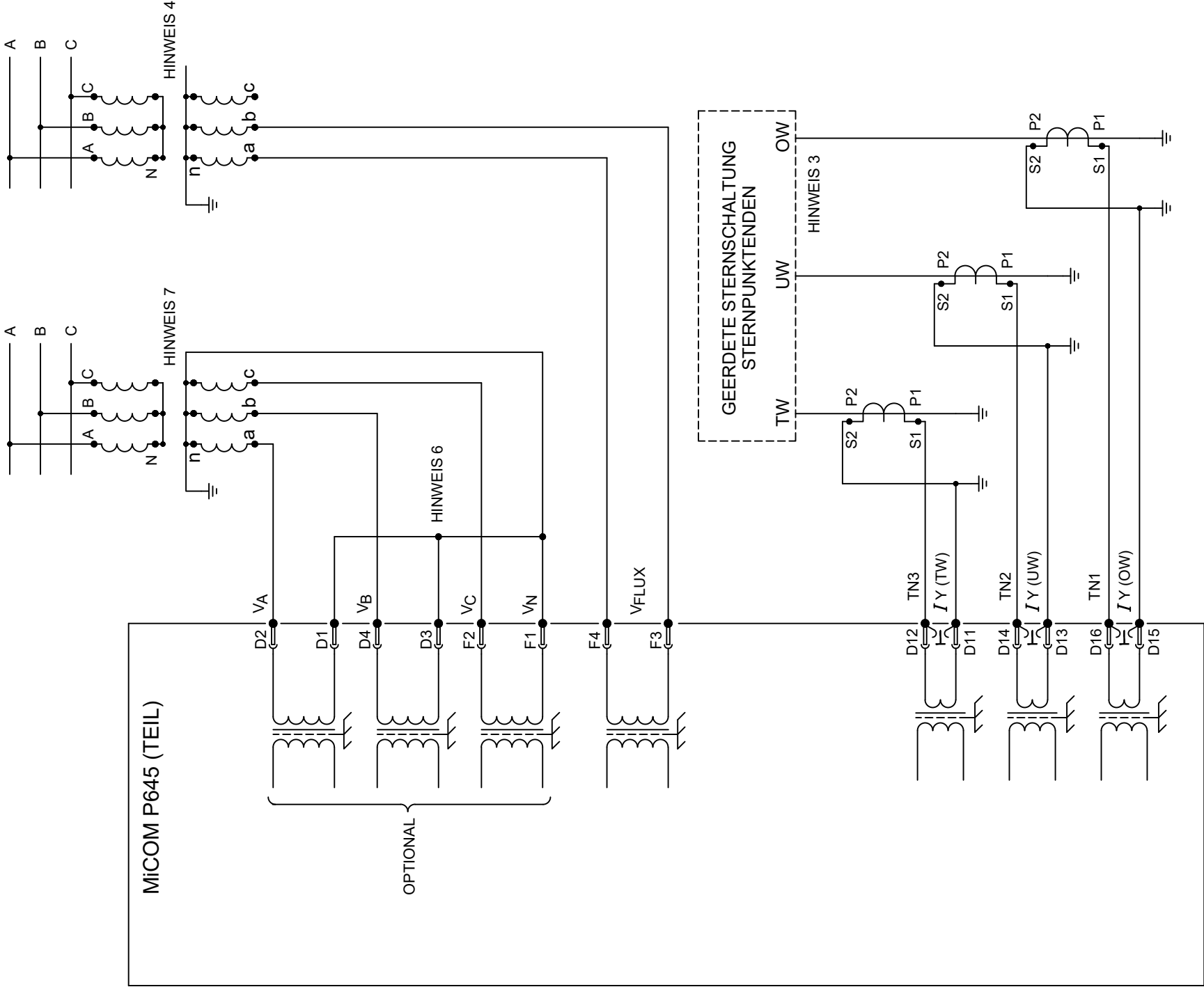
Zeichnung Nr.:	
-------------------	--

Das vorliegende Dokument wird unter der ausdrücklichen Bedingung zur Verfügung gestellt, dass weder das firmeninterne 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument enthält keine Informationen, die über das Eigentum von GE Vernova hinausgehen, und ist ausschließlich für die Verwendung durch den Empfänger bestimmt. GE Vernova ist nicht für die Verwendung dieses Dokuments durch Dritte verantwortlich. © GE Vernova. VERTRAG ÜBER UNVERFÜGBARKEIT VON INFORMATIONEN

10P64505

Blatt: 1

GEVERNOVA
 **UK Grid Solutions Ltd**
 St Leonards Building,
 Harry Kerr Drive,
 Stafford.
 ST16 1WT, UK.

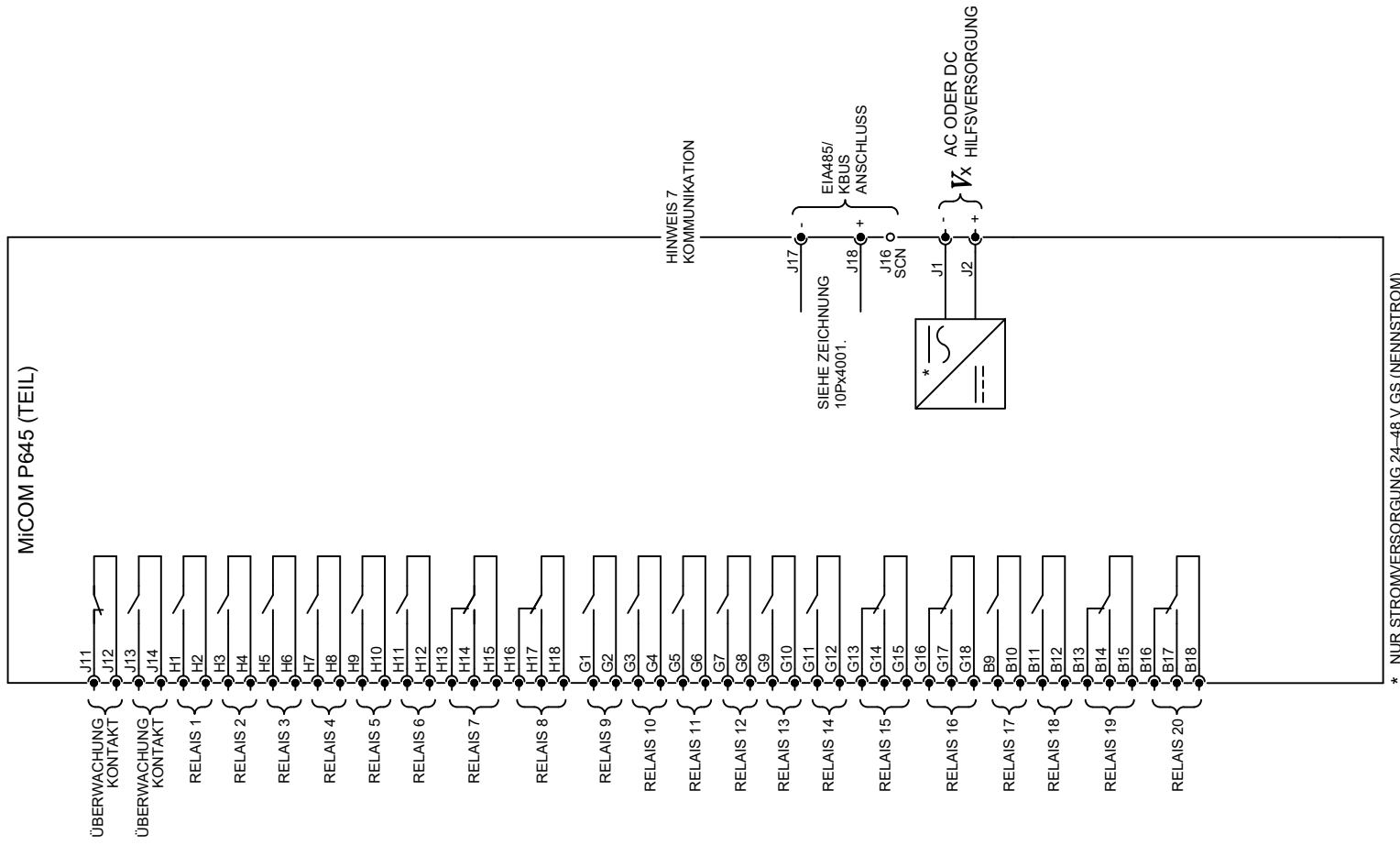
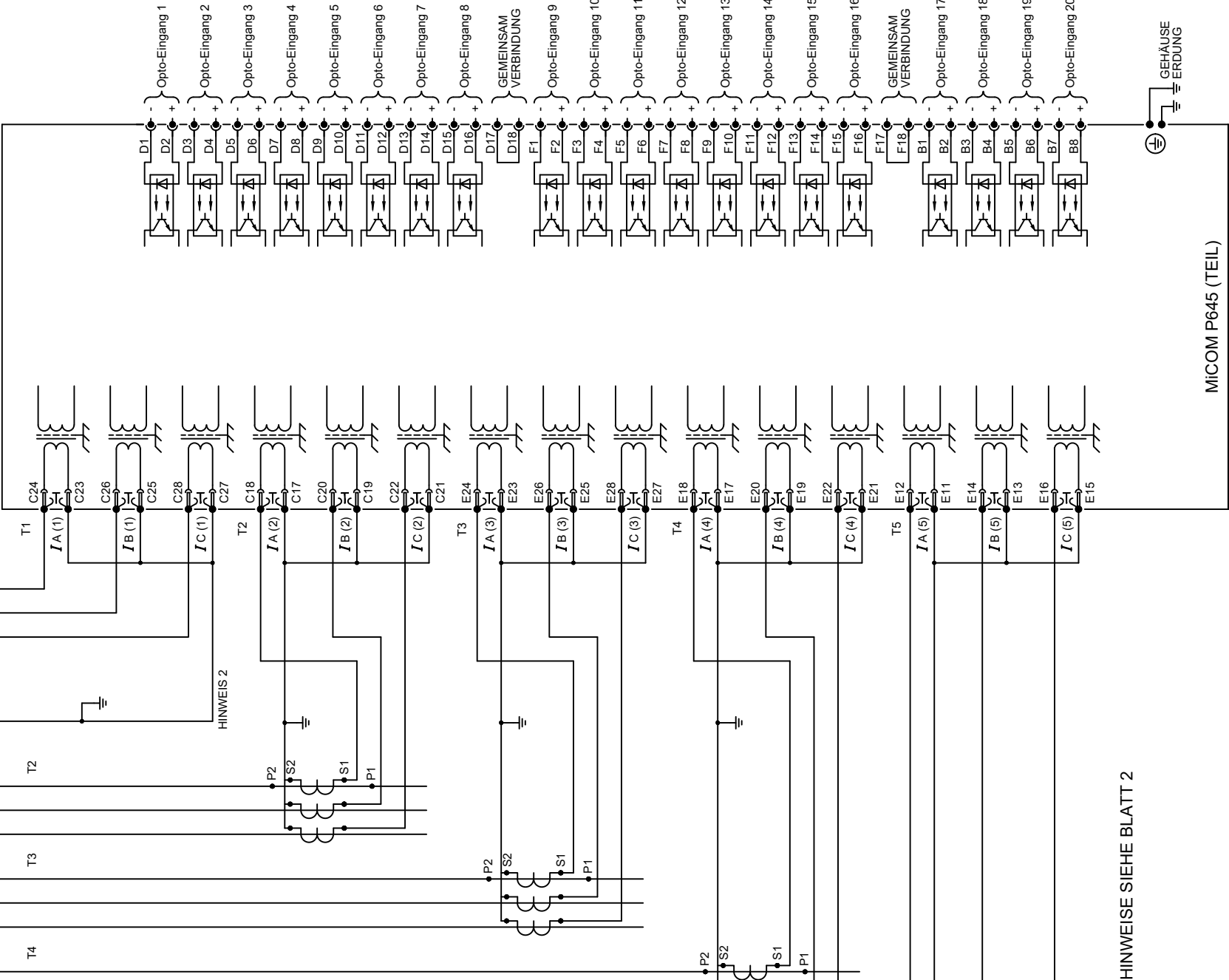
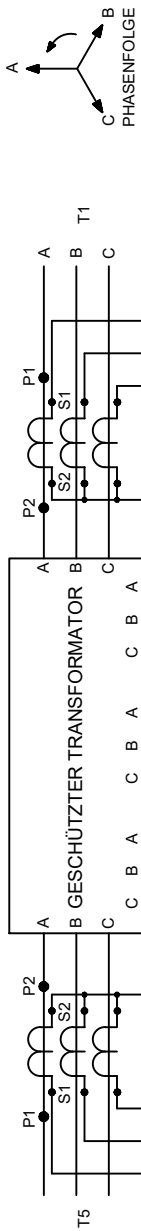


HINWEISE:

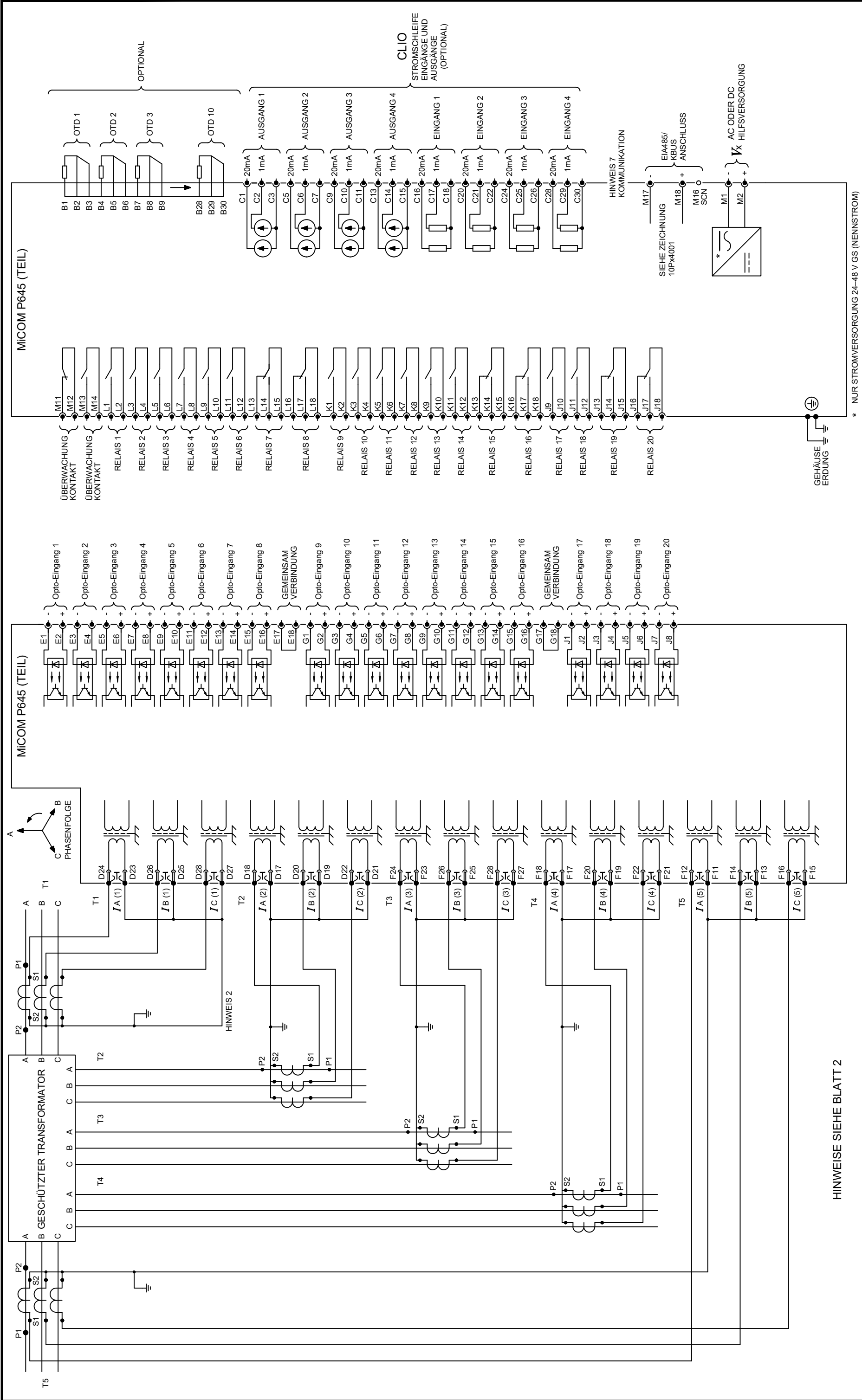
1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
(b) KLEMME.
(c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
9. FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

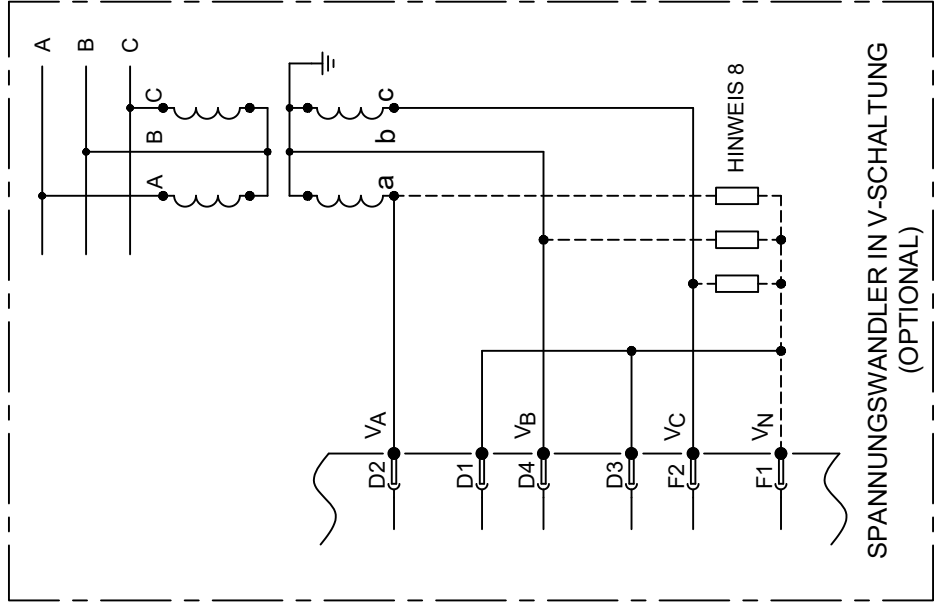
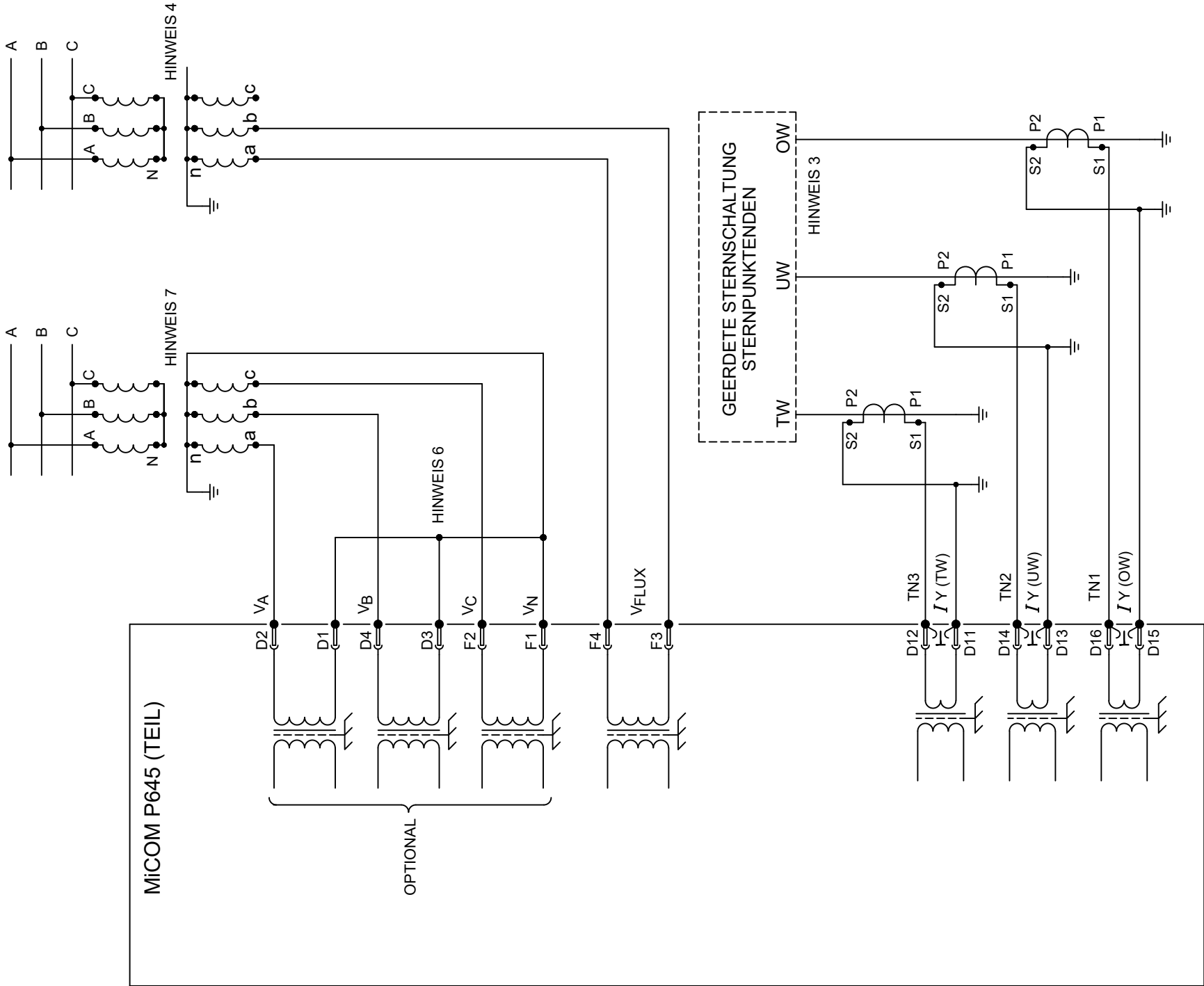
Ausgabe:	Revision:	Titel:		
	CID007575. ERSTAUSGABE.	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN		
Datum: 19/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (16E/24A) 80TE		
Datum:	Geprüft:	Zeichnung		
		Nr:		
		Blatt: 2		
		Weiter -		
		Blatt:		
		10P64546		
		GE Vernova OJK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.		



Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (20E/20A) 60TE	
		Zeichnung Nr.: 10P64530	
Datum: 07/09/2023	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. VERTRAULICE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1	Weiter Blatt: 2



Ausgabe: A		Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (80TE)	
Datum: 20/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64550		
Datum:	Geprüft:		Blatt: 1		
			Weiter Blatt: 2		
			GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd St. Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford ST16 1WT, UK		

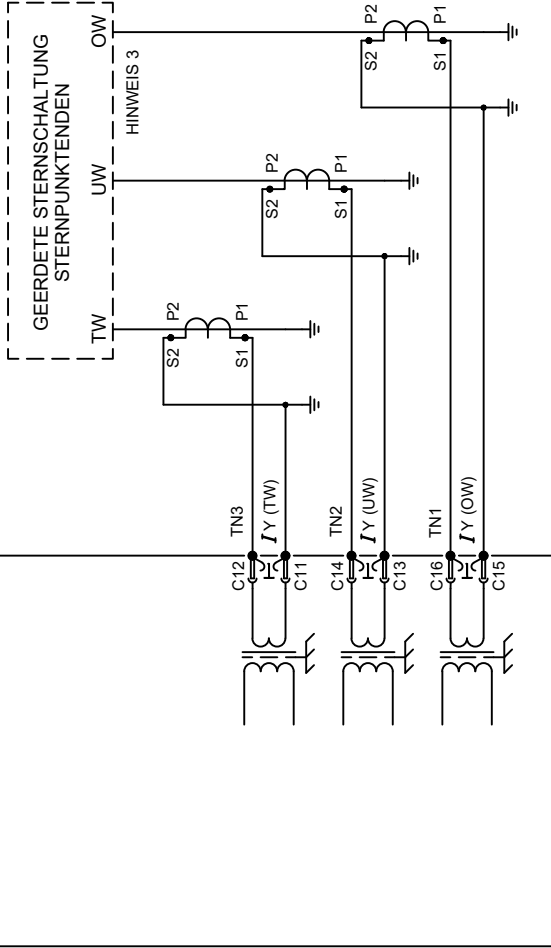
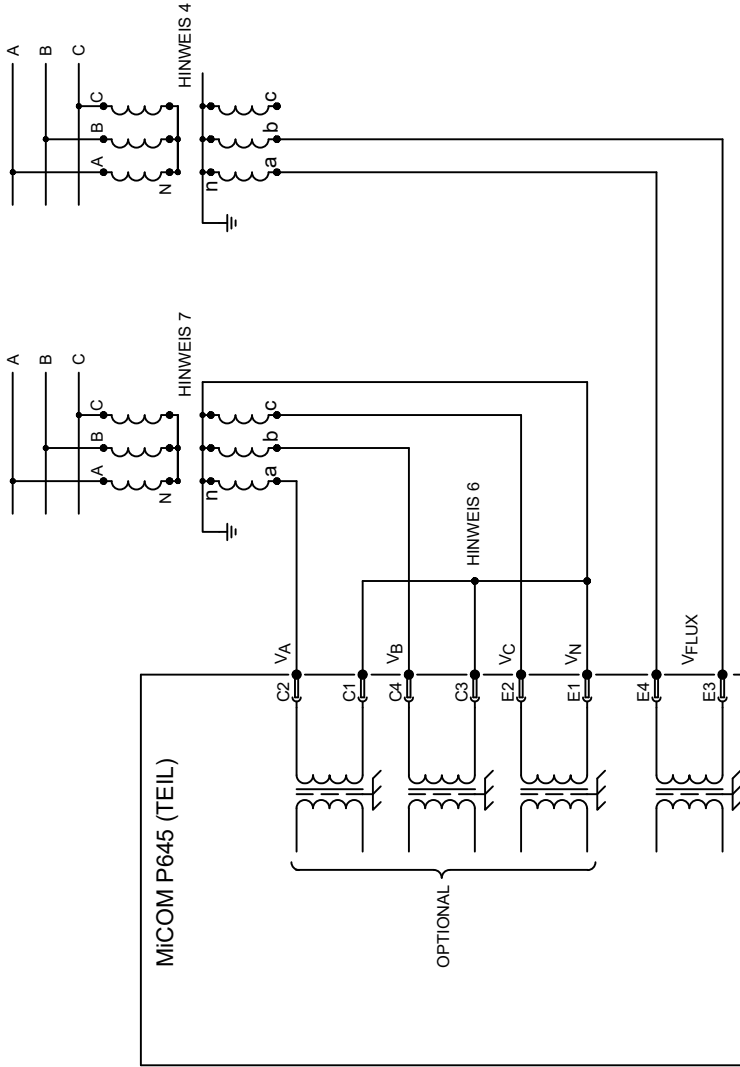
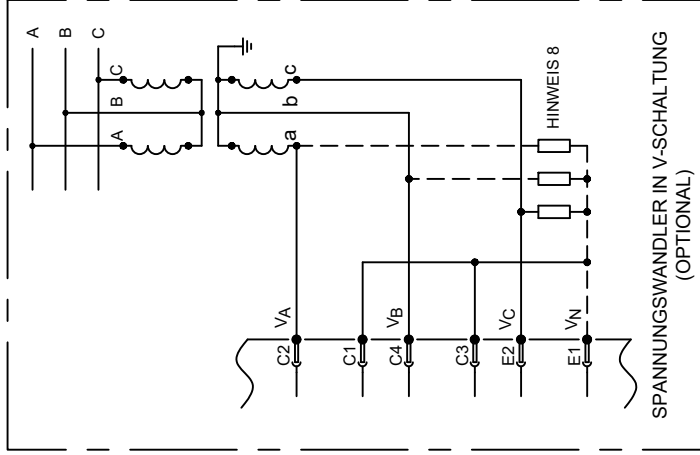


HINWEISE:

- 1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- 2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- 3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- 4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
- 5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
- 6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- 7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- 8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
- 9. FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe:	Revision:	Titel:	
	CID007575. ERSTAUSGABE.	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN	
Datum: 20/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (20E/20A) 80TE	
Datum:	Geprüft:	Zeichnung Nr:	Blatt: 2
			Weiter Blatt: -
		10P64550	
		GE VERNOVA UK Grid Solutions Ltd SI Leopards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.	

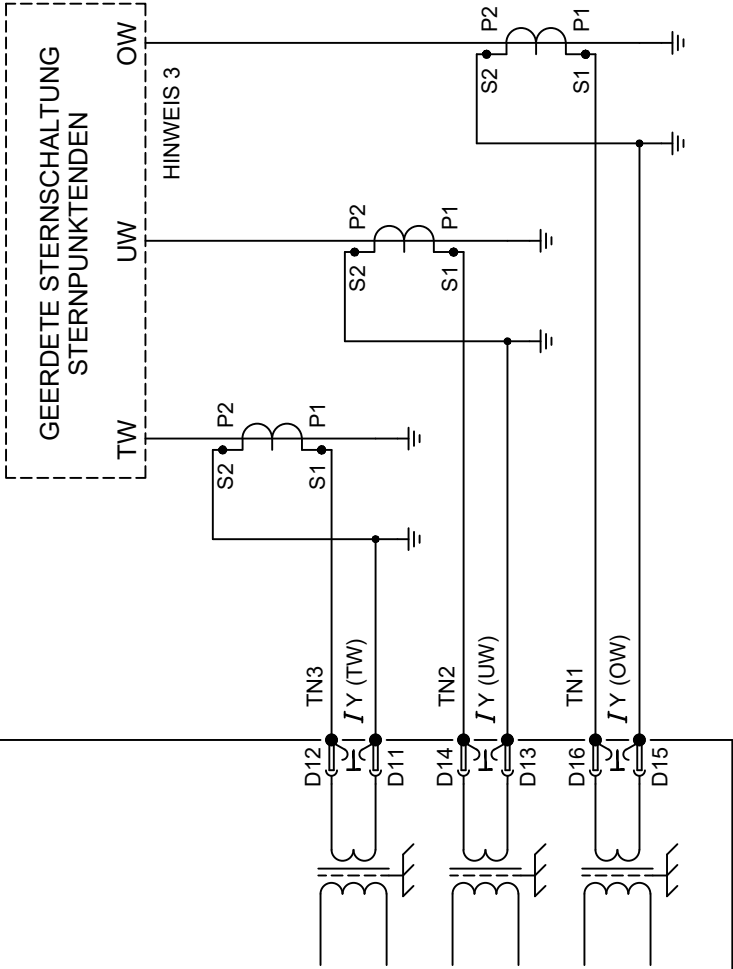
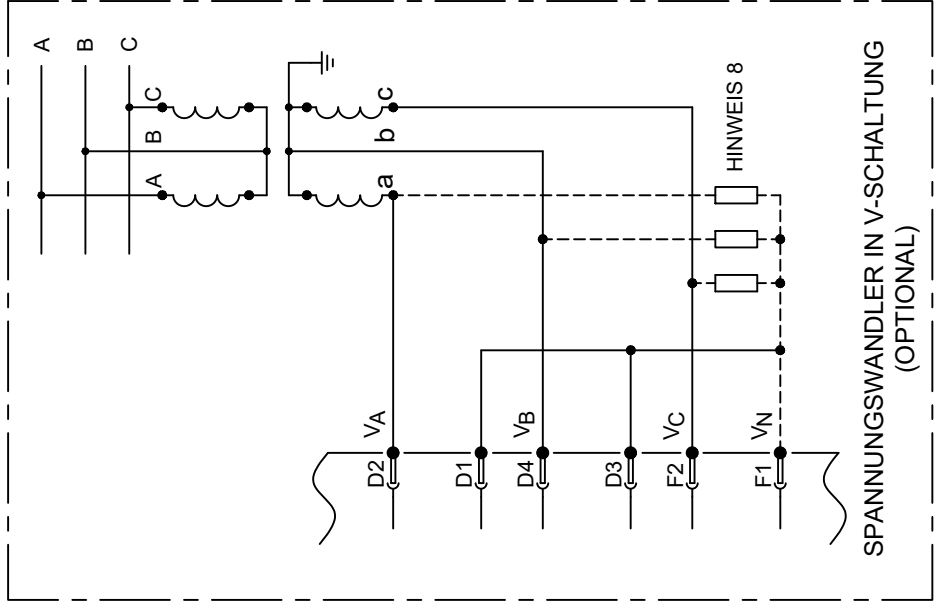
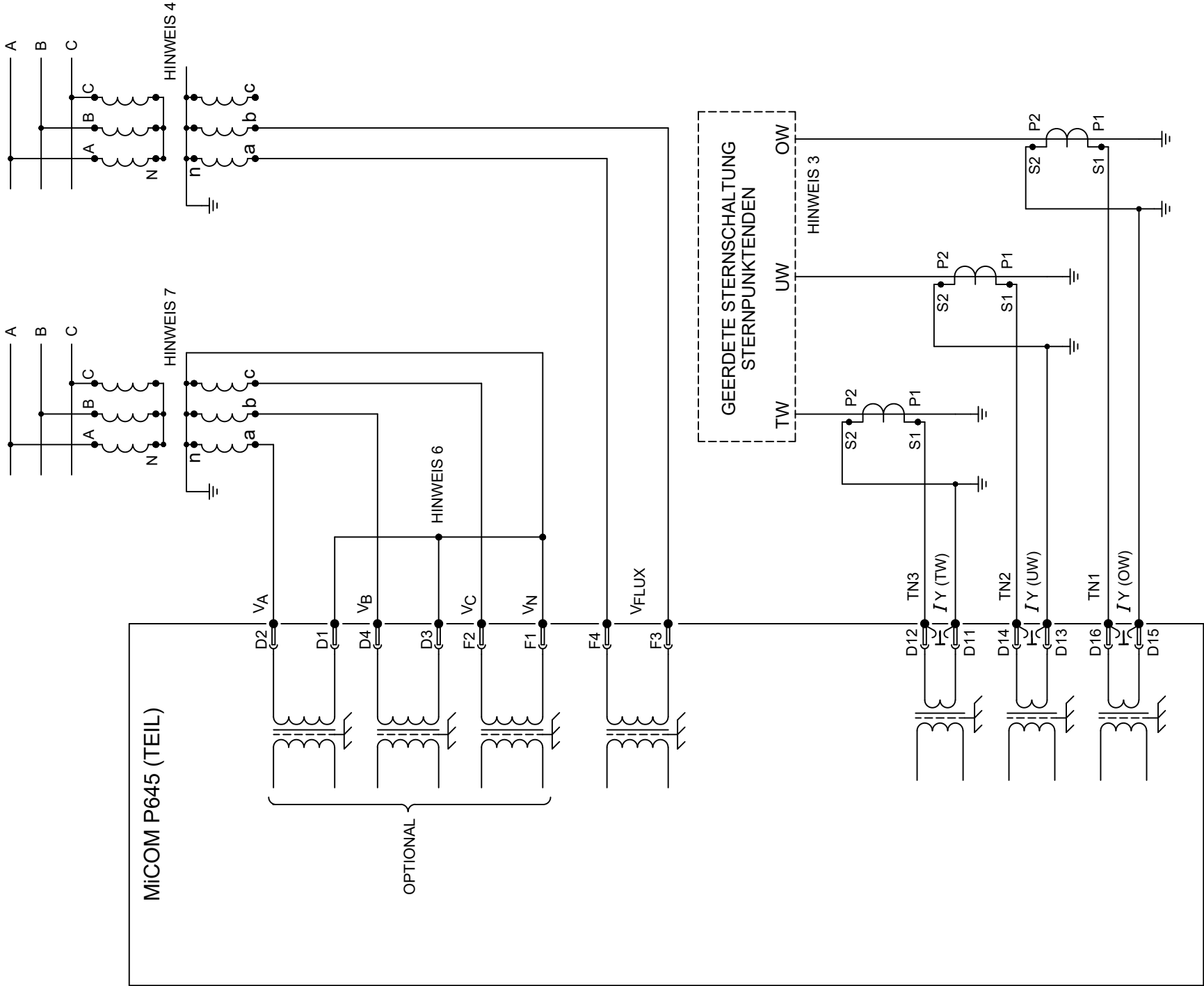


HINWEISE:

1. (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. T1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T1- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.

Ausgabe: J	Revision: CID006234-Pläne aktualisiert auf GE-Format	Titel: ANSCHLUSSPLAN: WANDLERDIFFERENTIAL-SCHUTZGERÄT MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL (24E/16A) MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (60TE)	
		Zeichnung Nr: 10P64504	Blatt: 2 Weiter Blatt: -
Datum: 4/30/2020	Bezeichnung: S.J.BURTON	FIRMEEIGENE 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 zurückgegeben werden. Das vorliegende Dokument kann bestimmten Beschränkungen unterliegen. © GE Vernova. VERTRAULICHE UNVERÖFFENTLICHTE INFORMATIONEN.	
Datum:	Geprüft:		

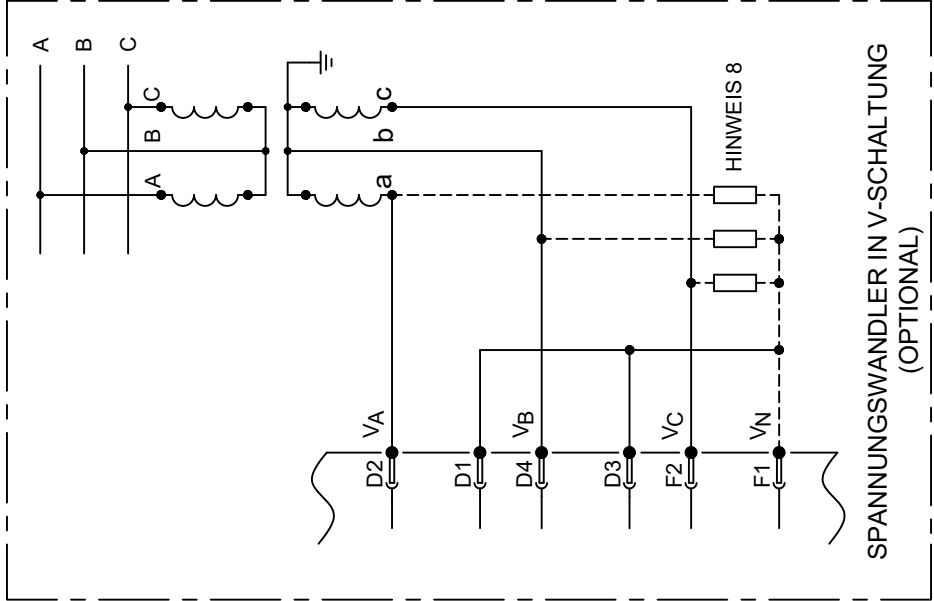
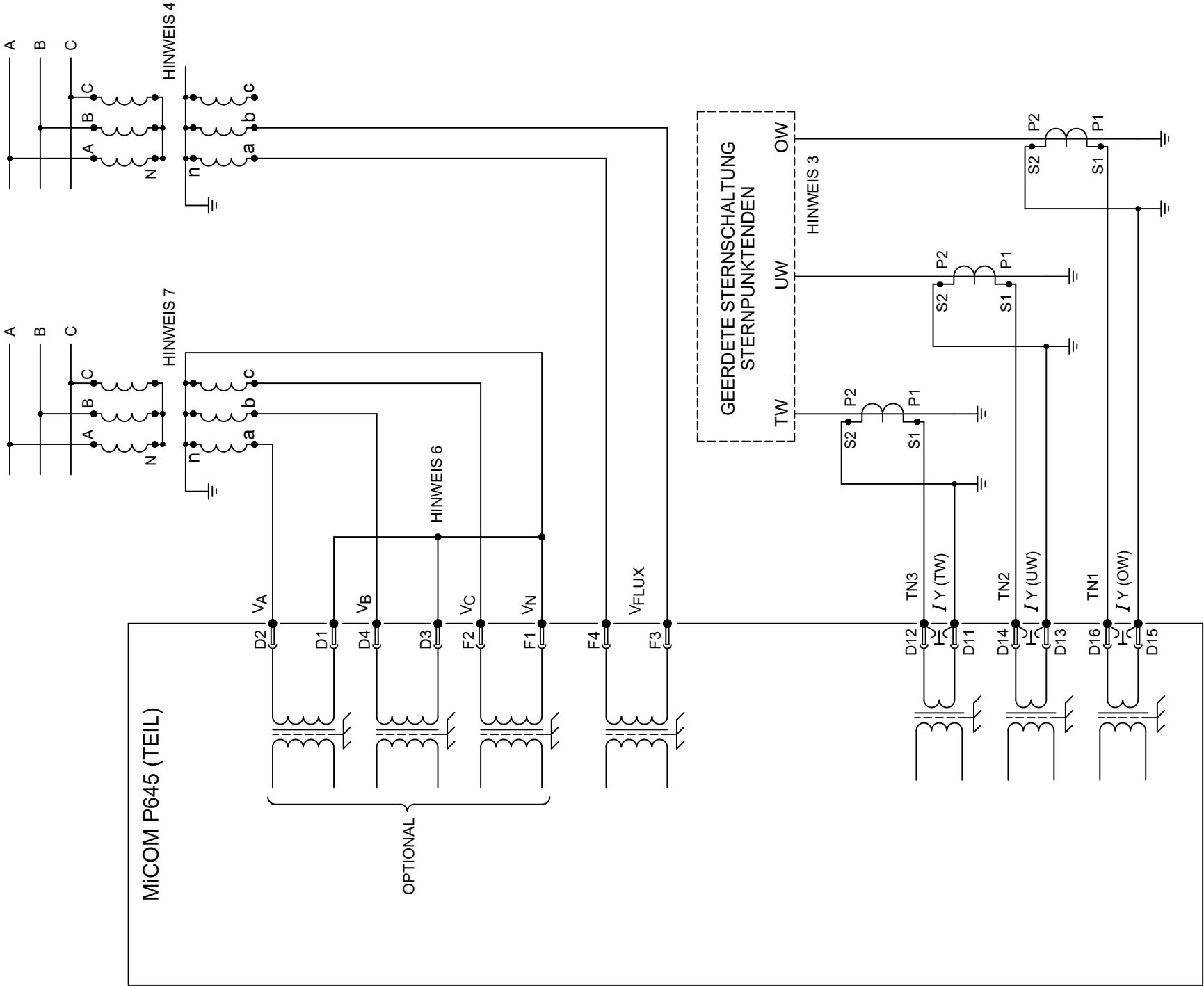


HINWEISE:

- (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b)  KLEMME.
- (c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
9. FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe: A		Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/16A) 80TE	
Datum: 26/09/2023		Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr:	
		Geprüft:		Blatt: 2	
Datum:				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.	

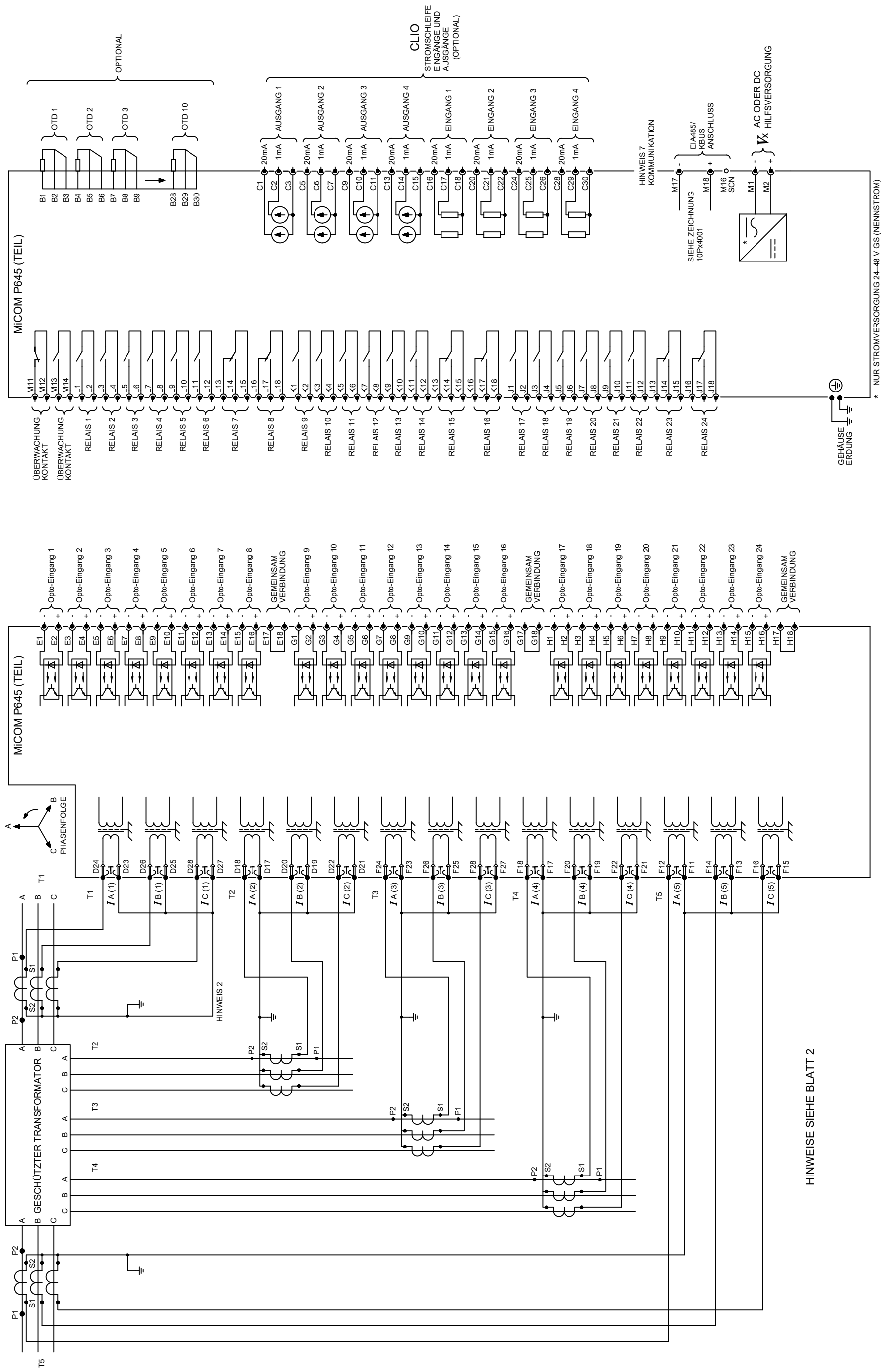


HINWEISE:

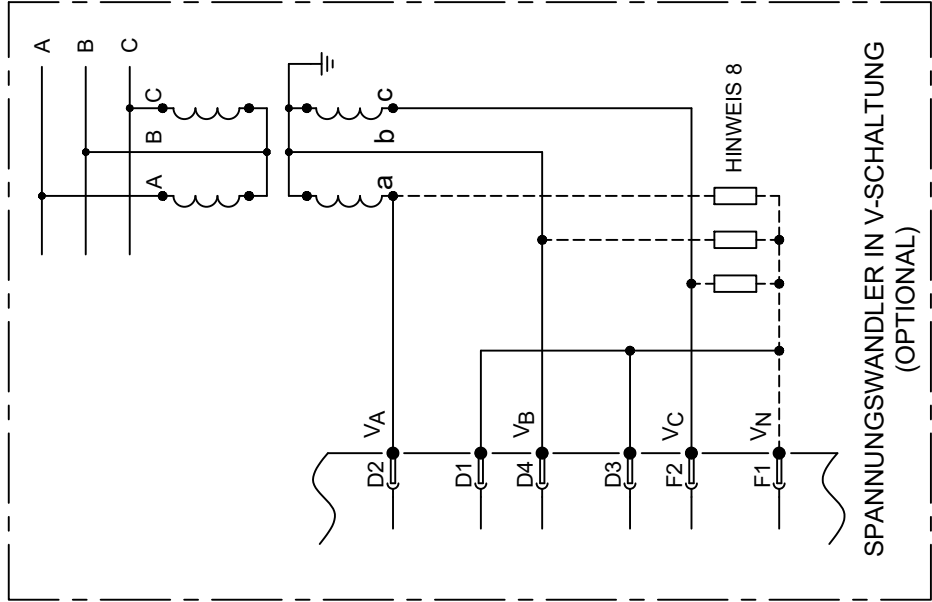
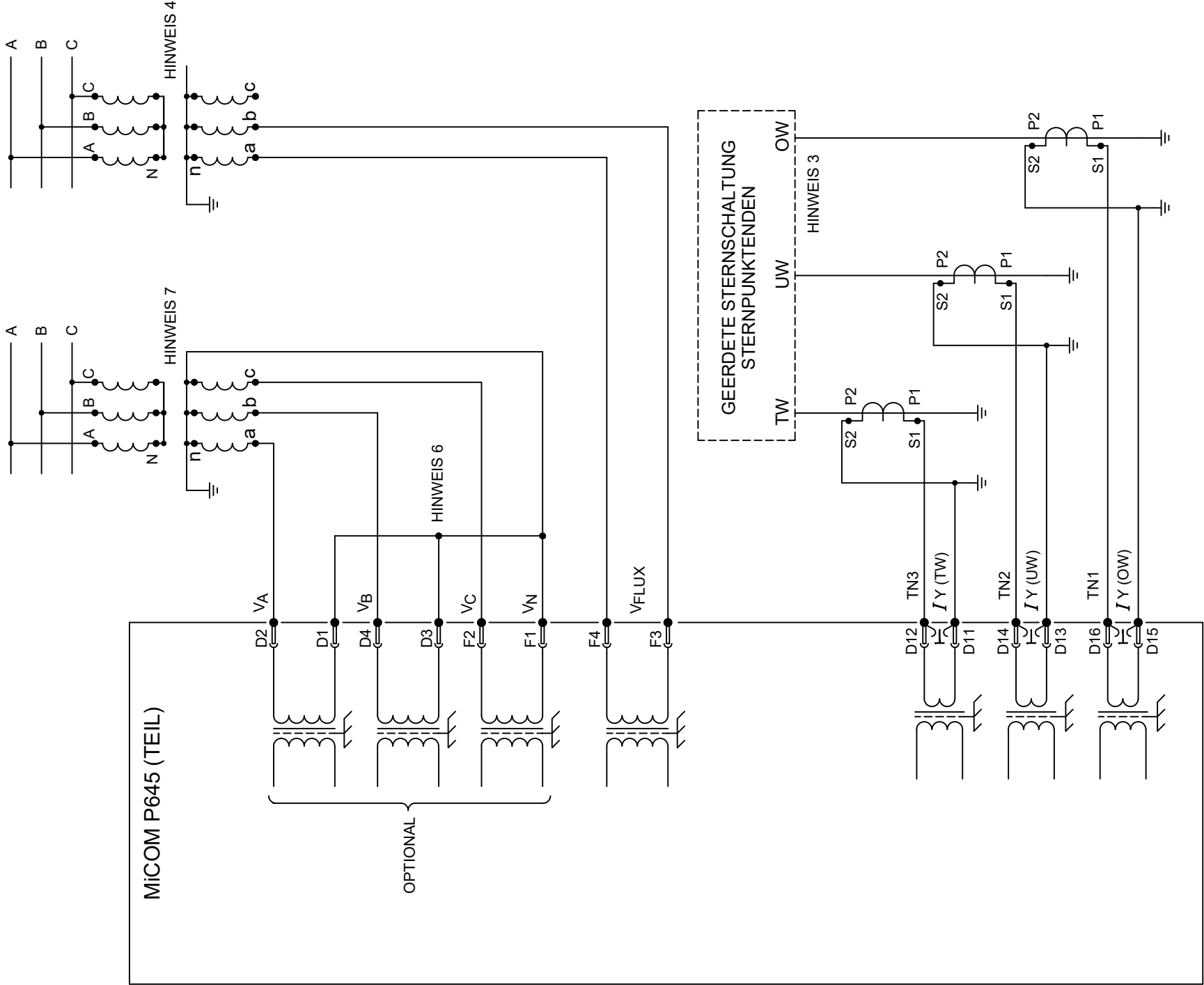
- 1. (a) Stromwandlerkurzschlussbrücken
- (b) Klemme.
- (c) Stiftanschluss (Typ P.C.B.)

- 2. Stabilisierungszuweisung für Wicklungen siehe Tabelle 1. Stabilisierungseingang 1 ist immer eine OW-Wicklungsschaltung.
- 3. Stern-Erdeingänge, die auf geerdete Wicklungen anwendbar sind.
- 4. Der SPW kann an jedem Phase-Phase-Paar angeschlossen werden. (Wird nur vom Schutz „V/Hz W2“ verwendet).
- 5. Kommunikationsoptionen siehe Zeichnung 10Px4001.
- 6. Der SPW-Sternpunkt muss extern hergestellt sein (siehe Abbildung).
- 7. Die Überwachte Dreiphasenspannung kann auf der OW-, TW- oder UW-Seite angeschlossen sein. (Wird vom Schutz „V/Hz W1“ und anderen Spannungsschutzeinrichtungen verwendet.)
- 8. Abgeleiteter Sternpunkt. Siehe P64X/DE T/- Informationen zu Widerständen.
- 9. Für die Bereiche 0–10 mA, 0–20 mA und 4–20 mA sind 20-mA-Ein- und -Ausgänge zu verwenden. Für den Bereich 0–1 mA sind 1-mA-Ein- und -Ausgänge zu verwenden.

Ausgabe: A		Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/24A) 80TE	
Datum: 26/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64559		
Datum:	Geprüft:				
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.			Blatt: 2		GE Vernova © UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK
			Weiter Blatt:		



Ausgabe:	A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (80TE)	
Datum: 27/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64565		
Datum:	Geprüft:	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.		
		Blatt: 1		GE Vernova GUK Grid Solutions Ltd St. Leonard's Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ... ST16 1WT, UK
		Weiter Blatt: 2		

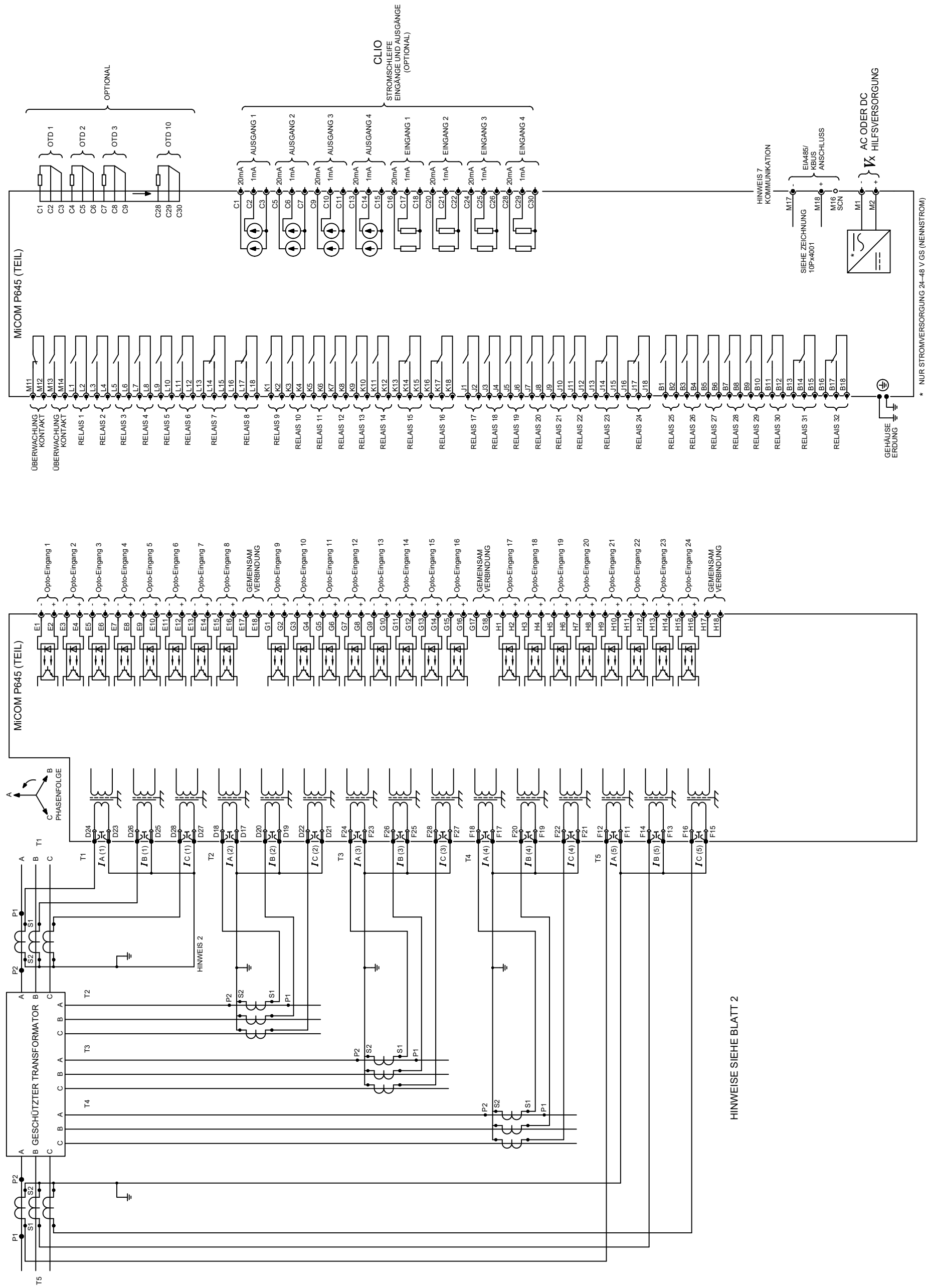


HINWEISE:

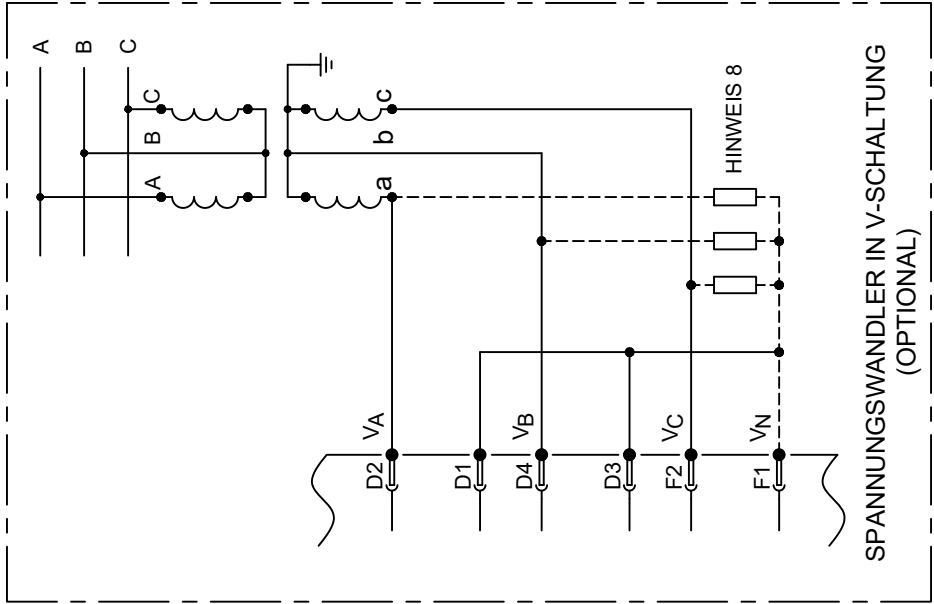
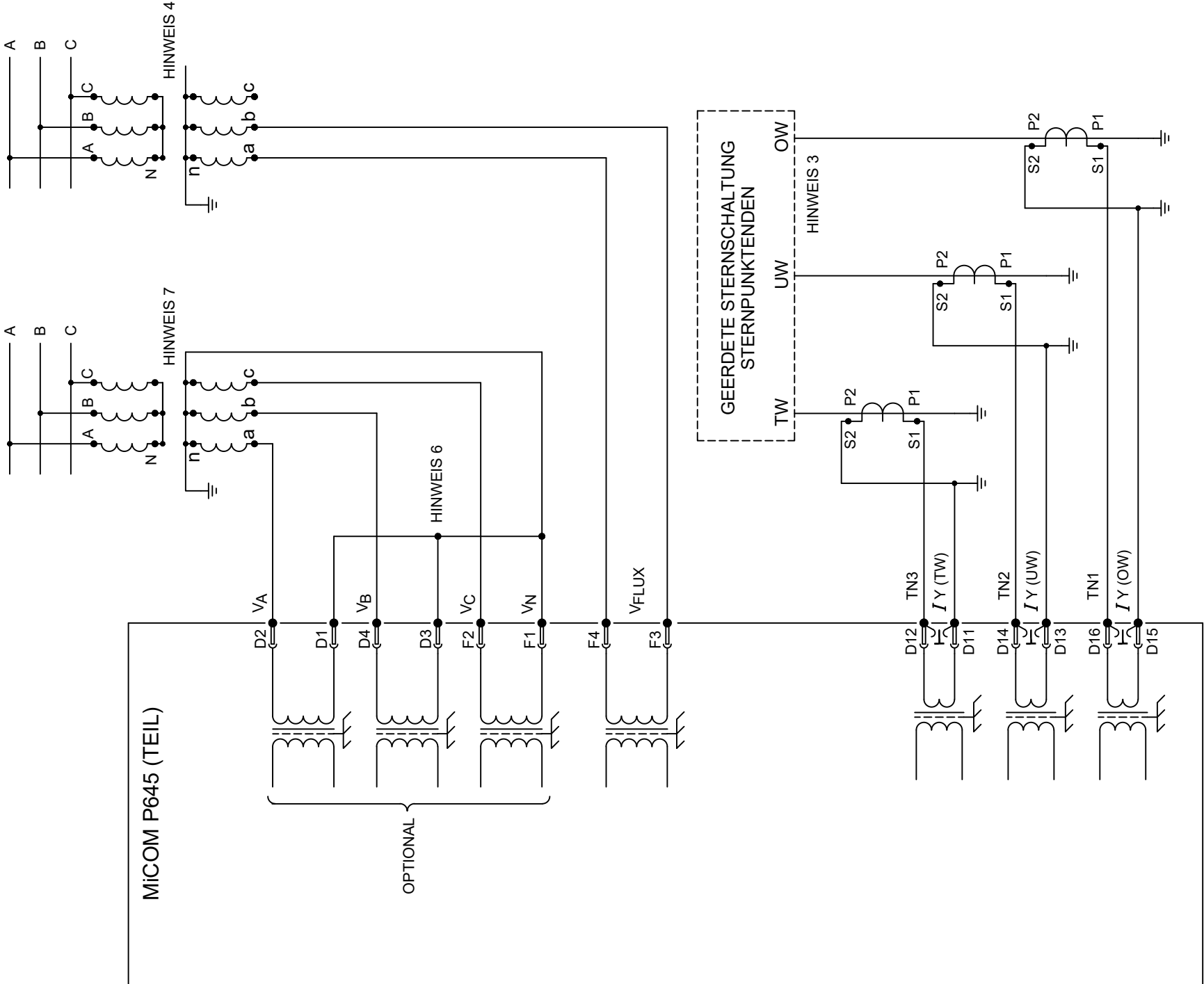
- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
- KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
- DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
- FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFF. MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/24A) 80TE	
		Zeichnung Nr: 10P64565	Blatt: 2 Weiter - Blatt:
Datum: 27/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	 GE VERNOVA © UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	
Datum:	Geprüft:		



Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (24E/32A) 80TE
Datum: 27/09/2023	Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64566 Blatt: 1 Weiter Blatt: 2
Datum:	Geprüft:		

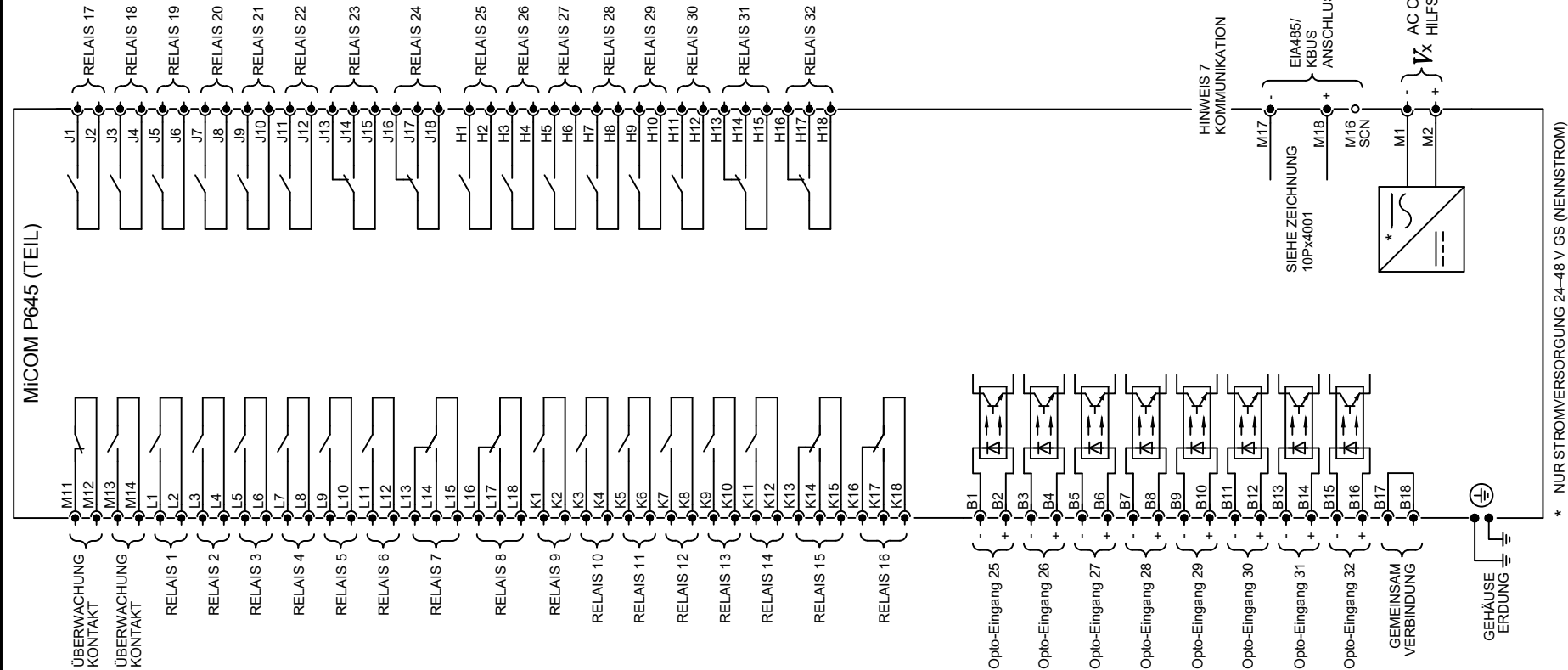
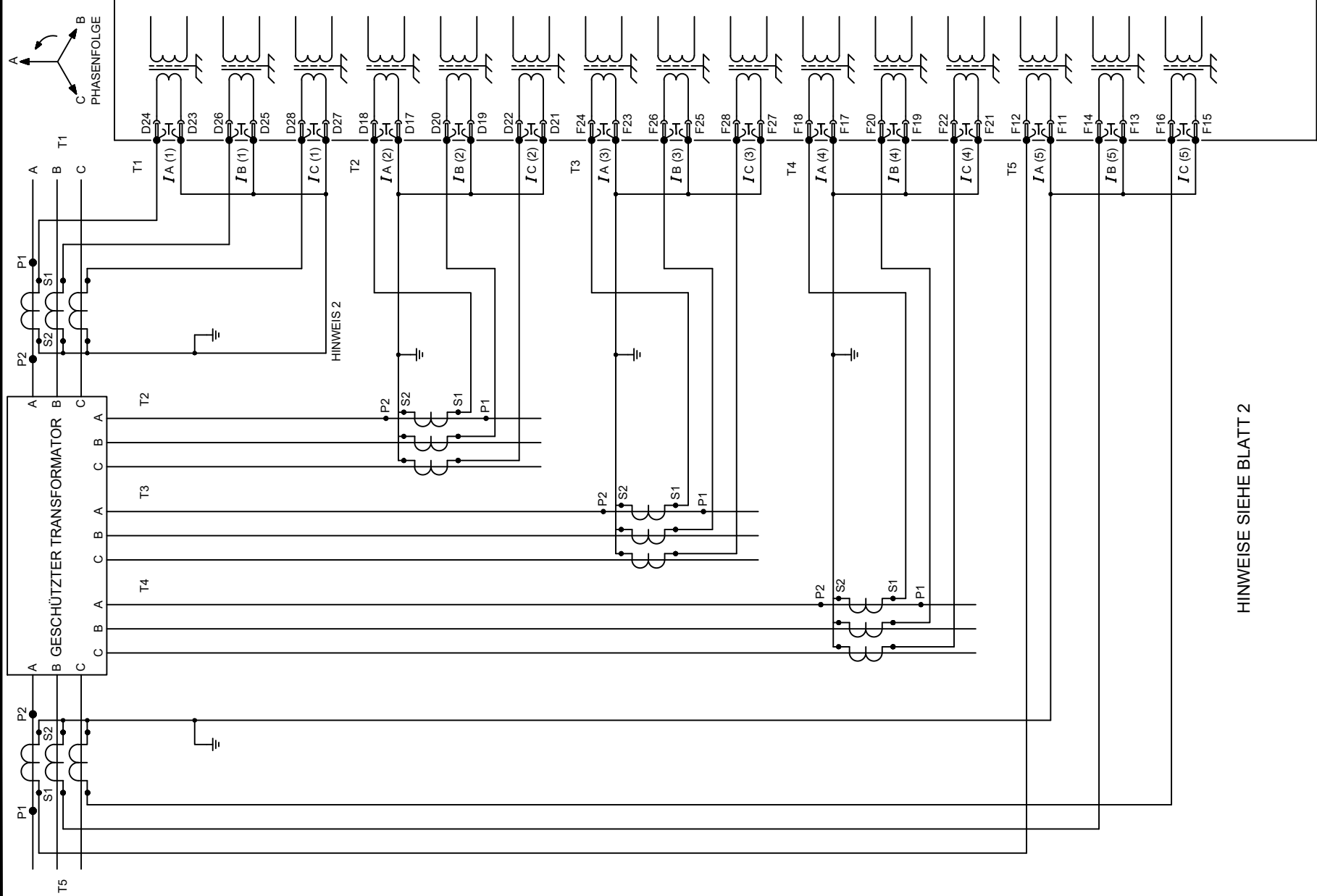


HINWEISE:

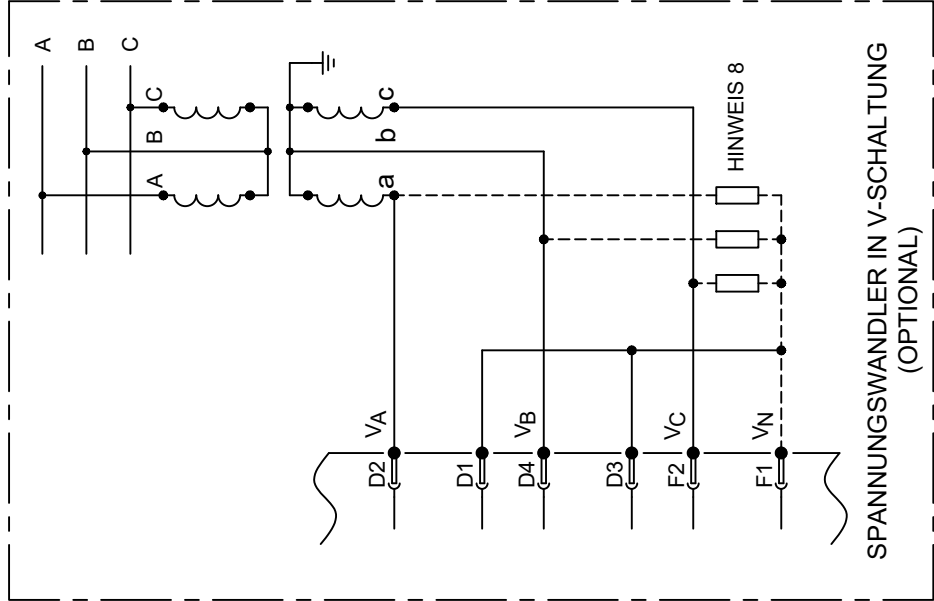
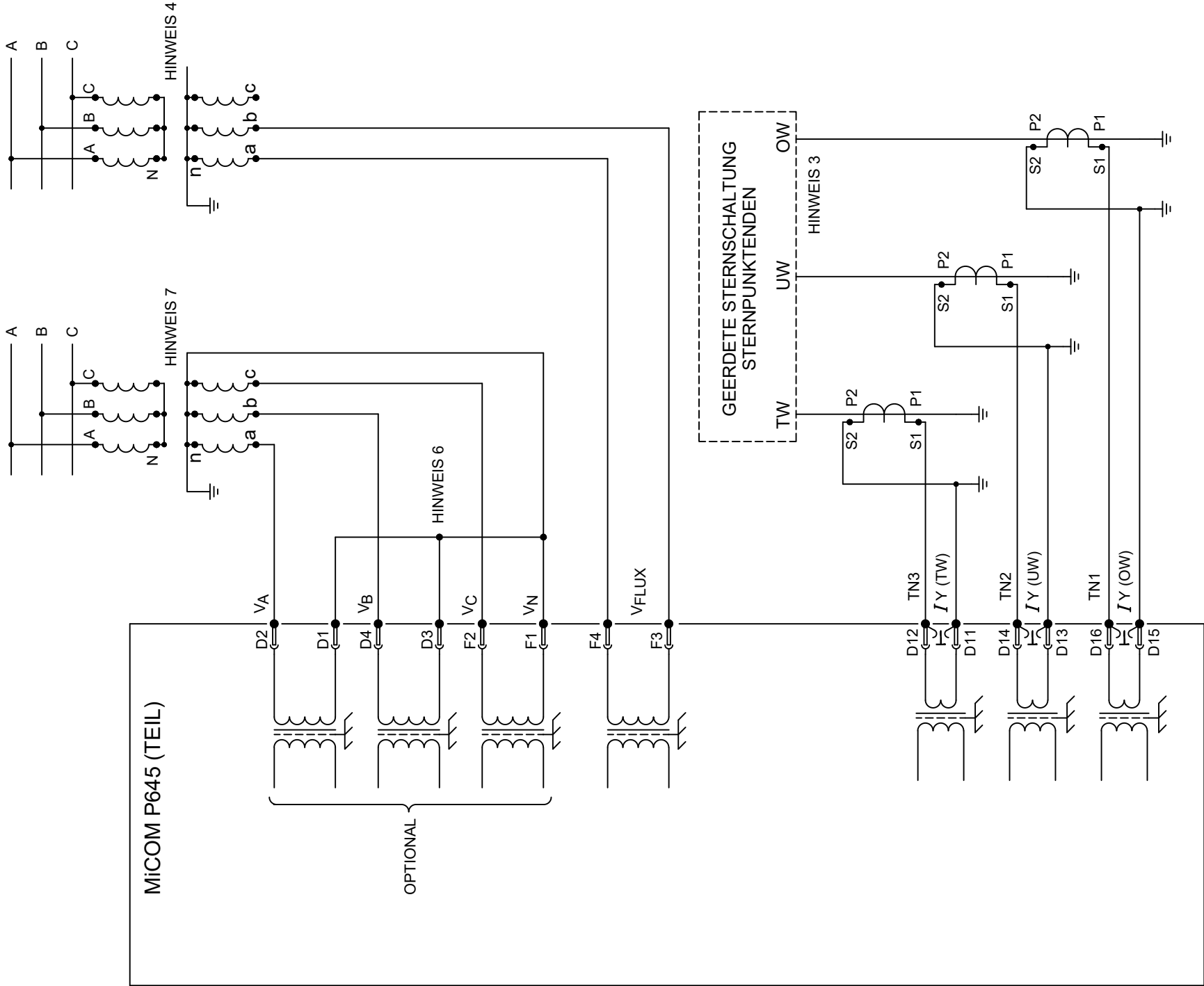
- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
- (b) KLEMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
- KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
- DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
- FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe:	Revision:	Titel:	
		PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN	
Datum: 02/10/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (32E/24A) 80TE	
Datum:	Geprüft:	Zeichnung Nr: 10P64573	
		Blatt: 2	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: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (32E/32A) 80TE	
Datum: 02/10/2023		Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64576	
Datum:		Geprüft:		Blatt: 1	
				Weiter Blatt: 2	
				GEVERNIA ©UK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ... ST16 1WT, UK	

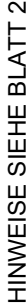


HINWEISE:

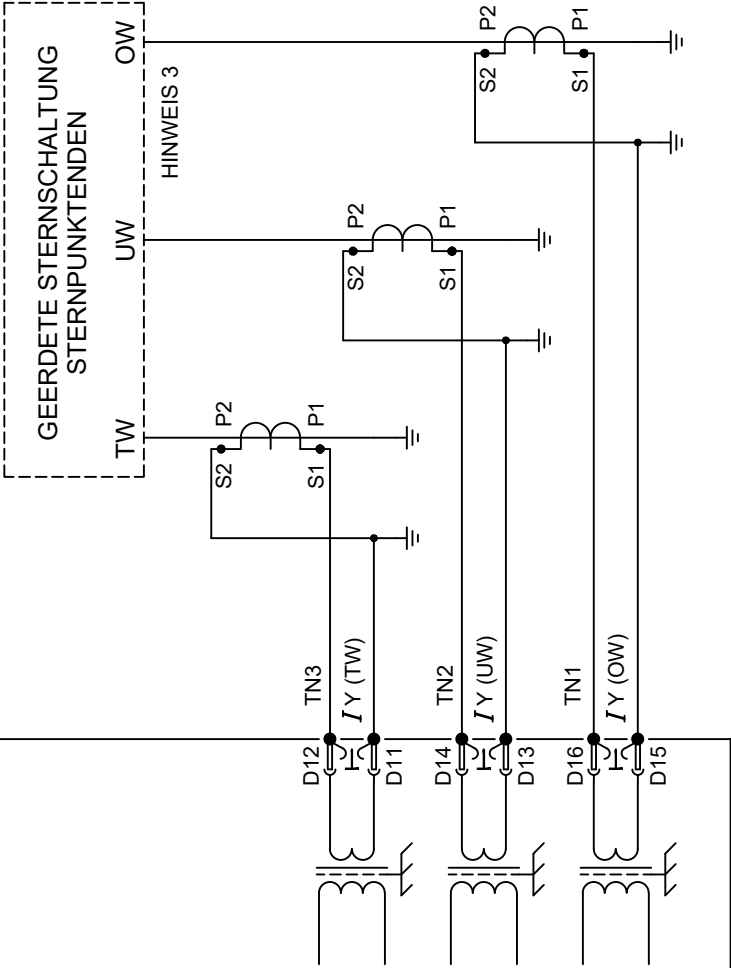
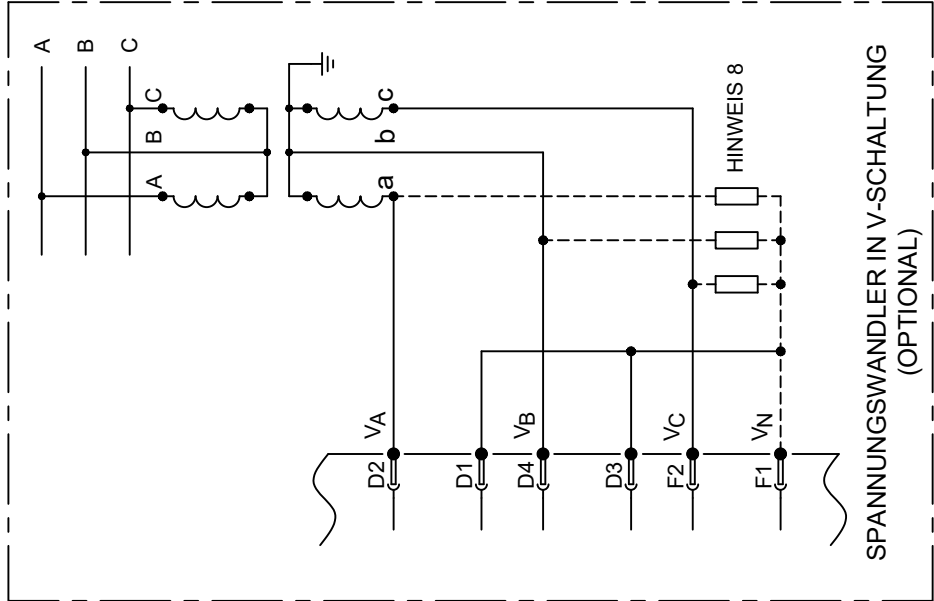
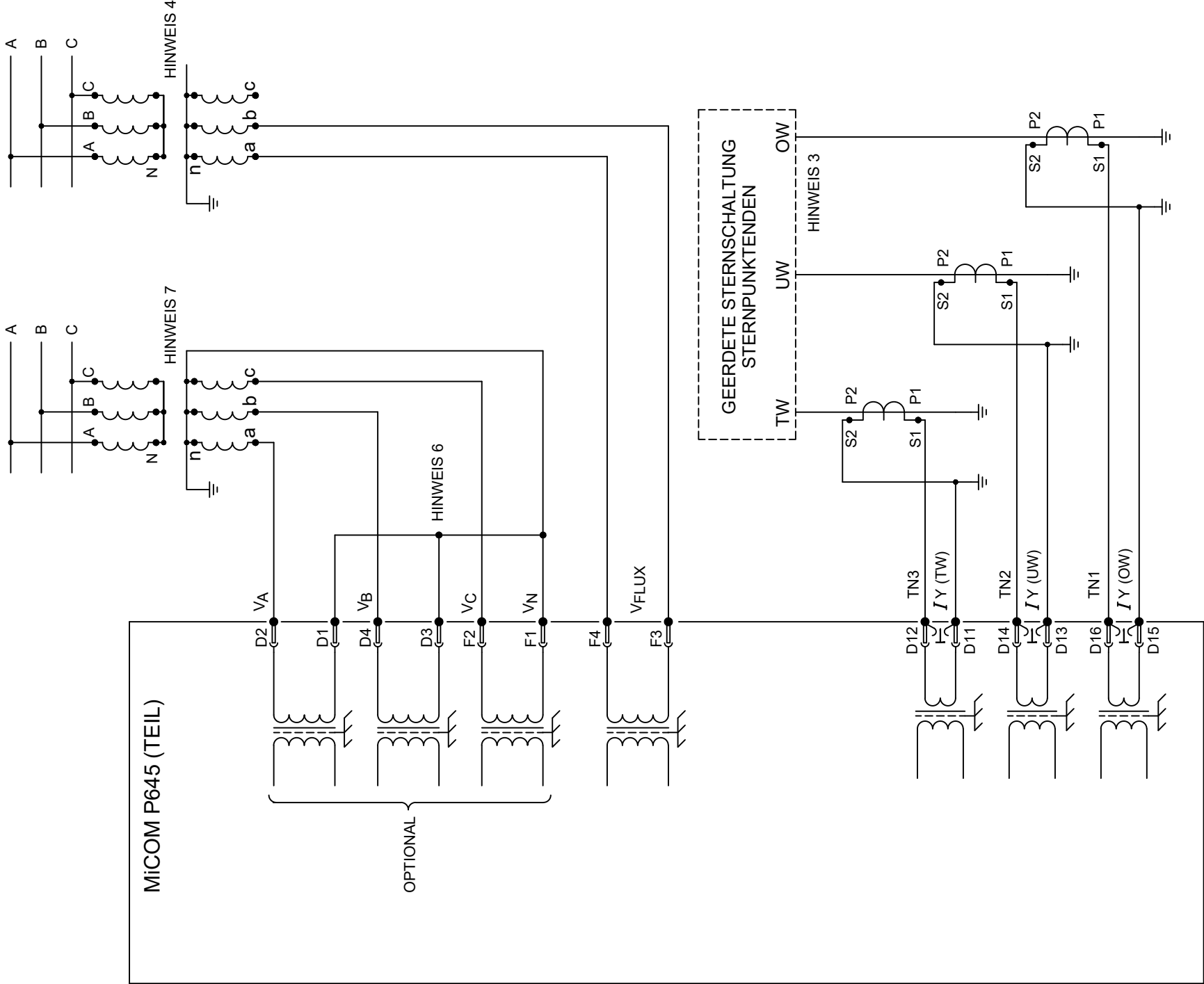
- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN
- (b) KLEMMME.
- (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W2“ VERWENDET).
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
9. FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe:	Revision:	Titel:	
02/10/2023	CID007575. ERSTAUSGABE.	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN	
Datum:	Bezeichnung: S WOOTTON	DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (32E/32A) 80TE	
Datum:	Geprüft:	Zeichnung	
		Nr:	
		Blatt: 2	
		Weiter -	
		Blatt:	
		10P64576	
		GEVERNOVA	
		© UK Grid Solutions Ltd	
		ST Leonard's Building,	
		Harry Kerr Drive,	
		Stafford,	
		ST16 1WT, UK	



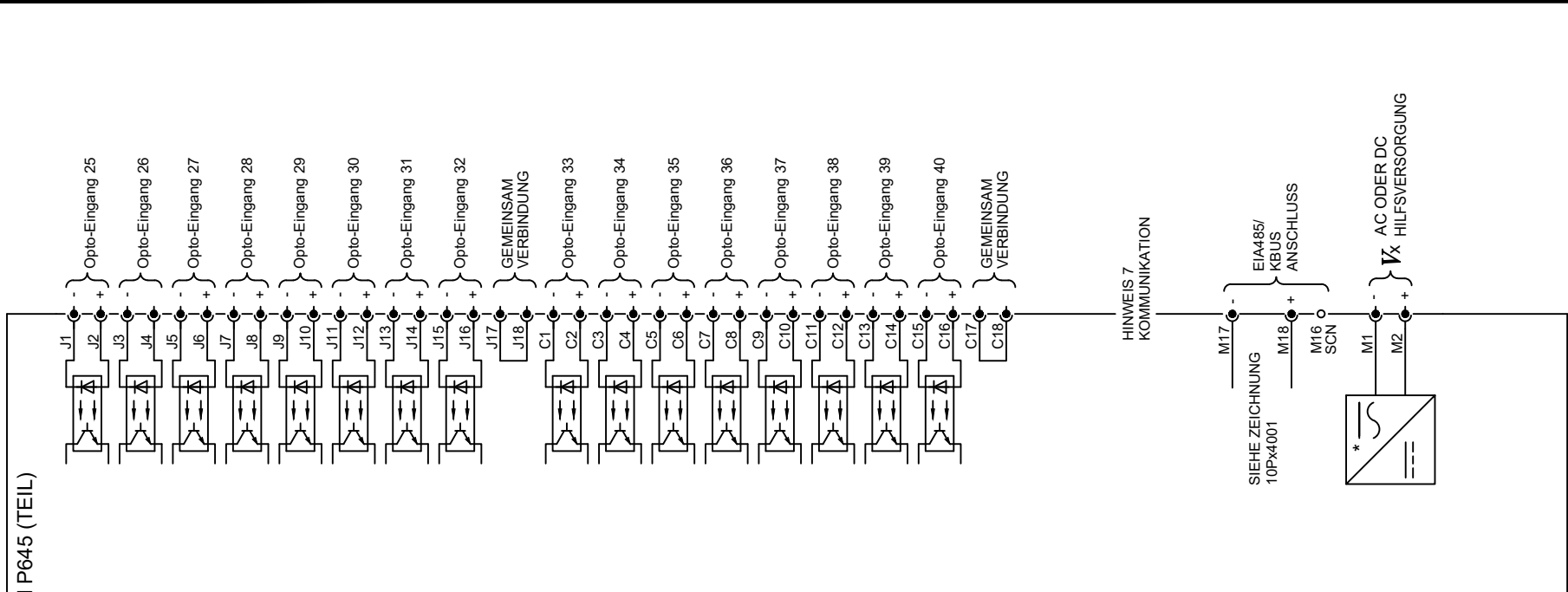
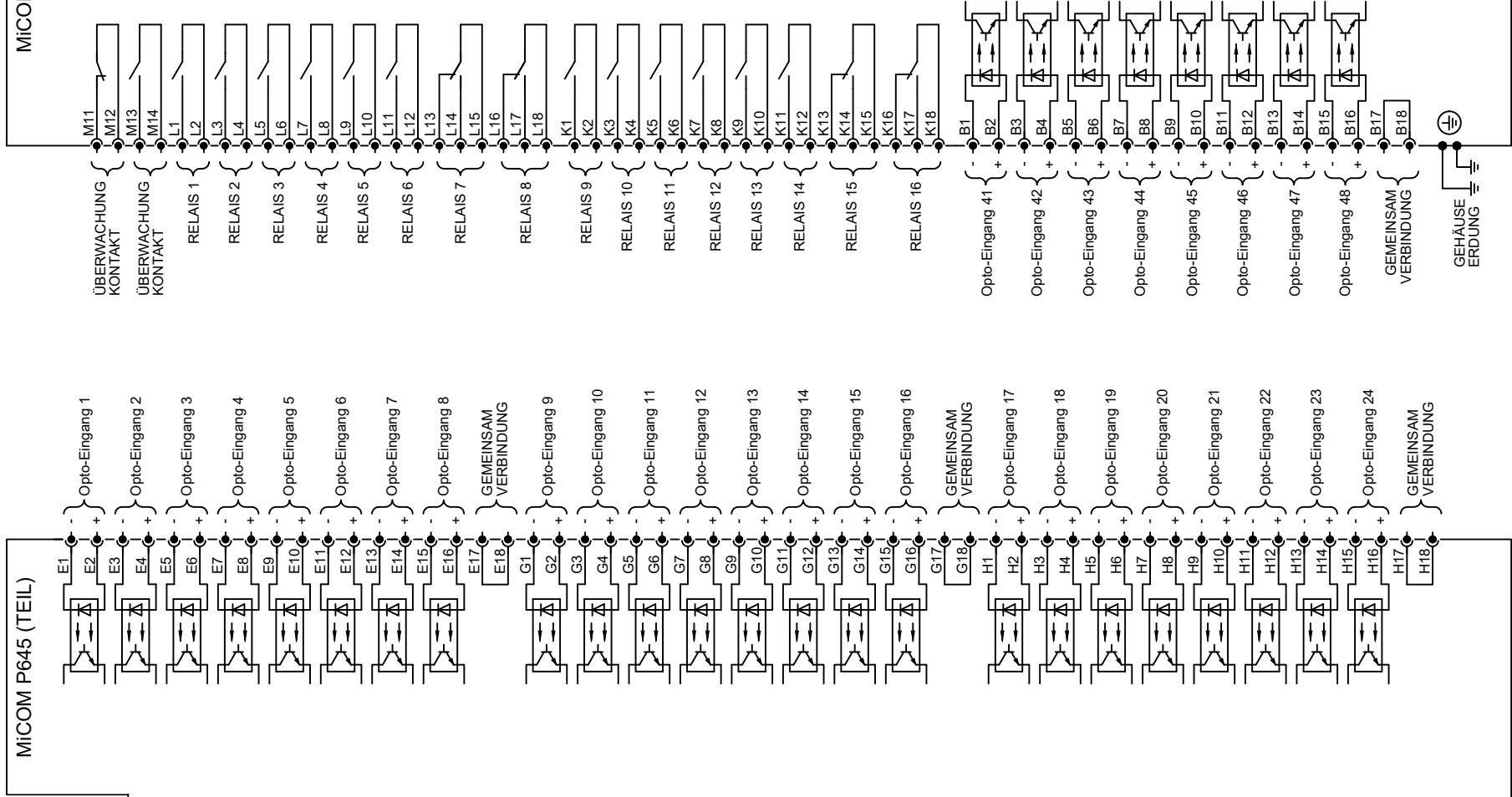
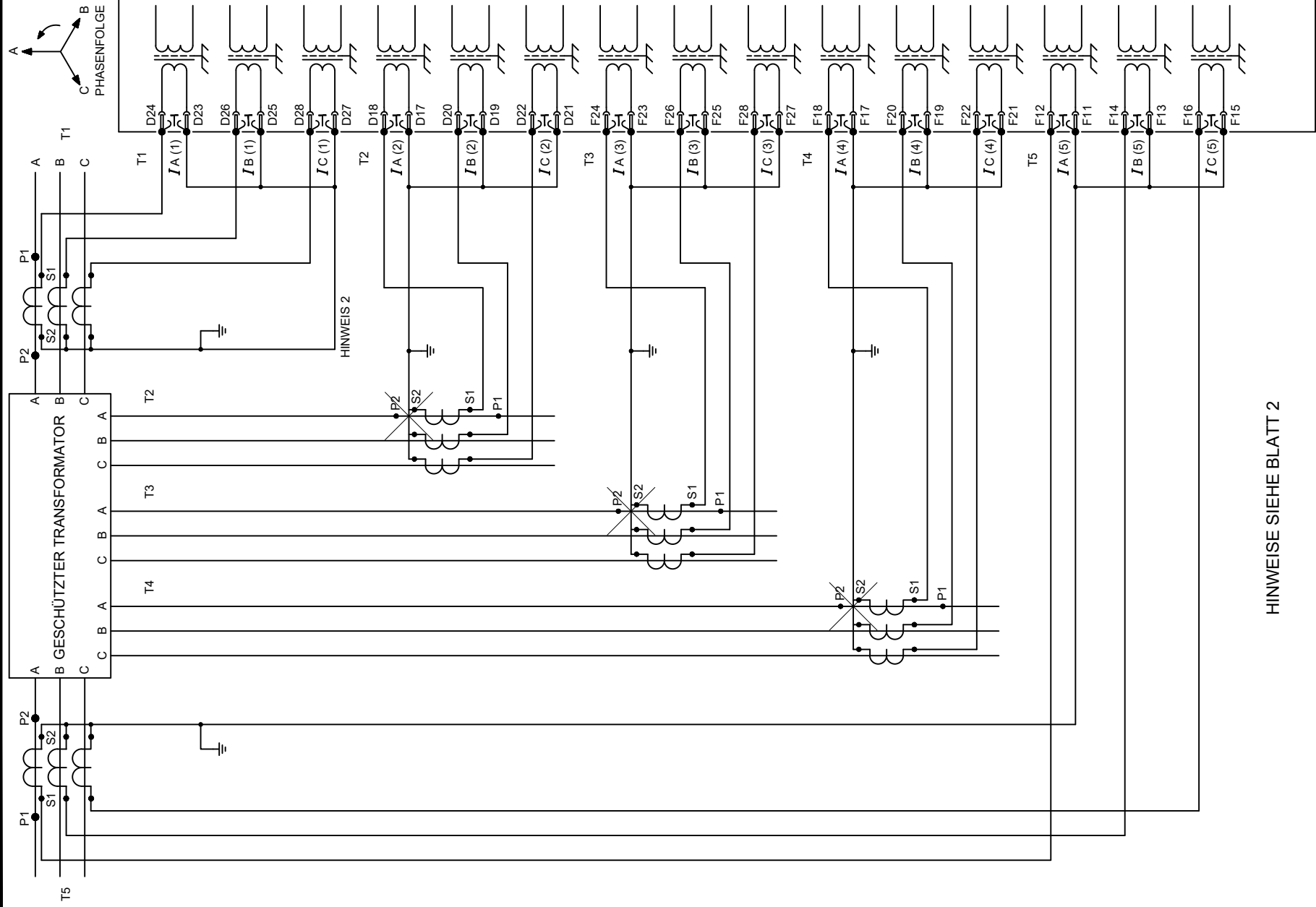
Ausgabe:	Revision:	Titel:	
A	CID007575. ERSTAUSGABE.	PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (40E/24A) 80TE	
Datum: 02/10/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Zeichnung Nr: 10P64577	
Datum:	Geprüft:	Blatt: 1 Weiter Blatt: 2	
		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 St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK	



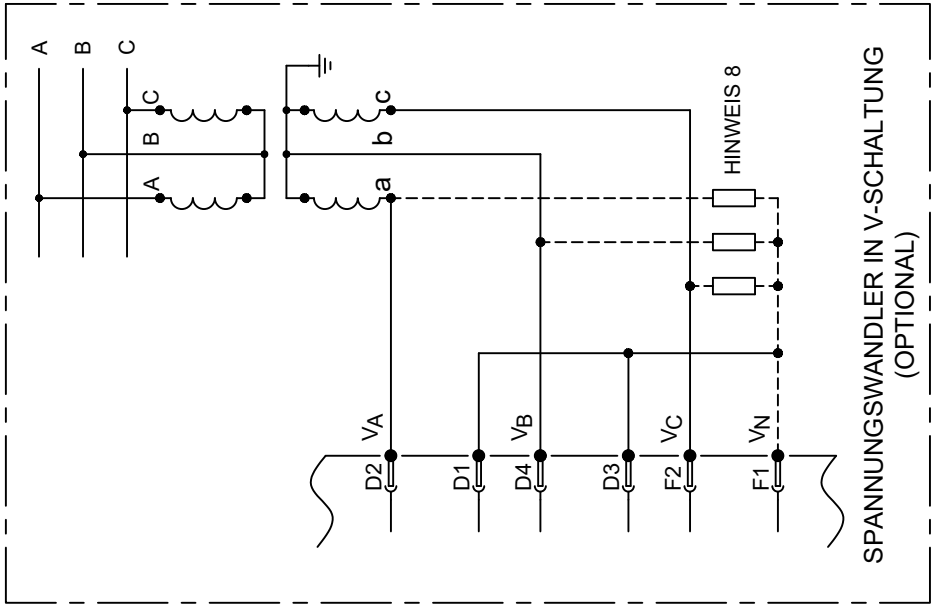
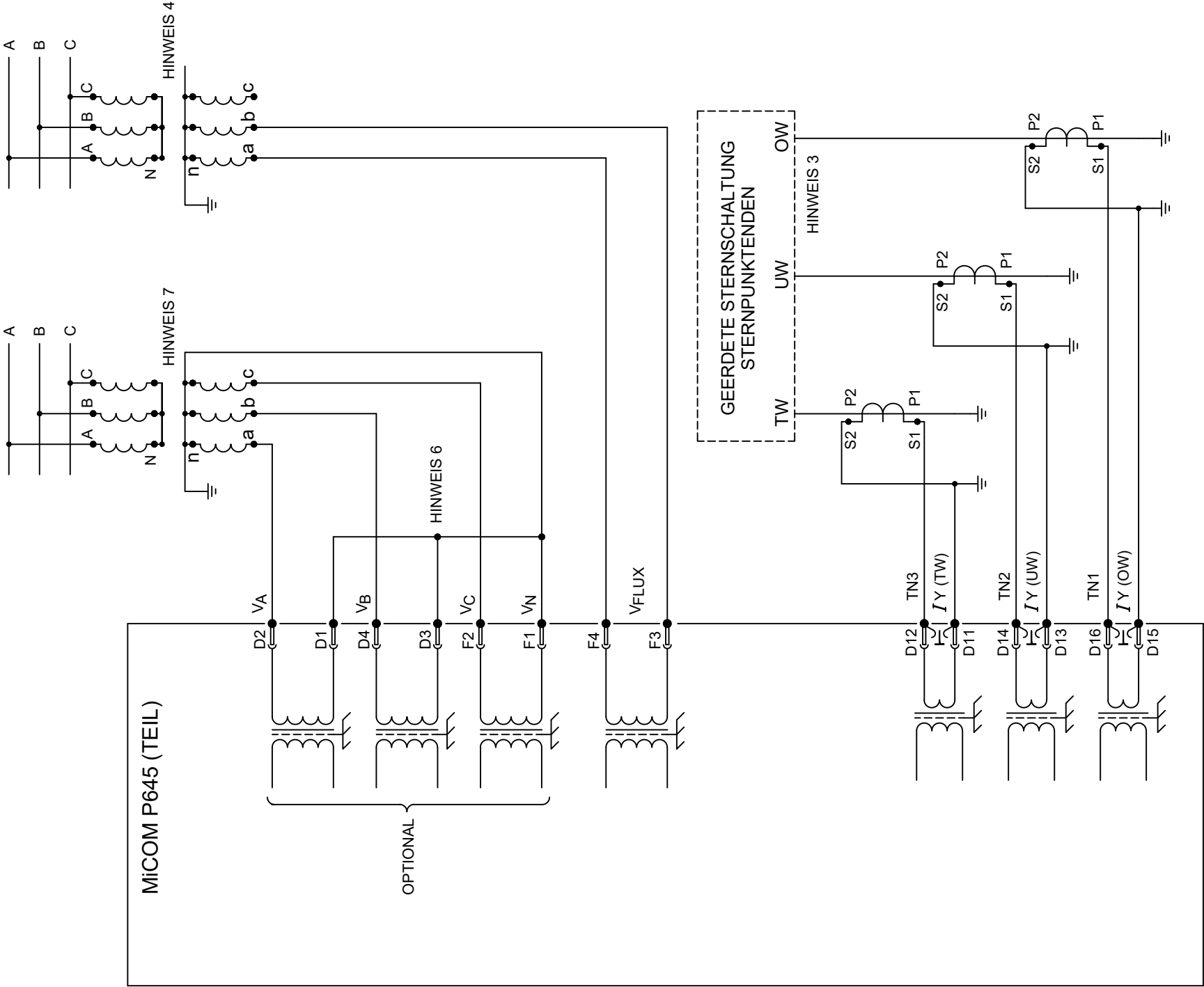
- HINWEISE:
- (a) STROMWANDLERKURZSCHLUSBRÜCKEN
 - (b) KLEMMME.
 - (c) STIFTANSCHLUSS (TYP P.C.B.)

- STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
- STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
- DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
- DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
- DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
- ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
- FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (40E/24A) 80TE	
	Datum: 02/10/2023	Zeichnung Nr: 10P64577	
Datum:	Bezeichnung: S WOOTTON	Blatt: 2	Weiter -
	Geprüft:	Blatt: -	
		GE Vernova OJK Grid Solutions Ltd ST Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford ST16 1WT, UK.	



Ausgabe: A		Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.		Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (48E/16A) 80TE	
Datum: 02/10/2023		Bezeichnung: S WOOTTON		Zeichnung Nr: 10P64578	
Datum:		Geprüft:		Blatt: 1	
				Weiter Blatt: 2	
				Blatt:	



HINWEISE:

1. (a)  STROMWANDLERKURZSCHLUSSBRÜCKEN
(b)  KLEMME.
(c)  STIFTANSCHLUSS (TYP P C.B.)
2. STABILISIERUNGSZUWEISUNG FÜR WICKLUNGEN SIEHE TABELLE 1. STABILISIERUNGSEINGANG 1 IST IMMER EINE OW-WICKLUNGSSCHALTUNG.
3. STERN-ERDEINGÄNGE, DIE AUF GEERDETE WICKLUNGEN ANWENDBAR SIND.
4. DER SPW KANN AN JEDEM PHASE-PHASE-PAAR ANGESCHLOSSEN WERDEN. (WIRD NUR VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
5. KOMMUNIKATIONSOPTIONEN SIEHE ZEICHNUNG 10Px4001.
6. DER SPW-STERNPUNKT MUSS EXTERN HERGESTELLT SEIN (SIEHE ABBILDUNG).
7. DIE ÜBERWACHTE DREIPHASENSPANNUNG KANN AUF DER OW-, TW- ODER UW-SEITE ANGESCHLOSSEN SEIN. (WIRD VOM SCHUTZ „V/Hz W1“ UND ANDEREN SPANNUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN VERWENDET.)
8. ABGELEITETER STERNPUNKT. SIEHE P64X/DE T/- - INFORMATIONEN ZU WIDERSTÄNDEN.
9. FÜR DIE BEREICHE 0–10 mA, 0–20 mA UND 4–20 mA SIND 20-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN. FÜR DEN BEREICH 0–1 mA SIND 1-mA-EIN- UND -AUSGÄNGE ZU VERWENDEN.

Ausgabe: A	Revision: CID007575. ERSTAUSGABE.	Titel: PLAN FÜR EXTERNE ANSCHLÜSSE FÜR EINGANGSWANDLER MIT 5 STABILISIERUNGSEINSTELLUNGEN DIFFERENTIAL MIT 4-POL-SPANNUNGSWANDLEREINGÄNGEN (48E/16A) 80TE	
		Zeichnung Nr.: 10P64578	
Datum: 02/10/2023	Bezeichnung: S WOOTTON	Blatt: 2	GE VERNOVA OJK Grid Solutions Ltd St Leonards Building, Harry Kerr Drive, Stafford, ST16 1WT, UK.
Datum:	Geprüft:	Weiter Blatt: -	

ANHANG D

VERSIONSVERLAUF

1 HARDWARE- UND SOFTWAREVERSIONSVORLAUF

Software-Version version	Software-Version version	Hardware Version	Original-Ausgabedatum	Änderungsbeschreibung	S1-Kompatibilität	Technische Dokumentation
AB	-	Q	August 2024	Erste Ausgabe des MiCOM Transformatorschutzes der 5. Generation Die Gerätemodelle P642/3/5 wurden auf Basis der Software 91 freigegeben. 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 ▪ 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. ▪ CyberSentry IEC 62351-8 ▪ 5000 Ereignisse, 100 Fehler, 1050 s Oszillographie und 128 Digitalsignale ▪ 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-MitLev – 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/N) ▪ Erhöhte Ausführungsgeschwindigkeit für REF. Auslösezeit von 45 auf 30 ms bei 2xIs verbessert	MiCOM S1 Agile v3.0.1 oder neuer	P64-TM-EN-1

2 SOFTWAREVERSIONSKOMPATIBILITÄT

Schutz- geräte- software Version	Einstellungsdateiversion	Menütextdateiversion*8	PSL-Dateiversion
AB	AB	AB	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