

RELION® SCHUTZ UND STEUERUNG

# REX640

## Anwendungs-Handbuch







Dokument-ID: 2NGA000333  
Herausgegeben: 2020-09-24  
Revision: B

© Copyright 2020 ABB. Alle Rechte vorbehalten

# Copyright

Dieses Dokument und seine Bestandteile dürfen ohne die ausdrückliche schriftliche Erlaubnis von ABB weder vervielfältigt noch kopiert werden und die Inhalte dürfen nicht an Dritte weitergegeben oder für nicht autorisierte Zwecke verwendet werden.

Die in diesem Dokument beschriebene Software und Hardware ist an eine Lizenzvereinbarung gebunden und darf nur in Einklang mit den in der Vereinbarung genannten Bedingungen verwendet, vervielfältigt oder weitergegeben werden.

## **Warenzeichen**

ABB und Relion sind eingetragene Warenzeichen der ABB Group. Alle anderen in diesem Dokument erwähnten Marken- oder Produktnamen sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Inhaber.

## **Open Source Software**

Dieses Produkt enthält Open Source Software. Informationen zur Lizenz finden Sie in der Produktdokumentation unter [www.abb.com](http://www.abb.com).

## **Gewährleistung**

Wenden Sie sich bezüglich der Gewährleistungsbestimmungen bitte an Ihren ABB-Vertreter.

[www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage)

## Haftungsausschluss

Die in diesem Handbuch enthaltenen Daten, Beispiele und Diagramme dienen ausschließlich der Produktbeschreibung und sind nicht als Erklärung zu garantierten Eigenschaften zu verstehen. Alle Personen, die für die Anwendung der in diesem Handbuch beschriebenen Geräte verantwortlich sind, müssen sich überzeugen, dass die beabsichtigte Anwendung geeignet und akzeptabel ist, und dass zudem alle Sicherheits- oder Betriebsanforderungen eingehalten werden. Insbesondere liegen alle Risiken in Anwendungen, in denen ein Systemfehler und/oder ein Produktfehler Sach- oder Personenschäden (einschließlich Körperverletzung oder Tod) herbeiführen kann, in der alleinigen Verantwortung der Person oder des Unternehmens, die/das die Geräte verwendet, und diese Verantwortlichen werden hiermit aufgefordert, sicherzustellen, dass alle möglichen Maßnahmen ergriffen werden, um solche Risiken auszuschließen oder zu mindern.

Dieses Produkt wurde für die Verbindung und die Kommunikation von Daten und Informationen eine über Netzwerkschnittstelle konzipiert, die mit einem sicheren Netzwerk verbunden werden muss. Die für die Netzwerkadministration verantwortliche Person bzw. das verantwortliche Unternehmen ist verpflichtet, alle geeigneten Maßnahmen (wie z. B. die Installation von Firewalls, die Anwendung von Authentifizierungsmaßnahmen, die Verschlüsselung von Daten, die Installation von Antivirenprogrammen usw.) zum Schutz des Produkts, des Netzwerks, seines Systems und der Schnittstelle gegen jegliche Art von Sicherheitsverletzungen, unbefugten Zugriff, Störungen, Eindringen, Verlust und/oder Diebstahl von Daten oder Informationen einzurichten und aufrechtzuerhalten. ABB ist nicht haftbar für solche Schäden und/oder Verluste.

Dieses Dokument wurde mit großer Sorgfalt von ABB überprüft, allerdings können Abweichungen nicht vollständig ausgeschlossen werden. Falls Fehler gefunden werden sollten, wird der Leser gebeten, den Hersteller zu informieren. Mit Ausnahme der expliziten vertraglichen Zusagen und in keinem Fall kann ABB verantwortlich oder schadensersatzpflichtig gemacht werden für Verluste oder Schäden infolge der Verwendung dieses Handbuchs oder der Anwendung des Gerätes. Bei Abweichungen zwischen dem englischen Text und den Versionen in anderen Sprachen ist stets die englische Version maßgebend.

## Konformität

Dieses Produkt entspricht der Richtlinie des Rates der Europäischen Gemeinschaft zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV-Richtlinie 2014/30/EU) und betrifft elektrische Betriebsmittel innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen (Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU). Diese Übereinstimmung ist das Ergebnis der Prüfungen des externen Prüflabors Intertek gemäß der Produktnorm EN 60255-26 hinsichtlich der EMV-Richtlinie und nach den Produktnormen EN 60255-1 und EN 60255-27 hinsichtlich der Niederspannungsrichtlinie. Dieses Erzeugnis ist im Einklang mit den internationalen IEC 60255-Normen konzipiert.

---

## Inhaltsverzeichnis

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Abschnitt 1 Einführung.....</b>   | <b>7</b>  |
| Dieses Handbuch.....   | 7         |
| Zielgruppe.....  | 7         |
| Produktdokumentation.....  | 8         |
| Produktunterlagen.....   | 8         |
| Dokument Änderungshistorie.....  | 8         |
| Zugehörige Dokumentation.....  | 8         |
| Symbole und Konventionen.....  | 9         |
| Symbole.....   | 9         |
| Konventionen für dieses Dokument.....                                      | 9         |
| Funktionen, Codes und Symbole.....   | 10        |
| <b>Abschnitt 2 REX640 Überblick.....</b>                                   | <b>21</b> |
| Überblick.....   | 21        |
| PCM600 und Connectivity Package Version des Schutzgeräts..                 | 21        |
| Anwendungspakete.....  | 22        |
| Hardware des Geräts.....   | 27        |
| Lokale HMI.....  | 30        |
| Web-HMI.....   | 34        |
| Benutzerberechtigung.....  | 36        |
| Stationskommunikation.....   | 37        |
| Modification Sales.....  | 38        |
| <b>Abschnitt 3 Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz.....</b> | <b>39</b> |
| Einführung in die Anwendung.....   | 39        |
| Beschreibung des Beispielfalls.....  | 40        |
| Multifrequentes admittanzbasiertes Erdfehlerschutzrelais.....              | 41        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....                 | 41        |
| Analoge Eingangssignale.....   | 42        |
| Binäre Ausgangssignale.....  | 42        |
| Empfohlene Alarmer.....  | 42        |
| Relaiskonfiguration.....   | 42        |
| Funktionsblöcke und Einstellwerte.....                                     | 45        |
| <b>Abschnitt 4 Transformatorschutz.....</b>                                | <b>51</b> |
| Einführung in die Anwendung.....   | 51        |
| Beschreibung des Beispielfalls.....  | 53        |
| Transformatorschutzrelais.....   | 54        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....                 | 54        |
| Analoge Eingangssignale.....   | 55        |

|   |            |
|---|------------|
| RTD-Eingangssignale.....  | 56         |
| mA-Eingangssignale.....   | 56         |
| Binäre Eingangssignale.....   | 56         |
| Binäre Ausgangssignale.....   | 57         |
| Empfohlene Alarmer.....   | 57         |
| Relaiskonfiguration.....  | 58         |
| Funktionsblöcke und Einstellwerte.....                                  | 62         |
| <b>Abschnitt 5 Transformatorspannungsregelung.....</b>                  | <b>69</b>  |
| Einführung in die Anwendung.....  | 69         |
| Beispielfall 1- Einzeltransformatorsteuerung.....                       | 70         |
| Beschreibung des Beispielfalls.....                                     | 70         |
| Transformator TR1 Spannungsregelrelais.....                             | 71         |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....              | 71         |
| Verwendung der Transformator-<br>Spannungsregelungsanwendung.....       | 83         |
| Erreichen der Transformatorspannungsregelung im<br>manuellen Modus..... | 83         |
| Beispielfall 2 – Paralleltransformatorregelung im M/F-Modus.....        | 85         |
| Beschreibung des Beispielfalls.....                                     | 85         |
| Transformator TR1 Spannungsregelrelais (Master).....                    | 86         |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....              | 86         |
| Transformator TR2 Spannungsregelrelais (Follower 1).....                | 99         |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....              | 99         |
| Transformator TR3 Spannungsregelrelais (Follower 2).....                | 110        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....              | 110        |
| Beispielfall 3 – Paralleltransformatorsteuerung im MCC-Modus....        | 120        |
| Beschreibung des Beispielfalls.....                                     | 120        |
| Transformator TR1 Spannungsregelrelais.....                             | 121        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....              | 121        |
| Transformator TR2 Spannungsregelrelais.....                             | 131        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....              | 131        |
| Transformator TR3 Spannungsregelrelais.....                             | 141        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....              | 141        |
| <b>Abschnitt 6 Lichtbogenschutz.....</b>                                | <b>153</b> |
| Einführung in die Anwendung.....  | 153        |
| Beschreibung des Beispielfalls.....                                     | 154        |
| ARC-Schutz am Einspeiser +J1.....                                       | 157        |
| Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik.....                               | 157        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....              | 159        |
| Analoge Eingangssignale.....  | 161        |
| Lichtbogensensoreingänge.....   | 161        |
| Binäre Eingangssignale.....   | 161        |

---

|  |            |
|--|------------|
| Binäre Ausgangssignale.....  | 162        |
| Empfohlene Alarme.....   | 162        |
| Relaiskonfiguration.....   | 162        |
| Funktionsblöcke und Einstellwerte.....   | 166        |
| ARC-Schutz am Buskoppler +J4.....  | 167        |
| Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik.....  | 167        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....                                     | 168        |
| Analoge Eingangssignale.....   | 169        |
| Lichtbogensensoren.....  | 170        |
| Binäre Eingangssignale.....  | 170        |
| Binäre Ausgangssignale.....  | 170        |
| Empfohlene Alarme.....   | 171        |
| Relaiskonfiguration.....   | 171        |
| Funktionsblöcke und Einstellwerte.....   | 174        |
| ARC-Schutz am Abgang +J2.....  | 175        |
| Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik.....  | 175        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....                                     | 176        |
| Analoge Eingangssignale.....   | 177        |
| Lichtbogensensoren.....  | 178        |
| Binäre Eingangssignale.....  | 178        |
| Binäre Ausgangssignale.....  | 178        |
| Empfohlene Alarme.....   | 179        |
| Relaiskonfiguration.....   | 179        |
| Funktionsblöcke und Einstellwerte.....   | 182        |
| <b>Abschnitt 7 Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation.....</b> | <b>185</b> |
| Einführung in die Anwendung.....   | 185        |
| Beschreibung des Beispielfalls.....  | 186        |
| Lokales Endschutzrelais.....   | 187        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....                                     | 187        |
| Analoge Eingangssignale.....   | 188        |
| Binäre Ausgangssignale.....  | 189        |
| Empfohlene Alarme.....   | 189        |
| Relaiskonfiguration.....   | 190        |
| Funktionsblöcke und Einstellwerte.....   | 192        |
| <b>Abschnitt 8 Leitungsdifferenzial- und gerichteter Erdschlussschutz.....</b>                 | <b>201</b> |
| Einführung in die Anwendung.....   | 201        |
| Beschreibung des Beispielfalls.....  | 202        |
| Lokales Endschutzrelais (A).....   | 202        |
| Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....                                     | 203        |
| Analoge Eingangssignale.....   | 204        |

|                     |   |            |
|---------------------|---|------------|
|                     | Binäre Eingangssignale.....                                       | 204        |
|                     | Binäre Ausgangssignale.....                                       | 204        |
|                     | Empfohlene Alarme.....  | 204        |
|                     | Relaiskonfiguration.....  | 205        |
|                     | Funktionsblöcke und Einstellwerte.....                            | 207        |
|                     | Leitungsdifferentialschutz mit Leistungstransformator in der Zone | 212        |
|                     | Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....        | 212        |
|                     | Relaiskonfiguration.....  | 212        |
|                     | Funktionsblöcke und Einstellwerte.....                            | 213        |
| <b>Abschnitt 9</b>  | <b>Generatorschutz.....</b>                                       | <b>217</b> |
|                     | Einführung in die Anwendung.....                                  | 217        |
|                     | Schutzschema für Generatoren .....                                | 219        |
|                     | Turbine - Generator: Auslöseschema.....                           | 220        |
|                     | Beschreibung des Beispielfalls.....                               | 221        |
|                     | Generatorschutzrelais.....  | 225        |
|                     | Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....        | 225        |
|                     | Analoge Eingangssignale.....                                      | 227        |
|                     | RTD-Eingangssignale.....  | 227        |
|                     | Binäre Eingangssignale.....                                       | 227        |
|                     | Binäre Ausgangssignale.....                                       | 228        |
|                     | Empfohlene Alarme.....  | 228        |
|                     | Relaiskonfiguration.....  | 230        |
|                     | Funktionsblöcke und Einstellwert.....                             | 235        |
| <b>Abschnitt 10</b> | <b>Asynchronmotorschutz.....</b>                                  | <b>261</b> |
|                     | Einführung in die Anwendung.....                                  | 261        |
|                     | Beschreibung des Beispielfalls.....                               | 262        |
|                     | Motorschutzrelais.....  | 263        |
|                     | Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....        | 263        |
|                     | Analoge Eingangssignale.....                                      | 265        |
|                     | Binäre Eingangssignale.....                                       | 265        |
|                     | Binäre Ausgangssignale.....                                       | 265        |
|                     | Empfohlene Alarme.....  | 265        |
|                     | Relaiskonfiguration.....  | 266        |
|                     | Funktionsblöcke und Einstellwerte.....                            | 269        |
| <b>Abschnitt 11</b> | <b>Synchronmotorschutz.....</b>                                   | <b>281</b> |
|                     | Einführung in die Anwendung.....                                  | 281        |
|                     | Beschreibung des Beispielfalls.....                               | 282        |
|                     | Motorschutzrelais.....  | 283        |
|                     | Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....        | 284        |
|                     | Analoge Eingangssignale.....                                      | 286        |

---

|                     |   |            |
|---------------------|---|------------|
|                     | Binäre Eingangssignale.....                                     | 286        |
|                     | Binäre Ausgangssignale.....                                     | 286        |
|                     | Empfohlene Alarmer.....   | 286        |
|                     | Relaiskonfiguration.....  | 287        |
|                     | Funktionsblöcke und Einstellwerte.....                          | 292        |
| <b>Abschnitt 12</b> | <b>Generator-Leistungsschalter-Synchronisierung.....</b>        | <b>309</b> |
|                     | Einführung in die Anwendung.....                                | 309        |
|                     | Beschreibung des Beispielfalls.....                             | 309        |
|                     | Relais als Auto-Synchronisierer.....                            | 310        |
|                     | Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....      | 310        |
|                     | Analoge Eingangssignale.....                                    | 311        |
|                     | Binäre Eingangssignale.....                                     | 312        |
|                     | Binäre Ausgangssignale.....                                     | 312        |
|                     | Empfohlene Alarmer.....   | 313        |
|                     | Relaiskonfiguration.....  | 313        |
|                     | Funktionsblöcke und Einstellwerte.....                          | 315        |
|                     | Verwendung der Generator-Synchronisierungsanwendung.....        | 317        |
|                     | Automatische Synchronisierung des Generator-                    |            |
|                     | Leistungsschalters.....   | 317        |
|                     | Manuelle Synchronisierung des Generator-                        |            |
|                     | Leistungsschalters.....   | 321        |
| <b>Abschnitt 13</b> | <b>Nicht-Generator-Leistungsschalter-</b>                       |            |
|                     | <b>Autosynchronisierung.....</b>                                | <b>327</b> |
|                     | Einführung in die Anwendung.....                                | 327        |
|                     | Beschreibung des Beispielfalls.....                             | 327        |
|                     | Relais als Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierer..... | 328        |
|                     | Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....      | 329        |
|                     | Analoge Eingangssignale.....                                    | 331        |
|                     | Binäre Eingangssignale.....                                     | 331        |
|                     | Binäre Ausgangssignale.....                                     | 331        |
|                     | Empfohlene Alarmer.....   | 331        |
|                     | Relaiskonfiguration.....  | 332        |
|                     | Funktionsblöcke und Einstellwerte.....                          | 334        |
|                     | IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration.....                          | 336        |
|                     | Relais als Generator-Leistungsschalter-Synchronisierer.....     | 337        |
|                     | Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....      | 337        |
|                     | Analoge Eingangssignale.....                                    | 338        |
|                     | Binäre Eingangssignale.....                                     | 339        |
|                     | Binäre Ausgangssignale.....                                     | 340        |
|                     | Empfohlene Alarmer.....   | 340        |
|                     | Relaiskonfiguration.....  | 341        |

|                         |  |            |
|-------------------------|--|------------|
|                         | Funktionsblöcke und Einstellwerte.....   | 344        |
|                         | IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration.....   | 346        |
|                         | Verwendung der Nicht-Generator-Synchronisierungsanwendung.                       | 347        |
|                         | Automatische Synchronisierung des Leistungsschalters.....                        | 347        |
|                         | Automatische Synchronisierung über<br>spannungsführende Leitung in das Netz..... | 347        |
|                         | Spannungslose Schiene zum Netz schließen.....                                    | 351        |
| <b>Abschnitt<br/>14</b> | <b>Petersen-Spulensteuerung.....</b>   | <b>355</b> |
|                         | Einführung in die Anwendung.....   | 355        |
|                         | Beschreibung des Beispielfalls.....  | 356        |
|                         | ASC-Steuerung.....   | 358        |
|                         | Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen.....                       | 358        |
|                         | Analoge Eingangssignale.....   | 360        |
|                         | RTD-Eingangssignale.....   | 360        |
|                         | Binäre Eingangssignale.....  | 360        |
|                         | Binäre Ausgangssignale.....  | 361        |
|                         | Empfohlene Alarmer.....  | 361        |
|                         | Relaiskonfiguration.....   | 361        |
|                         | Funktionsblöcke und Einstellwerte.....   | 364        |
|                         | Verfahren vor dem Starten der Anwendung.....                                     | 366        |
|                         | Verwendung der Anwendung.....  | 367        |
| <b>Abschnitt<br/>15</b> | <b>Glossar.....</b>  | <b>369</b> |

---

# Abschnitt 1 Einführung

## 1.1 Dieses Handbuch

Das Anwendungshandbuch stellt verschiedene Schutz- und Steueranwendungen vor, die Sie mit dem Schutzgerät (Schutzrelais) ausführen können. Dabei werden ausgewählte Anwendungsfälle, einschließlich Gerätekonfiguration und empfohlener Parametereinstellwerte, ausführlich erläutert. In diesem Handbuch werden Anwendungsbeispiele vorgestellt, die bei der technischen Anwendung des Schutzgeräts für eine konkrete Anlage als Leitfaden dienen. Jeder einzelne Abschnitt des Handbuchs befasst sich ausschließlich mit den Anforderungen einer bestimmten Anwendung. Dabei wird nicht auf den gesamten Funktionsumfang des Schutzgeräts eingegangen.

## 1.2 Zielgruppe

Dieses Handbuch richtet sich an den für die Planung, die technischen Vorarbeiten und die Technik verantwortlichen Schutz- und Steuerungstechniker.

Der Schutz- und Steuerungstechniker muss Erfahrung mit Elektroenergietechnik und Kenntnisse über verwandte Techniken – z. B. Schutzmechanismen und -prinzipien – aufweisen.

## 1.3 Produktdokumentation

### 1.3.1 Produktunterlagen

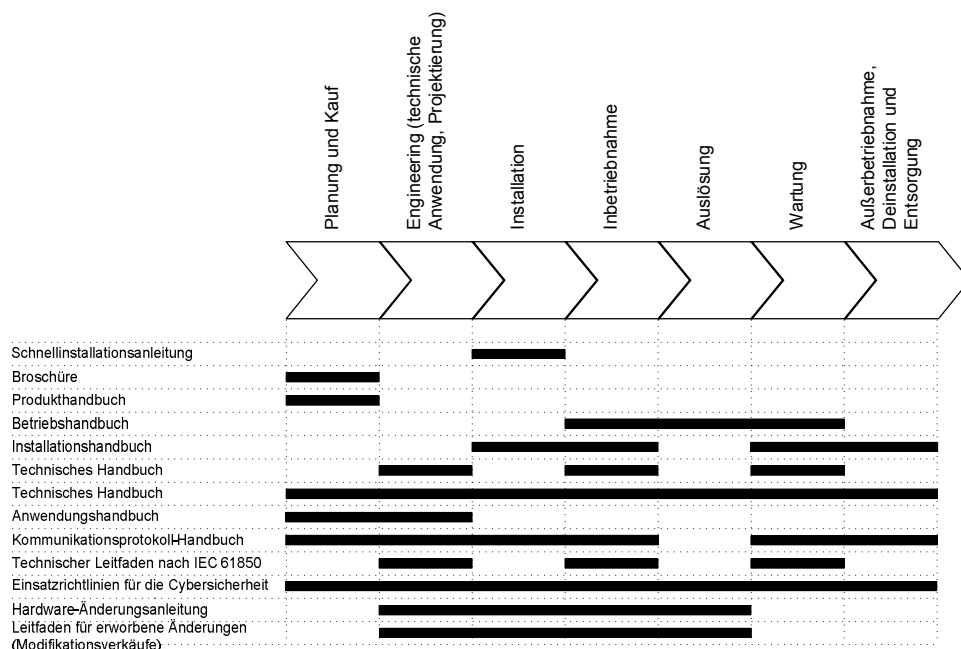


Abb. 1: Der vorgesehene Verwendungszweck der Dokumente während des Produktlebenszyklus

### 1.3.2 Dokument Änderungshistorie

| Änderung am Dokument/<br>Datum | Konnektivitätsebene (PCL) | Verlauf (Historie)                                  |
|--------------------------------|---------------------------|---|
| A/20.04.2020                   | PCL1                      | Übersetzt aus dem Englischen Original<br>Revision A |
| B/24.09.2020                   | PCL2                      | Übersetzt aus dem Englischen Original<br>Revision B |

### 1.3.3 Zugehörige Dokumentation



Laden Sie die aktuellen Dokumente von der ABB-Webseite [www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage) herunter.

## 1.4 Symbole und Konventionen

### 1.4.1 Symbole



Dieses Warnsymbol weist auf eine elektrische Gefahr hin, die zu einem Stromschlag führen kann.



Dieses Warnsymbol weist auf eine Gefahr hin, die zu Verletzungen führen kann.



Das Symbol „Achtung“ weist auf wichtige Informationen oder Warnhinweise in Bezug auf das im Text beschriebene Thema hin. Dieser Hinweis bezieht sich ggf. auf ein Gefahrenmoment, das zu Software-Korruption oder der Beschädigung von Ausrüstung bzw. Eigentum führen kann.



Das Symbol „Information“ weist auf relevante Daten und Bedingungen hin.



Das Symbol „Tipps“ verweist auf Ratschläge, wie Sie z. B. Ihr Projekt aufbauen oder bestimmte Funktionen benutzen können.

Die Warnhinweise beziehen sich auf Verletzungen. Es ist jedoch wichtig, zu verstehen, dass der Betrieb von schadhaften Einrichtungen unter bestimmten Bedingungen zu einer verschlechterten Systemleistung und somit zu Verletzungen bis hin zum Tod führen kann. Beachten Sie daher alle Warn- und Vorsichtshinweise sorgfältig.

### 1.4.2 Konventionen für dieses Dokument

Eine bestimmte Konvention wird in diesem Handbuch ggf. nicht verwendet.

- Die verwendeten Abkürzungen und Akronyme werden im Glossar erläutert. Das Glossar enthält Definitionen von wichtigen Begriffen.
- Menüpfade sind in Fettdruck dargestellt. Wählen Sie **Hauptmenü/Einstellungen**.
- Parameterbezeichnungen sind kursiv dargestellt. Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden.
- Parameterwerte werden in Anführungszeichen dargestellt.

- Die entsprechenden Parameterwerte sind „On“ (Ein) und „Off“ (Aus).
- Eingabe-/Ausgabemeldungen und die Bezeichnung überwachter Daten erscheinen in der Schriftart Courier.  
Beim Funktionsstart wechselt der START-Ausgang auf TRUE.
  - Dieses Dokument geht davon aus, dass die Sichtbarkeit der Parametereinstellungen „Advanced“ (Erweitert) ist.
  - In den Anwendungsbeispielen sind die Ein- und -ausgänge der Schutzgeräte mit allgemeinen Kennzeichnungen markiert, die sich nicht auf eine bestimmte Produktvariante beziehen.

### 1.4.3

## Funktionen, Codes und Symbole

**Tabelle 1:** *In das Relais integrierte Funktionen*

| Funktion  | IEC 61850 | IEC 60617 | ANSI              |
|---|-----------|-----------|-------------------|
| <b>Schutz</b>   |           |           |                   |
| Distanzschutz   | DSTPDIS   | Z<        | 21P, 21N          |
| Mitnahme über Messbereichserweiterung                                   | DSTPLAL   | LAL       | 21LAL             |
| Signalvergleichsverfahren   | DSOCPSCH  | CL        | 85 21SCHLGC       |
| Logik für Richtungs-umkehr und Schwachlastbetrieb                       | CRWPSCH   | CLCRW     | 85 21CREV,WEI     |
| Signalvergleich für Erdfehlerschutz                                     | RESCPSCH  | CLN       | 85 67G/N SCHLGC   |
| Logik für Richtungs-umkehr und Schwachlastbetrieb bei Erdfehlern        | RCRWPSCH  | CLCRWN    | 85 67G/N CREV,WEI |
| Zweistufiger Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone | LNPLDF    | 3Id/I>    | 87L               |
| Binärsignal-Übertragung   | BSTGAPC   | BST       | BST               |
| Schalten auf Kurzschluss  | CVPSOF    | CVPSOF    | SOTF              |
| Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe               | PHLPTOC   | 3I>       | 51P-1             |
| Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>)                            | PHHPTOC   | 3I>>      | 51P-2             |
| Unverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>>)                             | PHIPTOC   | 3I>>>     | 50P               |
| Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungsschutz (I> →)                  | DPHLPDOC  | 3I> ->    | 67P/51P-1         |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt                         |           |           |                   |

| Funktion  | IEC 61850 | IEC 60617    | ANSI            |
|---|-----------|--------------|-----------------|
| Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungsschutz, hohe Stufe | DPHHPDOC  | 3I>> ->      | 67P/51P-2       |
| Erdfehlerschutz, niedrige Stufe                             | EFLPTOC   | Io>          | 51G/51N-1       |
| Erdfehlerschutz, hohe Stufe                                 | EFHPTOC   | Io>>         | 51G/51N-2       |
| Ungerichteter Erdfehlerschutz, momentanstufe                | EFIPTOC   | Io>>>        | 50G/50N         |
| Gerichteter Erdschutz, niedrige Stufe                       | DEFLPDEF  | Io> ->       | 67G/N-1 51G/N-1 |
| Gerichteter Erdschutz, hohe Stufe                           | DEFHPDEF  | Io>> ->      | 67G/N-1 51G/N-2 |
| Dreiphasiges Leistungsrichtungselement                      | DPSRDIR   | I1 ->        | 67P-TC          |
| Gegen- und Nullleistungsrichtungselement                    | DNZSRDIR  | I2 ->, Io -> | 67N-TC          |
| Admittanzbasierter Erdfehlerschutz                          | EFPADM    | Yo> ->       | 21NY            |
| Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz            | MFADPSDE  | Io> -> Y     | 67NYH           |
| Wattmetrischer Erdfehlerschutz                              | WPWDE     | Po> ->       | 32N             |
| Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz               | INTRPTEF  | Io> -> IEF   | 67NTEF/NIEF     |
| Erdfehlerschutz basierend auf Oberschwingung                | HAEFPTOC  | Io>HA        | 51NH            |
| Schieflastschutz  | NSPTOC    | I2>M         | 46M             |
| Leiterausfallschutz   | PDNSPTOC  | I2/I1>       | 46PD            |
| Verlagerungsspannungsschutz                                 | ROVPTOV   | Uo>          | 59G/59N         |
| Unterspannungsschutz  | PHPTUV    | 3U<          | 27              |
| Überspannungsabweichungsschutz                              | PHVPTOV   | 3Urms>       | 59.S1           |
| Überspannungsschutz   | PHPTOV    | 3U>          | 59              |
| Überspannungsschutz (Mitsystem)                             | PSPTOV    | U1>          | 59PS            |
| Mitsystem-Unterspannungsschutz                              | PSPTUV    | U1<          | 27PS            |
| Gegensystem-Überspannungsschutz                             | NSPTOV    | U2>          | 59NS            |
| Frequenzschutz  | FRPFRQ    | f>/f<,df/dt  | 81              |
| Spannungsabhängiger Überstromschutz                         | PHPVOC    | 3I(U)>       | 51V             |
| Übererregungsschutz   | OEPVPH    | U/f>         | 24              |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt             |           |              |                 |

| Funktion  | IEC 61850 | IEC 60617  | ANSI      |
|---|-----------|------------|-----------|
| Dreiphasiger thermischer Schutz für Abzweigungen, Kabel, und Verteilertransformatoren | T1PTTR    | 3lth>F     | 49F       |
| Thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten                                       | T2PTTR    | 3lth>T/G/C | 49T/G/C   |
| Überlastschutz für Nebenschluss-Kondensatorbänke                                      | COLPTOC   | 3l> 3l<    | 51,37,86C |
| Unsymmetrieschutz für Nebenschluss-Kondensatorbänke                                   | CUBPTOC   | dl>C       | 60N       |
| Drei-Phasen-Stromunsymmetrieschutz für Kondensatorbänke                               | HCUBPTOC  | 3dl>C      | 60P       |
| Strombasierter Schutz für Einschaltresonanz von Kondensatorbänken                     | SRCPTOC   | TD>        | 55ITHD    |
| Kompensierter asymmetrischer Sternpunkt-Spannungsschutz                               | CNUPTOV   | CNU>       | 59NU      |
| Schiefastschutz (Gegensystem)   | DNSPDOC   | I2> ->     | 67Q       |
| Unterspannungsschutz für Grenzkurvenspannungsverlauf                                  | LVRTPTUV  | UU         | 27RT      |
| Vektorsprungschutz  | VVSPAM    | VS         | 78VS      |
| Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U Schutz)                             | DQPTUV    | Q> -> ,3U< | 32Q,27    |
| Überleistungsschutz   | DOPDPR    | P>/Q>      | 32R/32O   |
| Unterleistungsschutz  | DUPDPR    | P<         | 32U       |
| Unterimpedanzschutz   | UZPDIS    | ZZ         | 21G       |
| Untererregungsschutz  | UEXPDIS   | X<         | 40        |
| Stator-Erdfehlerschutz basierend auf der 3. Oberschwingung                            | H3EFPSEF  | dUo>/Uo3H  | 64TN      |
| Rotor-Erdfehlerschutz (Einspeisungsmethode)   | MREFPTOC  | Io>R       | 64R       |
| Hochimpedanz- oder flussbasierter Differentialschutz für Maschinen                    | MHZPDIF   | 3dlHi>M    | 87HIM     |
| Polschlupfschutz  | OOSRPSB   | OOS        | 78PS      |
| Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen   | MNSPTOC   | I2>M       | 46M       |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt                                       |           |            |           |

| Funktion   | IEC 61850 | IEC 60617        | ANSI            |
|--|-----------|------------------|-----------------|
| Leiterbruch, Unterstromschutz                              | PHPTUC    | 3I<              | 37              |
| Unterlastschutz  | LOFLPTUC  | 3I<              | 37              |
| Motorlastsprungschutz                                      | JAMPTOC   | Ist>             | 50TDJAM         |
| Motorstart Überwachung                                     | STTPMSU   | Is2t n<          | 49,66,48,50TDLR |
| Motoranlaufzähler  | MSCPMRI   | n<               | 66              |
| Phasenumkehrschutz   | PREVPTOC  | I2>>             | 46R             |
| Thermischer Überlastschutz für Motoren                     | MPTR      | 3Ith>M           | 49M             |
| Motordifferentialschutz                                    | MPDIF     | 3dI>M/G          | 87M/87G         |
| Unterleistungsfaktor-schutz                                | MPUPF     | PF<              | 55U             |
| Transformatordifferentialschutz für Zwei- oder Dreiwickler | TR3PTDF   | 3dI>3W           | 87T3            |
| Transformatordifferentialschutz für Zweiwickler            | TR2PTDF   | 3dI>T            | 87T             |
| Stromvergleichs-Erdfehlerdifferentialschutz                | LREFPNDIF | dIoLo>           | 87NLI           |
| Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz                   | HREFPDIF  | dIoHi>           | 87NHI           |
| Hochimpedanz-Differentialschutz für Phase A                | HIAPDIF   | dHi_A>           | 87_A            |
| Hochimpedanz-Differentialschutz für Phase B                | HIBPDIF   | dHi_B>           | 87_B            |
| Hochimpedanz Differentialschutz für Phase C                | HICPDIF   | dHi_C>           | 87_C            |
| Schaltversager-schutz                                      | CCBRBRF   | 3I>/Io>BF        | 50BF            |
| Einschaltstromerkennung                                    | INRPHAR   | 3I2f>            | 68HB            |
| Hauptauslösung   | TRPPTRC   | Master-Auslösung | 94/86           |
| Lichtbogenschutz mit drei Lichtsensoren                    | ARCSARC   | ARC              | AFD             |
| Hochimpedanz-Fehlererkennung                               | PHIZ      | HIF              | HIZ             |
| Fehlerdiagnosesystem                                       | SCEFRFLO  | FLOC             | FLOC            |
| Lastabwurf und Wiederherstellung                           | LSHDPFRQ  | UFLS/R           | 81LSH           |
| Multifunktionsschutz                                       | MAPGAPC   | MAP              | MAP             |
| Schutz bei unbeabsichtigter Erregung                       | GAEPVOC   | U<,I>            | 27/50           |
| <b>Steuerung</b>   |           |                  |                 |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt            |           |                  |                 |

| Funktion   | IEC 61850 | IEC 60617    | ANSI           |
|--|-----------|--------------|----------------|
| Leistungsschaltersteuerung   | CBXCBR    | I <-> O CB   | 52             |
| Dreistufige Trennersteuerung                                       | P3SXSWI   | I<->O P3S    | 29DS/GS        |
| Trennersteuerung   | DCXSWI    | I <-> O DCC  | 29DS           |
| Erdungsschaltersteuerung   | ESXSWI    | I <-> O ESC  | 29GS           |
| Dreistufige Trennerstellungsanzeige                                | P3SSXSWI  | I<->O P3SS   | 29DS/GS        |
| Trennerstellungsanzeige  | DCSXSWI   | I <-> O DC   | 29DS           |
| Erderstellungsanzeige  | ESSXSWI   | I <-> O ES   | 29GS           |
| Notstartoption   | ESMGAPC   | ESTART       | EST,62         |
| Automatische Wiedereinschaltung für einen Leistungsschalter        | DARREC    | O -> I       | 79             |
| Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter           | ASGCSYN   | AUTOSYNCG    | 25AUTOSYNCG    |
| Auto-Synchronisierer für Netz-Leistungsschalter                    | ASNCSYN   | AUTOSYNCBT/T | 25AUTOSYNCBT/T |
| Auto-Synchronisierer-Koordinator                                   | ASCGAPC   | AUTOSYNC     | 25AUTOSYNC     |
| Synchronkontrollautomatik  | SECRSYN   | SYNC         | 25             |
| Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung                      | OL5ATCC   | COLTC        | 90V            |
| Transformatoraten-Kombinierer                                      | OLGAPC    | OLGAPC       | OLGAPC         |
| Petersen-Spulensteuerung   | PASANCR   | ANCR         | 90             |
| <b>Zustandsüberwachung</b>   |           |              |                |
| Leistungsschalterzustandsüberwachung                               | SSCBR     | CBCM         | 52CM           |
| Hot-Spot und Isolationsalterung                                    | HSARSPTR  | 3lhp>T       | 26/49HS        |
| Auskreisüberwachung  | TCSSCBR   | TCS          | TCM            |
| Stromkreisüberwachung  | CCSPVC    | MCS 3I       | CCM            |
| Stromwandlerkreisüberwachung                                       | CTSRCTF   | MCS 3I,12    | CCM 3I,12      |
| Stromwandler-Überwachung für Hochimpedanz-Schutzsystem für Phase A | HZCCASPVC | MCS I_A      | CCM_A          |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt                    |           |              |                |

| Funktion  | IEC 61850 | IEC 60617  | ANSI          |
|---|-----------|------------|---------------|
| Stromwandler-Überwachung für Hochimpedanz-Schutzsystem für Phase B                                    | HZCCBSPVC | MCS I_B    | CCM_B         |
| Stromwandler-Überwachung für Hochimpedanz-Schutzsystem für Phase C                                    | HZCCCSPVC | MCS I_C    | CCM_C         |
| Automatenfallüberwachung (Fuse Failure)   | SEQSPVC   | FUSEF      | VCM, 60       |
| Überwachung der Schutzkommunikation   | PCSITPC   | Kanäle     | Kanäle        |
| Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte  | MDSOPT    | OPTS       | OPTM          |
| Dreiphasige Remanenz-Unterspannungsüberwachung  | MSVPR     | 3U<R       | 27R           |
| <b>Messung</b>  |           |            |               |
| Dreiphasige Strommessung  | MSVPR     | 3I         | IA, IB, IC    |
| Symmetrische Stromkomponentenmessung  | CSMSQI    | I1, I2, I0 | I1, I2, I0    |
| Summenstrommessung  | RESCMMXU  | Io         | IG            |
| Drei-Phasen-Spannungsmessung  | VMMXU     | 3U         | VA, VB, VC    |
| Einphasige Spannungsmessung   | VAMMXU    | U_A        | V_A           |
| Verlagerungsspannungsmessung  | RESVMMXU  | Uo         | VG/VN         |
| Symmetrische Komponenten der Spannung   | VSMSQI    | U1, U2, U0 | V1, V2, V0    |
| Dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung  | PEMMXU    | P, E       | P, E          |
| Lastprofilrekorder  | LDPRLRC   | LOADPROF   | LOADPROF      |
| Frequenzmessung   | FMMXU     | f          | f             |
| Anzeige der Stufen-schalterposition   | TPOSYLTC  | TPOSM      | 84T           |
| <b>Stromqualität</b>  |           |            |               |
| Gesamtstrombedarf, harmonische Verzerrung, DC-Komponente (TDD, THD, DC) und einzelne Oberschwingungen | CHMHAI    | PQM3IH     | PQM ITHD, IDC |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt   |           |            |               |

| Funktion  | IEC 61850 | IEC 60617 | ANSI             |
|---|-----------|-----------|------------------|
| Gesamte Oberschwingungsverzerrung, DC-Komponente (THD, DC) und einzelne Oberschwingungskomponenten der Spannung | VHMHAI    | PQM3VH    | PQM VTHD,VDC     |
| Spannungsunsymmetrie  | PHQVVR    | PQMU      | PQMV SWE,SAG,INT |
| Spannungsungleichgewicht  | VSQVUB    | PQUUB     | PQMV UB          |
| <b>Traditionelle LED-Anzeige</b>  |           |           |                  |
| LED-Anzeigensteuerung   | LEDPTRC   | LEDPTRC   | LEDPTRC          |
| Individuelle virtuelle LED-Steuerung  | LED       | LED       | LED              |
| <b>Protokollfunktionen</b>  |           |           |                  |
| Störschreiber (allgemeine Funktionen)   | RDRE      | DR        | DFR              |
| Störschreiber, analoge Kanäle 1-12  | A1RADR    | A1RADR    | A1RADR           |
| Störschreiber, analoge Kanäle 13-24   | A2RADR    | A2RADR    | A2RADR           |
| Störschreiber, binäre Kanäle 1-32   | B1RBDR    | B1RBDR    | B1RBDR           |
| Störschreiber, binäre Kanäle 33-64  | B2RBDR    | B2RBDR    | B2RBDR           |
| Fehlerschreiber   | FLTRFRC   | FAULTREC  | FR               |
| <b>Sonstige Funktionen</b>  |           |           |                  |
| Parametersätze  | SCHUTZ    | SCHUTZ    | SCHUTZ           |
| Zeit-Master-Überwachung   | GNRLTMS   | GNRLTMS   | GNRLTMS          |
| Überwachung des seriellen Anschlusses   | SERLCCH   | SERLCCH   | SERLCCH          |
| IEC 61850-1 MMS   | MMSLPRT   | MMSLPRT   | MMSLPRT          |
| IEC 61850-1 GOOSE   | GSELPRT   | GSELPRT   | GSELPRT          |
| IEC 60870-5-103-Protokoll   | I3CLPRT   | I3CLPRT   | I3CLPRT          |
| IEC 60870-5-104-Protokoll   | I5CLPRT   | I5CLPRT   | I5CLPRT          |
| DNP3-Protokoll  | DNPLPRT   | DNPLPRT   | DNPLPRT          |
| Modbus-Protokoll  | MBSLPRT   | MBSLPRT   | MBSLPRT          |
| OR-Gate mit zwei Eingängen  | OR (ODER) | OR (ODER) | OR (ODER)        |
| OR-Gate mit sechs Eingängen   | OR6       | OR6       | OR6              |
| OR-Gate (ODER-Gate) mit 20 Eingängen  | OR20      | OR20      | OR20             |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt   |           |           |                  |

| Funktion  | IEC 61850   | IEC 60617   | ANSI        |
|---|-------------|-------------|-------------|
| AND-Gate (UND-Glied) mit zwei Eingängen           | AND (UND)   | AND (UND)   | AND (UND)   |
| AND-Gate (UND-Glied) mit sechs Eingängen          | AND6        | AND6        | AND6        |
| AND-Gate (UND-Gate) mit 20 Eingängen              | AND20       | AND20       | AND20       |
| XOR-Gate (XKLUSIVE ODER-Glied) mit zwei Eingängen | XOR         | XOR         | XOR         |
| NOT-Gate  | NOT (NICHT) | NOT (NICHT) | NOT (NICHT) |
| Auswahl Real-Maximumwert                          | MAX3R       | MAX3R       | MAX3R       |
| Auswahl Real-Minimumwert                          | MIN3R       | MIN3R       | MIN3R       |
| Flanken-Erkennung (steigend)                      | R_TRIG      | R_TRIG      | R_TRIG      |
| Flanken-Erkennung (fallend)                       | F_TRIG      | F_TRIG      | F_TRIG      |
| Schaltauswahl für Real                            | SWITCHR     | SWITCHR     | SWITCHR     |
| Schaltauswahl für 32-Bit-Integer                  | SWITCHI32   | SWITCHI32   | SWITCHI32   |
| SR-Speicher, flüchtig                             | SR          | SR          | SR          |
| RS Rücksetzen/<br>Setzen-Kippschaltung (flüchtig) | RS          | RS          | RS          |
| Min. Impulszeitglied (2 Kanäle)                   | TPGAPC      | TP          | 62TP        |
| Min. Impulszeitglied (2 Kanäle sekundenbasiert)   | TPSGAPC     | TPS         | 62TPS       |
| Min. Impulszeitglied (2 Kanäle minutenbasiert)    | TPMGAPC     | TPM         | 62TPM       |
| Impulszähler für die Energiemessung               | PCGAPC      | PCGAPC      | PCGAPC      |
| Zeitglied (8 Kanäle)                              | PTGAPC      | PT          | 62PT        |
| Ausschaltverzögerung (8 Kanäle)                   | TOFGAPC     | TOF         | 62TOF       |
| Einschaltverzögerung "AN" (8 Kanäle)              | TONGAPC     | TON         | 62TON       |
| Tagzeitglied                                      | DTMGAPC     | DTM         | DTM         |
| Kalenderfunktion                                  | CALGAPC     | CAL         | CAL         |
| SR-Speicher, acht Kanäle, nicht-flüchtig          | SRGAPC      | SR          | SR          |
| Ereigniserstellung mit booleschem Wert            | MVGAPC      | MV          | MV          |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt   |             |             |             |

| Funktion   | IEC 61850    | IEC 60617    | ANSI         |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Ereigniserstellung mit Ganzzahl                    | MVI4GAPC     | MVI4         | MVI4         |
| Ereigniserstellung mit Skalierung von Analogwerten | SCA4GAPC     | SCA4         | SCA4         |
| Allgemeine Steuerungssubjekte                      | SPCGAPC      | SPC          | SPCG         |
| Allgemeines Zählobjekt                             | MVGAPC       | UDCNT        | UDCNT        |
| Lokale/Fernsteuerung                               | STEUERUNG    | STEUERUNG    | STEUERUNG    |
| Externes HMI-Aufwecken                             | EIHMI        | EIHMI        | EIHMI        |
| Addition realer Signale                            | ADDR         | ADDR         | ADDR         |
| Subtraktion realer Signale                         | SUBR         | SUBR         | SUBR         |
| Multiplikation realer Signale                      | MULR         | MULR         | MULR         |
| Division realer Signale                            | DIVR         | DIVR         | DIVR         |
| Gleich-Komparator für reale Signale                | EQR          | EQR          | EQR          |
| Ungleich-Komparator für reale Signale              | NER          | NER          | NER          |
| Größer-gleich-Komparator für reale Signale         | GER          | GER          | GER          |
| Kleiner-gleich-Komparator für reale Signale        | LER          | LER          | LER          |
| Spannungsschalter                                  | VMSWI        | VSWI         | VSWI         |
| Stromsumme   | CMSUM        | CSUM         | CSUM         |
| Stromschalter                                      | CMSWI        | CMSWI        | CMSWI        |
| Leiterstromvorverarbeitung                         | ILTCTR       | ILTCTR       | ILTCTR       |
| Nullstromvorverarbeitung                           | RESTCTR      | RESTCTR      | RESTCTR      |
| Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung           | UTVTR        | UTVTR        | UTVTR        |
| SMV-Datenstromempfänger (IEC 61850-9-2LE)          | SMVRCV       | SMVRCV       | SMVRCV       |
| SMV-Datenstromsender (IEC 61850-9-2LE)             | SMVSENDER    | SMVSENDER    | SMVSENDER    |
| Redundante Ethernet-Kanalüberwachung               | RCHLCCH      | RCHLCCH      | RCHLCCH      |
| Ethernet-Kanalüberwachung                          | SCHLCCH      | SCHLCCH      | SCHLCCH      |
| HMI-Ethernet-Kanalüberwachung                      | HMILCCH      | HMILCCH      | HMILCCH      |
| Empfangene GOOSE-Binär-Informationen               | GOOSERCV_BIN | GOOSERCV_BIN | GOOSERCV_BIN |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt    |              |              |              |

| Funktion   | IEC 61850      | IEC 60617      | ANSI           |
|--|----------------|----------------|----------------|
| Empfangene GOOSE-Doppel-Binär-Informationen        | GOOSERCV_DP    | GOOSERCV_DP    | GOOSERCV_DP    |
| Empfangene GOOSE-Messwert-Informationen            | GOOSERCV_MV    | GOOSERCV_MV    | GOOSERCV_MV    |
| Empfangene Informationen GOOSE-8-Bit-Ganzzahlwert. | GOOSERCV_INT8  | GOOSERCV_INT8  | GOOSERCV_INT8  |
| Empfangene GOOSE-32-Bit-Ganzzahl-Informationen     | GOOSERCV_INT32 | GOOSERCV_INT32 | GOOSERCV_INT32 |
| Empfangene GOOSE-Verriegelungsinformationen        | GOOSERCV_INTL  | GOOSERCV_INTL  | GOOSERCV_INTL  |
| Empfangene GOOSE-Messwert- (Zeiger) Informationen  | GOOSERCV_CMV   | GOOSERCV_CMV   | GOOSERCV_CMV   |
| Empfangene GOOSE-Aufzählungswert-Informationen     | GOOSERCV_ENUM  | GOOSERCV_ENUM  | GOOSERCV_ENUM  |
| Schlechte Signalqualität                           | QTY_BAD        | QTY_BAD        | QTY_BAD        |
| Gute Signalqualität                                | QTY_GOOD       | QTY_GOOD       | QTY_GOOD       |
| GOOSE Kommunikationsqualität                       | QTY_GOOSE_COMM | QTY_GOOSE_COMM | QTY_GOOSE_COMM |
| GOOSE Datenzustand                                 | T_HEALTH       | T_HEALTH       | T_HEALTH       |
| Fehlerrichtungsbestimmung                          | T_DIR          | T_DIR          | T_DIR          |
| Umwandlung Aufzählung in boolesch                  | T_TCMD         | T_TCMD         | T_TCMD         |
| Umwandlung von 32-Bit-Ganzzahl in Binärbefehl      | T_TCMD_BIN     | T_TCMD_BIN     | T_TCMD_BIN     |
| Umwandlung von Binärbefehl in 32-Bit-Ganzzahl      | T_BIN_TCMD     | T_BIN_TCMD     | T_BIN_TCMD     |
| Schaltgerät-Statusdekodierer - Position CLOSE      | T_POS_CL       | T_POS_CL       | T_POS_CL       |
| Schaltgerät-Statusdekodierer - Position OFFEN      | T_POS_OP       | T_POS_OP       | T_POS_OP       |
| Schaltgerät-Statusdekodierer - Status OK           | T_POS_OK       | T_POS_OK       | T_POS_OK       |
| Steuerbares Gate, 8 Kanäle                         | GATEGAPC       | GATEGAPC       | GATEGAPC       |
| Sicherheitsanwendung                               | GSAL           | GSAL           | GSAL           |
| Hotline-Tag  | HLTGAPC        | HLTGAPC        | HLTGAPC        |
| 16 einstellbare 32-Bit-Ganzzahlenwerte             | SETI32GAPC     | SETI32GAPC     | SETI32GAPC     |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt    |                |                |                |

| <b>Funktion</b>                            | <b>IEC 61850</b> | <b>IEC 60617</b> | <b>ANSI</b>  |
|--|------------------|------------------|--------------|
| 16 einstellbare reelle Werte               | SETRGAPC         | SETRGAPC         | SETRGAPC     |
| Umwandlung von boolesch in 32-Bit-Ganzzahl | T_B16_TO_I32     | T_B16_TO_I32     | T_B16_TO_I32 |
| Umwandlung von 32-Bit-Ganzzahl in boolesch | T_I32_TO_B16     | T_I32_TO_B16     | T_I32_TO_B16 |
| Umwandlung von 32-Bit-Ganzzahl in reell    | T_I32_TO_R       | T_I32_TO_R       | T_I32_TO_R   |
| Umwandlung von reell in 8-Bit-Ganzzahl     | T_R_TO_I8        | T_R_TO_I8        | T_R_TO_I8    |
| Umwandlung von reell in 32-Bit-Ganzzahl    | T_R_TO_I32       | T_R_TO_I32       | T_R_TO_I32   |
| Konstant FALSE                             | FALSCH           | FALSCH           | FALSCH       |
| Konstantes TRUE-Signal                     | WAHR             | WAHR             | WAHR         |

---

## Abschnitt 2 REX640 Überblick

### 2.1 Überblick

REX640 ist ein leistungsstarkes umfassendes Schutz- und Steuergerät für den Einsatz in modernen Energieverteilungs- und Energieerzeugungsanlagen mit einer unvergleichlichen Flexibilität über den gesamten Lebenszyklus des Geräts – von der Bestellung des Geräts über Tests und Inbetriebnahme bis hin zur Erweiterung der Funktionen der modularen Soft- und Hardware bei sich ändernden Anwendungsanforderungen.

Durch den modularen Aufbau von Hard- und Softwareelementen lassen sich alle komplexen Anforderungen an Schutzanwendungen abdecken, die sich im Laufe des gesamten Lebenszyklus von Gerät und Station ergeben können.

Dank der einfachen Umsetzung von Änderungen und Erweiterungen durchbricht das REX640 die bisherigen Grenzen der Möglichkeiten, die ein einziges Gerät bietet.

#### 2.1.1 PCM600 und Connectivity Package Version des Schutzgeräts

- Schutz- und Steuerungs-IED-Manager PCM600 Version 2.10 oder höher
- REX640 Connectivity Package Version 1.1 oder höher
  - Parametereinstellung
  - Signalüberwachung
  - Event Viewer
  - Handhabung von Störungen
  - Applikationskonfiguration
  - Signalmatrix
  - Graphischer Display-Editor
  - Kommunikationsmanagement
  - IED-Benutzerverwaltung
  - Gerätevergleich
  - Firmware Update
  - Fehleraufzeichnungs-Tool
  - Lastaufzeichnungsprofil
  - Rückverfolgbarkeit des Lebenszyklus
  - Konfigurationsassistent
  - AR-Sequenz-Visualizer
  - Etikettendruck

- IEC 61850-Konfiguration
- Geräte-Konfigurationsmigration
- Differential Characteristics Tool



Laden Sie Connectivity Packages von der ABB-Website [www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage) oder direkt über den Update Manager in PCM600 herunter.

## 2.2 Anwendungspakete

REX640 bietet bereits umfassende Basisfunktionen. Das Produkt lässt sich aber durch beliebige Kombination der optional verfügbaren Anwendungspakete individuell anpassen und so zu einer REX640-Schutzeinheit erweitern, die den jeweiligen Anforderungen passgenau entspricht. Die Funktionalität der gewählten Anwendungspakete lässt sich durch Einbinden der jeweiligen Zusatzpakete erweitern. Das REX640 Connectivity Package führt den Techniker durch die Optimierung der Anwendungskonfiguration und Leistung.

**Table 2: Anwendungspakete**

| Beschreibung  | ID    |
|---|-------|
| Erweiterungspaket für den Abgangsschutz gegen Erdfehler | APP1  |
| Abgangsfehlerortungs-Paket                              | APP2  |
| Leitungsdistanzschutz-Paket                             | APP3  |
| Leitungsdifferentialschutz-Paket                        | APP4  |
| Shunt-Kondensatorbankschutz-Paket                       | APP5  |
| Verbindungsschutz-Paket                                 | APP6  |
| Maschinenschutz-Paket                                   | APP7  |
| Transformatorschutz-Paket                               | APP8  |
| Sammelschienenschutz-Paket                              | APP9  |
| Stufenschaltersteuerungs-Paket                          | APP10 |
| Auto-Synchronizer-Paket für Generator                   | APP11 |
| Auto-Synchronizer-Paket für Netzwerk                    | APP12 |
| Petersen-Spulen-Steuerungs-Paket                        | APP13 |
| Synchrone Erweiterung für den Anlagenschutz             | ADD1  |
| Dreiwickler-Erweiterung für Transformatorschutz         | ADD2  |

**Tabelle 3:** Basisfunktionen und optionale Funktionen

| IEC 61850     | Kanäle | Basis | APP 1 | APP 2 | APP 3 | APP 4 | APP 5 | APP 6 | APP 7 | APP 8 | APP 9 | APP 10 | APP 11 | APP 12 | APP 13 | HINZUFÜGEN 1 | HINZUFÜGEN 2 |
|---------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------------|--------------|
| <b>Schutz</b> |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DSTPDIS       | 1      |       |       |       | •     |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DSTPLAL       | 1      |       |       |       | •     |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DSOCPSCH      | 1      |       |       |       | •     |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CRWPSCH       | 1      |       |       |       | •     |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| RESCPSCH      | 1      |       |       |       | •     |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| RCRWPSCH      | 1      |       |       |       | •     |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| LNPLDF        | 1      |       |       |       |       | •     |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| BSTGAPC       | 2      |       |       |       | •     | •     |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CVPSOF        | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PHLPTOC       | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PHHPTOC       | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PHIPTOC       | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DPHLPDOC      | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DPHHPDOC      | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| EFLPTOC       | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| EFHPTOC       | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| EFIPTOC       | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DEFLPDEF      | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DEFHPDEF      | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DPSRDIR       | 2      |       |       |       |       |       |       | •     |       |       |       | •      |        |        |        |              |              |
| DNZSRDIR      | 2      |       | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| EFPADM        | 3      |       | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MFADPSDE      | 3      |       | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| WPWDE         | 3      |       | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| INTRPTEF      | 1      |       | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| HAEFPTOC      | 1      |       | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| NSPTOC        | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PDNSPTOC      | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| ROVPTOV       | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PHPTUV        | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PHVPTOV       | 2      |       |       |       |       |       |       | •     |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PHPTOV        | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PSPTOV        | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PSPTUV        | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| NSPTOV        | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| FRPFRQ        | 12     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PHPVOC        | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| OEPVPH        | 2      |       |       |       |       |       |       |       |       | •     |       |        |        |        |        | •            |              |
| T1PTTR        | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T2PTTR        | 1      |       |       |       |       |       |       |       |       | •     |       |        |        |        |        | •            |              |
| COLPTOC       | 1      |       |       |       |       |       |       | •     |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CUBPTOC       | 3      |       |       |       |       |       |       | •     |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| HCUBPTOC      | 2      |       |       |       |       |       |       | •     |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SRCPTOC       | 1      |       |       |       |       |       |       | •     |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CNUPTOV       | 2      |       |       |       |       |       |       | •     |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DNSPDOC       | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| LVRTPTUV      | 3      |       |       |       |       |       |       | •     |       |       |       |        |        |        |        |              |              |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

| IEC 61850        | Ka-<br>nä-<br>le | Ba-<br>sis | APP<br>1 | APP<br>2 | APP<br>3 | APP<br>4 | APP<br>5 | APP<br>6 | APP<br>7 | APP<br>8 | APP<br>9 | APP<br>10 | APP<br>11 | APP<br>12 | APP<br>13 | HIN-<br>ZU-<br>FÜ-<br>GE<br>N<br>1 | HIN-<br>ZU-<br>FÜ-<br>GE<br>N<br>2 |
|------------------|------------------|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------------------------------|------------------------------------|
| VVSPAM           | 1                |            |          |          |          |          |          | •        |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| DQPTUV           | 2                |            |          |          |          |          |          | •        |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| DOPDPDR          | 3                |            |          |          |          |          |          | •        | •        | •        |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| DUPDPDR          | 3                |            |          |          |          |          |          |          |          | •        |          |           |           |           |           | •                                  |                                    |
| UZPDIS           | 2                |            |          |          |          |          |          |          |          | •        |          |           |           |           |           | •                                  |                                    |
| UEXPDIS          | 2                |            |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           | •                                  |                                    |
| H3EFPSEF         | 1                |            |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           | •                                  |                                    |
| MREFPTOC         | 2                |            |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           | •                                  |                                    |
| MHZPDIF          | 1                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| OOSRPSB          | 1                |            |          |          | •        |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           | •                                  |                                    |
| MNSPTOC          | 2                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| PHPTUC           | 3                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| LOFLTUC          | 1                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| JAMPTOC          | 1                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| STTPMSU          | 1                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| MSCPMRI          | 1                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| PREVPTOC         | 1                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| MPTTR            | 1                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| MPDIF            | 1                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| MPUPF            | 2                |            |          |          |          |          |          | •        |          |          |          |           |           |           |           | •                                  |                                    |
| TR3PTDF          | 1                |            |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    | •                                  |
| TR2PTDF          | 1                |            |          |          |          |          |          |          |          | •        |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| LREFPNDF         | 2                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| HREFPDIF         | 2                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| HIAPDIF          | 3                |            |          |          |          |          |          |          | •        | •        | •        |           |           |           |           |                                    |                                    |
| HIBPDIF          | 3                |            |          |          |          |          |          |          | •        | •        | •        |           |           |           |           |                                    |                                    |
| HICPDIF          | 3                |            |          |          |          |          |          |          | •        | •        | •        |           |           |           |           |                                    |                                    |
| CCBRBRF          | 3                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| INRPHAR          | 2                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| TRPPTRC          | 6                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| ARCSARC          | 4                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| PHIZ             | 1                |            | •        |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| SCEFRFLO         | 1                |            |          | •        |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| LSHDFFRQ         | 6                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| MAPGAPC          | 24               | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| GAEPVOC          | 1                |            |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           | •                                  |                                    |
| <b>Steuerung</b> |                  |            |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| CBXCBR           | 3                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| P3SXSWI          | 6                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| DCXSWI           | 8                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| ESXSWI           | 3                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| P3SSXSWI         | 6                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| DCSXSWI          | 8                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| ESSXSWI          | 3                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| ESMGAPC          | 1                |            |          |          |          |          |          |          | •        |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| DARREC           | 2                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |
| ASGCSYN          | 1                |            |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           | •         |           |           |                                    |                                    |
| ASNCSYN          | 3                |            |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           | •         |           |                                    |                                    |
| ASCGAPC          | 1                | •          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |                                    |                                    |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

| IEC 61850                                       | Kanäle | Basis | APP 1 | APP 2 | APP 3 | APP 4 | APP 5 | APP 6 | APP 7 | APP 8 | APP 9 | APP 10 | APP 11 | APP 12 | APP 13 | HINZUFÜGEN 1 | HINZUFÜGEN 2 |
|---|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------------|--------------|
| SECRSYN   | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| OL5ATCC   | 1      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       | •      |        |        |        |              |              |
| OLGAPC  | 5      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       | •      |        |        |        |              |              |
| PASANCR   | 1      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        | •      |              |              |
| <b>Zustandsüberwachung</b>                      |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SSCBR   | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| HSARSPTR  | 1      |       |       |       |       |       |       |       |       | •     |       |        |        |        |        |              |              |
| TCSSCBR   | 6      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CCSPVC  | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CTSRCTF   | 1      |       |       |       |       |       |       |       |       | •     |       |        |        |        |        |              |              |
| HZCCASPVC                                       | 3      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       | •      |        |        |        |              |              |
| HZCCBSPVC                                       | 3      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       | •      |        |        |        |              |              |
| HZCCSPVC  | 3      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       | •      |        |        |        |              |              |
| SEQSPVC   | 7      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PCSITPC   | 1      |       |       |       | •     | •     |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MDSOPT  | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MSVPR   | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| <b>Messung</b>                                  |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MSVPR   | 8      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CSMSQI  | 8      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| RESCMMXU  | 8      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| VMMXU   | 8      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| VAMMXU  | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| RESVMMXU  | 8      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| VSMSQI  | 8      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PEMMXU  | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| LDPRLRC   | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| FMMXU   | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| TPOSYLTC  | 1      |       |       |       |       |       |       |       |       | •     |       | •      |        |        |        |              |              |
| <b>Netzqualität</b>                             |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CHMHAI  | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| VHMHAI  | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PHQVVR  | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| VSQVUB  | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| <b>Traditionelle LED-Anzeige</b>                |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| LEDPTRC   | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| LED   | 33     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| <b>Aufzeichnungen</b>                           |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| RDRE  | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| A1RADR  | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| A2RADR  | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| B1RBDR  | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| B2RBDR  | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| FLTRFRC   | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| <b>Sonstige Funktionen</b>                      |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SCHUTZ  | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GNRLLTMS  | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SERLCCH   | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MMSLPRT   | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |        |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |

| IEC 61850   | Kanäle | Basis | APP 1 | APP 2 | APP 3 | APP 4 | APP 5 | APP 6 | APP 7 | APP 8 | APP 9 | APP 10 | APP 11 | APP 12 | APP 13 | HINZUFÜGEN 1 | HINZUFÜGEN 2 |
|-------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------------|--------------|
| GSELPRT     | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| I3CLPRT     | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| I5CLPRT     | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DNPLPRT     | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MBSLPRT     | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| OR (ODER)   | 400    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| OR6         | 400    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| OR20        | 20     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| AND (UND)   | 400    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| AND6        | 400    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| AND20       | 20     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| XOR         | 400    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| NOT (NICHT) | 400    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MAX3R       | 20     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MIN3R       | 20     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| R_TRIG      | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| F_TRIG      | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SWITCHR     | 30     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SWITCHI32   | 30     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SR          | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| RS          | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| TPGAPC      | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| TPSGAPC     | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| TPMGAPC     | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PCGAPC      | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| PTGAPC      | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| TOFGAPC     | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| TONGAPC     | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DTMGAPC     | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CALGAPC     | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SRGAPC      | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MVGAPC      | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MVI4GAPC    | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SCA4GAPC    | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SPCGAPC     | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MVGAPC      | 12     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| KONTROLLE   | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| EIHMI       | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| ADDR        | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SUBR        | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| MULR        | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| DIVR        | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| EQR         | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| NER         | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GER         | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| LER         | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| VMSWI       | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CMSUM       | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| CMSWI       | 3      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

| IEC 61850      | Kanäle | Basis | APP 1 | APP 2 | APP 3 | APP 4 | APP 5 | APP 6 | APP 7 | APP 8 | APP 9 | APP 10 | APP 11 | APP 12 | APP 13 | HINZUFÜGEN 1 | HINZUFÜGEN 2 |
|----------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------------|--------------|
| ILTCTR         | 8      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| RESTCTR        | 8      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| UTVTR          | 8      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SMVRCV         | 4      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SMVSENDER      | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| RCHLCCH        | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SCHLCCH        | 5      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| HMILCCH        | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GOOSERCV_BIN   | 200    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GOOSERCV_DP    | 100    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GOOSERCV_MV    | 50     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GOOSERCV_INT8  | 50     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GOOSERCV_INT32 | 50     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GOOSERCV_INTL  | 100    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GOOSERCV_CMV   | 9      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GOOSERCV_ENUM  | 100    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| QTY_BAD        | 20     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| QTY_GOOD       | 20     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| QTY_GOOSE_COMM | 100    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_HEALTH       | 100    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_DIR          | 50     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_TCMD         | 100    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_TCMD_BIN     | 100    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_BIN_TCMD     | 100    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_POS_CL       | 150    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_POS_OP       | 150    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_POS_OK       | 150    | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GATEGAPC       | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| GSAL           | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| HLTGAPC        | 1      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SETI32GAPC     | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| SETRGAPC       | 2      | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_B16_TO_I32   | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_I32_TO_B16   | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_I32_TO_R     | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_R_TO_I8      | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| T_R_TO_I32     | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| FALSCH         | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |
| WAHR           | 10     | •     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |        |        |        |              |              |

## 2.3 Hardware des Geräts

Das Gerät verfügt über eine Bereitschafts-LED am Stromversorgungsmodul, die den Status des Geräts anzeigt. Im Normalfall leuchtet die Bereitschafts-LED konstant grün. Alle anderen Situationen, die die Aufmerksamkeit des Bedieners erfordern, werden durch ein Blinklicht angezeigt.

Das Relais verfügt über obligatorische und optionale Steckplätze. In einem obligatorischen Steckplatz befindet sich immer ein Modul, während ein optionaler Steckplatz je nach bestellter Zusammenstellungsvariante auch leer bleiben kann.

**Tabelle 4: Modulsteckplätze**

| Modul   | Steckplatz A1 | Steckplatz A2 | Steckplatz B | Steckplatz C | Steckplatz D | Steckplatz E | Steckplatz F | Steckplatz G |
|---------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ARC1001 | o             |               |              |              |              |              |              |              |
| COM1001 |               | •             |              |              |              |              |              |              |
| COM1002 |               | •             |              |              |              |              |              |              |
| COM1003 |               | •             |              |              |              |              |              |              |
| COM1004 |               | •             |              |              |              |              |              |              |
| COM1005 |               | •             |              |              |              |              |              |              |
| BIO1001 |               |               | •            | o            | o            |              |              |              |
| BIO1002 |               |               | •            | o            | o            |              |              |              |
| BIO1003 |               |               |              |              |              | o            |              |              |
| BIO1004 |               |               |              |              |              | o            |              |              |
| RTD1001 |               |               |              | o            | o            |              |              |              |
| AIM1001 |               |               |              |              |              | o            | •            |              |
| AIM1002 |               |               |              |              |              | o            | •            |              |
| SIM1901 |               |               |              |              |              | o            | •            |              |
| PSM1001 |               |               |              |              |              |              |              | •            |
| PSM1002 |               |               |              |              |              |              |              | •            |
| PSM1003 |               |               |              |              |              |              |              | •            |

• = Obligatorisch – im Steckplatz muss sich zwingend eines der zugeordneten Module befinden.  
o = Optional – im Steckplatz kann sich optional eines der zugeordneten Module befinden. Die Anordnung (Reihenfolge) der Module in den optionalen Steckplätzen ist von der bestellten Zusammenstellungsvariante abhängig.

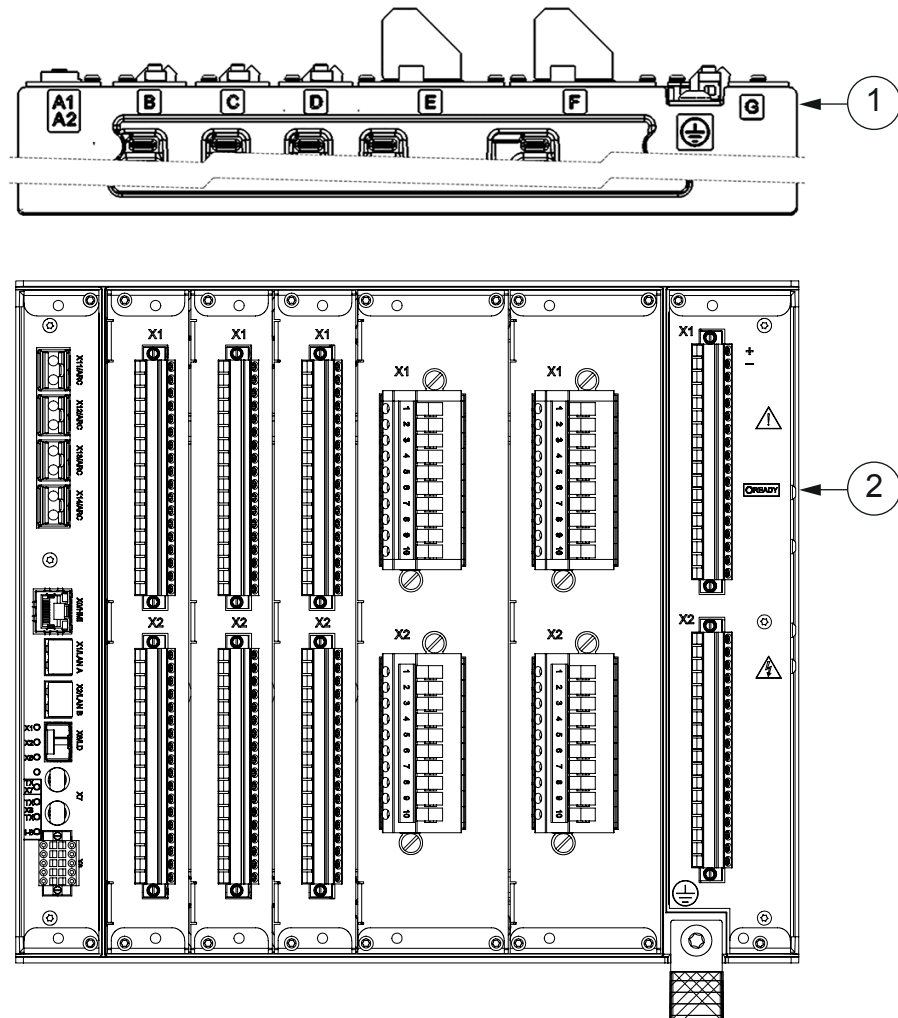


Abb. 2: Übersicht der Steckplätze im Hardwaremodule des REX640-Geräts

- 1 Steckplatzmarkierungen im Gehäuse (oben und unten)
- 2 Bereitschafts-LED

Tabelle 5: Beschreibung der Module

| Modul   | Beschreibung  |
|---------|---|
| ARC1001 | 4 × ARC-Sensoreingänge (Linse, Schleife oder kombiniert)                                  |
| COM1001 | 1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 3 × RJ-45 + 1 × LD-SFP <sup>1)</sup>                     |
| COM1002 | 1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 2 × LC + 1 × RJ-45 + 1 × LD-SFP                          |
| COM1003 | 1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 3 × LC + 1 × LD-SFP                                      |
| COM1004 | 1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 2 × RJ-45 + 1 × LD-SFP + 1 × RS-485/IRIG-B + 1 × FO UART |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

| Modul  | Beschreibung   |
|--|--|
| COM1005  | 1 × RJ-45 (LHMI-Schnittstelle) + 2 × LC + 1 × LD-SFP + 1 × RS-485/IRIG-B + 1 × FO UART |
| BIO1001/<br>BIO1003  | 14 × BI + 8 × SO   |
| BIO1002/<br>BIO1004  | 6 × SPO + 2 × SPO (TCS) + 9 × BI   |
| RTD1001  | 10 × RTD-Kanäle + 2 × mA-Kanäle (Eingang/Ausgang)                                      |
| AIM1001  | 4 × CT + 1 × CT (empfindlich, nur für Summenstrom) + 5 × VT                            |
| AIM1002  | 6 × CT + 4 × VT  |
| SIM1901  | 3 × Kombi-Sensoreingänge (RJ-45) + 1 × CT (empfindlich, nur für Summenstrom) + 1 × VT  |
| PSM1001  | 24...60 V DC, 3 × PO (TCS) + 2 × PO + 3 × SO + 2 × SSO                                 |
| PSM1002  | 48...250 V DC / 100...240 V AC, 3 × PO (TCS) + 2 × PO + 3 × SO + 2 × SSO               |
| PSM1003  | 110/125 V DC (77...150 V DC), 3 × PO (TCS) + 2 × PO + 3 × SO + 2 × SSO                 |
| PO = Leistungsausgang<br>SO = Signalausgang<br>SPO = Statischer Leistungsausgang<br>SSO = Statischer Signalausgang |  |

- 1) Kommunikation des Leitungsdistanz-/Leitungsdifferentialschutzes + Übertragung von Binärsignalen, Multimode- oder Singlemode-LWL-LC-Anschluss für SFP-Transceiver (Small Form-Factor Pluggable)

Das Gerät verfügt über einen nichtflüchtigen Speicher, der keine regelmäßige Wartung erfordert. Der nichtflüchtige Speicher speichert alle Ereignisse, Aufzeichnungen und Protokolle in einem Speicher, in dem die Daten auch im Falle eines vorübergehenden Verlustes der Hilfsspannungsversorgung im Gerät erhalten bleiben.

## 2.4

### Lokale HMI

Die LHMI wird für das Einstellen, Überwachen und Steuern des Schutzgeräts und des zugehörigen Prozesses genutzt. Sie umfasst einen 7-Zoll-Farbbildschirm mit kapazitiver Berührungserkennung und einer Home-Taste am unteren Teil der LHMI.



Die LHMI muss mit dem Schutzgerät gekoppelt werden, um den vollen Funktionsumfang nutzen zu können. Informationen zum Kopplungsvorgang enthält das Benutzerhandbuch.



Die LHMI ist eine Zubehörkomponente für das Schutzgerät, das auch ohne die LHMI voll funktionsfähig ist.

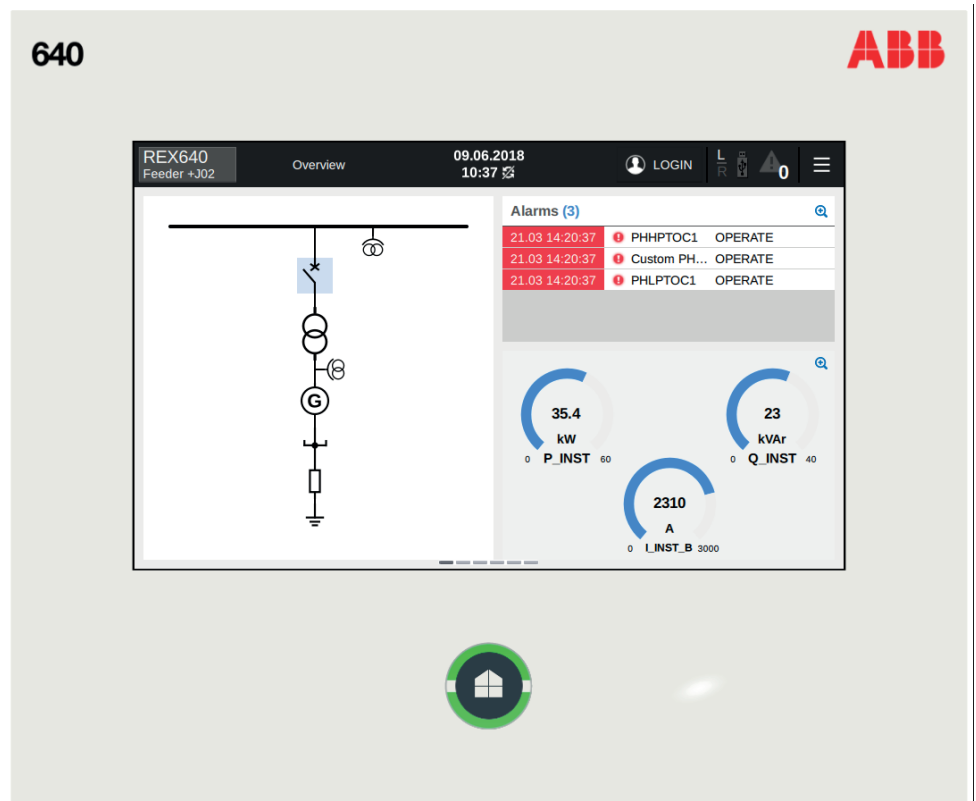


Abb. 3: Beispiel einer Seite der lokalen HMI

In der LHMI sind die Seiten in zwei Kategorien unterteilt.

- Benutzerseiten werden üblicherweise im Rahmen des gewöhnlichen Tätigkeitsbereichs eines Benutzers benötigt, wie z. B. Übersichtsschaltbilder, Bedienelemente, Messungen, Ereignisse, Alarmer usw.
- Technikerseiten sind eigens zur Unterstützung bei der Parametrierung, Fehlersuche, Prüfung und Inbetriebnahme mit dem Schutzgerät konzipiert.

Das Blättern auf den Benutzerseiten kann entweder durch Drücken der Home-Taste oder durch Streichen über die jeweiligen Seiten erfolgen. Die Technikerseiten können durch Tippen auf die Menüschaltfläche in der Menüleiste am oberen Rand des LHMI-Displays aufgerufen werden.

Die Home-Taste zeigt den Status des Schutzgeräts auf einen Blick an. In normalen Situationen leuchtet die Home-Taste konstant grün. Alle anderen Situationen, welche die Aufmerksamkeit des Benutzers erfordern, werden durch ein Blinklicht, ein rotes Licht oder eine Kombination aus beiden angezeigt.

**Tabelle 6:** *Bereitschafts-LED des Stromversorgungsmoduls und LED der Home-Taste der lokalen HMI*

| Status   | Bereitschafts-LED des Stromversorgungsmoduls | Home-Taste der LHM                | Alarm quittiert |
|--|--|-----------------------------------|-----------------|
| Schutzgerät im Normalbetrieb und mit LHM verbunden   | Konstant grün                                | Konstant grün                     | Keine Angabe    |
| IRF des Schutzgeräts aktiviert, kommuniziert aber mit der LHM  | Blinkt schnell grün <sup>1)</sup>            | Blinkt schnell rot <sup>1)</sup>  | Keine Angabe    |
| Kommunikation zwischen Schutzgerät und LHM unterbrochen, aber kein IRF                                 | Konstant grün                                | Blinkt schnell grün <sup>1)</sup> | Keine Angabe    |
| LHM funktioniert nicht ordnungsgemäß oder befindet sich in der Initialisierungsphase des Startvorgangs | Konstant grün                                | Blinkt schnell grün <sup>1)</sup> | Keine Angabe    |
| Prozessbezogener Alarm aktiv   | Konstant grün                                | Blinkt langsam grün <sup>2)</sup> | Nein            |
| Prozessbezogener Alarm aktiv   | Konstant grün                                | Konstant rot                      | Ja              |
| Prozessbezogener Alarm war bereits früher aktiv, ist aber nicht mehr aktiv.                            | Konstant grün                                | Blinkt langsam rot <sup>2)</sup>  | Nein            |
| Prozessbezogener Alarm war bereits früher aktiv, ist aber nicht mehr aktiv.                            | Konstant grün                                | Konstant grün                     | Ja              |
| Schutzgerät auf Testmodus eingestellt  | Blinkt langsam grün <sup>2)</sup>            | Blinkt langsam grün <sup>2)</sup> | Nein            |

1) hohe Frequenz = 3 Hz

2) niedrige Frequenz = 1 Hz

Die Benutzerseiten können unverändert genutzt oder mit dem grafischen Display-Editor in PCM600 an die projektindividuellen Anforderungen angepasst werden. Die Technikerseiten sind nicht veränderbar und können daher nicht angepasst werden.

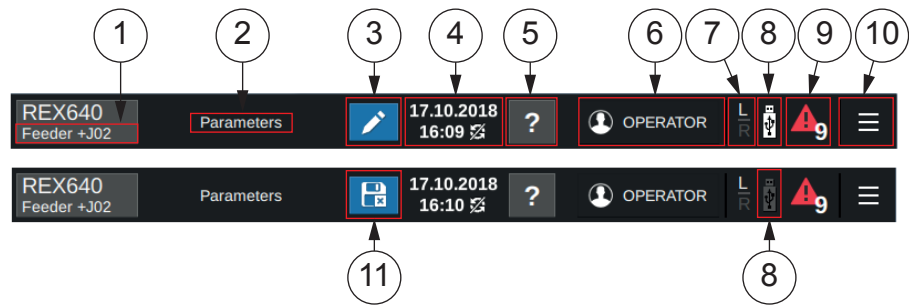


Abb. 4: Elemente der Menüleiste

- 1 Feldname für das Schutzgerät
- 2 Name der Seite
- 3 Bearbeitungsmodus aktiv (Parameterbearbeitung)
- 4 Datums-, Zeit- und Zeitsynchronisierungsstatus
- 5 Hilfe zur Seite (sichtbar, wenn Hilfe zur Seite verfügbar ist)
- 6 Anmeldeschaltfläche / Anzeige des angemeldeten Benutzers
- 7 Anzeige Ort/Fern
- 8 USB-Speicher nicht angeschlossen/angeschlossen (nur sichtbar, wenn der USB-Anschluss aktiviert ist)
- 9 Anzahl der aktiven Alarme
- 10 Menüschtfläche für Technikerseiten
- 11 Anzeige für das Speichern oder Verwerfen geänderter Parameter

Tabelle 7: Standardseiten der lokalen HMI

| Seitenkategorie                                 | Seiten             | Unterseiten                        |
|---|--------------------|------------------------------------|
| Benutzerseiten                                  | Überblick          | Alarme                             |
|   | Ereignisse         |                                    |
|   | Fehleraufzeichnung |                                    |
|   | Zeitachse          |                                    |
|   | Messungen          | Zeiger<br>Lastprofilaufzeichnungen |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |                    |                                    |

| Seitenkategorie | Seiten                     | Unterseiten  |
|-----------------|----------------------------|--|
| Technikerseiten | Parameter                  |  |
|                 | Prüfung und Inbetriebnahme | Funktionen erzwingen<br>Ausgänge erzwingen<br>Eingänge simulieren<br>E/A anzeigen<br>Ereignisse senden<br>Überwachung der sekundären Einspeisung<br>Schutzmessrichtung<br>Inbetriebnahme der Spulensteuerung <sup>1)</sup><br>GOOSE-Senden anzeigen<br>GOOSE-Empfangen anzeigen<br>SMV-Senden anzeigen<br>SMV-Empfangen anzeigen |
|                 | Schutzgerätestatus         | Überwachung  |
|                 | Löschen                    |  |
|                 | Störschriebe               |  |
|                 | Alarmer                    |  |
|                 | Geräteinformation          |  |
|                 | USB-Aktivitäten            |  |

1) Mit dem Anwendungspaket Resonanzregler von Petersen verfügbar.

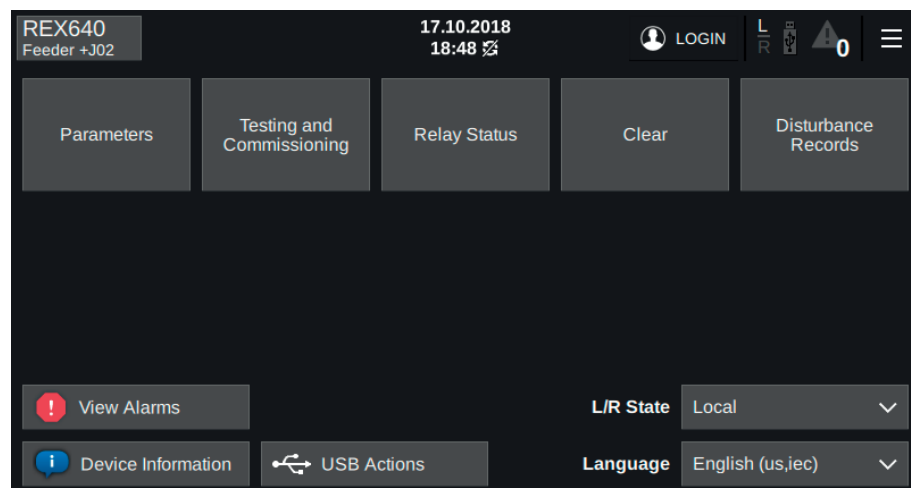


Abb. 5: Menü auf den Technikerseiten

## 2.5

### Web-HMI

Mit der WHMI hat der Benutzer über einen Webbrowser sicheren Zugriff auf das Schutzgerät. Die WHMI wird über Google Chrome, Mozilla Firefox, Internet Explorer 11.0 und Microsoft Edge verifiziert.

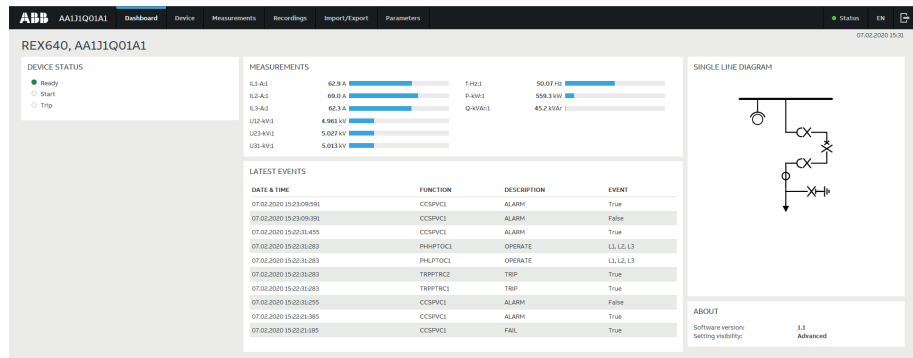


Abb. 6: Beispielsicht der Web-HMI

Die WHMI bietet verschiedene Funktionen. Die Menüstruktur der WHMI und der LHMI sind nahezu identisch.

Tabelle 8: Hauptgruppen und Untermenüs der WHMI

| Hauptgruppen            | Untermenüs  | Beschreibung   |
|-------------------------|---|--|
| Dashboard               |   | Zum Anzeigen einer Übersicht über das Schutzgerät einschließlich Status, Messungen, Übersichtsschaltbilder und aktueller Ereignisse. |
| Gerät                   | Überwachung<br>Information<br>Selbstüberwachung<br>Übersichtsschaltbild<br>Löschen<br>Passwort ändern<br>Info | Zum Navigieren zu den Seiten für Überwachung, Informationen, Selbstüberwachung, Übersichtsschaltbild oder Löschen.                   |
| Messungen               | Messungen<br>Zeigerdiagramme  | Zum Navigieren zu den Messungen oder Zeigerdiagrammen.   |
| Aufzeichnungen          | Ereignisse<br>Störschriebe<br>Fehlerspeicher<br>Lastprofilzeichnung<br>Alarmliste                             | Zum Anzeigen von Ereignissen, Störschrieben, Fehleraufzeichnungen, Lastprofilzeichnungen und Alarmen.                                |
| Importieren/Exportieren | Berichtszusammenfassung<br>Import-/Exporteinstellungen<br>Parameterliste                                      | Zum Exportieren einer Parameterliste oder einer Berichtszusammenfassung sowie zum Importieren und Exportieren von Einstellungen.     |
| Parameter               |   | Zum Anzeigen der Menüstruktur für die Einstellparameter des Schutzgeräts.  |
| Sprachauswahl           |   | Zum Ändern der Sprache.  |
| Logout                  |   | Zum Beenden der Sitzung.   |

Die WHMI kann lokal oder ferngesteuert aufgerufen werden:

- lokal durch Anschließen des Laptops an das Schutzgerät
- ferngesteuert über LAN/WAN

## 2.6 Benutzerberechtigung

Die Benutzerverwaltung für das Schutzgerät kann auf zwei Arten erfolgen.

Es kann jeweils nur eine Art der Benutzerverwaltung im Schutzgerät aktiviert werden. Dies kann mit dem Parameter *Device CAM mode* im Account Management in PCM600 vorgenommen werden.

**Tabelle 9:** Werte für "Device CAM mode"

| Parameter       | Wert                         | Beschreibung   |
|-----------------|------------------------------|--|
| Device CAM mode | Aktiviert                    | Authentifizierung erfolgt über den CAM-Server                                    |
|                 | Deaktiviert (Voreinstellung) | Authentifizierung erfolgt über die lokale Datenbank der Benutzerkontenverwaltung |

Weitere Informationen finden Sie in den Richtlinien zur Cyber-Sicherheit.

### Lokale Benutzerkontenverwaltung

Für die LHMI und die WHMI sind werkseitig vier voreingestellte Benutzerkonten (VIEWER, OPERATOR, ENGINEER und ADMINISTRATOR) mit jeweils unterschiedlichen Rechten und Standard-Passwörtern vordefiniert. Die Rollen für diese Benutzerkonten entsprechen denen der Benutzernamen. Für das Schutzgerät können zusätzliche Benutzerkonten hinzugefügt werden.

Die Verwaltung der Benutzerkonten erfolgt mit "IED Users" in PCM600. Jedes Schutzgerät unterstützt acht feststehende Rollen und 50 Benutzerkonten, die jeweils einer dieser Rollen zugeordnet sind. Jedes Benutzerkonto kann maximal acht Rollen zugeordnet werden.

Die werkseitig voreingestellten Passwörter können mit Administrator-Benutzerrechten oder von den Benutzern selbst geändert werden. Die Passwörter der Schutzgerätebenutzer können über die LHMI, "IED Users" in PCM600 oder die WHMI verändert werden. Nur ein Administrator kann Benutzerkonten erstellen und die Zuordnung von Rollen zu Rechten aktualisieren. Ein Administrator kann zudem die Passwörter der Benutzer zurücksetzen.

Die Benutzerberechtigungen sind für die LHMI standardmäßig deaktiviert und können über den Parameter *Local override* über den Menüpfad **Konfiguration/Autorisierung/Passwörter** aktiviert werden. Für die WHMI ist immer eine Authentifizierung erforderlich. Nach Änderungen in den Benutzereinstellungen wird das Schutzgerät nicht neu gestartet. Die Änderungen werden sofort nach dem Übernehmen der geänderten Einstellungen wirksam.

## Zentrale Kontenverwaltung

Die Benutzerkonten und Rollen können zentral auf einem CAM-Server angelegt und authentifiziert werden. CAM muss im Schutzgerät über das Account Management in PCM600 aktiviert werden.

Ein CAM-Server kann ein Tool wie SDM600 oder ein Active Directory-Server wie Windows AD sein. Es kann auch ein sekundärer oder redundanter CAM-Server konfiguriert werden, der als Backup-CAM-Server fungieren kann, wenn der primäre CAM-Server nicht verfügbar ist.

Das Schutzgerät ist der CAM-Client und es kann eine eigene Replikationsdatenbank mit den auf dem CAM-Server eingerichteten Benutzerkonten und Rollen pflegen. Diese CAM-Replikationsdatenbank fungiert als Backup-Authentifizierungsmechanismus, wenn primäre und sekundäre CAM-Server über das Schutzgerät nicht verfügbar sind.

Jedes Schutzgerät unterstützt acht Rollen und 50 Benutzerkonten in der CAM-Replikationsdatenbank. Jedes Benutzerkonto kann maximal acht Rollen zugeordnet werden.



Weitere Informationen zur Benutzerverwaltung und Sicherheitsprotokollierung finden Sie in den Richtlinien zur Cybersicherheit.



Informationen zur Benutzerautorisierung für PCM600 enthält die Dokumentation zu PCM600.

## 2.7

## Stationskommunikation

Betriebsinformationen und -steuerungen stehen über eine Vielzahl von Kommunikationsprotokollen zur Verfügung, darunter IEC 61850 Edition 2, IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, Modbus® und DNP3. Umfassende Kommunikationsmöglichkeiten, wie etwa die horizontale Kommunikation zwischen Geräten, werden jedoch erst durch den Standard IEC 61850 möglich.

Das IEC 61850-Protokoll ist eine zentrale Komponente des Geräts, da die Schutz- und Steuerungsanwendung vollständig auf der Standardauslegung basiert. Das Gerät unterstützt die Standardversionen Edition 1 und Edition 2. Durch die Unterstützung von Edition 2 verfügt das Gerät über die neueste Funktionalität für Schaltanlagenanwendungen und die beste Interoperabilität für moderne Schaltanlagen. Das Schutzgerät unterstützt eine flexible Produktbezeichnung (FPN), die das Mapping des IEC 61850-Datenmodells des Schutzgeräts für ein benutzerdefiniertes IEC 61850-Datenmodell erleichtert.

---

## 2.8 Modification Sales

Modification Sales ist ein Konzept, das Änderungen an bereits gelieferten Geräten unterstützt. Mit Modification Sales ist es möglich, den Leistungsumfang sowohl der Hardware als auch der Software eines vorhandenen Geräts zu verändern. Es stehen die gleichen Optionen zur Verfügung wie bei der Konfiguration und Bestellung einer neuen Gerätevariante ab Werk: So können beispielsweise neue Hardwaremodule in freie Steckplätze eingesetzt, die in den Steckplätzen vorhandenen Module durch andere Modultypen ersetzt oder die Softwarefunktionen durch Hinzufügen von Anwendungs- und ggf. Zusatzpaketen erweitert werden. Wenn Sie die Möglichkeiten des Modification Sales Konzepts nutzen möchten, wenden Sie sich bitte an Ihre lokale ABB-Vertretung.

## Abschnitt 3 Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz

### 3.1 Einführung in die Anwendung

Die Erkennung von Erdfehlern und Richtung gestalten sich wegen der vielen möglichen Fehlerbedingungen schwierig. Die weitverbreitete Erdschlusskompensation mit dem Ziel der Verbesserung von Qualität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung kompliziert dieses zudem. Erdfehler in kompensierten Netzen mit Erdkabeln haben häufig eine intermittierende Charakteristik und typischerweise sind sie niederohmig. Zudem trägt die gemischte Nutzung von Freileitungen und Erdkabeln in modernen Leistungsnetzen zu hochohmigen Erdfehlern bei. Damit die verschiedenen Arten von Erdfehlern erkannt werden und ein umfassender Schutz erreicht werden kann, ist es häufig erforderlich mehrere Relais oder Schutzfunktionen parallel zu verwenden.

Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz MFADPSDE ist eine Einzelfunktionslösung für den Erdschlusschutz MFADPSDE bietet eine extrem sicheren, zuverlässigen und selektiven Schutz vor gerichtetem Erdschluss für mit höherer Impedanz geerdete Netze, das heißt, kompensierte, nicht geerdete und niederohmig geerdete Anlagen. Dank der hohen Zuverlässigkeit und Empfindlichkeit entfällt mit MFADPSDE die Notwendigkeit mehrerer spezifischer paralleler Relais oder Funktionen für die Erkennung von Erdfehlern, insbesondere in kompensierten Netzen. Er kann für die den Erdschlusschutz von Freileitungen und Erdkabeln verwendet werden oder bei nieder- und hochohmigen Erdfehlern mit permanenter oder intermittierender Charakteristik.

Die Transientenerkennung von MFADPSDE trägt auch zur wirksamen Erkennung von Transienten-, intermittierenden und wiederzündenden Erdfehlern bei. Deshalb kann dieser Schutz als Alternative für Transienten/intermittierenden Erdfehlerschutz INTRPTEF genutzt werden.

**Tabelle 10:** *Typische Erdschlussbedingungen in Einspeisern und Schutzfunktionen*

| Fehler und Bedingungen                                      | Schutzfunktionen   |
|---|--|
| Niederohmige Fehler   | Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz MFADPSDE  |
| Transienten-, intermittierende und wiederzündende Erdfehler |  |
| Kabelabschlussfehler  |  |
| Doppelerdschluss  | Ungerichteter Erdfehlerschutz ( $I_{0>>}$ ), hohe Stufe EFHPTOC  |
| Hochohmige Fehler   | Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz MFADPSDE, Verlagerungsspannungsschutz ROVPTOV als Reserve |

## 3.2 Beschreibung des Beispielfalls

Als Beispiel für die Erläuterung der Anwendung von MFADPSDE wird ein allgemeines Netz herangezogen. [Abbildung 7](#) zeigt eine repräsentative Netzwerkkonfiguration (20 kV, 50-Hz-System) mit fünf zentral an der Station kompensierten Einspeisern. Das Netzwerk hat einen Resonanzstrom bei 50 A und ist überkompensiert bei 5 A. Ein dauerhaft verbundener Parallelwiderstand in der Hilfsstromwicklung der Petersenspule schleift 8,6 A des Widerstandsstrom bei Primärspannung ein. Die natürlichen Verluste des Netzwerks entsprechend ungefähr 2,4 A. Die Restspannung im gesunden Zustand  $U_0$  sind 5 % der nominalen Leiter-Erde-Spannung.

Der Beispielfall konzentriert sich auf den Multifrequenz admittanzbasierten Erdfehlerschutz von Einspeiser J1. Andere Einspeiser lassen sich mit denselben Einstellungen mit MFADPSDE in vergleichbarer Weise schützen. [Abbildung 7](#) zeigt einen kernsymmetrischen Stromwandler (CBCT) (empfohlene Klasse: 0.5S/5P10, 1VA) für die Messung des Summenstroms  $I_0$  von Einspeiser J1 und Phasen-Stromwandlern (CT) und Spannungswandlern (VT) in offener Dreieckschaltung für die Messung des Summenstroms  $U_0$ . Mit den Phasen-Stromwandlern im Beispielfall wird der berechnete Summenstrom ermittelt, der für den Doppelerdschlusschutz benötigt wird. Zum Schutz der einzelnen Einspeiser sollten vergleichbare Anordnungen für die Messung von Summenstrom, Leiterströmen und Restspannung mit Relais (in der Abbildung nicht dargestellt) gewählt werden.

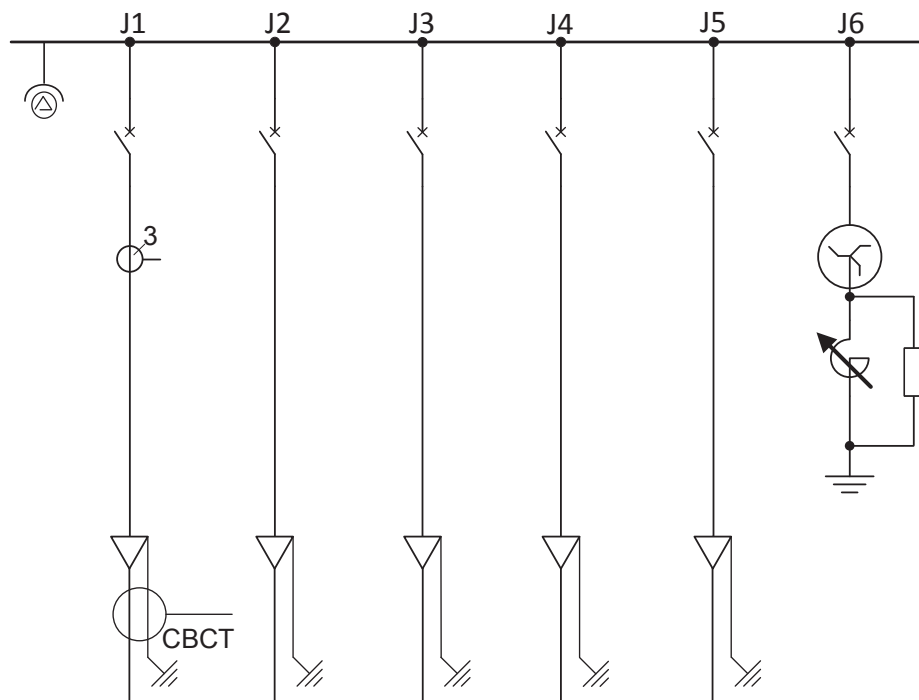


Abb. 7: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls

## 3.3 Multifrequentes admittanzbasiertes Erdfehlerschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, das ACT-Diagramm, die Parametereinstellungen und Informationen dazu, wie der MFADPSDE-Schutz im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.

### 3.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 8](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) und die Binärausgänge (BO) des Relais. Die erforderlichen CT- und VT-Anschlüsse für die Realisierung des Beispielfalls werden ebenfalls in der Abbildung für den MFADPSDE-Schutz von Einspeiser J1 gezeigt. Für die Messung des Summenstroms sollt ein CBCT verwendet werden. Die Verlagerungsspannung  $U_0$  wird typischerweise mit offener Spannungswandler-Dreieckschaltung gemessen.

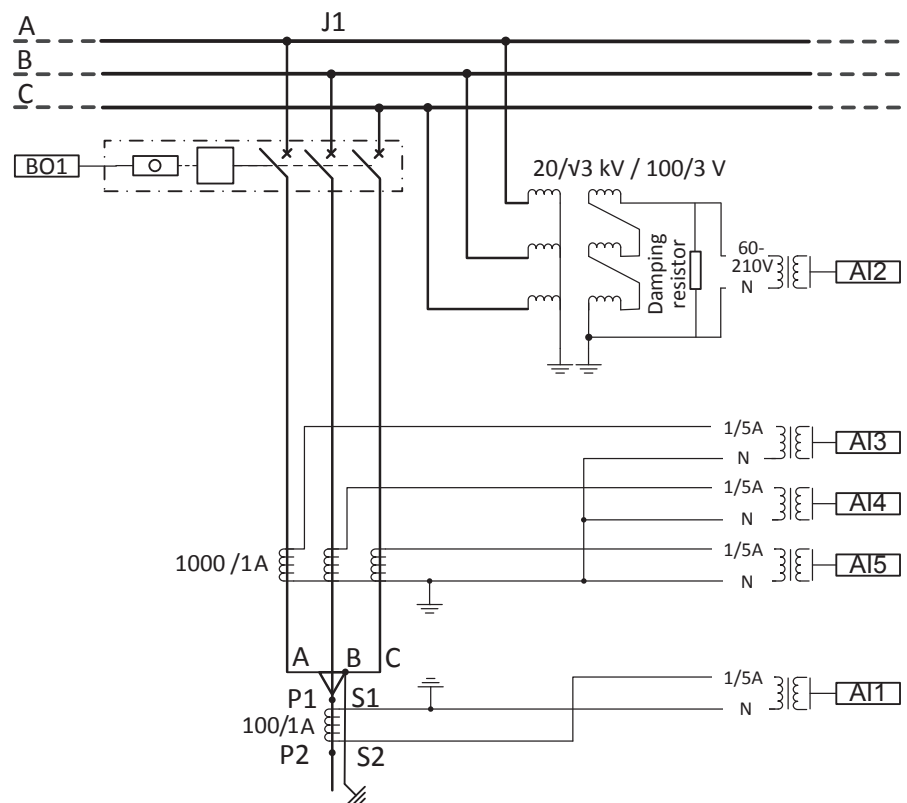


Abb. 8: Relais-Schnittstellen und Strom-/Spannungswandleranschlüsse für den Beispielfall

### 3.3.1.1 Analoge Eingangssignale

**Tabelle 11:** *Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Analogeingang | Beschreibung               |
|---------------|----------------------------|
| AI1           | Einspeiser J1 Summenstrom  |
| AI2           | Bus offen Dreiecksspannung |
| AI3           | Einspeiser J1 I_A Strom    |
| AI4           | Einspeiser J1 I_B Strom    |
| AI5           | Einspeiser J1 I_C Strom    |

### 3.3.1.2 Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 12:** *Physisches binäres Ausgangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binärausgang | Beschreibung                             |
|--------------|--|
| BO1          | Öffnen des Einspeiser-Leistungsschalters |

### 3.3.1.3 Empfohlene Alarmlisten

**Tabelle 13:** *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Ereigniscontainer | Ereignis | Beschreibung                        |
|-------------------|----------|-------------------------------------|
| MFADPSDE1         | OPERATE  | Auslösesignal                       |
| MFADPSDE1         | START    | Startsignal                         |
| MFADPSDE1         | INTR_EF  | Intermittierende Erdfehlererkennung |
| MFADPSDE2         | OPERATE  | Auslösesignal                       |
| MFADPSDE2         | START    | Startsignal                         |
| MFADPSDE2         | INTR_EF  | Intermittierende Erdfehlererkennung |
| ROVPTOV1          | OPERATE  | Auslösesignal                       |
| EFHPTOC1          | OPERATE  | Auslösesignal                       |

### 3.3.1.4 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 14:** *In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke*

| Funktionsblock                | Beschreibung  |
|-------------------------------|---|
| ILTCTR1<br>UTVTR1<br>RESTCTR1 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock  |
| TRPPTRC1                      | Auslösebefehlssammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion   |
| MFADPSDE1<br>MFADPSDE2        | Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz  |
| ROVPTOV1                      | Überspannungsschutz der Verlagerungsspannung. Diese Funktion wird als Reserve für Erdschlussschutz verwendet.                                 |
| EFHPTOC1                      | Ungerichteter Erdfehlerichtungsschutz. Diese Funktion wird für den Erdschlussschutz des Einspeiser verwendet (insbesondere Doppelerdschluss). |

**Tabelle 15:** *Physikalische Analogkanäle der Funktion*

| Funktionsblock | Einspeiser-Summenstrom, AI1 | Bus offene Dreiecksspannung, AI2 | Einspeiser-Leiterströme, AI3, AI4, AI5 |
|----------------|-----------------------------|----------------------------------|--|
| MFADPSDE1      | x                           | x                                |  |
| MFADPSDE2      |                             |                                  | x <sup>1)</sup>                        |
| ROVPTOV1       |                             | x                                |  |
| EFHPTOC1       |                             |                                  | x <sup>1)</sup>                        |

1)  $I_0$  wird vom ILTCTR1-Block aus den Phasenströmen berechnet

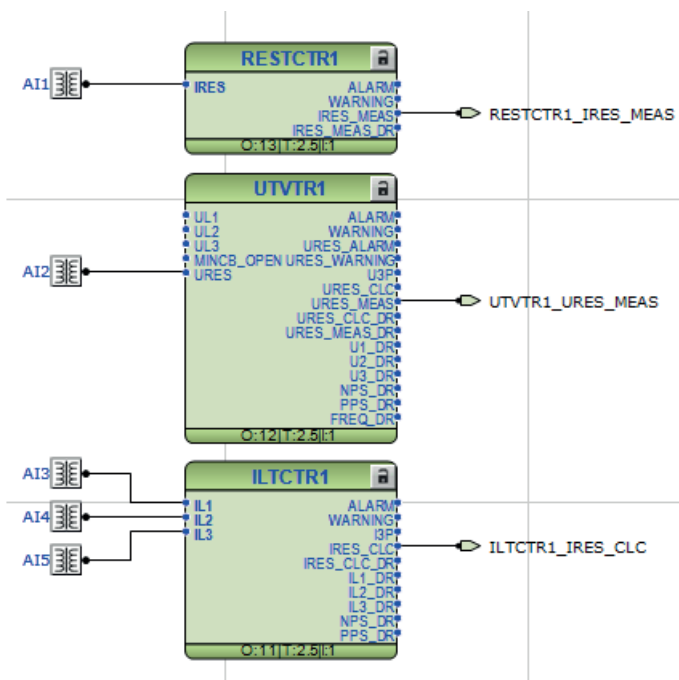


Abb. 9: Relaiszugang- und Vorverarbeitungsanschlüsse

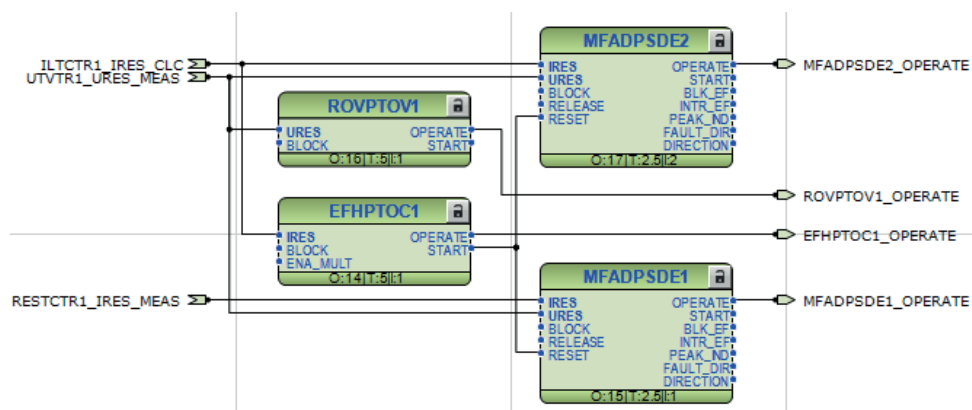


Abb. 10: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

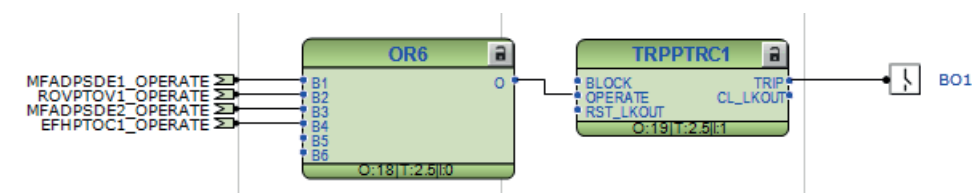


Abb. 11: Relais-Ausgangsanschlüsse

## 3.3.1.5

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

**ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung**

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 16](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 16:** *ILTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung      |
|---------------|------------------|-------------------|
| Primärstrom   | 1000             | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1                | Sekundärstromwert |

**RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung**

RESTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für das Summenstromsignal. Die [Tabelle 17](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 17:** *RESTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|---------------|------------------|---------------|
| Primärstrom   | 100 A            | Primärstrom   |
| Sekundärstrom | 1 A              | Sekundärstrom |

**UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung**

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 18](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 18:** *UTVTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung           |
|------------------|------------------|------------------------|
| Primärspannung   | 11,547 kV        | Primäre Nennspannung   |
| Sekundärspannung | 100 V            | Sekundäre Nennspannung |

**TRPPTRC1 – Hauptauslösung**

Die Hauptauslösung TRPPTRC1 wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen der TRPPTRC1-Funktionsblöcke werden als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten.

**ROVPTOV1 – Verlagerungsspannungsschutz**

ROVPTOV1 bietet Erdfehlerschutz durch die Erkennung eines abnormalen Pegels der Verlagerungsspannung. Im Anwendungsbeispiel wird er als Reserveschutz verwendet. Die [Tabelle 19](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 19: ROVPTOV1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall**

| Einstellung                 | Empfohlene Werte       | Beschreibung                |
|-----------------------------|------------------------|-----------------------------|
| Startwert                   | $0,08 \times U_n^{1)}$ | Startwert                   |
| Auslöseverzögerungszeit     | 600 ms <sup>2)</sup>   | Auslöseverzögerungszeit     |
| Rücksetzen Verzögerungszeit | 500 ms <sup>3)</sup>   | Rücksetzen Verzögerungszeit |

- 1) Weil ROVPTOV1 eine Reserve für MFADPSDE1 ist, sollte der Einstellwert *Startwert* über den Einstellwert von *Voltage start value* (Spannung Startwert) von MFADPSDE1 gesetzt werden. Im Beispielfall ist der MFADPSDE1 *Spannung Startwert* auf  $0,07 U_n$ , somit wird der ROVPTOV1 *Startwert* als  $0,08 U_n$  festgelegt.
- 2) Der Standardwert der *Auslöseverzögerungszeit* für MFADPSDE1 ist 500 ms. Weil ROVPTOV1 die Reserve für diese Funktion ist, sollte die Einstellung *Auslöseverzögerungszeit* höher sein, somit werden 600 ms beibehalten.
- 3) *Reset delay time* (Rücksetzen Verzögerungszeit) für ROVPTOV1 ist identisch mit MFADPSDE1, d.h., 500 ms.

### EFHPTOC1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz, hohe Stufe

EFHPTOC1 bietet Schutz gegen Doppelerdschluss oder Querschluss in Insel- oder kompensierten Netzen. Der resultierende Fehlerstrom ist üblicherweise höher als der Fehlerstrom eines einzelnen Phase-zu-Erde-Fehlers, normalerweise jedoch niedriger als der Fehlerstrom in Zusammenhang mit einem Kurzschluss mit Nullfehlerwiderstand an dem der einspeisenden Station nächstliegenden Fehlerort.

Das START-Signal von EFHPTOC1 wird mit dem RESET-Eingang der Funktionsblöcke MFADPSDE1 und MFADPSDE2 verbunden, um den Drehzeiger während Doppelerdschluss oder Querschluss zurückzusetzen. Dies unterstützt die rapide Anpassung an eine mögliche Änderung der Fehlerrichtung, wenn der einphasige Erdschluss im System nach Auslösen des Querschlusses anhalten sollte.

EFHPTOC1 nutzt den aus den Phasenströmen errechneten Summenstrom.

Die [Tabelle 20](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 20: EFHPTOC1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall**

| Einstellung             | Empfohlene Werte       | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Startwert               | $0,12 \times I_n^{1)}$ | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 200 ms <sup>2)</sup>   | Auslöseverzögerungszeit |

- 1) Der *Startwert* von EFHPTOC1 sollte höher sein als jener von MFADPSDE2, d.h. unverändert bei  $0,12 \cdot I_n$ .
- 2) Der Standardwert der *Auslöseverzögerungszeit* für MFADPSDE1 und MFADPSDE2 ist 500 ms. Weil EFHPTOC1 schneller reagieren sollten, sollte die Einstellung *Auslöseverzögerungszeit* niedriger sein, somit werden 200 ms beibehalten.

Es ist wichtig, dass alle unterschiedlichen Erdschluss-Funktionen im Relais richtig koordiniert werden.

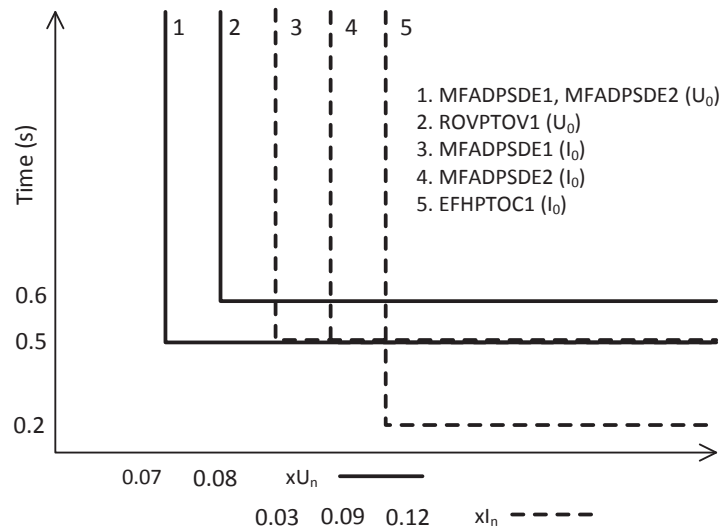


Abb. 12: Empfohlene Koordinierung der Erdschluss-Funktionen im Anwendungsbeispiel.

### MFADPSDE1 - Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz

MFADPSDE1 ist eine sichere, empfindliche und selektive Funktion für die Erkennung von Erdfehlern, die verlässlich in kompensierten Netzen sowie in gemischten Freileitungs- und Erdkabelnetzen arbeitet.

Hier wird die Betriebsart "General EF" (Standard) für Erdschlüsse in nicht geerdeten und kompensierten Netzen verwendet. Der Beispielfall stellt ein kompensiertes Netz dar. Daher sollte die *Operating quantity* (Auslösemessgröße) mit "Adaptiv" (Standard) festgelegt werden.

Die Funktion startet die Fehleranzeige und Richtungserkennung, sobald die Grundfrequenz der Nullsystemspannung  $U_0$  den *Voltage start value* (Spannungsstartwert) überschreitet. Somit definiert diese Einstellung die Empfindlichkeit der Funktion und muss höher festgelegt werden als die maximale Verlagerungsspannung im gesunden Zustand. Hierbei müssen mögliche Veränderungen der Netztopologie, des Spulen- und parallelen Widerstandsschaltstatus sowie der Grad der Kompensationsveränderungen berücksichtigt werden. Im vorliegenden Beispiel ist die Verlagerungsspannung im gesunden Zustand 5 % der Nennspannung. Daher sollte der *Voltage start value* (Spannungsstartwert) über diesem Wert festgelegt werden. Wenn ein externer RELEASE-Eingang aktiviert ist, überschreibt dieser die Einstellung *Parameterstartwert* und löst die Richtungsbestimmung und die Fehleranzeige unabhängig vom Wert der Verlagerungsspannung aus.

Mit der Einstellung *Tilt angle* (Neigungswinkel) wird die Neigung des Betriebsabschnitts angepasst. Diese Einstellung soll zudem die Messfehler der Summenstrom- und Spannungsmessungen ausgleichen. Die Standardeinstellung "5 Grad" wird für den Beispielfall beibehalten, sollte jedoch stets die tatsächlichen erwarteten Messfehler von CT und VT berücksichtigen.

*Min operate current* (Min. Ansprechstrom) wird mit  $p I_{RTot}$  festgelegt, wobei „p“ ein Sicherheitsfaktor ist und  $I_{RTot}$  der Gesamtwiderstandsstrom im Netz, einschließlich Netzverlusten und Parallelwiderstandsstrom. Ein typischer *Min. Ansprechstrom* liegt zwischen 3 und 5 A primär. Im Beispielfall beläuft sich der gesamte Widerstandsstrom im Netz, einschließlich Netzverlusten und Parallelwiderstandsstrom, auf 2,4 A bzw. 8,6 A bei 20 kV.

Der Ausgang  $INTR\_EF$  zeigt einen wiederzündenden oder intermittierenden Erdfehler im Netz an. Dieser Ausgang wird aktiviert, wenn die Anzahl der erkannten Transienten die Einstellung *Peak counter limit* (Spitzenzählergrenze) auch im Modus "General EF" überschreitet. Für diesen Beispielfall kann der Standardeinstellwert der *Spitzenzählergrenze* verwendet werden. Der Ausgang  $INTR\_EF$  ist nicht gerichtet, d.h. in Vorwärts- und Rückwärtsfehlern aktiviert. Ein wiederzündender oder Intermittierender Erdfehler im geschützten Einspeiser wird durch die Kombination der Ausgänge  $START$  und  $INTR\_EF$  mit einem logischen AND-Operator angezeigt.

Die [Tabelle 21](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 21:** *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung        | Empfohlene Werte        | Beschreibung       |
|--------------------|-------------------------|--------------------|
| Spannungsstartwert | $0,07 \times U_n^{(1)}$ | Spannungsstartwert |
| Min. Ansprechstrom | $0,03 I_n^{(2)}$        | Min. Ansprechstrom |

- 1) Verlagerungsspannung im gesunden Zustand 5% + Marge. 1 pu ist 100 V in der offenen Dreieckswicklung und  $20/\sqrt{3}$  kV primär.
- 2) Mit einem theoretischen Sicherheitsfaktor von 0,3 kann die Einstellung für den Mindestansprechstrom als 0,3 (8,6 + 2,4) = ~3 A berechnet werden, was 0,03 pu mit 100/1 A CBCT entspricht. 1 pu ist 100 A in Primär, 1 A in Sekundär.

### MFADPSDE2 - Multifrequenter admittanzbasierter Erdfehlerschutz

MFADPSDE2 wird im Anwendungsbeispiel für den Kabelklemmschutz verwendet und arbeitet mit berechnetem  $I_0$  anstelle des Summenstroms. Bei Fehlern am Kabelabschluss ist die  $I_0$ -Berechnung aus Leiterströmen genauer. Die Phasen-Stromwandler-Kerne sind gegebenenfalls nicht identisch und somit sollte der Einstellwert *Min operate current* (Min. Ansprechstrom) etwas höher beibehalten werden als für MFADPSDE1.

Die Einstellvorgaben für MFADPSDE1 können auch für MFADPSDE2 angewendet werden. Die [Tabelle 22](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 22:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen

| Einstellung        | Empfohlene Werte       | Beschreibung       |
|--------------------|------------------------|--------------------|
| Spannungsstartwert | $0,07 \times U_n^{1)}$ | Spannungsstartwert |
| Min. Ansprechstrom | $0,09 \times I_n^{2)}$ | Min. Ansprechstrom |

- 1) Verlagerungsspannung im gesunden Zustand 5% + Marge. 1 pu ist 100 V in der offenen Dreieckswicklung und  $20/\sqrt{3}$  kV primär.
- 2) Unter Berücksichtigung der nicht identischen Kerne von Phasen-Stromwandlern muss der Einstellwert *Min. Ansprechstrom* etwas höher als gehalten werden für MFADPSDE1, d.h.,  $0,03 \cdot 3 = 0,09 I_n$ , was in einer geringeren Empfindlichkeit resultiert als für MFADPSDE1.



---

## Abschnitt 4 Transformatorschutz

### 4.1 Einführung in die Anwendung

Die Transformatorschutz- und Steuerungsfunktionen in diesem Relais sind für den Schutz von Leistungstransformatoren mit zwei oder drei Wicklungen, für Spartransformatoren sowie für Generator-Transformatorblöcke ausgelegt. Der Transformator ist eine unerlässliche Leistungssystemkomponente und, in den meisten Fällen, die teuerste, somit sollte er beispielsweise vor Kurzschlüssen, Überlasten und Erdschluss geschützt werden.

Während des Betriebs unterliegen Transformatoren einer Reihe von Fehlern und abnormalen Bedingungen, die sich alle nachteilig auf die Leistung und die Lebensdauer auswirken können. Zu den Hauptkategorien der Transformatorfehler gehören Wicklungsfehler, die auf die dielektrische, thermische und mechanische Beanspruchung zurückzuführen sind. Diese können als Kurzschlüsse, lokale Überhitzungen (Hot Spots) oder Brechen der Wicklungen auftreten. Andere Fehler sind beispielsweise Leiter-Leiter-Fehler, Fehler gegen Erde, Kernfehler, Buchsenfehler, Überspannung, Übererregung sowie Probleme mit der Ölqualität.

Ein fehlerhafter Transformator muss schnellstmöglich vom Netz getrennt werden. Die Schutzfunktionen müssen hochempfindlich ausgelegt sein, damit Fehler zu erkannt werden. Gleichzeitig sollte der Schutz stabil gegen externe Fehler und Übererregung sein. Das lässt sich typischerweise mit Differenzialschutzfunktionen erreichen, die in den meisten Fällen der für Transformatoren verwendete Hauptschutz sind. Überstromschutzfunktionen können sowohl als Reserveschutz für Differenzialschutzfunktionen als auch als Hauptschutz dienen. Erdschlussdifferenzialschutzfunktionen bieten Schutz gegen eine Reihe von Erdschlussbedingungen.

Ebenso wichtig ist die Überwachung der Isolierung. Die im Allgemeinen in allen Transformatorwicklungen verwendete Öl-Papierisolierung verschlechtert sich im Laufe der Zeit. Temperatur ist die primäre Ursache für die Verkürzung der Lebensdauer der Isolierung. Die Blitztemperatur der Wicklung sollte berechnet werden, um die Restlebensdauer der Isolierung zu schätzen, und sie sollte kontinuierlich überwacht werden, um zu erkennen, dass die Blitztemperatur den Überschlagswert des Transformatoröls nicht überschreitet. Typischerweise können die Überwachungsfunktionen Wärmeschutz, Blitztemperatur und Alterungsrate für die Überwachung der Isolierung verwendet werden.

Das Ziel der Transformatorschutzfunktionen des Relais ist die Bereitstellung von umfassendem Schutz des Transformators, zum Beispiel gegen Überstrom, Überspannung, Übererregung, Kurzschluss, Einschalt-, Temperatur- und Erdfehler. Zudem können Ölqualität, Blitztemperaturen und Alterung überwacht werden.

**Tabelle 23:** *Typische Transformatorfehler und Bedingungen, Schutzfunktionen und Geräte*

| Fehler und Bedingungen  | Schutzfunktionen und Geräte   |
|---|---|
| Kurzschluss- und Wicklungsfehler  | Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz TRxPTDF, Unverzögerter Leiter-Überstromschutz PHxPTOC.                            |
| Windungsschlüsse  | Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz TRxPTDF, Druckrelais, Gasrelais   |
| Sterneschaltete Wicklung Fehler gegen Erde  | Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz HREFPDIF, Niedrigimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz, LREFPNDP                              |
| D-Wicklung Fehler gegen Erde, Systemerdschlüsse und Erdschluss-Reserveschutz  | Ungerichteter Erdfehlerschutz (EFxPTOC), Erdfehlerrichtungsschutz DEFxPDEF, Verlagerungsspannungsschutz ROVPTOV                       |
| Verschlechterung der Isolierung, Überhitzungen  | Überwachung von Blitztemperatur und Isolationsalterung für Transformatoren HSARSPTR, Druckrelais, Öl- und Wicklungstemperaturanzeigen |
| Überlast  | Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten T2PTTR   |
| Überspannung  | Dreiphasiger Überspannungsschutz PHPTOV   |
| Übererregung  | Übererregungsschutz OEPVPH  |
| Überfrequenz  | Überfrequenzschutz FRPFRQ2  |
| Unterspannung   | Dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV  |
| Unterfrequenz   | Unterfrequenzschutz FRPFRQ1   |
| Transformatoreinschaltung   | Dreiphasige Einschaltstromerkennung INRPHAR   |
| Unsymmetrie   | Schiefelastschutz NSPTOC  |
| Hochwiderstandsfähige Verbindungen, hohe Wirbelströme zwischen Schichtungen, hochohmige Erdschlüsse, Kernschrauben-Isolationsfehler, Ölverlust wegen Leckage  | Druckrelais   |
| Einsetzende Wicklungsfehler, Kernfehler wegen Impulsüberschlag des Isolieröls, offene Schaltkreise, die zu starken Lichtbögen führen, Strom, der durch fehlerhafte Stütz- und Isolierstrukturen fließt, Stufenschalterprobleme wegen lokalisierter Überhitzung oder Funkenüberschlag. | Gasrelais   |
| Fehlerhafte Verbindungen an Wicklungsklemmen  | Druckrelais, Gasrelais  |
| Kurzschluss wegen Isolationsfehler  | Hauptkessel-Druckentlastungsvorrichtung   |
| Fehler im Umschalter-Ölraum, Überdruck im Kessel  | OLTC-Kesseldruckrelais  |
| Abweichender Ölstand im Hauptkessel, beispielsweise wegen Lastumschaltung, Leckagen oder Fehlern  | Ölstandanzeige Hauptkessel-Ausgleichsbehälter   |

## 4.2 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung der verschiedenen Schutzfunktionen für Kurzschluss, Erdfehler und Überlast zu erläutern, wird als Beispiel ein allgemeines Netz herangezogen. [Abbildung 13](#) ist eine repräsentative Darstellung eines Dreiwicklungstransformators für einen einzelnen Bus/einzelnen Trennschalter an den primären, sekundären und tertiären Wicklungsseiten. Stromwandler werden für das Messen der Leiterströme an jeder Wicklung und dem Y-Wicklung-Neutralleiterstrom (primäre Seite) angeschlossen. Die Leistungstransformator-Vektorgruppe in diesem Beispiel ist YNd1d1.

Das Beispiel konzentriert sich auf die typischsten auf dem Strom basierenden Schutzfunktionen. Deshalb werden andere Schutzfunktionen hier nicht angesprochen. Für die HS-Seite des Leistungstransformators wurde Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz gewählt, allerdings ist auch ein niederohmiger Schutz vorstellbar.

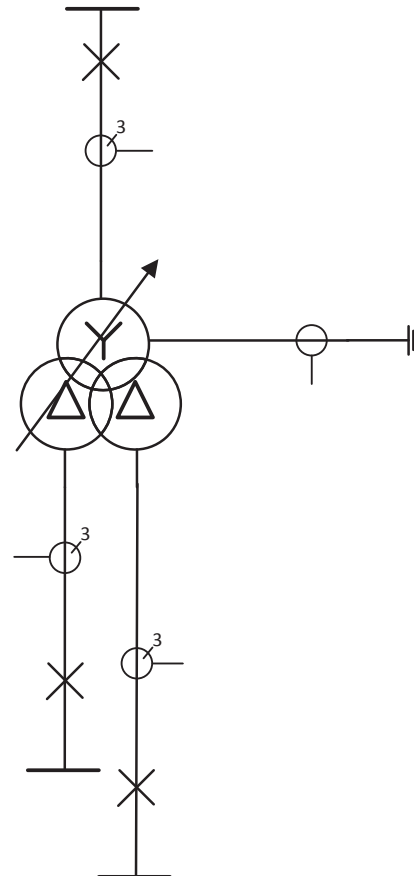


Abb. 13: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls für einen Dreiwicklungstransformator

---

## 4.3 Transformatorschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, das ACT-Diagramm, die Einstellwerte und Informationen dazu, wie der Transformatorschutz im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.

### 4.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 14](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI) und Binärausgänge (BO) des Relais. In diesem Beispiel hat der Leistungstransformator an der HS-Seite (Wicklung 1) einen Laststufenschalter. Die CT-Anschlüsse gemäß Typ 2 (siehe TRxPTDF im Technischen Handbuch), die für den umfassenden Transformatorschutz im Beispielfall benötigt werden, sind ebenfalls dargestellt.

Die Abbildung zeigt auch den Stromwandler-Nullleiteranschluss für den Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz für die Y-Wicklung (Primärseite) im Beispielfall. Die Schutzfunktion misst die Summe der Leiterströme an der Y-Seite und den Neutralleiterstrom. HREFPDIF erfordert einen Stabilisierungswiderstand und einen spannungsabhängigen Widerstand (VDR) im Sekundärkreis des Stromwandlers.

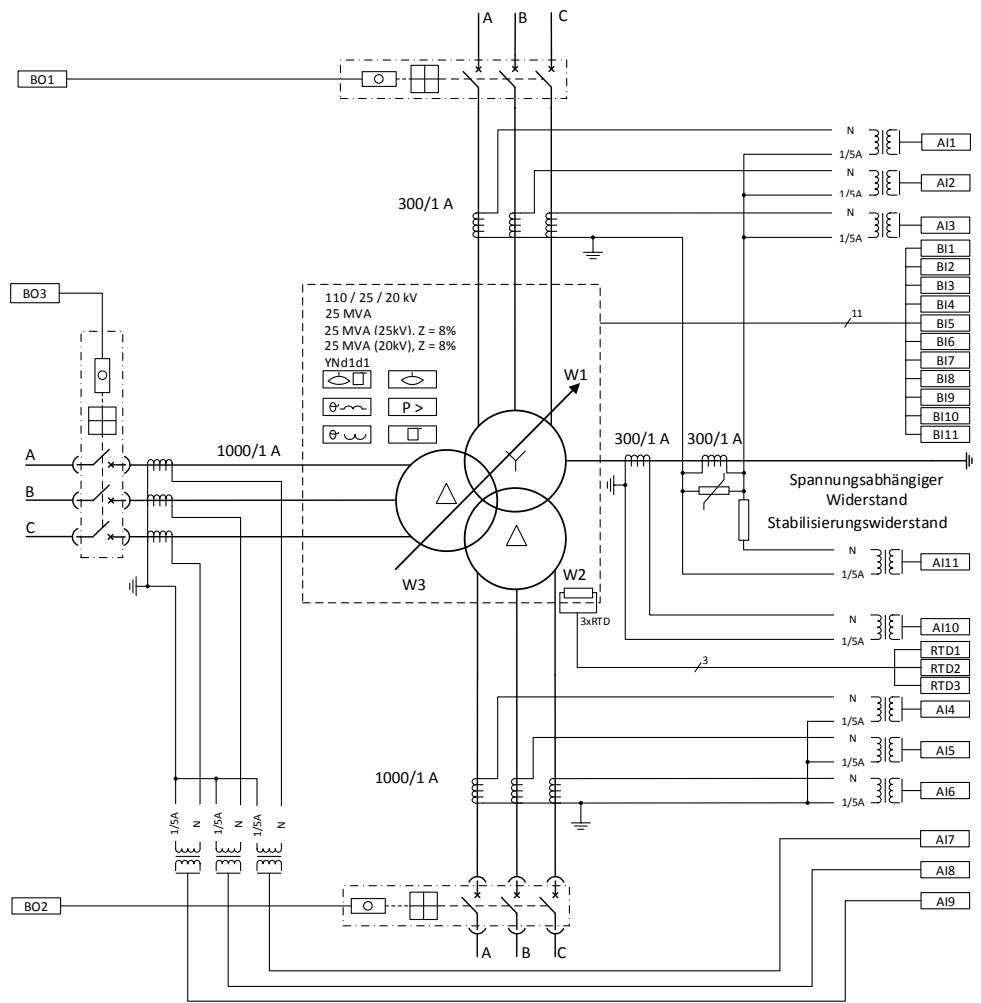


Abb. 14: Relais-Schnittstellen und Stromwandleranschlüsse für den Dreiwicklungstransformator im Beispielfall.

4.3.1.1

Analoge Eingangssignale

Tabelle 24: Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

| Analogeingang | Beschreibung                     |
|---------------|----------------------------------|
| AI1           | Transformatorwicklung 1, Strom A |
| AI2           | Transformatorwicklung 1, Strom B |
| AI3           | Transformatorwicklung 1, Strom C |
| AI4           | Transformatorwicklung 2, Strom A |
| AI5           | Transformatorwicklung 2, Strom B |
| AI6           | Transformatorwicklung 2, Strom C |
| AI7           | Transformatorwicklung 3, Strom A |
| AI8           | Transformatorwicklung 3, Strom B |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

| Analogeingang | Beschreibung                     |
|---------------|----------------------------------|
| AI9           | Transformatorwicklung 3, Strom C |
| AI10          | Neutralleiterstrom               |
| AI11          | Differential-Neutralleiterstrom  |

### 4.3.1.2 RTD-Eingangssignale

*Tabelle 25: Physische RTD-Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| RTD-Eingang | Beschreibung        |
|-------------|---------------------|
| RTD1        | Umgebungstemperatur |
| RTD2        | Obere Öltemperatur  |

### 4.3.1.3 mA-Eingangssignale

*Tabelle 26: Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| mA-Eingang | Beschreibung                           |
|------------|--|
| mA1        | Schaltstellung des Laststufenschalters |

### 4.3.1.4 Binäre Eingangssignale

*Tabelle 27: Binäre Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binäreingang                                    | Beschreibung  |
|---|---|
| B11   | Gasrelais Gasansammlung, Alarmstufe, Informationen verwendet zu Alarmzwecken  |
| B12   | Gasrelais Gasansammlung, Auslösepegel, Informationen verwendet für Alarm und für das Auslösen aller Trennschalter                   |
| B13   | Gasrelais Ölanstieg, Informationen verwendet für Alarm und für das Auslösen aller Trennschalter                                     |
| B14   | OLTC-Kesseldruck-Relais, Informationen verwendet für Alarm und für das Auslösen aller Trennschalter                                 |
| B15   | Hauptkessel-Druckentlastungsvorrichtung, Informationen verwendet für Alarm und für das Auslösen aller Trennschalter                 |
| B16   | Öltemperaturanzeiger, Alarmpegel, Information verwendet für Alarm   |
| B17   | Öltemperaturanzeiger, Auslösepegel, Informationen, verwendet für Alarm und Lastabschaltung (Sekundär- und Teritärleistungsschalter) |
| B18   | Wicklungstemperaturanzeiger, Alarmpegel, Information verwendet für Alarm  |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |   |

| Binäreingang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BI9          | Wicklungstemperaturanzeiger, Auslösepegel, Informationen, verwendet für Alarm und Lastabschaltung (Sekundär- und Tertiärleistungsschalter) |
| BI10         | Ölstandanzeige Hauptkessel-Ausgleichsbehälter, niedriger Ölstand, Informationen verwendet für Alarm  |
| BI11         | Ölstandanzeige Hauptkessel-Ausgleichsbehälter, hoher Ölstand, Informationen verwendet für Alarm  |

## 4.3.1.5

## Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 28:** *Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binärausgang | Beschreibung                        |
|--------------|-------------------------------------|
| BO1          | Öffnen Wicklung 1 Leistungsschalter |
| BO2          | Öffnen Wicklung 2 Leistungsschalter |
| BO3          | Öffnen Wicklung 3 Leistungsschalter |

## 4.3.1.6

## Empfohlene Alarme

**Tabelle 29:** *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Ereigniscontainer                               | Ereignis | Beschreibung   |
|---|----------|--|
| Gasrelais                                       | BI1      | Alarm Gasrelais Gasansammlung  |
| Gasrelais                                       | BI2      | Gasrelais Gasansammlung Auslösung                                      |
| Gasrelais                                       | BI3      | Gasrelais Ölanstieg Auslösung  |
| Druckrelais                                     | BI4      | OLTC-Kesseldruck Relais Auslösung                                      |
| Druckentlastungsvorrichtung                     | BI5      | Hauptkessel Druckentlastungsvorrichtung Auslösung                      |
| Temperaturanzeiger                              | BI6      | Alarm Öltemperatur   |
| Temperaturanzeiger                              | BI7      | Öltemperatur Auslösung   |
| Temperaturanzeiger                              | BI8      | Alarm Wicklungstemperatur  |
| Temperaturanzeiger                              | BI9      | Wicklungstemperatur Auslösung  |
| Ölstand   | BI10     | Ölstandanzeige Hauptkessel-Ausgleichsbehälter, Alarm niedriger Ölstand |
| Ölstand   | BI11     | Ölstandanzeige Hauptkessel-Ausgleichsbehälter, Alarm hoher Ölstand     |
| TR3PTDF1  | OPERATE  | Auslösesignal durch Wandlerdifferenzialschutz                          |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |          |  |

| Ereigniscontainer | Ereignis     | Beschreibung  |
|-------------------|--------------|---|
| HREFPDIF1         | OPERATE      | Auslösen-Signal von selektivem Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz         |
| EFLPTOC1          | OPERATE      | Auslösen-Signal von ungerichtetem Erdfehlerschutz, niedrige Stufe               |
| PHIPTOC1          | OPERATE      | Auslösen-Signal von unverzögertem, ungerichtetem Überstromschutz                |
| PHLPTOC1          | OPERATE      | Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, niedrige Stufe, für Wicklung 1 |
| PHLPTOC2          | OPERATE      | Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, niedrige Stufe, für Wicklung 2 |
| PHLPTOC3          | OPERATE      | Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, niedrige Stufe, für Wicklung 3 |
| T2PTTR1           | OPERATE      | Auslösesignal von Übertemperaturschutz  |
| T2PTTR1           | ALARM        | Alarmsignal von Übertemperaturschutz  |
| HSARSPTR1         | ALARM        | Alarmsignal wegen Wicklungs-Heißpunkttemperaturerkennung                        |
| HSARSPTR1         | WARNUNG      | Warnsignal wegen Wicklungs-Heißpunkttemperaturerkennung                         |
| HSARSPTR1         | ALM_AGE_RATE | Alarmsignal durchschnittliche Alterungsrate über einen bestimmten Zeitraum      |

#### 4.3.1.7

### Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 30:** In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock                                  | Beschreibung   |
|---|--|
| ILTCTR1, ILTCTR2, ILTCTR3, RESTCTR1, RESTCTR2   | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock   |
| T_R_TO_I8                                       | 8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet. |
| TR3PTDF   | Transformatordifferentialschutz für Zwei- oder Dreiwickler   |
| PHIPTOC   | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe  |
| PHLPTOC1, PHLPTOC2, PHLPTOC3                    | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe  |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |  |

| Funktionsblock               | Beschreibung   |
|------------------------------|--|
| HREFPDIF1                    | Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz   |
| EFLPTOC1                     | Ungerichteter Erdfehlerschutz, I>  |
| T2PTTR                       | Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten   |
| HSARSPTR1                    | Hot-Spot und Isolationsalterungsüberwachung für Transformatoren  |
| TPOSYLTC1                    | Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von TR3PTDF1 verwendet.  |
| INRPHAR1                     | Drei-Phasen-Einschaltstrom-Detektor. Die zweite Harmonische Blockausgabe dieser Funktion kann für die Aktivierung des Multiplikators für die Funktionen PHIPTOC, PHLPTOC und EFLPTOC verwendet werden. Für den Beispielfall wird der Blockausgang der 2. Harmonischen aus INRPHAR1 mit dem ENA_MULT-Eingang von PHIPTOC1 und EHLPTOC1 verbunden. |
| TRPPTRC1, TRPPTRC2, TRPPTRC3 | Auslösebefehlssammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion  |

**Tabelle 31:** *Physikalische Analogkanäle der Funktionen*

| Schutz        | Ströme Wicklung 1<br>AI1, AI2, AI3 | Ströme Wicklung 2<br>AI4, AI5, AI6 | Ströme Wicklung 3<br>AI7, AI8, AI9 | I0<br>AI10 | HS-Seite beschränkter<br>EF-Strom<br>AI11 | Stufenstellung<br>mA1 (über<br>TPOSYLTC) | Umgebungs-<br>temp.<br>RTD1 | Obere Öl-<br>temp.<br>RTD2 |
|---------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------|---|--|-----------------------------|----------------------------|
| TR3PTDF1      | x                                  | x                                  | x                                  |            |   | x  |                             |                            |
| PHIPTOC1      | x                                  |                                    |                                    |            |   |  |                             |                            |
| PHLPTOC1      | x                                  |                                    |                                    |            |   |  |                             |                            |
| PHLPTOC2      |                                    | x                                  |                                    |            |   |  |                             |                            |
| PHLPTOC3      |                                    |                                    | x                                  |            |   |  |                             |                            |
| HREFPDIF1     |                                    |                                    |                                    |            | x   |  |                             |                            |
| EFLPTOC1      |                                    |                                    |                                    | x          |   |  |                             |                            |
| T2PTTR1       | x                                  |                                    |                                    |            |   |  | x                           |                            |
| HSARSPTR<br>1 | x                                  |                                    |                                    |            |   |  | x                           | x                          |

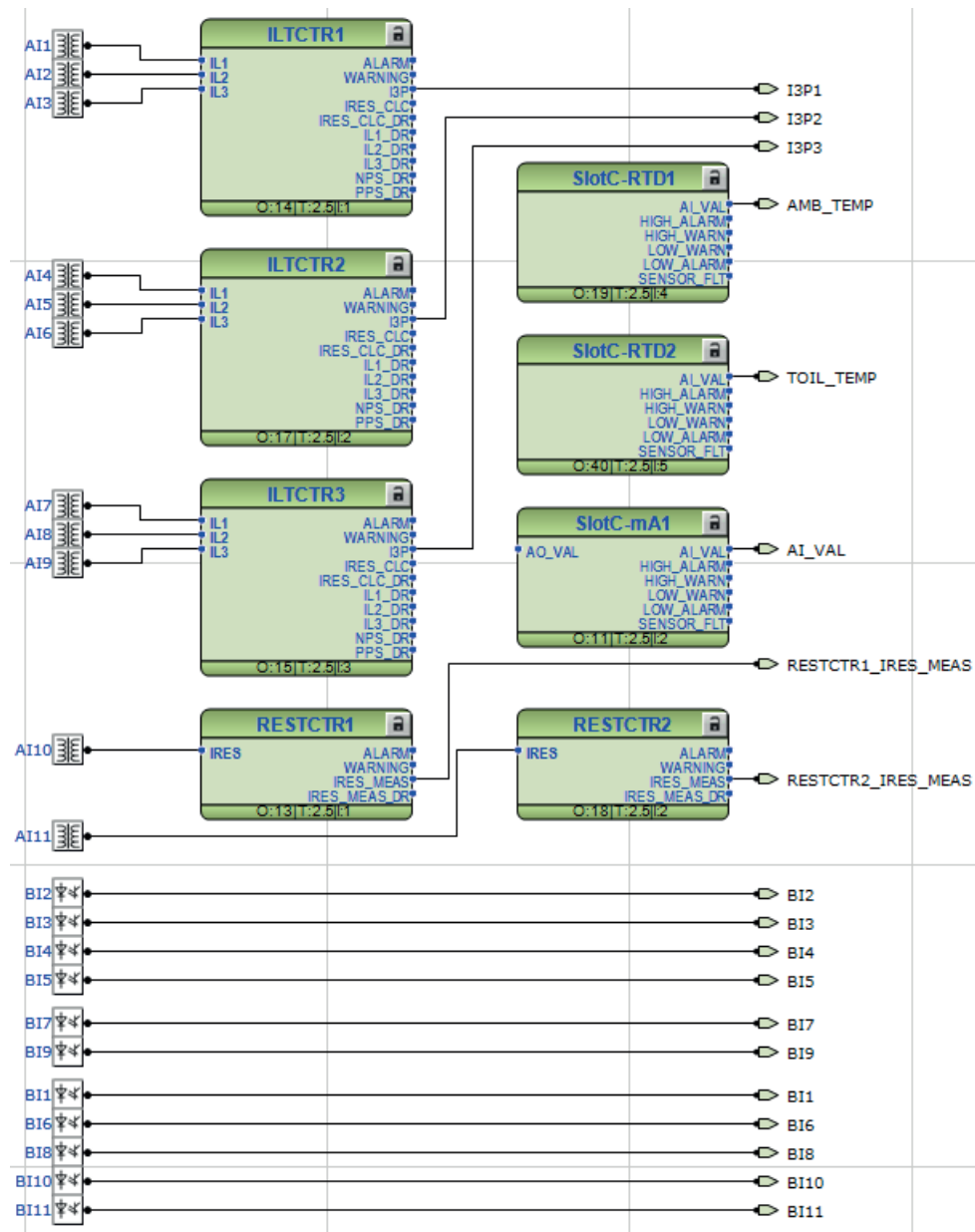


Abb. 15: Relaisgang- und Vorverarbeitungsanschlüsse

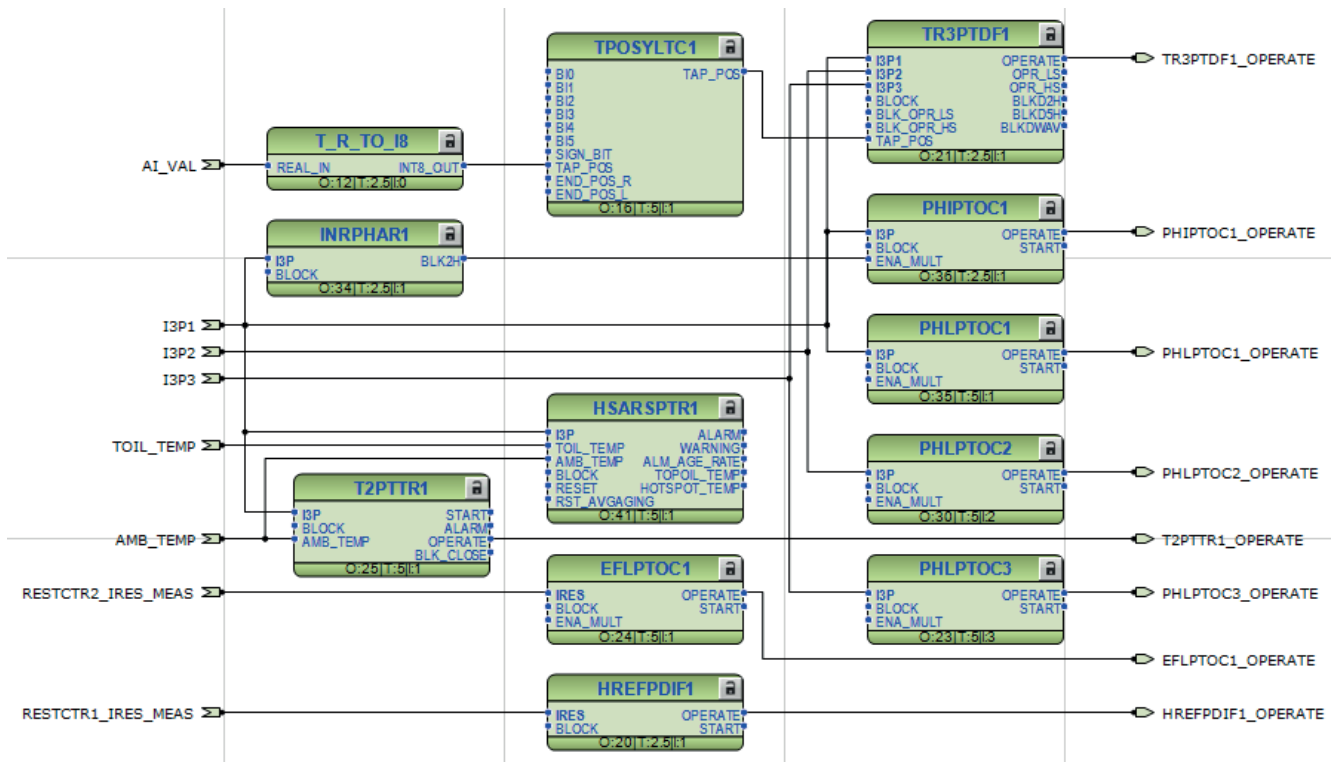


Abb. 16: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

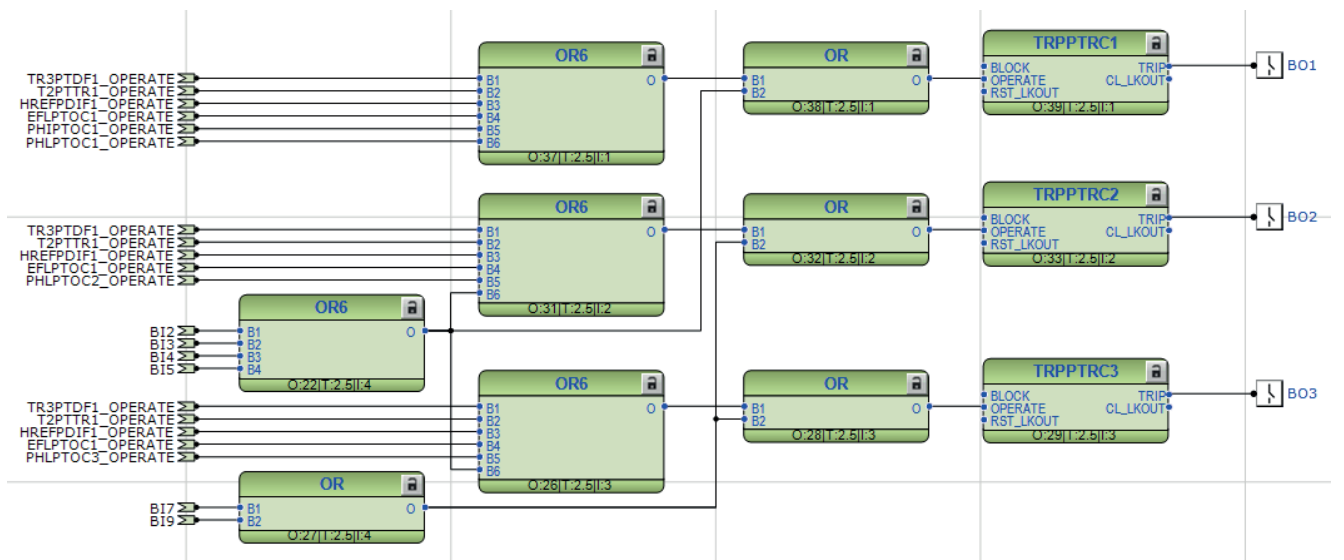


Abb. 17: Relais-Ausgangsanschlüsse

### 4.3.1.8

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1, ILTCTR2 und ILTCTR3 – Summenstromvorverarbeitung

ILTCTR1, ILTCTR2 und ILTCTR3 – sind die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktionen für Stromsignale. Die [Tabelle 32](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 32:** *Einstellungen für ILTCTR1, ILTCTR2 und ILTCTR3*

| Einstellung   | Empfohlene Werte |         |         | Beschreibung      |
|---------------|------------------|---------|---------|-------------------|
|               | ILTCTR1          | ILTCTR2 | ILTCTR3 |                   |
| Primärstrom   | 300              | 1000    | 1000    | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1                | 1       | 1       | Sekundärstromwert |

### RESTCTR1 und RESTCTR2 – Summenstromvorverarbeitung

RESTCTR1 und RESTCTR2 sind die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktionen für Stromsignale. Die [Tabelle 33](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 33:** *Einstellungen für RESTCTR1 und RESTCTR2*

| Einstellung   | Empfohlene Werte |          | Beschreibung      |
|---------------|------------------|----------|-------------------|
|               | RESTCTR1         | RESTCTR2 |                   |
| Primärstrom   | 300              | 300      | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1                | 1        | Sekundärstromwert |

### T\_R\_TO\_I8 – Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit der Funktion T\_R\_TO\_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

### TR3PTDF1 – Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Zwei- oder Drei-Wicklertransformatoren.

TR3PTDF1 ist eine Stationsschutzfunktion, die primär dem Schutz von Dreiwickler-Transformatoren dient, jedoch auch für den Schutz von Zweiwickler-Transformatoren (siehe Technisches Handbuch) oder Generator-Transformatorblöcken genutzt werden kann. Im Fall von Dreiwickler-Transformatoren können die drei Leitströme aller drei Wicklungen gemessen werden. Diese können zu einer Eingangsgruppe 1, 2 und 3 verbunden werden. Das grundlegende Betriebsprinzip ist der Vergleich der in den Transformator fließenden Ströme mit den aus dem Transformator abfließenden Strömen.

Die stabilisierte, das heißt die tief gesetzte Stufe wird festgelegt, um CT-Fehler, Relaisgenauigkeit, Leistungstransformator-Leerlaufverlust und leichte Übermagnetisierung zu berücksichtigen. Der Laststufenschalter wird mit der Funktion verbunden und die Funktion wird für die automatische Kompensation festgelegt. Die zweite Überschwingungshemmung wird für die Blockierung dieser

Stufe bei Leistungstransformatoreinschaltung verwendet. Die unverzögerte, das heißt hochgesetzte Stufe, wird über dem Leistungstransformatoreinschaltstrom festgelegt (grundlegende Komponente).

Die [Tabelle 34](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Die Einstellung *Zro A elimination* (Nullsys.strom Eliminierung) von TR3PTDF1 wird verwendet, um auszuwählen, ob die Nullstromkomponente an einer, an beiden oder an allen Seiten des Transformators entfernt werden soll. Weil die Wicklungen 2 und 3 im Beispiel im Dreieck geschaltet sind, gibt es an diesen Wicklungen keine separate Sternpunktterdung. Somit sollte die Nullstromkomponente nicht entfernt werden. Im Beispielfall wird die Nullstromkomponente an Wicklung 1 eliminiert.

**Tabelle 34:** *Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung               | Empfohlene Werte   | Beschreibung  |
|---------------------------|--------------------|---|
| Stromgruppe 3 Typ         | Wicklung 3         | Typ 3. Satz/Gruppe der Stromeingänge  |
| Stromwandleranschluss 1-2 | Typ 2              | Stromwandler-Verbindungstyp Auswahl zwischen Wicklung 1 und 2                                   |
| Stromwandleranschluss 1-3 | Typ 2              | STW-Verbindungstyp Auswahl zwischen Wicklungen 1 und 3  |
| CT ratio Cor Wnd 1        | 2,29 <sup>1)</sup> | Stromwandler-Verhältniskorrektur, Wicklung 1  |
| CT ratio Cor Wnd 2        | 1,73 <sup>1)</sup> | Stromwandler-Verhältniskorrektur, Wicklung 2  |
| CT ratio Cor Wnd 3        | 1,38 <sup>1)</sup> | Stromwandler-Verhältniskorrektur, Stromgruppe 3 - Wicklung 3 oder Hemmung für Wicklung 2 oder 1 |
| Zro A elimination         | Wicklung 1         | Eliminierung des Nullsystemstroms   |
| Phasenversatz Wickl. 1-2  | 30 Grad            | Einstellung für Phasenversatz zwischen Wicklung 1 und 2   |
| Phasenversatz Wickl. 1-3  | 30 Grad            | Einstellung für Phasenversatz zwischen Wicklung 1 und 3   |

1) In diesem Anwendungsfall ist der Bemessungsstrom Wicklung 1 =  $25\text{MVA}/\sqrt{3} \cdot 110\text{ kV} = 131\text{ A}$ , STW-Verhältniskorrektur  $300/131 = 2,29$ , Bemessungsstrom Wicklung 2 =  $25\text{MVA}/\sqrt{3} \cdot 25\text{ kV} = 577\text{ A}$ , STW-Verhältniskorrektur =  $1000/577 = 1,73$ , Bemessungsstrom Wicklung 3 =  $25\text{MVA}/\sqrt{3} \cdot 20\text{ kV} = 722\text{ A}$ , STW-Verhältniskorrektur =  $1,38$ .

### HREFPDIF1 – Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz

HREFPDIF1 wird vorrangig als Schutzeinheit für die Transformatorwicklungen verwendet. Die Funktion nutzt eine Differenzialquantität, d.h., die Summe der drei Leiterströme der im Stern geschalteten Wicklung und den Neutralleiterstrom der im Stern geschalteten Wicklung. Das Hochimpedanzprinzip benötigt externe Stabilisierung und typischerweise auch spannungsabhängige Widerstände. Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

Die [Tabelle 35](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 35:** *Einstellungen für HREFPDIF1*

| Einstellung | Empfohlene Werte  | Beschreibung                 |
|-------------|-------------------|------------------------------|
| Auslösewert | 5 % <sup>1)</sup> | Differentialstrom-Anregewert |

- 1) Theoretischer Erregungsstrom CT  $I_e = 0,025$  A (dieser Wert sollte dem Datenblatt des Herstellers entnommen werden). Im Beispiel beläuft sich die Anzahl der Stromwandler pro Leiter auf vier (4), daher kann der Auslösewert als  $4 \cdot 0,5 \cdot 0,025 = 5$  % gesetzt werden.

### EFLPTOC1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz, niedrige Stufe (I>)

EFLPTOC1 wird als ungerichteter Erdfehlerrichtungsschutz verwendet und misst den Neutralleiterstrom aus der Sternpunkt geerdeten Wicklung des Transformators (im vorliegenden Beispielfall die HS-Wicklung). Wenn der Neutralleiterstrom den Sollwert überschreitet, wird der „Operate“-Ausgang basierend auf einer Auslösezeitkennlinie aktiviert, d.h. eine unabhängige Zeit (DT) oder eine inverse unabhängige Mindestzeit (IDMT).

Die [Tabelle 36](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 36:** *Funktionseinstellungen für EFLPTOC1*

| Einstellung             | Empfohlene Werte               | Beschreibung            |
|-------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| Startwert               | $0,5 \times I_n$ <sup>1)</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 5000 ms <sup>2)</sup>          | Auslöseverzögerungszeit |

- 1) Ein typischer Wert liegt zwischen 50...100 % des CT-Bemessungsstroms.  
2) Längere Auslösezeiten werden gewählt, weil es sich um eine Standby-Funktion für den Erdschlussschutz im Netz handelt.

### PHIPTOC1, PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 – Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz

Der Transformator-Überstromschutz soll bei fehlendem Differenzialschutz als Hauptschutz fungieren, kann jedoch auch als Reserveschutz für den Differenzialschutz bei Fehlern innerhalb der Schutzzone genutzt werden. Das heißt, bei Fehlern in der Zuleitung oder im Abgang im Bereich der Transformatorklemmen und der Tankabdeckung.

Der ungerichtete Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz, Momentanstufe PHIPTOC1, ist eine nicht gerichtete Überstrom- und Kurzschluss-Schutzfunktion. Diese Funktion startet, wenn der Strom den Grenzwert überschreitet. Die Betriebszeitcharakteristik ist die unabhängige Zeit (DT). Für die Überstromschutzfunktion der tiefen Stufe PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 können die Betriebszeitcharakteristika unabhängige Zeit (DT) oder umgekehrte unabhängige Mindestzeit (IDMT). gewählt werden.

PHIPTOC1, PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 messen die Leiterströme des Transformators. Im vorliegenden Beispiel sind PHIPTOC1 und PHLPTOC1

mit Wicklung 1 des Transformators verbunden. PHIPTOC2 ist mit Wicklung 2 des Transformators verbunden, wobei die Koordinierung für einen schnellen und verlässlichen Schutz ausgelegt ist. Wicklung 3 des Transformators wird im Beispielfall mit PHLPTOC3 geschützt.

Der Betriebsart von PHLPTOC1 ist „DT“. Der *Startwert* wird typischerweise mit dem 1,2-fachen des maximalen Durchgangsfehlerstroms festgelegt. Der *Startwert* von PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 wird typischerweise mit dem 2-fachen des maximalen Laststroms festgelegt. Die Betriebsart wird als „IDMT“ festgelegt. Die Betriebsart von PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3 kann mit den nachgeschalteten Relais koordiniert werden. Zwischen PHLPTOC1 und PHLPTOC2 kann eine Zeitkoordinierung von 150 ms festgelegt werden. Dieselbe Zeitdifferenz kann zwischen PHLPTOC1 und PHLPTOC3 festgelegt werden.

[Tabelle 37](#) und [Tabelle 38](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 37:** *Einstellungen für PHIPTOC1*

| Einstellung             | Empfohlene Werte     | Beschreibung            |
|-------------------------|----------------------|-------------------------|
| Startwert               | $7 \times I_n^{(1)}$ | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 20 ms                | Auslöseverzögerungszeit |

- 1) Theoretisch ist die 110-kV-Seite mit 20-kA-Kurzschlussstrom ausgelegt, das heißt, 3811 MVA Kurzschlussleistung. In Beispielfall können wir von einer Transformatorimpedanz von 8 % ausgehen. Wicklung 2 oder 3 Kurzschluss MVA =  $25/0,08 = 312$  MVA. Systemkurzschluss MVA =  $3811 \cdot 312 / (3811 + 312) = 288$  MVA. Maximaler Durchgangsfehlerstrom =  $1,1 \cdot (288 + 25) \text{MVA} / (\sqrt{3} \cdot 110 \text{ kV}) = 1807$  A. Mit einem CT-Verhältnis von 300:1 sollte die *Startwert*-Einstellung dann  $1,2 \cdot 1807/300 \approx 7$  sein.

**Tabelle 38:** *Einstellungen für PHLPTOC1, PHLPTOC2 und PHLPTOC3*

| Einstellung      | Empfohlene Werte       |                        |                        | Beschreibung     |
|------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------|
|                  | PHLPTOC1               | PHLPTOC2               | PHLPTOC3               |                  |
| Startwert        | $0,9 \times I_n^{(1)}$ | $1,2 \times I_n^{(1)}$ | $1,5 \times I_n^{(1)}$ | Startwert        |
| Min. Auslösezeit | 600 ms <sup>2)</sup>   | 450 ms <sup>2)</sup>   | 450 ms <sup>2)</sup>   | Min. Auslösezeit |

- 1) Im Beispielfall: Wicklung 1 Bemessungsstrom  $25 \text{MVA} / \sqrt{3} \cdot 110 \text{ kV} = 13$  A. Mit einem Wandlerverhältnis von 300:1 sollte die *Startwert*-Einstellung  $2 \cdot 13/300 \approx 0,9$  sein. Für Wicklung 2, Bemessungsstrom =  $25 \text{MVA} / \sqrt{3} \cdot 25 \text{ kV} = 577$  A. Mit einem Wandlerverhältnis von 1000:1 sollte die *Startwert*-Einstellung dann  $2 \cdot 577/1000 \approx 1,2$  sein. Für Wicklung 3, Bemessungsstrom  $25 \text{MVA} / \sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV} = 722$  A. Mit einem Wandlerverhältnis von 1000:1 sollte die *Startwert*-Einstellung dann  $2 \cdot 722/1000 \approx 1,5$  sein.
- 2) PHLPTOC2 und PHLPTOC3 sind Reserve für den Einspeiserschutz und müssen somit mit der Einstellung des Einspeiserrelais koordiniert werden. Mit einer theoretischen Einspeisereinstellung 0,3 s unabhängige Zeit, können PHLPTOC2 und PHLPTOC3 als  $0,3 + 0,15 = 0,45$  s festgelegt werden. Dann wird PHLPTOC1 mit  $0,45 + 0,15 = 0,6$  s eingestellt.

## T2PTTR1 – Dreiphasiger thermischer Überlastschutz für Leistungstransformatoren, zwei Zeitkonstanten

Der dreiphasige thermische Schutz T2PTTR1 schützt den Transformator vor kurzfristigen Überlasten. Das Alarmsignal von T2PTTR1 ist eine Frühwarnung, so dass Betreiber entsprechend handeln können, bevor der Transformator auslöst.

Wenn der Temperaturanstieg anhält, wird der OPERATE-Ausgang abhängig vom thermischen Modell des Transformators aktiviert. Nach der Abschaltung kann der Transformator nach Ablauf der Abkühlzeit wieder angefahren werden.

T2PTTR1 nutzt Drei-Phasen-Strommessungen und die Umgebungstemperaturwerte (üblicherweise ggf. als RTD-Eingang).

Die [Tabelle 39](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 39:** *Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung       | Empfohlene Werte                    | Beschreibung                              |
|-------------------|-------------------------------------|---|
| Kurzzeitkonstante | 306 s <sup>1)</sup>                 | Kurzzeitkonstante in Sekunden             |
| Langzeitkonstante | 4920 s <sup>1)</sup>                | Langzeitkonstante in Sekunden             |
| Spannungsreferenz | 0,44 x I <sub>n</sub> <sup>2)</sup> | Laststrom, der zu Temperaturanstieg führt |

- 1) Im Datenblatt des Herstellers verfügbar. Wenn der Hersteller eine einzelne Zeitkonstante angibt, ziehen Sie bitte das Technische Handbuch hinzu, um die entsprechenden Kurz- und Langzeitkonstanten zu ermitteln.
- 2)  $Stromreferenz = 131 A/300 = 0,44 \cdot I_n$

### HSARSPTR1 – Hot-Spot- und Isolationsalterungsüberwachung für Transformatoren

HSARSPTR1 überwacht die Hot-Spot-Temperatur der Transformatorwicklung und die Alterungsrate der Isolierung infolge thermischer Belastung. HSARSPTR1 berechnet die Hot-Spot-Temperatur und den Verlustfaktor des Transformators für eine Wicklung des Transformators. Für die Berechnung werden der Dreiphasenwechselstrom und die RTD-Eingänge für die obere Öl- und die Umgebungstemperatur herangezogen. Die [Tabelle 40](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 40:** *Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung                                     | Empfohlene Werte   | Beschreibung  |
|---|--------------------|---|
| Transformatorleistung                           | 25 MVA             | Bemessung des Transformators                          |
| STW-Verhältniskorrektur                         | 2,29 <sup>1)</sup> | Stromwandler-Verhältniskorrekturfaktor                |
| Ölexponent                                      | 0,8 <sup>2)</sup>  | Benutzerdefinierter Wert für den Ölexponent           |
| Wicklungsexponent                               | 1,3 <sup>2)</sup>  | Benutzerdefinierter Wert für Wicklungsexponent        |
| Konstante K11                                   | 0,5 <sup>2)</sup>  | Benutzerdefinierter Wert der Wärmemodellkonstante K11 |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |                    |   |

| Einstellung            | Empfohlene Werte      | Beschreibung  |
|------------------------|-----------------------|---|
| Konstante K21          | 2,00 <sup>2)</sup>    | Benutzerdefinierter Wert der Wärmemodellkonstante K21 |
| Ölzeitkonstante        | 12600 s <sup>2)</sup> | Ölzeitkonstante in Sekunden                           |
| Wicklungszeitkonstante | 600 s <sup>2)</sup>   | Wicklungszeitkonstante in Sekunden                    |

- 1) Im Beispielfall: Wicklung 1 Bemessungsstrom  $25\text{MVA}/\sqrt{3} \cdot 110\text{ kV} = 131\text{ A}$ , d.h. CT-Verhältniskorrektur gleich  $300/131 = 2,29$ .
- 2) Die Transformatoreinstellungen werden basierend auf den Einstellungen *Parm select method* (Parm Auswahlmethode), *Cooling mode* (Kühlmodus), *Transformer type* (Transformortyp) und *Transformer rating* (Transformatorleistung) ausgewählt. Im Beispielfall wird die Einstellung *Parm Auswahlmethode* auf "IEC" gesetzt. Das heißt, die Transformatoreinstellwerte werden für „Mittelgroßer Transformator“ mit „ONAN“-Kühlmodus gemäß den IEC 60076-7-Richtlinien gewählt (siehe Technisches Handbuch).

### TPOSYLTC1 – Messung der Stufenschalterstellung

Die Anzeige der Stufenschalterstellung-Funktion TPOSYLTC1 wird für die Kontrolle der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit der Funktion T\_R\_TO\_I8 möglich, vor der Verbindung mit dem TAP\_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle TPOSYLTC1-Einstellungen werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

### INRPHAR1 – Einschaltstromerkennung

Die Funktion Einschaltstromerkennung INRPHAR1 wird für die Koordinierung der Transformatorzuschaltungen in Verteilungsnetzen verwendet. Alle Einstellungen von INRPHAR1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

### TRPPTRC1, TRPPTRC2 und TRPPTRC3 - Hauptauslösung

Die Hauptauslösung TRPPTRC1, TRPPTRC2 und TRPPTRC3 wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen der Funktionsblöcke TRPPTRC1, TRPPTRC2 und TRPPTRC3 werden als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten.



## Abschnitt 5 Transformatorspannungsregelung

### 5.1 Einführung in die Anwendung

Angesichts der Lastabweichungen in einem Stromversorgungsnetz variiert auch die Anlagenspannung beträchtlich. Damit die konstante Spannung im Netz beibehalten werden kann, werden spannungsregelnde Leistungstransformatoren verwendet. Diese Leistungstransformatoren sind mit Laststufenschaltern ausgestattet, die das Verhältnis eines Transformators durch Änderung der Umdrehungen in der primären und sekundären Wicklung verändern.

Für die lastseitige Spannungssteuerung des Leistungstransformators wird die Spannungsregler- oder OL5ATCC-Funktion verwendet. Basierend auf den Spannungs- und Strommessungen legt die Funktion fest, ob die Spannung angehoben oder verringert werden muss. Die Spannung wird mithilfe von „Höher“- oder „Tiefer“-Befehlen geregelt, die an den Stufenschalter gesendet werden. Solange die Spannung innerhalb der Bandbreiteneinstellung ist findet keine Regelung statt. Sobald die gemessene Spannung von der Bandbreite abweicht setzt das Regelverhalten ein.

Unter bestimmten Umständen muss der automatische Spannungsregler mit zusätzlichen Funktionen verbessert werden, beispielsweise Spannungsabfall auf der Leitung (Line Drop Compensation, LDC) und Reduzierte Spannungseinstellung (Reduce Set Voltage, RSV). Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

OL5ATCC kann in den Betriebsarten Manuell, Auto einzeln und Auto Parallel ausgeführt werden. Darüber hinaus stehen verschiedene passende Parallelbetriebsarten für jene Anwendungen zur Verfügung, bei welchen zwei oder mehr Leistungstransformatoren gleichzeitig mit der gleichen Sammelschiene verbunden sind. Der Parallelbetrieb von OL5ATCC basiert auf drei Prinzipien:

- Master/Follower-Prinzip (M/F)
- Prinzip der Reaktanzumkehr (NRP)
- Kreisstromprinzip (MCC)

OL5ATCC hat zwei Einstellungen, *Betriebsart* und *Parallelmodus* für die Auswahl der aktiven Betriebsart. Die Einstellung *Betriebsart* kann jeden der folgenden Werte haben: "Manuell", "Auto einzeln", "Parallel manuell", "Auto parallel", "Eingangssteuerung" und "Befehl". Weitere Informationen zu den Betriebsarten finden Sie im Technischen Handbuch. [Tabelle 41](#) enthält die typischen Anwendungen von OL5ATCC.

Die Einstellung *Parallelmodus* kann jeden der folgenden Werte haben: "Master", "Follower", "NRP", "MCC", "Eingangssteuerung" oder "Befehl". Wenn für die Einstellung *Parallelmodus* als "Eingangssteuerung" festgelegt ist ermittelt der Eingang `MSTR_TRIGG` die aktive Betriebsart. Wenn für die Einstellung *Parallelmodus* der "Command" (Befehl) festgelegt ist, wird die aktive Betriebsart gemäß dem IEC 61850-Befehlsdatenpunkt `MstrOp` festgelegt.

**Tabelle 41:** *Typische Anwendungen und verwendete Betriebsarten*

| Anwendung  | OL5ATCC-Modus      |
|--|--------------------|
| Manuelle Steuerung der Stufenstellung für Einzeltransformatoren  | Manuell            |
| Manuelle Steuerung der Stufenstellung für parallel geschaltete Transformatoren   | Parallel manuell   |
| Automatische Steuerung des Transformatorschalters in Einzeltransformatoranwendung  | Auto einzeln       |
| Paralleltransformatoren mit identischen Leistungen und Stufenspannungen; die Kommunikation zwischen den Reglern ist verfügbar  | Auto Parallel, M/F |
| Paralleltransformatoren mit unterschiedlichen Leistungen und Stufenspannungen; die Kommunikation zwischen den Reglern ist verfügbar  | Auto Parallel, NRP |
| Paralleltransformatoren mit unterschiedlichen Leistungen und Stufenspannungen in Schaltanlagen mit variierenden Blindlasten; die Kommunikation zwischen den Reglern ist verfügbar und ermöglicht die genauere Berechnung von Kreisströmen. | Auto Parallel, MCC |

## 5.2 Beispielfall 1- Einzeltransformatorsteuerung

### 5.2.1 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung von OL5ATCC zu erläutern, wird hier ein einzelnes Beispiel der Transformatorregelung dargestellt. Die [Abbildung 18](#) zeigt das Einstrich-Netzschema für einen Beispielfall für einen Einzeltransformatoranwendung mit den Messanforderungen. An der HS-Wicklung ist ein Laststufenschalter vorhanden.

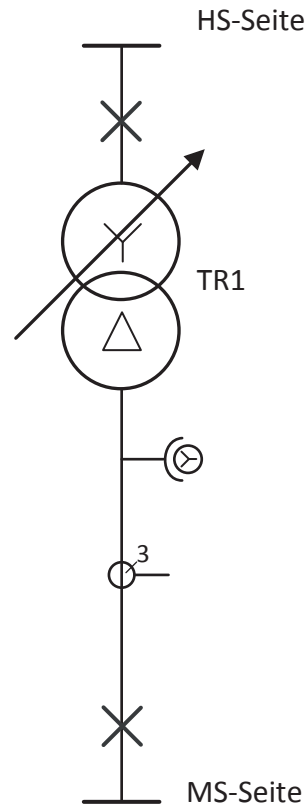


Abb. 18: Einzeltransformatoranwendung (Beispielfall 1)

Die Strom- und Spannungsinformationen ab der MS-Seite (geregelter Seite) werden für die OL5ATCC-Anwendung benötigt. Die Schalterposition wird ebenfalls benötigt. Beispielfall 1 wird verwendet, um die manuelle und automatische Regelung sowie LDC und RSV darzustellen.

## 5.2.2 Transformator TR1 Spannungsregelrelais

### 5.2.2.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 19](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), die Binäreingänge (BI), Milli-Amplitudeneingänge (mA) und die Binärausgänge (BO) für Beispielfall 1.

Die Abbildung zeigt ebenfalls die CT-Anschlüsse für die Leiterstrommessungen in allen Leitern. Die Ströme aus dem Leistungstransformator werden für verschiedene Zwecke verwendet.

- Der höchste Leiterstromwert wird für die Überstromsperrung verwendet. Dafür wird zumindest ein Leiterstrom benötigt, vorzugsweise jedoch drei Leiterströme. Für diesen Fall können die Messungen primär - oder

- 
- sekundärseitig durchgeführt werden, im abgebildeten Beispielfall werden die Messungen jedoch an der Sekundärseite durchgeführt.
- Spannungsabfall auf der Leitung (Mittelwert der verbundenen Eingänge): alle drei Leiter werden benötigt, Messwerte der geregelten Seite sollten verwendet werden.
  - Berechnung von Kreisstrom in aktiven Betriebsarten: Prinzip der Reaktanzumkehr (NRP) und Minimierung von Kreisstrom (MCC). Strommessungen der geregelten Seite werden benötigt.

Die Abbildung zeigt ebenfalls die VT-Anschlüsse für die MS-Spannungsmessung. Für die OL5ATCC-Anwendung muss mindestens eine Leiter-Leiter-Spannung mit dem Relais verbunden sein. Wenn Leiter-Erde-Spannungen verwendet werden, müssen mindestens zwei Leiter-Erde-Spannungen mit dem Relais verbunden werden. Für OL5ATCC1 wird die Spannungsmessung über den Prozessbus unterstützt. Ebenso wie bei physischen Spannungseingängen am Relais ist es wichtig, dass zumindest UL1 und UL2 verfügbar sind.

Die Stellung des Stufenschalters kann auf als Widerstandsnetz, mA-Signal, binär codiertes Signal oder über GOOSE auf OL5ATCC geführt werden. Wenn die Stufenschalterstellung über GOOSE empfangen wird, wird die Stellungsinformation über ein anderes Relais oder über das RIO600 RTD4-Modul gemessen. Der Absender muss die Skalierung der Stufenschalterstellung durchführen. Weiterführende Informationen zur Implementierung dieser Schnittstellen, siehe die TPOSYLTC im Technisches Handbuch. Im abgebildeten Beispielfall 1 ist die Schalterstellung als ein mA-Eingang verfügbar.

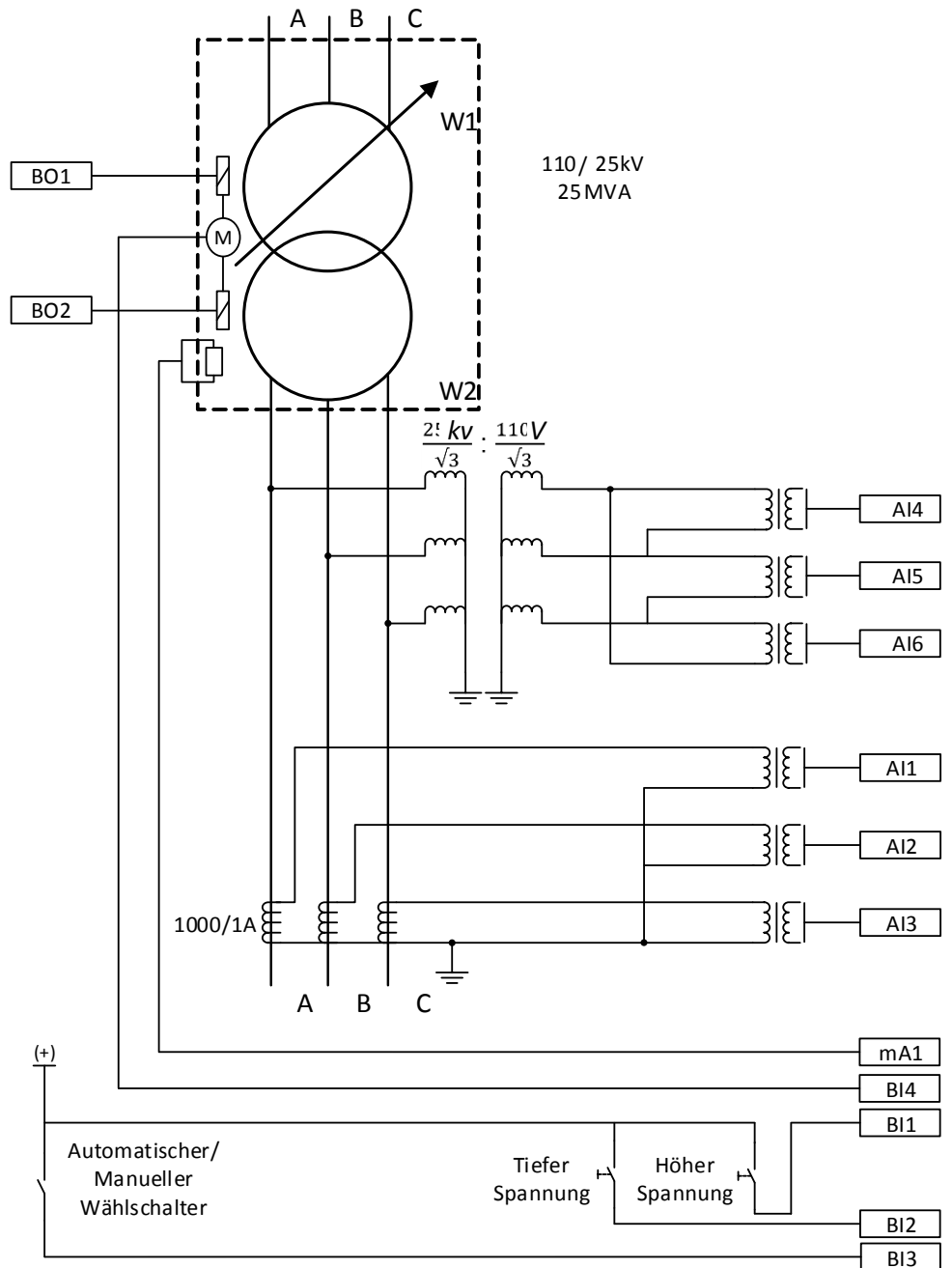


Abb. 19: Relais 1-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR1 in Beispielfall 1

## Analoge Eingangssignale

**Tabelle 42:** *Physische Analog-Eingangssignale für die Implementierung von Beispielfall 1*

| Analogeingang | Beschreibung                      |
|---------------|-----------------------------------|
| AI1           | Transformatorwicklung 2, Strom A  |
| AI2           | Transformatorwicklung 2, Strom B  |
| AI3           | Transformatorwicklung 2, Strom C  |
| AI4           | Transformatorwicklung 2, Strom AB |
| AI5           | Transformatorwicklung 2, Strom BC |
| AI6           | Transformatorwicklung 2, Strom CA |

## mA-Eingangssignale

**Tabelle 43:** *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Beispielfall 1*

| mA-Eingang | Beschreibung                           |
|------------|--|
| mA1        | Schaltstellung des Laststufenschalters |

## Binäre Eingangssignale

**Tabelle 44:** *Binäre Eingangssignale für die Implementierung Beispielfall 1*

| Binäreingang                   | Beschreibung   |
|--------------------------------|--|
| BI1                            | Raise-Signaleingang Im manuellen Modus wird die Stufe angehoben, wenn der Eingang auf TRUE gesetzt ist.                          |
| BI2                            | Lower-Signaleingang Im manuellen Modus wird die Stufe abgesenkt, wenn der Eingang auf TRUE gesetzt ist.                          |
| BI3 <sup>1)</sup> gesetzt ist. | Auto-Eingangssignal. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus. |
| BI4                            | Trafostufenstellereingang (TCO) TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.                 |

1) Nur benötigt, wenn *Betriebsart* als "Eingangssteuerung"

## Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 45:** *Binäre Ausgangssignale für die Implementierung Beispielfall 1*

| Binärausgang | Beschreibung                                     |
|--------------|--|
| BO1          | Höher-Befehl für den Stufenschalter (RAI-SE_OWN) |
| BO2          | Tiefer-Befehl für den Stufenschalter (LOWER_OWN) |

## Empfohlene Alarme

**Tabelle 46:** Alarmliste für die Implementierung von Beispielfall 1

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung  |
|-------------------|-------------|---|
| OL5ATCC1          | ALARM       | Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler |
| OL5ATCC1          | AUTO        | Betriebsart als Automatikmodus festgelegt               |
| OL5ATCC1          | RAISE_OWN   | Stufenschalter Höher-Befehl                             |
| OL5ATCC1          | LOWER_OWN   | Stufenschalter Tiefer-Befehl                            |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_LOD  | Anzeige einer Überstromblockierung                      |
| OL5ATCC1          | BLKD_V_UN   | Anzeige einer Unterspannungsblockierung                 |
| OL5ATCC1          | RNBK_V_OV   | Anzeige Spannungserhöhung Rücklauf                      |
| OL5ATCC1          | BLKD_LTCBLK | Anzeige einer externen Blockierung                      |

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 47:** In der Relaiskonfiguration von Beispielfall 1 verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock  | Beschreibung   |
|-----------------|--|
| UTVTR1, ILTCTR1 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock   |
| T_R_TO_I8       | 8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet.   |
| TPOSYLTC1       | Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.  |
| SPCGAPC1        | Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von RAISE_LOCAL, LOWER_LOCAL und AUTO verwendet. |
| OL5ATCC1        | Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.  |

**Tabelle 48:** Physikalische Analogkanäle der Funktionen in Beispielfall 1

| Funktionsblock | Sekundärströme AI1, AI2, AI3 | MS-Busspannungen AI4, AI5, AI6 | Stufenstellung, mA1 |
|----------------|------------------------------|--------------------------------|---------------------|
| OL5ATCC1       | x                            | x                              |                     |
| TPOSYLTC1      |                              |                                | x                   |

Abbildung 20, Abbildung 21 und Abbildung 22 zeigen die ACT-Konfiguration für Beispielfall 1.

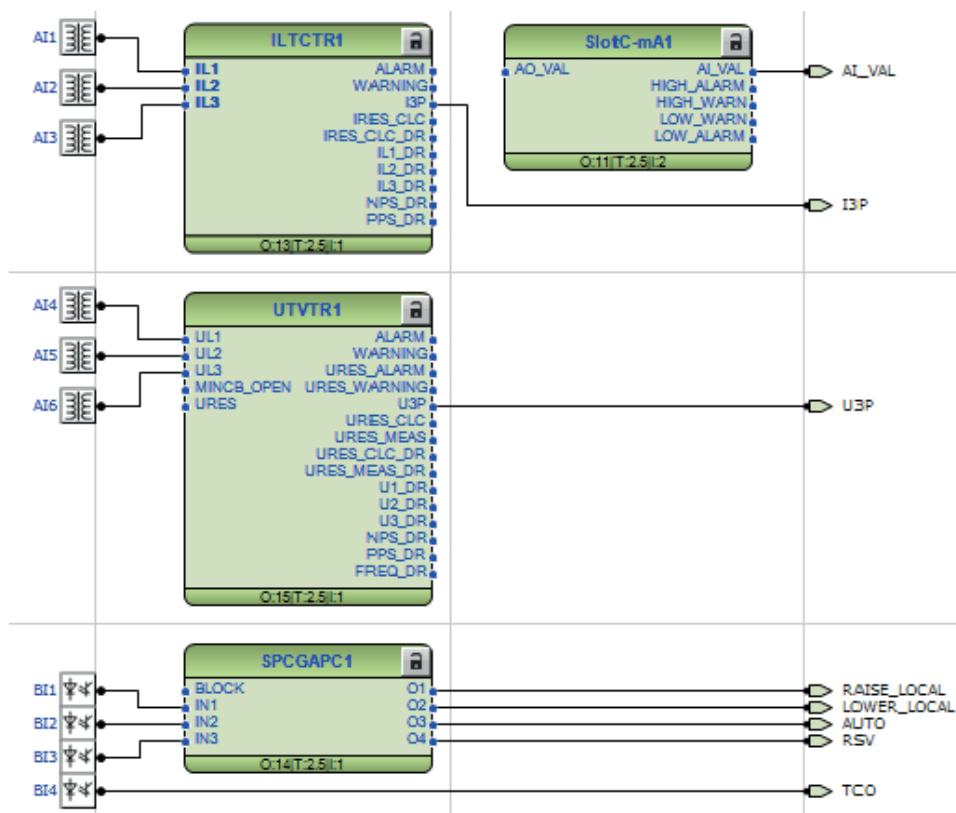


Abb. 20: ACT-Konfiguration für Beispielfall 1 - Eingangsbereich

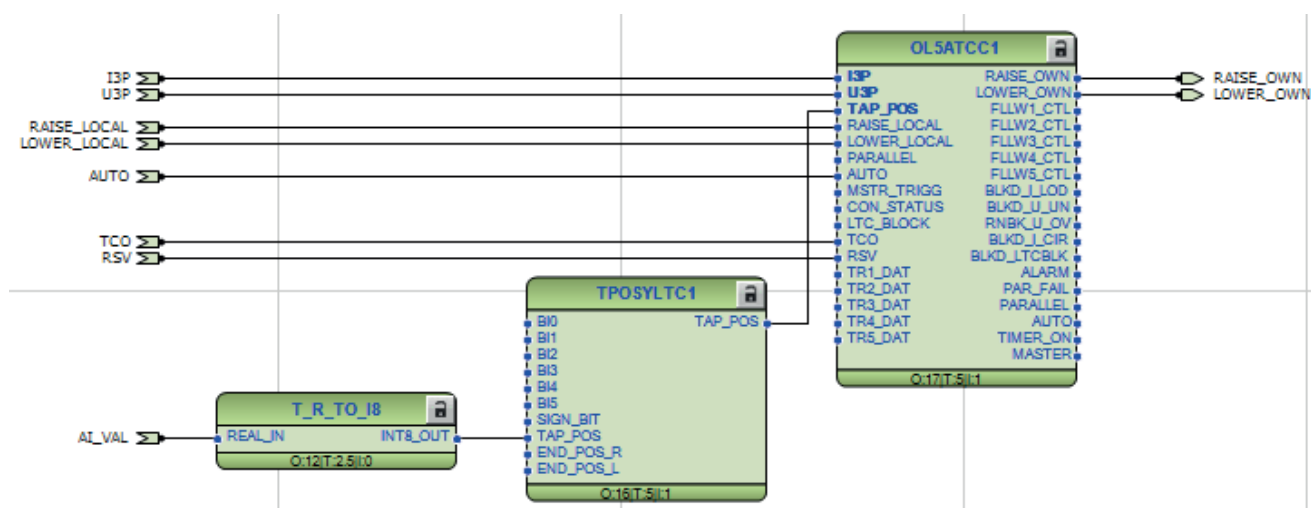


Abb. 21: ACT-Konfiguration für Beispielfall 1 - Anwendungsbereich



Abb. 22: ACT-Konfiguration für Beispielfall 1 - Ausgangsbereich

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 49](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 49: ILTCTR1-Einstellwerte für den Transformator im Beispielfall 1

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung        |
|---------------|------------------|---------------------|
| Primärstrom   | 1000             | CT Primärnennwert   |
| Sekundärstrom | 1                | LS-Sekundärnennwert |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 50](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 50: UTVTR1-Einstellwerte für Beispielfall 1

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung                  |
|------------------|------------------|-------------------------------|
| Primärspannung   | 25 kV            | VT Primärnennwert             |
| Sekundärspannung | 110 V            | Stromwandler-Sekundärnennwert |

### T\_R\_TO\_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T\_R\_TO\_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

### TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit der T\_R\_TO\_I8-Funktion möglich und mit Anschluss an den TAP\_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

### SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Steuerung von RAISE\_LOCAL, LOWER\_LOCAL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 51](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 51:** SPCGAPC1-Einstellwerte für Beispielfall 1

| Einstellung  | Empfohlene Werte | Beschreibung                                   |
|--------------|------------------|--|
| Betriebsart  | Gepulst          | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1 |
| Beschreibung | Lokal höher      | Beschreibung für Ausgang 1                     |
| Betriebsart  | Gepulst          | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2 |
| Beschreibung | Lokal tiefer     | Beschreibung für Ausgang 2                     |
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 3 |
| Beschreibung | Auto             | Beschreibung für Ausgang 3                     |

### OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler

Der Spannungsregler OL5ATCC1 (Laststufenschalterregler) wird für die Steuerung von Leistungstransformatoren mit Laststufenschalter in Verteilerschaltanlagen verwendet. OL5ATCC1 ermöglicht die manuelle oder automatische Spannungsregelung über Höher- oder Tiefersignale zum Stufenschalter.

OL5ATCC1 kann für die Spannungsregelung von Einzeltransformatoren im manuellen oder im Automatikbetrieb verwendet werden. Spannungsabfälle können kompensiert und Spannungseinstellungen können reduziert werden.

### Manuelle Spannungsregelung

Diese Betriebsart wird verwendet, um den Spannungspegel an der MS-Seite des Transformators mithilfe von manuellen Befehlen zu erhöhen oder abzusenken. Die Binäreingangsbefehle RAISE\_LOCAL (BI1) oder LOWER\_LOCAL (BI2) aktivieren die entsprechenden Ausgänge RAISE\_OWN (BO1) und LOWER\_OWN (BO2), um die Spannung des eigenen Transformators zu regeln. Das Relais sollte im Modus "Lokal" sein. Dies kann anhand der überwachten Daten des LR-Zustands verifiziert werden. Die Parameter für den „manuellen“ Betrieb in „Lokal“ (Eingang oder HMI)“ und „Remote“ sind in [Tabelle 52](#) angegeben.

**Tabelle 52:** OL5ATCC1-Einstellwerte für „Manuelle Spannungsregelung“ im Beispielfall 1

| Einstellung | Empfohlener Wert | Beschreibung |
|-------------|------------------|--------------|
| Betriebsart | Manuell          | Betriebsart  |

Im Remote-Modus des Relais kann die manuelle Spannungsregelung auch über Remote-Befehle ausgeführt werden. Das Relais ist im Remote-Modus, wenn die

überwachten Daten des LR-Zustands „Remote“ sind. Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

Die manuelle Spannungsregelung ist möglich, wenn die *Betriebsart* auf "Eingangssteuerung" gesetzt ist. Der Eingang AUTO (BI3) muss in diesem Fall „FALSE“ sein.

### Automatische Spannungsregelung

Im automatischen Spannungsregelungsmodus wird die Spannung schrittweise automatisch basierend auf der Einstellung *Band center voltage*. (Bandmittenspannung) verändert. Die Steuerspannung wird mit dieser Einstellung durch Addieren oder Subtrahieren verschiedener Kompensationsfaktoren berechnet.

**Tabelle 53:** OL5ATCC1-Einstellwert für „*Betriebsart*“ und „*Bandmittenspannung*“ im Beispielfall 1

| Einstellung        | Empfohlene Werte | Berechnung Einstellwert  |
|--------------------|------------------|--|
| Betriebsart        | Auto einzeln     | Betriebsart  |
| Bandmittenspannung | 1,0 xUn          | Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV. |

Für die berechnete Regelspannung ist ein Toleranzband mit einer Einstellung *Band width voltage* (Bandbreite Spannung) erlaubt, weil die Stufenschaltung in Schritten ausgeführt wird. Eine empfohlene Einstellung für *Band width voltage* (Bandbreite Spannung) ist zumindest das Zweifache der Schrittspannung des Stufenschalters.

**Tabelle 54:** OL5ATCC1-Einstellwert für „*Band width voltage*“ für Beispielfall 1

| Einstellung                              | Empfohlene Werte | Berechnung Einstellwert  |
|--|------------------|--|
| Band width voltage (Bandbreite Spannung) | 3%               | In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/25 kV}) \cdot 100$ . |

Die Hälfte der *Band width voltage* (Bandbreite Spannung) ist die zulässige Abweichung von der Regelspannung. Sobald die Spannung nach unten oder oben vom Band abweicht, wird OL5ATCC1 aktiviert und gibt die Befehle RAISE\_OWN (BO1) oder LOWER\_OWN (BO2) aus, um die Spannung wieder in dieses Band zu bringen.

Die Einstellung *Laststromgrenze* wird verwendet, um den Betrieb des Stufenschalters in einer Überstromsituation zu verhindern, wenn der Strom nicht hoch genug ist, um das Schutzrelais der Schaltanlage zu aktivieren.

**Tabelle 55:** OL5ATCC1-Einstellwert für „Laststromgrenze“ für Beispielfall 1

| Einstellung     | Empfohlene Werte | Berechnung Einstellwert  |
|-----------------|------------------|--|
| Laststromgrenze | 2,0 xIn          | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet 2000/CT Primärnennwert = 2000/1000. |

Die Einstellung *Block lower voltage* (Niedrigere Spannung blockieren) erlaubt das Sperren der Spannungsbefehle „Höher“ (Raise) und „Tiefer“ (Lower), wenn die gemessene Spannung zu niedrig ist, um mit dem Stufenschalter korrigiert zu werden, beispielsweise, bei einer durchgebrannten Spannungswandler-Sekundärsicherung.

**Tabelle 56:** OL5ATCC1-Einstellwert für „Niedrigere Spannung blockieren“ für Beispielfall 1

| Einstellung                    | Empfohlene Werte | Berechnung Einstellwert  |
|--------------------------------|------------------|--|
| Niedrigere Spannung blockieren | 0,7 xUn          | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV. |

In der automatischen Betriebsart löst Überspannung die schnelle Absenkungsfunktion aus, die mit dem Einstellparameter *Runback raise V* (Rücklauf Spannung erhöhen) angepasst werden kann. Hier muss immer ein höherer Wert als die Regelspannung gesetzt werden plus der Hälfte der *Band width voltage* (Bandbreite Spannung). Hier ist die Regelspannung *Bandmittenspannung* + Kompensationsfaktoren.

**Tabelle 57:** OL5ATCC1-Einstellwert für „Rücklauf Spannung erhöhen“ für Beispielfall 1

| Einstellung               | Empfohlene Werte | Berechnung Einstellwert   |
|---------------------------|------------------|---|
| Rücklauf Spannung erhöhen | 1,12 xUn         | Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$ . |

Weitere wichtige Einstellungen für die Automatikbetriebsart werden nachstehend aufgeführt:

**Tabelle 58:** Andere OL5ATCC1-Einstellwerte für Beispielfall 1

| Einstellung             | Empfohlene Werte | Berechnung Einstellwert  |
|-------------------------|------------------|--|
| Lower block tap         | 0                | Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.          |
| Raise block tap         | 17               | Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17. |
| Steuerungsverzögerung 1 | 60 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.                                     |
| Steuerungsverzögerung 2 | 30 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.                                 |

Die Betriebsart kann auch an der HMI durch die Auswahl von "Auto single" (Auto einzeln) aus dem Dropdown-Menü „Einstellungen“ ausgewählt werden. Die automatische Spannungsregelung kann auch erreicht werden, wenn die *Betriebsart* als "Eingangssteuerung" festgelegt ist; in diesem Fall muss der Eingang AUTO (BI3) „TRUE“ sein.

Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

### Spannungsabfallkompensation (LDC)

Mithilfe der Spannungsabfallkompensation wird der Spannungsabfall in einer vom Transformator gespeisten Leitung bzw. einem gespeisten Netz kompensiert. Weil der Spannungsabfall vom Laststrom abhängig ist, berechnet die LDC-Funktion die richtige Erhöhung der Spannung für die spezifizierte Leitungslänge. In Beispielfall 1 hat der elektrische Kreis eine Leitungslänge von 10 km mit Widerstand und Reaktanz pro Kilometer von 0,1  $\Omega$  bzw. 0,15  $\Omega$  pro Leiter. Die Kompensationsparameter *Line drop V Ris* ( $U_r$ ) und *Line drop V React* ( $U_x$ ) müssen wie in [Tabelle 59](#) gesetzt werden.

**Tabelle 59:** OL5ATCC1-Einstellwerte für LCD ohne erlaubte Rückspeisung

| Einstellung       | Empfohlene Werte  | Beschreibung  |
|-------------------|-------------------|---|
| Line drop V Ris   | 6,9%              | Ohmscher Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor          |
| Line drop V React | 10,4%             | Induktiver Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor        |
| LDC Grenze        | 0,2 <sup>1)</sup> | Höchstgrenze für Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsbegriff |

1) Maximalwert LDC-Spannungsbegriff im Beispielfall: 0,2  $U_n$

Bei parallel laufenden Leitungen zwischen Transformator und Last sollten die Einstellungen *Line drop V Ris* ( $U_r$ ) und *Line drop V React* ( $U_x$ ) den Ersatzwiderstand und den wirksamen Blindwiderstand widerspiegeln. Zum Beispiel: Bei zwei identischen Leitungen mit identischen Lasten werden die vorstehenden Einstellungen zu 3,45 % bzw. 5,2 % geändert.

Wenn Änderungen der Topologie erwartete werden (was auch Auswirkungen auf den Ersatzwiderstand und den wirksamen Blindwiderstand hat), kann eine andere Einstellgruppe für jede Topologie verwendet werden.

**Tabelle 60:** *Einstellgruppen für Topologieänderungen*

| Einstellung       | Empfohlene Werte               |                                |                                | Beschreibung  |
|-------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---|
|                   | Einstellgruppe 1 <sup>1)</sup> | Einstellgruppe 2 <sup>2)</sup> | Einstellgruppe 3 <sup>3)</sup> |   |
| Line drop V Ris   | 6,9%                           | 4,15%                          | 8,3%                           | Ohmscher Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor          |
| Line drop V React | 10,4%                          | 5,54%                          | 11,08%                         | Induktiver Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor        |
| LDC Grenze        | 0,2                            | 0,1                            | 0,4                            | Höchstgrenze für Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsbegriff |

- 1) Ersatzwiderstand = 1; Wirksamer Blindwiderstand = 1,5;
- 2) Ersatzwiderstand = 0,6; Wirksamer Blindwiderstand = 0,8;
- 3) Ersatzwiderstand = 1,2; Wirksamer Blindwiderstand = 1,6;

Standardmäßig ist die Kompensation für den Spannungsabfall auf der Leitung nur in der normalen Durchflussrichtung wirksam. Wenn der Wirkleistungsfluss im Transformator sich umkehrt (das heißt, von der geregelten Seite zum System auf der oberen Ebene), wird der LDC-Begriff ignoriert. Wenn LDC während Rückspeisung erlaubt werden muss, kann die Einstellung *Rv Pwr flow allowed* verwendet werden. Das erlaubt den Empfang negativer LDC-Werte bei Rückspeisungen.

Für alle anderen Einstellungen in Zusammenhang mit LDC werden die Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 61:** *Zusätzliche OL5ATCC1-Einstellung für LCD für erlaubte Rückspeisung*

| Einstellung         | Empfohlener Wert | Beschreibung         |
|---------------------|------------------|----------------------|
| Rv Pwr flow allowed | TRUE             | Rückspeisung erlaubt |

### Reduzierte Spannungseinstellung (RSV)

Während Unterfrequenz muss entweder die Stromversorgung erhöht werden oder es muss ein Teil der Last abgeworfen werden, damit die Leistungsbilanz wiederhergestellt werden kann. Die Aktivierung der Binäreingänge der reduzierten

Spannungseinstellung (RSV) unterstützt die Reduzierung des Spannungspegels, indem ein geringerer Bandmittenspannungswert für die Regler gesetzt wird. Aus diesem Grund verfügt OL5ATCC1 über den Einstellgruppenparameter *Band reduzieren*. Wenn der RSV-Eingang auf TRUE gesetzt ist, wird der Spannungssollwert um den Wert *Band reduzieren* verringert.

**Tabelle 62:** OL5ATCC1-Einstellwerte für die RSV-Anwendung

| Einstellung     | Empfohlene Werte     |                      |                      | Beschreibung  |
|-----------------|----------------------|----------------------|----------------------|---|
|                 | Einstellungsgruppe 1 | Einstellungsgruppe 2 | Einstellungsgruppe 3 |   |
| Band reduzieren | 0,02                 | 0,03                 | 0,04                 | Schrittgröße für die Reduzierung der Spannungseinstellung (RSV) |

## 5.2.3 Verwendung der Transformator-Spannungsregelungsanwendung

### 5.2.3.1 Erreichen der Transformatorspannungsregelung im manuellen Modus

1. In der HMI-Anwendung den Stufenschaltersteuerungsblock (Tap\_Changer\_Control) im Übersichtsschaltbild berühren.

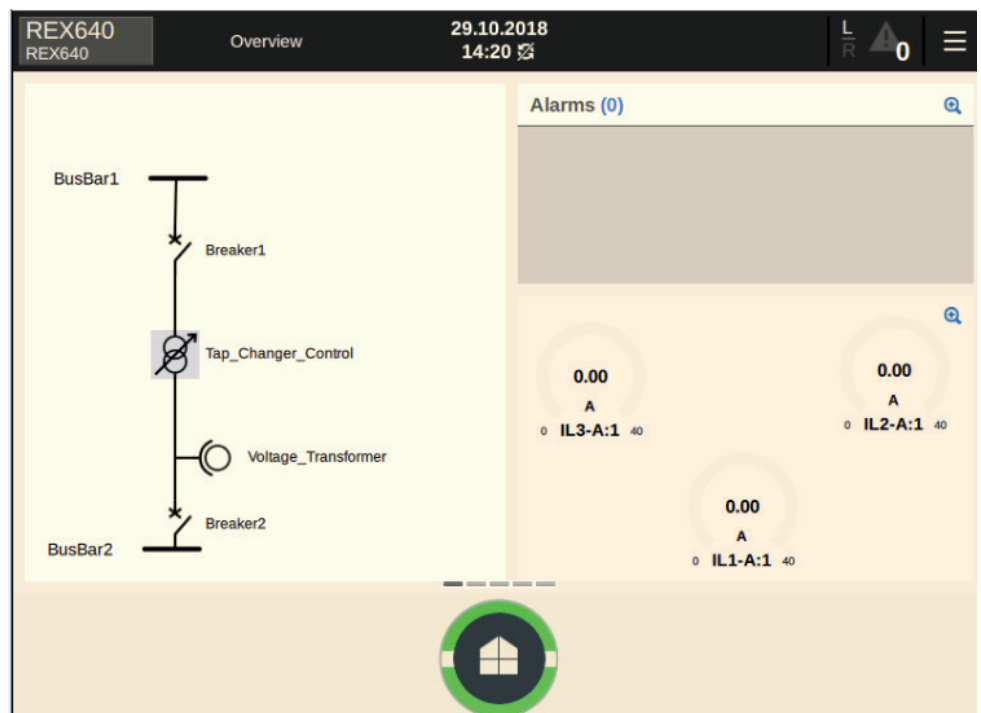


Abb. 23: Öffnen der Stufenschaltersteuerung

Es wird ein Dialogfeld geöffnet, in dem der Spannungswert und die Schalterstellung angezeigt werden. In diesem Beispiel ist die Spannung  $0,98xU_n$  und die Schalterstellung ist 8.

2. **Settings** (Einstellungen) berühren.

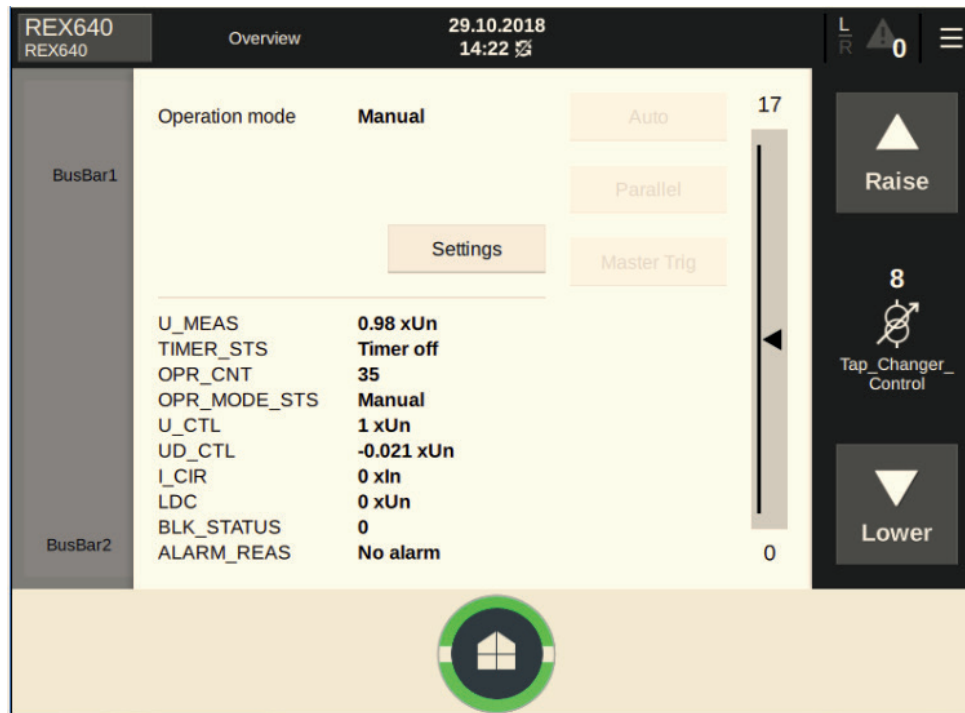


Abb. 24: Öffnen des Menüs „Einstellungen“

3. **Raise** (Höher) berühren, um die Spannung zu erhöhen.  
Nun ist die Spannung  $1,0xU_n$  und die Schalterstellung ist 9.

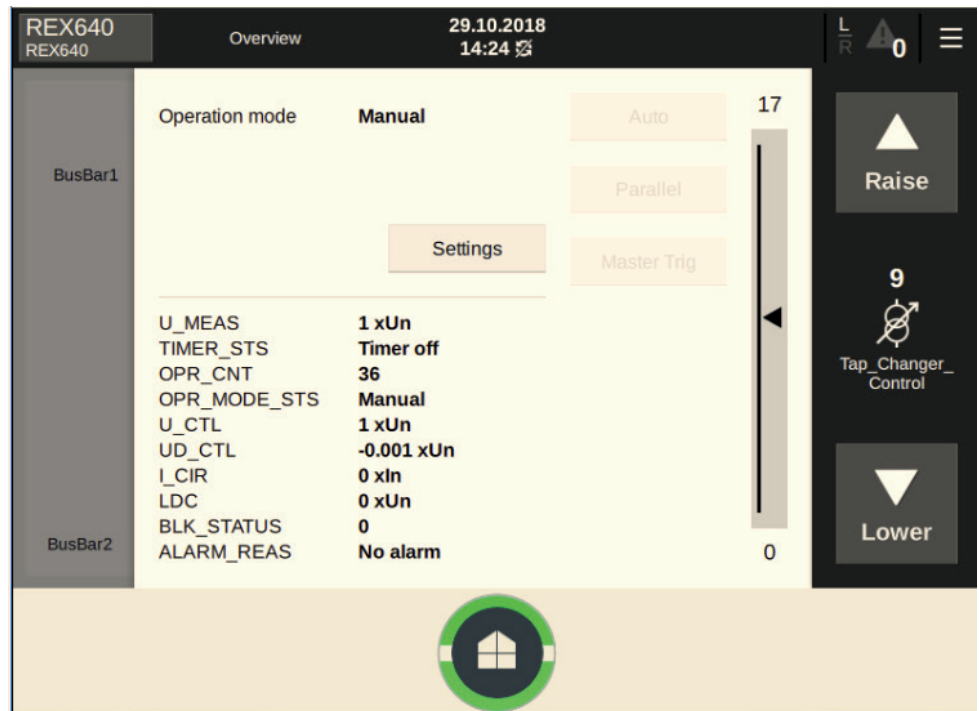


Abb. 25: Bedienung der Schaltfläche „Raise/Lower“ (Höher/Tiefer).

## 5.3 Beispielfall 2 – Paralleltransformatorregelung im M/F-Modus

Dieses Kapitel bietet detaillierte Informationen zur Konfiguration der im Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, die ACT-Diagramme und die Parametereinstellungen sowie Information dazu, wie die Transformatorspannungsregelung für das vorliegende Beispiel im Master/Follower-Modus erreicht werden kann.

### 5.3.1 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung von OL5ATCC für den Paralleltransformator zu erläutern, wird ein typischer Beispielfall mit drei parallel geschalteten Transformatoren dargestellt.

[Abbildung 26](#) zeigt das Übersichtsschaltbild für den Beispielfall mit den Messanforderungen. An der HS-Wicklung der Transformatoren ist ein Laststufenschalter vorhanden. Die Strom- und Spannungsinformationen ab der MS-Seite (geregelter Seite) werden für die OL5ATCC-Anwendung benötigt. Ein weitere erforderliche Information ist die Stufenstellung.

Dieser Beispielfall illustriert die Betriebsart Master/Follower (M/F). Dieser Modus kann gewählt werden, wenn die Leistung parallel geschalteter identisch ist. Für die Implementierung des Beispielfalls werden drei Relais (Relais 1 für den Transformator TR1, Relais 2 für den Transformator TR2 und Relais 3 für den Transformator TR3) benötigt. Außerdem wird die Kommunikation zwischen den Relais benötigt.

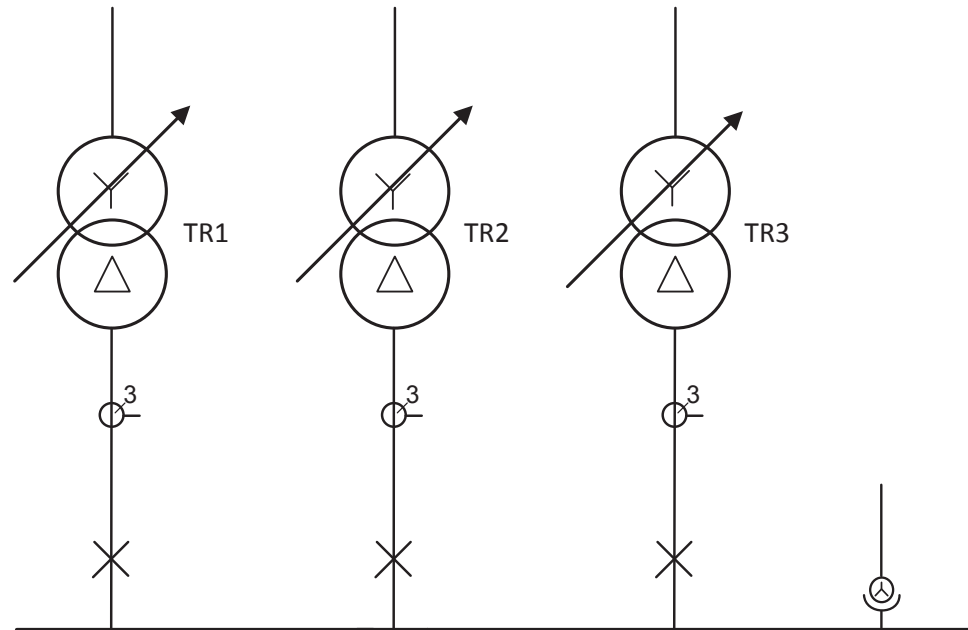


Abb. 26: Paralleltransformator-Anwendung (Beispielfall 2).

## 5.3.2 Transformator TR1 Spannungsregelrelais (Master)

### 5.3.2.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die [Abbildung 27](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 1), Binäreingänge (BI), Milliampereingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR1 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden ebenfalls dargestellt. In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR1 und als Eingang zu TPOSYLTC eingegeben.

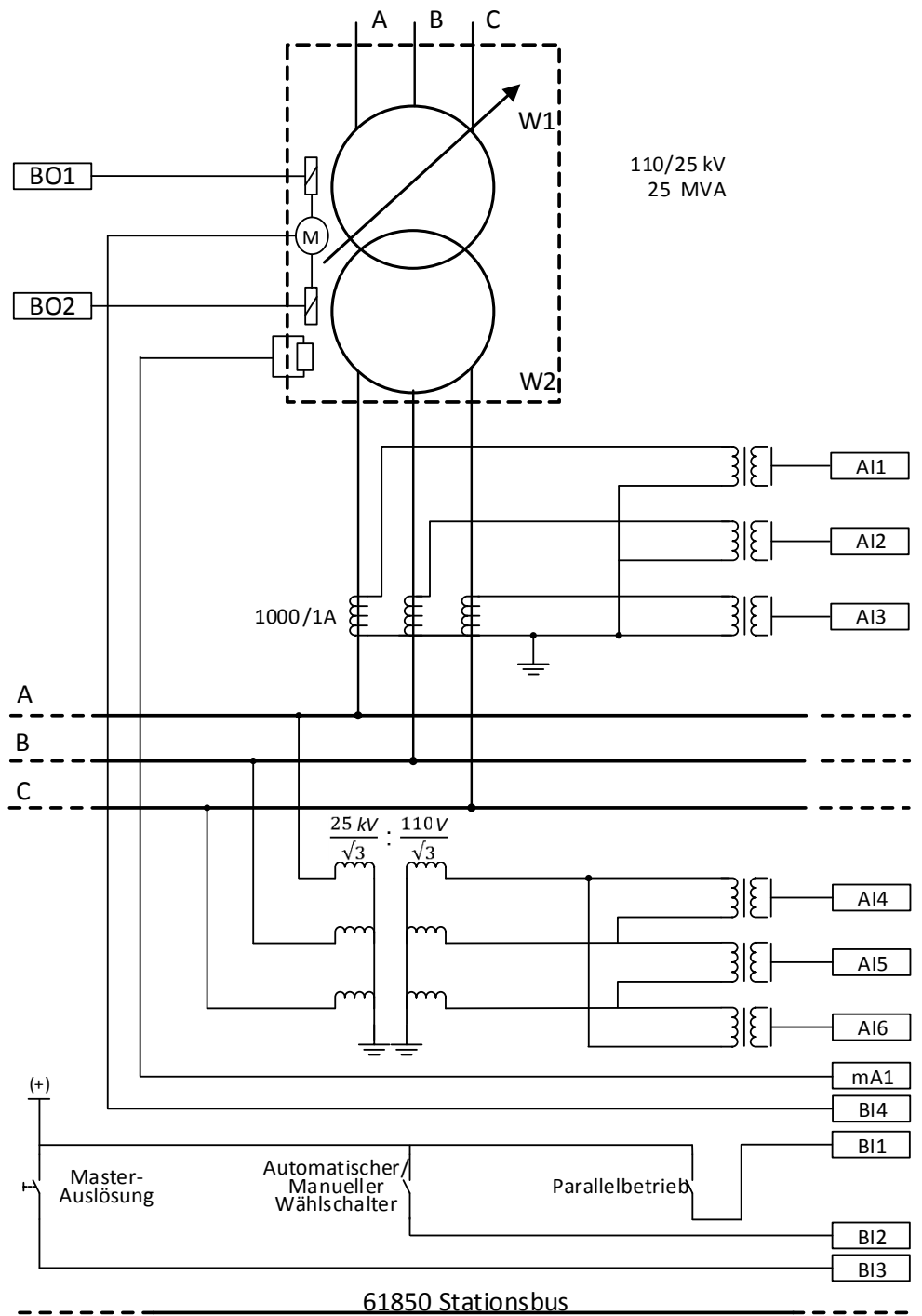


Abb. 27: Relais 1-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR1 in Beispielfall 2

## Analoge Eingangssignale

**Tabelle 63:** *Physische Analog-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2*

| Analogeingang | Beschreibung                            |
|---------------|---|
| AI1           | Transformator TR1 Wicklung 2, Strom A   |
| AI2           | Transformator TR1 Wicklung 2, Strom B   |
| AI3           | Transformator TR1 Wicklung 2, Strom C   |
| AI4           | Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung AB |
| AI5           | Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung BC |
| AI6           | Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung CA |

## mA-Eingangssignale

**Tabelle 64:** *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2*

| mA-Eingang | Beschreibung   |
|------------|--|
| mA1        | Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR1 |

## Binäre Eingangssignale

**Tabelle 65:** *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2*

| Binäreingang                   | Beschreibung   |
|--------------------------------|--|
| BI1 <sup>1)</sup> gesetzt ist. | Parallel-Eingangssignal für TR1. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.   |
| BI2 <sup>1)</sup>              | Auto-Eingangssignal für TR1. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.                                       |
| BI3                            | Master-Trigger-Eingang verbunden mit MSTR_TRIGG für TR1. Eine steigende Flanke am Eingang (FALSE zu TRUE) veranlasst das angeschlossene Relais zur Übernahme der Master-Rolle. |
| BI4                            | Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR1. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.   |

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

## Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 66:** Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE_OWN), d.h., für TR1  |
| BO2          | Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER_OWN), d.h., für TR1 |

## Empfohlene Alarme

**Tabelle 67:** Alarmliste für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung  |
|-------------------|-------------|---|
| OL5ATCC1          | ALARM       | Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR1 |
| OL5ATCC1          | AUTO        | Betriebsart für TR1 als automatisch festgelegt                  |
| OL5ATCC1          | PAR_FAIL    | Parallel Fehler erkannt   |
| OL5ATCC1          | RAISE_OWN   | Höher-Befehl für Transformator TR1                              |
| OL5ATCC1          | LOWER_OWN   | Tiefer-Befehl für Transformator TR1                             |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_LOD  | Anzeige der Überstromblockierung für TR1                        |
| OL5ATCC1          | BLKD_V_UN   | Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR1                   |
| OL5ATCC1          | RNBK_V_OV   | Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR1                   |
| OL5ATCC1          | BLKD_LTCBLK | Anzeige der externen Blockierung für TR1                        |

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 68:** In der Relais-1-Konfiguration von Beispielfall 2 verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock                                  | Beschreibung   |
|---|--|
| UTVTR1, ILTCTR1                                 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock   |
| T_R_TO_I8                                       | 8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet. |
| TPOSYLTC1                                       | Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.                                |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |  |

| Funktionsblock   | Beschreibung  |
|------------------|---|
| SPCGAPC1         | Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet.  |
| OLGAPC1, OLGAPC2 | Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Daten von parallel geschalteten Transformatoren, das heißt TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.   |
| GOOSERCV_INT8    | Empfangene Informationen GOOSE-8-Bit-Ganzzahlwert. Die Funktion GOOSERCV_INT8 wird verwendet, um die empfangenen ganzzahligen GOOSE-8-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schalterstellungsinformationen aus Paralleltransformatoren abgerufen. |
| GOOSERCV_INT32   | Empfangene Informationen GOOSE-32-Bit-Ganzzahlwert. Die Funktion GOOSERCV_INT32 wird verwendet, um die empfangenen ganzzahligen GOOSE-32-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schaltbefehlsinformationen aus dem Master-Relais abgerufen.        |
| GOOSERCV_ENUM    | Empfangene Information über GOOSE-Enumerator Die Funktion GOOSERCV_ENUM wird verwendet, um die GOOSE-Enumerator-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden die Statusinformationen empfangen.  |
| OL5ATCC1         | Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.   |

**Tabelle 69:** *Physikalische Analogkanäle der Relais-1-Funktionen in Beispielfall 2*

| Funktionsblock | TR1 Sekundärströme<br>AI1, AI2, AI3 | MS-Busspannungen<br>AI4, AI5, AI6 | TR1 Stufenstellung,<br>mA1 |
|----------------|-------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|
| OL5ATCC1       | x                                   | x                                 |                            |
| TPOSYLTC1      |                                     |                                   | x                          |

[Abbildung 28](#), [Abbildung 29](#), [Abbildung 30](#) und [Abbildung 31](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR1 in Beispielfall 2. Alle benötigten Anschlüsse für die Transformatorspannungsregelung im M/F-Modus werden im ACT dargestellt.

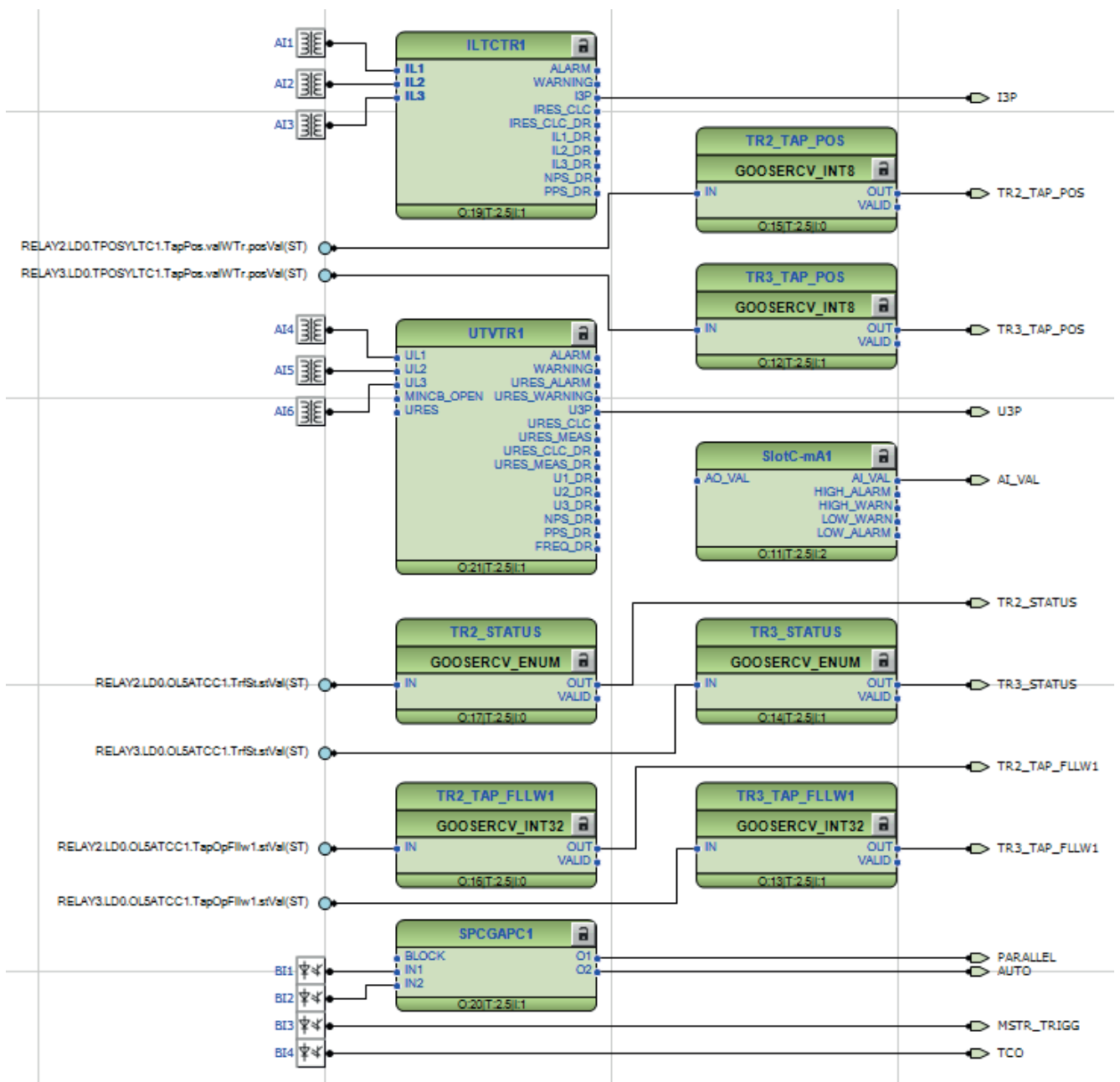


Abb. 28: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 2 – Eingangsabschnitt

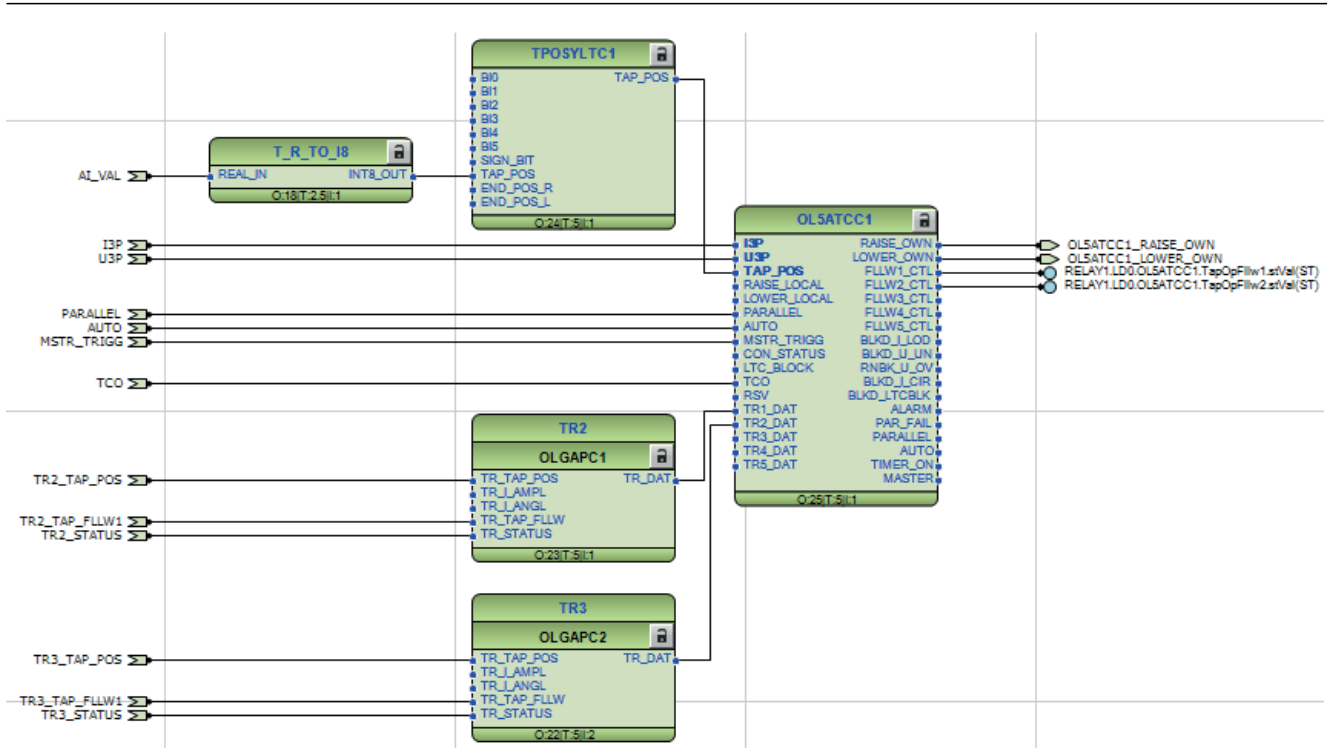


Abb. 29: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 2 – Anwendungsabschnitt

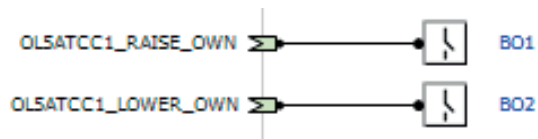


Abb. 30: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 2 – Ausgangsabschnitt

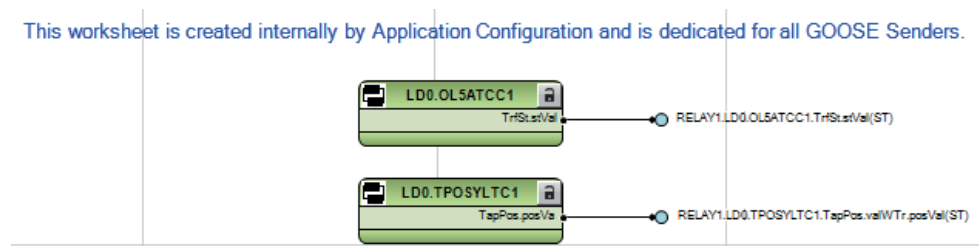


Abb. 31: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 2 – GOOSE-Sender

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 70](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 70:** *ILTCTR1-Einstellwerte für das Relais TR1 im Beispielfall 2*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung        |
|---------------|------------------|---------------------|
| Primärstrom   | 1000             | CT Primärnennwert   |
| Sekundärstrom | 1                | LS-Sekundärnennwert |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 71](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 71:** *UTVTR1-Einstellwerte für das Relais TR1 im Beispielfall 2*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung                  |
|------------------|------------------|-------------------------------|
| Primärspannung   | 25 kV            | VT Primärnennwert             |
| Sekundärspannung | 110 V            | Stromwandler-Sekundärnennwert |

### T\_R\_TO\_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T\_R\_TO\_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

### TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T\_R\_TO\_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP\_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

### SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 72](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 72: SPCGAPC1-Einstellwerte für das Relais TR1 im Beispielfall 2**

| Einstellung  | Empfohlene Werte | Beschreibung                                   |
|--------------|------------------|--|
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1 |
| Beschreibung | Parallel         | Beschreibung für Ausgang 1                     |
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2 |
| Beschreibung | Auto             | Beschreibung für Ausgang 2                     |

### OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer

Die Funktion kann die Transformatordaten blockieren, d.h. TR\_TAP\_POS, TR\_I\_AMPL, TR\_I\_ANGL, TR\_TAP\_FLLW und TR\_STATUS als TR\_DAT. In Relais 1, verbindet OLGAPC1 die Eingänge TR2\_TAP\_POS, TR2\_TAP\_FLLW1 und TR2\_STATUS mit TR1\_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR3\_TAP\_POS, TR3\_TAP\_FLLW1 and TR3\_STATUS mit TR2\_DAT. TRx\_TAP\_FLLWx empfängt Regelbefehle (Höher/Tiefer) vom Master, wenn ein anderes Relais der Master ist. Der TRx\_STATUS-Anschluss ist obligatorisch, damit TR1 die Anzahl der Follower kennt. Wenn dieser Eingang fehlt, wird TRx als unabhängig behandelt und nicht von Relais 1 gesteuert.

Die Funktion hat keine Einstellungen.

### OL5ATCC1 – Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler im Auto-Parallel-M/F-Modus

Der Spannungsregler OL5ATCC1 (Laststufenschalterregler) ist für die Regelung der Spannung von Leistungstransformatoren mit Laststufenschaltern in Verteilerschaltanlagen ausgelegt. OL5ATCC1 ermöglicht die manuelle oder automatische Spannungsregelung über Höher- oder Tiefersignale zum Stufenschalter.

Wenn die Spannung mehrere Paralleltransformatoren automatisch geregelt werden soll, muss der Auto-Parallelmodus gewählt werden. Die automatische Spannungsregelung für parallele identische Transformatoren kann mit dem Master-/Follower Modus erreicht werden, wobei der Master misst und regelt und die anderen dem Master folgen. Im Beispielfall ist der mit dem Transformator TR1 (Relais 1) verbundene Regler der Master.

Wenn die Schaltstellungen von Paralleltransformatoren unbekannt sind, sollte der entsprechende Eingang TR\_TAP\_POS von OLGAPC nicht belegt werden. Der Master regelt die Follower in diesem Szenario blind.

**Tabelle 73:** *OL5ATCC1-Einstellwerte für die automatische Spannungsregelung in der MF-Anwendung*

| Einstellung                              | Empfohlene Werte  | Berechnung Einstellwert   |
|--|-------------------|---|
| Betriebsart                              | Eingangssteuerung | Betriebsart   |
| Parallelmodus                            | Eingangssteuerung | Parallelmodus ausgewählt  |
| Bandmittenspannung                       | 1,0 xUn           | Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.  |
| Band width voltage (Bandbreite Spannung) | 3%                | In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/} 25 \text{ kV}) \cdot 100$ . |
| Laststromgrenze                          | 2,0 xIn           | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet 2000/CT Primärnennwert = 2000/1000.  |
| Niedrigere Spannung blockieren           | 0,7 xUn           | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.  |
| Rücklauf Spannung erhöhen                | 1,12 xUn          | Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$ .   |
| Lower block tap                          | 0                 | Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.   |
| Raise block tap                          | 17                | Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.  |
| Steuerungsverzögerung 1                  | 60 s              | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.  |
| Steuerungsverzögerung 2                  | 30 s              | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.  |

Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.

In diesem Beispiel wird die automatische Spannungsregelung für Paralleltransformatoren im M/F-Modus erreicht, indem *Betriebsart* und *Parallelmodus* auf "Input control" (Eingangssteuerung) gesetzt werden. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen TRUE sein und die steigende Flanke von Eingang MSTR\_TRIGG (BI3) muss in diesem Fall geändert werden (FALSE zu TRUE). Die Master-Rolle wird beibehalten, bis ein teilnehmender Paralleltransformator als Master startet oder die aktive Betriebsart mit der Auswahl *Betriebsart* oder *Parallelmodus* geändert wird.

Betriebsart und Parallelmodus können an der HMI durch Berühren von „Einstellungen“ und Auswahl von "Eingangssteuerung" für *Betriebsart* und *Parallelmodus* festgelegt werden.

Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

### Spannungsabfallkompensation (LDC)

Mithilfe der Spannungsabfallkompensation kann der Spannungsabfall in einer vom Transformator gespeisten Leitung bzw. einem gespeisten Netz im M/F-Modus kompensiert werden. [Tabelle 74](#), [Tabelle 75](#) und [Tabelle 76](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 74:** OL5ATCC1-Einstellwert für LCD ohne erlaubte Rückspeisung

| Einstellung             | Empfohlene Werte  | Beschreibung  |
|-------------------------|-------------------|---|
| Line drop V Ris         | 6,9%              | Ohmscher Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor          |
| Line drop V React       | 10,4%             | Induktiver Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor        |
| LDC Grenze              | 0,2 <sup>1)</sup> | Höchstgrenze für Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsbegriff |
| Paralleltransformatoren | 2 <sup>2)</sup>   | Anzahl der Paralleltransformatoren zusätzlich zum eigenen Trafo       |

1) Der Maximalwert des LDC-Spannungsbegriffs im Beispielfall ist  $0,2 U_n$ .

2) Nur verwendet, wenn die Anzahl der parallel geschalteten Transformator nicht verfügbar ist (das heißt, keine Schalterstellung ist verfügbar)

**Tabelle 75:** *Einstellgruppen für Topologieänderungen*

| Einstellung       | Empfohlene Werte               |                                |                                | Beschreibung  |
|-------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---|
|                   | Einstellgruppe 1 <sup>1)</sup> | Einstellgruppe 2 <sup>2)</sup> | Einstellgruppe 3 <sup>3)</sup> |   |
| Line drop V Ris   | 6,9%                           | 4,15%                          | 8,3%                           | Ohmscher Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor          |
| Line drop V React | 10,4%                          | 5,54%                          | 11,08%                         | Induktiver Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsfaktor        |
| LDC Grenze        | 0,2                            | 0,1                            | 0,4                            | Höchstgrenze für Spannungsabfall auf der Leitung Kompensationsbegriff |

- 1) Ersatzwiderstand = 1; Wirksamer Blindwiderstand = 1,5;  
 2) Ersatzwiderstand = 0,6; Wirksamer Blindwiderstand = 0,8;  
 3) Ersatzwiderstand = 1,2; Wirksamer Blindwiderstand = 1,6;

**Tabelle 76:** *Zusätzlicher OL5ATCC1-Einstellwert für LCD für erlaubte Rückspeisung*

| Einstellung         | Empfohlene Werte | Beschreibung         |
|---------------------|------------------|----------------------|
| Rv Pwr flow allowed | TRUE             | Rückspeisung erlaubt |

### Modusänderung

Die Umschaltung der Betriebsarten kann mithilfe der Eingänge PARALLEL, AUTO and MSTR\_TRIGG ausgeführt werden. Damit einer der teilnehmenden Paralleltransformatoren die Master-Rolle übernehmen kann, muss der MSTR\_TRIGG-Eingang einen Eingang mit steigender Flanke (FALSE auf TRUE) erhalten, d.h. die Eingänge PARALLEL und AUTO werden auf TRUE gesetzt. Dann nimmt der aktuelle Master die Follower-Rolle ein.

Wenn das Relais im lokalen Modus ist, haben die manuellen Höher- und Tiefer-Befehle von OL5ATCC1 Vorrang von den Remote-Befehlen (von SCADA). Wenn das Relais im Remote-Modus ist, haben die entfernten Höher- und Tiefer-Befehle (von SCADA) Vorrang von den Befehlen Höher und Tiefer von OL5ATCC1.

### IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

**Tabelle 77: GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2**

| Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration |                |           |   |   | Ziel in dieser Relaiskonfiguration |             |
|---|----------------|-----------|---|---|------------------------------------|-------------|
| Relaisname                                      | Funktionsblock | Ausgang   | Daten   | Beschreibung  | Funktionsblock                     | Eingang     |
| TR2   | TPOSYLTC1      | TAP_POS   | LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.pos-Val <sup>1)</sup> | Stufenstellung TR2 von Relais 2                               | OLGAPC1                            | TR_TAP_POS  |
| TR2   | OL5ATCC1       | FLLW1_CTL | LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFilw1.stVal <sup>2)</sup>        | Lower/Raise-Befehl von Relais 2, wenn Relais 2 der Master ist | OLGAPC1                            | TR_TAP_FLLW |
| TR2   | OL5ATCC1       | N/A       | LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal <sup>3)</sup>              | Statusinformationen TR2 von Relais 2                          | OLGAPC1                            | TR_STATUS   |
| TR3   | TPOSYLTC1      | TAP_POS   | LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.pos-Val <sup>1)</sup> | Stufenstellung TR3 von Relais 3                               | OLGAPC2                            | TR_TAP_POS  |
| TR3   | OL5ATCC1       | FLLW1_CTL | LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFilw1.stVal <sup>2)</sup>        | Lower/Raise-Befehl von Relais 3, wenn Relais 3 der Master ist | OLGAPC2                            | TR_TAP_FLLW |
| TR3   | OL5ATCC1       | N/A       | LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal <sup>3)</sup>              | Statusinformationen TR3 von Relais 3                          | OLGAPC2                            | TR_STATUS   |

- 1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_INT8
- 2) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_INT32
- 3) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_ENUM

**Tabelle 78: GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 2**

| Funktionsblock | Ausgang   | Daten                              | Beschreibung   |
|----------------|-----------|------------------------------------|--|
| TPOSYLTC1      | TAP_POS   | LD0.TPOYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal | Stufenstellung TR1 von Relais 1 und Relais 2 und 3                               |
| OL5ATCC1       | FLLW1_CTL | LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFilw1.stVal     | Lower-/Raise-Befehl von Relais 1 an Relais 2 und 3, wenn Relais 1 der Master ist |
| OL5ATCC1       | FLLW2_CTL | LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFilw2.stVal     | Lower-/Raise-Befehl von Relais 1 an Relais 2 und 3, wenn Relais 1 der Master ist |
| OL5ATCC1       | N/A       | LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal           | Statusinformationen TR1 von Relais 1 an Relais 2 und 3                           |

---

### 5.3.3 Transformator TR2 Spannungsregelrelais (Follower 1)

#### 5.3.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die [Abbildung 32](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 2), Binäreingänge (BI), Milliampereeingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR2 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden ebenfalls dargestellt. In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR2 und als Eingang zu TPOSYLTC eingegeben.

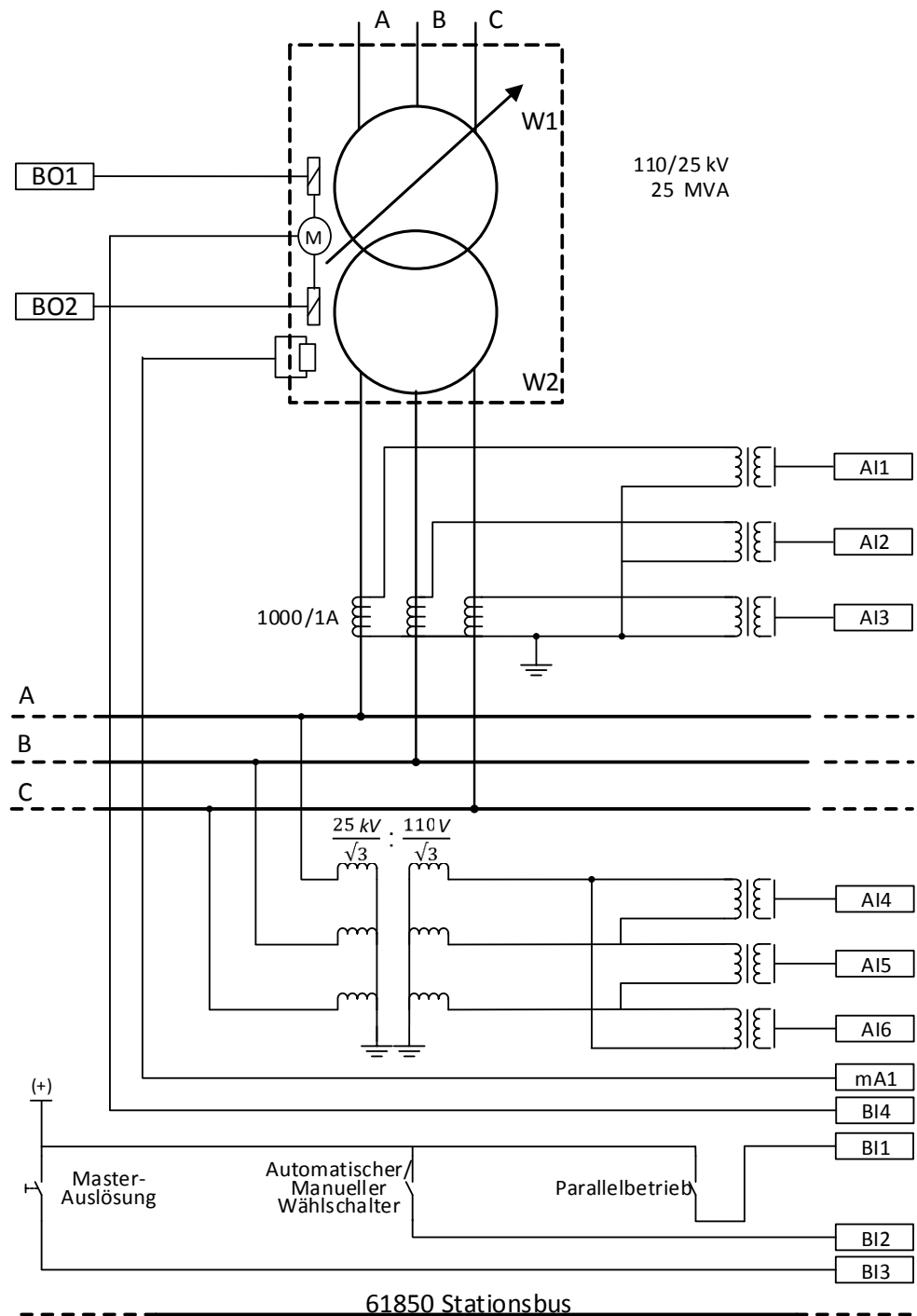


Abb. 32: Relais 2-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR2 in Beispielfall 2

## Analoge Eingangssignale

**Tabelle 79:** *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2*

| Analogeingang | Beschreibung                            |
|---------------|---|
| AI1           | Transformator TR2 Wicklung 2, Strom A   |
| AI2           | Transformer TR2 Wicklung 2, Strom B     |
| AI3           | Transformer TR2 Wicklung 2, Strom C     |
| AI4           | Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung AB |
| AI5           | Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung BC |
| AI6           | Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung CA |

## mA-Eingangssignale

**Tabelle 80:** *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2*

| mA-Eingang | Beschreibung   |
|------------|--|
| mA1        | Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR2 |

## Binäre Eingangssignale

**Tabelle 81:** *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2*

| Binäreingang                   | Beschreibung   |
|--------------------------------|--|
| BI1 <sup>1)</sup> gesetzt ist. | Parallel-Eingangssignal für TR2. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.   |
| BI2 <sup>1)</sup>              | Auto-Eingangssignal für TR2. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.                                       |
| BI3                            | Master-Trigger-Eingang verbunden mit MSTR_TRIGG für TR2. Eine steigende Flanke am Eingang (FALSE zu TRUE) veranlasst das angeschlossene Relais zur Übernahme der Master-Rolle. |
| BI4                            | Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR2. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.   |

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

## Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 82:** Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE-OWN), d.h., für TR2  |
| BO2          | Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER-OWN), d.h., für TR2 |

## Empfohlene Alarmer

**Tabelle 83:** Alarmliste für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung  |
|-------------------|-------------|---|
| OL5ATCC1          | ALARM       | Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR2 |
| OL5ATCC1          | AUTO        | Betriebsart für TR2 als automatisch festgelegt                  |
| OL5ATCC1          | PAR_FAIL    | Parallel Fehler erkannt   |
| OL5ATCC1          | RAISE_OWN   | Höher-Befehl für Transformator TR2                              |
| OL5ATCC1          | LOWER_OWN   | Tiefer-Befehl für Transformator TR2                             |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_LOD  | Anzeige der Überstromblockierung für TR2                        |
| OL5ATCC1          | BLKD_V_UN   | Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR2                   |
| OL5ATCC1          | RNBK_V_OV   | Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR2                   |
| OL5ATCC1          | BLKD_LTCBLK | Anzeige der externen Blockierung für TR2                        |

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 84:** In der Relais-2-Konfiguration von Beispielfall 2 verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock                                  | Beschreibung   |
|---|--|
| UTVTR1, ILTCTR1                                 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock   |
| T_R_TO_I8                                       | 8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet. |
| TPOSYLTC1                                       | Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.                                |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |  |

| Funktionsblock   | Beschreibung  |
|------------------|---|
| SPCGAPC1         | Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet.  |
| OLGAPC1, OLGAPC2 | Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Transformator Daten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.  |
| GOOSERCV_INT8    | Empfangene Informationen GOOSE-8-Bit-Ganzzahlwert. GOOSERCV_INT8 wird verwendet, um die empfangenen ganzzwertigen GOOSE-8-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schalterstellungsinformationen aus Paralleltransformatoren abgerufen. |
| GOOSERCV_INT32   | Empfangene Informationen GOOSE-32-Bit-Ganzzahlwert. GOOSERCV_INT32 wird verwendet, um die empfangenen ganzzwertigen GOOSE-32-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schaltbefehlsinformationen aus dem Master-Relais abgerufen.        |
| GOOSERCV_ENUM    | Empfangene Information über GOOSE-Enumerator GOOSERCV_ENUM wird verwendet, um die GOOSE-Enumerator-Anschlüsse mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden die Statusinformationen empfangen.   |
| OL5ATCC1         | Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.   |

**Tabelle 85:** *Physikalische Analogkanäle der Relais-2-Funktionen in Beispielfall 2*

| Funktionsblock | TR2 Sekundärströme<br>AI1, AI2, AI3 | MS-Busspannungen | TR2 Stufenstellung,<br>mA1 |
|----------------|-------------------------------------|------------------|----------------------------|
| OL5ATCC1       | x                                   | x                |                            |
| TPOSYLTC1      |                                     |                  | x                          |

[Abbildung 33](#), [Abbildung 34](#), [Abbildung 35](#) und [Abbildung 36](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR2 in Beispielfall 2. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im M/F-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

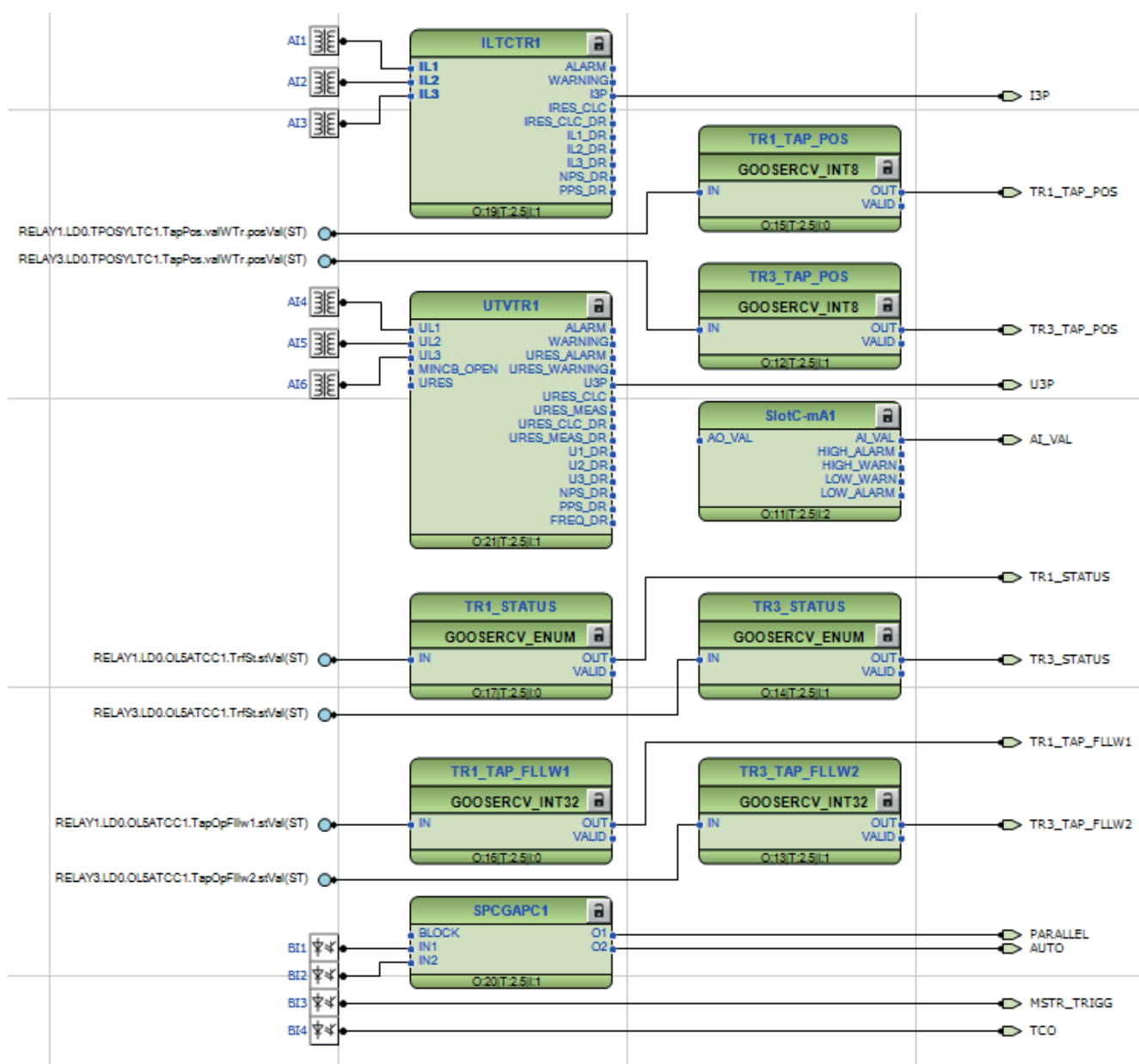


Abb. 33: ACT-Diagramm für Transformator TR2 (Relais 2) in Beispielfall 2 – Eingangsabschnitt

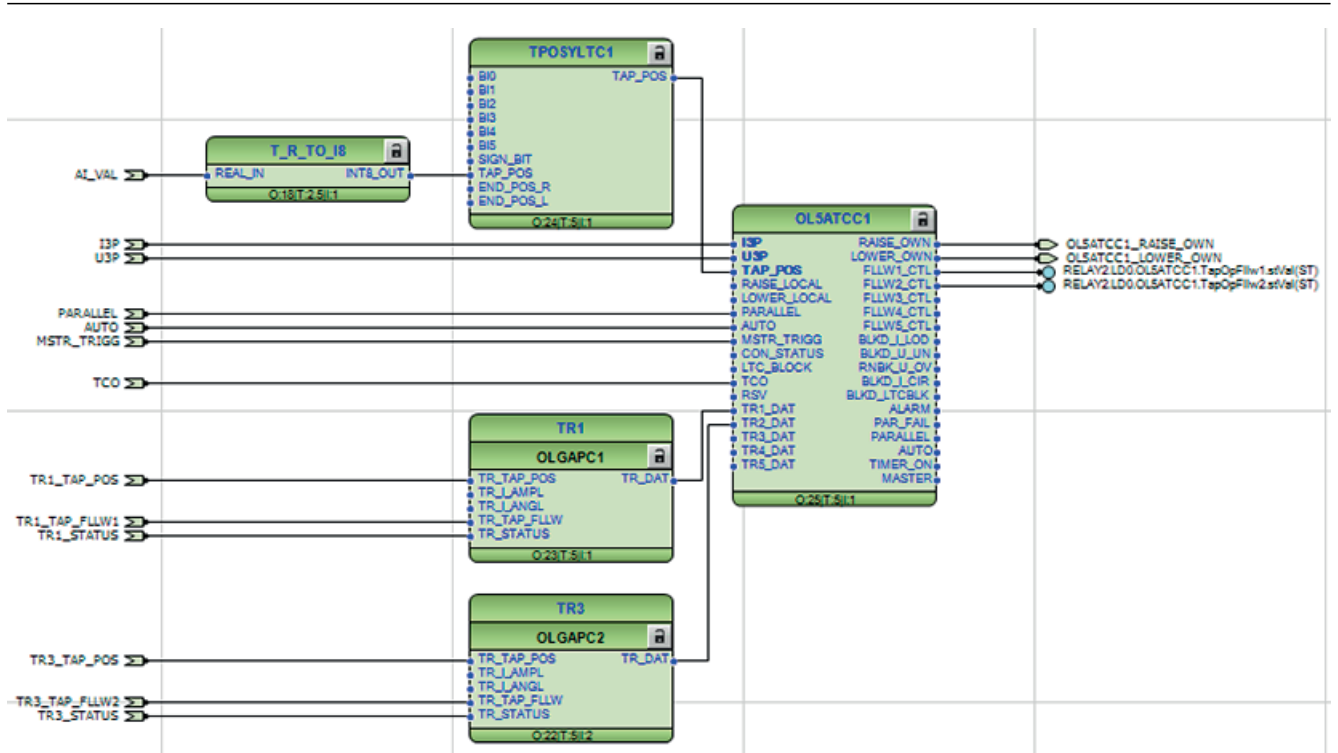


Abb. 34: ACT-Diagramm für Transformator TR2 (Relais 2) in Beispielfall 2 – Anwendungsabschnitt

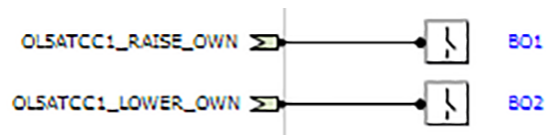


Abb. 35: ACT-Diagramm für Transformator TR2 (Relais 2) in Beispielfall 2 – Ausgangsabschnitt

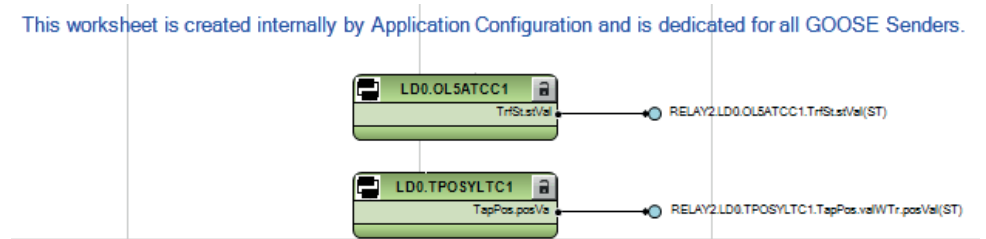


Abb. 36: ACT-Diagramm für Transformator TR2 (Relais 2) in Beispielfall 2 – GOOSE-Sender

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 86](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 86:** *ILTCTR1-Einstellwerte für das Relais TR2 im Beispielfall 2*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung       |
|---------------|------------------|--------------------|
| Primärstrom   | 1000             | CT Primärennwert   |
| Sekundärstrom | 1                | LS-Sekundärennwert |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 87](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 87:** *UTVTR1-Einstellwerte für das Relais TR2 im Beispielfall 2*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung                 |
|------------------|------------------|------------------------------|
| Primärspannung   | 25 kV            | VT Primärennwert             |
| Sekundärspannung | 110 V            | Stromwandler-Sekundärennwert |

### T\_R\_TO\_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T\_R\_TO\_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

### TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T\_R\_TO\_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP\_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

### SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 88](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 88:** *SPCGAPC1-Einstellwerte für das Relais TR2 im Beispielfall 2*

| Einstellung  | Empfohlene Werte | Beschreibung                                   |
|--------------|------------------|--|
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1 |
| Beschreibung | Parallel         | Beschreibung für Ausgang 1                     |
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2 |
| Beschreibung | Auto             | Beschreibung für Ausgang 2                     |

**OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer**

Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR\_TAP\_POS, TR\_I\_AMPL, TR\_I\_ANGL, TR\_TAP\_FLLW und TR\_STATUS als TR\_DAT. In Relais 2 verbindet OLGAPC1 TR1\_TAP\_POS, TR1\_TAP\_FLLW1 und TR1\_STATUS mit TR1\_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR3\_TAP\_POS, TR3\_TAP\_FLLW2 and TR3\_STATUS mit TR2\_DAT. TRx\_TAP\_FLLWx empfängt Regelbefehle (Höher/Tiefer) vom Master, wenn ein anderes Relais der Master ist. Der TRx\_STATUS-Anschluss ist obligatorisch, damit TR2 weiß, wie viele Follower er bei Übernahme Master-Rolle hat. Wenn dieser Eingang fehlt, wird TRx als unabhängig behandelt und nicht von Relais 2 gesteuert.

Die Funktion hat keine Einstellungen.

**OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler**

In diesem Modus ist Relais 2 der Follower und die Stufenschaltereinstellung folgt dem Master (Relais 1).

**Tabelle 89:** *OL5ATCC1-Einstellwerte für die automatische Spannungsregelung in der Follower-Anwendung*

| Einstellung                                     | Empfohlene Werte  | Berechnung Einstellwert  |
|---|-------------------|--|
| Betriebsart                                     | Eingangssteuerung | Betriebsart  |
| Parallelmodus                                   | Eingangssteuerung | Parallelmodus ausgewählt   |
| Bandmittenspannung                              | 1,0 xUn           | Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.   |
| Band width voltage (Bandbreite Spannung)        | 3%                | In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/25 kV}) \cdot 100$ . |
| Laststromgrenze                                 | 2,0 xIn           | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet 2000/CT Primärnennwert = 2000/1000.   |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |                   |  |

| Einstellung                    | Empfohlene Werte | Berechnung Einstellwert   |
|--------------------------------|------------------|---|
| Niedrigere Spannung blockieren | 0,7 xUn          | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.                            |
| Rücklauf Spannung erhöhen      | 1,12 xUn         | Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$ . |
| Lower block tap                | 0                | Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.   |
| Raise block tap                | 17               | Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.                                    |
| Steuerungsverzögerung 1        | 60 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.  |
| Steuerungsverzögerung 2        | 30 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.  |

Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.

Im Beispielfall kann der Follower-Modus erreicht werden, wenn die *Betriebsart* mit "Eingangssteuerung" festgelegt ist. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen TRUE sein. Es sollte keinen Übergang der steigenden Flanke am Eingang MSTR\_TRIGG (BI3) geben.

Die Einstellungen für die Betriebsart und den Parallel-Modus können an der HMI-Applikation durch Berühren von „Einstellungen“ und die Auswahl von "Eingang" aus den Dropdown-Menüs *Betriebsart* und "Eingangssteuerung" aus dem Dropdown-Menü für den *Parallel-Modus* vorgenommen werden.

Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

### IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

Tabelle 90: GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2

| Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration |                |           |  |   | Ziel in dieser Relaiskonfiguration |             |
|---|----------------|-----------|--|---|------------------------------------|-------------|
| Relaisname                                      | Funktionsblock | Ausgang   | Daten  | Beschreibung  | Funktionsblock                     | Eingang     |
| TR1   | TPOSYLTC1      | TAP_POS   | LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal <sup>1)</sup> | Stufenstellung TR1 von Relais 1                               | OLGAPC1                            | TR_TAP_POS  |
| TR1   | OL5ATCC1       | FLLW1_CTL | LD0.OL5ATCC1.TapOpFilw1.stVal <sup>2)</sup>        | Lower/Raise-Befehl von Relais 1, wenn Relais 1 der Master ist | OLGAPC1                            | TR_TAP_FLLW |
| TR1   | OL5ATCC1       | N/A       | LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal <sup>3)</sup>             | Statusinformationen TR1 von Relais 1                          | OLGAPC1                            | TR_STATUS   |
| TR3   | TPOSYLTC1      | TAP_POS   | LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal <sup>1)</sup> | Stufenstellung TR3 von Relais 3                               | OLGAPC2                            | TR_TAP_POS  |
| TR3   | OL5ATCC1       | FLLW2_CTL | LD0.OL5ATCC1.TapOpFilw2.stVal <sup>2)</sup>        | Lower/Raise-Befehl von Relais 3, wenn Relais 3 der Master ist | OLGAPC2                            | TR_TAP_FLLW |
| TR3   | OL5ATCC1       | N/A       | LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal <sup>3)</sup>             | Statusinformationen TR3 von Relais 3                          | OLGAPC2                            | TR_STATUS   |

- 1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_INT8
- 2) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_INT32
- 3) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_ENUM

Tabelle 91: GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 2

| Funktionsblock | Ausgang   | Daten                                | Beschreibung  |
|----------------|-----------|--------------------------------------|---|
| TPOSYLTC1      | TAP_POS   | LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal | Stufenstellung TR2 von Relais 2 und Relais 1 und 3                              |
| OL5ATCC1       | FLLW1_CTL | LD0.OL5ATCC1.TapOpFilw1.stVal        | Lower/Raise-Befehl von Relais 2 an Relais 1 und 3, wenn Relais 2 der Master ist |
| OL5ATCC1       | FLLW2_CTL | LD0.OL5ATCC1.TapOpFilw2.stVal        | Lower/Raise-Befehl von Relais 2 an Relais 1 und 3, wenn Relais 2 der Master ist |
| OL5ATCC1       | N/A       | LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal             | Statusinformationen TR2 von Relais 2 an Relais 1 und 3                          |

---

## 5.3.4 Transformator TR3 Spannungsregelrelais (Follower 2)

### 5.3.4.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die [Abbildung 37](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 3), Binäreingänge (BI), Milliampereeingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR3 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden ebenfalls dargestellt. In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR3 und als Eingang zu TPOSYLTC eingegeben.

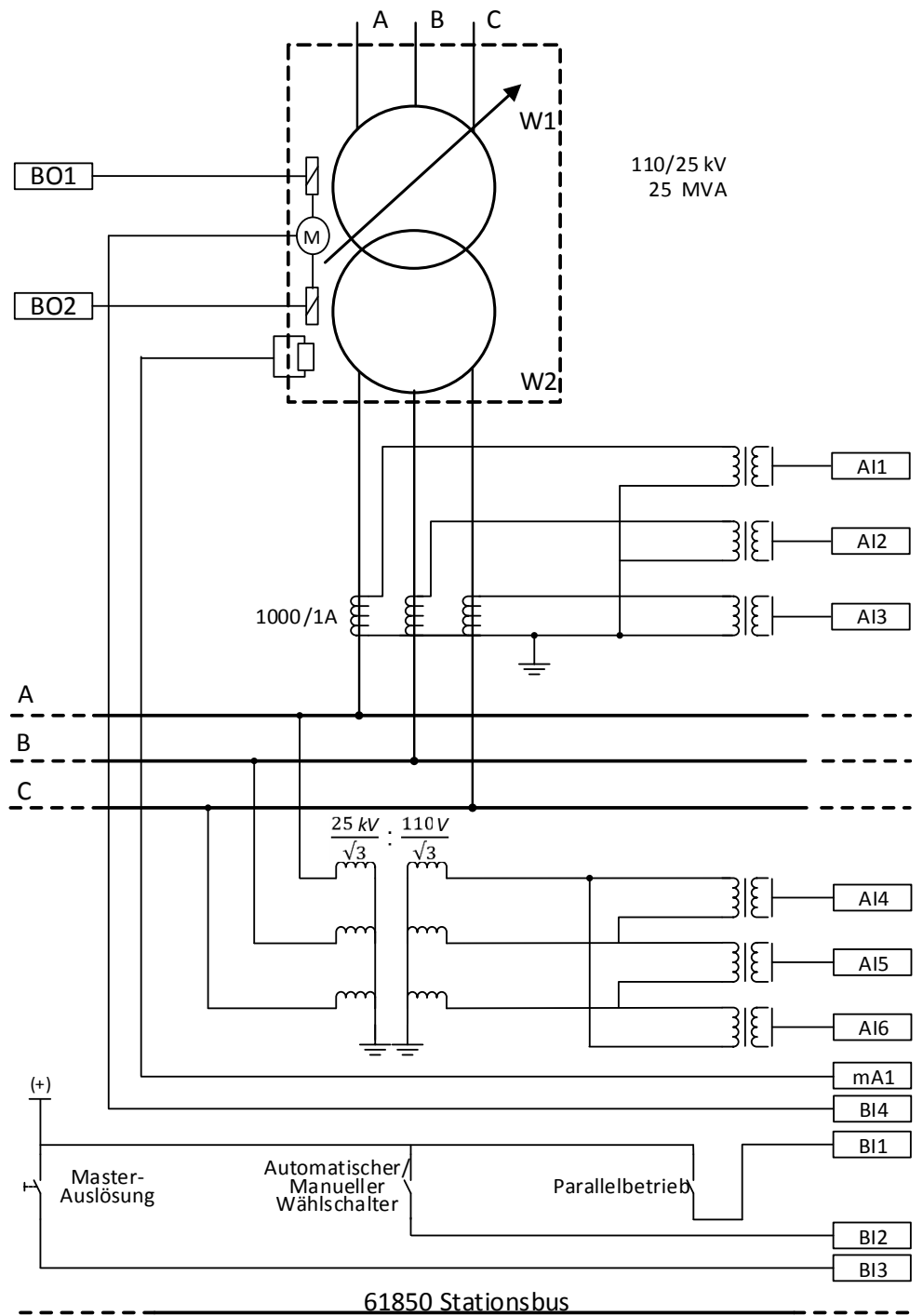


Abb. 37: Relais 3-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR3 in Beispielfall 2

## Analoge Eingangssignale

**Tabelle 92:** *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2*

| Analogeingang | Beschreibung                            |
|---------------|---|
| AI1           | Transformator TR3 Wicklung 2, Strom A   |
| AI2           | Transformer TR3 Wicklung 2, Strom B     |
| AI3           | Transformer TR3 Wicklung 2, Strom C     |
| AI4           | Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung AB |
| AI5           | Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung BC |
| AI6           | Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung CA |

## mA-Eingangssignale

**Tabelle 93:** *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2*

| mA-Eingang | Beschreibung   |
|------------|--|
| mA1        | Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR3 |

## Binäre Eingangssignale

**Tabelle 94:** *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2*

| Binäreingang                   | Beschreibung   |
|--------------------------------|--|
| BI1 <sup>1)</sup> gesetzt ist. | Parallel-Eingangssignal für TR3. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.   |
| BI2 <sup>1)</sup>              | Auto-Eingangssignal für TR3. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.                                       |
| BI3                            | Master-Trigger-Eingang verbunden mit MSTR_TRIGG für TR3. Eine steigende Flanke am Eingang (FALSE zu TRUE) veranlasst das angeschlossene Relais zur Übernahme der Master-Rolle. |
| BI4                            | Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR3. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.   |

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

## Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 95:** Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE-OWN), d.h., für TR3  |
| BO2          | Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER-OWN), d.h., für TR3 |

## Empfohlene Alarme

**Tabelle 96:** Alarmliste für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung  |
|-------------------|-------------|---|
| OL5ATCC1          | ALARM       | Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR3 |
| OL5ATCC1          | AUTO        | Betriebsart für TR3 als automatisch festgelegt                  |
| OL5ATCC1          | PAR_FAIL    | Parallel Fehler erkannt   |
| OL5ATCC1          | RAISE-OWN   | Höher-Befehl für Transformator TR3                              |
| OL5ATCC1          | LOWER-OWN   | Tiefer-Befehl für Transformator TR3                             |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_LOD  | Anzeige der Überstromblockierung für TR3                        |
| OL5ATCC1          | BLKD_V_UN   | Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR3                   |
| OL5ATCC1          | RNBK_V_OV   | Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR3                   |
| OL5ATCC1          | BLKD_LTCBLK | Anzeige der externen Blockierung für TR3                        |

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 97:** In der Relais-3-Konfiguration von Beispielfall 2 verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock                                  | Beschreibung   |
|---|--|
| UTVTR1, ILTCTR1                                 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock   |
| T_R_TO_I8                                       | 8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet. |
| TPOSYLTC1                                       | Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.                                |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |  |

| Funktionsblock   | Beschreibung  |
|------------------|---|
| SPCGAPC1         | Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet.  |
| OLGAPC1, OLGAPC2 | Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.   |
| GOOSERCV_INT8    | Empfangene Informationen GOOSE-8-Bit-Ganzzahlwert. Die Funktion GOOSERCV_INT8 wird verwendet, um die empfangenen ganzzahligen GOOSE-8-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schalterstellungsinformationen aus Paralleltransformatoren abgerufen. |
| GOOSERCV_INT32   | Empfangene Informationen GOOSE-32-Bit-Ganzzahlwert. Die Funktion GOOSERCV_INT32 wird verwendet, um die empfangenen ganzzahligen GOOSE-32-Bit-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden damit die Schaltbefehlsinformationen aus dem Master-Relais abgerufen.        |
| GOOSERCV_ENUM    | Empfangene Information über GOOSE-Enumerator Die Funktion GOOSERCV_ENUM wird verwendet, um die GOOSE-Enumerator-Eingänge mit der Anwendung zu verbinden. Im Beispielfall werden die Statusinformationen empfangen.  |
| OL5ATCC1         | Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.   |

**Tabelle 98:** Physikalische Analogkanäle der Relais-3-Funktionen in Beispielfall 2

| Funktionsblock | TR3 Sekundärströme<br>AI1, AI2, AI3 | MS-Busspannungen<br>AI4, AI5, AI6 | TR3 Stufenstellung,<br>mA1 |
|----------------|-------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|
| OL5ATCC1       | x                                   | x                                 |                            |
| TPOSYLTC1      |                                     |                                   | x                          |

[Abbildung 38](#), [Abbildung 39](#), [Abbildung 40](#) und [Abbildung 41](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR3 in Beispielfall 2. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im M/F-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

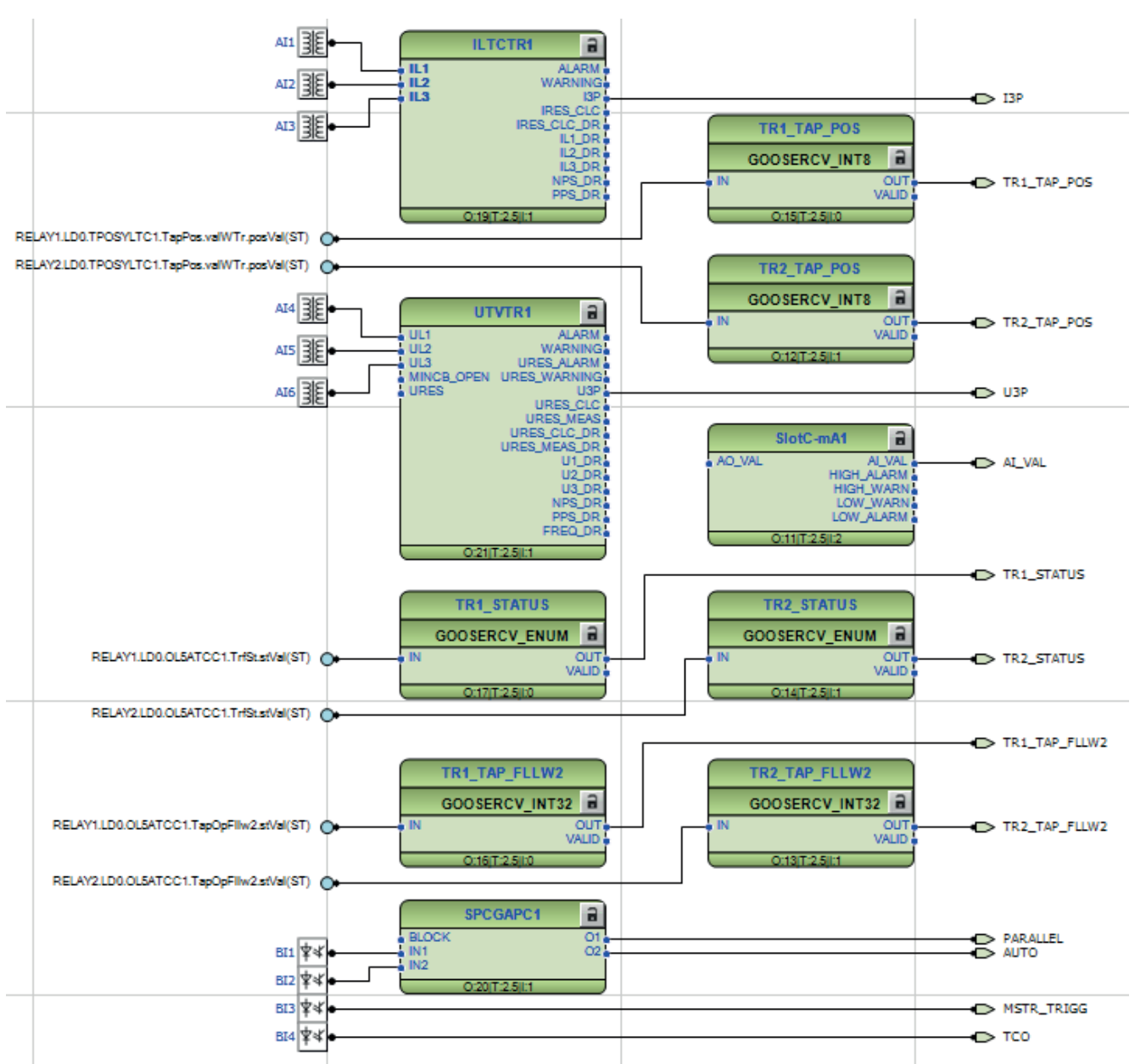


Abb. 38: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 2 – Eingangsabschnitt

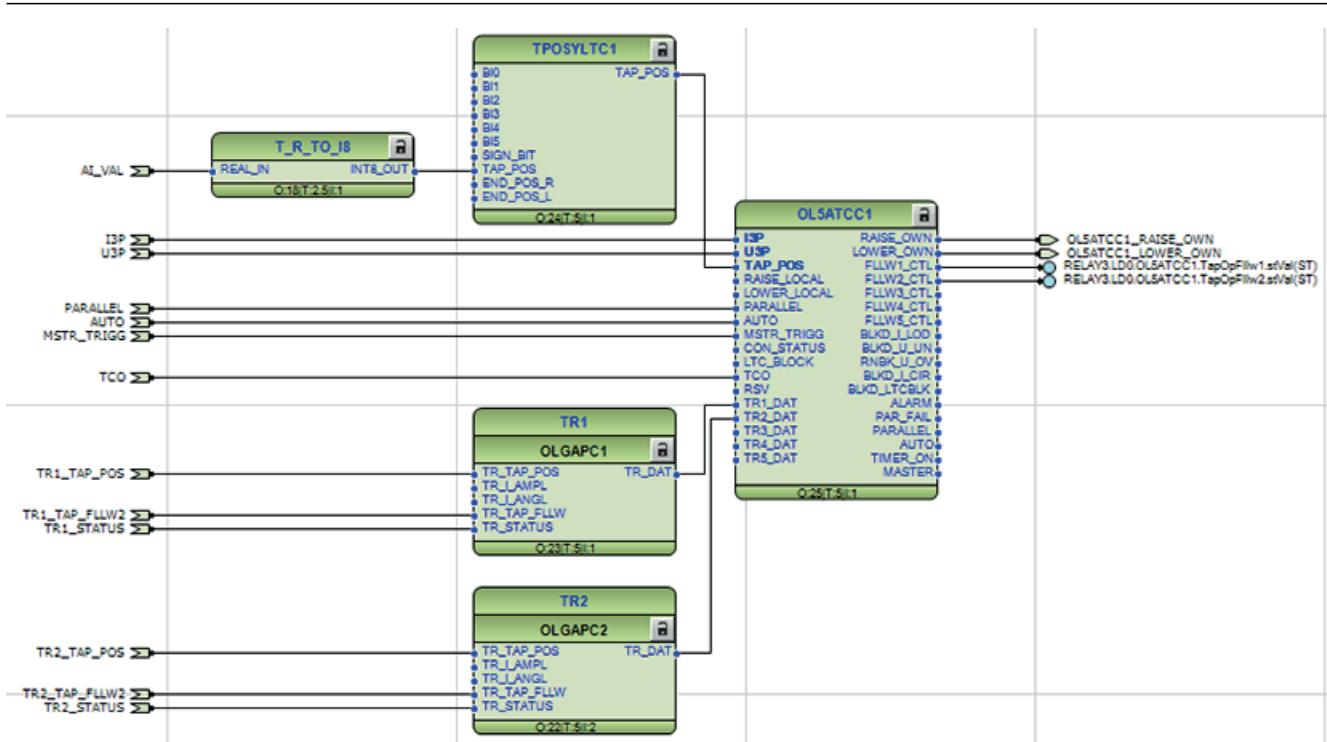


Abb. 39: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 2 – Anwendungsabschnitt

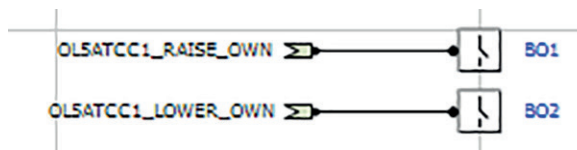


Abb. 40: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 2 – Ausgangsabschnitt

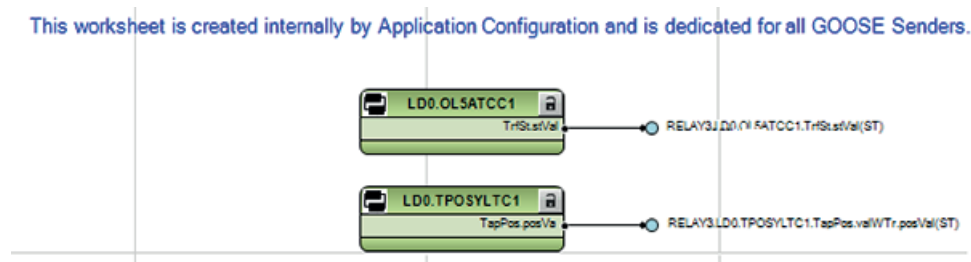


Abb. 41: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 2 – GOOSE-Sender

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 99](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 99:** *ILTCTR1-Einstellwerte für das Relais TR3 im Beispielfall 2*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung        |
|---------------|------------------|---------------------|
| Primärstrom   | 1000             | CT Primärnennwert   |
| Sekundärstrom | 1                | LS-Sekundärnennwert |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 100](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 100:** *UTVTR1-Einstellwerte für das Relais TR3 im Beispielfall 2*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung                  |
|------------------|------------------|-------------------------------|
| Primärspannung   | 25 kV            | VT Primärnennwert             |
| Sekundärspannung | 110 V            | Stromwandler-Sekundärnennwert |

### T\_R\_TO\_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T\_R\_TO\_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

### TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T\_R\_TO\_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP\_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

### SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 101](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 101: SPCGAPC1-Einstellwerte für das Relais TR3 im Beispielfall 2**

| Einstellung  | Empfohlene Werte | Beschreibung                                   |
|--------------|------------------|--|
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1 |
| Beschreibung | Parallel         | Beschreibung für Ausgang 1                     |
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2 |
| Beschreibung | Auto             | Beschreibung für Ausgang 2                     |

### OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer

Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR\_TAP\_POS, TR\_I\_AMPL, TR\_I\_ANGL, TR\_TAP\_FLLW und TR\_STATUS als TR\_DAT. In Relais 3 verbindet OLGAPC1 TR1\_TAP\_POS, TR1\_TAP\_FLLW2 und TR1\_STATUS mit TR1\_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR2\_TAP\_POS, TR2\_TAP\_FLLW2 und TR2\_STATUS mit TR2\_DAT. TRx\_TAP\_FLLWx empfängt Regelbefehle (Höher/Tiefer) vom Master, wenn ein anderes Relais der Master ist. Der TRx\_STATUS-Anschluss ist obligatorisch, damit TR3 weiß, wie viele Follower er bei Übernahme der Master-Rolle hat. Wenn dieser Eingang fehlt, wird TRx als unabhängig behandelt und nicht von Relais 3 gesteuert.

Die Funktion hat keine Einstellungen.

### OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler

In diesem Beispielfall ist Relais 3 der Follower und die Stufenschaltereinstellung folgt dem Master (Relais 1).

**Tabelle 102: OL5ATCC-Einstellwerte für die automatische Spannungsregelung in der M/F-Anwendung**

| Einstellung                              | Empfohlene Werte  | Beschreibung   |
|--|-------------------|--|
| Betriebsart                              | Eingangssteuerung | Betriebsart  |
| Parallelmodus                            | Eingangssteuerung | Parallelmodus ausgewählt   |
| Bandmittenspannung                       | 1,0 xUn           | Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.   |
| Band width voltage (Bandbreite Spannung) | 3%                | In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/25 kV}) \cdot 100$ . |
| Laststromgrenze                          | 2,0 xIn           | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet $2000/CT$ Primärnennwert = 2000/1000.   |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

| Einstellung                    | Empfohlene Werte | Beschreibung   |
|--------------------------------|------------------|--|
| Niedrigere Spannung blockieren | 0,7 xUn          | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.                         |
| Rücklauf Spannung erhöhen      | 1,12 xUn         | Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung 1,1 + 0,03/2. |
| Lower block tap                | 0                | Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.  |
| Raise block tap                | 17               | Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.                                 |
| Steuerungsverzögerung 1        | 60 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.   |
| Steuerungsverzögerung 2        | 30 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.   |

### IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

**Tabelle 103:** GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2

| Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration |                |           |   |   | Ziel in dieser Relaiskonfiguration |             |
|---|----------------|-----------|---|---|------------------------------------|-------------|
| Relaisname                                      | Funktionsblock | Ausgang   | Daten   | Beschreibung  | Funktionsblock                     | Eingang     |
| TR1   | TPOSYLTC1      | TAP_POS   | LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.pos-Val <sup>1)</sup> | Stufenstellung TR1 von Relais 1                               | OLGAPC1                            | TR_TAP_POS  |
| TR1   | OL5ATCC1       | FLLW2_CTL | LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFlw2.stVal <sup>2)</sup>         | Lower/Raise-Befehl von Relais 1, wenn Relais 1 der Master ist | OLGAPC1                            | TR_TAP_FLLW |
| TR1   | OL5ATCC1       | N/A       | LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal <sup>3)</sup>              | Statusinformationen TR1 von Relais 1                          | OLGAPC1                            | TR_STATUS   |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

| Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration |                |           |   |   | Ziel in dieser Relaiskonfiguration |             |
|---|----------------|-----------|---|---|------------------------------------|-------------|
| Relaisname                                      | Funktionsblock | Ausgang   | Daten   | Beschreibung  | Funktionsblock                     | Eingang     |
| TR2   | TPOSYLTC1      | TAP_POS   | LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.pos-Val <sup>1)</sup> | Stufenstellung TR2 von Relais 2                               | OLGAPC2                            | TR_TAP_POS  |
| TR2   | OL5ATCC1       | FLLW2_CTL | LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFllw2.stVal <sup>2)</sup>        | Lower/Raise-Befehl von Relais 2, wenn Relais 2 der Master ist | OLGAPC2                            | TR_TAP_FLLW |
| TR2   | OL5ATCC1       | N/A       | LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal <sup>3)</sup>              | Statusinformationen TR2 von Relais 2                          | OLGAPC2                            | TR_STATUS   |

- 1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_INT8
- 2) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_INT32
- 3) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_ENUM

**Tabelle 104:** GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 2

| Funktionsblock | Ausgang   | Daten                                | Beschreibung  |
|----------------|-----------|--------------------------------------|---|
| TPOSYLTC1      | TAP_POS   | LD0.TPO-SYLTC1.Tap-Pos.valWTr.posVal | Stufenstellung TR3 von Relais 3 und Relais 1 und 2                              |
| OL5ATCC1       | FLLW1_CTL | LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFllw1.stVal       | Lower/Raise-Befehl von Relais 3 an Relais 1 und 2, wenn Relais 3 der Master ist |
| OL5ATCC1       | FLLW2_CTL | LD0.OL5ATCC1.Ta-pOpFllw2.stVal       | Lower/Raise-Befehl von Relais 3 an Relais 1 und 2, wenn Relais 3 der Master ist |
| OL5ATCC1       | N/A       | LD0.OL5ATCC1.TrfSt.stVal             | Statusinformationen TR3 von Relais 3 an Relais 1 und 2                          |

## 5.4 Beispielfall 3 – Paralleltransformatorsteuerung im MCC-Modus

Dieses Kapitel bietet detaillierte Informationen zur Konfiguration der im Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, die ACT-Diagramme und die Parametereinstellungen sowie Information dazu, wie die Transformatorspannungsregelung für das vorliegende Beispiel im MCC-Modus erreicht werden kann.

### 5.4.1 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung von OL5ATCC für den Paralleltransformator zu erläutern, wird ein typischer Beispielfall mit drei parallel geschalteten Transformatoren dargestellt. [Abbildung 42](#) zeigt das Übersichtsschaltbild für den Beispielfall mit

den Messanforderungen. An der HS-Wicklung der Transformatoren ist ein Laststufenschalter vorhanden. Die Strominformationen von der (geregelten) MS-Seite sowie die Spannungsinformationen von der MS-Seite sind für die OL5ATCC-Anwendung erforderlich. Ein weitere erforderliche Information ist die Stufenstellung.

Dieser Beispielfall illustriert den minimierenden zirkulierenden Strombetriebsmodus (MCC). Dieser Modus kann gewählt werden, wenn parallel geschaltete Transformatoren identische oder unterschiedliche Ratings aufweisen. Das MCC-Prinzip ist eine optimale Lösung für die Steuerung von Paralleltransformatoren unterschiedlicher Leistungen oder Stufenspannungen mit variierenden Blindlasten. Für die Implementierung des Beispielfalls werden drei Relais (Relais 1 für den Transformator TR1, Relais 2 für den Transformator TR2 und Relais 3 für den Transformator TR3) benötigt. Für den Betrieb im MCC-Modus ist die Kommunikation zwischen den Reglern erforderlich.

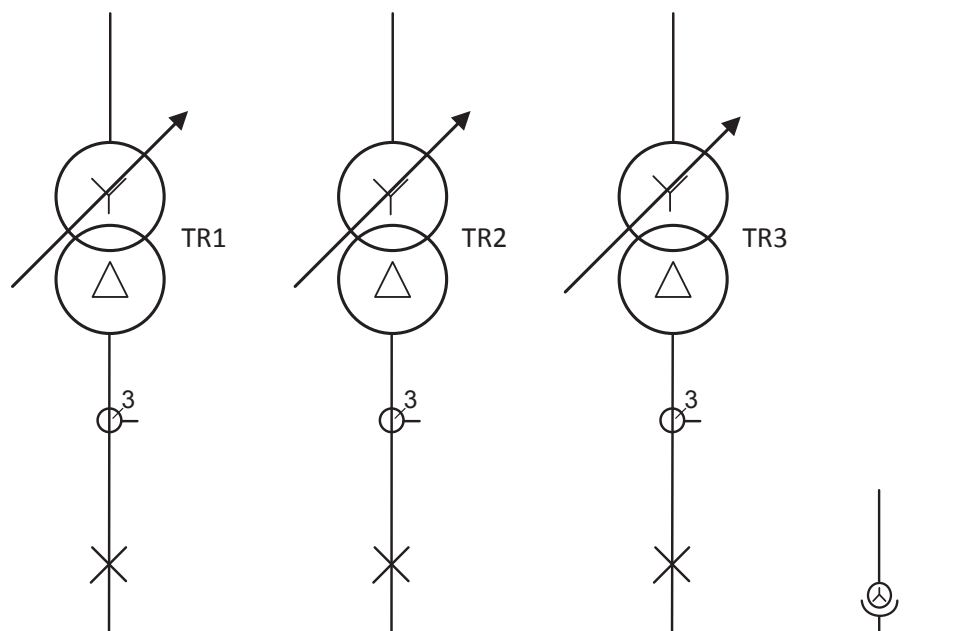


Abb. 42: Paralleltransformator-Anwendung (Beispielfall 3).

## 5.4.2 Transformator TR1 Spannungsregelrelais

### 5.4.2.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 43](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 1), Binäreingänge (BI), Milliampereingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR1 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden in der Abbildung ebenfalls dargestellt.

In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR1 und als Eingang zu TPOSYLTC dargestellt.

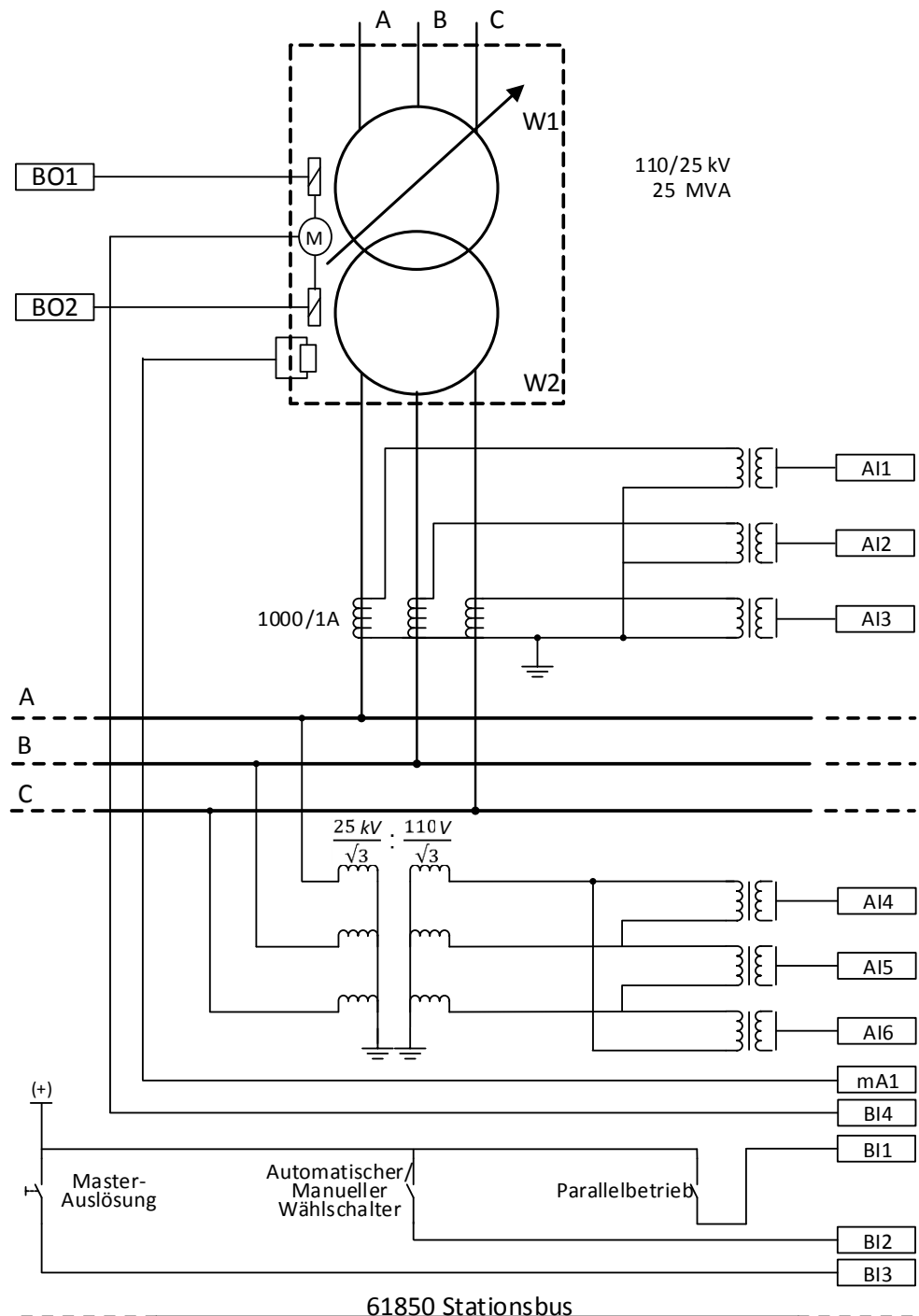


Abb. 43: Relais 1-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR1 in Beispielfall 3

## Analoge Eingangssignale

**Tabelle 105:** *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3*

| Analogeingang | Beschreibung                            |
|---------------|---|
| AI1           | Transformator TR1 Wicklung 2, Strom A   |
| AI2           | Transformator TR1 Wicklung 2, Strom B   |
| AI3           | Transformator TR1 Wicklung 2, Strom C   |
| AI4           | Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung AB |
| AI5           | Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung BC |
| AI6           | Transformer TR1 Wicklung 2, Spannung CA |

## mA-Eingangssignale

**Tabelle 106:** *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3*

| mA-Eingang | Beschreibung   |
|------------|--|
| mA1        | Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR1 |

## Binäre Eingangssignale

**Tabelle 107:** *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3*

| Binäreingang                   | Beschreibung   |
|--------------------------------|--|
| BI1 <sup>1)</sup> gesetzt ist. | Parallel-Eingangssignal für TR1. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.   |
| BI2 <sup>1)</sup>              | Auto-Eingangssignal für TR1. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.               |
| BI3                            | Netzanschlussstatus des Transformatoreingangs (CON_STATUS) für TR1 TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Transformator mit dem Netz verbunden ist. |
| BI4                            | Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR1. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.                       |

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

## Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 108:** Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE_OWN), d.h., für TR1  |
| BO2          | Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER_OWN), d.h., für TR1 |

## Empfohlene Alarme

**Tabelle 109:** Alarmliste für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung  |
|-------------------|-------------|---|
| OL5ATCC1          | ALARM       | Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR1           |
| OL5ATCC1          | AUTO        | Betriebsart für TR1 als automatisch festgelegt                            |
| OL5ATCC1          | RAISE_OWN   | Höher-Befehl für Transformator TR1  |
| OL5ATCC1          | LOWER_OWN   | Tiefer-Befehl für Transformator TR1                                       |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_LOD  | Anzeige der Überstromblockierung für TR1                                  |
| OL5ATCC1          | BLKD_V_UN   | Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR1                             |
| OL5ATCC1          | RNBK_V_OV   | Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR1                             |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_CIR  | Anzeige einer Blockierung durch einen hohen zirkulierenden Stroms für TR1 |
| OL5ATCC1          | BLKD_LTCBLK | Anzeige der externen Blockierung für TR1                                  |

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 110:** In der Relais-1-Konfiguration von Beispielfall 3 verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock                                  | Beschreibung   |
|---|--|
| UTVTR1, ILTCTR1                                 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock   |
| T_R_TO_I8                                       | 8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet. |
| TPOSYLTC1                                       | Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.                                |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |  |

| Funktionsblock   | Beschreibung   |
|------------------|--|
| SPCGAPC1         | Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet. |
| OLGAPC1, OLGAPC2 | Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Daten von Paralleltransformatoren, das heißt TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.                                  |
| GOOSERCV_CMV     | Empfangene GOOSE-Messwertinformationen (Drehzeiger) Die Funktion GOOSERCV_CMV wird verwendet, um Messwerte der GOOSE-Eingänge TR_I_AMPL und TR_I_ANGL mit der Anwendung zu verbinden.                              |
| OL5ATCC1         | Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.  |

**Tabelle 111:** *Physikalische Analogkanäle der Relais-1-Funktionen in Beispielfall 3*

| Funktionsblock | TR1 Sekundärströme<br>AI1, AI2, AI3 | MS-Busspannungen<br>AI4, AI5, AI6 | TR1 Stufenstellung,<br>mA1 |
|----------------|-------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|
| OL5ATCC1       | x                                   | x                                 |                            |
| TPOSYLTC1      |                                     |                                   | x                          |

[Abbildung 44](#), [Abbildung 45](#), [Abbildung 46](#) und [Abbildung 47](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR1 in Beispielfall 3. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im MCC-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

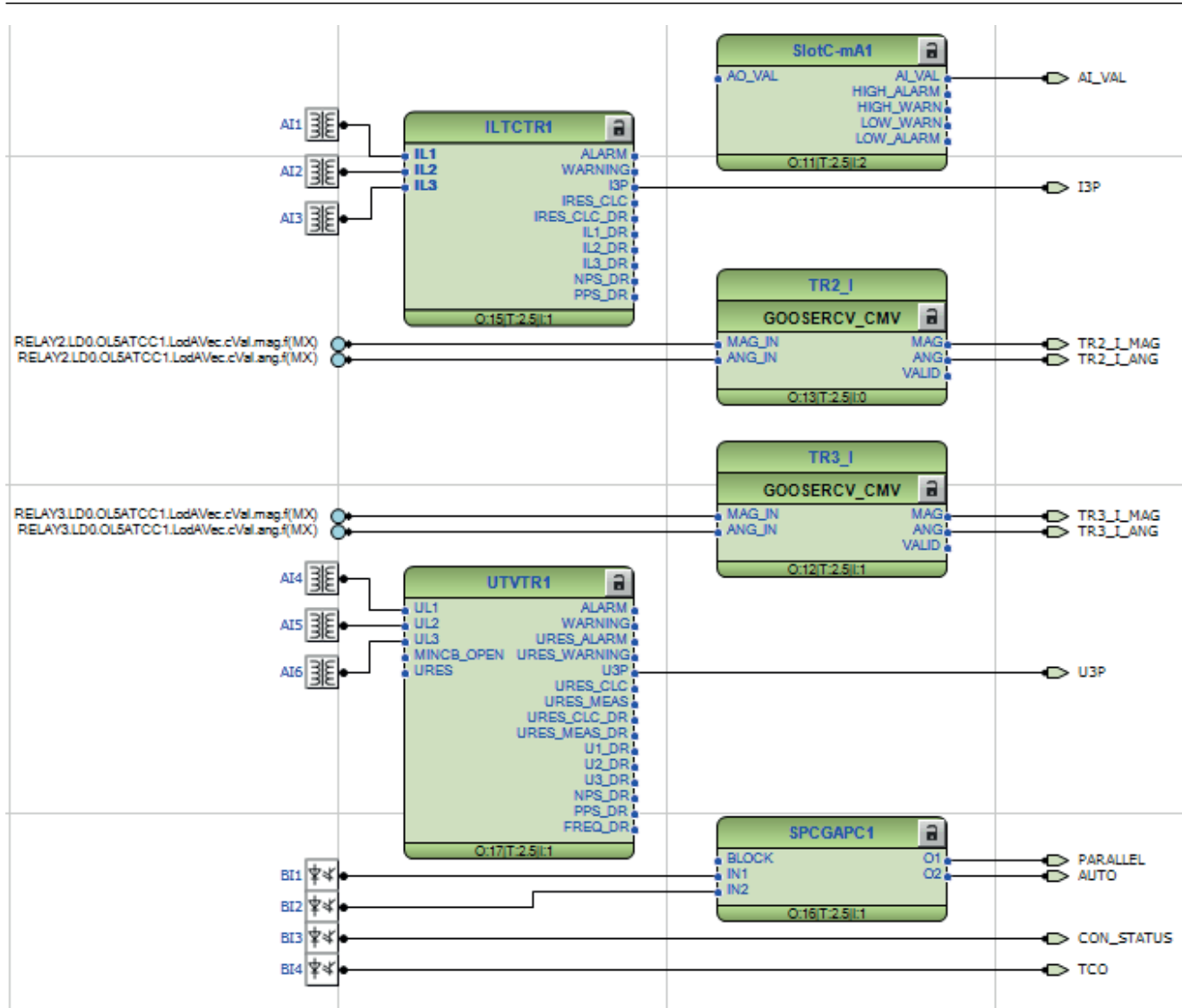


Abb. 44: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 3 – Eingangsabschnitt

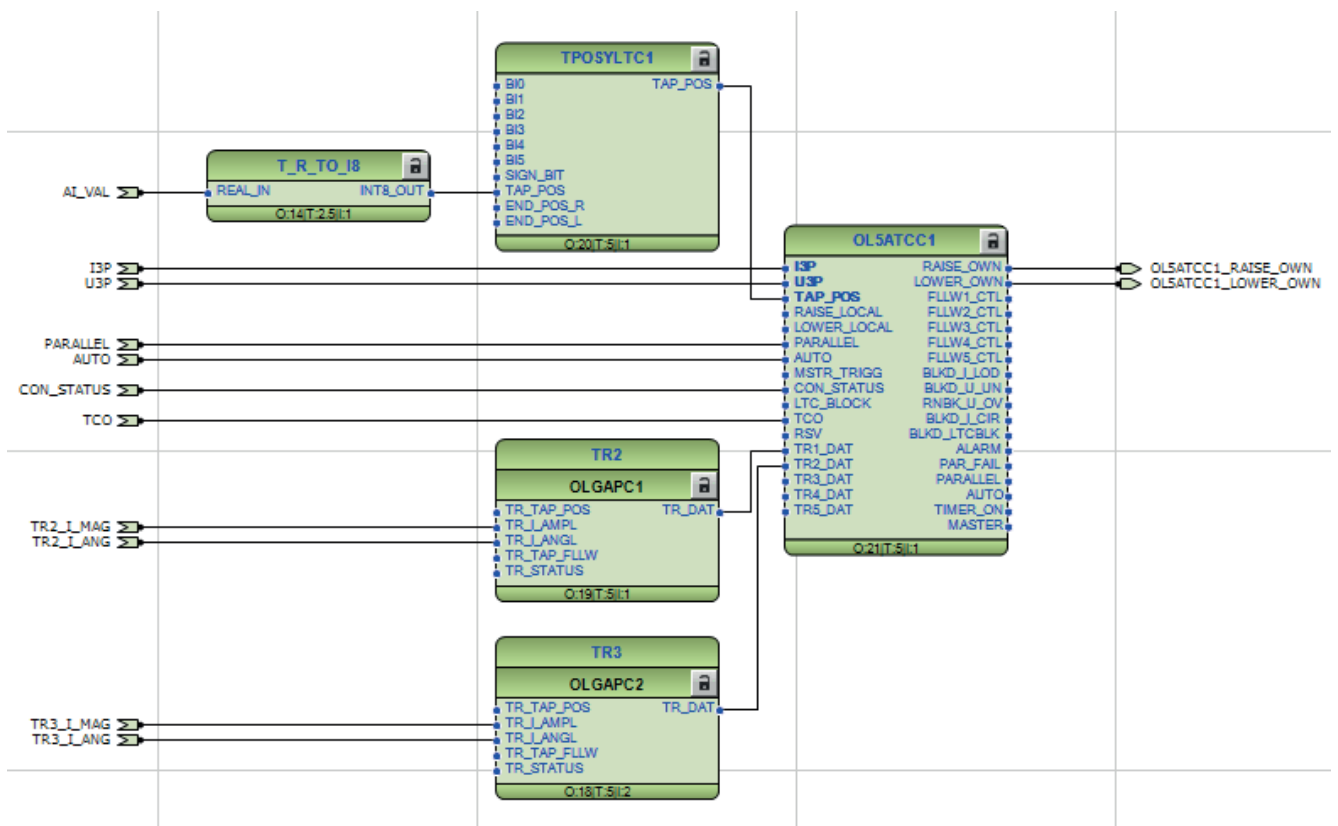


Abb. 45: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 3 – Anwendungsabschnitt



Abb. 46: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 3 – Ausgangsabschnitt

This worksheet is created internally by Application Configuration and is dedicated for all GOOSE Senders.



Abb. 47: ACT-Diagramm für Transformator TR1 (Relais 1) in Beispielfall 3 – GOSSE-Sender

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

Die ILTCTR1-Funktion ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 112](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 112:** *ILTCTR1-Einstellwerte für Relais 1 im Beispielfall 3*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung       |
|---------------|------------------|--------------------|
| Primärstrom   | 1000             | CT Primärennwert   |
| Sekundärstrom | 1                | LS-Sekundärennwert |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 113](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 113:** *UTVTR1-Einstellwerte für Relais 1 im Beispielfall 3*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung               |
|------------------|------------------|----------------------------|
| Primärspannung   | 25 kV            | VT Primärennwert           |
| Sekundärspannung | 110 V            | Stromwandler-Primärennwert |

### T\_R\_TO\_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T\_R\_TO\_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

### TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T\_R\_TO\_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP\_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

### SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 114](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 114:** SPCGAPC1-Einstellwerte für Relais 1 im Beispielfall 3

| Einstellung  | Empfohlene Werte | Beschreibung                                   |
|--------------|------------------|--|
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1 |
| Beschreibung | Parallel         | Beschreibung für Ausgang 1                     |
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2 |
| Beschreibung | Auto             | Beschreibung für Ausgang 2                     |

**OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformator-Kombinierer**

Diese Funktion kombiniert die Transformator-Daten, d.h. TR\_TAP\_POS, TR\_I\_AMPL, TR\_I\_ANGL, TR\_TAP\_FLLW und TR\_STATUS als TR\_DAT. In Relais 1 verbindet OLGAPC1 TR2\_I\_AMPL und TR2\_I\_ANGL mit TR1\_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR3\_I\_AMPL und TR3\_I\_ANGL mit TR2\_DAT. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

**OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung im Auto-Parallel-MCC-Modus**

MCC ist der Parallelbetrieb des Spannungsreglers OL5ATCC1 (Stufenschaltersteuerung), der mit parallelen Transformatoren mit nicht identischen Leistungen verwendet wird. Weil das Steuerungsverfahren den Austausch von Daten zwischen den Reglern erlaubt, kann der Kreisstrom genauer berechnet werden als mit anderen Verfahren.

Für den Start des Parallelbetriebs muss der Parameter *Betriebsart* für alle Regler der Verbindung auf MCC gesetzt werden. Das Signal CON\_STATUS (BI3) muss anzeigen, dass die Transformatoren mit dem Netz verbunden sind. Mit diesem Signal wird ebenfalls ermittelt, ob eine Transformatorsteuerung die aktuellen Informationen für die Minimierung von Kreisstrom an die anderen Transformatorsteuerungen senden kann. Wenn CON\_STATUS (BI3) TRUE ist, startet die Übertragung der Informationen und der Empfang der Kreisstrominformationen ist erlaubt.

Die von den anderen Parallelrelais benötigten Phasorinformationen für die Berechnung von Kreisstrom werden über die horizontale GOOSE-Kommunikation gesendet. Die empfangenen aktuellen Phasorinformationen können aus den Eingabedaten TR\_I\_AMPL und TR\_I\_ANGL der Funktion OLGAPC1 und OLGAPC2 für die Magnitude bzw. für den Winkel ausgelesen werden. Der Status FALSE muss mit dem Eingang CON\_STATUS (BI3) verbunden werden, damit die richtige MCC-Berechnung sichergestellt ist, wenn der parallel geschaltete Transformator getrennt wird, OL5ATCC1 jedoch im MCC-Modus verbleibt. Auf diese Weise wird der getrennte Transformator aus den Berechnungen des Kreisstroms ausgenommen.

Im Beispielfall sind alle Transformatoren identisch und deshalb ist die Einstellung *Stability factor* (Stabilisierungsfaktor) der Regler ebenfalls identisch.

**Tabelle 115:** OL5ATCC1-Einstellungen für die automatische Spannungsregelung in der MCC-Anwendung

| Einstellung                              | Empfohlene Werte                   | Berechnung Einstellwert   |
|--|------------------------------------|---|
| Betriebsart                              | Auto Parallel                      | Betriebsart   |
| Parallelmodus                            | MCC                                | Parallelmodus ausgewählt  |
| Rücklauf Spannung erhöhen                | 1,12 xU <sub>n</sub> <sup>1)</sup> | Spannungsgrenzwert während schneller Tiefer-Befehle   |
| Stabilisierungsfaktor                    | 5 % <sup>2)</sup>                  | Stabilisierungsfaktor für Parallelbetrieb   |
| Bandmittenspannung                       | 1,0 xUn                            | Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.  |
| Band width voltage (Bandbreite Spannung) | 3%                                 | In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = (27 - 21)/17=0,353 kV. Die erforderliche Einstellung ist (2 · 0,353 kV/VT Primärnennwert) · 100 = (2 · 0,353 kV/25 kV) · 100. |
| Laststromgrenze                          | 2,0 xIn                            | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet 2000/CT Primärnennwert = 2000/1000.  |
| Niedrigere Spannung blockieren           | 0,7 xUn                            | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.  |
| Rücklauf Spannung erhöhen                | 1,12 xUn                           | Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung 1,1 + 0,03/2.  |
| Lower block tap                          | 0                                  | Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.   |
| Raise block tap                          | 17                                 | Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.  |
| Steuerungsverzögerung 1                  | 60 s                               | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.  |
| Steuerungsverzögerung 2                  | 30 s                               | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.  |

1) Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.

2) Ein theoretischer Faktor von 5 % (abhängig von der Schleifenimpedanz) zur Veranschaulichung

Die Einstellungen für Betriebsart und den Parallel-Modus können an der HMI-Applikation durch Berühren von „Einstellungen“ und die Auswahl von "Auto parallel" aus den Dropdown-Menüs *Betriebsart* und "MCC" aus dem Dropdown-Menü für den *Parallel-Modus* vorgenommen werden. Der MCC-Modus kann auch erreicht werden, wenn *Betriebsart* auf "Input control" (Eingangssteuerung) gesetzt ist. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen in diesem Fall TRUE sein.

Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

### IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

**Tabelle 116:** GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3

| Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration |                |         |  |                                 | Ziel in dieser Relaiskonfiguration |            |
|---|----------------|---------|--|---------------------------------|------------------------------------|------------|
| Relaisname                                      | Funktionsblock | Ausgang | Daten  | Beschreibung                    | Funktionsblock                     | Eingang    |
| TR2   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f <sup>1)</sup> | TR2 Strommagnitude von Relais 2 | OLGAPC1                            | TR_I_AMPL  |
| TR2   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f <sup>1)</sup> | TR2 Stromwinkel von Relais 2    | OLGAPC1                            | TR_I_WINKL |
| TR3   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f <sup>1)</sup> | TR3 Strommagnitude von Relais 3 | OLGAPC2                            | TR_I_AMPL  |
| TR3   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f <sup>1)</sup> | TR3 Stromwinkel von Relais 3    | OLGAPC2                            | TR_I_WINKL |

1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_CMV

**Tabelle 117:** GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 1 in Beispielfall 3

| Funktionsblock | Ausgang | Daten                            | Beschreibung                                       |
|----------------|---------|----------------------------------|--|
| OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f | TR1 Strommagnitude von Relais 1 und Relais 2 und 3 |
| OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f | TR1 Stromwinkel von Relais 1 und Relais 2 und 3    |

## 5.4.3 Transformator TR2 Spannungsregelrelais

### 5.4.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 48](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 2), Binäreingänge (BI), Milliampereeingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für Transformator TR2 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die

Spannungsmessung an der MS-Seite werden in der Abbildung ebenfalls dargestellt. In diesem Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR2 und als Eingang zu TPOSYLTC dargestellt.

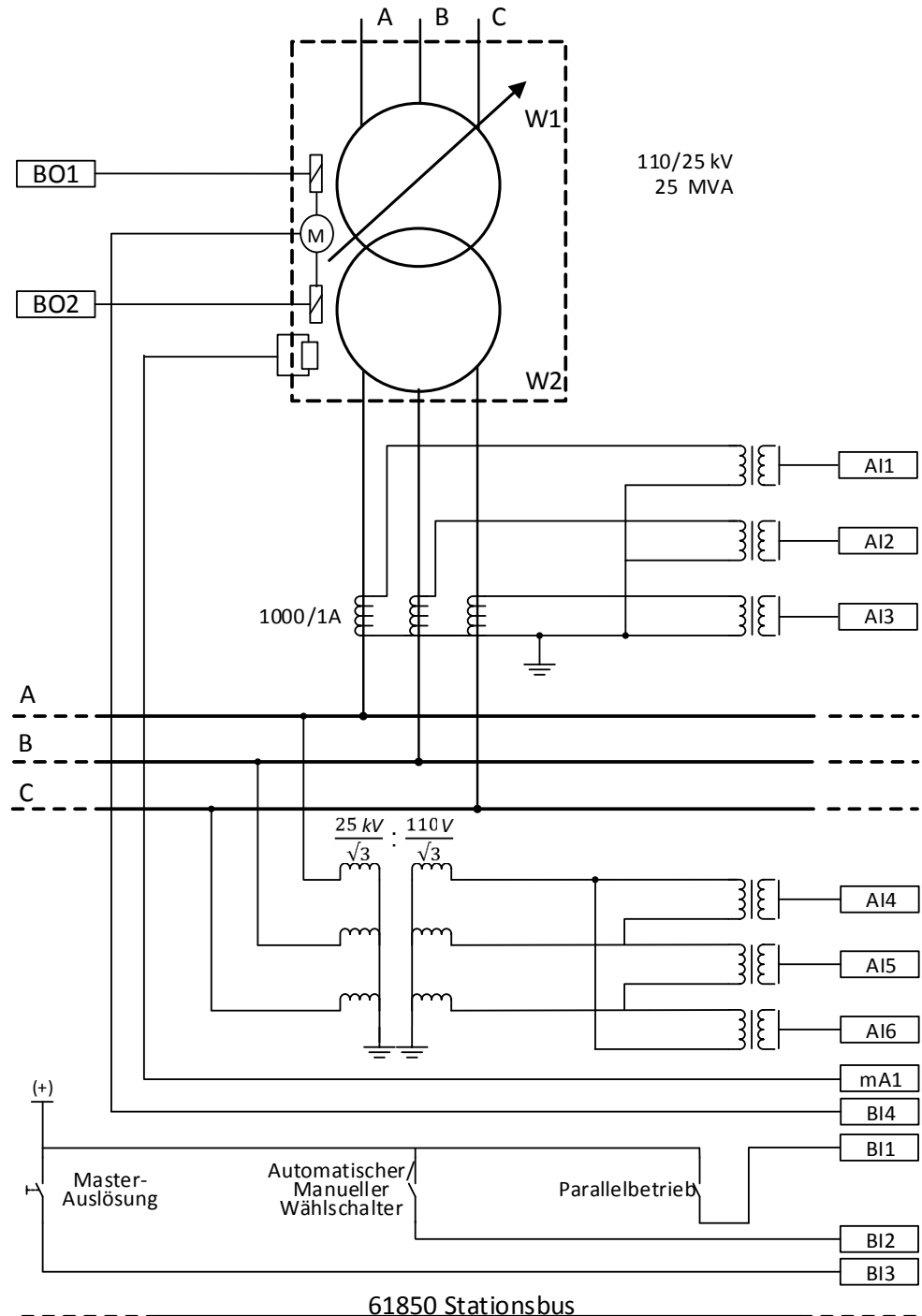


Abb. 48: Relais 2-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR2 in Beispielfall 3

## Analoge Eingangssignale

**Tabelle 118:** *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3*

| Analogeingang | Beschreibung                            |
|---------------|---|
| AI1           | Transformator TR2 Wicklung 2, Strom A   |
| AI2           | Transformer TR2 Wicklung 2, Strom B     |
| AI3           | Transformer TR2 Wicklung 2, Strom C     |
| AI4           | Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung AB |
| AI5           | Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung BC |
| AI6           | Transformer TR2 Wicklung 2, Spannung CA |

## mA-Eingangssignale

**Tabelle 119:** *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3*

| mA-Eingang | Beschreibung   |
|------------|--|
| mA1        | Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR2 |

## Binäre Eingangssignale

**Tabelle 120:** *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3*

| Binäreingang                   | Beschreibung   |
|--------------------------------|--|
| BI1 <sup>1)</sup> gesetzt ist. | Parallel-Eingangssignal für TR2. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.   |
| BI2 <sup>1)</sup>              | Auto-Eingangssignal für TR2. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.               |
| BI3                            | Netzanschlussstatus des Transformatoreingangs (CON_STATUS) für TR2 TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Transformator mit dem Netz verbunden ist. |
| BI4                            | Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR2. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.                       |

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

## Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 121:** Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE-OWN), d.h., für TR2  |
| BO2          | Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER-OWN), d.h., für TR2 |

## Empfohlene Alarme

**Tabelle 122:** Alarmliste für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung  |
|-------------------|-------------|---|
| OL5ATCC1          | ALARM       | Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR2           |
| OL5ATCC1          | AUTO        | Betriebsart für TR2 als automatisch festgelegt                            |
| OL5ATCC1          | RAISE-OWN   | Höher-Befehl für Transformator TR2  |
| OL5ATCC1          | LOWER-OWN   | Tiefer-Befehl für Transformator TR2                                       |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_LOD  | Anzeige der Überstromblockierung für TR2                                  |
| OL5ATCC1          | BLKD_V_UN   | Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR2                             |
| OL5ATCC1          | RNBK_V_OV   | Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR2                             |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_CIR  | Anzeige einer Blockierung durch einen hohen zirkulierenden Stroms für TR2 |
| OL5ATCC1          | BLKD_LTCBLK | Anzeige der externen Blockierung für TR2                                  |

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 123:** In der Relais-2-Konfiguration von Beispielfall 3 verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock                                  | Beschreibung   |
|---|--|
| UTVTR1, ILTCTR1                                 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock   |
| T_R_TO_I8                                       | 8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet. |
| TPOSYLTC1                                       | Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.                                |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |  |

| Funktionsblock   | Beschreibung   |
|------------------|--|
| SPCGAPC1         | Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet. |
| OLGAPC1, OLGAPC2 | Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Transformator-daten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW and TR_STATUS als TR_DAT.   |
| GOOSERCV_CMV     | Empfangene GOOSE-Messwertinformationen (Drehzeiger) Die Funktion GOOSERCV_CMV wird verwendet, um Messwerte der GOOSE-Eingänge TR_I_AMPL und TR_I_ANGL mit der Anwendung zu verbinden.                              |
| OL5ATCC1         | Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.  |

**Tabelle 124:** *Physikalische Analogkanäle der Relais-2-Funktionen in Beispielfall 3*

| Funktionsblock | TR2 Sekundärströme AI1, AI2, AI3 | MS-Busspannungen | TR2 Stufenstellung, mA1 |
|----------------|----------------------------------|------------------|-------------------------|
| OL5ATCC1       | x                                | x                |                         |
| TPOSYLTC1      |                                  |                  | x                       |

[Abbildung 49](#), [Abbildung 50](#), [Abbildung 51](#) und [Abbildung 52](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR2 in Beispielfall 3. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im MCC-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

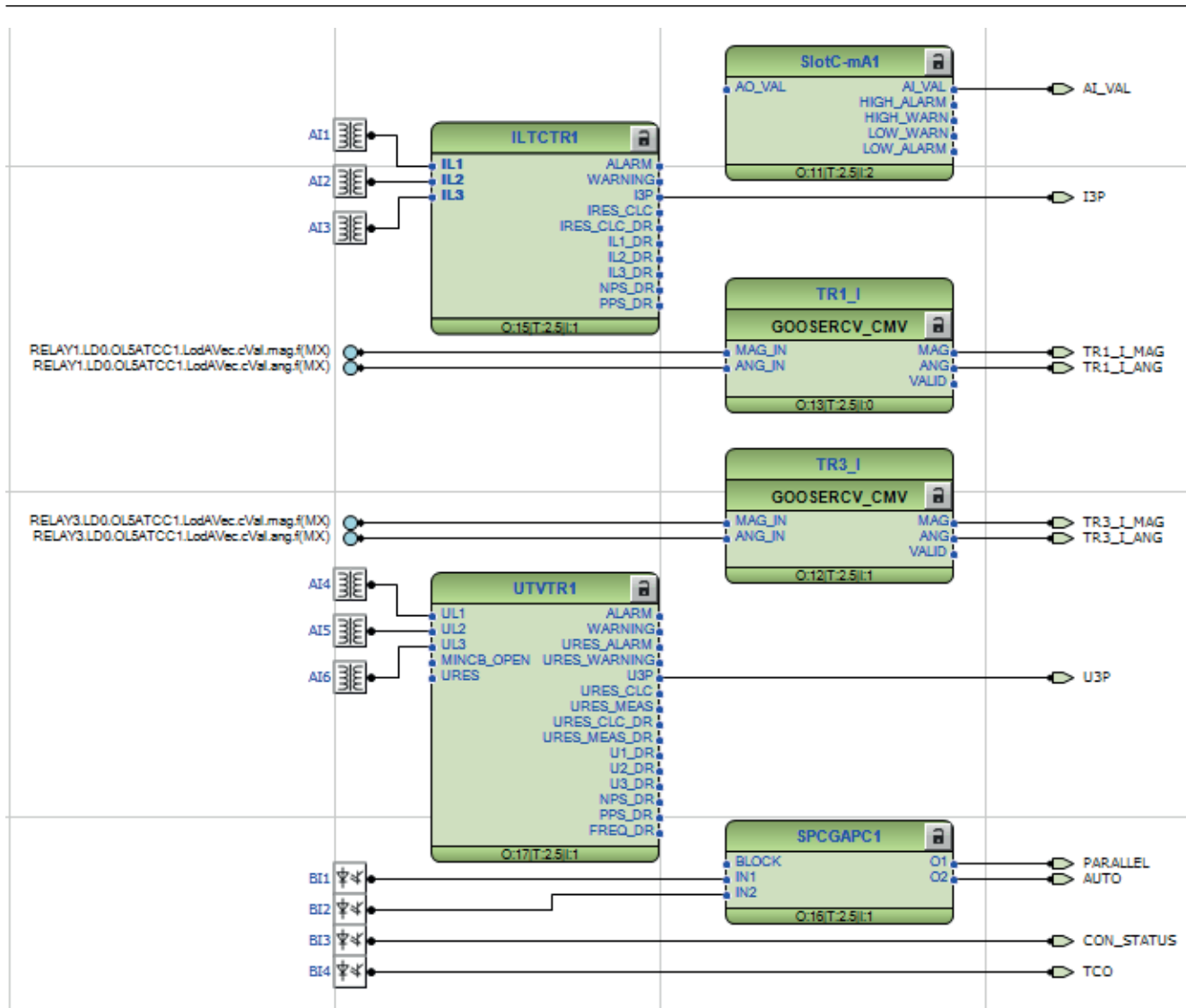


Abb. 49: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 2) in Beispielfall 3 – Eingangsabschnitt

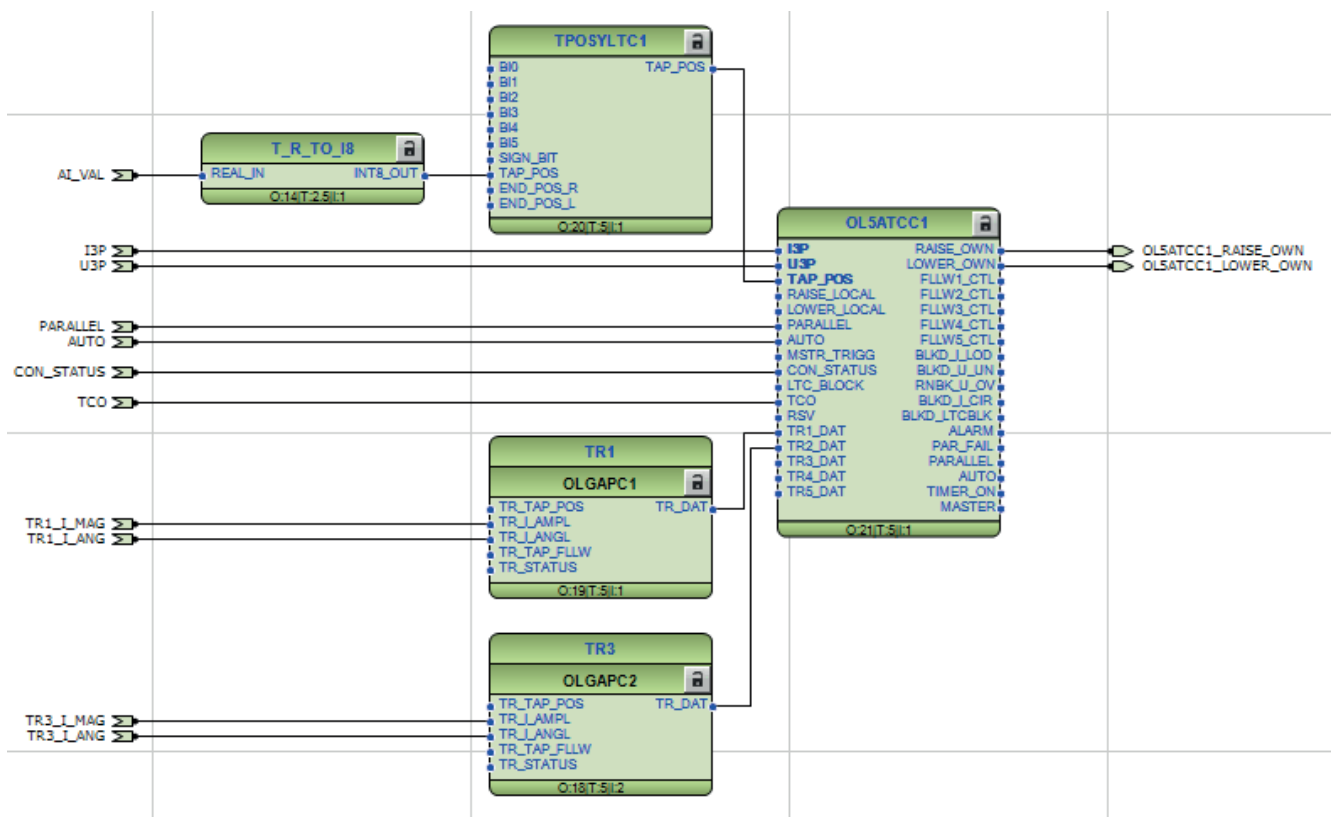


Abb. 50: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 2) in Beispielfall 3 – Anwendungsabschnitt

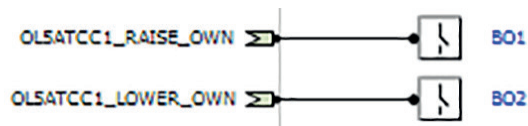


Abb. 51: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 2) in Beispielfall 3 – Ausgangsabschnitt

This worksheet is created internally by Application Configuration and is dedicated for all GOOSE Senders.



Abb. 52: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 2) in Beispielfall 3 – GOOSE-Sender

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 125](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 125:** *ILTCTR1-Einstellwerte für Relais 2 im Beispielfall 3*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung        |
|---------------|------------------|---------------------|
| Primärstrom   | 1000             | CT Primärnennwert   |
| Sekundärstrom | 1                | LS-Sekundärnennwert |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 126](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 126:** *UTVTR1-Einstellwerte für Relais 2 im Beispielfall 3*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung                  |
|------------------|------------------|-------------------------------|
| Primärspannung   | 25 kV            | VT Primärnennwert             |
| Sekundärspannung | 110 V            | Stromwandler-Sekundärnennwert |

### T\_R\_TO\_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T\_R\_TO\_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

### TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T\_R\_TO\_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP\_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

### SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 127](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 127:** SPCGAPC1-Einstellwerte für Relais 2 im Beispielfall 3

| Einstellung  | Empfohlene Werte | Beschreibung                                   |
|--------------|------------------|--|
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1 |
| Beschreibung | Parallel         | Beschreibung für Ausgang 1                     |
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2 |
| Beschreibung | Auto             | Beschreibung für Ausgang 2                     |

**OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer**

Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR\_TAP\_POS, TR\_I\_AMPL, TR\_I\_ANGL, TR\_TAP\_FLLW und TR\_STATUS als TR\_DAT. In Relais 2 verbindet OLGAPC1 TR1\_I\_AMPL und TR1\_I\_ANGL mit TR1\_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR3\_I\_AMPL und TR3\_I\_ANGL mit TR2\_DAT. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

**OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler**

Die Eingänge TR1\_I\_AMPL und TR1\_I\_ANGL über die Funktion GOOSERCV\_CMV müssen mit OLGAPC1 verbunden werden und die Eingänge TR3\_I\_AMPL und TR3\_I\_ANGL über die Funktion GOOSERCV\_CMV mit OLGAPC2.

**Tabelle 128:** OL5ATCC1-Einstellwerte für die MCC-Anwendung

| Einstellung                                     | Empfohlene Werte        | Berechnung Einstellwert   |
|---|-------------------------|---|
| Betriebsart                                     | Auto Parallel           | Betriebsart   |
| Parallelmodus                                   | MCC                     | Parallelmodus ausgewählt  |
| Rücklauf Spannung erhöhen                       | $1,12 \times U_n^{(1)}$ | Spannungsgrenzwert während schneller Tiefer-Befehle   |
| Stabilisierungsfaktor                           | 5 % <sup>(2)</sup>      | Stabilisierungsfaktor für Parallelbetrieb   |
| Bandmittenspannung                              | $1,0 \times U_n$        | Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung $25 \text{ kV/VT}$ Primärnennwert = $25 \text{ kV}/25 \text{ kV}$ .   |
| Band width voltage (Bandbreite Spannung)        | 3%                      | In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353 \text{ kV}$ . Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV}/25 \text{ kV}) \cdot 100$ . |
| Laststromgrenze                                 | $2,0 \times I_n$        | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet $2000/\text{CT Primärnennwert} = 2000/1000$ .  |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |                         |   |

| Einstellung                    | Empfohlene Werte | Berechnung Einstellwert   |
|--------------------------------|------------------|---|
| Niedrigere Spannung blockieren | 0,7 xUn          | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.                            |
| Rücklauf Spannung erhöhen      | 1,12 xUn         | Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$ . |
| Lower block tap                | 0                | Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.   |
| Raise block tap                | 17               | Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.                                    |
| Steuerungsverzögerung 1        | 60 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.  |
| Steuerungsverzögerung 2        | 30 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.  |

- 1) Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.
- 2) Ein theoretischer Faktor von 5 % (abhängig von der Schleifenimpedanz) zur Veranschaulichung

Der MCC-Modus kann auch erreicht werden, wenn *Betriebsmodus* als "Input control" (Eingangssteuerung) gesetzt ist. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen in diesem Fall TRUE sein. Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

### IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

Tabelle 129: GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3

| Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration |                |         |  |                                 | Ziel in dieser Relaiskonfiguration |            |
|---|----------------|---------|--|---------------------------------|------------------------------------|------------|
| Relaisname                                      | Funktionsblock | Ausgang | Daten  | Beschreibung                    | Funktionsblock                     | Eingang    |
| TR1   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f <sup>1)</sup> | TR1 Strommagnitude von Relais 1 | OLGAPC1                            | TR_I_AMPL  |
| TR1   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f <sup>1)</sup> | TR1 Stromwinkel von Relais 1    | OLGAPC1                            | TR_I_WINKL |
| TR3   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f <sup>1)</sup> | TR3 Strommagnitude von Relais 3 | OLGAPC2                            | TR_I_AMPL  |
| TR3   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f <sup>1)</sup> | TR3 Stromwinkel von Relais 3    | OLGAPC2                            | TR_I_WINKL |

1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_CMV

Tabelle 130: GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 2 in Beispielfall 3

| Funktionsblock | Ausgang | Daten                            | Beschreibung                                       |
|----------------|---------|----------------------------------|--|
| OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f | TR2 Strommagnitude von Relais 2 und Relais 1 und 3 |
| OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f | TR2 Stromwinkel von Relais 2 und Relais 1 und 3    |

## 5.4.4 Transformator TR3 Spannungsregelrelais

### 5.4.4.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die [Abbildung 53](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI) des Relais (Relais 3), Binäreingänge (BI), Milliampere-Eingänge (mA) und Binärausgänge (BO) für den Transformator TR3 im Beispielfall. Die CT-Anschlüsse für die Leiterspannungsmessungen in allen Leitern und der VT-Anschluss für die Spannungsmessung an der MS-Seite werden ebenfalls dargestellt. Im abgebildeten Beispiel ist der Stufenschalterstellungswert als mA-Eingang für den Transformator TR3 und als Eingang zu TPOSYLTC eingegeben.

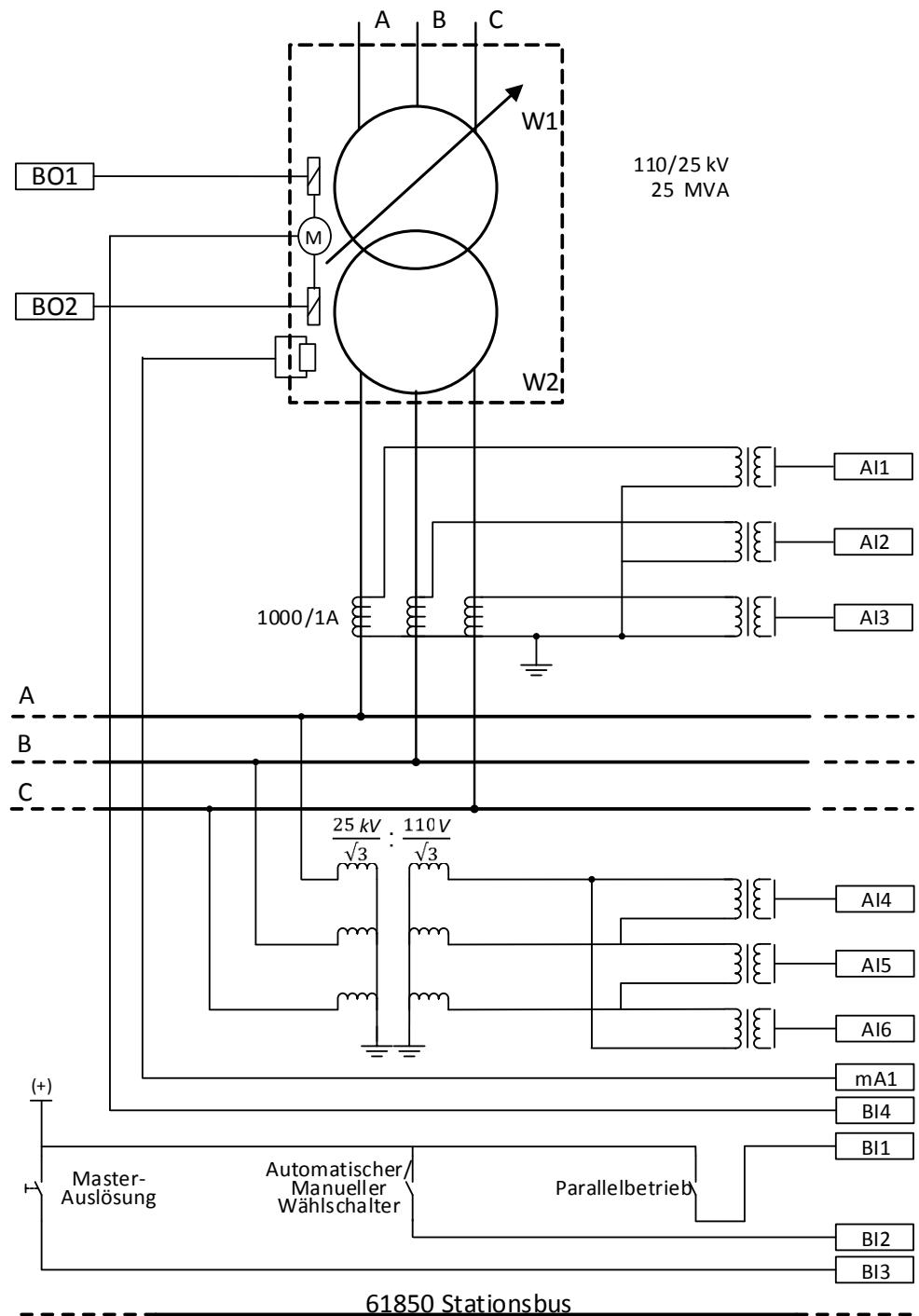


Abb. 53: Relais 3-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für TR3 in Beispielfall 3

## Analoge Eingangssignale

**Tabelle 131:** *Physische Analogeingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3*

| Analogeingang | Beschreibung                            |
|---------------|---|
| AI1           | Transformator TR3 Wicklung 2, Strom A   |
| AI2           | Transformer TR3 Wicklung 2, Strom B     |
| AI3           | Transformer TR3 Wicklung 2, Strom C     |
| AI4           | Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung AB |
| AI5           | Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung BC |
| AI6           | Transformer TR3 Wicklung 2, Spannung CA |

## mA-Eingangssignale

**Tabelle 132:** *Physisches mA-Eingangssignal für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3*

| mA-Eingang | Beschreibung   |
|------------|--|
| mA1        | Stufenschalterposition des Laststufenschalters für TR3 |

## Binäre Eingangssignale

**Tabelle 133:** *Binäre Eingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3*

| Binäreingang                   | Beschreibung   |
|--------------------------------|--|
| BI1 <sup>1)</sup> gesetzt ist. | Parallel-Eingangssignal für TR3. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Parallelbetrieb der Transformatoren.   |
| BI2 <sup>1)</sup>              | Auto-Eingangssignal für TR3. TRUE an diesem Eingang aktiviert den Automatikmodus; FALSE an diesem Eingang aktiviert den manuellen Modus.               |
| BI3                            | Netzanschlussstatus des Transformatoreingangs (CON_STATUS) für TR3 TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Transformator mit dem Netz verbunden ist. |
| BI4                            | Stufensteller in Betrieb (TCO) Eingang für TR3. TRUE an diesem Eingang zeigt an, dass der Stufenschalter aktuell in Betrieb ist.                       |

1) Nur benötigt, wenn als *Betriebsart*"Eingangssteuerung"

## Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 134:** Binäre Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | Höher-Befehl für eigenen Transformator (RAISE-OWN), d.h., für TR3  |
| BO2          | Tiefer-Befehl für eigenen Transformator (LOWER-OWN), d.h., für TR3 |

## Empfohlene Alarmer

**Tabelle 135:** Alarmliste für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung  |
|-------------------|-------------|---|
| OL5ATCC1          | ALARM       | Alarm wegen Befehlsfehler, Pumpenfehler oder TCO-Fehler für TR3           |
| OL5ATCC1          | AUTO        | Betriebsart für TR3 als automatisch festgelegt                            |
| OL5ATCC1          | RAISE-OWN   | Höher-Befehl für Transformator TR3  |
| OL5ATCC1          | LOWER-OWN   | Tiefer-Befehl für Transformator TR3                                       |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_LOD  | Anzeige der Überstromblockierung für TR3                                  |
| OL5ATCC1          | BLKD_V_UN   | Anzeige der Unterspannungsblockierung für TR3                             |
| OL5ATCC1          | RNBK_V_OV   | Anzeige der Spannungserhöhung Runback für TR3                             |
| OL5ATCC1          | BLKD_I_CIR  | Anzeige einer Blockierung durch einen hohen zirkulierenden Stroms für TR3 |
| OL5ATCC1          | BLKD_LTCBLK | Anzeige der externen Blockierung für TR3                                  |

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 136:** In der Relais-3-Konfiguration von Beispielfall 3 verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock                                  | Beschreibung   |
|---|--|
| UTVTR1, ILTCTR1                                 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock   |
| T_R_TO_I8                                       | 8-Bit-Konvertierung Real zu Integral Mit dieser Funktion wird der mA-Eingang in einen ganzzahligen Wert umgerechnet. |
| TPOSYLTC1                                       | Trafostufenstellungsanzeige. Der Ausgang dieser Funktion wird von OL5ATCC1 verwendet.                                |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |  |

| Funktionsblock   | Beschreibung   |
|------------------|--|
| SPCGAPC1         | Allgemeine Steuerungspunkte SPCGAPC1 bietet die Möglichkeit der Aktivierung seiner Eingänge über eine lokale oder Remote-Steuerung und wird in dieser Anwendung für die Steuerung von PARALLEL und AUTO verwendet. |
| OLGAPC1, OLGAPC2 | Transformator-Datenkombinierer Diese Funktion kombiniert die Transformator-daten, d.h. TR_TAP_POS, TR_I_AMPL, TR_I_ANGL, TR_TAP_FLLW und TR_STATUS als TR_DAT.   |
| GOOSERCV_CMV     | Empfangene GOOSE-Messwertinformationen (Drehzeiger) Die Funktion GOOSERCV_CMV wird verwendet, um Messwerte der GOOSE-Eingänge TR_I_AMPL und TR_I_ANGL mit der Anwendung zu verbinden.                              |
| OL5ATCC1         | Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung. Der Ausgang dieser Funktion nutzt die Stufenstellung, die erhöht oder abgesenkt werden muss.  |

**Tabelle 137:** *Physikalische Analogkanäle der Relais-3-Funktionen in Beispielfall 3*

| Funktionsblock | TR3 Sekundärströme AI1, AI2, AI3 | MS-Busspannungen AI4, AI5, AI6 | TR3 Stufenstellung, mA1 |
|----------------|----------------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| OL5ATCC1       | x                                | x                              |                         |
| TPOSYLTC1      |                                  |                                | x                       |

[Abbildung 54](#), [Abbildung 55](#), [Abbildung 56](#) und [Abbildung 57](#) zeigen das ACT-Diagramm für den Transformator TR3 in Beispielfall 3. Alle benötigten Anschlüsse für die Spannungsregelung des Paralleltransformators im MCC-Modus werden in der Anwendungskonfiguration dargestellt.

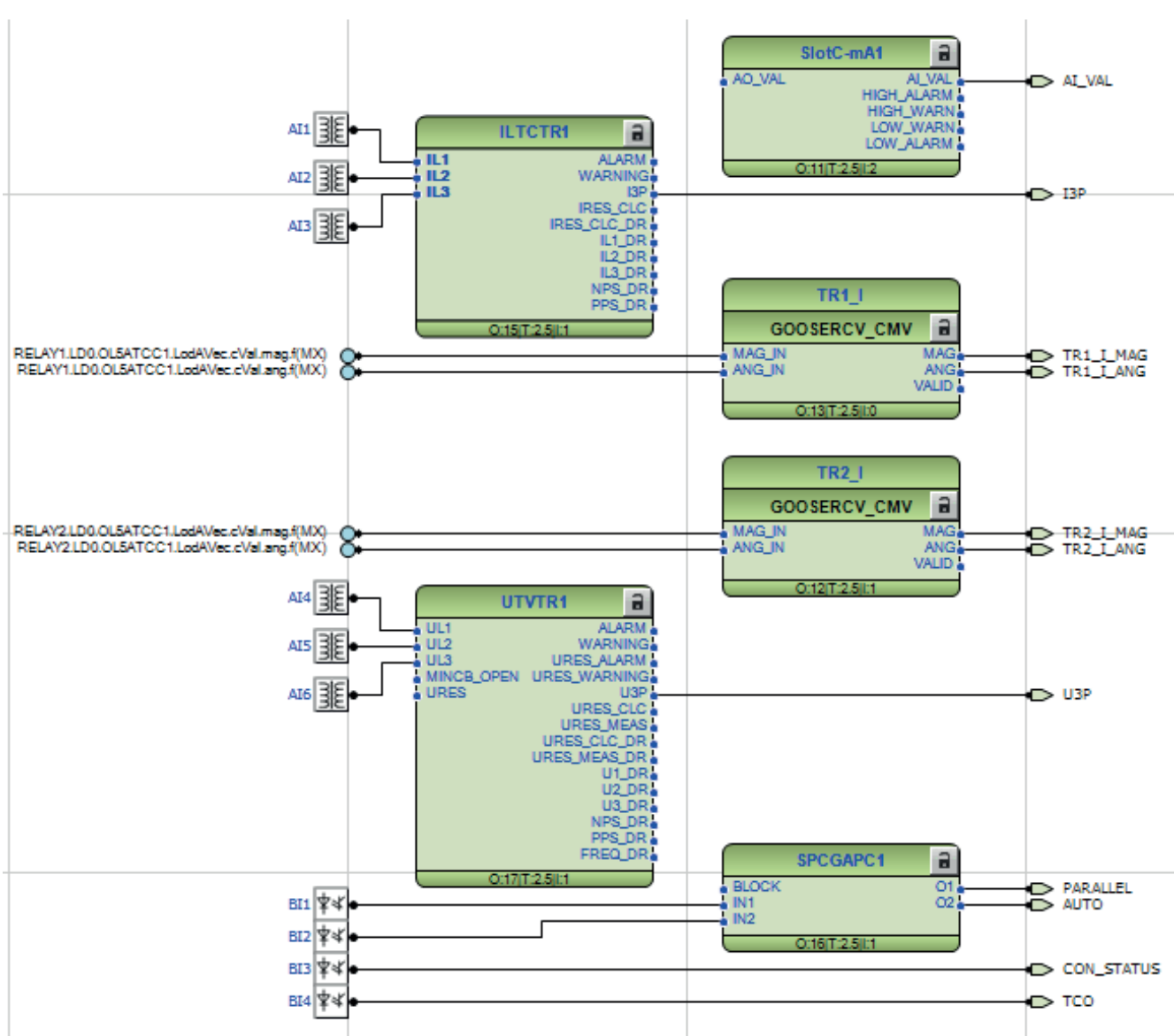


Abb. 54: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 3 – Eingangsabschnitt

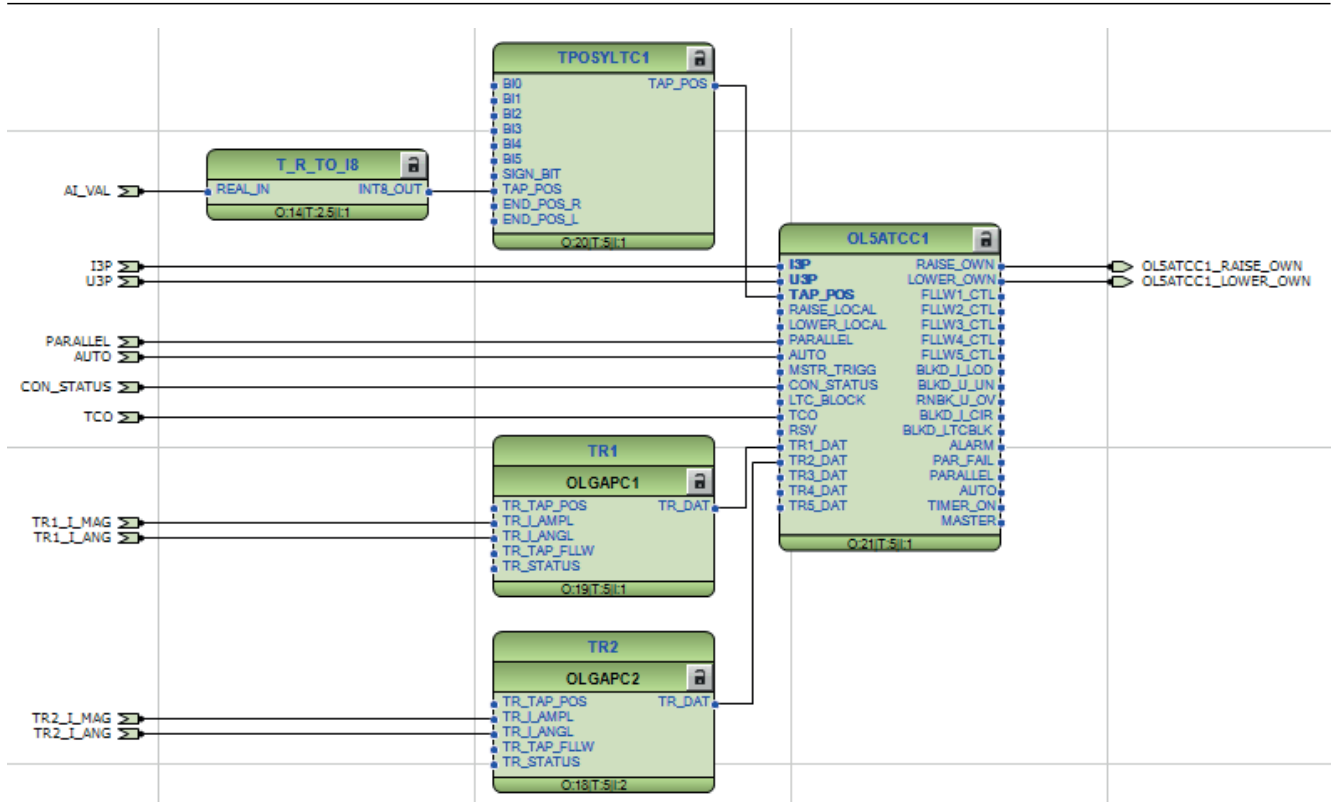


Abb. 55: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 3 – Anwendungsabschnitt



Abb. 56: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 3 – Ausgangsabschnitt

This worksheet is created internally by Application Configuration and is dedicated for all GOOSE Senders.



Abb. 57: ACT-Diagramm für Transformator TR3 (Relais 3) in Beispielfall 3 – GOOSE-Sender

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Die [Tabelle 138](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 138:** *ILTCTR1-Einstellwerte für Relais 3 im Beispielfall 3*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung        |
|---------------|------------------|---------------------|
| Primärstrom   | 1000             | CT Primärnennwert   |
| Sekundärstrom | 1                | LS-Sekundärnennwert |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 139](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 139:** *UTVTR1-Einstellwerte für Relais 3 im Beispielfall 3*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung                  |
|------------------|------------------|-------------------------------|
| Primärspannung   | 25 kV            | VT Primärnennwert             |
| Sekundärspannung | 110 V            | Stromwandler-Sekundärnennwert |

### T\_R\_TO\_I8 - Dezimal-Ganzzahl 8-Bit-Konvertierung

Mit T\_R\_TO\_I8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Ganzzahlwerte konvertiert. In diesem Beispielfall wird die Funktion vor der Verbindung mit TPOSYLTC1 für die Konvertierung der Schalterstellung vom mA-Eingang in eine Ganzzahl verwendet. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

### TPOSYLTC1 – Anzeige der Stufenschalterstellung

TPOSYLTC1 wird für die Überwachung der Transformator-Stufenschalterstellung verwendet. Im Beispielfall ist die Schalterstellung als mA-Eingang verfügbar. Die Konvertierung in den Ganzzahlwert ist mit T\_R\_TO\_I8 möglich, vor dem Anschluss mit dem TAP\_POS-Eingang von TPOSYLTC1. Alle Einstellungen von TPOSYLTC1 werden für diesen Fall als Standardwerte beibehalten.

### SPCGAPC1 – Allgemeine Steuerungsobjekte

SPCGAPC1-Ausgänge können über die lokale oder die Remote-Steuerung aktiviert werden. Die Funktion wird in dieser Anwendung für die Regelung von PARALLEL und AUTO verwendet. Die [Tabelle 140](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 140:** SPCGAPC1-Einstellwerte für Relais 3 im Beispielfall 3

| Einstellung  | Empfohlene Werte | Beschreibung                                   |
|--------------|------------------|--|
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 1 |
| Beschreibung | Parallel         | Beschreibung für Ausgang 1                     |
| Betriebsart  | Umschalten       | Betriebsart für allgemeines Steuerungsobjekt 2 |
| Beschreibung | Auto             | Beschreibung für Ausgang 2                     |

**OLGAPC1 und OLGAPC2 - Transformatordaten-Kombinierer**

Diese Funktion kombiniert die Transformatordaten, d.h. TR\_TAP\_POS, TR\_I\_AMPL, TR\_I\_ANGL, TR\_TAP\_FLLW und TR\_STATUS als TR\_DAT. In Relais 3 verbindet OLGAPC1 TR1\_I\_AMPL und TR1\_I\_ANGL mit TR1\_DAT. OLGAPC2 verbindet die Eingänge TR2\_I\_AMPL und TR2\_I\_ANGL mit TR2\_DAT. Diese Funktion hat keine Einstellungen.

**OL5ATCC1 - Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler**

Die Eingänge TR1\_I\_AMPL, TR1\_I\_ANGL, TR2\_I\_AMPL und TR2\_I\_ANGL über die Funktion GOOSERCV\_CMV muss mit den Funktionsblöcken OLGAPC1 und OLGAPC2 verbunden werden.

**Tabelle 141:** OL5ATCC1-Einstellwerte für die MCC-Anwendung

| Einstellung                                     | Empfohlene Werte        | Berechnung Einstellwert  |
|---|-------------------------|--|
| Betriebsart                                     | Auto Parallel           | Betriebsart  |
| Parallelmodus                                   | MCC                     | Parallelmodus ausgewählt   |
| Rücklauf Spannung erhöhen                       | $1,12 \times U_n^{(1)}$ | Spannungsgrenzwert während schneller Tiefer-Befehle  |
| Stabilisierungsfaktor                           | 5 % <sup>(2)</sup>      | Stabilisierungsfaktor für Parallelbetrieb  |
| Bandmittenspannung                              | $1,0 \times U_n$        | Für die Regelung der Spannung bei 25 kV ist die erforderliche Einstellung 25 kV/VT Primärnennwert = 25 kV/25 kV.   |
| Band width voltage (Bandbreite Spannung)        | 3%                      | In einem Regelspannungsbereich von 21...27 kV mit 17 Schaltungen, Schrittspannung = $(27 - 21)/17 = 0,353$ kV. Die erforderliche Einstellung ist $(2 \cdot 0,353 \text{ kV/VT Primärnennwert}) \cdot 100 = (2 \cdot 0,353 \text{ kV/25 kV}) \cdot 100$ . |
| Laststromgrenze                                 | $2,0 \times I_n$        | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Stufenschalteroperationen über 2000 A lautet $2000/CT$ Primärnennwert = 2000/1000.   |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |                         |  |

| Einstellung                    | Empfohlene Werte | Berechnung Einstellwert   |
|--------------------------------|------------------|---|
| Niedrigere Spannung blockieren | 0,7 xUn          | Die erforderliche Einstellung für die Blockierung von Spannungskorrekturbefehlen unter 17,5 kV lautet 17,5 kV/VT Primärnennwert = 17,5 kV/25 kV.                            |
| Rücklauf Spannung erhöhen      | 1,12 xUn         | Bei einer theoretischen Steuerungsspannung von 1,1 xUn und einer <i>Band width voltage</i> (Bandbreite Spannung) von 3 % ist die erforderliche Einstellung $1,1 + 0,03/2$ . |
| Lower block tap                | 0                | Die Stufenschalterposition, die in diesem Beispiel die niedrigste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 0.   |
| Raise block tap                | 17               | Die Stufenschalterbegrenzungsposition, die in diesem Beispiel die höchste Spannung an der geregelten Seite vorgibt, ist die Stellung 17.                                    |
| Steuerungsverzögerung 1        | 60 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für den ersten Steuerimpuls mit 60 s festgelegt.  |
| Steuerungsverzögerung 2        | 30 s             | Für den Beispielfall wird die Steuerungsverzögerung für die folgenden Steuerimpulse mit 30 s festgelegt.  |

- 1) Siehe Abschnitt [Automatische Spannungsregelung](#) von Beispielfall 1.
- 2) Ein theoretischer Faktor von 5 % (abhängig von der Schleifenimpedanz) zur Veranschaulichung

Der MCC-Modus kann auch erreicht werden, wenn *Betriebsmodus* als "Input control" (Eingangssteuerung) gesetzt ist. Die Eingänge PARALLEL (BI1) und AUTO (BI2) müssen in diesem Fall TRUE sein. Alle anderen Einstellungen werden als Standardwerte beibehalten.

### IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

**Tabelle 142:** GOOSE-Eingangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3

| Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration |                |         |  |                                 | Ziel in dieser Relaiskonfiguration |            |
|---|----------------|---------|--|---------------------------------|------------------------------------|------------|
| Relaisname                                      | Funktionsblock | Ausgang | Daten  | Beschreibung                    | Funktionsblock                     | Eingang    |
| TR1   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f <sup>1)</sup> | TR1 Strommagnitude von Relais 1 | OLGAPC1                            | TR_I_AMPL  |
| TR1   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f <sup>1)</sup> | TR1 Stromwinkel von Relais 1    | OLGAPC1                            | TR_I_WINKL |
| TR2   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f <sup>1)</sup> | TR2 Strommagnitude von Relais 2 | OLGAPC2                            | TR_I_AMPL  |
| TR2   | OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f <sup>1)</sup> | TR2 Stromwinkel von Relais 2    | OLGAPC2                            | TR_I_WINKL |

1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_CMV

**Tabelle 143:** GOOSE-Ausgangssignale für die Implementierung von Relais 3 in Beispielfall 3

| Funktionsblock | Ausgang | Daten                            | Beschreibung                                       |
|----------------|---------|----------------------------------|--|
| OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.mag.f | TR3 Strommagnitude von Relais 3 und Relais 1 und 2 |
| OL5ATCC1       | N/A     | LD0.OL5ATCC1.LodA-Vec.cVal.ang.f | TR3 Stromwinkel von Relais 3 und Relais 1 und 2    |



---

## Abschnitt 6 Lichtbogenschutz

### 6.1 Einführung in die Anwendung

Die Konsequenzen eines Lichtbogenkurzschlusses oder eines Erdfehlers in einer Niederspannungs- oder Mittelspannungsschaltanlage können katastrophal sein. Ein Störlichtbogen birgt schwerwiegende Gefahren für den Betrieb der Anlage und für das Wartungspersonal. Darüber hinaus kann der extrem heiße Lichtbogen wertvolle Ausrüstung zerstören, was lange und teure Ausfälle der Energieversorgung zur Folge hat. Ein Störlichtbogen kann beispielsweise auf fehlerhafte und schwache Isolierung, auf eine Störung eines Schaltanlagengerätes, fehlerhafte (lose) Sammelschienen- oder Kabelverbindungen, Überspannung, Korrosion, Verschmutzung, Feuchtigkeit, Ferroresonanzen (Messwandler) und sogar auf Alterung unter elektrischer Belastung zurückzuführen sein. Die meisten dieser Fehlerursachen könnten durch ausreichende Wartung verhindert werden. Trotz aller Vorsichtsmaßnahmen lassen sich Lichtbogen, verursacht durch menschlich Fehler oder Tiere, die in Schaltanlagen eindringen, nicht vermeiden.

Zeit ist ein wichtiger Faktor bei der Erkennung und Minimierung der Auswirkungen von Störlichtbögen, weil die dem Bogen innewohnende Energie im Zeitverlauf schnell ansteigt. Ein 500 ms andauernder Störlichtbogen kann zu schweren Schäden an der Anlage führen. Bei einem Störlichtbogen unter 100 ms ist der Schaden begrenzt. [Abbildung 58](#) zeigt die Beziehung zwischen der Störlichtbogenenergie und der Fehlerlöschzeit in Millisekunden bei einem bestimmten Fehlerstromniveau.

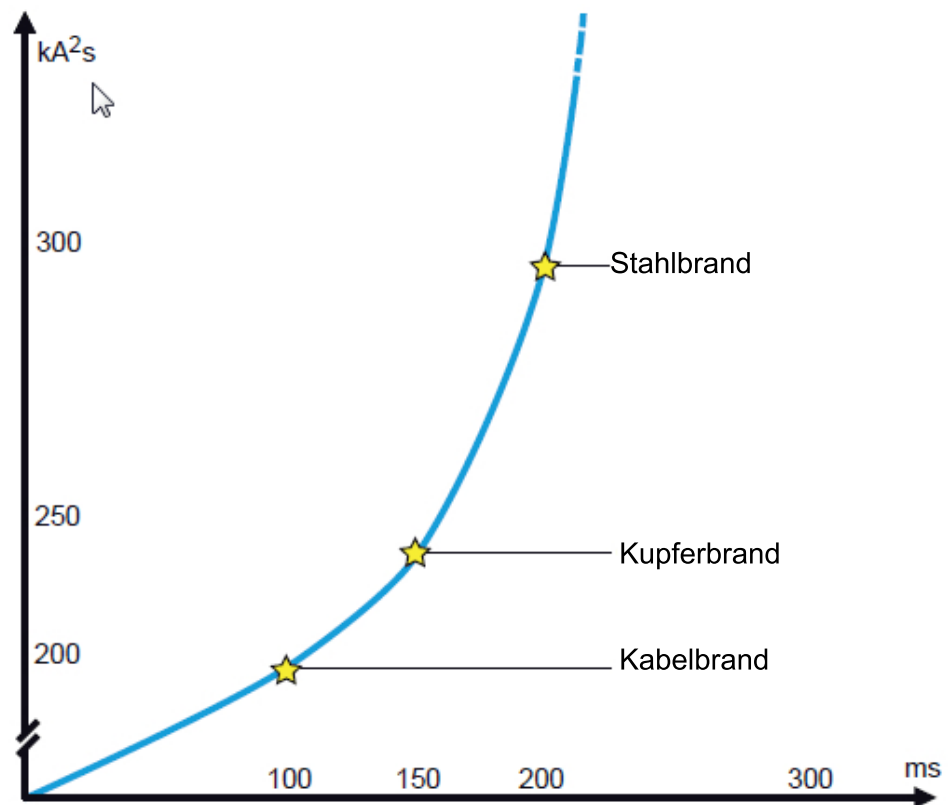


Abb. 58: Schaden durch Störlichtbogen in Abhängigkeit von der Störlichtbogenenergie und der Störlichtbogeneinwirkzeit

## 6.2

### Beschreibung des Beispielfalls

Der vorliegende Fall betrifft ein Doppelsammelschienensystem mit einem einzelnen Leistungsschalter. Die luftisolierte Schaltanlage mit Metallgehäuse ist im Innenraum untergebracht. Das Übersichtsschaltbild, das den Fall beschreibt, wird in [Abbildung 59](#) gezeigt. Das Ziel ist die Implementierung eines Lichtbogenschutzsystems für die gesamte Schaltanlage. Das implementierte Schutzsystem muss die beste Sicherheit, Selektivität und schnelle Betriebsleistung bieten.

Die Abbildung zeigt auch die verschiedenen Räume der Schaltanlage. Bei der Auswahl von Ort und Art der verwendeten Lichtbogensensoren muss die tatsächliche Bauweise der Schaltanlage berücksichtigt werden. Es gibt generell vier verschiedene Räume in einer Schaltanlage: Sammelschiene 1, Sammelschiene 2, Leistungsschalter und MS-Kabelabschluss. Das Buskoppler-Panel unterscheidet sich dadurch, dass es aus verschiedenen Räumen besteht: ein Leistungsschalterraum und drei Bus-Riser-Räume.

Jeder Eingang und jeder Buskoppler in der Abbildung ist mit einem Relais ausgestattet. In diesem Beispiel liegt der Fokus auf dem Lichtbogenschutz, daher wird die andere Relaisfunktionalität ignoriert. Vier unabhängige Lichterkennungssensorkanäle werden für den Anschluss von Objektiv- oder LWL-Schleifensensoren vorgesehen.

Die Lichtbogenschutz-Funktionsblöcke ARCSARC1...4 beinhalten ebenfalls eine kontinuierliche Lichtbogensensorüberwachung. Für hohe Zuverlässigkeit werden beide Sensortypen gezielt überwacht. Im Fall eines Sensorausfalls wird ein ALARM-Ausgang aktiviert. Es wird empfohlen, diesen ALARM oder entsprechende Ereignisse dem Steuerungssystem zu melden. Details, siehe techn. Hinweis.

In diesem Beispiel wird die Lichtbogenerkennung mithilfe der beiden Kriterien Lichterkennung und simultaner Überstrom sichergestellt.



Wenn ein Abgang bei Lichtbogen in einer Sammelschiene oder in einem LS-Fachs an den Bus zurückmeldet, wird ein solcher Abgang selektiv ausgelöst. Wenn andere Abgänge, die den Fehlerstrom zwar nicht speisen, jedoch mit demselben Bus verbunden sind, ebenfalls auslösen sollen, müssen der Logik busspezifische Intertrip-Signale hinzugefügt werden.

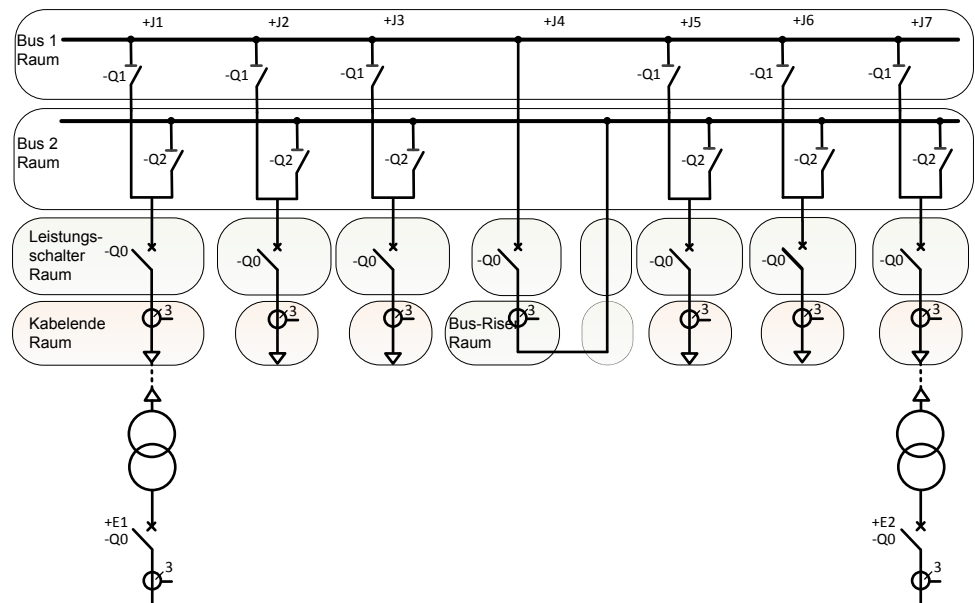


Abb. 59: Übersichtsschaltbilder, in denen die physischen Räume hervorgehoben sind, beschreiben diesen Beispielfall.

In diesem Beispielfall arbeitet das Lichtbogenschutzsystem als Hauptschutz gegen Lichtbögen. Die normale Überstromschutzfunktion sollte als Reserve für den Lichtbogenschutz verwendet werden. Das Lichtbogenschutzsystem schaltet

(entregt) immer einen Mindestteil der Installation ab, die notwendige ist, um den fehlerhaften Abschnitt zu isolieren.,

Um dieses Selektivitätsziel zu erreichen und unter Berücksichtigung mehrerer mögliche Lichtbogenfehlerorte ist die Signalisierung zwischen verschiedenen Panels erforderlich, um über den erkannten Lichtbogen und dessen Ort, das heißt, den tatsächlichen Ort, zu informieren.

In diesem Beispielfall wird die Signalisierung aus Gründen der Vereinfachung und Überschaubarkeit mit binären E/A- und physischen Kupferdrähten implementiert. Vorzugsweise sollten die Signale jedoch mit IEC 61850 GOOSE-Messaging übertragen werden. Der wesentliche Vorteil von GOOSE-Messaging ist das Erreichen der schnellstmöglichen Schutzbetriebszeiten sowie die kontinuierlich überwachte Kommunikation.

[Abbildung 60](#) und [Tabelle 144](#) stellen die verwendeten Signalverbindungen vor, das heißt, die zwischen den Relais kommunizierten Informationen. Die Tabelle informiert auch darüber, welche zusätzlichen Einspeiser ausgelöst werden müssen, um den fehlerhaften Abschnitt abhängig vom Ort des Lichtbogens zu isolieren.

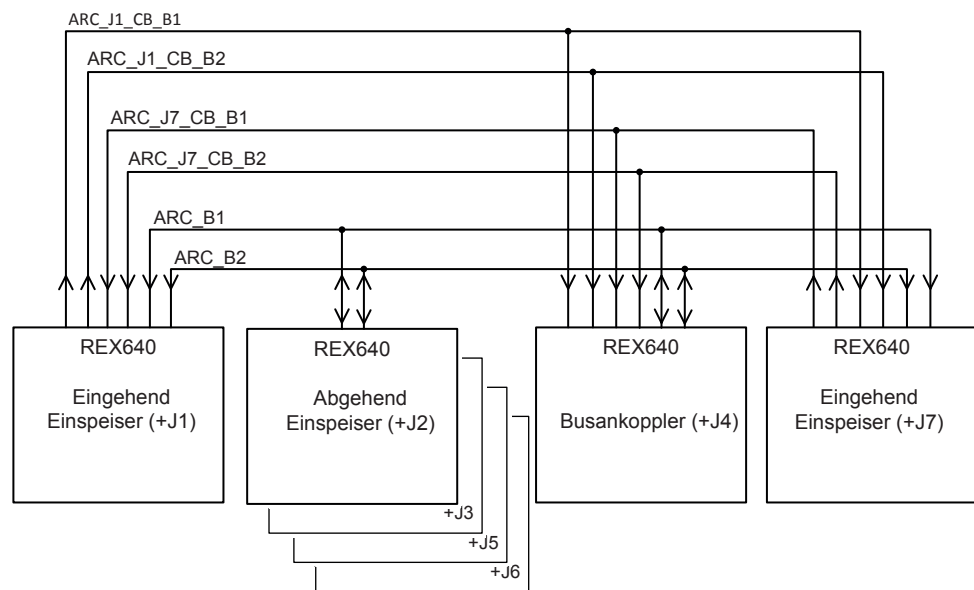


Abb. 60: Lichtbogenerkennungssignalisierung zwischen den Relais

**Tabelle 144:** Lichtbogensignalisierung zwischen den Schaltanlagen

| Lichtbogenort  | Signalname   | Auszulösende Einspeiser   |
|--|--------------|---|
| Einspeiser +J1 LS-Raum; Einspeiser +J1 ist an Bus1 angeschlossen | ARC_J1_CB_B1 | Buskoppler +J4 und Einspeiser +J7, wenn an Bus1 angeschlossen                             |
| Einspeiser +J1 LS-Raum; Einspeiser +J1 ist an Bus2 angeschlossen | ARC_J1_CB_B2 | Buskoppler +J4 und Einspeiser +J7, wenn an Bus2 angeschlossen                             |
| Einspeiser +J7 LS-Raum; Einspeiser +J7 ist an Bus1 angeschlossen | ARC_J7_CB_B1 | Buskoppler +J4 und Einspeiser +J1, wenn an Bus1 angeschlossen                             |
| Einspeiser +J7 LS-Raum; Einspeiser +J7 ist an Bus2 angeschlossen | ARC_J7_CB_B2 | Buskoppler +J4 und Einspeiser +J1, wenn an Bus2 angeschlossen                             |
| Raum Bus1  | ARC_B1       | Buskoppler +J4 und die Abgänge, die an Bus1 angeschlossen sind und Fehlerstrom einspeisen |
| Jeder Abgang- LS-Raum; dieser Abgang ist an Bus1 angeschlossen   |              |   |
| Buskoppler +J4 LS-Raum   |              |   |
| Raum Bus2  | ARC_B2       | Buskoppler +J4 und die Abgänge die an Bus2 angeschlossen sind und Fehlerstrom einspeisen  |
| +J4 Bus-Riser-Räume  |              |   |
| Jeder Abgang im LS-Raum; dieser Abgang ist an Bus2 angeschlossen |              |   |
| Buskoppler +J4 LS-Raum   |              |   |

Zum Beispiel: In Einspeiser +J1 LS-Raum wird ein Lichtbogen erkannt und der Einspeiser +J1 ist an Bus1 angeschlossen. Dann informiert Signal ARC\_J1\_CB\_B1 das Relais an Buskoppler +J4 und das Relais am Einspeiser +J7 die Leistungsschalter auszulösen, wenn sie ebenfalls an Bus1 angeschlossen sind (und die Überstrombedingung simultan erfüllt ist).

## 6.3 ARC-Schutz am Einspeiser +J1

In diesem Kapitel werden die Schutzrelaisschnittstelle, die Konfiguration und die Einstellungen für den Einspeiser +J1 beschrieben. Dieselben Prinzipien gelten für den Einspeiser +J7.

### 6.3.1 Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik

[Abbildung 61](#) erläutert die konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik und die Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais.

Wenn ein Lichtbogen im Einspeiser +J1 LS erkannt und gleichzeitig Überstrom an der HS-Seite des einspeisenden Leistungstransformators erkannt wird, müssen die Leistungsschalter +J1-Q0 und +E1-Q0 ausgelöst werden. Abhängig vom Status der

Sammelschienen-Leistungsschalter +J1-Q1 und +J1-Q2 werden die Signale ARC\_J1\_CB\_B1 und ARC\_J1\_CB\_B2 für den ansprechenden Buskoppler +J4 und/oder den Einspeiser +J7 aktiviert, wenn diese Relais simultanen Überstrom erkennen.

Wenn ein Lichtbogen im Kabelendraum und gleichzeitig Überstrom an der HS-Seite des einspeisenden Leistungstransformators erkannt wird, müssen die Leistungsschalter +J1-Q0 und +E1-Q0 ausgelöst werden.

Der Lichtbogen kann auch an anderer Stelle von anderen Relais erkannt werden, und ARC\_J7\_CB\_B1, ARC\_J7\_CB\_B2, ARC\_B1 oder ARC\_B2 kann aktiviert werden. Abhängig vom Status der Sammelschienenrennschalter +J1-Q1 und +J1-Q2 und der gleichzeitigen Erkennung von Überstrom an der MS-Seite des einspeisenden Leistungstransformators muss der Leistungsschalter +J1-Q0 ansprechen.

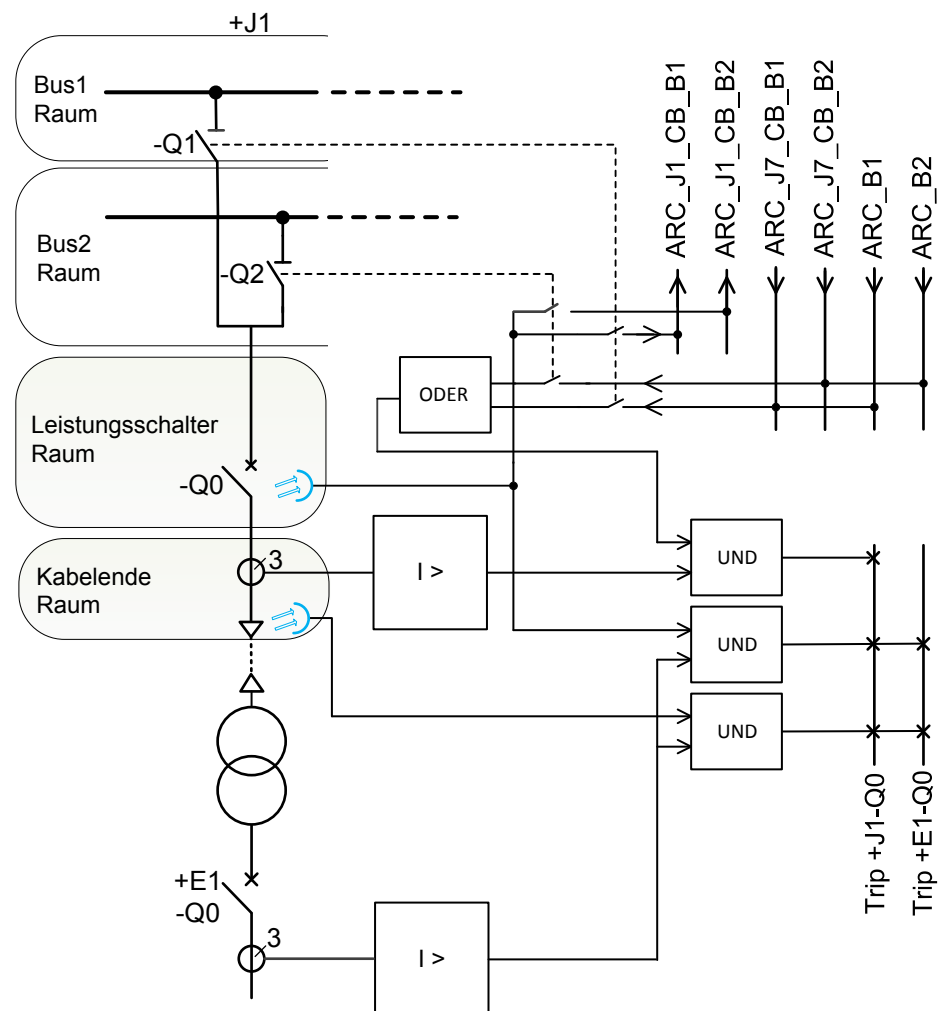


Abb. 61: Konzeptionelle Logik für den Einspeiser +J1 und Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais

---

## 6.3.2 Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 62](#) zeigt die Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO), analoge (AI) Eingangssignale und ARC-Eingänge.

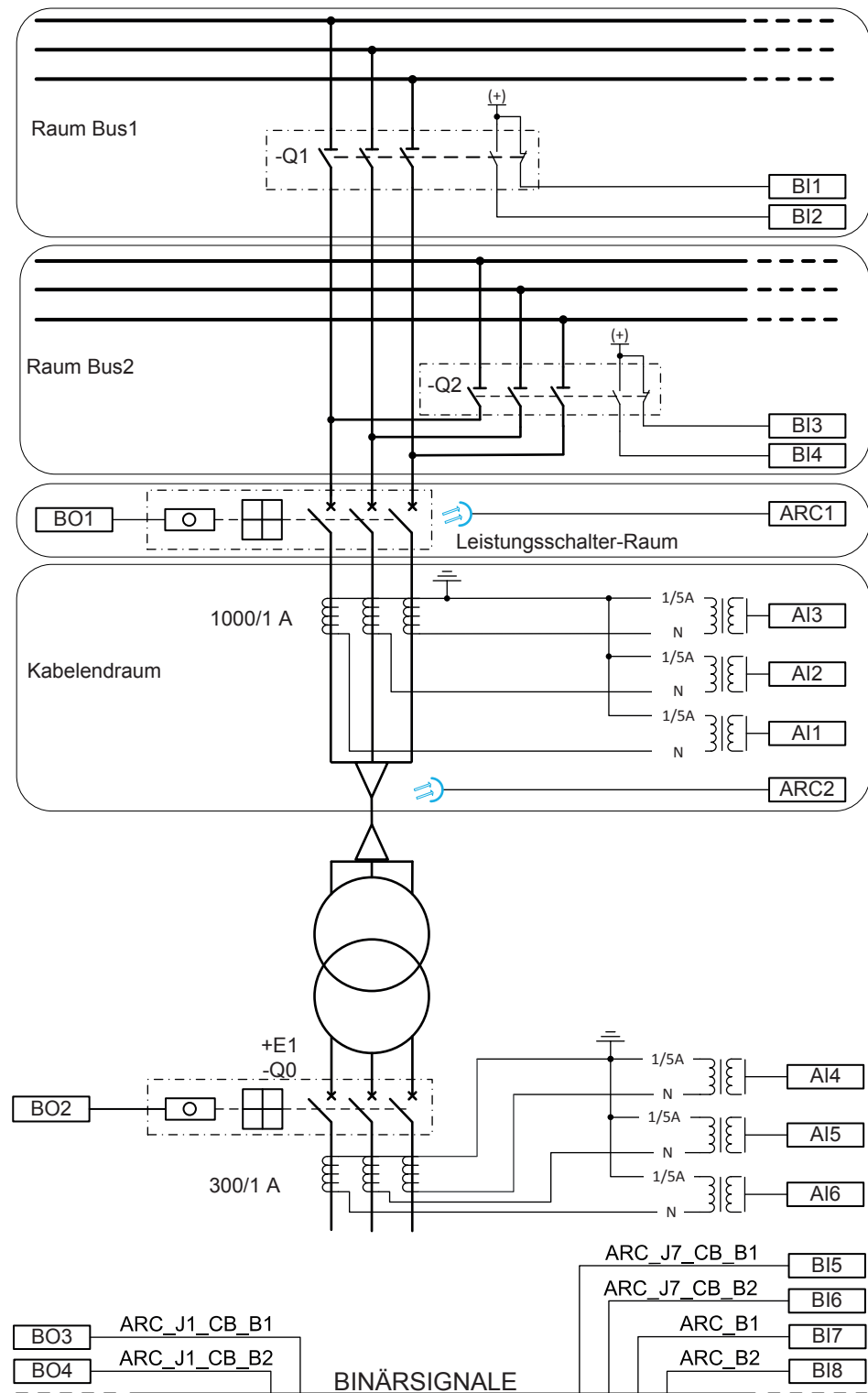


Abb. 62: Anschluss Schaltbild für den Einspeiser +J1

### 6.3.2.1 Analoge Eingangssignale

**Tabelle 145:** *Physische Analogeingänge*

| Analogueingang | Beschreibung  |
|----------------|---|
| AI1            | Einspeisender Transformator Strommessung an der MS-Seite, Leiter L1 |
| AI2            | Einspeisender Transformator Strommessung an der MS-Seite, Leiter L2 |
| AI3            | Einspeisender Transformator Strommessung an der MS-Seite, Leiter L3 |
| AI4            | Einspeisender Transformator Strommessung an der HS-Seite, Leiter L1 |
| AI5            | Einspeisender Transformator Strommessung an der HS-Seite, Leiter L2 |
| AI6            | Einspeisender Transformator Strommessung an der HS-Seite, Leiter L3 |

### 6.3.2.2 Lichtbogensensoreingänge

**Tabelle 146:** *Physische Lichtbogensensoren*

| ARC-Eingänge | Beschreibung  |
|--------------|---|
| ARC1         | Lichtbogenerkennung in LS-Raum +J1 Der Objektivsensor wird verwendet.       |
| ARC2         | Lichtbogenerkennung im Kabelendraum +J1. Der Objektivsensor wird verwendet. |

### 6.3.2.3 Binäre Eingangssignale

**Tabelle 147:** *Physische Binäreingänge*

| Binäreingang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BI1          | Offen-Status von Sammelschiene 1 Trennschalter +J1-Q1   |
| BI2          | Schließen-Status von Sammelschiene 1 Trennschalter +J1-Q1   |
| BI3          | Offen-Status von Sammelschiene 2 Trennschalter +J1-Q2   |
| BI4          | Schließen-Status von Sammelschiene 2 Trennschalter +J1-Q2   |
| BI5          | ARC_J7_CB_B1-Signal. Aktiviert, wenn der Lichtbogen im +J7 Leistungsschalterraum erkannt wird und +J7 mit Bus1 verbunden ist. |
| BI6          | ARC_J7_CB_B2-Signal. Aktiviert, wenn der Lichtbogen im +J7 Leistungsschalterraum erkannt wird und +J7 mit Bus2 verbunden ist. |
| BI7          | ARC_B1-Signal. Aktiviert bei Lichtbogenerkennung in Bus1-Bereich  |
| BI8          | ARC_B2-Signal. Aktiviert bei Lichtbogenerkennung in Bus2-Bereich  |

### 6.3.2.4 Binäre Ausgangssignale

*Tabelle 148: Physische Binärausgänge*

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen +J1-Q0  |
| BO2          | Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen +E1-Q0  |
| BO3          | ARC_J1_CB_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in +J1 LS-Raum und Einspeiser +J1 ist mit Bus1 verbunden |
| BO4          | ARC_J1_CB_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in +J1 LS-Raum und Einspeiser +J1 ist mit Bus2 verbunden |

### 6.3.2.5 Empfohlene Alarmer

*Tabelle 149: Alarmliste für die Implementierung von Einspeiser +J1-Relais Lichtbogenschutz-Beispiel*

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung   |
|-------------------|-------------|--|
| ARCSARC1          | ARC_FLT_DET | Lichtbogen erkannt in Einspeiser +J1 LS-Raum   |
| ARCSARC1          | ALARM       | Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in J1 LS-Raum   |
| ARCSARC1          | OPERATE     | Ansprechen durch Lichtbogen in Einspeiser +J1 AB-Fach und OC an der HS-Seite des Leistungstransformators.                            |
| ARCSARC2          | ARC_FLT_DET | Lichtbogen erkannt in Einspeiser +J1 Kabelndraum   |
| ARCSARC2          | ALARM       | Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in J1 Kabelndraum   |
| ARCSARC2          | OPERATE     | Ansprechen durch Lichtbogen in Einspeiser +J1 Kabelndraum und Überstrom an der HS-Seite des Leistungstransformators.                 |
| ARCSARC3          | OPERATE     | Ansprechen durch Lichtbogen, an anderer Stelle erkannt von anderen Relais und Überstrom an der MS-Seite des Leistungstransformators. |

### 6.3.2.6 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Sie wird in [Abbildung 63](#), [Abbildung 64](#) und [Abbildung 65](#) dargestellt.

Die Funktion implementiert die konzeptionelle Logik, wurde jedoch so ausgelegt, dass die Funktionsblöcke des Relais mit ihren Merkmalen berücksichtigt werden.

In der implementierten Relaiskonfiguration wird eine spezifische Störlichtbogenschutzfunktion ARCSARC verwendet. Die Funktion erkennt einen Lichtbogen und simultanen Überstrom und stellt eine interne Logik für die Kombination von unterschiedlichen Bedingungen bereit. In dieser Anwendung werden drei ARCSARC-Instanzen benötigt.

**Tabelle 150: ARCSARC1, 2, 3 Eingänge und Quellen**

| Eingang     | Quelle/Funktion   |  |
|-------------|---|--|
|             | ARCSARC1 und ARCSARC2 <sup>1)</sup>   | ARCSARC3 <sup>2)</sup>   |
| I3P         | HS-Ströme aus den Analogeingängen AI4, AI5 und AI6 über die ILCTTR1-Funktion. | MS-Ströme aus Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die ILCTTR2-Funktion.  |
| IRES        | Aus ILCTTR1 muss der nicht belegte <sup>3)</sup>                              | Von ILCTTR2, nicht verwendet <sup>3)</sup>   |
| REM_FLT_ARC | Nicht verwendet   | Die Erkennung des spezifischen Lichtbogenorts im Raum und auf der Sammelschiene durch andere Relais wird über BI5...BI8 empfangen. Diese aktivieren den Eingang REM_FLT_ARC. |

- 1) Lichtbogen-Sensoreingänge ARC1...4 werden immer intern zu den ARCSARC1...4-Funktionsblöcken geführt. Diese Eingänge sind in [Abbildung 63](#) nicht dargestellt.
- 2) Mit ARCSARC3 ist kein Lichtbogensensor verbunden
- 3) Eingang IRES mit der ILCTTR-Funktion verbunden werden, auch wenn im Beispielfall kein Summenstrom verwendet wird.

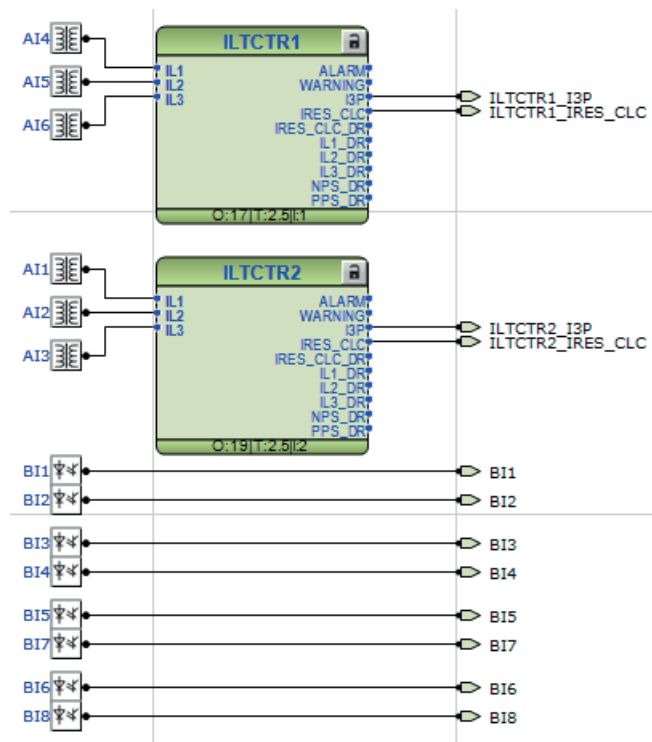
**Tabelle 151: ARCSARC1, 2, 3 Ausgänge und Zielanschlüsse**

| Ausgang     | Zielanschluss/Funktion   |   |   |
|-------------|--|---|---|
|             | ARCSARC1   | ARCSARC2  | ARCSARC3  |
| OPERATE     | Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1 und BO2  | Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1 und BO2 | Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1 |
| ARC_FLT_DET | Erkannter Lichtbogen im Leistungsschalterraum +J1-Q0 Das Signal wird, abhängig von der Sammelschiene mit der dieser Einspeiser verbunden ist, an BO3 und BO4 geroutet. | Nicht verwendet   | Nicht verwendet                                       |

Die Konfiguration erfordert auch andere spezifische Funktionen, die in [Tabelle 152](#) aufgeführt sind. Darüber hinaus werden einige Logikgatter für die Implementierung der notwendigen Logik benötigt. Diese sind in [Abbildung 64](#) und [Abbildung 65](#) dargestellt.

**Tabelle 152:** *Andere in der Relaiskonfiguration verwendete Funktionen.*

| Funktionsblock | Beschreibung   |
|----------------|--|
| ILTCTR         | Analogsignalverarbeitung für andere Funktionsblöcke  |
| DCSXSXI        | Unterbrecherpositionsanzeige für die Anzeige der Stellung des Bustrennschalters. Diese Information werden benötigt, um zu ermitteln, mit welchem Bus der Einspeiser verbunden ist. |
| TRPPTRC        | Master-Auslösefunktion für den Auslösebefehlsammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion.   |



**Abb. 63:** *Relaiseingang- und Vorverarbeitungsanschlüsse*

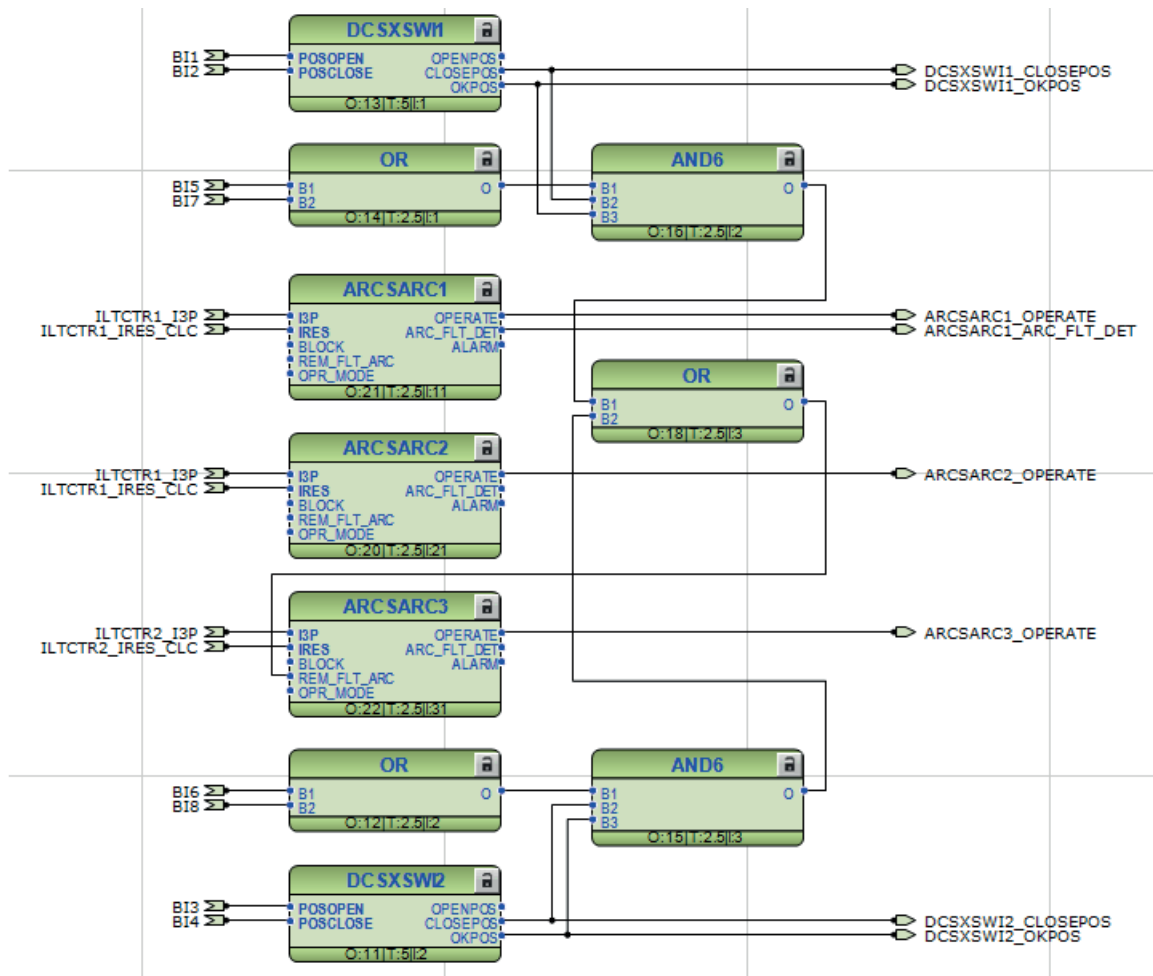


Abb. 64: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

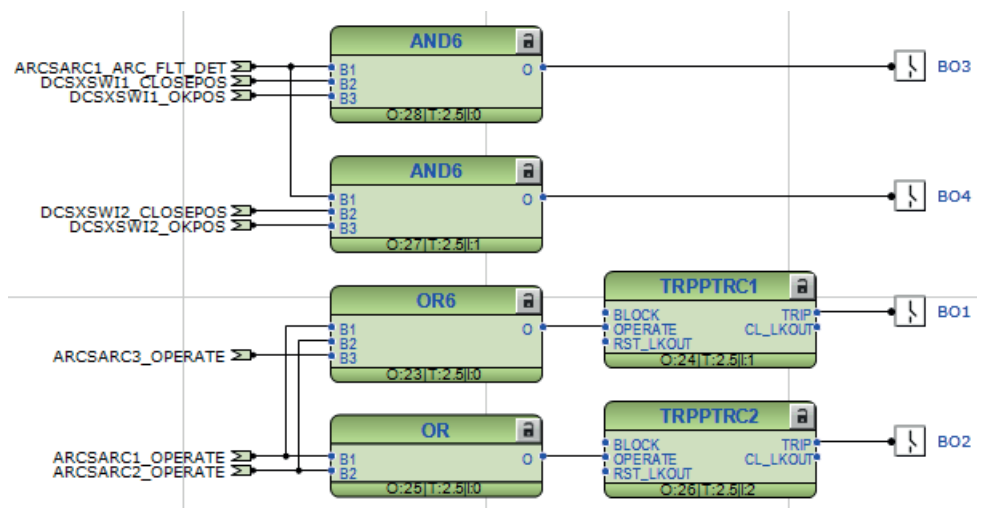


Abb. 65: Relais-Ausgangsanschlüsse

### 6.3.2.7

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. In diesem Beispiel sind die CT-Verhältnisse 300/1A und 1000/1A an der HS-Seite bzw. an der MS-Seite.

**Tabelle 153:** Funktionseinstellungen für ILTCTR

| Einstellung   | ILTCTR1 | ILTCTR2 | Beschreibung      |
|---------------|---------|---------|-------------------|
| Primärstrom   | 300     | 1000    | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1       | 1       | Sekundärstromwert |

### ARCSAR Lichtbogenschutz

Die Lichtbogenschutzfunktionen ARCSARC1...4 sind intern mit den physischen Störlichtbogenschutzeingängen ARC1...4 verbunden.

ARCSARC1 wird verwendet, um mit dem Objektivsensor 1 Licht im LS-Raum zu erkennen. Zusätzlich zum Licht überwacht ARCSARC1 auch die Leiterströme der HS-Seite des einspeisenden Transformators, damit die sichere Abschaltung ausgeführt werden kann. D.h. Auslösung nur, wenn gleichzeitig Überstrom durch den Leistungstransformator zugeführt wird.

ARCSARC2 erkennt mit Objektivsensor 2 Licht im Kabelendraum. Die Funktion ARCSARC2 überwacht auch die Leiterströme von der HS-Seite des einspeisenden Transformators für sicheres Ausschalten. D.h., Auslösung nur, wenn gleichzeitig Überstrom durch den Leistungstransformator zugeführt wird.

ARCSARC3 wird für externe Störlichtbögen verwendet. Die Binäreingänge BI5 und BI6 informieren über den externen Fehler. Abhängig vom Status der Sammelschienentrennschalter +J1-Q1 und +J1-Q2 aktiviert und erlaubt die externen Lichtinformationen, die an den Eingang REM\_FLT\_ARC geführt werden, ARCSARC3 die Auslösung nur, wenn gleichzeitig die Überstrombedingung an der MS-Seite des einspeisenden Transformators erfüllt ist.

Die [Tabelle 154](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 154: ARCSARC1, 2, 3 Einstellungen

| Einstellung       | Empfohlener Wert für ARCSARC1 | Empfohlener Wert für ARCSARC2 | Empfohlener Wert für ARCSARC3 | Beschreibung                            |
|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---|
| Phasenanfangswert | 2,5 x In                      | 2,5 x In                      | 2,5 x In                      | Arbeitsphasenstrom <sup>1)</sup>        |
| Betriebsart       | Licht + Strom                 | Licht + Strom                 | Licht + Strom                 | Betriebsart der Funktion                |
| Sensorüberwachung | EIN                           | EIN                           | AUS <sup>2)</sup>             | Sensorüberwachung aktiviert/deaktiviert |

- 1) Der Wert muss den stationären Laststrom deutlich überschreiten. Allerdings muss auch das Fehlerstromniveau durch den Lichtbogen deutlich unterschritten werden, damit die ARCSARC-Funktion auslöst.
- 2) Kein Lichtbogensensor angeschlossen. „AUS“ bedeutet, dass die Sensorüberwachung für diesen Lichtbogensensor ausgeschaltet ist.

## 6.4 ARC-Schutz am Buskoppler +J4

In diesem Kapitel werden die Schutzrelaisschnittstelle, die Konfiguration und die Einstellungen für den Buskoppler +J4 beschrieben.

### 6.4.1 Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik

Bei Erkennung eines Lichtbogens im Bus1, Bus2-, Leistungsschalterraum oder im Bus-Riser sowie der Erkennung von Überstrom im Bus-Riser, muss der Buskoppler-Leistungsschalter +J4-Q0 ausgelöst werden.

Bei Erkennung eines Lichtbogens in Bus1- oder Buskoppler-LS-Raum wird ARC\_B1 an die anderen Relais signalisiert. Bei Erkennung eines Lichtbogens im Bus-Riser, Bus2- oder Leistungsschalterraum wird ARC\_B2 an die anderen Relais signalisiert.

Der Lichtbogen kann auch an anderer Stelle von anderen Relais erkannt werden, und ARC\_J7\_CB\_B1, ARC\_J7\_CB\_B2, ARC\_B1 oder ARC\_B2 kann aktiviert werden. Wenn gleichzeitig Überstrom im Bus-Riser erkannt wird, muss der Buskopplungsunterbrechungsschalter +J4-Q0 ausgelöst werden.

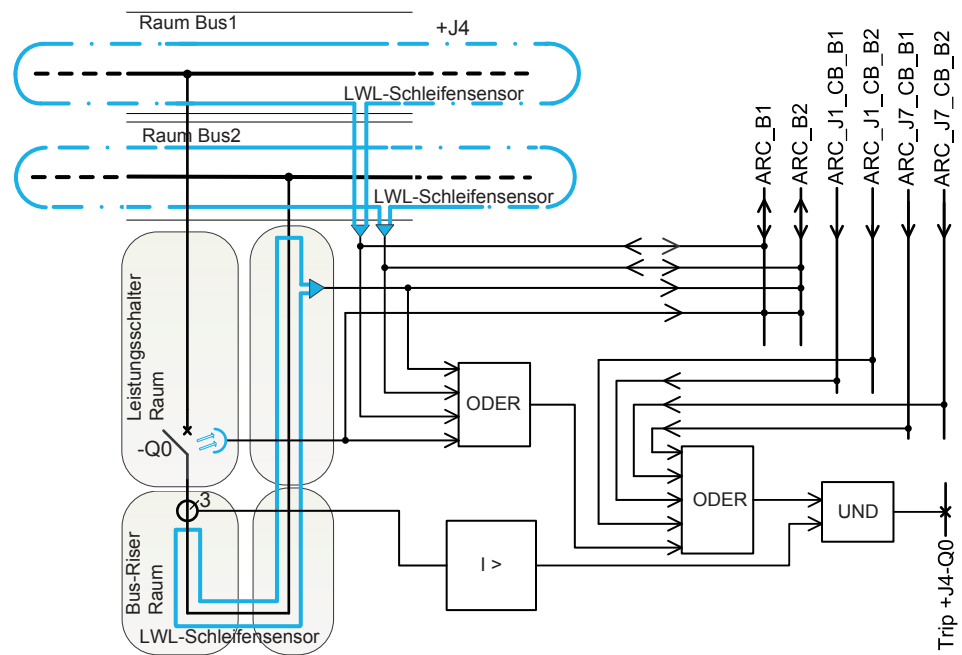


Abb. 66: Konzeptionelle Logik für den Einspeiser +J4 und Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais

## 6.4.2

### Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 67](#) zeigt die Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO), analoge (AI) Eingangssignale und ARC-Eingänge.

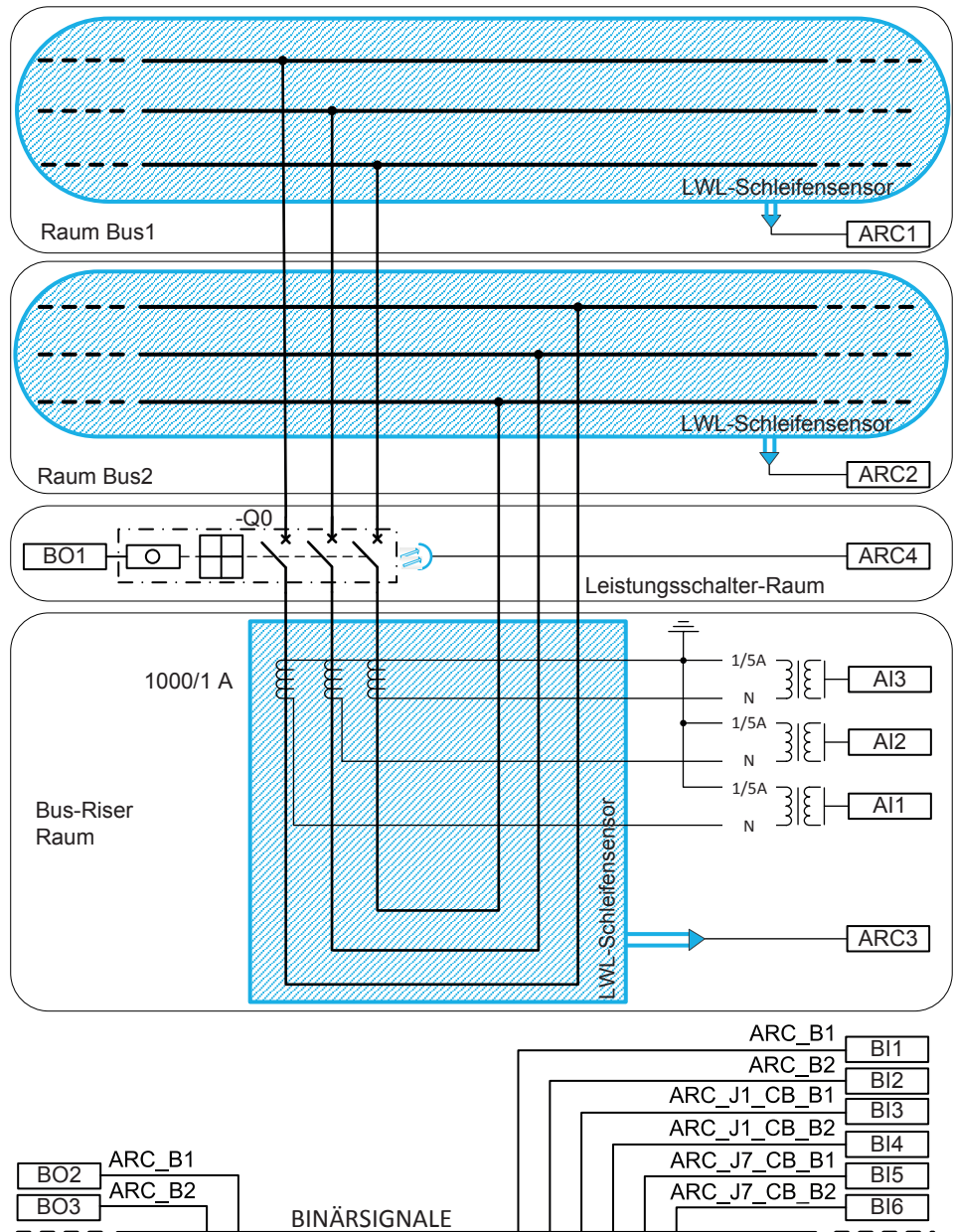


Abb. 67: Anschluss Schaltbild für den Buskoppler +J4

### 6.4.2.1

### Analoge Eingangssignale

Tabelle 155: Physische Analogeingänge

| Analogeingang | Beschreibung                |
|---------------|-----------------------------|
| AI1           | Buskoppler-Strommessung, L1 |
| AI2           | Buskoppler-Strommessung, L2 |
| AI3           | Buskoppler-Strommessung, L3 |

## 6.4.2.2 Lichtbogensensoren

**Tabelle 156:** *Physische Lichtbogensensoren*

| Sensor | Beschreibung   |
|--------|--|
| ARC1   | Lichtbogenerkennung in Bus1. Der LWL-Schleifensensor wird verwendet.             |
| ARC2   | Lichtbogenerkennung in Bus2. Der LWL-Schleifensensor wird verwendet.             |
| ARC3   | Lichtbogenerkennung im Bus-Riser. Der LWL-Schleifensensor wird verwendet.        |
| ARC4   | Lichtbogenerkennung im Buskoppler LS-Raum +J4 Der Objektivsensor wird verwendet. |

## 6.4.2.3 Binäre Eingangssignale

**Tabelle 157:** *Physische Binäreingänge*

| Binäreingang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BI1          | ARC_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in Abgang LS-Raum und der Einspeiser ist mit Bus1 verbunden |
| BI2          | ARC_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in Abgang LS-Raum und der Einspeiser ist mit Bus2 verbunden |
| BI3          | ARC_J1_CB_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in +J1 LS-Raum und +J1 ist mit Bus1 verbunden         |
| BI4          | ARC_J1_CB_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in +J1 LS-Raum und +J1 ist mit Bus2 verbunden         |
| BI5          | ARC_J7_CB_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in +J7 LS-Raum und +J7 ist mit Bus1 verbunden         |
| BI6          | ARC_J7_CB_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in +J7 LS-Raum und +J7 ist mit Bus2 verbunden         |

## 6.4.2.4 Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 158:** *Physische Binärausgänge*

| Binärausgang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BO1          | Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen +J4-Q0                                       |
| BO2          | ARC_B1-Signal. Lichtbogen erkannt in Bus1-Raum oder in LS-Raum +J4-Q0                   |
| BO3          | ARC_B2-Signal. Lichtbogen erkannt in Bus2-Raum, in LS-Raum +J4-Q0 oder im Bus-Riser +J4 |

## 6.4.2.5

## Empfohlene Alarme

**Tabelle 159:** Alarmliste für die Implementierung für den Buskoppler +J4-Relais Lichtbogenschutz-Beispiel

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung  |
|-------------------|-------------|---|
| ARCSARC1          | ARC_FLT_DET | Lichtbogen erkannt in Bus1-Raum   |
| ARCSARC1          | ALARM       | Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in Bus1-Raum   |
| ARCSARC1          | OPERATE     | Auslösung durch Lichtbogen erkannt in Bus1-Raum oder extern von anderen Relais und OC wird durch den Buskoppler gespeist. |
| ARCSARC2          | ARC_FLT_DET | Lichtbogen erkannt in Bus2-Raum   |
| ARCSARC2          | ALARM       | Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in Bus2-Raum   |
| ARCSARC2          | OPERATE     | Auslösung durch Lichtbogen erkannt in Bus2-Raum und OC wird durch den Buskoppler gespeist                                 |
| ARCSARC3          | ARC_FLT_DET | Lichtbogen erkannt in Bus-Riser-Raum  |
| ARCSARC3          | ALARM       | Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in Bus-Riser-Raum  |
| ARCSARC3          | OPERATE     | Auslösung durch Lichtbogen erkannt in Bus-Riser-Raum und OC wird durch den Buskoppler gespeist                            |
| ARCSARC4          | ARC_FLT_DET | Lichtbogen erkannt in Buskoppler +J4 LS-Raum  |
| ARCSARC4          | ALARM       | Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in Buskoppler-LS-Raum  |
| ARCSARC4          | OPERATE     | Auslösung durch Lichtbogen erkannt in Buskoppler-LS-Raum und OC wird durch den Buskoppler gespeist                        |

## 6.4.2.6

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Sie wird in [Abbildung 68](#), [Abbildung 69](#) und [Abbildung 70](#) dargestellt. Die Funktion implementiert die konzeptionelle Logik, wurde jedoch so ausgelegt, dass die Funktionsblöcke des Relais mit ihren Merkmalen berücksichtigt werden.

In der implementierten Relaiskonfiguration wird eine spezifische Störlichtbogenschutzfunktion ARCSARC verwendet. Die Funktion erkennt einen Lichtbogen und simultanen Überstrom und stellt eine interne Logik für die

Kombination von unterschiedlichen Bedingungen bereit. In dieser Anwendung werden vier ARCSARC-Instanzen benötigt.

**Tabelle 160:** ARCSARC1, 2, 3, 4 Eingänge und Quellen

| Eingang     | Quelle/Funktion  |   |
|-------------|--|---|
|             | ARCSARC1 <sup>1)</sup>   | ARCSARC2, ARCSARC3 und ARCSARC4 <sup>1)</sup>                                       |
| I3P         | Buskopplerströme aus den Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die Funktion ILTCTR1  | Buskopplerströme aus den Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die Funktion ILTCTR1 |
| IRES        | Aus ILTCTR1 muss der nicht belegte <sup>2)</sup>   | Von ILTCTR1, nicht verwendet <sup>2)</sup>  |
| REM_FLT_ARC | Die Erkennung eines Lichtbogens durch andere Relais wird über BI1...BI6 empfangen. Diese aktivieren den Eingang REM_FLT_ARC. | Nicht verwendet   |

- 1) Lichtbogen-Sensoreingänge ARC1...4 werden immer intern zu den ARCSARC1...4-Funktionsblöcken geführt. Diese Eingänge sind in [Abbildung 68](#) nicht dargestellt.
- 2) Eingang IRES mit der ILTCTR-Funktion verbunden werden, auch wenn hier kein Summenstrom verwendet wird.

**Tabelle 161:** ARCSARC1, 2, 3, 4 Ausgänge und Zielanschlüsse

| Ausgang     | Zielanschluss/Funktion                                  |   |   |  |
|-------------|---|---|---|--|
|             | ARCSARC1  | ARCSARC2  | ARCSARC3  | ARCSARC4   |
| OPERATE     | Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1   | Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1   | Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1   | Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1          |
| ARC_FLT_DET | Erkennung eines Lichtbogens in Bus1-Fach an BO2 geführt | Erkennung eines Lichtbogens in Bus2-Fach an BO3 geführt | Erkennung eines Lichtbogens im Bus-Riser an BO3 geführt | Erkennung eines Lichtbogens im LS-Fach an BOS2 und BO3 geführt |

Die Konfiguration erfordert auch andere spezifische Funktionen, die in [Tabelle 162](#) aufgeführt sind. Darüber hinaus werden einige Logikgatter für die Implementierung der notwendigen Logik benötigt. Diese sind in [Abbildung 69](#) und [Abbildung 70](#) dargestellt.

**Tabelle 162:** Andere in der Relaiskonfiguration verwendete Funktionen.

| Funktionsblock | Beschreibung   |
|----------------|--|
| ILTCTR         | Analogsignalverarbeitung für andere Funktionsblöcke  |
| TRPPTRC        | Master-Auslösefunktion für den Auslösebefehlsammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion. |

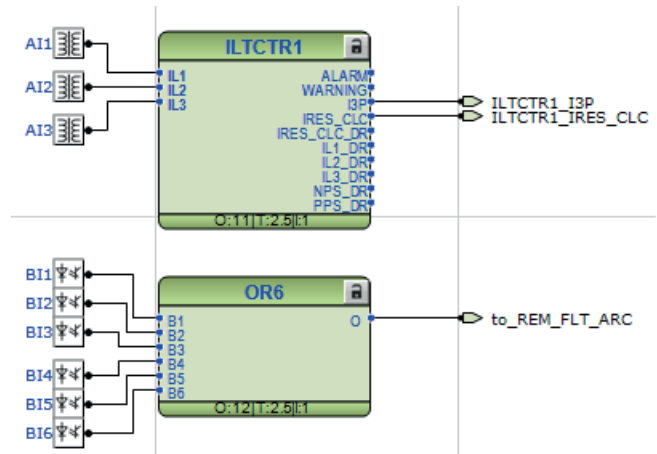


Abb. 68: Relaiseingang- und Vorverarbeitungsanschlüsse

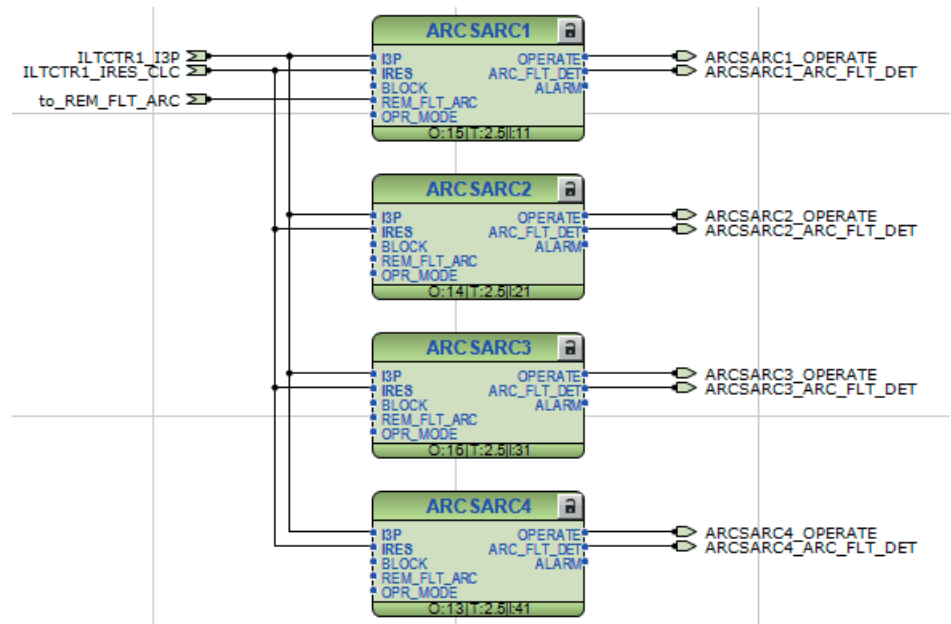


Abb. 69: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

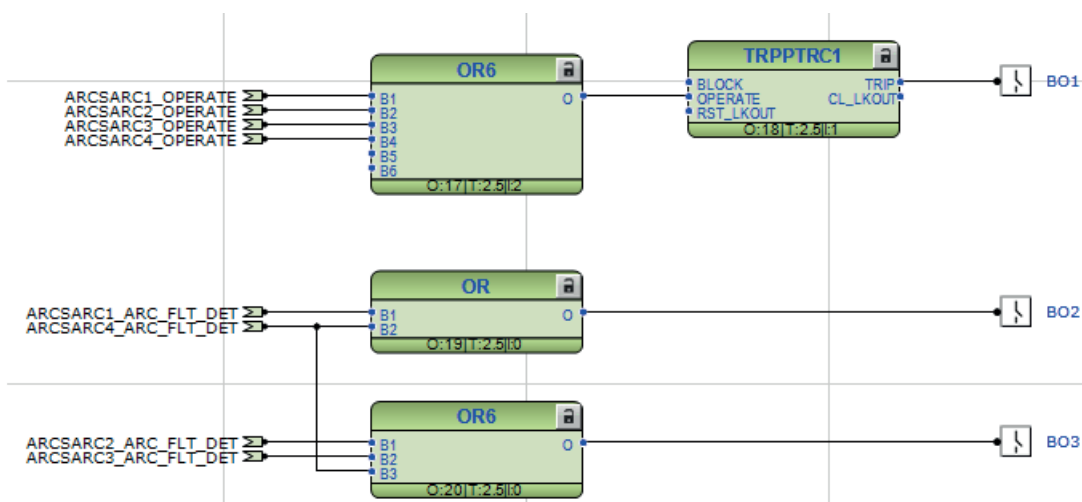


Abb. 70: Relais-Ausgangsanschlüsse

## 6.4.2.7 Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. In diesem Beispiel ist das CT-Verhältnis 300/1A an der HS-Seite.

Tabelle 163: Funktionseinstellungen für ILTCTR

| Einstellung   | ILTCTR1 | Beschreibung      |
|---------------|---------|-------------------|
| Primärstrom   | 300     | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1       | Sekundärstromwert |

### ARCSAR Lichtbogenschutz

Die Lichtbogenschutzfunktionen ARCSARC1...4 sind intern mit den physischen ARC-Eingängen 1...4 verbunden. Dieser Beispielfall verwendet vier ARCSARC-Instanzen: drei Instanzen für die LWL-Schleifensensoren und eine Instanz für einen Objektsensor.

ARCSARC1 erkennt Licht im Bus1-Sammelschienenraum sowie externe Störlichtbögen mithilfe des LWL-Schleifensensors 1. Die Binäreingänge BI1...BI6 informieren über den externen Fehler. Die externen Lichtinformationen werden an Eingang REM\_FLT\_ARC geführt. Dieser wird aktiviert ARCSARC1 und lässt ein Ansprechen bei simultanen Überstrombedingungen zu.

ARCSARC2 erkennt Licht im Bus2-Sammelschienenraum mithilfe des LWL-Schleifensensors 2. ARCSARC3 erkennt Licht im Bus-Riser mithilfe des LWL-Schleifensensors 3. ARCSARC4 erkennt Licht Leistungsschalter-Raum +J4-Q0 des Buskopplers mithilfe des LWL-Schleifensensors 4.

Für selektives Ansprechen überwachen die ARCSARC1...4-Funktionen auch die Leiterströme aus den Bus-Riser-Räumen. Das heißt, Auslösung nur, wenn Überstrom durch den Buskoppler geführt wird.

Die [Tabelle 164](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 164:** ARCSARC1, 2, 3, 4 Einstellungen

| Einstellung        | Empfohlener Wert für ARC-SARC1 | Empfohlener Wert für ARC-SARC2 | Empfohlener Wert für ARC-SARC3 | Empfohlener Wert für ARC-SARC4 | Beschreibung                            |
|--------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---|
| Phasenangfangswert | $2,5 \times I_n$               | $2,5 \times I_n$               | $2,5 \times I_n$               | $2,5 \times I_n$               | Arbeitsphasenstrom <sup>1)</sup>        |
| Betriebsart        | Licht + Strom                  | Licht + Strom                  | Licht + Strom                  | Licht + Strom                  | Betriebsart der Funktion                |
| Sensorüberwachung  | EIN                            | EIN                            | EIN                            | EIN                            | Sensorüberwachung aktiviert/deaktiviert |

1) Der Wert muss den stationären Laststrom deutlich überschreiten. Allerdings muss auch das Fehlerstromniveau durch den Lichtbogen deutlich unterschritten werden, damit die ARCSARC-Funktion auslöst.

## 6.5 ARC-Schutz am Abgang +J2

In diesem Kapitel werden die Schutzrelaisschnittstelle, die Konfiguration und die Einstellungen für den Abgang +J2 beschrieben. Dasselbe Prinzip gilt für den Einspeiser +J3, +J5 und +J6.

### 6.5.1 Konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik

[Abbildung 71](#) erläutert die konzeptionelle Lichtbogenschutzlogik und die Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais.

Wenn ein Lichtbogen im LS-Fach des Abgangs +J2 erkannt wird, dann wird abhängig vom Status der Schaltschientrennschalter +J2-Q1 und +J2-Q2 entweder ein Signal ARC\_B1 oder ARC\_B2 aktiviert, um die Einspeiser- und die Buskopplungsrelais entsprechend zu informieren. Wenn dieses Signal simultanen Überstrom erkennt, lösen sie den relevanten Einspeiser- sowie den Buskoppler-Leistungsschalter aus, um den fehlerhaften Abschnitt zu isolieren. Wenn ein entfernter Lichtbogen in den vom Buskopplungsrelais überwachten Räumen von Bus1 oder Bus2 oder im LS-Fach eines anderen Abgangs erkannt wird, wird ebenfalls das Signal ARC\_B1 oder ARC\_B2 aktiviert.

Sollte ein lokal im LS-Raum oder entfernt erkannter Lichtbogen rückgespeist werden, so dass das Relais des Abgangs gleichzeitig Überstrom erkennt, löst der Leistungsschalter +J2-Q0 aus.

Wenn ein Störlichtbogen in einem Kabelendraum oder Überstrom im Abgang erkannt wird, wird selektiv nur Leistungsschalter +J2-Q0 ausgelöst.

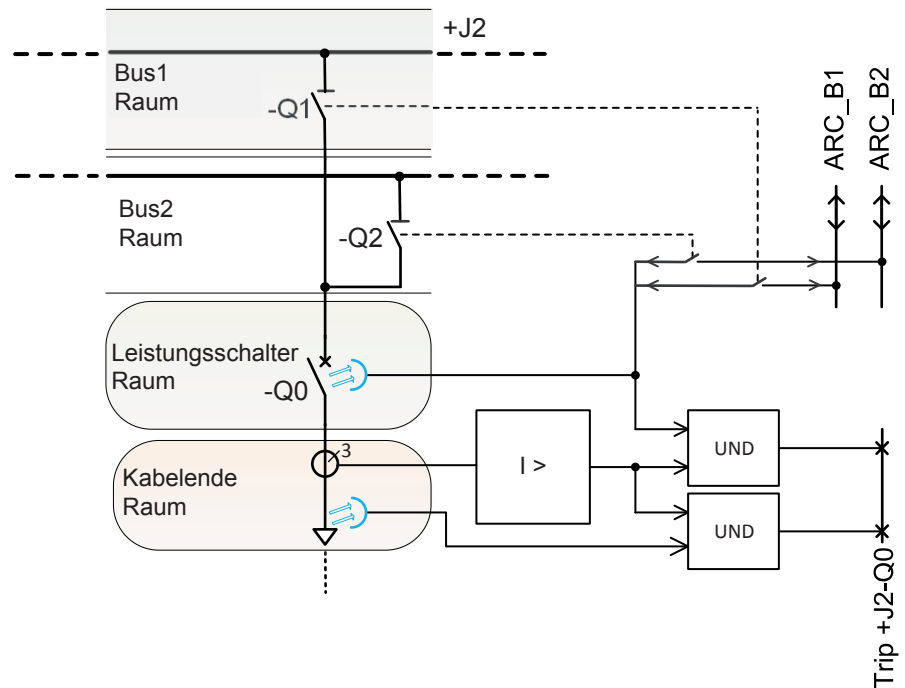


Abb. 71: Konzeptionelle Logik für den Abgang +J2 und Lichtbogensignalisierung mit anderen Relais

## 6.5.2

### Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 72](#) zeigt die Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO), analoge (AI) Eingangssignale und ARC-Eingänge.

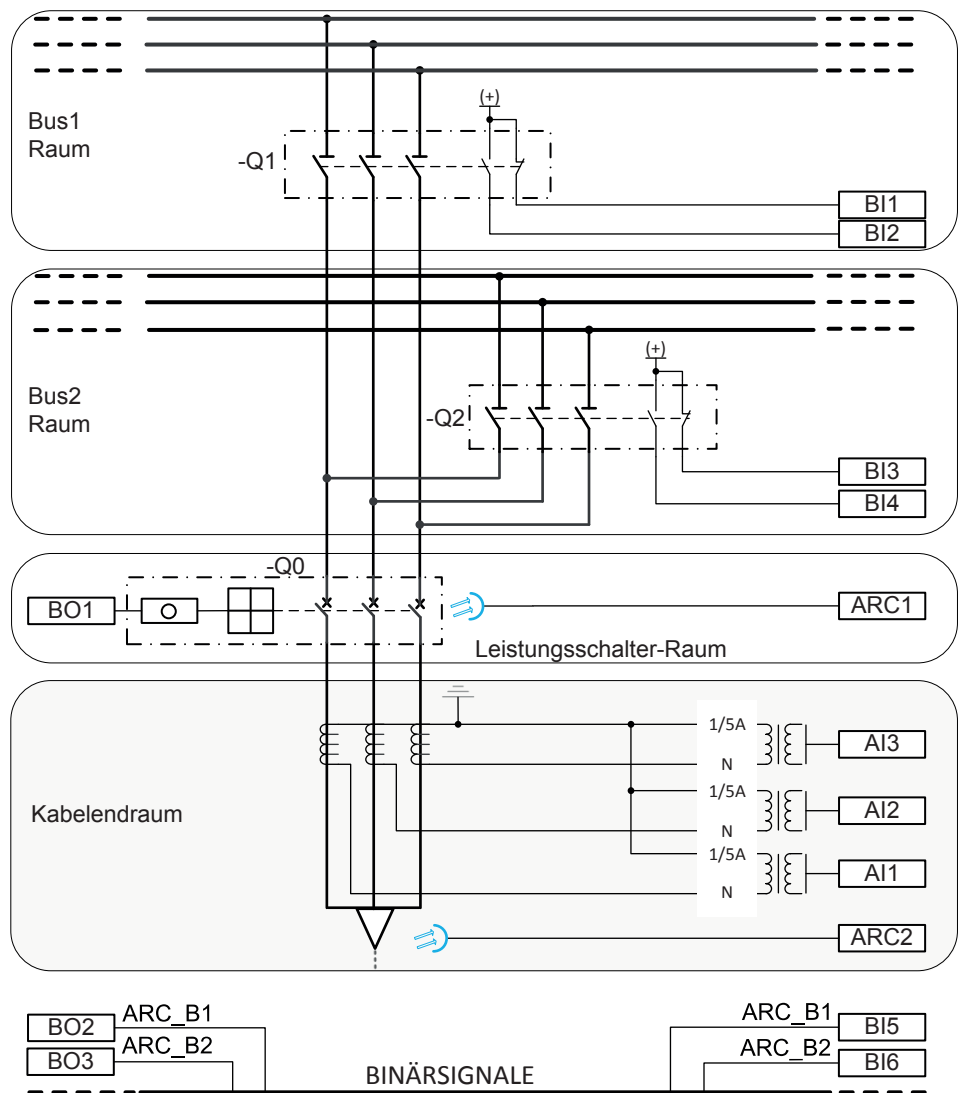


Abb. 72: Anschluss Schaltbild für den Abgang +J2

### 6.5.2.1

### Analoge Eingangssignale

Tabelle 165: Physische Analogeingänge

| Analogeingang | Beschreibung                       |
|---------------|------------------------------------|
| AI1           | Abgang Strommessung, L1            |
| AI2           | Abgang Strommessung, L2            |
| AI3           | Abgang Einspeiser Strommessung, L3 |

### 6.5.2.2 Lichtbogensensoren

*Tabelle 166: Physische Lichtbogensensoren*

| ARC-Eingänge | Beschreibung  |
|--------------|---|
| ARC1         | Lichtbogenerkennung in LS-Raum +J2 Der Objektivsensor wird verwendet.       |
| ARC2         | Lichtbogenerkennung im Kabelendraum +J2. Der Objektivsensor wird verwendet. |

### 6.5.2.3 Binäre Eingangssignale

*Tabelle 167: Physische Binäreingänge*

| Binäreingang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| B11          | Offen-Status von Sammelschiene 1 Trennschalter +J2-Q1            |
| B12          | Schließen-Status von Sammelschiene 1 Trennschalter +J2-Q1        |
| B13          | Offen-Status von Sammelschiene 2 Trennschalter +J2-Q2            |
| B14          | Schließen-Status von Sammelschiene 2 Trennschalter +J2-Q2        |
| B15          | ARC_B1-Signal. Aktiviert bei Lichtbogenerkennung in Bus1-Bereich |
| B16          | ARC_B2-Signal. Aktiviert bei Lichtbogenerkennung in Bus2-Bereich |

### 6.5.2.4 Binäre Ausgangssignale

*Tabelle 168: Physische Binärausgänge*

| Binärausgang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BO1          | Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen +J2-Q0   |
| BO2          | ARC_B1-Signal. Lichtbogen erkannt mit Objektivsensor in Abgang +J2-Q0, und +J2 ist mit Bus1 verbunden |
| BO3          | ARC_B1-Signal. Lichtbogen erkannt mit Objektivsensor in Abgang +J2-Q0, und +J2 ist mit Bus2 verbunden |

### 6.5.2.5 Empfohlene Alarme

**Tabelle 169:** Alarmliste für die Implementierung von Abgang +J2-Relais Lichtbogenschutz-Beispiel

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung  |
|-------------------|-------------|---|
| ARCSARC1          | ARC_FLT_DET | Lichtbogen erkannt in Abgang +J2 LS-Raum  |
| ARCSARC1          | ALARM       | Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in J2 LS-Raum  |
| ARCSARC1          | OPERATE     | Auslösen von Lichtbogen erkannt in Abgang +J2 LS-Fach und OC-Rückspeisung an den Eingang.                                     |
| ARCSARC2          | ARC_FLT_DET | Lichtbogen erkannt in Abgang +J2 Kabelendraum   |
| ARCSARC2          | ALARM       | Getrennter oder fehlerhafter Lichtsensor in J2 Kabelendraum   |
| ARCSARC2          | OPERATE     | Ansprechen durch Lichtbogen, erkannt in Abgang +J2 Kabelendfach und durch den Einspeiser geführter Überstrom.                 |
| ARCSARC3          | OPERATE     | Ansprechen durch Lichtbogen, an der fernen Seite erkannt von Buskoppler-Relais, und Überstrom-Rückspeisung an den Einspeiser. |

### 6.5.2.6 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Sie wird in [Abbildung 73](#), [Abbildung 74](#) und [Abbildung 75](#) dargestellt. Die Funktion implementiert die konzeptionelle Logik, wurde jedoch so ausgelegt, dass die Funktionsblöcke des Relais mit ihren Merkmalen berücksichtigt werden.

In der implementierten Relaiskonfiguration wird eine spezifische Störlichtbogenschutzfunktion ARCSARC verwendet. Die Funktion erkennt einen Lichtbogen und simultanen Überstrom und stellt eine interne Logik für die Kombination von unterschiedlichen Bedingungen bereit. In dieser Anwendung werden drei ARCSARC-Instanzen benötigt.

**Tabelle 170: ARCSARC1, 2, 3 Eingänge und Quellen**

| Eingang     | Quelle/Funktion  |   |
|-------------|--|---|
|             | ARCSARC1 und ARCSARC2 <sup>1)</sup>  | ARCSARC3 <sup>2)</sup>  |
| I3P         | Eingangsströme aus Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die Funktion ILTCTR1. | Eingangsströme aus Analogeingängen AI1, AI2 und AI3 über die Funktion ILTCTR1.  |
| IRES        | Aus ILTCTR1 muss der nicht belegte <sup>3)</sup>                               | Von ILTCTR1, nicht verwendet <sup>3)</sup>  |
| REM_FLT_ARC | Nicht verwendet  | Die Erkennung eines Lichtbogens durch das Buskopplungsrelais, das über BI5...BI6 empfangen wird ist abhängig von der Sammelschiene, mit der dieser Einspeiser verbunden ist. Dann wird der Eingang REM_FLT_ARC aktiviert. |

- 1) Lichtbogen-Sensoreingänge ARC1...4 werden immer intern zu den ARCSARC1...4-Funktionsblöcken geführt. Diese Eingänge sind in [Abbildung 73](#) nicht dargestellt.
- 2) Mit ARCSARC3 ist kein Lichtbogensensor verbunden
- 3) Eingang IRES mit der ILTCTR1-Funktion verbunden werden, auch wenn kein Summenstrom verwendet wird.

**Tabelle 171: ARCSARC1, 2, 3 Ausgänge und Zielanschlüsse**

| Ausgang     | Zielanschluss/Funktion  |   |
|-------------|---|---|
|             | ARCSARC1  | ARCSARC2 und ARCSARC3                                 |
| OPERATE     | Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1   | Verbindung mit dem Leistungsschalter-Auslösekreis BO1 |
| ARC_FLT_DET | Erkannter Lichtbogen im Leistungsschalterraum +J2-Q0 Das Signal wird, abhängig von der Sammelschiene mit welcher der Einspeiser verbunden ist, an BO2 und BO3 geleitet. | Nicht verwendet                                       |

Die Konfiguration erfordert auch andere spezifische Funktionen, die in [Tabelle 172](#) aufgeführt sind. Darüber hinaus werden einige Logikgatter für die Implementierung der notwendigen Logik benötigt. Diese sind in [Abbildung 74](#) und [Abbildung 75](#) dargestellt.

**Tabelle 172: Andere in der Relaiskonfiguration verwendete Funktionen.**

| Funktionsblock | Beschreibung   |
|----------------|--|
| ILTCTR         | Analogsignalverarbeitung für andere Funktionsblöcke  |
| DCSXSWI        | Unterbrecherpositionsanzeige für die Anzeige der Stellung des Bustrennschalters. Diese Information werden benötigt, um zu ermitteln, mit welchem Bus der Abgang verbunden ist. |
| TRPPTRC        | Master-Auslösefunktion für den Auslösebefehlsammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion.   |

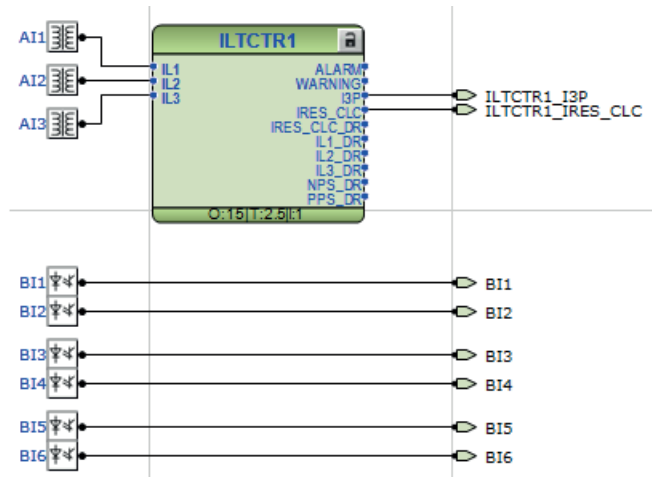


Abb. 73: Relais- und Vorverarbeitungsanschlüsse

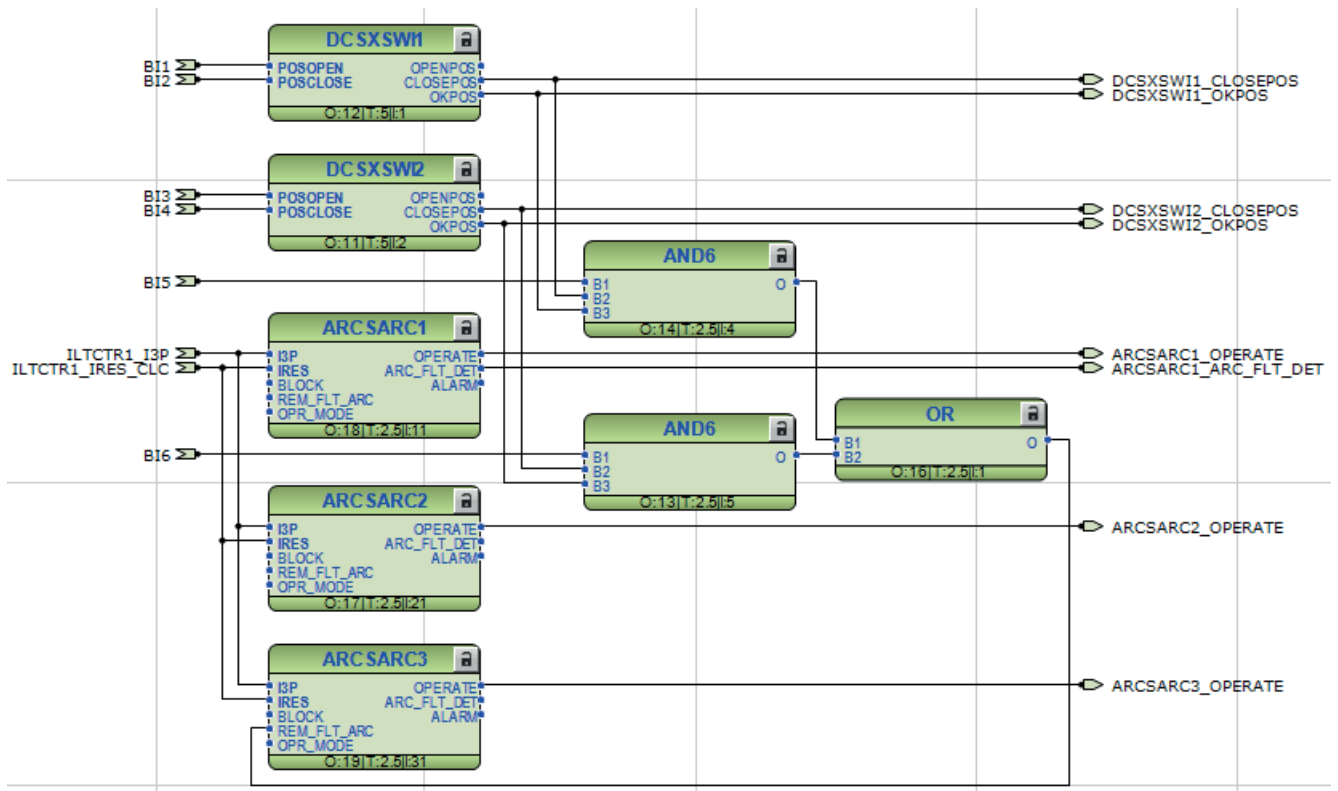


Abb. 74: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

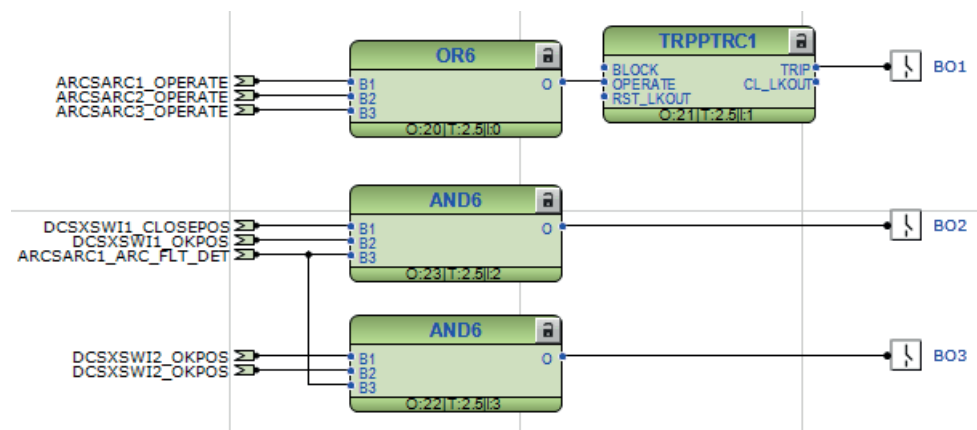


Abb. 75: Relais-Ausgangsanschlüsse

### 6.5.2.7

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. In diesem Beispiel ist das CT-Verhältnis 300/1 A an der HS-Seite.

Tabelle 173: Funktionseinstellungen für ILTCTR

| Einstellung   | ILTCTR1 | Beschreibung      |
|---------------|---------|-------------------|
| Primärstrom   | 300     | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1       | Sekundärstromwert |

### ARCSAR Lichtbogenschutz

Die Lichtbogenschutzfunktionen ARCSARC1...4 sind mit den physischen ARC-Eingängen 1...4 verbunden. Dieser Beispielfall verwendet drei ARCSARC-Instanzen: zwei Instanzen für die Objektivsensoren und eine Instanz für den Lichtbogen aus einem anderen Teil der Schaltanlage.

ARCSARC1 wird verwendet, um mit dem Objektivsensor 1 Licht im LS-Raum zu erkennen.

ARCSARC2 wird verwendet, um mit dem Objektivsensor 2 Licht im Kabelndraum zu erkennen.

Die Funktionen ARCSARC1 und ARCSARC2 überwachen auch die Leiterströme von Einspeiser +J2 für die sichere Auslösung, d.h. Ansprechen nur im Fall von simultanem Überstrom.

ARCSARC3 wird nur für externe Störlichtbögen verwendet. Die Binäreingänge BI5 und BI6 informieren über den externen Fehler. Abhängig vom Status der Sammelschienentrennschalter +J2-Q1 und +J2-Q2 aktiviert und erlaubt der externe

Lichtinformationseingang REM\_FLT\_ARC ARCSARC3 die Auslösung, wenn die Überstrombedingung erfüllt ist.

Die [Tabelle 174](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 174:** *ARCSARC1, 2, 3 Einstellungen*

| Einstellung        | Empfohlener Wert für ARCSARC1 | Empfohlener Wert für ARCSARC2 | Empfohlener Wert für ARCSARC3 | Beschreibung                            |
|--------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---|
| Phasenanzfangswert | 2,5 x In                      | 2,5 x In                      | 2,5 x In                      | Arbeitsphasenstrom <sup>1)</sup>        |
| Betriebsart        | Licht + Strom                 | Licht + Strom                 | Licht + Strom                 | Betriebsart der Funktion                |
| Sensorüberwachung  | EIN                           | EIN                           | AUS <sup>2)</sup>             | Sensorüberwachung aktiviert/deaktiviert |

- 1) Der Wert muss den stationären Laststrom deutlich überschreiten. Allerdings muss auch das Fehlerstromniveau durch den Lichtbogen deutlich unterschritten werden, damit die ARCSARC-Funktion auslöst.
- 2) Kein Lichtbogensensor angeschlossen. „AUS“ bedeutet, dass die Sensorüberwachung für diesen Lichtbogensensor ausgeschaltet ist.



## Abschnitt 7 Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

### 7.1 Einführung in die Anwendung

Energieübertragungs- und Verteilungsleitungen und -kabel sind kritische Komponenten eines Leistungssystems. Die in Leitungen oder Kabeln auftretenden Fehler müssen schnellstmöglich erkannt und isoliert werden, damit Kaskaden vermieden werden, die einen Systemausfall verursachen können. Somit nimmt der Leitungs- und Kabelschutz einen wichtigen Platz unter den verschiedenen Schutzmethoden ein. Er umfasst eine Reihe unterschiedlicher Schutzstrategien für die schnelle, selektive und sichere Fehlerbehebung.

Dieses Anwendungsbeispiel erläutert den distanzbasierten Schutz und die Anwendung der Schemakommunikation, um die Geschwindigkeit weiterhin zu verbessern. Distanzschutz wird für längere Leitungen genutzt und verwendet Spannungs- und Strommessungen für die Schätzung der äquivalenten Impedanz. Wenn die gemessene Impedanz den festgelegten Zonenwert unterschreitet, wird ein Auslösebefehl ausgegeben. Für einen selektiveren Schutz werden unterschiedliche Schutzzonen eingeführt, zum Beispiel Zone 1 und Zone 2. Zone 1 bietet typischerweise die Auslösung ohne vorgegebene Zeitverzögerung. Für andere Zonen stellt der Reserveschutz mit einer abgestuften Zeitverzögerung die Selektivität sicher. Üblicherweise werden 75...80 Prozent der geschützten Leitung Zone 1 zugeordnet.

Wenn die schnelle Fehlerbeseitigung für ein Teil der Leitung erforderlich ist, die nicht von Zone 1 abgedeckt wird, kann die Distanzschutzfunktion mit einer Logik mit Kommunikationskanälen kombiniert werden. Diese wird als Kommunikationsschemalogik für den Distanzschutz bezeichnet. Die Schutzrelais unterstützen in jede Richtung einen Kommunikationskanal, der Binärsignale übertragen kann. Die Leistung der Kommunikationsschemalogik ist abhängig von der Geschwindigkeit des Kommunikationskanals, der Sicherheit gegen falsche oder verlorene Signale und der zuverlässigen Übertragung von Signalen während Leistungssystemfehlern. Das Ziel dieses Schemas ist das Erreichen einer schnelleren Auslösung und daher ist die Kommunikationsgeschwindigkeit oder eine minimale Zeitverzögerung immer von äußerster Wichtigkeit.

In Ad-hoc-Netzen mit isoliertem oder kompensiertem Sternpunkt lässt sich die Selektivität für den Erdschlusschutz möglicherweise nur schwer erreichen. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Fehlerstrommagnitudo und die Scheinimpedanz der Fehlerschleife beträchtlich vom Fehlerort abhängen. In solchen Netzen können gerichtete Erdfehler-Schutzfunktionen die Fehlerrichtung (vorwärts oder rückwärts) ermitteln, allerdings können sie nicht ermitteln, ob der Fehler an der

geschützten Leistung oder hinter der angrenzenden Station aufgetreten ist. Die Schemakommunikation kann mit dem Erdschlussschutz kombiniert werden, um einen selektiven Schutz der Einheit zu erreichen.

Es gibt mehrere verfügbare Kommunikationsschematypen.

- Selektivschutz mit Unterreichweite und unmittelbarer Fernauslösung DUTT
- Selektivschutz mit Unterreichweite und Freigabe PUTT
- Selektivschutz mit Überreichweite und Freigabe POTT
- Richtungsvergleichsschutzschema DCB

Im DUTT-Schema wird das Remote-Auslösesignal direkt für die Momentanauslösung des Leistungsschalters genutzt. In Freigabeschema werden die Auslösesignale zwischen den Klemmen getauscht, damit die Freigabe für die Auslösung während eines internen Fehlers empfangen werden kann. Das DCB-Schema wird für das Versenden eines Blockiersignals über den Kommunikationskanal an die externe Klemme gesendet, wenn der Fehler lokal in der Gegenrichtung erkannt wird. In allen Schema wird das Auslösen bei externen Fehlern immer blockiert. Die Freigabeschema sind schneller und sicherer gegen Fehlauflösungen, weil sie jedoch von dem empfangenen Signal für die schnellere Auslösung abhängig sind, ist ihre Zuverlässigkeit (Auslösefähigkeit) geringer als jene des Blockierschemas.

**Tabelle 175:** *Typische Leitungsfehler und -bedingungen, Schutz- und schutzbezogene Funktionen*

| Fehler und Bedingungen                            | Schutz und schutzbezogene Funktionen |
|---|--------------------------------------|
| Phase-Erde, Leiter-Leiter-Erde, Dreiphasen-Fehler | DSTPDIS                              |
| Erdfehler   | DEFLPDEF, DEFHPDEF                   |
| Erdfehlerichtungsschutz ( $I_0 >> \rightarrow$ )  | DSTPDIS                              |

## 7.2

### Beschreibung des Beispielfalls

Für die Erläuterung der Anwendung von Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation wird ein allgemeines Erdkabelsystem als Beispiel herangezogen. [Abbildung 76](#) zeigt eine repräsentative Konfiguration eines Netzes, 10 MVA, 11 kV, mit isoliertem Sternpunkt mit einem Kabel mit Relais an beiden Enden an Bus A bzw. an Bus B. Die geschützte Einheit ist ein  $3 \times 240 \text{ mm}^2$  Al + 70 Cu-Erdkabel, maximaler Laststrom 385 A. Das geschützte Kabel hat eine Länge von 10 km, das kürzeste angrenzende Kabel hat eine Länge von 12 km, das längste Kabel 20 km.

Angeschlossene Stromwandler messen die Phasenströme. Es handelt sich um ein isoliertes Sternpunktnetz und deshalb wird ein kernsymmetrischer CT (CBCT) für die Messung des Summenstroms  $I_0$  an beiden Enden verwendet. Diese Messungen werden für den gerichteten Erdschlussschutz genutzt. Spannungswandler an beiden

Enden messen die Leiterspannungen und die Verlagerungsspannung  $U_0$  in einer offenen Dreieckschaltung.

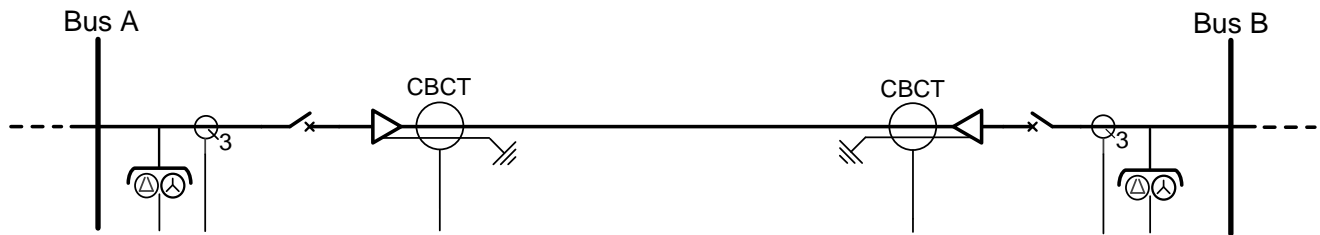


Abb. 76: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls für die Signalvergleichsschutzanwendung.

## 7.3 Lokales Endschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des Relais an Bus A, das in diesem Anwendungsbeispiel verwendet wird: die Relaischnittstellen, das ACT-Diagramm, die Parametereinstellungen und Informationen dazu, wie der Distanz- und gerichtete Erdschlusschutz mit Schemakommunikation im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.



Dieses Kapitel betrifft auch das Relais an Bus B, indem die Strom- und Spannungseingänge sowie die Binär- und die Auslösesignale für das andere Leitungsende getauscht werden.

### 7.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 77](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge und Binärausgänge des Relais. CT- und CBCT-Anschlüsse für erforderliche Leiterströme und die Summenstrommessung für Leitungsschutz mit Schemakommunikation wird ebenfalls in der Abbildung gezeigt. Die VT-Anschlüsse für Leiterspannungsmessungen und eine offene Dreieckschaltung für Verlagerungsspannungsmessungen werden ebenfalls dargestellt. Für die Schutzkommunikation wird ein Glasfaserkanal verwendet.

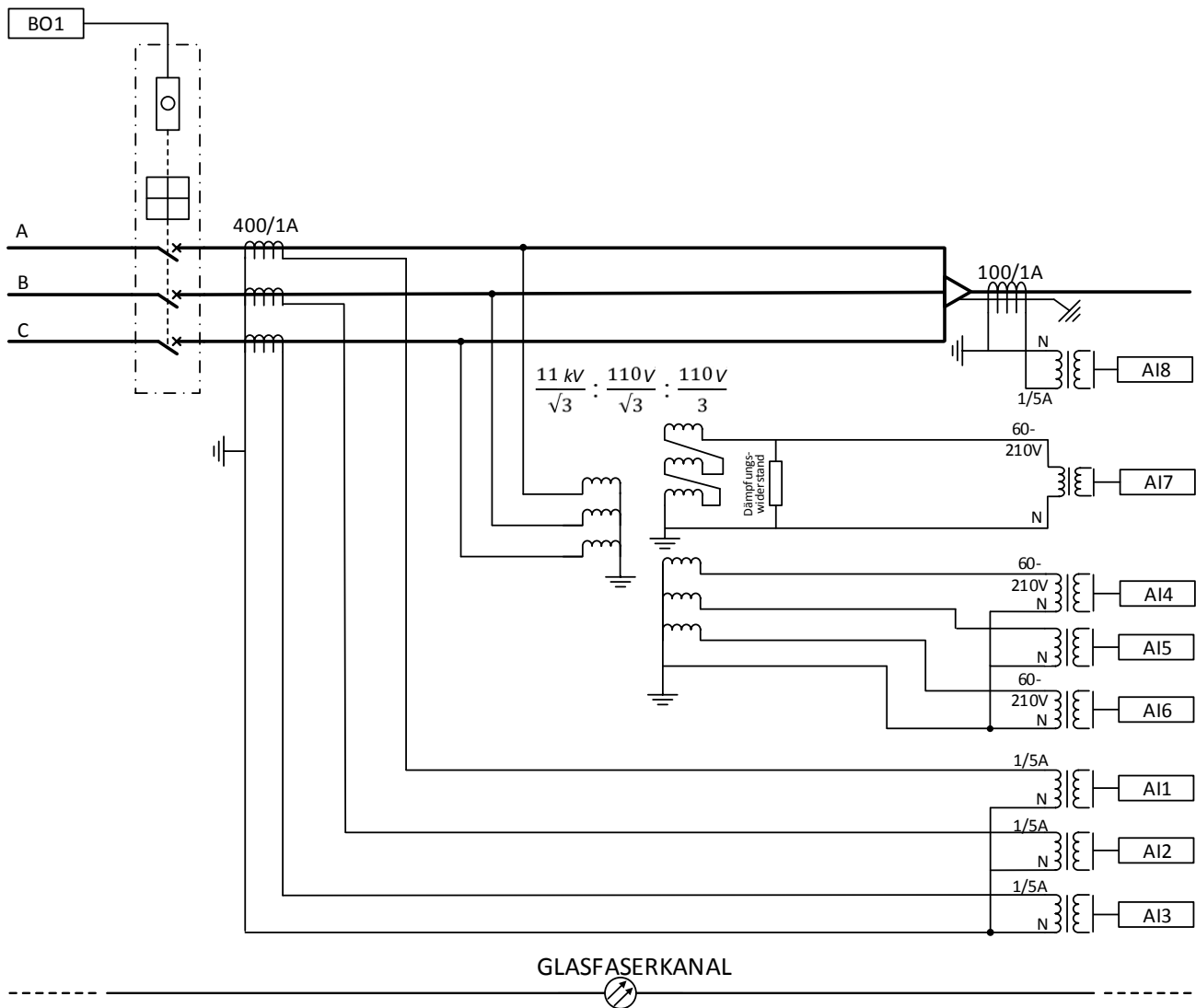


Abb. 77: Relais-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für den Schemakommunikation-Beispielfall

### 7.3.1.1 Analoge Eingangssignale

Tabelle 176: Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

| Analogeingang                                   | Beschreibung          |
|---|-----------------------|
| AI1   | Leiter A Strom I_A    |
| AI2   | Leiter B Strom I_B    |
| AI3   | Leiter C Strom I_C    |
| AI4   | Leiter A Spannung U_A |
| AI5   | Leiter A Spannung U_B |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |                       |

| Analogeingang | Beschreibung          |
|---------------|-----------------------|
| AI6           | Leiter A Spannung U_C |
| AI7           | Verlagerungsspannung  |
| AI8           | Summenstrom           |

### 7.3.1.2 Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 177:** *Physisches binäres Ausgangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binärausgang | Beschreibung                       |
|--------------|------------------------------------|
| BO1          | Auslösesignal an Leistungsschalter |

### 7.3.1.3 Empfohlene Alarme

**Tabelle 178:** *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Ereigniscontainer                               | Ereignis   | Beschreibung   |
|---|------------|--|
| DSTPDIS1  | OPERATE_Z1 | Auslösung aus Distanzschutz Zone 1   |
| DSTPDIS1  | OPERATE_Z2 | Ansprechen von Distanzschutz Zone 2  |
| DSTPDIS1  | OPERATE_Z3 | Ansprechen von Distanzschutz Zone 3  |
| DSTPDIS1  | XC_FLT     | Erdfehlerrichtungsschutz (I0>> →)  |
| DSOCPSCH1                                       | OPERATE    | Auslösung durch die Kommunikationsschemalogik für den Distanzschutz                    |
| DSOCPSCH1                                       | CS         | Träger Senden-Signal, gesendet von der Kommunikationsschemalogik für den Distanzschutz |
| DSOCPSCH1                                       | CRL        | Trägersignal Empfangen-Signal von der Kommunikationsschemalogik für den Distanzschutz  |
| DEFLPDEF1                                       | OPERATE    | Ansprechen von gerichtetem Erdfehler, niedrige Stufe                                   |
| DEFHPDEF1                                       | OPERATE    | Ansprechen von gerichtetem Erdfehler, hohe Stufe                                       |
| RESCPSCH1                                       | OPERATE    | Auslösung durch die Kommunikationsschemalogik für den Erdfehlerschutz                  |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |            |  |

## Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

| Ereigniscontainer | Ereignis | Beschreibung   |
|-------------------|----------|--|
| RESCPSCH1         | CS       | Träger-Senden-Signal, gesendet von der Kommunikationsschemalogik für den Erdschlusschutz |
| RESCPSCH1         | CRL      | Trägersignal Empfangen-Signal von der Kommunikationsschemalogik für den Erdschlusschutz  |
| PCSITPC1          | ALARM    | Alarm Ausfall Kommunikationskanal  |

## 7.3.1.4

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 179:** In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionen.

| Funktionsblock            | Beschreibung   |
|---------------------------|--|
| ILTCTR1, RESTCTR1, UTVTR1 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock                     |
| DSTPDIS1                  | Distanzschutz  |
| DSOCPSCH1                 | Kommunikationsschemalogik                              |
| DEFLPDEF1                 | Gerichteter Erdschluss-Schutz, niedrige Stufe          |
| DEFHPDEF1                 | Gerichteter Erdfehlerschutz, hohe Stufe                |
| RESCPSCH1                 | Kommunikationslogik für den Erdfehlerüberstrom         |
| BSTGAPC1                  | Binäre Signalübertragung                               |
| PCSITPC1                  | Kommunikationsüberwachungsschutz                       |
| TRPPTRC1                  | Master-Auslösung                                       |
| OR<br>OR20                | OR-Gate mit zwei Eingängen<br>OR-Gate mit 20 Eingängen |

**Tabelle 180:** Physikalische Analogkanäle der Funktionen

| Schutz    | Phasenströme<br>AI1, AI2, AI3 | Leiterspannung<br>AI4, AI5, AI6 | Offene Dreiecks-<br>spannung<br>AI7 | Summenstrom<br>AI8 |
|-----------|-------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--------------------|
| DSTPDIS1  | x                             | x                               | x                                   |                    |
| DEFLPDEF1 |                               |                                 | x                                   | x                  |
| DEFHPDEF1 |                               |                                 | x                                   | x                  |

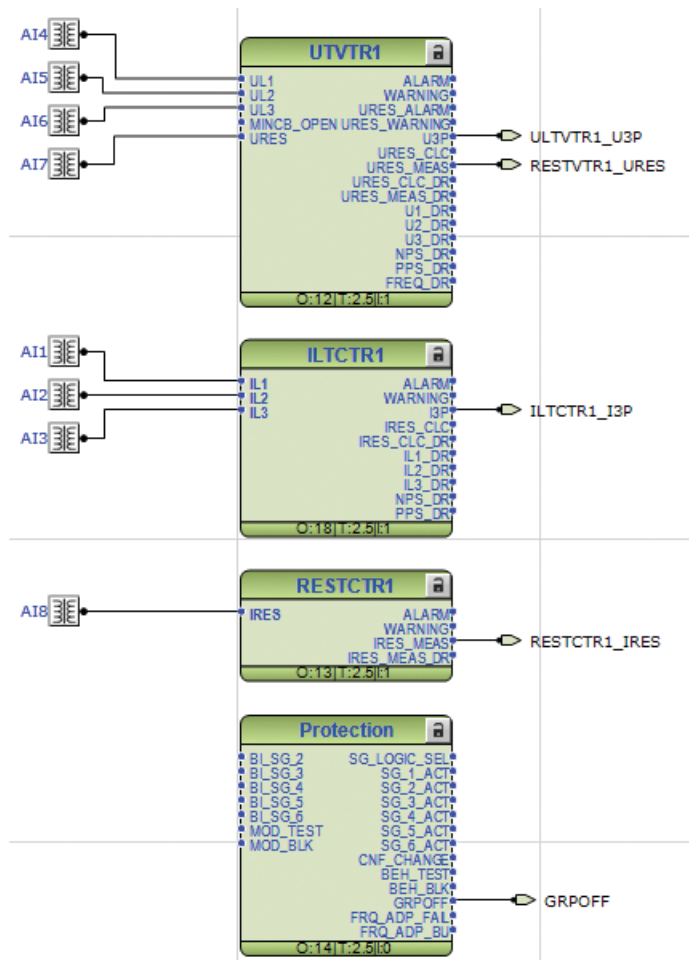


Abb. 78: Relaisgang- und Vorverarbeitungsanschlüsse

Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

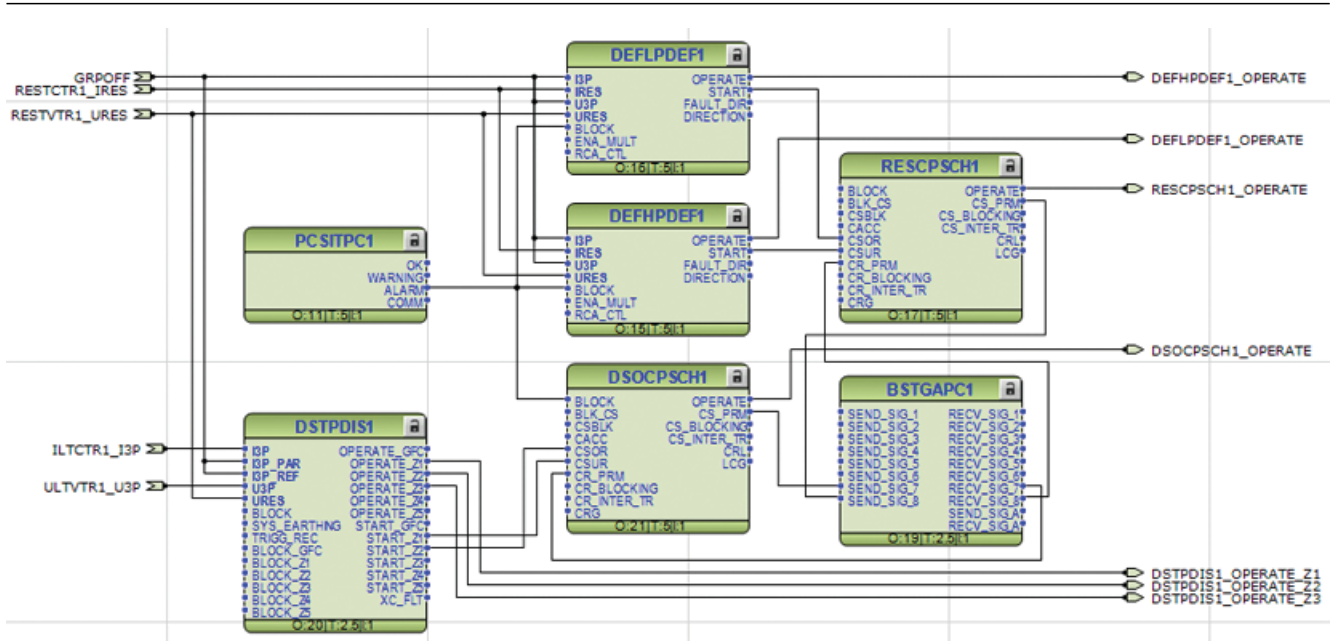


Abb. 79: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

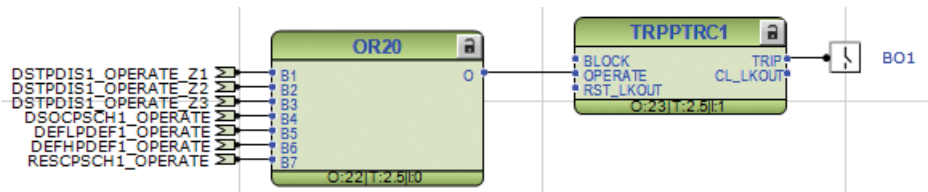


Abb. 80: Relais-Ausgangsanschlüsse

7.3.1.5

Funktionsblöcke und Einstellwerte

ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Leiterströme. Die [Tabelle 181](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 181: ILTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung      |
|---------------|------------------|-------------------|
| Primärstrom   | 400 A            | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1 A              | Sekundärstromwert |

### RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung

RESTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für das Summenstromsignal. Die [Tabelle 182](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 182:** *RESTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|---------------|------------------|---------------|
| Primärstrom   | 100 A            | Primärstrom   |
| Sekundärstrom | 1 A              | Sekundärstrom |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. [Tabelle 183](#) und [Tabelle 184](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 183:** *UTVTR1: Leiterspannungs-Transformatoreinstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung           |
|------------------|------------------|------------------------|
| Primärspannung   | 6,35 kV          | Primäre Nennspannung   |
| Sekundärspannung | 63,5 V           | Sekundäre Nennspannung |

**Tabelle 184:** *UTVTR1: Verlagerungsspannung-Transformatoreinstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung           |
|------------------|------------------|------------------------|
| Primärspannung   | 6,35 kV          | Primäre Nennspannung   |
| Sekundärspannung | 110 V            | Sekundäre Nennspannung |

### DSTPDIS1 – Distanzschutz

DSTPDIS bietet einen Distanzvollschutz für Übertragungs- und Verteilungsnetze, in welchen bei allen Arten von Fehlern dreipolige Auslösung erlaubt ist. DSTPDIS hat fünf flexible, konfigurierbare Impedanzonen für den Schutz (Z1, Z2, Z3, Z4 und Z5). In der Beispielanwendung werden die in Vorwärtsrichtung freigegebenen Zonen Z1, Z2 und Z3 verwendet. Zone Z1 ist auf 80 % der geschützten Leitung eingestellt, Zone Z2 auf 100 % der geschützten Leitung plus 20 % der benachbarten kürzesten Leitung und Z3 ist mit 100 % der geschützten Leitung plus 50 % der benachbarten längsten Leitung eingestellt.

Die Zonen Z1A, Z2A und Z3A in [Abbildung 81](#) werden für das Relais an Bus A definiert und die Zonen Z1B, Z2B und Z3B werden für das Relais an Bus B definiert. Die Abbildung zeigt in Zone 2 einen Fehler des Relais an Bus A (Z2A) und in Zone 1 des Relais am Bus B (Z1B). Die Parameter für die geschützten Kabel und die benachbarten kürzesten und längsten Kabel sind in [Tabelle 185](#) enthalten.

## Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

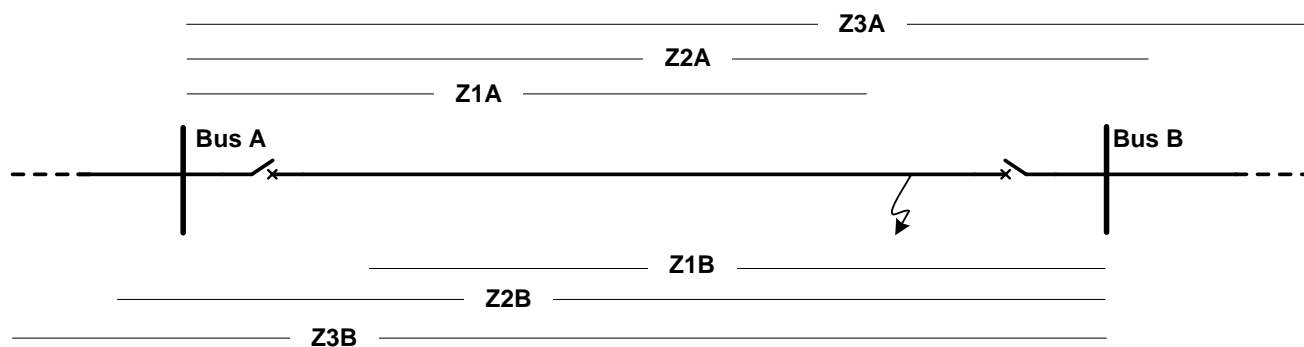


Abb. 81: Zonendefinitionen und Fehlerort für den Beispielfall

Tabelle 185: Leitungsparameter

| Parameter                     | Kabeldaten | Parameter | Geschützte Leistung | Benachbarte kürzeste Leitung | Benachbarte längste Leitung |
|-------------------------------|------------|-----------|---------------------|------------------------------|-----------------------------|
| Direktreaktanz (R1) in Ohm/km | 0,15       | R1 in Ohm | 1,5                 | 1,8                          | 3,0                         |
| Direktreaktanz (X1) in Ohm/km | 0,11       | X1 in Ohm | 1,1                 | 1,32                         | 2,2                         |
| Nullwiderstand (R0) in Ohm/km | 1,09       | R0 in Ohm | 10,9                | 13,08                        | 21,8                        |
| Nullreaktanz (X0) in Ohm/km   | 0,25       | X0 in Ohm | 2,5                 | 3,0                          | 5,0                         |

Die [Tabelle 186](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 186: DSTPDIS1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

| Einstellung         | Empfohlene Werte | Beschreibung   | Kommentare        |
|---------------------|------------------|--|-------------------|
| Str A Ph Sel GFC    | 1,93 xIn         | Leiterstrom Anrenewert, PSL  | 2 · 485/400 (xIn) |
| X Gnd Fwd reach GFC | 7,5 Ohm          | Reaktive Reichweite, vorwärts, für L-E Schleifen, Unterimpedanz, PSL   | 2,5 + 5,0 (Ohm)   |
| X Gnd Rv reach GFC  | 5,0 Ohm          | Reaktive Reichweite, rückwärts, für L-E Schleifen, Unterimpedanz, PSL  | 2 + 2,5 (Ohm)     |
| Ris Gnd Fwd Rch GFC | 32,7 Ohm         | Resistive Reichweite, vorwärts, für L-E Schleifen, Unterimpedanz, PSL  | 10,9 + 21,8 (Ohm) |
| Ris Gnd Rv Rch GFC  | 21,8 Ohm         | Resistive Reichweite, rückwärts, für L-E Schleifen, Unterimpedanz, PSL | 2 + 10,9 (Ohm)    |
| X PP Fwd reach GFC  | 3,3 Ohm          | Reaktive Reichweite, vorwärts, für L-L Schleifen, Unterimpedanz, PSL   | 1,1 + 2,2 (Ohm)   |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

## Schutz vor Distanz- und gerichtetem Erdschluss mit Schemakommunikation

| Einstellung            | Empfohlene Werte | Beschreibung   | Kommentare                     |
|------------------------|------------------|--|--------------------------------|
| X PP Rv reach GFC      | 2,2 Ohm          | Reaktive Reichweite, rückwärts, für L-L Schleifen, Unterimpedanz, PSL  | $2 \cdot 1,1$ (Ohm)            |
| Ris PP Fwd Rch GFC     | 4,5 Ohm          | Resistive Reichweite, vorwärts, für L-L Schleifen, Unterimpedanz, PSL  | $1,5 + 3,0$ (Ohm)              |
| Ris PP Rv Rch GFC      | 3,0 Ohm          | Resistive Reichweite, rückwärts, für L-L Schleifen, Unterimpedanz, PSL | $2 + 1,5$ (Ohm)                |
| Gnd Op Strom GFC       | 0,19 xIn         | Basisauslösewert für Nullstrom, EF-Erkennungsfunktion                  | $0,2 \cdot 385/400$ (xIn)      |
| Max. Phasenwinkel, GFC | 15 Grad          | Rechtsseitiger Winkel, gerichtete Erdschlussfunktion                   | Empfohlener Wert               |
| Min. Phasenwinkel, GFC | 115 Grad         | Linksseitiger Winkel, gerichtete Erdschlussfunktion                    | Empfohlener Wert               |
| Op Mod PP loops Zn1    | TRUE             | Freigabe LL/3L-Schleifenmessung, Zone 1                                |                                |
| R1 Zone 1              | 1,2 Ohm          | Resistive Reichweite, Mitsystem, Zone 1                                | $1,5 \cdot 80/100$ (Ohm)       |
| X1 Zone 1              | 0,88 Ohm         | Leitungsreaktanz (Reichweite), Mitsystem, Zone 1                       | $1,1 \cdot 80/100$ (Ohm)       |
| Op Mod Gnd loops Zn1   | TRUE             | Freigabe LE-Schleifenmessung, Zone 1                                   |                                |
| R0 Zone 1              | 8,72 Ohm         | Resistive Reichweite, Nullsystem, Zone 1                               | $10,9 \cdot 80/100$ (Ohm)      |
| X0 Zone 1              | 2,0 Ohm          | Reaktive Reichweite, Nullsystem, Zone 1                                | $2,5 \cdot 80/100$ (Ohm)       |
| Op Mod PP loops Zn2    | TRUE             | Freigabe LL/3L-Schleifenmessung, Zone 2                                |                                |
| R1 Zone 2              | 1,86 Ohm         | Resistive Reichweite, Mitsystem, Zone 2                                | $1,5 + 1,8 \cdot 0,2$ (Ohm)    |
| X1 Zone 2              | 1,36 Ohm         | Leitungsreaktanz (Reichweite), Mitsystem, Zone 2                       | $1,1 + 1,32 \cdot 0,2$ (Ohm)   |
| Op Mod Gnd loops Zn2   | TRUE             | Freigabe LE-Schleifenmessung, Zone 2                                   |                                |
| R0 Zone 2              | 13,52 Ohm        | Resistive Reichweite, Nullsystem, Zone 2                               | $10,9 + 13,08 \cdot 0,2$ (Ohm) |
| X0 Zone 2              | 3,1 Ohm          | Reaktive Reichweite, Nullsystem, Zone 2                                | $2,5 + 3,0 \cdot 0,2$ (Ohm)    |
| Op Mod PP loops Zn3    | TRUE             | Freigabe LL/3L-Schleifenmessung, Zone 3                                |                                |
| R1 Zone 3              | 3,0 Ohm          | Resistive Reichweite, Mitsystem, Zone 3                                | $1,5 + 3,0 \cdot 0,5$ (Ohm)    |
| X1 Zone 3              | 2,2 Ohm          | Leitungsreaktanz (Reichweite), Mitsystem, Zone 3                       | $1,1 + 2,2 \cdot 0,5$ (Ohm)    |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

| Einstellung          | Empfohlene Werte | Beschreibung                             | Kommentare            |
|----------------------|------------------|--|-----------------------|
| Op Mod Gnd loops Zn3 | TRUE             | Freigabe PE-Schleifenmessung, Zone 3     |                       |
| R0 Zone 3            | 21,8 Ohm         | Resistive Reichweite, Nullsystem, Zone 3 | 10,9 + 21,8 0,5 (Ohm) |
| X0 Zone 3            | 5,0 Ohm          | Reaktive Reichweite, Nullsystem, Zone 3  | 2,5 + 5,0 0,5 (Ohm)   |

### DSOCPSCH1 – Kommunikationsschemalogik

DSOCPSCH1 bietet die unmittelbare Entstörung unabhängig vom Fehlerort auf der geschützten Leitung oder dem Einspeiser, und benötigt einen Kommunikationskanal, der die Binärsignale in beide Richtungen übertragen kann. Der Kommunikationskanal sollte schnell, sicher und zuverlässig sein und daher werden fest zugeordnete Kommunikationskanäle empfohlen. Für kurze Distanzen bis zu wenigen Kilometern kann ein einfacher Steuerdraht basierend auf der Hilfsspannung verwendet werden. Für Distanzen bis zu 50 km können faseroptische Kabel mit integrierter Kommunikationsschnittstelle verwendet werden. Für Distanzen bis zu 150 km können wiederum faseroptische Kabel mit externen Geräten verwendet werden.

Die verfügbaren Kommunikationsschematypen, die von DSOCPSCH1 unterstützt werden, sind DUTT, PUTT, POTT und DCB. Im Anwendungsbeispiel wird das POTT-Schema verwendet und deshalb wird der *Schematyp* mit "Permissive Overreach" (Erlaubte Überreichweite) festgelegt. Die logische Darstellung des POTT-Schemas wird in [Abbildung 82](#) gezeigt.

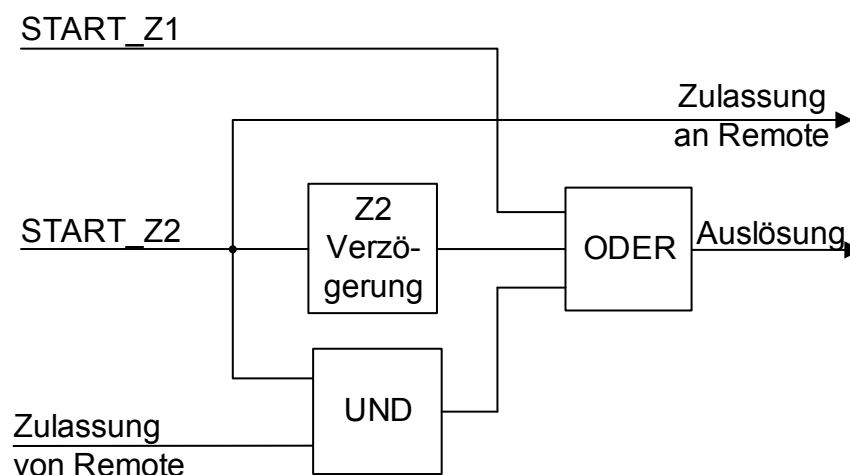


Abb. 82: Logische Darstellung des POTT-Schemas.

[Abbildung 83](#) zeigt das vereinfachte Funktionsschaltbild für das POTT-Schema. Fehler in Zone 2 des Relais an Bus A und in Zone 1 am Relais an Bus B. Das Distanzelement des Relais an Bus A nimmt den Fehler auf und aktiviert START\_Z2. Das Distanzelement des Relais an Bus B nimmt ihn ebenfalls auf und startet START\_Z1 sowie START\_Z2. Weil das Relais an Bus B in Zone 1

aufnimmt, wird eine unverzögerte Auslösung an Trennschalter B ausgegeben. Das Relais an Bus B gibt die Genehmigung an das Relais an Bus A aus, woraufhin das Relais an Bus A die Auslösung von Trennschalter A nach einer Aufnahmeverzögerten *Coordination Time* (Koordinationszeit) ausgibt, wodurch die Zone-2-Verzögerung vermieden wird. Im POTT-Schema kann die *Koordinationszeit* mit 0 s festgelegt werden, weil die Verzögerung der Auslösung nicht erforderlich ist.

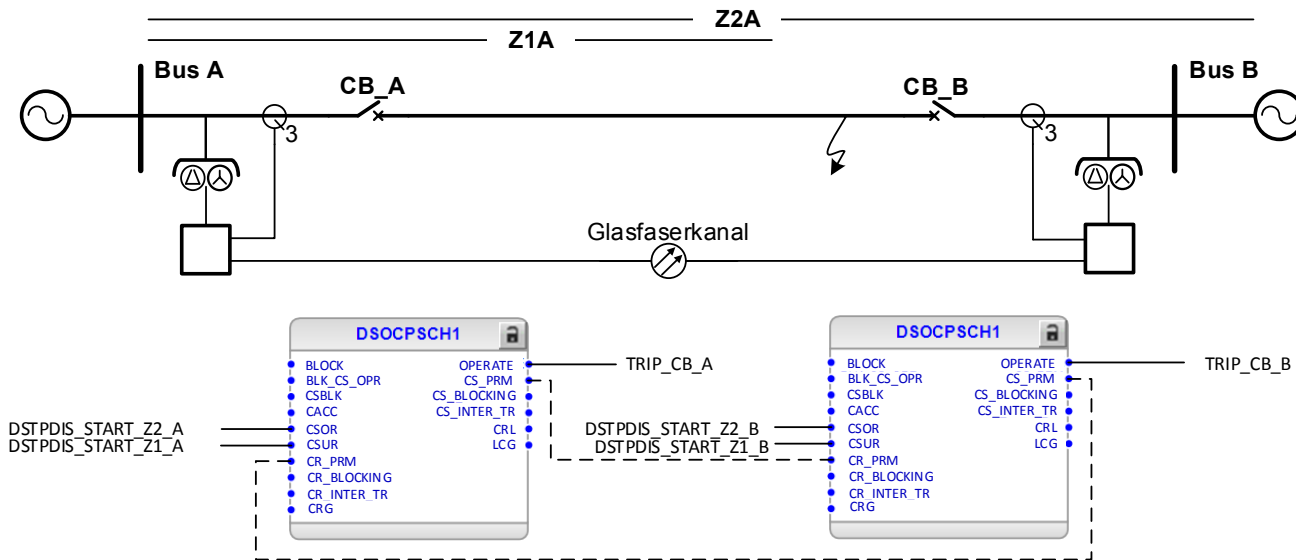


Abb. 83: Vereinfachtes Funktionsschaltbild des POTT-Schemas für den Distanzschutz.

Die [Tabelle 187](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 187: *DSOCPSCH1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung       | Empfohlene Werte        | Beschreibung                         |
|-------------------|-------------------------|--------------------------------------|
| Schematyp         | Erlaubte Überreichweite | Schematyp                            |
| Koordinationszeit | 0 s                     | Kommunikationsschema-Koordinatenzeit |

### DEFHPDEF1 und DEFLPDEF1 – Erdfehlerrichtungsschutz

DEFHPDEF1 und DEFLPDEF1 werden als Schutz vor gerichtetem Erdschluss für Einspeiser und Leitungen verwendet. Die Kommunikationslogik für den Erdfehlerschutz (RESCPSCH1) wird gemeinsam mit den Erdfehlerschutzblöcken verwendet, um ein selektives Erdfehlerschutzschema bereitzustellen. Die nicht standardmäßigen Einstellungen für diese Funktionen werden in [Tabelle 188](#) gezeigt; alle anderen Einstellungen von DEFHPDEF1 und DEFLPDEF1 werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten. Der für den gemessenen Fehlerstrom verwendete Nennwert ist der CBCT-Primärstrom (d.h., 100 A).

Tabelle 188: DEFHPDEF1 und DEFLPDEF1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

| Einstellung             | Empfohlene Werte      |                       | Beschreibung            |
|-------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|
|                         | DEFHPDEF1             | DEFLPDEF1             |                         |
| Startwert               | 1,92 xIn <sup>1</sup> | 0,77 xIn <sup>2</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 50 ms <sup>3</sup>    | 100 ms <sup>4</sup>   | Auslöseverzögerungszeit |

- 1) Der *Startwert* für DEFHPDEF1 kann mit 50 % des Bemessungsstrom festgelegt werden, d.h. 0,5 385 A/100 A ≈ 1,92.
- 2) Der *Startwert* für DEFLPDEF1 kann mit 20% des Bemessungsstrom festgelegt werden, d.h. 0,2 385 A/100 A ≈ 0,77.
- 3) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für DEFHPDEF1 kann mit 50 ms festgelegt werden.
- 4) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für DEFLPDEF1 als 100 ms gesetzt werden, etwas langsamer als DEFHPDEF1.

### RESCPSCH1 - Kommunikationslogik für Erdfehlerschutz

RESCPSCH1 ist das Signalvergleichsverfahren für Erdfehlerschutz und es wird in der Anwendungsfunktion mit den Erdfehlerrichtungsschutzblöcken DEFLPDEF1 und DEFHPDEF1 verwendet. Ebenso wie DSOCPSCH1 unterstützt diese Funktion die Schemaarten DUTT, PUTT, POTT und DCB. [Abbildung 84](#) zeigt ein vereinfachtes Funktionsschaltbild für das POTT-Schema; die START-Signale von DEFLPDEF1 und DEFHPDEF1 werden mit RESCPSCH1 CSOR und CSUR verbunden.

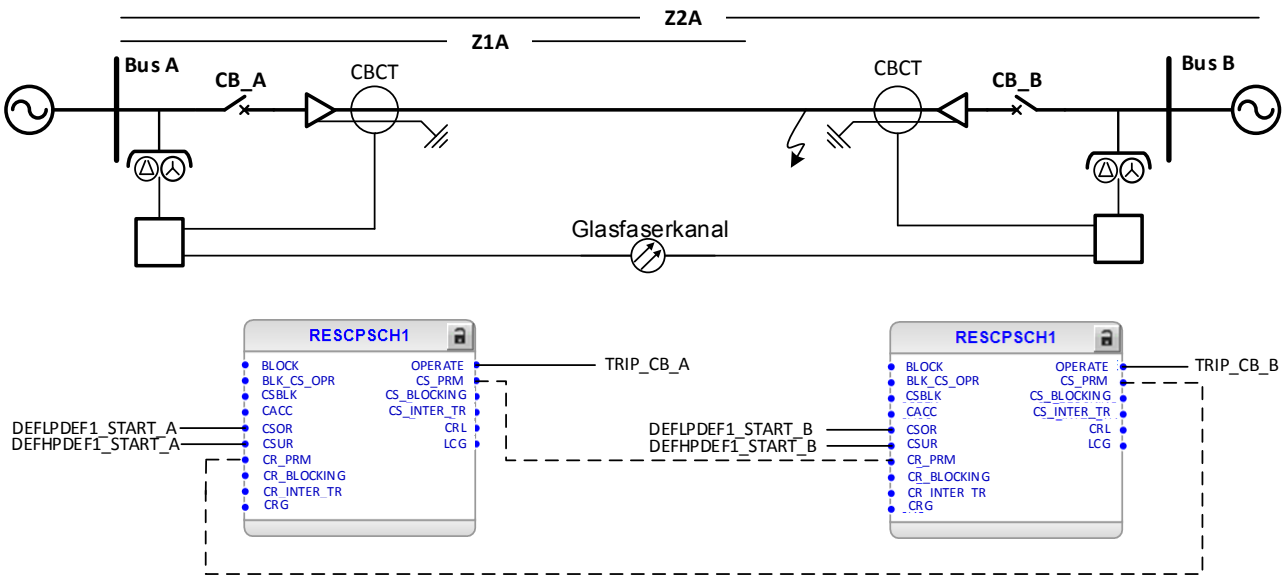


Abb. 84: Vereinfachtes Funktionsschaltbild des POTT-Schemas für den gerichteten Erdfehlerschutz.

POTT wird aktiviert, wenn der *Scheme type* (Schematyp) auf "Permissive Overreach" (Erlaubte Überreichweite) gesetzt wird. Im POTT-Schema kann die *Koordinationszeit* mit 0 s festgelegt werden, weil die Verzögerung der Auslösung nicht erforderlich ist. Die [Tabelle 189](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 189:** RESCPSCH1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

| Einstellung       | Empfohlene Werte        | Beschreibung                         |
|-------------------|-------------------------|--------------------------------------|
| Schematyp         | Erlaubte Überreichweite | Schematyp                            |
| Koordinationszeit | 0 s                     | Kommunikationsschema-Koordinatenzeit |

### BSTGAPC1 – Binärsignal-Übertragung

BSTGAPC1 wird für die Übertragung der Binärsignale zwischen internen und externen Leitungsdifferentialschutzrelais benötigt. Diese Funktion umfasst acht Binärsignale, die im Schutzkommunikationstelegramm über ein Glasfaserkabel übertragen werden. Diese können frei konfiguriert und für jeden Zweck in der Leitungsdifferenzialanwendung verwendet werden. In diesem Anwendungsbeispiel sind die an die entfernten Relais übertragenen Binärsignale DSOCPSCH1\_CS\_PRM (Zulassung von DSOCPSCH1) mit SEND\_SIG\_7 verbunden und RESCPSCH1\_CS\_PRM (Zulassung von RESCPSCH1) ist mit SEND\_SIG\_8 verbunden. Die entsprechenden Informationen vom fernen Ende sind verfügbar an RECV\_SIG\_7 und RECV\_SIG\_8.

Alle Einstellungen von BSTGAPC1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

### PCSITPC1 – Überwachung der Schutzkommunikation

PCSITPC1 überwacht den Schutzkommunikationskanal. Es blockiert die Schutzfunktionen, wenn Störungen im Schutzkommunikationskanal erkannt werden. Für BSTGAPC1, das von der kontinuierlichen Verfügbarkeit der Schutzkommunikation abhängig ist, wird diese Blockierung automatisch ausgeführt.

Alle PCSITPC1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

### TRPPTRC1 – Hauptauslösung

TRPPTRC1 wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen von TRPPTRC1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.



---

## Abschnitt 8 Leitungsdifferenzial- und gerichteter Erdschlussschutz

### 8.1 Einführung in die Anwendung

Der Leitungsdifferentialschutz ist ein uneingeschränkt selektiver Stationsschutz mit einer Reihe von Vorteilen. Er kann einfach mit anderen Schutzfunktionen koordiniert werden. Alle Fehler auf der Leitung, zwischen den Leitungsfeldern des Stromwandlers, können momentan gelöscht werden. Die Empfindlichkeit kann hoch eingestellt werden und sie wird zudem nicht durch Fehlerstromumkehr bei Erdfehlern auf den parallel laufenden Leitungen beeinflusst.

In Ad-hoc-Netzen mit isoliertem oder kompensiertem Sternpunkt lässt sich die Selektivität für den Erdschlussschutz möglicherweise nur schwer erreichen. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Fehlerstrommagnitudo und die Scheinimpedanz der Fehlerschleife beträchtlich vom Fehlerort abhängen. In solchen Netzen können gerichtete Erdfehler-Schutzfunktionen die Fehlerrichtung (vorwärts oder rückwärts) ermitteln, allerdings können sie nicht ermitteln, ob der Fehler an der geschützten Leistung oder hinter der angrenzenden Station aufgetreten ist. Die Schutzkommunikation kann für den selektiven Schutz der Station mit dem Erdschlussschutz kombiniert werden.

Die Leitungsdifferenzial- und gerichteter Erdschlussschutz-Funktionen können in radialen, durchgeschleiften und vermaschten Netztopologien angewendet werden und ebenso in Netzen mit isoliertem Sternpunkt, widerstandsgeerdeten, kompensierten (Impedanz geerdet) und starren Netzen. Er kann für miteinander verbundene Einspeiser zwischen einer primären Station mit Nebenanschlüssen, bei dezentraler Erzeugung mit Stromerzeugung an der Gegenseite des Einspeisers sowie in schwachen Netze, die relativ lange Verteilungsleitungen versorgen, angewendet werden. Der Leitungsdifferentialschutz bietet uneingeschränkte Selektivität und schnelle Ansprechzeiten als Stationsschutz in kurzen Leitungen, in denen Distanzschutz nicht angewendet werden kann. Die Erdschlussschutzfunktionen wiederum bieten Schutz gegen verschiedene Erdfehler an einem Einspeiser oder der Leitung.

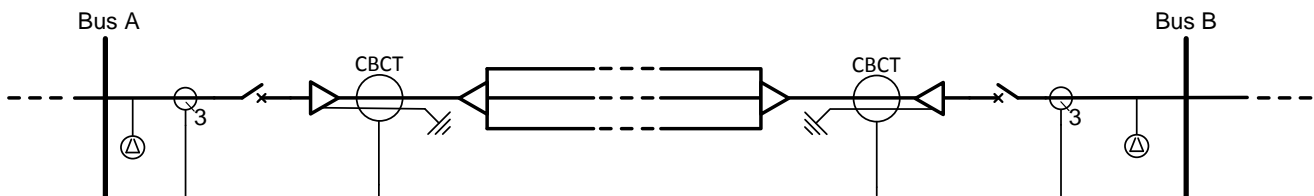
**Tabelle 190:** *Typische Leitungsfehler und Bedingungen und empfohlener Schutz und schutzbezogene Funktionen*

| Fehler und Bedingungen                            | Schutz und schutzbezogene Funktionen  |
|---|---|
| Phase-Erde, Leiter-Leiter-Erde, Dreiphasen-Fehler | Zweistufiger Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone LNPLDF                                  |
| Erdfehler   | Erdfehlerichtungsschutz ( $I_0 > \rightarrow$ ) DEFLPDEF  |
| Überstrom   | Ungerichteter Leiter-Überstromschutz PHxPTOC  |
| Einschaltstromerkennung                           | Zweistufiger Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone LNPLDF, Einschaltstromerkennung INRPHAR |

## 8.2 Beschreibung des Beispielfalls

Für die Erläuterung der Anwendung Leitungsdifferenzial- mit gerichtetem Erdfehlerschutz wird ein allgemeines Netz als Beispiel herangezogen (Beispielfall 1). [Abbildung 85](#) zeigt eine repräsentative Konfiguration eines Netzes, 10 MVA, 11 kV, mit isoliertem Sternpunkt mit einer Freileitung mit Relais an beiden Enden A und B. Der Leitungsbemessungsstrom beträgt 500 A, die geschützte Leitung hat eine Länge von 10 km.

Angeschlossene Stromwandler messen die Phasenströme und ein CBCT misst den Summenstrom  $I_0$  an beiden Enden. An beiden Enden angeschlossene Spannungswandler messen die Verlagerungsspannung  $U_0$  in einer offenen Dreieckschaltung.



**Abb. 85:** *Übersichtsschaltbild eines Beispielfalls für Leitungsdifferenzial- und gerichteten Erdschlussschutz.*

Der Stromwandler Verbindungstyp (siehe Technische Handbuch, LNPLDF-Funktion, für weitere Details) in diesem Beispielfall ist Typ 1 und die Stromwandlerleistung ist an beiden Seiten identisch.

## 8.3 Lokales Endschutzrelais (A)

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen zur Konfiguration des Relais an Leitungsende A (lokales Endschutzrelais) gemäß diesem Anwendungsbeispiel: die Relaischnittstellen, das ACT-Diagramm, die Parametereinstellungen sowie

Informationen dazu, wie der Leitungsdifferenzial- und gerichteter Erdschlussschutz in den vorliegenden Beispielen erreicht werden kann.



Dieses Kapitel betrifft auch das Relais an Leitungsende B (Remote-Schutzrelais in diesem Fall) indem die Strom- und Spannungseingänge sowie Binär- und die Auslösesignale für das andere Leitungsende getauscht werden.

### 8.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 86](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI) und Binärausgänge (BO) des Relais. CT- und CBCT-Anschlüsse für erforderliche Leiterströme und Summenstrommessung für Leitungsdifferenzial- und gerichteten Erdschlussschutz werden ebenfalls in [Abbildung 86](#) gezeigt. VT-Anschlüsse für Leiterspannungsmessungen und eine offene Dreieckschaltung für Verlagerungsspannungsmessungen werden ebenfalls dargestellt.

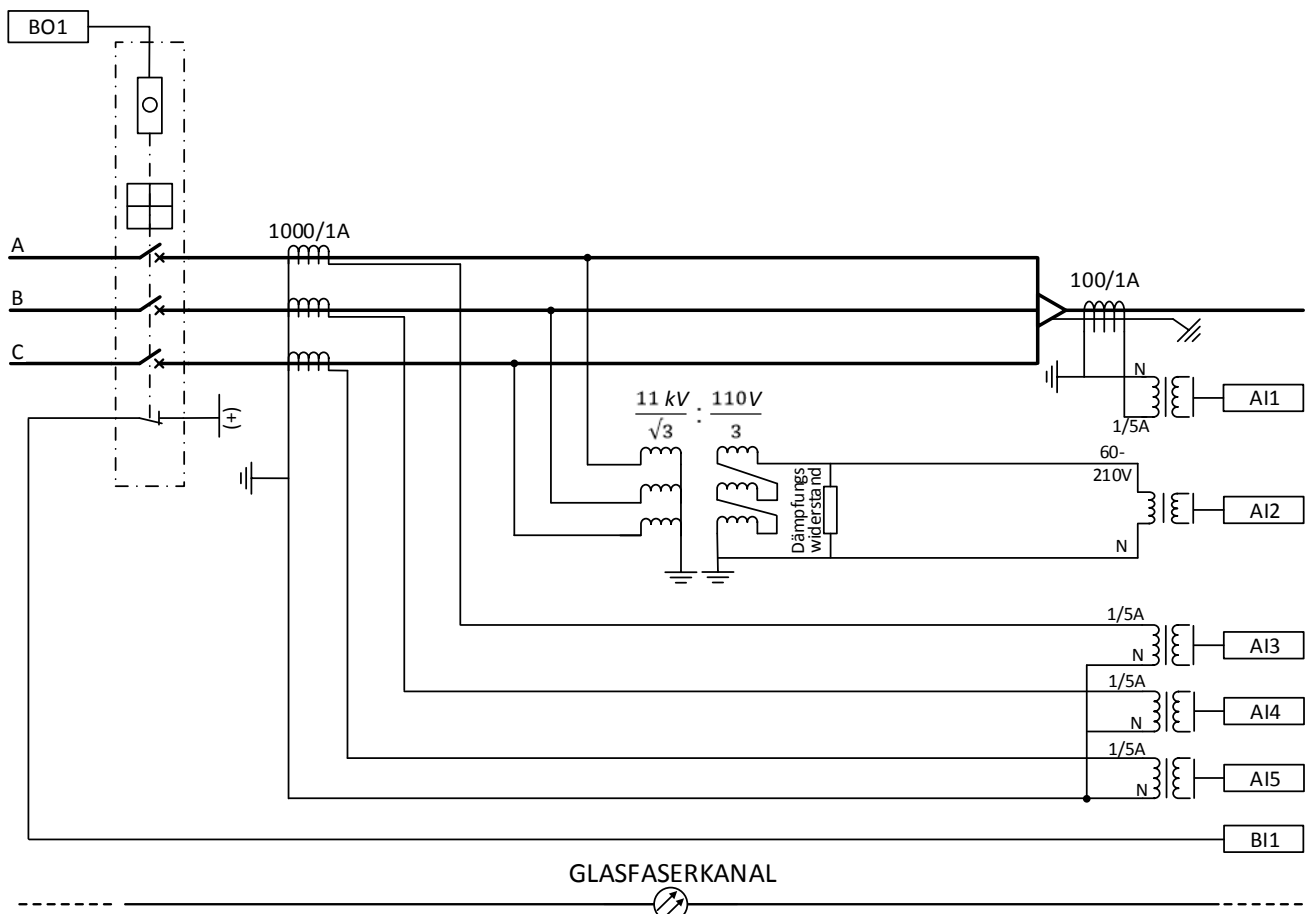


Abb. 86: Relais-Schnittstellen und CT/VT-Anschlüsse für den Beispielfall 1 Relais an Leitungsende A

### 8.3.1.1 Analoge Eingangssignale

**Tabelle 191:** *Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Analogeingang | Beschreibung         |
|---------------|----------------------|
| AI1           | Summenstrom          |
| AI2           | Verlagerungsspannung |
| AI3           | Leiter A Strom I_A   |
| AI4           | Leiter B Strom I_B   |
| AI5           | Leiter C Strom I_C   |

### 8.3.1.2 Binäre Eingangssignale

**Tabelle 192:** *Physisches binäres Eingangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binäreingang | Beschreibung                             |
|--------------|--|
| BI1          | Leistungsschalter Offen-Status (CB_OPEN) |

### 8.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 193:** *Physisches binäres Ausgangssignal für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binärausgang | Beschreibung |
|--------------|--------------|
| BO1          | LS öffnen    |

### 8.3.1.4 Empfohlene Alarmer

**Tabelle 194:** *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Ereigniscontainer                               | Ereignis   | Beschreibung  |
|---|------------|---|
| LNPLDF1   | OPERATE    | Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz                                 |
| LNPLDF1   | AUSL_LS_OR | Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz, niedrige Stufe, lokale Seite   |
| LNPLDF1   | OPR_LS_REM | Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz, niedrige Stufe, am fernen Ende |
| LNPLDF1   | OPR_HS_LOC | Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz, hohe Stufe, lokale Seite       |
| LNPLDF1   | OPR_HS_REM | Ansprechen von Leitungsdifferentialschutz, hohe Stufe, am fernen Ende     |
| DEFLPDEF1                                       | OPERATE    | Auslösung von gerichtetem Erdfehler, niedrige Stufe                       |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |            |   |

| Ereigniscontainer | Ereignis | Beschreibung   |
|-------------------|----------|--|
| PHIPTOC1          | OPERATE  | Ansprechen von unverzögertem Leitungsdifferenzialschutz                |
| PHHPTOC1          | OPERATE  | Ansprechen von Überstromschutz, hohe Stufe                             |
| PHLPTOC1          | OPERATE  | Ansprechen von Überstromschutz, niedrige Stufe                         |
| PCSITPC1          | WARNUNG  | Differenzialschutz intern wegen erkannter Interferenz blockiert        |
| PCSITPC1          | ALARM    | Differenzialschutz intern wegen erkannter langer Interferenz blockiert |

### 8.3.1.5

### Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

Die Funktionen werden im ACT-Diagramm verwendet; ihre Zwecke sind [Tabelle 195](#) zu entnehmen.

**Tabelle 195:** *Im Anwendungsbeispiel verwendete Funktionsblöcke*

| Funktionsblock            | Beschreibung  |
|---------------------------|---|
| ILTCTR1, RESTCTR1, UTVTR1 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock                                      |
| LNPLDF1                   | Zweistufiger Leitungsdifferenzialschutz mit Transformator in Schutzzone |
| DEFLPDEF1                 | Gerichteter Erdschluss-Schutz – Vorwärtsrichtung                        |
| DEFLPDEF2                 | Gerichteter Erdschluss-Schutz – Rückwärtsrichtung                       |
| PHIPTOC1                  | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe           |
| PHHPTOC1                  | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, hohe Stufe                   |
| PHLPTOC1                  | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe               |
| BSTGAPC1                  | Binäre Signalübertragung  |
| PCSITPC1                  | Kommunikationsüberwachungsschutz  |
| TRPPTRC1                  | Master-Auslösung  |
| OR20                      | OR-Gate mit 20 Eingängen  |
| AND, AND6                 | Logische Funktionen AND   |
| NOT                       | NOT-Gate  |

Tabelle 196: Physikalische Analogkanäle der Funktionen

| Schutz    | Phasenströme AI3, AI4, AI5 | Offene Dreiecksspannung AI2 | Summenstrom AI1 | Gegenstelle-Phasenströme (über Glasfaser) |
|-----------|----------------------------|-----------------------------|-----------------|---|
| LNPLDF1   | x                          |                             |                 | x   |
| DEFLPDEF1 |                            | x                           | x               |   |
| DEFLPDEF2 |                            | x                           | x               |   |
| PHIPTOC1  | x                          |                             |                 |   |
| PHHPTOC1  | x                          |                             |                 |   |
| PHLPTOC1  | x                          |                             |                 |   |

Abbildung 87, Abbildung 88 und Abbildung 89 zeigt den Eingangs-, Anwendungs- bzw. den Ausgangsbereich für die Konfiguration der ACT-Relais für den Leitungsdifferenzial- und gerichteten Erdfehlerschutz

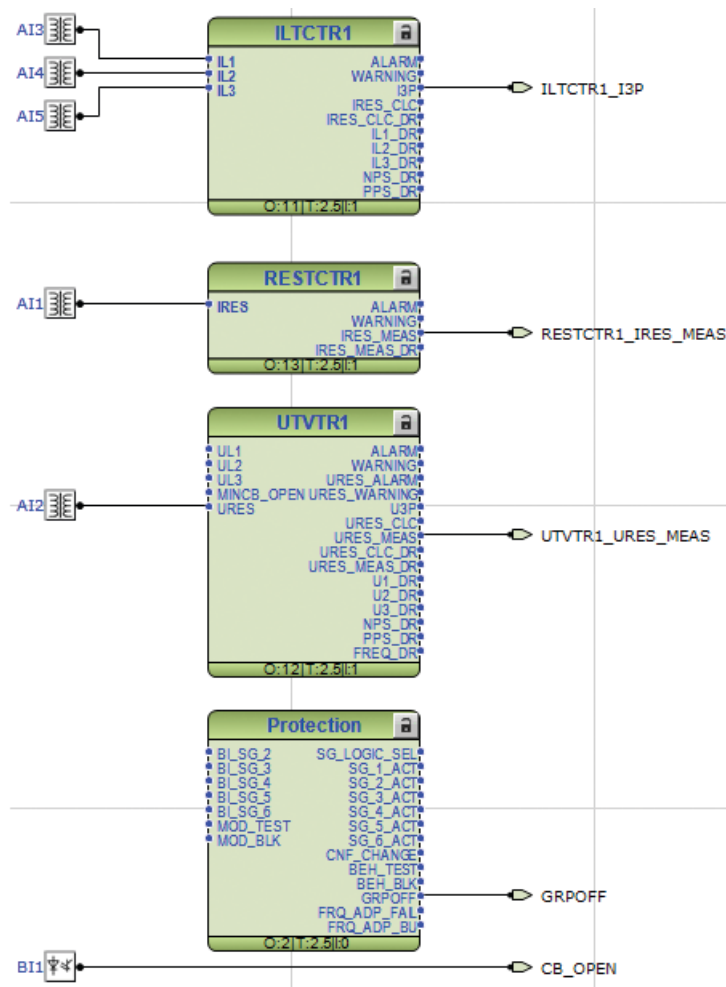


Abb. 87: Eingangsbereich

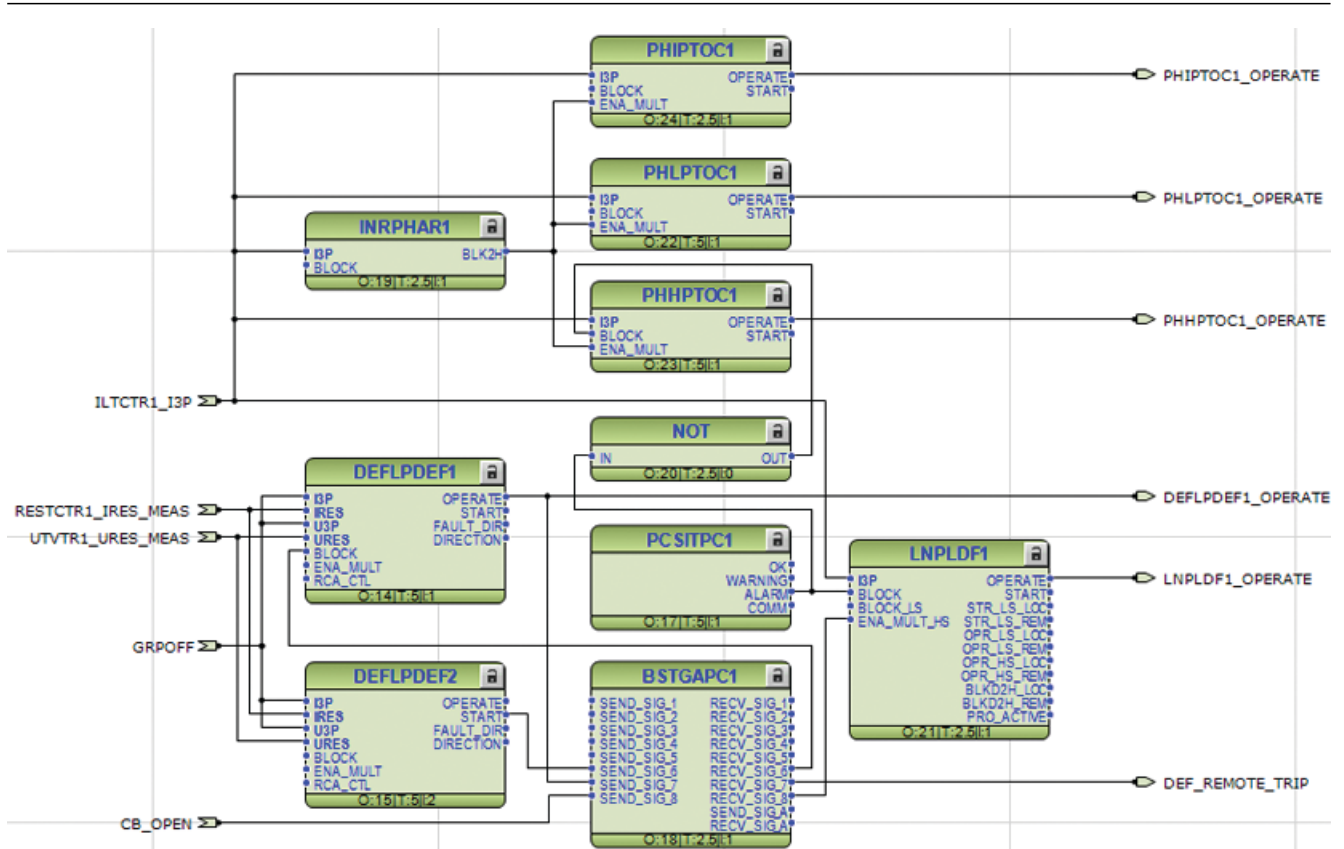


Abb. 88: Anwendungsbereich

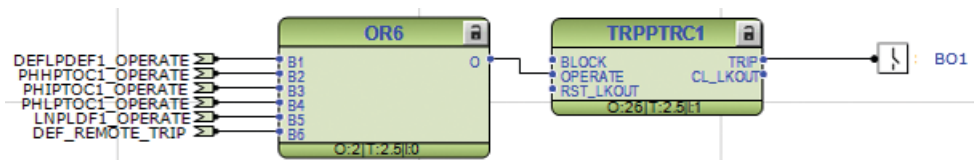


Abb. 89: Ausgangsbereich

### 8.3.1.6

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Leiterströme. Die [Tabelle 197](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 197: ILTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung      |
|---------------|------------------|-------------------|
| Primärstrom   | 1000 A           | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1 A              | Sekundärstromwert |

### RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung

RESTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für das Summenstromsignal. Die [Tabelle 198](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 198:** RESTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|---------------|------------------|---------------|
| Primärstrom   | 100 A            | Primärstrom   |
| Sekundärstrom | 1 A              | Sekundärstrom |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen Verlagerungsspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. Die [Tabelle 199](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 199:** UTVTR1: Verlagerungsspannung-Transformatoreinstellungen für das Relais in Beispielfall 1

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung           |
|------------------|------------------|------------------------|
| Primärspannung   | 6,35 kV          | Primäre Nennspannung   |
| Sekundärspannung | 110 V            | Sekundäre Nennspannung |

### LNPLDF1 – Leitungsdifferenzialschutz mit zonenintegriertem Leistungstransformator

LNPLDF1 wird für den Differenzialschutz von Leitungen und Kabeln in Verteilernetzen genutzt. Er umfasst tiefe, stabilisierte und hohe, nicht stabilisierte Stufen. Der Differenzialstrom wird an beiden Enden aus den eingehenden und abgehenden Strömen der Schutzzone berechnet. Die Daten werden über digitalen Kommunikationskanäle ausgetauscht. Die Ströme der Gegenseite werden über Glasfaserkabel zwischen den Relais eingespeist. Eine besondere Konfiguration ist nicht erforderlich. Bei Verlust der Schutzkommunikation wird LNPLDF1 über PCSITPC1 blockiert.

Die Überschwingungshemmung wird wegen des fehlenden zonenintegrierten Transformators in der geschützten Leitung nicht aktiviert. *Low operate value* (Niedriger Auslösewert) wird basierend auf dem Ausschaltstrom der Leitung, dem Laststrom der möglicherweise abgegriffenen Last und Ungenauigkeiten der Stromwandler gesetzt. Die Einstellung *High operate value* (Hoher Auslösewert) wird von der hohen Schnellstufe genutzt, die sofort anspricht. Es wird empfohlen, einen 0,7-fachen Wert des maximalen Dreileiter-Durchgangsfehlerstrom sowie einen Wert, der den maximalen Leiter-Innenfehlerstrom um das 0,7-fache unterschreitet, zu setzen. Die [Tabelle 200](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 200: LNPLDF1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall 1

| Einstellung             | Empfohlene Werte     | Beschreibung   |
|-------------------------|----------------------|--|
| STW-Verhältniskorrektur | 2,000 <sup>1)</sup>  | STW-Verhältniskorrektur                                  |
| Tiefer Auslösewert      | 15 % <sup>2)</sup>   | Basiseinstellung für die stabilisierte Anregestufe       |
| Hoher Auslösewert       | 1000 % <sup>3)</sup> | Schnellstufe Auslösewert                                 |
| High Op value Mult      | 0,7 <sup>4)</sup>    | Multiplikator für die Skalierung des hohen Auslösewertes |

- 1) Bemessungsstrom / Nennstrom = 1000/500 = 2
- 2) Empfohlen 15 % des Bemessungsstroms
- 3) In Anwendungsbeispiel 1: der maximale Fehlerdurchgangsstrom ist mit 12 kA und der maximale Innenfehlerstrom ist mit 15 kA gesetzt. Der *Hohe Auslösewert* kann dann mit  $> 0,7 \cdot (12000/1000) \cdot 100$  und  $< 0,7 \cdot (15000/1000) \cdot 100$  gesetzt werden. D.h., zwischen 840 % und 1050 % und somit 1000 %.
- 4) Der *hohe Auslösewert* wird reduziert, damit die Empfindlichkeit der Funktion verbessert wird, wenn der Trennschalter der Gegenseite öffnet.

### DEFLPDEF1 und DEFLPDEF2 – Erdfehlerrichtungsschutz

DEFLPDEF1 und DEFLPDEF2 werden als Schutz vor gerichtetem Erdschluss für Einspeiser und Leitungen verwendet. Für das Inselnetz im Anwendungsbeispiel wird die gemessene offene Dreiecksspannung als Polarisierungsgröße verwendet. In einem Netz mit getrennten Neutralleitern sind die Erdschlussströme klein und somit wird CBCT für die Reststrommessung verwendet.

Ein selektiver Stationserdfehlerschutz wird mit DEFLPDEF2 (in Rückwärtsrichtung gesetzt) erreicht, so dass ein Erdfehler außerhalb der geschützten Zone erkannt wird. DEFLPDEF1 (in Vorwärtsrichtung gesetzt) erkennt Fehler auf der Leitung. Die Auslösung wird an die Trennschalter an beiden Seiten ausgegeben, wenn DEFLPDEF1 einen Fehler erkennt und von DEFLPDEF2 der Gegenseite keine Blockierung empfängt. Das im Anwendungsbeispiel verwendete Schema wird in [Abbildung 90](#) gezeigt.

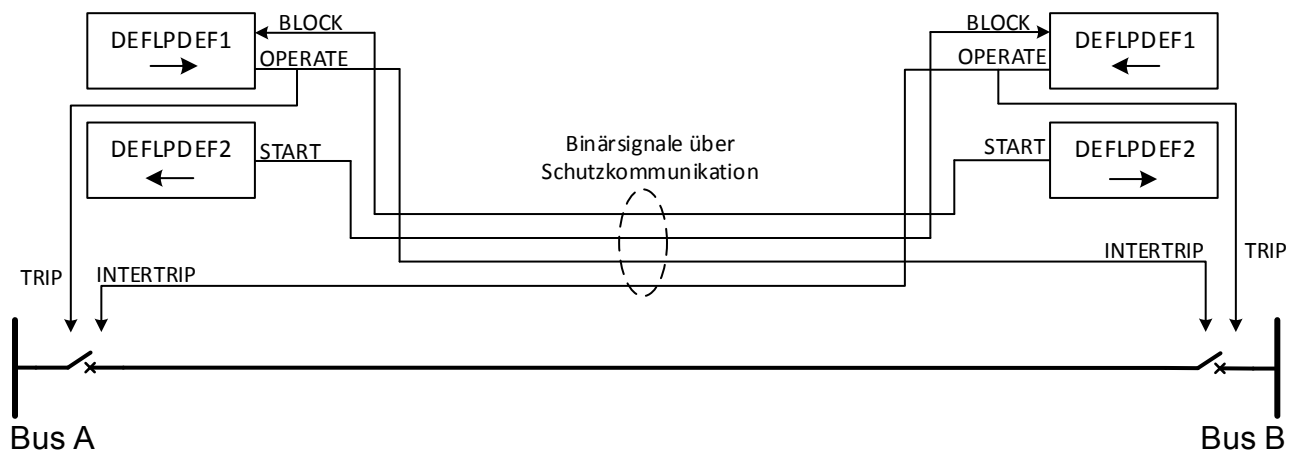


Abb. 90: Gerichtetes Erdfehlerschutzschema

Die nicht standardmäßigen Einstellungen für diese Funktionsblöcke in der Beispielanwendung werden in [Tabelle 201](#) gezeigt. Allen anderen Einstellungen von DEFLPDEF1 und DEFLPDEF2 werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 201:** *Einstellungen DEFLPDEF1 und DEFLPDEF2 für das Relais in Beispielfall 1*

| Einstellung             | Empfohlene Werte        |                         | Beschreibung            |
|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
|                         | DEFLPDEF1               | DEFLPDEF2               |                         |
| Startwert               | 0,015 xIn <sup>1)</sup> | 0,01 xIn <sup>2)</sup>  | Startwert               |
| Gerichteter Modus       | Vorwärts                | Rückwärts               | Gerichteter Modus       |
| Auslöseverzögerungszeit | 200 ms <sup>3)</sup>    | 300000 ms <sup>4)</sup> | Auslöseverzögerungszeit |

- 1) *Startwert* für DEFLPDEF1 kann für das Netz im Beispielfall mit getrennten Neutralleitern mit 0,015 festgelegt werden.
- 2) *Startwert* für DEFLPDEF2 kann kleiner als DEFLPDEF1 festgelegt werden, das heißt, 0,01.
- 3) Die *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für DEFLPDEF1 ist in diesem Fall mit 200 ms festgelegt, damit ein zu empfindliches Ansprechen im Fall von Transienten oder selbstlöschenden Fehler unterbunden wird.
- 4) Die *Auslöseverzögerungszeit* für DEFLPDEF2 kann sehr hoch gesetzt werden (d.h. 300 s), weil das START-Signal verwendet wird, nicht jedoch der OPERATE-Ausgang.

### INRPHAR1 – Einschaltstromerkennung

INRPHAR1 wird für die Erkennung von Transformatorzuschaltungen in Verteilungsnetzen verwendet. In Beispielfall 1 wird - obwohl kein In-Zone-Transformator vorhanden ist - INARPHAR1 verwendet, weil der Einschaltstrom durch diese Leitung fließen kann. Der BLK2H-Ausgang von INRPHAR1 ermöglicht die Multiplikation der aktiven Einstellungen für Überstromschutz PHxPTOC1. Alle Einstellungen von INRPHAR1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

### PHIPTOC1, PHHPTOC1, PHLPTOC1 – Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz

PHIPTOC1 bietet Kurzschlusschutz gegen schwere Fehler dort wo eine starke CT-Sättigung erwartet wird. Diese Schutzfunktion ist immer aktiv und sie gewährleistet die schnelle Auslösung trotz starker STW-Sättigung. In einer solchen Situation erkennt PHIPTOC1 Fehlerstrom besser als LNPLDF1, weil das Peak-to-Peak-Messprinzip verwendet wird. PHHPTOC1 bleibt normal gesperrt. Die Aktivierung erfolgt als Reserve-Überstromschutz bei einem Ausfall der Schutzkommunikation. PHLPTOC1 bietet Überlastschutz und ist immer aktiv. Alle Einstellungen müssen mit den Überlastschutzrelais im Netz koordiniert werden.

Wenn INRPHAR1 die Transformatoreinschaltung erkennt, wird der *Startwert* der PHxPTOC1-Funktionen mit der Einstellung *Start value Mult* (Startwert multip.) multipliziert (in diesem Fall wird der Standardwert 1,0 beibehalten). [Tabelle 202](#) enthält die Einstellwerte für PHIPTOC1, PHHPTOC1 und PHLPTOC1. Alle allen-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 202: Einstellungen PHIPTOC1, PHHPTOC1 und PHLPTOC1 für Relais in Beispielfall 1

| Einstellung             | Empfohlene Werte       |                       |                        | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------|
|                         | PHIPTOC1               | PHHPTOC1              | PHLPTOC1               |                         |
| Startwert               | 10,5 xIn <sup>1)</sup> | 2,5 xIn <sup>2)</sup> | 0,75 xIn <sup>3)</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 200 ms <sup>4)</sup>   | 200 ms <sup>5)</sup>  | 500 ms <sup>6)</sup>   | Auslöseverzögerungszeit |

- 1) *Startwert* für PHIPTOC1. Es wird empfohlen, den Wert auf das 0,7-fache des maximalen Innenfehlerstroms zu setzen. In diesem Beispielfall kann er auf  $0,7 \cdot 15 \text{ kA}/1000 = 10,5$  gesetzt werden.
- 2) *Startwert* für PHHPTOC1 kann er auf das 5-fache des Bemessungsstroms gesetzt werden. Somit lautet die Einstellung  $5 \cdot 500/1000 \approx 2,5$ .
- 3) Für die Zulassung von 50 % Dauerüberlast kann der *Startwert* für PHLPTOC1 auf das 1,5-fache des Bemessungsstroms gesetzt werden. Somit lautet die Einstellung  $1,5 \cdot 500/1000 \approx 0,75$ .
- 4) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHIPTOC1 kann in diesem Beispielfall mit 200 ms festgelegt werden. Die *Standardwert*-Einstellung entspricht dem maximalen Durchgangsfehlerstrom und deshalb muss PHIPTOC mit den anderen Schutzvorrichtungen im Netz zeitkoordiniert werden.
- 5) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHHPTOC1 kann mit 200 ms festgelegt werden.
- 6) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHLPTOC1 kann mit 500 ms festgelegt werden.

### BSTGAPC1 – Binärsignal-Übertragung

BSTGAPC1 wird für die Übertragung der Binärsignale zwischen internen und externen Leitungsdifferentialschutzrelais benötigt. Diese Funktion umfasst acht Binärsignale, die im Schutzkommunikationstelegramm über ein Glasfaserkabel übertragen werden. Diese können frei konfiguriert und für jeden Zweck in der Leitungsdifferenzialanwendung verwendet werden.

In diesem Anwendungsbeispiel sind die an des Remote-Relais übertragenen Binärsignale START von DEFLPDEF2, angeschlossen an SEND\_SIG\_6 (Blockierung von DEFLPDEF1 des Remote-Relais), OPERATE von DEFLPDEF1, angeschlossen an SEND\_SIG\_7 (Öffnen von Remote-LS) und CB\_OPEN (lokaler Leistungsschalter Status offen), angeschlossen an SEND\_SIG\_8. Die entsprechenden Remote-Informationen sind verfügbar an RECV\_SIG\_6 (DEFLPDEF2 START), RECV\_SIG\_7 (DEFLPDEF1 OPERATE) and RECV\_SIG\_8 (Remote-Leistungsschalter Status offen).

Alle Einstellungen von BSTGAPC1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

### PCSITPC1 – Überwachung der Schutzkommunikation

PCSITPC1 überwacht den Schutzkommunikationskanal. Es blockiert die Differenzialschutzfunktionen, wenn Störungen im Schutzkommunikationskanal erkannt werden. Für LNPLDF1 and BSTGAPC1, die von der kontinuierlichen Verfügbarkeit der Schutzkommunikation abhängig sind, wird diese Blockierung automatisch ausgeführt.

Alle PCSITPC1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

### TRPPTRC1 – Hauptauslösung

TRPPTRC1 wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen von TRPPTRC1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

## 8.4 Leitungsdifferentialschutz mit Leistungstransformator in der Zone

Das im [Lokales Endschutzrelais \(A\)](#) für den Leitungsdifferentialschutz erläuterte grundlegende Schutzprinzip gilt für eine Zone mit Leistungstransformator (Beispielfall 2). [Abbildung 91](#) zeigt das Übersichtsschaltbild des Leitungsdifferentialschutz-Anwendungsbeispiels mit einem Leistungstransformator in der Zone. In der geschützten Zone des Sternpunktnetzes ist ein 11-/20-kV-10-MVA-Transformator mit 6 % vorhanden. Die Wicklung auf der 20-kV-Seite ist Sternpunkt geerdet (YN), die 11-kV-Seite der Wicklung ist im Dreieck geschaltet (d). Die 20-kV-Seite ist der 11-kV-Seite um 30 Grad voraus (Taktnummer 11)

Die von Beispielfall 1 abweichenden Parametereinstellungen für die Relais am Leitungsende A (lokale Ende) und das Leitungsende der B-Seite (Gegenseite) werden in den folgenden Kapiteln erläutert.

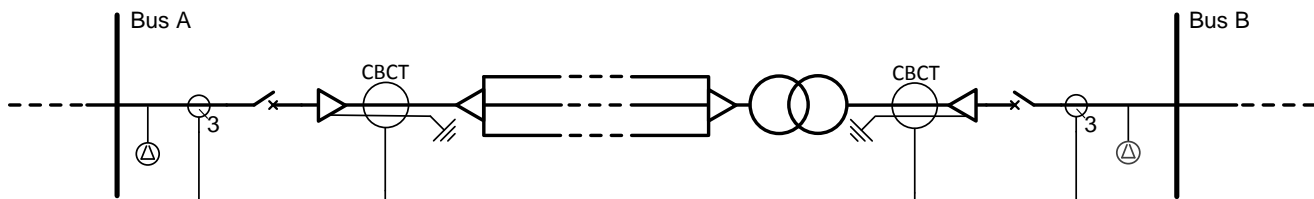


Abb. 91: Vereinfachtes Übersichtsschaltbild mit Leistungstransformator in der Zone

### 8.4.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die Anschlüsse CT, CBCT, VT und offene Dreiecks-VT sind ähnlich jenen, die in [Abbildung 86](#) dargestellt sind. Die Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO) sowie die empfohlenen Alarminformationen in den Kapitel [Analoge Eingangssignale](#), [Binäre Eingangssignale](#), [Binäre Ausgangssignale](#) und [Empfohlene Alarmer](#) sind ebenfalls für diesen Beispielfall gültig.

#### 8.4.1.1 Relaiskonfiguration

Die ACT-Konfiguration von Beispielfall 1, dargestellt in [Abbildung 87](#) (Eingangsabschnitt), [Abbildung 88](#) (Anwendungsabschnitt) und [Abbildung 89](#) (Ausgangsabschnitt), bleibt für Fallbeispiel 2 identisch.

## 8.4.1.2

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

**ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung**

Die [Tabelle 203](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte für das Relais an Leitungsende B. Die Einstellungen für das Relais sind mit jenen in der [Tabelle 197](#) identisch. Alle anderen-Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 203:** *ILTCTR1-Einstellungen für das Relais an B im Beispielfall 2*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung      |
|---------------|------------------|-------------------|
| Primärstrom   | 400 A            | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1 A              | Sekundärstromwert |

**RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung**

Die Einstellungen für RESTCTR1 sind mit jenen in [Tabelle 198](#) identisch.

**UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung**

Die [Tabelle 204](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte für das Relais an Leitungsende B in diesem Beispielfall. Die Einstellungen für das Relais A sind identisch mit jenen in der [Tabelle 199](#). Alle anderen-Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 204:** *UTVTR1: Verlagerungsspannung-Transformatoreinstellungen für Relais B in Beispielfall 2*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung           |
|------------------|------------------|------------------------|
| Primärspannung   | 11,55 kV         | Primäre Nennspannung   |
| Sekundärspannung | 110 V            | Sekundäre Nennspannung |

**LNPLDF1 – Leitungsdifferentialschutz mit zonenintegriertem Leistungstransformator**

Die [Tabelle 205](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 205:** *LNPLDF1-Einstellungen für die Relais an A und B im Beispielfall 2*

| Einstellung                                     | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|---|------------------|---|
| Wicklungsauswahl                                | Wicklung 1       | Geräteeinbauort bezogen auf HS (Wicklung 1) oder NS (Wicklung 2)  |
| Typ Wicklung 1                                  | YN               | Anbindung der Hochspannungsseite des Trafos   |
| Typ Wicklung 2                                  | D                | Anbindung an der Niederspannungsseite des Trafos  |
| Schaltgr-Kennz.                                 | Clk Num 11       | Einstellung der Phasenverschiebung zwischen HS und LS mit Taktzahl für den Ausgleich der Verbindungsgruppe (z.B. Dyn11 -> 11) |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |                  |   |

| Einstellung             | Empfohlene Werte    | Beschreibung   |
|-------------------------|---------------------|--|
| STW-Verhältniskorrektur | 1,455 <sup>1)</sup> | STW-Verhältniskorrektur                                  |
| Rückfallmodus           | Harmonic2           | Auswahl der verwendeten Rückfallmodi                     |
| Tiefer Auslösewert      | 15% <sup>2)</sup>   | Basiseinstellung für die stabilisierte Anreigestufe      |
| Hoher Auslösewert       | 1000% <sup>3)</sup> | Schnellstufe Auslösewert                                 |
| High Op value Mult      | 0,7 <sup>4)</sup>   | Multiplikator für die Skalierung des hohen Auslösewertes |

- 1) Bemessungsstrom an der 20 kV-Seite:  $500 \cdot 11/20 = 275 \text{ A}$ . Das heißt *CT ratio correction* (STW-Verhältniskorrektur) Bemessungsspannung/Nennspannung =  $400/275 = 1,4545$ .
- 2) 15% des Bemessungsstroms können als *Low operate value* (Niedriger Auslösewert) gesetzt werden.
- 3) Im Beispielfall ist der Durchgangsstrom  $10 \text{ MVA}/0,06 = 167 \text{ MVA}$ , und mit der Kurzschlussleistung von 286 MVA beträgt die kombinierte Durchgangsleistung  $(286 \cdot 167)/(286 + 167) = 105 \text{ MVA}$ . Somit beträgt der maximal bezogene Fehlerstrom  $105 \text{ MVA}/\sqrt{3} \cdot 11 \text{ kV} = 5,5 \text{ kA}$  an der 11 kV-Seite und  $105 \text{ MVA}/\sqrt{3} \cdot 11 \text{ kV} = 3 \text{ kA}$  an der 20 kV-Seite. Der maximale Innenfehlerstrom beträgt 15 kA. Für die 11-kV-Seite kann der *Hohe Auslösewert* dann mit  $> 0,7 \cdot (5500/400) \cdot 100$  und  $< 0,7 \cdot (15000/1000) \cdot 100$  gesetzt werden. D.h., zwischen 385 % und 1050 % und somit 1000 %. Für die 20-kV-Seite kann der *Hohe Auslösewert* dann mit  $> 0,7 \cdot (3000/400) \cdot 100$  und  $< 0,7 \cdot (15000/1000) \cdot 100$  gesetzt werden. D.h., zwischen 525% und 1050 % und somit 1000 %.
- 4) Der *hohe Auslösewert* wird reduziert, damit die Empfindlichkeit der Funktion bei Leitungseinschaltung verbessert wird.

### DEFLPDEF1 – Erdfehlerrichtungsschutz

Da der im Stern-Dreieck (Y/D) angeschlossene Transformator in der Zone die Nullsequenzstrecke trennt, ist die Blockierung von der anderen Seite nicht erforderlich. Somit kann DEFLPDEF2 in der Konfiguration deaktiviert werden. Die nicht standardmäßigen Einstellungen für mit DEFLPDEF1 mit In-Zone-Leistung können mit jenen in der [Tabelle 201](#) identisch sein. Alle allen DEFLPDEF1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

### INRPHAR1 – Einschaltstromerkennung

INRPHAR1 wird für die Erkennung von Transformatorzuschaltungen in Verteilungsnetzen verwendet. Der BLK2H-Ausgang von INRPHAR1 ermöglicht die Multiplikation der aktiven Einstellungen für die unverzögerte Stufe von Überstromschutz PHIPTOC1. Alle Einstellungen von INRPHAR1 können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

### PHIPTOC1, PHHPTOC1, PHLPTOC1 – Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz

PHIPTOC1-, PHHPTOC1- und PHLPTOC1-Funktion, wie im Beispielfall, ohne einen In-Zone-Transformator. Wenn INRPHAR1 die Transformatoreinschaltung erkennt, wird der *Startwert* von PHxPTOC1 von der Einstellung *Start value Mult* (Startwert multip.) multipliziert. Die Einstellungen für PHHPTOC1 und PHLPTOC1 in Relais A sind identisch mit jenen in [Tabelle 202](#). Die Einstellungen für PHIPTOC1 sind [Tabelle 206](#) zu entnehmen.

Die Einstellungen für Relais B in Beispielfall 2 werden in [Tabelle 207](#) gezeigt.

Alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 206:** *PHIPTOC1-Einstellungen für das Relais an A im Beispielfall 2*

| Einstellung             | Empfohlene Werte      | Beschreibung                                    |
|-------------------------|-----------------------|---|
| Startwert               | 6,6 xIn <sup>1)</sup> | Startwert                                       |
| Auslöseverzögerungszeit | 50 ms <sup>2)</sup>   | Auslöseverzögerungszeit                         |
| Start value Mult        | 3,0 <sup>3)</sup>     | Multiplikator für die Skalierung des Startwerts |

- 1) Der *Startwert* für PHIPTOC1 kann über Fehlerstrom höchstens auf den 1,2-fachen Wert festgelegt werden, d.h.  $1,2 \cdot 5,5 \text{ kA}/1000 \approx 6,6$ .
- 2) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHIPTOC1 kann für den schnellen Betrieb auf Minimum, d.h. 20 ms, festgelegt werden.
- 3) *Start value Mult* (Startwert multip.) wird mit 3 beibehalten, um den Einschaltstrom zu berücksichtigen.

**Tabelle 207:** *Einstellungen PHIPTOC1, PHHPTOC1 und PHLPTOC1 für Relais B in Beispielfall 2*

| Einstellung             | Empfohlene Werte      |                        |                        | Beschreibung                                    |
|-------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|---|
|                         | PHIPTOC1              | PHHPTOC1               | PHLPTOC1               |   |
| Startwert               | 9,0 xIn <sup>1)</sup> | 1,03 xIn <sup>2)</sup> | 0,75 xIn <sup>3)</sup> | Startwert                                       |
| Auslöseverzögerungszeit | 50 ms <sup>4)</sup>   | 100 ms <sup>5)</sup>   | 150 ms <sup>6)</sup>   | Auslöseverzögerungszeit                         |
| Start value Mult        | 3,0 <sup>7)</sup>     | (Standard)             | (Standard)             | Multiplikator für die Skalierung des Startwerts |

- 1) Der *Startwert* für PHIPTOC1 kann über Fehlerstrom höchstens auf den 1,2-fachen Wert festgelegt werden, d.h.  $1,2 \cdot 3 \text{ kA}/400 \approx 9,0$ .
- 2) Der *Startwert* für PHHPTOC1 kann mit dem 1,5-fachen des Bemessungsstroms festgelegt werden. Somit lautet die Einstellung  $1,5 \cdot 275/400 \approx 1,03$ .
- 3) Der *Startwert* für PHLPTOC1 kann mit dem 1,1-fachen des Nennstroms festgelegt werden. Somit lautet die Einstellung  $1,1 \cdot 275/400 \approx 0,75$ .
- 4) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHIPTOC1 kann für den schnellen Betrieb auf Minimum, d.h. 20 ms, festgelegt werden.
- 5) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHHPTOC1 kann in diesem Beispielfall mit 200 ms festgelegt werden.
- 6) *Operate delay time* (Auslöseverzögerungszeit) für PHLPTOC1 kann in diesem Beispielfall mit 500 ms festgelegt werden.
- 7) *Start value Mult* (Startwert multip.) wird mit 3 beibehalten, um den Einschaltstrom zu berücksichtigen.



## Abschnitt 9 Generatorschutz

### 9.1 Einführung in die Anwendung

Die Generatorschutz- und Steuerungsfunktionen in diesem Relais sind für den Schutz eines Leistungsgenerators mit direkter Netzanbindung sowie für einen Generator mit Anschluss über einen Aufspanntransformator ausgelegt. Der Generator ist eine unerlässliche Komponente des Leistungssystems und, in den meisten Fällen, die teuerste, somit sollte er beispielsweise vor Kurzschlüssen, Überlasten und Erdschluss geschützt werden.

Während des Betriebs unterliegen Generatoren einer Reihe von Fehlern und abnormalen Bedingungen, die sich alle nachteilig auf die Leistung und die Lebensdauer auswirken können. Zu den Hauptkategorien der Generatorfehler gehören Wicklungsfehler, die auf die dielektrische, thermische und mechanische Beanspruchung zurückzuführen sind. Diese können sich als Kurzschlüsse, lokale Überhitzungen (Hot Spots) oder Brechen der Wicklungen manifestieren. Andere Fehler sind beispielsweise Leiter-Leiter-Fehler, Fehler gegen Erde, Kernfehler, Durchführungsfehler, Überspannung sowie Übererregung.

Ein fehlerhafter Generator muss schnellstmöglich vom Netz genommen werden. Die Schutzfunktionen müssen hochempfindlich ausgelegt sein, damit Fehler erkannt werden. Gleichzeitig sollte der Schutz stabil gegen externe Fehler sein. Das lässt sich typischerweise mit Differenzialschutzfunktionen realisieren, die in den meisten Fällen der für den Generator verwendete Hauptschutz sind.

Die Methode für die Sternpunktterdung des Generators legt die Erdschlusschutzverfahren für den Generatorstator fest. Erdschlussdifferenzialschutzfunktionen bieten Schutz gegen eine Reihe von Erdschlussbedingungen. Das Ziel der Generatorschutzfunktionen des Relais ist der umfassende Schutz des Generators, zum Beispiel gegen Überstrom, Überspannung, Übererregung, Kurzschluss und Erdschlüsse.

**Tabelle 208:** *Typische Generator-Fehlerbedingungen und Schutzfunktionen*

| Fehlertyp                                       | Schutzfunktion  |
|---|---|
| Kurzschluss- und Wicklungsfehler                | Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, dreiphasiger spannungsabhängiger Überstromschutz PHPVOC, dreiphasiger Unterimpedanzschutz UZPDIS |
| 90% Statorerdschluss                            | Verlagerungsspannungsschutz ROVPTOV, Ungerichteter Erdfehlerschutz, I> EFLPTOC  |
| Windungsschlüsse                                | Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF   |
| Untererregung oder Feldverlust                  | Dreiphasiger Untererregungsschutz UEXPDIS   |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |   |

| Fehlertyp                        | Schutzfunktion   |
|----------------------------------|--|
| 100% Statorerdschlusschutz       | Statorerdschlusschutz basierend auf der 3. Harmonischen H3EFPSEF und Verlagerungsspannungsschutz ROVPTOV |
| Rotorerdschluss                  | Rotor-Erdschlusschutz (Einspeisungsmethode) MREFPTOC   |
| Leistungsschaltversagererkennung | Leistungsschaltversagerschutz CCBRRBF  |

Abnormale Leistungssystembedingungen können nachteilige Auswirkungen auf den Turbinengenerator haben, wenn sie nicht rechtzeitig behoben werden. Diese abnormalen Bedingungen können beispielsweise auf einen externen Fehler, ein Problem im Erregersystem oder einer Antriebsmaschine oder der angeschlossenen Last zurückzuführen sein. Es ist wichtig, dass der Turbinengenerator vom Leistungssystem getrennt wird, wenn die abnormale Bedingung anhält.

**Tabelle 209:** *Typische abnormale Generator-Fehlerbedingungen und Schutzfunktionen*

| Abnormaler Betrieb                 | Schutzfunktion  |
|------------------------------------|---|
| Thermische Überlast                | Statortemperaturmessung basierend auf thermischem Überlastschutz, dreiphasigem ungerichtetem Leiter-Überstromschutz (I>), dreiphasigem thermischem Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten T2PTTR |
| Gerichteter Unterleistungsschutz   | Unterleistungsschutz DUPDPDR  |
| Rückleistung                       | Rückleistungs-/gerichteter Überleistungsschutz DOPDPDR  |
| Übererregung                       | Übererregungsschutz OEPVPH  |
| Außertrittfallschutz               | Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen OOSRPSB   |
| Schieflastschutz                   | Gegen-Überstromschutz für Maschinen MNSPTOC   |
| Spannungslose Maschine LS-Anregung | Dreiphasiger unverzüglicher Überstromschutz, ungerichtet (I>>>) PHIPTOC und dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV2   |
| Unterspannung                      | Dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV  |
| Unterfrequenz                      | Frequenzschutz FRPFRQ1  |
| Überspannung                       | Dreiphasiger Überspannungsschutz PHPTOV   |
| Überfrequenz                       | Frequenzschutz FRPFRQ2  |
| Frequenzänderungsrate              | Frequenzschutz FRPFRQ   |

Der Einschluss der unterschiedlichen Arten von Schutzfunktionen in das Generator-Gesamtschutzschema ist abhängig vom Typ (Hydro, Turbo), der Größe sowie von der Kritikalität des Generators.

Die Auslösung der mit Turbine-Generator verknüpften Schutzfunktionen im Generator-Gesamtschutzschema ist unterschiedlichen Aktionen verknüpft. Diese sind abhängig von der Ursache und Potenzial des Turbinen-Generatorschadens.

## 9.1.1 Schutzschema für Generatoren

**Tabelle 210:** Schutzschema für Turbogeneratoren

| Schutzfunktion                     | Typ und Größe der Maschine |            |             |              |                         |                                |
|------------------------------------|----------------------------|------------|-------------|--------------|-------------------------|--------------------------------|
|                                    | Luftgekühlt                |            |             |              | Wasserstoffge-<br>kühlt | Wasserstoff-/<br>wassergekühlt |
|                                    | < 5 MVA                    | 5...20 MVA | 20...80 MVA | 80...150 MVA | 100...300 MVA           | 300...1500 MVA                 |
| 95% Statorerd-<br>schluss          | x                          | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| 100% Statorerd-<br>schluss         |                            |            |             |              | x                       | x                              |
| Rotorerdschluss                    | x                          | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Differenzialschutz                 |                            | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Generatordifferenti-<br>alschutz   | x                          | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Kurzschlussimpe-<br>danzschutz     | x                          | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Statortemperatur<br>Überlastschutz |                            |            |             |              |                         | x                              |
| Rotortemperatur<br>Überlastschutz  |                            |            |             |              |                         | x                              |
| Phasenschieflast-<br>schutz        |                            | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Erregungsverlust-<br>schutz        |                            | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Übererregungs-<br>schutz           |                            |            |             | x            | x                       | x                              |
| Überspannungs-<br>schutz           | x                          | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Wellenstromschutz                  |                            |            |             | x            | x                       | x                              |
| Unterfrequenz-<br>schutz           |                            |            |             |              |                         |                                |
| Rückleistungs-<br>schutz           | x                          | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Zuschaltenschutz                   |                            |            |             | x            | x                       | x                              |
| Drehzahlüberwa-<br>chungssystem    | x                          | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Temperatursystem                   | x                          | x          | x           | x            | x                       | x                              |
| Lichtbogenüberwa-<br>chungssystem  |                            |            | x           | x            | x                       | x                              |

**Tabelle 211:** Schutzschema für Hydraulikgeneratoren

| Schutzfunktion                       | Typ und Größe der Maschine |            |             |              |                                 |
|--------------------------------------|----------------------------|------------|-------------|--------------|---------------------------------|
|                                      | Luftgekühlt                |            |             |              | Wasserstoff-/wasser-<br>gekühlt |
|                                      | < 5 MVA                    | 5...20 MVA | 20...80 MVA | 80...600 MVA |                                 |
| 95% Statorerdschluss                 | x                          | x          | x           | x            | x                               |
| 100% Statorerdschluss                |                            |            |             | x            | x                               |
| Rotorerdschluss                      | x                          | x          | x           | x            | x                               |
| Differenzialschutz                   |                            | x          | x           | x            | x                               |
| Generatordifferential-<br>schutz     | x                          | x          | x           | x            | x                               |
| Kurzschlussimpedan-<br>schutz        | x                          | x          | x           | x            | x                               |
| Statortemperatur Über-<br>lastschutz |                            |            |             | x            | x                               |
| Rotortemperatur Über-<br>lastschutz  |                            |            |             | x            | x                               |
| Phasenschieflastschutz               |                            | x          | x           | x            | x                               |
| Erregungsverlustschutz               |                            | x          | x           | x            | x                               |
| Übererregungsschutz                  |                            |            |             | x            | x                               |
| Überspannungsschutz                  | x                          | x          | x           | x            | x                               |
| Wellenstromschutz                    |                            | x          | x           | x            | x                               |
| Unterfrequenzschutz                  |                            |            |             |              |                                 |
| Rückleistungsschutz                  | x                          | x          | x           | x            | x                               |
| Zuschaltschutz                       |                            |            |             | x            | x                               |
| Drehzahlüberwa-<br>chungssystem      | x                          | x          | x           | x            | x                               |
| Temperatursystem                     | x                          | x          | x           | x            | x                               |
| Lichtbogenüberwa-<br>chungssystem    |                            |            | x           | x            | x                               |

## 9.1.2 Turbine - Generator: Auslöseschema

**Tabelle 212:** Auslöseschema für die Turbine - Generatoreinheit

| Ursache   | Netzabschaltung | Generator LS-Auslösung | Turbinenschnellschluss | Erregung aus |
|---|-----------------|------------------------|------------------------|--------------|
| Generator-Elektroschutz,<br>Generatortransformator-<br>Elektroschutz, Erd-<br>schluss | x               | x                      | x                      | x            |
| Netzstörung   | x               |                        |                        |              |
| Generator-Übererre-<br>gungsschutz <sup>1)</sup>                                      |                 | x                      |                        | x            |
| Mechanisches Turbinen-<br>problem <sup>2)</sup>                                       |                 | x                      | x                      |              |

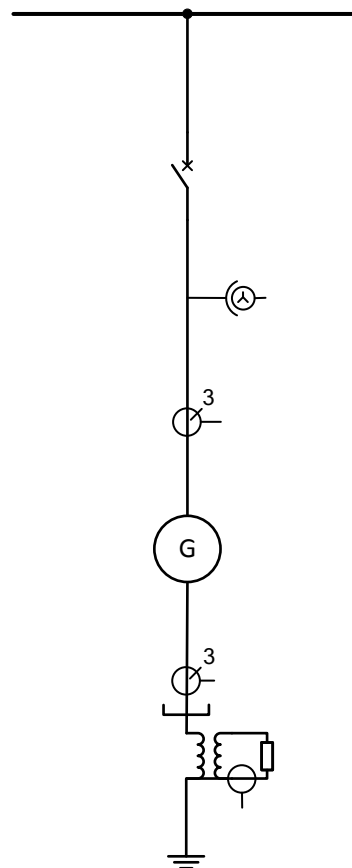
1) Wenn der Generator nicht mit dem Netz verbunden

2) Zuerst schaltet die Turbine ab, dann schaltet der Generator mit Leistungsrichtungsschutz ab.

## 9.2 Beschreibung des Beispielfalls

Um die Anwendung der Schutzfunktionen für Kurzschluss, Erdfehler, Statorfehler, Überlast und Rotorfehler zu erläutern, wird als Beispiel ein allgemeines System herangezogen. [Abbildung 92](#) zeigt einen Synchrongenerator und eine Dampfturbine, die mit einem einzelnen 11-kV-Bus verbunden sind. Die Nullspannung des Generators ist mit hoher Impedanz geerdet. Ein Leistungsschalter (LS) kann den Generator mit einem einzelnen 11-kV-Bus verbinden. Sechs PT 100-Widerstandsthermometer (RTD) sind in die Ständernute des Generators eingebettet.

Die Abbildung zeigt eine repräsentative Konfiguration mit einem Generator mit Einzelbus/Einzeltrenner an der Klemmenseite und hochohmiger Erdung durch einen Sternpunkt-geerdeten Transformator am Nullleiter des Generators.



*Abb. 92: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls für das Generator-LS-Feld*

Zur Erläuterung der Einstellungen der verschiedenen Schutzfunktionen werden die Turbinen-Generator-Designdaten für den Beispielfall in [Tabelle 213](#) dargestellt. Die Leistungskurve des Generators ist in [Abbildung 93](#) zu sehen.

**Tabelle 213: Technische Daten für den Drehstrom-Synchron-Generator**

| <b>Einstellung</b>                           | <b>Wert</b>  |
|--|--------------|
| Antriebsmaschine                             | Dampfturbine |
| Stator-Sternpunktterdung                     | Hochimpedanz |
| Nennwirkleistung                             | 10 MW        |
| Nennspannung L-L                             | 11 kV        |
| Bemessungsstrom                              | 656          |
| Nennleistungsfaktor                          | 0,8          |
| Synchronreaktanzen $X_d$ (pu bei 12,5 MVA)   | 1,2          |
| Übergangsreaktanzen $X'_d$ (pu bei 12,5 MVA) | 0,23         |
| Anfangsreaktanzen $X''_d$ (pu bei 12,5 MVA)  | 0,15         |
| Widerstand (pu bei 12,5 MVA)                 | 0,003        |
| Leckreaktanzen (pu bei 12,5 MVA)             | 0,16         |
| Mitreaktanzen (pu bei 12,5 MVA) $X_2$        | 0,15         |
| Nullreaktanzen (pu bei 12,5 MVA) $X_0$       | 0,1          |
| Isolationsklasse                             | B            |
| Generatorzeitkonstante                       | 10 Min.      |

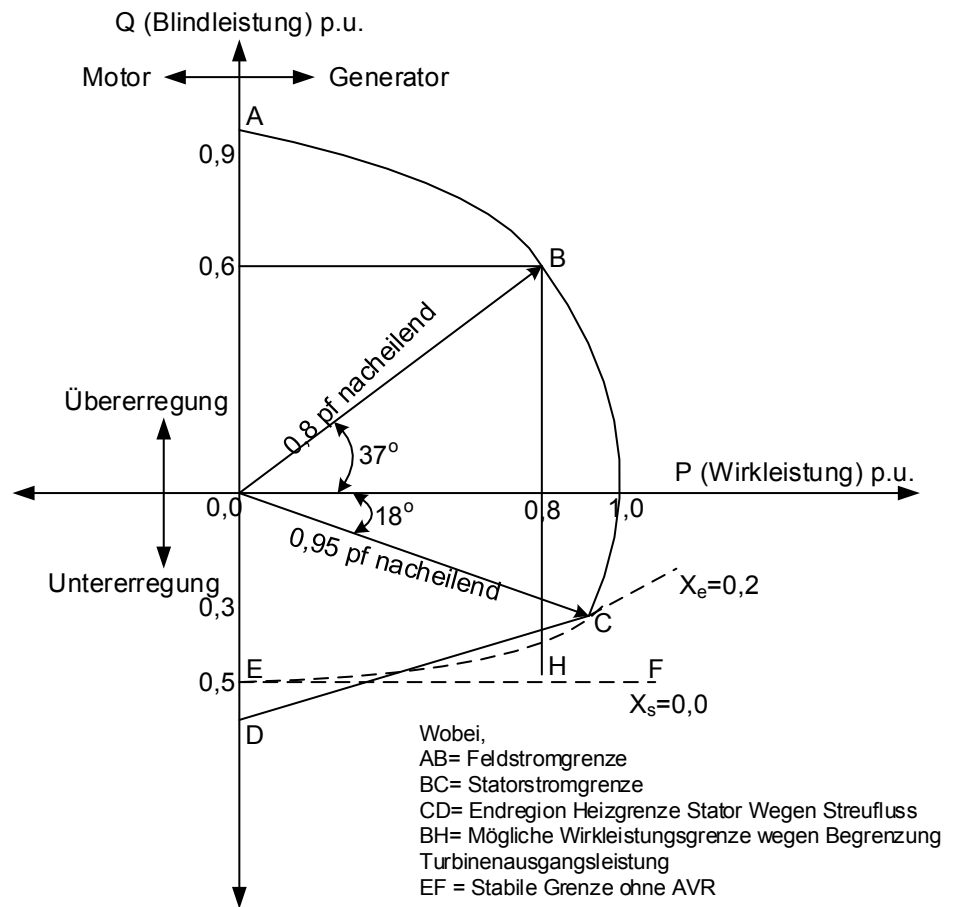


Abb. 93: Generatorleistungskurve

Der Generator im Beispielfall ist wie in [Abbildung 94](#) gezeigt mit dem Rest des Leistungssystems verbunden. Ein 11-kV-Generatorbus ist über einen Aufwärtstransformator mit einer 110-kV-Übertragungsleitung verbunden.

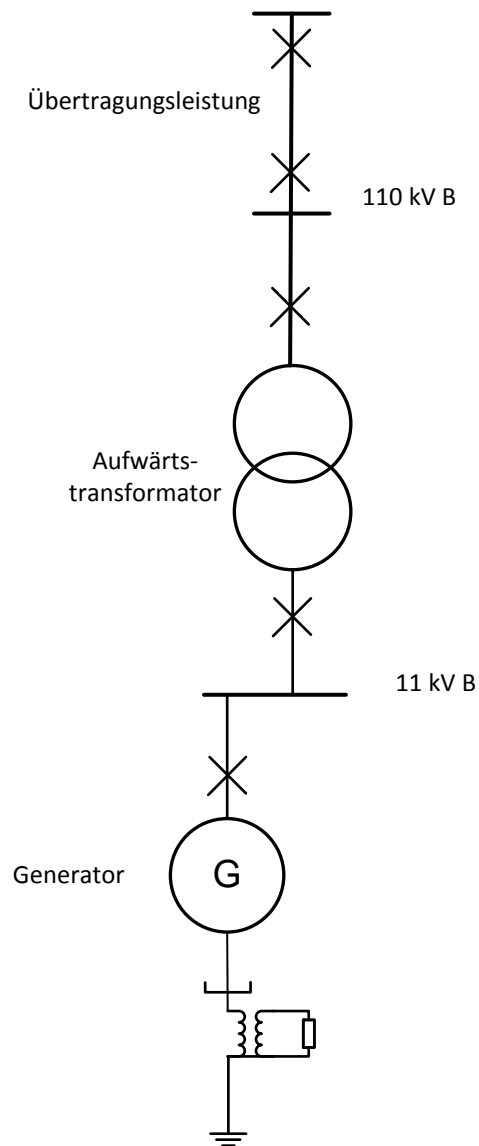


Abb. 94: Generatoranschluss an das Leistungssystem

Für die Berechnung der OOSRPSB1-Funktion werden die Einstellungen aus [Tabelle 214](#) herangezogen.

Tabelle 214: Technische Daten für Aufwärtstransformator, Übertragungsleitung und das Netz

| Einstellung                                      | Wert       |
|--|------------|
| <b>Aufwärtstransformator</b>                     |            |
| Nennleistung                                     | 12,5 MVA   |
| Verhältnis (Niederspannung L-L/Hochspannung L-L) | 11 /110 kV |
| Kurzschlussimpedanz $Z_{scTx}$                   | 10%        |
| Kurzschlussresistenz $R_{scTx}$                  | 0,5 %      |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt  |            |

| Einstellung                                 | Wert    |
|---|---------|
| <b>Übertragungsleitung</b>                  |         |
| Länge                                       | 30 km   |
| Direktreaktanzen pro Kilometer (X1-Leitung) | 0,5     |
| Direktreaktanzen pro Kilometer (R1-Leitung) | 0,05    |
| <b>Netz</b>                                 |         |
| Kurzschlussleistung Netz Sn                 | 800 MVA |

## 9.3 Generatorschutzrelais

### 9.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 95](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI), Binärausgänge (BO) und des RTD-Eingangs des Relais. Die erforderlichen CT- und VT-Anschlüsse für einen umfassenden Generatorschutz im Beispielfall werden ebenfalls gezeigt.

Stromwandler werden für das Messen der Leiterströme an beiden Seiten der Generatorwicklungsklemmen (Phase und Neutral) angeschlossen. Ein Stromwandler wird für die Messung des Erdfehlerstroms sekundärseitig mit dem sternpunktgeerdeten Transformator verbunden.

Ein externes Spannungseinspeisungsgerät REK 510 wird für den Rotor-Erdschlussschutz verwendet.

Spannungswandler werden angeschlossen, um die Leiterspannungen an der Klemme und die Verlagerungsspannung sekundärseitig am sternpunktgeerdeten Transformator zu messen.

Zwei Binäranalysen werden verbunden, um die Offen-/Geschlossen-Stellungen des LS zu identifizieren. Drei Binärausgänge werden für das Ausschalten von Leistungsschalter, AVR und Antriebsmaschine verwendet.

Mit dem Generator sind sechs RTDs verbunden; ein RTD für die Messung der Umgebungstemperatur.

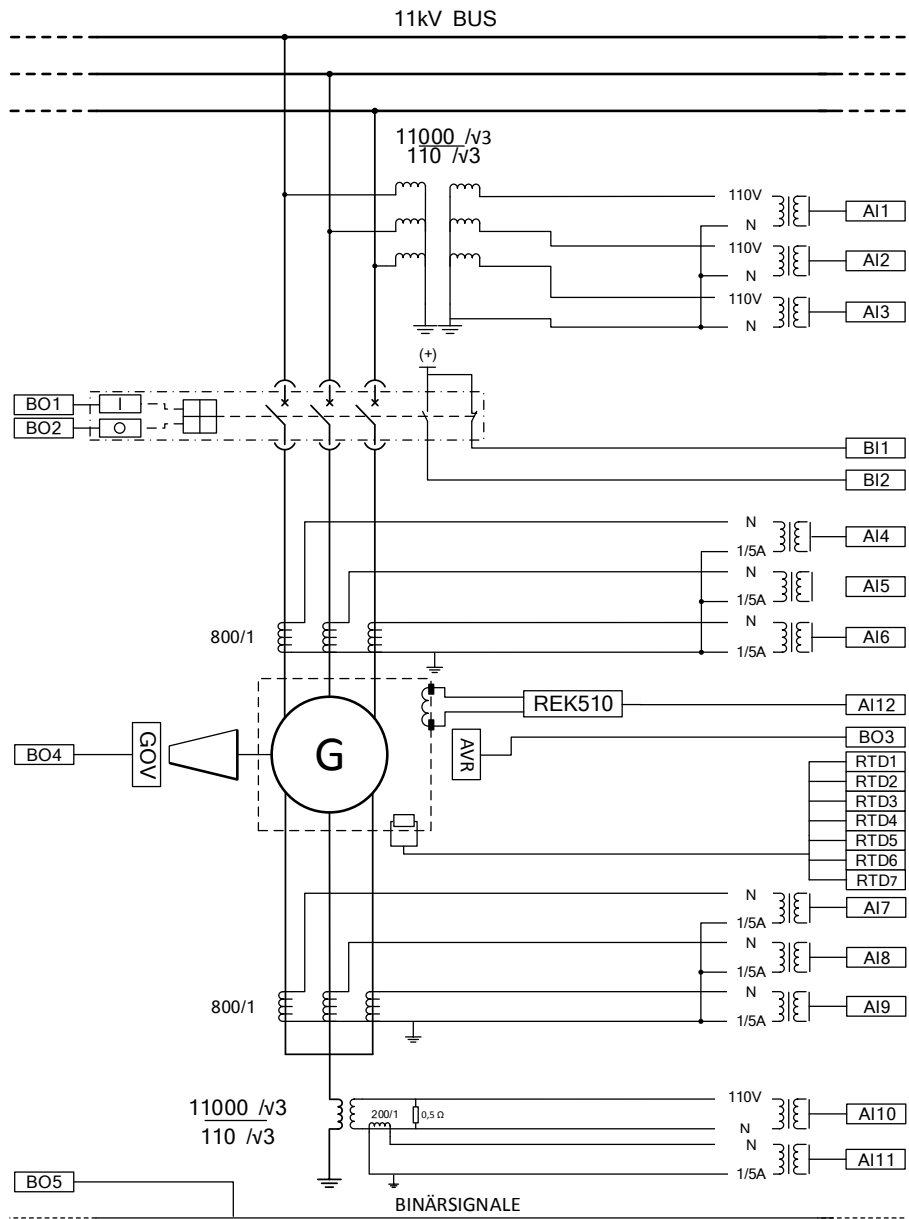


Abb. 95: Relais-Schnittstellen, Stromwandler-, Spannungswandler- und RTD-Anschlüsse für den Generator im Beispielfall.

### 9.3.1.1 Analoge Eingangssignale

**Tabelle 215:** *Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Analogueingang | Beschreibung                                     |
|----------------|--|
| AI1            | Generatorklemme U_A Spannung                     |
| AI2            | Generatorklemme U_B Spannung                     |
| AI3            | Generatorklemme U_C Spannung                     |
| AI4            | Generatorklemme I_A Strom                        |
| AI5            | Generatorklemme I_B Strom                        |
| AI6            | Generatorklemme I_C Strom                        |
| AI7            | Generator Nullleiter I_A Strom                   |
| AI8            | Generator Nullleiter I_B Strom                   |
| AI9            | Generator Nullleiter I_C Strom                   |
| AI10           | Generator-Nullspannung                           |
| AI11           | Sternpunkt-geerdeter Transformator Sekundärstrom |
| AI12           | Rotor-Erdschlussdetektorstrom (von REK 510)      |

### 9.3.1.2 RTD-Eingangssignale

**Tabelle 216:** *Physische RTD-Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| RTD-Eingang | Beschreibung                                  |
|-------------|---|
| RTD1        | Wicklungstemperatur für Leiter 1 (Messwert 1) |
| RTD2        | Wicklungstemperatur für Leiter 1 (Messwert 2) |
| RTD3        | Wicklungstemperatur für Leiter 2 (Messwert 1) |
| RTD4        | Wicklungstemperatur für Leiter 2 (Messwert 2) |
| RTD5        | Wicklungstemperatur für Leiter 3 (Messwert 1) |
| RTD6        | Wicklungstemperatur für Leiter 3 (Messwert 2) |
| RTD7        | Umgebungstemperatur                           |

### 9.3.1.3 Binäre Eingangssignale

**Tabelle 217:** *Physische binäre Eingangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binäreingang | Beschreibung                            |
|--------------|---|
| BI1          | Leistungsschalter geschlossene Stellung |
| BI2          | Leistungsschalter geöffnete Stellung    |

### 9.3.1.4 Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 218:** *Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binärausgang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BO1          | Dieser Ausgang wird für das Schließen des Generator-Leistungsschalters verwendet.                             |
| BO2          | Dieser Ausgang wird für Auslösen oder Öffnen des Generator-Leistungsschalters verwendet.                      |
| BO3          | Dieser Ausgang wird für das Schließen des Erregersystems verwendet.   |
| BO4          | Dieser Ausgang wird für die Abschaltung (Schnellschluss) der Turbine verwendet.                               |
| BO5          | CBFP-Auslösung an alle Quellen, die mit einem Leistungsschalter mit demselben Leistungssystem verbunden sind. |

### 9.3.1.5 Empfohlene Alarmer

[Tabelle 219](#) enthält eine Empfehlung für die LHMI- und WHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt den Text der Ereigniscontainer-, Ereignis- und Alarmkonfiguration für die Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarmer gekennzeichnet werden sollten.

**Tabelle 219:** *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Ereigniscontainer                               | Ereignis | Beschreibung  |
|---|----------|---|
| ILTCTR1   | ALARM    | Leiterstromvorverarbeitung  |
| ILTCTR1   | WARNUNG  | Leiterstromvorverarbeitung  |
| ILTCTR2   | ALARM    | Leiterstromvorverarbeitung  |
| ILTCTR2   | WARNUNG  | Leiterstromvorverarbeitung  |
| RESTCTR1  | ALARM    | Nullstromvorverarbeitung  |
| RESTCTR1  | WARNUNG  | Nullstromvorverarbeitung  |
| RESTCTR2  | ALARM    | Nullstromvorverarbeitung  |
| RESTCTR2  | WARNUNG  | Nullstromvorverarbeitung  |
| UTVTR1  | ALARM    | Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung                          |
| UTVTR1  | WARNUNG  | Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung                          |
| UTVTR2  | ALARM    | Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung                          |
| UTVTR2  | WARNUNG  | Leiter- und Nullspannungsvorverarbeitung                          |
| MPDIF1  | OPERATE  | Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen |
| PHPVOC1   | OPERATE  | Spannungsabhängiger Dreiphasen-Überstromschutz                    |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |          |   |

| Ereigniscontainer                               | Ereignis    | Beschreibung  |
|---|-------------|---|
| ROVPTOV1  | OPERATE     | Verlagerungsspannungsschutz                                   |
| H3EFPSEF1                                       | OPERATE     | Statorerdschlussschutz basierend auf der 3. Harmonischen      |
| EFLPTOC1  | OPERATE     | Ungerichteter Erdfehlerschutz, I>                             |
| OOSRPSB1  | OPERATE     | Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen               |
| DOPPDPR1  | OPERATE     | Rückleistungs-/gerichteter Überlastungsschutz                 |
| DUPPDPR1  | OPERATE     | Unterleistungsschutz  |
| UEXPDIS1  | OPERATE     | Dreiphasen-Untererregungsschutz                               |
| OEPVPH/1  | OPERATE     | Übererregungsschutz   |
| MNSPTOC1  | OPERATE     | Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen                     |
| MREFPTOC1                                       | OPERATE     | Rotor-Statorerdschlussschutz (Einspeisungsmethode)            |
| MREFPTOC1                                       | ALARM       | Rotor-Statorerdschlussschutz (Einspeisungsmethode)            |
| PHPTOV1   | OPERATE     | Drei-Phasen-Überspannungsschutz                               |
| PHPTUV1   | OPERATE     | Drei-Phasen-Unterspannungsschutz                              |
| FRPFRQ1   | OPR_UFRQ    | Frequenzschutz  |
| FRPFRQ2   | OPR_OFRQ    | Frequenzschutz  |
| MAPGAPC1  | OPERATE     | Multifunktionsschutz  |
| MAPGAPC2  | OPERATE     | Multifunktionsschutz  |
| MAPGAPC3  | OPERATE     | Multifunktionsschutz  |
| MAPGAPC4  | OPERATE     | Multifunktionsschutz  |
| MAPGAPC5  | OPERATE     | Multifunktionsschutz  |
| MAPGAPC6  | OPERATE     | Multifunktionsschutz  |
| PHLPTOC1  | OPERATE     | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe     |
| UZPDIS1   | OPERATE     | Dreiphasen-Unterimpedanzschutz                                |
| PHIPTOC1  | OPERATE     | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe |
| PHPTUV2   | OPERATE     | Drei-Phasen-Unterspannungsschutz                              |
| PHHPTOC1  | OPERATE     | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, hohe Stufe         |
| CCBRBRF1  | CB_FAULT_AL | Leistungsschalter-Versager-schutz                             |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |             |   |

| Ereigniscontainer | Ereignis | Beschreibung   |
|-------------------|----------|--|
| SEQSPVC1          | FUSEF_U  | Sicherungsausfallüberwachung                                 |
| TRPPTRC1          | TRIP     | Master-Auslösung   |
| T2PTTR1           | OPERATE  | Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten |

### 9.3.1.6

## Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 220:** In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock                                  | Beschreibung  |
|---|---|
| ILTCTR, UTVTR, RESTVTR, RESTCTR                 | Analogsignal-Vorverarbeitungsblock                                |
| MPDIF1  | Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen |
| PHPVOC1   | Spannungsabhängiger Dreiphasen-Überstromschutz                    |
| ROVPTOV1  | Verlagerungsspannungsschutz                                       |
| H3EFPSEF1                                       | Statorerdschlusschutz basierend auf der 3. Harmonischen           |
| EFLPTOC1  | Ungerichteter Erdfehlerschutz, I>                                 |
| OOSRPSB1  | Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen                   |
| DUPDPDR1  | Unterleistungsschutz  |
| DOPDPDR1  | Rückleistungs-/gerichteter Überlastungsschutz                     |
| UEXPDIS1  | Dreiphasen-Untererregungsschutz                                   |
| OEPVPH1   | Übererregungsschutz   |
| MNSPTOC1  | Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen                         |
| MREFPTOC1                                       | Rotor-Statorerdschlusschutz (Einspeisungsmethode)                 |
| PHPTOV1   | Drei-Phasen-Überspannungsschutz                                   |
| PHPTUV1, PHPTUV2                                | Drei-Phasen-Unterspannungsschutz                                  |
| FRPFRQ1, FRPFRQ2                                | Frequenzschutz  |
| PHLPTOC1  | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe         |
| UZPDIS1   | Dreiphasen-Unterimpedanzschutz                                    |
| PHIPTOC1  | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe     |
| PHHPTOC1  | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, hohe Stufe             |
| CCBRBRF1  | Leistungsschalter-Versagerschutz                                  |
| INRPHAR1  | Drei-Phasen-Einschaltstrom-Detektor                               |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |   |

| Funktionsblock | Beschreibung   |
|----------------|--|
| T2PTTR1        | Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten   |
| TRPPTRC        | Auslösebefehlssammler/Handler mit Verriegelungs-/Klinkverriegelungsfunktion  |
| SEQSPVC        | Mit der Sicherungsausfallüberwachung wird der spannungsabhängige Schutz blockiert, um die Fehlfunktion zu vermeiden. |

**Tabelle 221:** *Physikalische Analogkanäle der Funktionen*

| Schutz    | Klemmenspannung, AI1, AI2, AI3 | Klemmenströme, AI4, AI5, AI6 | Neutralleiterstrom, AI7, AI8, AI9 | Verlagerungsspannung, AI10 | Sternpunkt-geerdeter Transformatorsekundärstrom A11 | Rotor-Erdschluss-detektorstrom AI12 |
|-----------|--------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|---|-------------------------------------|
| MPDIF1    |                                | x                            | x                                 |                            |   |                                     |
| PHPVOC1   | x                              |                              | x                                 |                            |   |                                     |
| ROVPTOV1  |                                |                              |                                   | x                          |   |                                     |
| H3EFPSEF1 | x                              |                              |                                   | x                          |   |                                     |
| EFLPTOC1  |                                |                              |                                   |                            | x   |                                     |
| OOSRPSB1  | x                              |                              | x                                 |                            |   |                                     |
| DUPPDPR1  | x                              | x                            |                                   |                            |   |                                     |
| DOPPDPR1  | x                              | x                            |                                   |                            |   |                                     |
| UEXPDIS1  | x                              | x                            |                                   |                            |   |                                     |
| OEPVPH1   | x                              | x                            |                                   |                            |   |                                     |
| MNSPTOC1  |                                | x                            |                                   |                            |   |                                     |
| MREFPTOC1 |                                |                              |                                   |                            |   | x                                   |
| PHPTOV1   | x                              |                              |                                   |                            |   |                                     |
| PHPTUV1   | x                              |                              |                                   |                            |   |                                     |
| FRPFRQ1   | x                              |                              |                                   |                            |   |                                     |
| FRPFRQ2   | x                              |                              |                                   |                            |   |                                     |
| PHLPTOC1  |                                | x                            |                                   |                            |   |                                     |
| UZPDIS1   | x                              |                              | x                                 |                            |   |                                     |
| PHIPTOC1  |                                | x                            |                                   |                            |   |                                     |
| PHPTUV2   | x                              |                              |                                   |                            |   |                                     |
| PHHPTOC1  |                                |                              | x                                 |                            |   |                                     |
| CCBRBRF1  |                                | x                            |                                   |                            | x   |                                     |
| INRPHAR1  |                                | x                            |                                   |                            |   |                                     |
| T2PTTR1   |                                | x                            |                                   |                            |   |                                     |

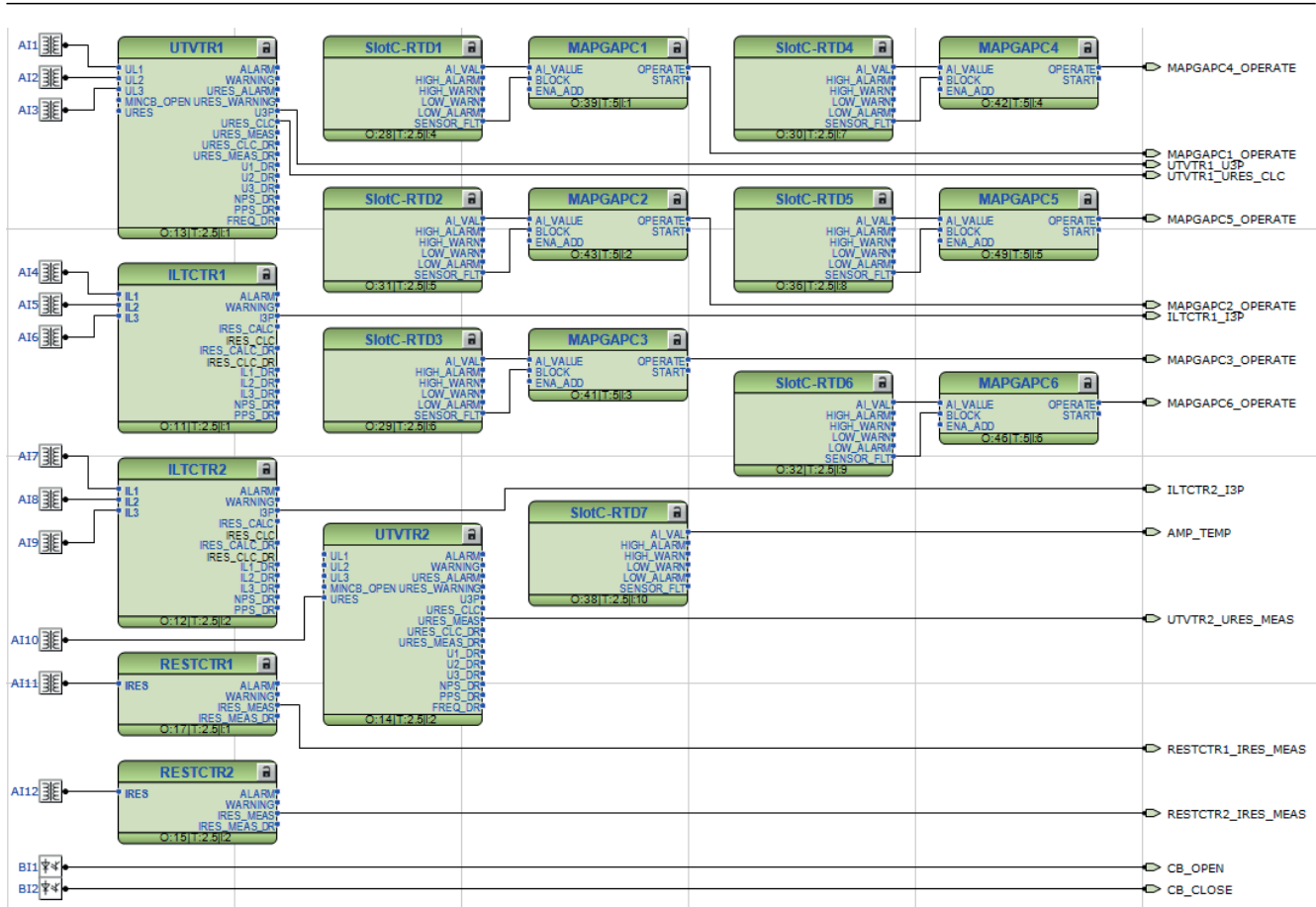


Abb. 96: Als Beispielfall: Analogeingang, RTD- und Binäreingangsanschluss

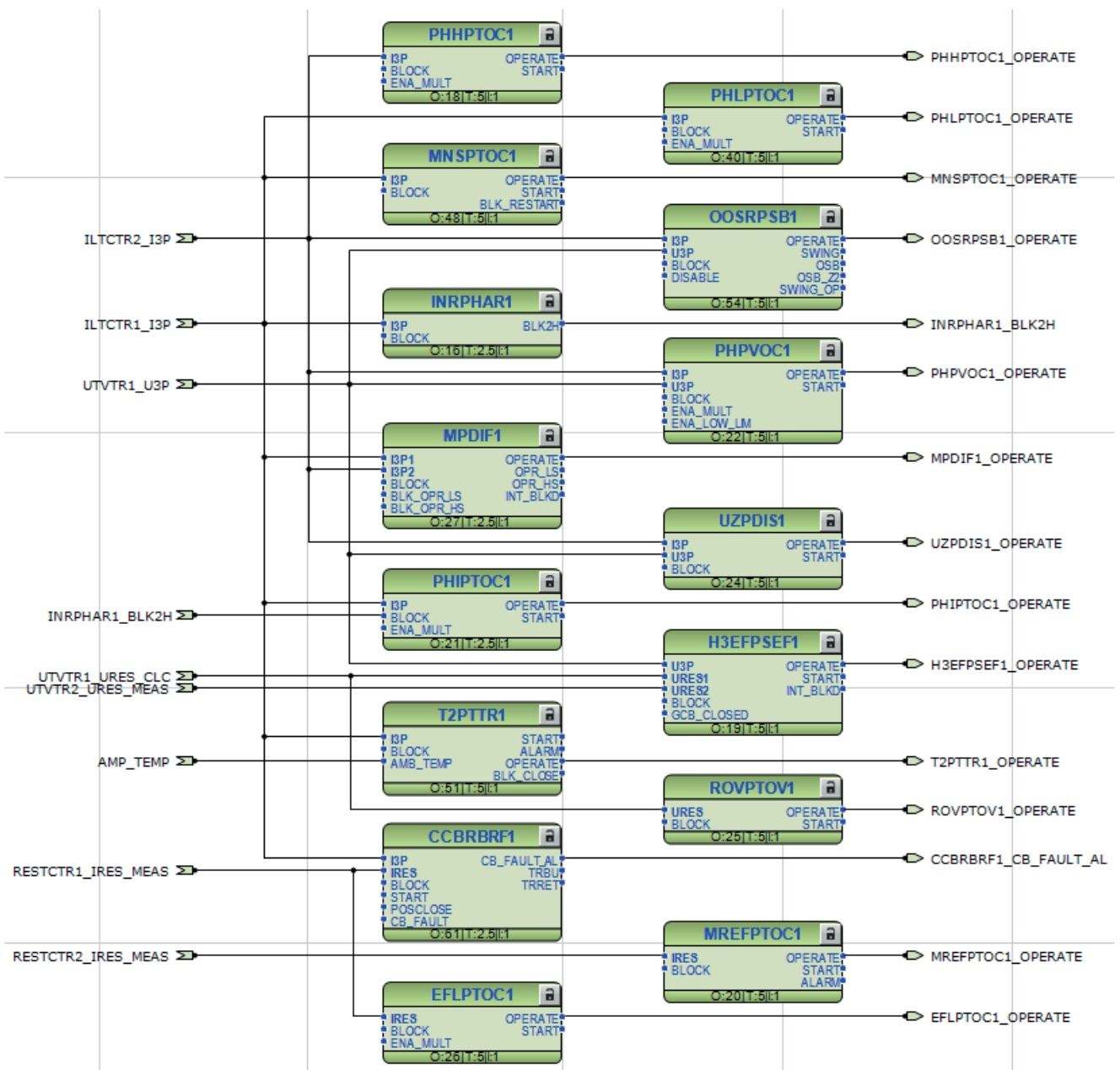


Abb. 97: Verbindung der Schutzfunktion als Beispielfall (Teil 1)

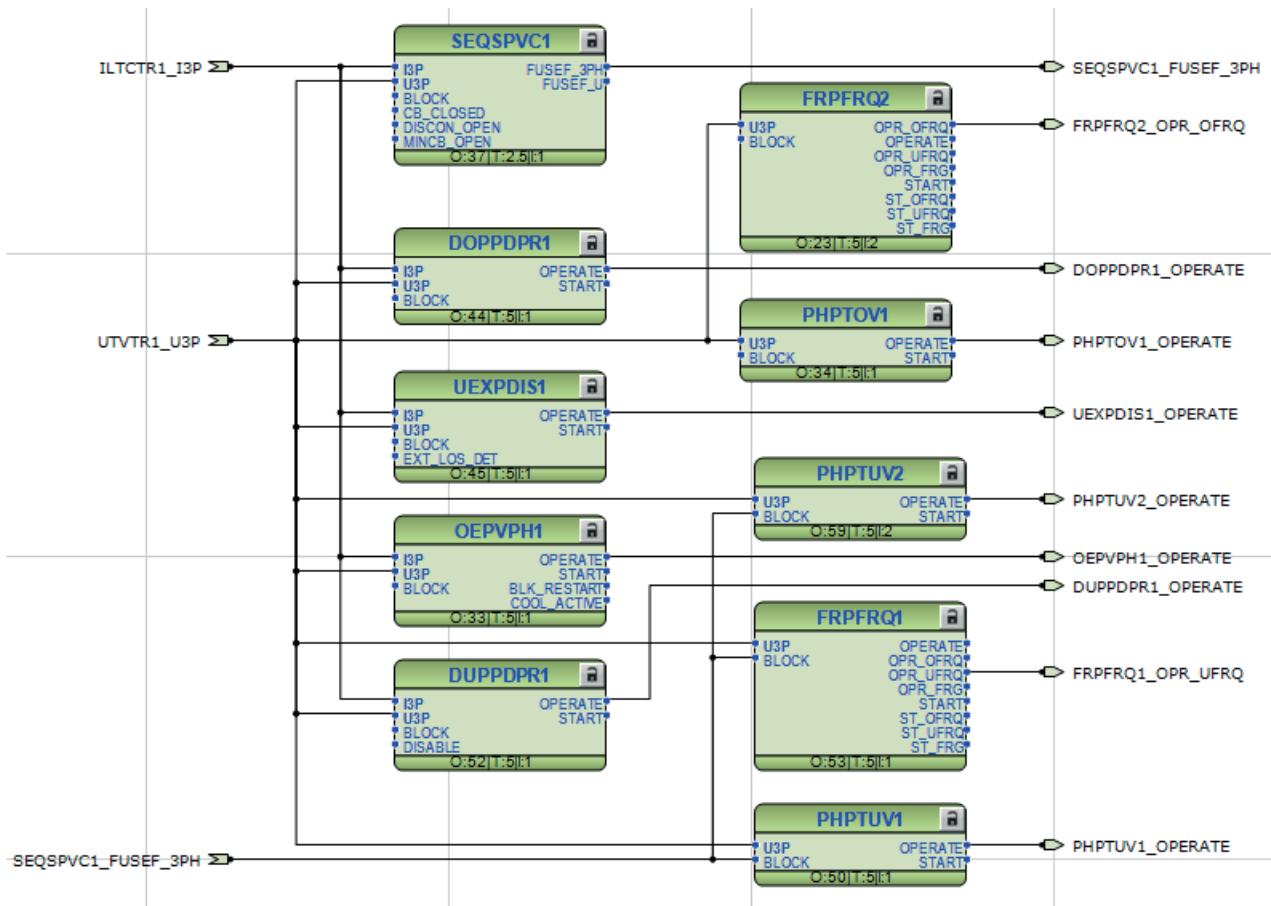


Abb. 98: Verbindung der Schutzfunktion als Beispielfall (Teil 2)

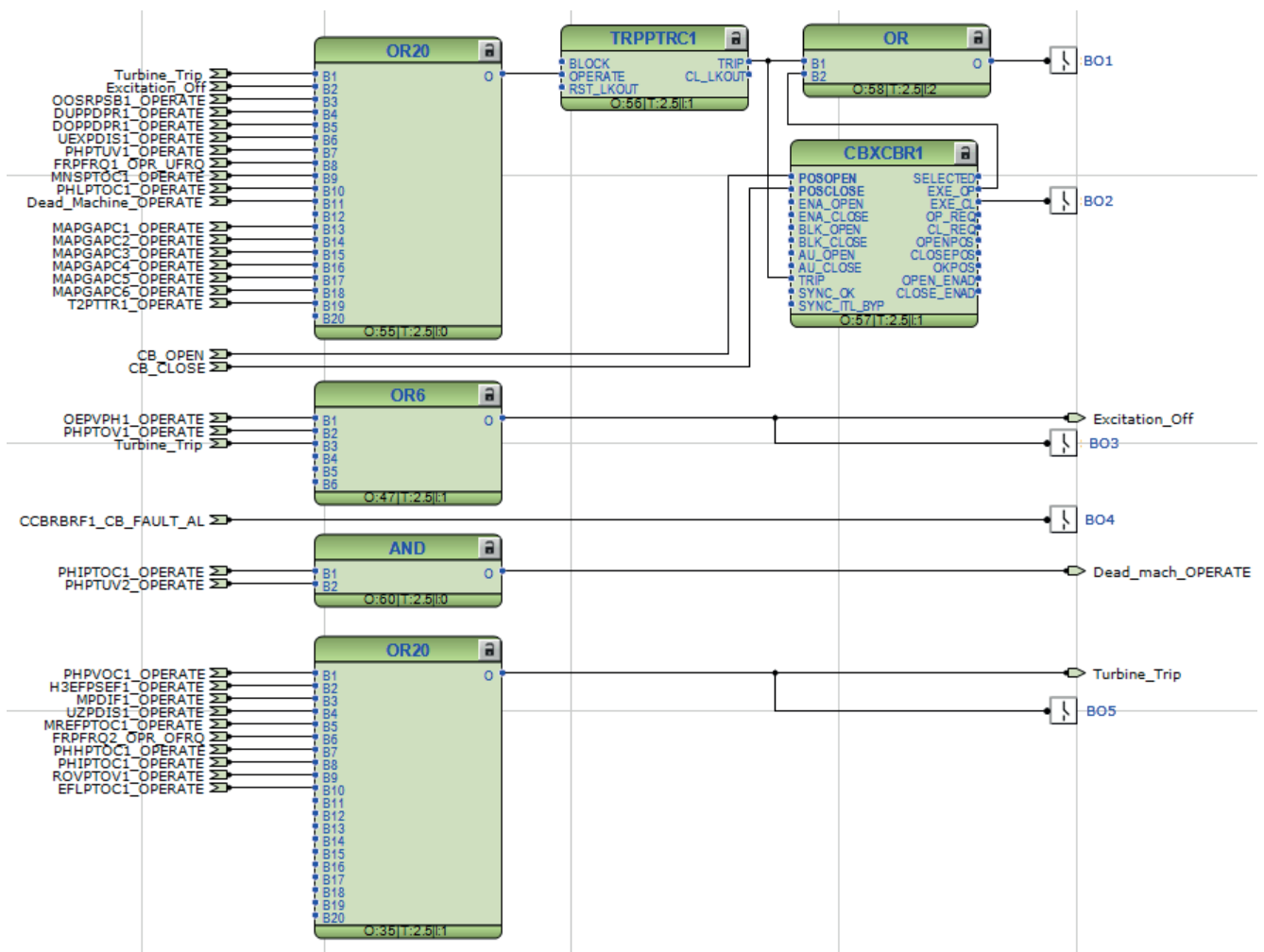


Abb. 99: Binärausgangsanschluss als Beispielfall

### 9.3.1.7 Funktionsblöcke und Einstellwert

#### ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für Stromsignale. Der CT-Stromanschluss an der Generatorklemme wird nur an ILTCTR1 bereitgestellt. Der CT-Stromanschluss am neutralen Ende des Generators wird nur an ILTCTR2 bereitgestellt.

Tabelle 222: Funktionseinstellungen für ILTCTR

| Einstellung         | Empfohlene Werte          |          | Beschreibung      |
|---------------------|---------------------------|----------|-------------------|
|                     | ILTCTR1                   | ILTCTR2  |                   |
| Primärstrom         | 800 A                     | 800 A    | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom       | 1 A                       | 1 A      | Sekundärstromwert |
| Frequenzadaptivität | Backup als Frequenzquelle | Freigabe |                   |

### RESTCTR – Summenstrom-Vorverarbeitung

RESTECTR1 ist der Analogsignal-Vorverarbeitungsblock für das Sekundärstromsignal des Sternpunkt geerdeten Transformators.

**Tabelle 223:** Funktionseinstellungen für RESTCTR1

| Einstellung         | Empfohlene Werte | Beschreibung      |
|---------------------|------------------|-------------------|
| Primärstrom         | 200 A            | CT-Primärstrom    |
| Sekundärstrom       | 1 A              | Sekundärstromwert |
| Frequenzadaptivität | Freigabe         |                   |

RESTECTR2 ist der Analogsignal-Vorverarbeitungsblock für das Analogsignal des Rotor-Erdfehlerdetektors.

**Tabelle 224:** Funktionseinstellungen für RESTCTR2

| Einstellung         | Empfohlene Werte | Beschreibung      |
|---------------------|------------------|-------------------|
| Primärstrom         | 1 A              | CT-Primärstrom    |
| Bemessungsstrom     | 1 A              | Sekundärstromwert |
| Frequenzadaptivität | Deaktivieren     |                   |

### UTVTR – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 ist der Analogsignal-Vorverarbeitungsblock für das Analogsignal des Rotor-Erdfehlerdetektors.

**Tabelle 225:** Funktionseinstellungen für UTVTR1

| Einstellung               | Empfohlene Werte    | Beschreibung                      |
|---------------------------|---------------------|-----------------------------------|
| Primärspannung            | 11,00 kV            | VT-Primärspannung                 |
| Sekundärspannung          | 100 V               | Spannungswandler-Sekundärspannung |
| Nennspannung              | 11,00 kV            | Generator-Nennspannung            |
| Spannungswandleranschluss | Ypsilon             | Spannungswandler-Anschlusstyp     |
| Frequenzadaptivität       | Hauptfrequenzquelle |                                   |

UTVTR2 ist der Analogsignal-Verarbeitungsblock für das Sekundärspannungssignal des Sternpunkt geerdeten Transformators.

**Tabelle 226:** Funktionseinstellungen für UTVTR2

| Einstellung         | Empfohlene Werte | Beschreibung                      |
|---------------------|------------------|-----------------------------------|
| Primärspannung      | 11,00 kV         | Spannungswandler-Primärspannung   |
| Sekundärspannung    | 100 V            | Spannungswandler-Sekundärspannung |
| Frequenzadaptivität | Freigabe         |                                   |

## MPDIF1 - Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen

Ein Kurzschluss zwischen den Leitern der Statorwicklungen erzeugt große Fehlerströme und somit besteht die Gefahr der Beschädigung von Isolierung, Wicklungen und Ständerkern. Die großen Kurzschlussströme erzeugen starke Kräfte, die andere Komponenten in der Maschine beschädigen können. Der Kurzschluss kann auch Explosionen und Feuer auslösen. Bei einem Kurzschluss in einer Maschine muss der Schaden ggf. instandgesetzt werden. Die Schwere und die Reparaturzeit sind abhängig vom Ausmaß des Schadens, der beträchtlich von der Fehlerzeit abhängig ist. Die schnelle Entstörung dieses Fehlertyps ist von äußerster Wichtigkeit, um den Schaden und die wirtschaftlichen Verluste zu begrenzen.

Der Differenzialschutz arbeitet nach dem Prinzip der Berechnung von Differenzialstrom an den beiden Enden der Wicklung, d.h., der Strom, der in die Wicklung eintritt wird mit dem Strom abgeglichen, der die Wicklung verlässt. Bei einem internen Fehler unterscheiden sich die Eingangs- und Ausgangsströme der Wicklung. Das resultiert in einem Differenzialstrom, der als Grundlage für die Generierung des Auslösesignals verwendet wird. Aufgrund dieses Prinzips löst der Differenzialschutz während externen Fehlern nicht aus. Allerdings werden Interturn-Fehler in demselben Leiter üblicherweise erst dann entdeckt, wenn sich diese Fehler in einem anderen Fehlertyp entwickeln.

[Tabelle 227](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen MPDIF1 - Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 227:** *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf den Beispielen von den Standardwerten abweichen*

| Einstellung                 | Empfohlene Werte   | Beschreibung  |
|-----------------------------|--------------------|---|
| DC restrain enable          | TRUE               | Diese Einstellung sollte mit "TRUE" festgelegt werden, wenn das Netz (Generator) eine DC-Zeitkonstante hat. |
| Stromwandler Verbindungstyp | Type2              | Als Beispielfall Typ 2  |
| CT ratio Cor Line           | 1,22 <sup>1)</sup> | CT-Korrektur, Verhältnis zwischen der Leitung und dem Bemessungsstrom                                       |
| CT ratio Cor Neut           | 1,22 <sup>2)</sup> | STW-Korrektur, Verhältnis zwischen Neutralseite und Bemessungsstrom   |

1) Einstellung *CT-Verh.-Korr. Leit* = 800/656  
= 1,22

2) Einstellung *CT-Verh.-Korr. Neut* = 800/656  
= 1,22

## PHPVOC1 - Dreiphasiger spannungsabhängiger Überstromschutz

Im Fall eines von der Generator-Synchronreaktanzen ermittelten Dauerkurzschlussstroms muss dieser den Volllaststrom weit unterschreiten. Auch bei Generatoren mit einem Erregersystem, das nicht von den Generatoranschlüssen gespeist wird, führt ein Spannungsabfall wegen eines Kurzschlusses ebenfalls zu

einem niedrigen Fehlerstrom. Möglicherweise erkennt der Primärschutz, wie der normale Überstromschutz, einen solchen Fehler nicht. Aus diesem Grund sollte ein spannungsabhängiger Überstromschutz als Reserve eingesetzt werden.

Die Kennlinie der Spannungssteilheit wird als Reserve für die verschiedenen Relais verwendet. Der Stromanlaufwert variiert entsprechend den Generator-Klemmenspannungen zwischen der festgesetzten Spannungsgrenze und der unteren Spannungsgrenze gemäß [Abbildung 100](#). Auf diese Weise ist die Funktion trotz des Abfalls des Fehlerstromwerts sichergestellt.

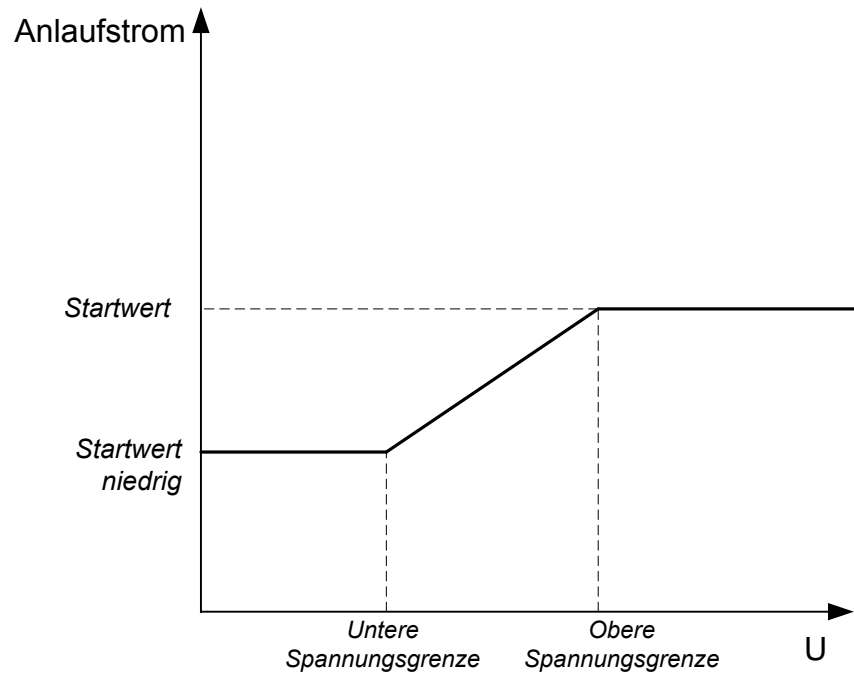


Abb. 100: Charakteristik der Spannungsflanke

Die Verwendung dieser Funktion muss im Hauptschutzschema zeitlich abgestuft sein, so dass sichergestellt ist, dass sie nicht vor dem Hauptschutz anspricht. [Tabelle 228](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen PHPVOC1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 228:** Funktionseinstellungen für PHPVOC1 als Charakteristik der Spannungsflanke

| Einstellung            | Empfohlene Werte       | Beschreibung   |
|------------------------|------------------------|--|
| Startwert              | 0,92 xIn <sup>1)</sup> | Der Wert sollte gleich oder größer als 150 % der Generator-Bemessungsspannung bei Erreichen der oberen Spannungsgrenze sein. In diesem Beispiel wird 150 % verwendet:  |
| Unterer Startwert      | 0,31 xIn <sup>2)</sup> | Der Wert sollte gleich oder größer als 150 % der Generator-Bemessungsspannung bei Erreichen der unteren Spannungsgrenze sein. In diesem Beispiel wird 150 % verwendet: |
| Obere Spannungsgrenze  | 0,75 xUn               | Ein typischer Einstellwert ist zwischen 0,75...1,00 Un   |
| Untere Spannungsgrenze | 0,25 xUn               | Ein typischer Einstellwert ist zwischen 0,25...0,50 Un   |
| Steuerungsmodus        | Spannungssteuerung     |  |

1) *Startwert*

$$= \text{Obere Spannungsgrenze} \cdot 1,5 \cdot \text{Generator Bemessungsstrom} / \text{STW primär}$$

$$= 0,75 \cdot 1,5 \cdot 656/800$$

$$= 0,92$$

2) *Unterer Startwert*

$$= \text{Untere Spannungsgrenze} \cdot 1,5 \cdot \text{Generator Bemessungsstrom} / \text{STW primär}$$

$$= 0,31$$

**ROVPTOV1 – Verlagerungsspannungsschutz**

Ein höherer Fehlerstrom führt zu einem größeren Schaden des Generatorkerns. Eine Möglichkeit, um den Kernschaden zu minimieren, ist die Hochimpedanzerdung des Generator-Neutralleiters. Während eines Erdfehlers erhöht die Hochimpedanz die Überspannung am gesunden Leiter. Dieser Spannungsanstieg kann zu einem weiteren Fehler führen. Damit die Verlagerungsspannung kein inakzeptables Niveau erreicht, wird ROVPTOV verwendet. Die [Tabelle 229](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 229:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen

| Einstellung             | Empfohlene Werte        | Beschreibung  |
|-------------------------|-------------------------|---|
| Startwert               | 0,029 xUn <sup>1)</sup> | Startwert   |
| Auslöseverzögerungszeit | 60 ms                   | Diese Einstellung sollte mit der Auslösezeit der primären und sekundären VT-Sicherungen koordiniert werden. |

1) *Strom im Neutralleiter des Generators bei Leitung-zu-Erde-Fehler*

$$= \text{Bemessungsspannung L-L} / (\sqrt{3} \cdot \text{Sekundärwiderstand (Spannungswandler Spannung L-L primär/ Spannung sekundär)})^2$$

$$= 11000 / (\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot (11000/110))^2$$

$$= 1,27 \text{ A}$$

Sekundärstrom im Neutralleiter des Generators bei Leitung-zu-Erde-Fehler

$$= 1,27 \cdot 11000/110$$

$$= 127$$

Spannung am Widerstand

$$\begin{aligned}
 &= 127 \cdot 0,5 \\
 &= 63,5 \\
 &\text{Startwert} \\
 &= 5 \% \text{ der Spannung am Widerstand/ Spannungswandler Sekundärspannung} \\
 &= 0,05 \cdot 63,5/110 \\
 &= 0,029
 \end{aligned}$$



Im Beispielfall sind 5 % des Stators (vom Nullleiter) weiterhin nicht vor Statorerdfehler geschützt.

### EFLPTOC1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz – niedrige Stufe (I>)

In der Beispielanwendung wird der Erdfehlerstrom durch ein hochohmiges Sternpunktterdungsschema des Generators begrenzt. Zusätzlich zum Verlagerungsspannungsschutz kann EFLPTOC1 Erdschlussschutz bieten. Diese Funktion bietet auch die Schutzabdeckung, wenn der LS nach Einschalten der Anregung geöffnet ist. Die [Tabelle 230](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 230:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen

| Einstellung       | Empfohlene Werte       | Beschreibung   |
|-------------------|------------------------|--|
| Startwert         | 0,06 xIn <sup>1)</sup> | 10 % des Sekundärstroms im Neutralleiter des Generators bei Leitung-zu-Erde-Fehler Der Einstellwert muss die normalen unsymmetrische Strömen im Neutralleiter überschreiten. |
| Betriebskennlinie | 12 = IEC Ext. inv.     | Extrem inverse Zeitkennlinie   |

1) *Startwert* = 10 % des Sekundärstroms (bei NGT) /STW primär  
 $= 0,1 \cdot 127/200$   
 $= 0,06$

### H3EFPSEF1 – Stator-Erdfehlerschutz basierend auf der 3. Harmonischen

Im Fall eines Stator-Erdfehlers kann der Schutz vor ungerichtetem Erdschluss oder der Schutz vor gerichtetem Erdschluss den Fehler bis zu 90...95 Prozent von der Generatorklemme erkennen. H3EFPSEF1 wird verwendet, um den Stator-Erdfehler am Sternpunkt und mindestens bis zu 15...20 % vom Sternpunkt entlang der Statorwicklung zu erkennen. Damit der Erdfehler erkannt werden kann, vergleicht die Funktion die Spannung auf der 3. Harmonischen, die vom Generator am Sternpunkt und den Klemmen des Generators produziert wird.



Damit der verlässliche Betrieb des Schutzes gewährleistet ist, muss der Generator die Spannung der 3. Harmonischen erzeugen, die mindestens 1 % der Generator-Bemessungsspannung beträgt. Wenn H3EFPSEF1 nur als Sternpunkt-Unterspannungsschutz der 3.

Harmonischen fungiert, muss die Funktion während Anlaufen und Abschalten des Generators gesperrt werden.

Das Spannungsniveau der dritten Harmonischen an der Generatorklemme und am Sternpunkt hängt von der Last sowie von der Bauweise des Generators ab, das heißt, dass für die Einstellung der unterschiedlichen Parameter ein Feldtest durchgeführt werden sollte. Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

**Tabelle 231:** Berechnung der Schritte für die H3EPSEF1-Einstellungen

| SI no | % Genera-<br>torlast | UD_3H | UB_3H | Verhältnis<br>UB_3H /<br>UD_3H | Min.-Ver-<br>hältnis | Betawert<br>für K = 1,5 | Betawert<br>für K = 1,5 |
|-------|----------------------|-------|-------|--------------------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|
| 1     | 10                   | 1,2   | 1,5   | 1,25                           | 1,25                 | 1,5/1,25 =<br>1,2       | 2/1,25 =<br>1,6         |
| 2     | 20                   | 1,5   | 2,5   | 1,67                           |                      |                         |                         |
| 3     | 25                   | 1,9   | 3     | 1,58                           |                      |                         |                         |
| 4     | 50                   | 2,9   | 4,2   | 1,49                           |                      |                         |                         |
| 5     | 75                   | 3,6   | 6     | 1,67                           |                      |                         |                         |
| 6     | 100                  | 4,2   | 7,5   | 1,79                           |                      |                         |                         |

Schritt 1: Berechnung von Verhältnis UB\_3H: UD\_3H (Spalte 5)

Schritt 2: Berechnung Min. von UB\_3H: UD\_3H (Spalte 6)

Schritt 3: Berechnen Sie den Betawert für einen anderen Sicherheitsfaktor K (Spalte 7, 8)

Die [Tabelle 232](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 232:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung                 | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|-----------------------------|------------------|---|
| Spannungsauswahl            | U <sub>0</sub>   | Diese Einstellung ist abhängig von der Verfügbarkeit der Klemmenspannung. In diesem Beispiel wird die Klemmenspannung von drei L-N VTs gespeist.<br>Wenn kein L-N-Anschluss verfügbar ist, entnehmen Sie weitere Optionen bitte dem technischen Handbuch. |
| Beta                        | 1,2              | Anteil der 3. Harmonischen auf der Neutralseite für Bias  |
| Generatorschalter verwendet | Ja               | Als Beispielfall  |

### DOPPDPR1 – Rückleistungsschutz

Gelegentlich sinkt die mechanische Leistung einer Generator-Antriebsmaschine so sehr ab, dass sie die internen Verluste nicht mehr decken kann. In diesem Fall fungiert der Synchrongenerator als Synchronmotor und zieht aus dem übrigen System Energie ab. Diese Betriebsart, in der ein Generator als Motor arbeitet, bedeutet kein Risiko für die Antriebsmaschine selbst. Das Ausmaß des Schadens hängt vom Typ der Antriebsmaschine ab.

Die Aufgabe des Rückleistungsschutzes DOPPDPR1 ist der Schutz der Antriebsmaschine.



Immer wenn ein niedriger Wert des Rückleistungsschutzes benötigt wird, sollte der Unterleistungsschutz gemeinsam mit dem gerichteten Überleistungsschutz verwendet werden. Die Grenze hängt von der CT- und VT-Genauigkeit ab.

Die [Tabelle 233](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 233:** *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen*

| Einstellung             | Empfohlene Werte       | Beschreibung   |
|-------------------------|------------------------|--|
| Startwert               | 0,07 xSn <sup>1)</sup> | Die aus dem Leistungssystem importierte Leerlaufleistung variiert abhängig vom Typ der Antriebsmaschine: von 0,2 % der Nennleistung (Hydroturbine) bis 50 % (Gasturbine). In diesem Beispiel wird 10% verwendet: |
| Gerichteter Modus       | Rückwärts              | Rückleistungsrichtung  |
| Auslöseverzögerungszeit | 2000 ms                | Abhängig von der Leistung der Antriebsmaschine In diesem Beispiel wird die Zeit 2 ms verwendet.  |

1)  $Startwert = \text{Leerlaufleistung} / \sqrt{3} \cdot VT \text{ primär} \cdot STW \text{ primär}$   
 $= 0,10 \cdot 10 \cdot 1000 / (\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 800)$   
 $= 0,07$

### DUPPDPR1 – Unterleistungsschutz

Gelegentlich sinkt die mechanische Leistung einer Generator-Antriebsmaschine so sehr ab, dass sie die internen Verluste nicht mehr decken kann. Dampfturbinen neigen schnell zur Überhitzung, wenn der Dampfstrom zu niedrig ist oder wenn durch die Turbine kein Dampf mehr fließt. Der Unterleistungsschutz soll die Antriebsmaschine vor Bedingungen mit sehr niedriger Leistungsabgabe schützen.

Die [Tabelle 234](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 234:** Funktionseinstellungen für DUPDPR1

| Einstellung             | Empfohlene Werte       | Beschreibung  |
|-------------------------|------------------------|---|
| Startwert               | 0,03 xSn <sup>1)</sup> | Abhängig von der Dauer der niedrigen Niedrigleistungsfähigkeit der Antriebsmaschine. In diesem Beispiel wird 5 % verwendet: |
| Auslöseverzögerungszeit | 5000 ms                | Abhängig von der Ladeleistung des Generators nach Schließen des LS (hier 5 s für 50 % Last)                                 |

- 1)  $Startwert = 0,05 \cdot \text{Nennwirkleistung (MW)} \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot VT \text{ primär (kV)} \cdot STW \text{ primär}$   
 $= 0,05 \cdot 10 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 800$   
 $= 0,033$   
 $= 0,03$

### UEXPDIS1 – Dreiphasen-Untererregungsschutz

Eine Reduzierung des Erregerstroms schwächt die Kopplung zwischen Rotor und externem Leistungssystem. Eventuell arbeitet die Maschine nicht synchron, sondern wie eine Induktionsmaschine, wodurch der Blindleistungsverbrauch ansteigt. Selbst dann, wenn die Maschine weiterhin synchron arbeitet, ist ein solcher Zustand über einen längeren Zeitraum eventuell nicht akzeptabel. Die Untererregung erzeugt übermäßige Hitze in der Endregion der Statorwicklung. Dadurch kann die Isolierung der Statorwicklung und sogar der Eisenkern beschädigt werden.

Bei Untererregung arbeitet der Generator zudem in einem asynchronen Modus. Dadurch erhöht sich die Rotordrehzahl, was wiederum Hitze im Rotoreisen und in den Dämpfungswicklungen erzeugt. Eine hohe Blindleistungsaufnahme aus dem Netz während Untererregung bringt Probleme im Netz mit sich, unter anderem Spannungsabfall, Stabilitätsschwankungen und Leistungspendeln. Leitungspendeln belastet den Maschinenantrieb und verursacht Kavitation der Turbinenschaufel sowie die mechanische Belastung im Getriebe.

Die Leistungskennlinie beschreibt die Untererregungsfähigkeit der Maschine. Übermäßige kapazitive Last im Synchrongenerator verursacht Abschaltung des Schritts. Der Grund dafür ist, dass die Gleichgewichtszustandsgrenze, die vom Lastwinkel = 90° definiert wird, nur im untererregten Zustand der Einheit erreicht werden kann. UEXPDIS1 schützt die Synchronmaschinen vor instabilem Betrieb wegen Verlust der Erregung. Der Teil- oder Gesamtverlust verursacht eine Blindleistungsaufnahme aus dem Netz zum Generator. Die Systemreaktanz entwickelt sich von den Generatorklemmen aus gesehen negativ. Dieser Art der „Reaktanzabfall“-Bedingung lässt sich durch die Messung der Systemimpedanz ermitteln.

Die [Tabelle 235](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 235: Funktionseinstellungen für UEXPDIS1**

| Einstellung               | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|---------------------------|------------------|---|
| Durchmesser <sup>1)</sup> | 146 %Zn          | Durchmesser des Mho-Diagramms (normalerweise identisch mit der synchronen Maschinen-Impedanz $X_d$ .)   |
| Offset <sup>2)</sup>      | -14 %Zn          | Offset Impedanzkreis von der R-Achse. Die übliche Einstellung ist entsprechend $-X_d/2$ ,   |
| Auslöseverzögerungszeit   | 5000 ms          | Die Einstellung ist abhängig von der kurzzeitigen Untererregungsfähigkeit des Generators sowie von der AVR-Reaktion. In diesem Beispiel wird die Zeit 5 ms verwendet. |

- 1) Generator synchrone Impedanz bei 11 kV:  
 $X_{Gen\_d} = X_d \text{ Nennspannung} / \text{Nennwirkleistung/Leistungsfaktor}$   
 $= 1,2 \cdot 11 \cdot 11 / 12,5$   
 $= 11,616$   
 Kreisdurchmesser  $= X_{Gen\_d} \cdot (CT \text{ primär} \cdot \sqrt{3} \cdot 100) / (VT \text{ primär} \cdot 1000)$   
 $= 11,616 \cdot 800 \cdot \sqrt{3} \cdot 100 / 11 \cdot 1000$   
 $= 146$
- 2) Generator transiente Impedanz bei 11 kV:  
 $X_{Gen\_d} = X_d \text{ Nennspannung} / \text{Nennwirkleistung/Leistungsfaktor}$   
 $= 0,23 \cdot 11 \cdot 11 / 12,5$   
 $= 2,2264$   
 $Offset = -0,5 \cdot X'_{Gen\_d} \cdot CT \text{ primär} \cdot \sqrt{3} \cdot 100 / VT \text{ primär} \cdot 1000$   
 $= -0,5 \cdot 2,2264 \cdot 800 \cdot \sqrt{3} \cdot 100 / 11 \cdot 1000$   
 $= -14$

### OOSRPSB1 – Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen

Außertrittfallschutzfunktionen erkennen stabiles Leistungspendeln und Außertrittfallbedingungen, weil Spannungs-/Stromabweichungen während Leistungspendeln im Vergleich zu den Schrittwechseln während eines Fehlers eher gering sind. Sowohl Fehler als auch Leistungspendeln können dazu führen, dass die gemessene Impedanz die Betriebseigenschaften eines entfernten Relaislements annimmt. Die Scheinimpedanz bewegt sich während einer Fehlerbedingung in sehr kurzer Zeit (wenige Millisekunden) von einem Vor-Fehler zu einem Fehler. Die Veränderungsrate der Impedanz ist während Leistungspendeln oder Außertrittfallbedingungen wesentlich kürzer, als während eines Fehlers, und sie ist abhängig von der Schlupffrequenz des Außertrittfalls.

Die Impedanzmessung selbst sollte nicht verwendet werden, um zwischen einer Fehlerbedingung oder einer Außertrittfallbedingung infolge eines Leiterfehlers zu unterscheiden. Die grundlegende Methode für die Unterscheidung zwischen Fehlern und Leistungspendeln ist die Kontrolle der Veränderungsrate der gemessenen Impedanz.

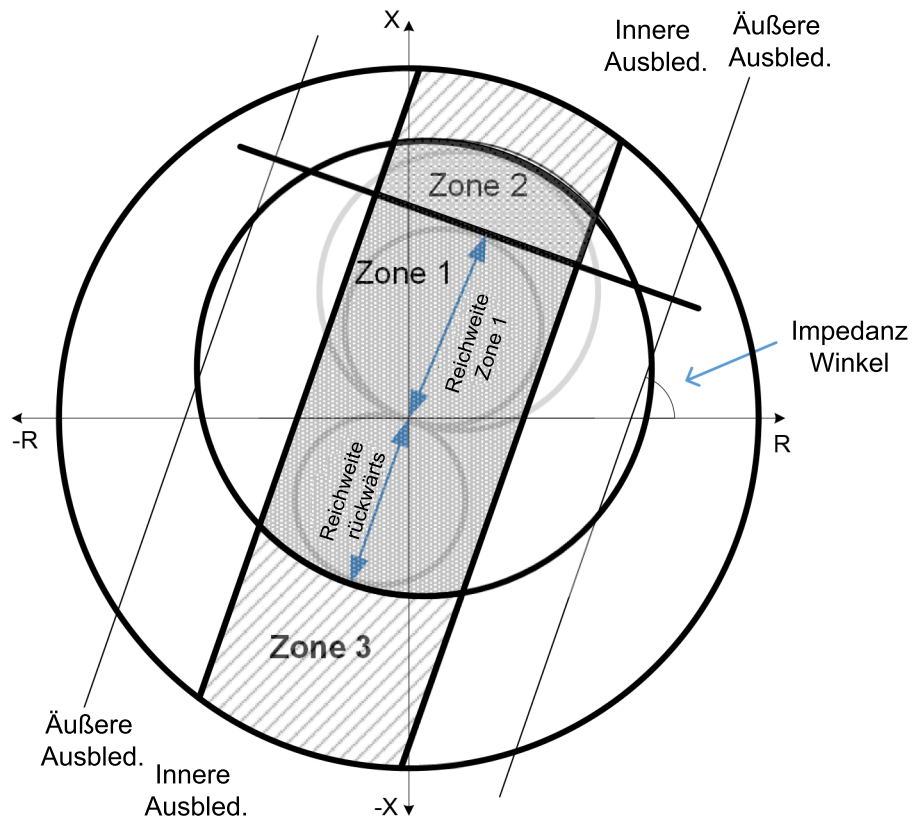


Abb. 101: Betriebszone für Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen

Tabelle 236: Berechnung der Schritte für die Einstellungen der Außertrittfallfunktion

|   | Generator  | Aufwärtstransformator                                      | Übertragungsleitung   | Netz  |
|---|--|--|---|---|
| Z-Basis bei Generatorklemmenspannung 11 kV      | $Z_{b\_Gen} = 11 \cdot 11 / 12,5 = 9,68 \text{ Ohm}$   | $Z_{b\_Tx} = 11 \cdot 11 / 12,5 = 9,68 \text{ Ohm}$        | Basisänderungsfaktor $B_f = 11 \cdot 11 / 110 / 110 = 0,01$                 | Basisänderungsfaktor $B_f = 11 \cdot 11 / 110 / 110 = 0,01$                       |
| Berechnung der Gesamtimpedanz                   | $X'_{d\_Gen} = X'_d \cdot Z_{b\_Gen} = 0,23 \cdot 9,68 = 2,2264 \text{ Ohm}$                                       | $Z_{Tx} = Z_{Tx} \cdot Z_{b\_Tx} = 0,1 \cdot 9,68 = 0,968$ | $X_L = X1 \text{ Leitung Länge} \cdot B_f = 0,5 \cdot 30 \cdot 0,01 = 0,15$ | $Z_s = 110 \cdot 110 \cdot B_f / (S_n) = 110 \cdot 110 \cdot 0,01 / 800 = 0,1513$ |
| Impedanzwinkel (deg)                            | $= \cos^{-1} ((R_{scTx}) / (Z_{scTx})) \cdot 180 / \pi = \cos^{-1}(0,5 / 10) \cdot 180 / \pi = 87,13 \text{ Grad}$ |  |   |   |
| Reichweite in Vorwärtsrichtung (primär - Ohm)   | $= Z_{Tx} + X_L + Z_s = 0,968 + 0,15 + 0,1513 = 1,2693$  |  |   |   |
| Reichweite in Rückwärtsrichtung (primär - Ohm)  | $= X'_{d\_Gen} = 2,2264$   |  |   |   |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |  |  |   |   |

|  | Generator  | Aufwärtstransformator | Übertragungsleitung | Netz |
|--|--|-----------------------|---------------------|------|
| Reichweite Zone 1 (%)                      | = 80 % von $Z_{Tx} \cdot 100$ / Reichweite in Vorwärtsrichtung = $0,8 \cdot 0,968 \cdot 100/1,2693$<br>= 61,01                         |                       |                     |      |
| Innere Richtungskennlinie R (primär - Ohm) | = (Reichweite in Vorwärtsrichtung und Reichweite in Rückwärtsrichtung) / (2 · tan60)<br>= $(1,2693 + 2,2264)/2 \cdot 1,7320$<br>= 1,01 |                       |                     |      |
| Äußere Richtungskennlinie R (primär - Ohm) | = (Reichweite in Vorwärtsrichtung und Reichweite in Rückwärtsrichtung) / (2 · tan(45))<br>= $(1,2693 + 2,2264) / 2 \cdot 1$<br>= 1,74  |                       |                     |      |

Die [Tabelle 237](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen OOSRPSB1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 237:** Funktionseinstellungen für OOSRPSB1

| Einstellung                     | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|---------------------------------|------------------|---|
| Reichweite in Vorwärtsrichtung  | 1,27 Ohm         | Reichweite in Vorwärtsrichtung Mho-Kreis  |
| Reichweite in Rückwärtsrichtung | 2,23 Ohm         | Reichweite in Rückwärtsrichtung Mho-Kreis   |
| Innere Richtungskennlinie R     | 1,01 Ohm         | Widerstandswert innere Aussparung auf R-Achse   |
| Äußere Richtungskennlinie R     | 1,74 Ohm         | Widerstandswert äußere Aussparung auf R-Achse   |
| Impedanzwinkel                  | 87,13 Grad       | Winkel zwischen Mho-Kreis und Aussparungen und R-Achse  |
| Reichweite Zone 1               | 61,01 %          | Prozentsatz Mho-Reichweite in Vorwärtsrichtung zum Anzeigen des Endes der Zone 1 und Beginns der Zone 2                 |
| Pendelzeit                      | 30 ms            | Die Zeit zwischen Aussparungen bis zur Erkennung von Pendeln (gemäß der Aussparungseinstellung entspricht das 2,77 Hz). |
| Max. Anzahl Schlupf             | 1                | Anzahl Polschlupf vor Auslösung Zone 1  |
| Zone 2 aktiv                    | Ja               | Freigabe Funktion Zone 2  |
| Max Num slips Zn2               | 4                | Anzahl Polschlupf vor Auslösung Zone 2  |
| LS-AUS-Zeit                     | 50 ms            | Öffnungszeit Leistungsschalter  |

### OEPVPH1 – Übererregungsschutz

Überspannung oder Unterfrequenz oder eine Kombination aus beiden führen zu einer hohen Flussdichte. Wenn der geschichtete Kern eines Leistungstransformators einer magnetischen Flussdichte ausgesetzt ist, die über seinen konstruktionsbedingten Grenzwerten liegt, erhöht sich der Streufluss. Dies

führt zu Hysterese und Wirbelstromverlusten in den ungeschichteten Teilen. Die Verluste können in relativ kurzer Zeit zu einer übermäßigen Erwärmung führen und schwere Schäden an der Isolierung und anliegenden Teilen verursachen. Weil die Flussdichte direkt proportional zur Spannung und umgekehrt proportional zur Frequenz ist, berechnet OEPVPH1 das relative V/Hz-Verhältnis, anstatt einer direkten Messung der Flussdichte.

Die [Tabelle 238](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 238:** *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen*

| Einstellung             | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|-------------------------|------------------|---|
| Startwert               | 105 %            | Der Nennstrom (Nennspannung bei Nennfrequenz) wird üblicherweise mit 100 % angenommen, ein Wert, der abhängig von der Konstruktion, leicht übertroffen werden kann. In diesem Beispiel wird 105% verwendet.                 |
| Betriebskennlinie       | IEC Def. Zeit    | Auswahl der Verzögerungskennlinie Wenn die V/Hz-Leistung des Generators vorliegt, ziehen Sie bitte für die Kennlinieneinstellungen das Technische Handbuch hinzu.   |
| Auslöseverzögerungszeit | 5000 ms          | Die Reaktion des Erregungssystems (Feldeinfluss); variiert typischerweise zwischen 1...10 s. In diesem Beispiel werden 5 s verwendet.   |
| Leakage React           | 16 %             | Leckreaktanz (% bei 12,5 MVA)   |
| Voltage Max Cont        | 100 %            | Üblicherweise werden die U/f-Charakteristiken so angegeben, dass das Verhältnis 1,00 bei Nennspannung und Nennfrequenz ist. Deshalb wird der Wert 100 % für die Einstellung „Voltage Max Cont“ (Volt max. kont.) empfohlen. |

### MNSPTOC1 – Gegensystem-Überstromschutz

Wenn der Generator mit Schiefast verbunden ist oder Schiefast liefert, fließen Gegensystemströme durch die Statorwicklungen, die Gegensystemspannung in den Läuferwicklungen erzeugen. Die Frequenz des induzierten Stroms beläuft sich ungefähr auf das Zweifache der Versorgungsfrequenz. Wegen des Skin效ekts trifft der induzierte Strom mit einer doppelten Frequenz der Versorgungsfrequenz auf einen hohen Rotorwiderstand, der selbst bei Phasenströmen mit einem Wert unterhalb des Bemessungsstroms des Generators übermäßige Hitze erzeugt. Diese übermäßige Hitze kann die Isolierung der Rotorwicklung beschädigen.

MNSPTOC1 schützt Synchronmotoren vor Schiefplast. Die [Tabelle 239](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 239:** *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen*

| Einstellung             | Empfohlene Werte       | Beschreibung   |
|-------------------------|------------------------|--|
| Startwert               | 0,08 xIn <sup>1)</sup> | Die Dauerschiefplast-Belastbarkeit des Generators muss berücksichtigt werden. Hier wird sie mit 10 % des Generatorbemessungsstroms angenommen.   |
| Betriebskennlinie       | IEC Def. Zeit          | Auswahl der Verzögerungskennlinie Wenn die Schiefplastleistung, d.h. I <sup>2</sup> <sub>2</sub> · t, des Generators vorliegt, ziehen Sie bitte für die Kennlinieneinstellungen das Technische Handbuch hinzu. |
| Auslöseverzögerungszeit | 1000 ms                | Auslöseverzögerungszeit  |

1) *Startwert* = 10 % · Bemessungsstrom/Stromwandler primär  
 = 0,1 · 656/800  
 = 0,082

### MREFPTOC1 – Rotor-Erdfehlerschutz (Einspeisungsmethode)

Der Rotorkreis eines Synchrongenerators ist normalerweise von der Erde isoliert. Der Rotorkreis kann abnormalen mechanischen oder thermischen Belastungen ausgesetzt sein, beispielsweise wegen Vibrationen, Überstrom oder begrenztem Kühlmitteldurchfluss. Das kann zu einem Versagen der Isolierung zwischen der Feldwicklung und dem Rotoreisen an dem Punkt führen, der übermäßiger Belastung ausgesetzt ist.

In Generatoren mit Schleifringen reduziert sich der Widerstand des Rotors gelegentlich wegen den von den Schleifringbürsten erzeugten Kohlenstoffablagerungen.

Der Kreis weist eine hohe Erdungsimpedanz auf. Ein einzelner Fehler führt nicht zu einem sofortigen Schaden, weil der Fehlerstrom wegen einer niedrigen Spannung gering ist. Allerdings besteht das Risiko eines zweiten Fehlers, der einen Rotorfehler zwischen den Wicklungen mit schwerwiegendem magnetischem Ungleichgewicht und starken Rotorvibrationen erzeugt, die schnell einen beträchtlichen Schaden mit sich bringen.

Aus diesem Grund muss die Maschine schnellstmöglich vom Netz getrennt werden, wenn ein Isolationsfehler erkannt wird. Es wird empfohlen, dass der Alarm und die Betriebsstufen von MREFPTOC1 genutzt werden: die Alarmstufe für die Anzeige von schwach entwickelten Erdfehlern und die Betriebsstufe für den Schutz gegen vollentwickelte Erdfehler. Normalerweise löst die Ausrüstung nach einer kurzen Verzögerung aus.

Das Spannungseinspeisungsgerät REK 510 speist den Rotorkreis über seine Koppelkondensatoren (C1, C2) gegen Erde mit einer 100 VAC Sekundärspannung; siehe [Abbildung 102](#).  $C_E$  und  $R_E$  entsprechen der Erdungskapazität des Rotors und der Rotor-Störfestigkeit.



In dem beispielhaft dargestellten Synchrongenerator ist die Erregerfeldwicklung mit den Bürsten verbunden.

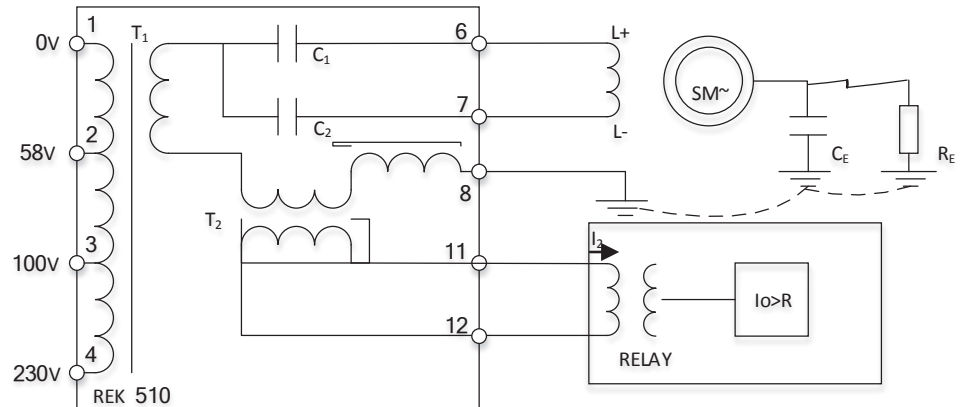


Abb. 102: Rotor-Erdfehlerschutz (MREFPTOC) mit Einspeisungsgerät

Die Einstellwerte können nicht im Voraus berechnet werden. Diese Werte werden während der Inbetriebnahmetestphase definiert. Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch. [Tabelle 240](#) wurde für die Berechnung der Einstellwerte vorbereitet. Der Alarmstartwert sollte 10 kOhm und der Auslösewert sollte 2 kOhm entsprechen.

Tabelle 240: Widerstandssimulation ( $R_E$ ) vs. Überwachung eingespeister Strom  $I_2$

| $R_E$ (kOhm) | $I_2$ |
|--------------|-------|
| 2            | 0,4   |
| 10           | 0,19  |

Die [Tabelle 241](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

Tabelle 241: Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung    | Empfohlene Werte | Beschreibung   |
|----------------|------------------|----------------|
| Alarmstartwert | 0,40 pu          | Alarmstartwert |
| Auslösewert    | 0,19 pu          | Auslösewert    |

### PHPTOV1 – Dreiphasen-Überspannungsschutz

Die Reduzierung des Last am angeschlossenen Generator oder die Trennung des Generators vom Leistungsnetz kann an der Generatorklemme übermäßigen Spannungsanstieg herbeiführen. Unter normalen Bedingungen steuert der automatische Spannungsregler (AVR) die Generatorklemmenspannung und führt diese auf normale Betriebsbedingungen zurück. Bei einem fehlerhaften (vollständige oder langsame Reaktion) AVR kann diese übermäßige Spannung jedoch negative Auswirkungen auf den Generator oder die Isolierung der angeschlossenen Geräte haben.

PHPTOV1 schützt Synchrongeneratoren vor Überspannung. Die [Tabelle 242](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 242:** *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung             | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|-------------------------|------------------|---|
| Startwert               | 1,20xUn          | Die Dauerüberspannungsleistung des Generators sollte berücksichtigt werden. Hier wird sie mit 120% der Generatorklemmen-Bemessungsspannung angenommen.  |
| Auslöseverzögerungszeit | 1000 ms          | Die Einstellung sollte die AVR-Ansprechzeit berücksichtigen und so gesetzt sein, dass im Normalbetrieb kein unerwünschtes Ansprechen des Generatorleistungsschalters eintritt. Für den Beispielfall werden 1000 ms verwendet. |

### PHPTUV1 – Dreiphasen-Unterspannungsschutz

Übermäßiger Verbrauch von Blindleistung (im Fall von übermäßiger induktiver Last, Starten großer Induktionsmotoren oder unter Fehlerbedingungen) kann zu einer Reduzierung der Generatorklemmenspannung führen. Unterspannung kann auch auf den fehlerhaften AVR-Betrieb zurückzuführen sein. Diese Unterspannung wirkt sich nicht negativ auf den Generator aus, allerdings zieht die angeschlossene Ausrüstung (Motor) mehr Strom für dieselbe angeschlossene Last, was zu der thermischen Überhitzung der entsprechenden Lasten führen kann. Im Allgemeinen ist der Motorschutz mit einem Unterspannungsauslöser ausgestattet. Somit wird der Motorschutz hier als Reserveschutz angesehen.

PHPTUV1 schützt Synchrongeneratoren vor Unterspannung. Die [Tabelle 243](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen für diesen Beispielfall werden als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 243:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung             | Empfohlene Werte | Beschreibung   |
|-------------------------|------------------|--|
| Startwert               | 0,80xUn          | Startwert  |
| Auslöseverzögerungszeit | 1000 ms          | Diese Einstellung sollte die AVR-Reaktionszeit und die größte Motorstartzeit berücksichtigen.<br>Das Auslösen des Generators sollte auch die Verfügbarkeit des Shunt-Kondensators und dessen automatischen Betrieb. Für den Beispielfall werden 1,0 s verwendet. |

### FRPFRQ – Frequenzschutz

Die Beibehaltung der Frequenzstabilität eines Systems ist einer der wichtigsten Schwerpunkte bei der Wartung von Verteilungs- und Übertragungsnetzen. Um alle frequenzempfindlichen elektrischen Geräte im Netz zu schützen, sollte ein Betrieb mit Abweichung von der zulässigen Bandbreite verhindert werden.

Unterfrequenz kann auf Systemüberlast zurückzuführen sein, entweder aufgrund des Ausfalls an Erzeugungskapazitäten oder einspeisenden Mietleitungen. Unterfrequenz kann auch auftreten, wenn die thermische Energie (Dampf) für die angeschlossene Last im Inselbetrieb nicht ausreichend ist. Mit der reduzierten Frequenz reduziert sich auch die Belüftungsfähigkeit des Generators. In der Folge steigt Temperatur von Generatorstator oder Rotorwicklung und Kern entsprechend dieser Last an. Wegen der reduzierten Frequenz steigt die Flussdichte (F/Hz), wodurch Kernverlust beschleunigt werden.

Überfrequenz kann auf Lastabwurf zurückzuführen sein, entweder aufgrund des Lastabwurfs im Inselbetrieb oder Verlust der Leistungsabgabe aus Mietleitungen. Über den Bemessungswert hinausgehende Überfrequenz (d.h. Geschwindigkeit) kann zu mechanischer Belastung der Turbine führen.

FRPFRQ1 wird für Unterfrequenz, FRPFRQ2 wird für Überfrequenz konfiguriert, so dass der Generator vom Rest des Leistungssystem isoliert werden kann. Die [Tabelle 244](#) und [Tabelle 245](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 244:** Funktionsparameter für FRPFRQ1 als Unterfrequenzschutz

| Einstellung     | Empfohlene Werte | Beschreibung   |
|-----------------|------------------|--|
| Betriebsart     | Freq<            | Gibt den Unterfrequenzschutz frei  |
| Startwert Freq< | 0,9500 xFn       | 95...105 % zulässiges Band für den Frequenzbetrieb in diesem Beispielfall. |

**Tabelle 245:** Funktionsparameter für FRPFRQ2 als Überfrequenzschutz

| Einstellung     | Empfohlene Werte | Beschreibung   |
|-----------------|------------------|--|
| Betriebsart     | Freq>            | Gibt den Überfrequenzschutz frei   |
| Startwert Freq> | 1,0500 xFn       | 95...105 % zulässiges Band für den Frequenzbetrieb in diesem Beispielfall. |

### T2PTTR1 - Dreiphasiger thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten

Der Synchrongenerator ist für eine spezifische maximale Leistung ausgelegt. Wenn die Last dieses Niveau übersteigt, übertreffen die Verluste im Generatorstator auch den konstruktionsbedingten Grenzwert. Dann steigt die Generator-Stator kern-/Wicklungstemperatur und übertrifft wiederum die sichere Konstruktionsgrenze. Dieser übermäßige Temperaturanstieg kann sich nachteilig auf die Widerstandsfähigkeit der Isolierung auswirken. Die entstehenden schwachen Punkte können das Risiko von Leiter-Leiter- oder Leiter-Erde-Fehlern verstärken. T2PTTR schützt den Generator vorrangig vor kurzfristigen Überlasten. Das Alarmsignal von T2PTTR ist eine Frühwarnung, so dass Betreiber entsprechend handeln können, bevor der Generator auslöst. Wenn der Temperaturanstieg anhält, wird der OPERATE-Ausgang abhängig vom thermischen Modell des Generators aktiviert. Nach der Abschaltung kann der Generator nach Ablauf der Abkühlzeit wieder angefahren werden.

T2PTTR nutzt Drei-Phasen-Strommessungen und die Umgebungstemperaturwerte (als RTD-Eingang). Die [Tabelle 246](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 246:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung       | Empfohlene Werte                   | Beschreibung                              |
|-------------------|------------------------------------|---|
| Kurzzeitkonstante | 168 s <sup>1)</sup>                | Kurzzeitkonstante in Sekunden             |
| Langzeitkonstante | 2700 s <sup>1)</sup>               | Langzeitkonstante in Sekunden             |
| Spannungsreferenz | 0,82 xI <sub>n</sub> <sup>2)</sup> | Laststrom, der zu Temperaturanstieg führt |

- 1) Im Datenblatt des Herstellers verfügbar. Wenn der Hersteller eine einzelne Zeitkonstante angibt, ziehen Sie bitte das Technische Handbuch hinzu, um die entsprechenden Kurz- und Langzeitkonstanten zu ermitteln.
- 2)  $Spannungsreferenz = \text{Generator-Bemessungsstrom} / \text{STW primär}$   
 $= 656 / 800$   
 $= 0,82 \cdot I_n$

### Thermischer Überlastschutz

Die Statortemperaturmessung auf Grundlage des thermischen Überlastschutzes ist der Hauptschutz gegen thermische Generatorüberlast. Direktes Fühlen der Statortemperatur bietet Schutz gegen jene Bedingungen, die Überstromschutz

erfassen kann, beispielsweise reduzierte Belüftung. Im Beispielfall werden sechs RTDs (zwei pro Phase) verwendet.

Die [Tabelle 247](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 247:** *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung        | Empfohlene Werte    | Beschreibung   |
|--------------------|---------------------|--|
| Eingangsmodus      | Pt100               | Pt 100 Typ RTD für den Beispielfall  |
| Einheit            | Grad Celsius        | Ausgewählte Einheit für das Ausgangwert-Format   |
| Minimalwert        | 15°C                | Minimaler Ausgangswert für Skalierung und Überwachung  |
| Maximalwert        | 180°C               | Maximaler Ausgangswert für Skalierung und Überwachung  |
| Oberster Grenzwert | 115°C <sup>1)</sup> | Aufgezeichnete Maximaltemperatur während Erwärmungslauf-Test des Generators (bei Umgebungstemperatur 40°C); 110°C im Beispielfall. |
| Oberer Grenzwert   | 110°C               |  |

- 1) *Oberer Grenzwert* = Die höchste erfasste Temperatur während Generatorerwärmungslauf-Test  
 = 110  
 = 110°C  
*Val high high limit* (Oberster Grenzwert) = *Value high limit* (Oberer Grenzwert) + 5°C  
 = 115°C

Der Multifunktionsschutz MAPGAPC1 wird für das Auslösen des Generator-Leistungsschalters konfiguriert. Die [Tabelle 248](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 248:** *Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung             | Empfohlene Werte | Beschreibung   |
|-------------------------|------------------|--|
| Startwert               | 120              | Erfasste Maximaltemperatur während Erwärmungslauf-Test des Generators +10°C für Auslösen |
| Auslöseverzögerungszeit | 1000 ms          | Auslöseverzögerung für Alarm und Auslösen  |

### PHLPTOC1 – Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz, niedrige Stufe (I>)

Der primäre thermische Überlastschutz wird durch direkte Überwachung von RTD oder von T2PTTR1 bereitgestellt. Wenn der primäre Schutz versagen, schützt der

Reserveschutz den Generator vor thermischer Überlast. PHLPTOC1 stellt im Beispielfall den Reserveschutz bereit.

Die [Tabelle 249](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 249:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung       | Empfohlene Werte        | Beschreibung  |
|-------------------|-------------------------|---|
| Startwert         | 0,90 x In <sup>1)</sup> | 110 % von Volllaststrom   |
| Betriebskennlinie | IEC Ext. inv.           | Siehe thermische Generator-Statorwiderstandsfähigkeit. Hier wird sie mit 7 s bei 225 % des Volllaststroms angenommen. |

- 1)  $Startwert = 1,1 \text{ Bemessungsstrom/Stromwandler primär}$   
 $= 1,1 \cdot 656/800$   
 $= 0,90$

### UZPDIS1 – Dreiphasen-Unterimpedanzschutz

UZPDIS1 wird als Reserveschutz gegen Kurzschlussfehler an den Generatorklemmen verwendet. Die Funktion schützt die Zone zwischen den Generatorwicklungen und den Generatorseitenwicklungen des Aufwärtstransformators, vorrangig den Generatorbus, das Niederspannungsteil des Aufwärtstransformators und einen Teil der Statorwicklung.

Die [Tabelle 250](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 250:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung             | Empfohlene Werte    | Beschreibung  |
|-------------------------|---------------------|---|
| Polarreichweite         | 10%Zn <sup>1)</sup> | Circa 80 % der Transformator-Kurzschlussimpedanz  |
| Auslöseverzögerungszeit | 1000 ms             | Für den Betrieb der Hauptfunktion sollte ausreichende Zeitverzögerung berücksichtigt werden. Hier wird 1 s verwendet. |

- 1)  $Transformator \text{ Kurzschlussimpedanz bei } 11 \text{ kV}$   
 $Z_{Tx} = X'_d \text{ Nennspannung Nennspannung/Bemessungsspannung Transformator}$   
 $= 0,1 \cdot 11 \cdot 11/12,5$   
 $= 0,968$

$$\begin{aligned} \text{Reichweite} &= 80 \% \text{ von } Z_{Tx} \text{ Stromwandler primär} \cdot \sqrt{3} \cdot 100 / \text{ Spannungswandler primär} \\ &= 0,8 \cdot 0,968 \cdot 800 \cdot \sqrt{3} \cdot 100/11 \cdot 1000 \\ &= 9,76 \end{aligned}$$



In Maschinen mit Direktanschluss, in welchen die Impedanz zum Netz begrenzt ist, wird empfohlen, den Spannungsabhängiger

Dreiphasen-Überstromschutz PHPVOC anstelle des Dreiphasen-Unterimpedanzschutzes UZPDIS1 zu verwenden.

### Zuschaltschutz

Wenn der Leistungsschalter schließt und die Felderregung ausgeschaltet ist, verhält sich der Generator ähnlich wie ein Induktionsmotor. Die lange Beschleunigungszeit maximiert die thermische Belastung des Generators.

Somit kann das Schließen des Generatorschalters bei Stillstand oder geringer Drehzahl schwerwiegende Fehler des Generators oder anderer Geräte auslösen (z. B. ölgeschmierte Lager oder Turbine).

Ein Zuschaltschutzschema kann mit PHIPTOC1 und PHPTUV2 konfiguriert werden.

Die [Tabelle 252](#) und [Tabelle 253](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 251:** Schritte für die Berechnung des fälschlichen Einschaltstroms für den Beispielfall

|                                  | Generator   | Aufwärtstransformator | System                                  |
|----------------------------------|---|-----------------------|---|
| Reaktanzberechnung (pu)          | Gegenreaktanz $X_2 = 0,15$  | $X_{Tx} = 0,10$       | $X_{sys} = 0,10$ (für den Beispielfall) |
| Berechnung der Gesamtreaktanz    | $X_{total} = X_2 + X_{Tx} + X_{sys}$<br>$= 0,15 + 0,1 + 0,1$<br>$= 0,35$  |                       |   |
| Fälschlicher Einschaltstrom (pu) | $= 1 / X_{total}$<br>$= 1 / 0,35$<br>$= 2,86$   |                       |   |
| Fälschlicher Einschaltstrom (A)  | $I_{AEC} = \text{ Bemessungsstrom} - \text{ Fälschlicher Einschaltstrom (pu)}$<br>$= 656 \cdot 2,86$<br>$= 1876,16 \text{ A}$ |                       |   |

**Tabelle 252:** Funktionseinstellungen für PHIPTOC1 für Generator-Zuschaltschutz

| Einstellung             | Empfohlene Werte | Beschreibung   |
|-------------------------|------------------|--|
| Startwert <sup>1)</sup> | 1,03 x In        | Er sollte mit 50 % von $I_{AEC}$ gesetzt werden und das 1,25-fache des Bemessungsstroms unterschreiten.  |
| Auslöseverzögerungszeit | 1000 ms          | Die Einstellung sollte die AVR-Ansprechzeit berücksichtigt werden und so gesetzt sein, dass die unerwünschte Auslösung im Normalbetrieb unterbunden wird. Für den Beispielfall werden 1000 ms verwendet. |

1)  $\text{Startwert} = \text{Minimum} (1,25 \cdot \text{ Bemessungsstrom}, 0,5 \cdot I_{AEC}) / \text{STW primär}$   
 $= \text{Minimum} (1,25 \cdot 656, 0,5 \cdot 1876,16) / 800$   
 $= 1,25 \cdot 656 / 800$   
 $= 1,025$

**Tabelle 253: Funktionseinstellungen für PHPTUV2 für Zuschaltenschutz**

| Einstellung                 | Empfohlene Werte    | Beschreibung  |
|-----------------------------|---------------------|---|
| Startwert                   | 0,50xUn             | 50 % der Nennspannung   |
| Auslöseverzögerungszeit     | 5000 ms             | Der Wert sollte die Entstörungszeit des Systems überschreiten. Für den Beispielfall werden 5 s verwendet. |
| Rücksetzkurve               | Def Zeitrücksetzung |   |
| Rücksetzen Verzögerungszeit | 500 ms              | Dieser Wert sollte die Reaktionszeit von PHIPTOC1, START-Ausgang, übertreffen.                            |

### Turbine Generatorschutz während Anlauf

Das Anfahren des Turbinen-Generatorsatzes umfasst drei Schritte für die Dampfturbine als Antriebsmaschine.

1. Die Turbine dreht, während Anrege- und der Generatorschalter ausgeschaltet sind. Mit der steigenden Drehzahl der Antriebsmaschine steigt auch die Klemmenspannungen infolge der Remanenzspannung. Bei 90...95 % dieser Nenndrehzahl kann dieser Wert (abhängig von der Generatorbauweise) 10...15 % der Bemessungsspannungsspannung erreichen.
2. Sobald die Turbinendrehzahl 90...95 % erreicht, wird die Feldanregung zugeschaltet, während der Generatorleistungsschalter ausgeschaltet bleibt.
3. Die Spannung baut sich auf und der Generatorschalter wird eingeschaltet (das heißt, im Parallelbetrieb wird der Turbinengenerator mit dem Rest des Leistungssystems synchronisiert.

Während Anrege- und Generatorschalter ausgeschaltet sind, ist die Antriebsmaschine (im Beispielfall die Dampfturbine) primär durch den mechanischen Schutz geschützt. Dieser umfasst zum Beispiel Wellenschwingung, axiale Schwingungen und Lagertemperatur.

Sobald der Anregeschalter eingeschaltet ist (im Beispielfall 90 % der Drehzahl) ist der Generator in Schritt 2 einem Fehler ausgesetzt. Daher ist Folgendes sehr wichtig:

- In Schritt zwei 2 muss der Generatorschutz verfügbar sein und
- die Schutzfunktionen dürfen bei reduzierter Frequenz nicht ausfallen.

Die Schutzfunktionen sind für maximale Empfindlichkeit bei Nennfrequenz ausgelegt. Damit die reduzierte Empfindlichkeit bei reduzierter Frequenz (90 % im Beispielfall in Schritt 2) überwunden werden kann, muss die Konfigurationseinstellung Konfiguration/System/Steuerung/Frequenz-Adaptivität "Enable" (Freigabe) sein.

## PHHPTOC1 – Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>)

In Schritt 2 ist der Generatorschalter ausgeschaltet und die Spannung erreicht 10...100 % der Bemessungsspannung, somit kann der Fehlerstrom lediglich 10 % betragen. PHHPTOC1 kann nur für Schritt 2 konfiguriert werden. Die [Tabelle 254](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 254:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung      | Empfohlene Werte      | Beschreibung                         |
|------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| Startwert        | 0,71xIn <sup>1)</sup> | 20 % Kurzschlussstromfestigkeit      |
| Start value Mult | 2,2 <sup>2)</sup>     | 50% Kurzschlussstromfestigkeit in pu |

1)  $Startwert = 0.2 \cdot (1/ X'_d) \cdot \text{Bemessungsstrom/STW primär}$   
 $= 0,2 \cdot (1/0,23) \cdot 656/800$   
 $= 0,71$

2)  $Startwert \text{ multip.} = 0,5 \cdot (1/ X'_d)$   
 $= 0,5 \cdot 1/0,23$   
 $= 2,2$



Sobald der LS schließt, sollte der Startwert sich zum Wert der Kurzschlussstromfestigkeit ändern oder blockiert werden. Im Beispielfall wird der Startwert geändert.

## INRPHAR1 – Einschaltstromerkennung

Einschaltströme werden während der Einschaltung des Transformators (mit dem Generator verbunden oder im gleichen Netz) erzeugt oder wenn die Transformatorspannung nach einer Spannungsreduzierung wegen eines Kurzschlusses in der Anlage normalisiert wird. Der Einschaltstrom kann den Bemessungsstrom um ein Vielfaches übertreffen und er kann mehrere Sekunden lang anhalten. Ein Anstieg des Einschaltstroms kann eine Störung im Schutzschema des angeschlossenen Generators verursachen. Mit INRPHAR1 kann dieses Schutzschema blockiert werden.

Alle Einstellungen von INRPHAR können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

## CCBRBRF1 - Leistungsschaltversagerschutz

Für die Konzeption eines Entstörungssystems wird häufig das Kriterium n-1 herangezogen. Das bedeutet, dass der Fehler auch dann entstört wird, wenn eine Komponente im Entstörungssystem selbst fehlerhaft ist.

Im Entstörungssystem wird die kritische Komponente des Leistungsschalters benötigt. Aus praktischen und wirtschaftlichen Erwägungen ist es nicht möglich, den Leistungsschalter für die geschützte Komponente zu verdoppeln. Stattdessen wird der Schaltversagerschutz angewendet.

CCBRBRF verwendet einen Backup-Auslösebefehl zu den vorgeschalteten Leistungsschaltern (in einem netzgekoppelten System) und zu allen Leistungsschaltern der Quellen (Generator-Parallelbetrieb), wenn der ursprüngliche Leistungsschalter nicht für die geschützte Komponente auslösen sollte.

Die [Tabelle 255](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen für diesen Beispielfall werden als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 255:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung            | Empfohlene Werte        | Beschreibung   |
|------------------------|-------------------------|--|
| Stromwert              | $0,25 \times I_n^{(1)}$ | 30% des Bemessungsstroms   |
| Current value Res      | $0,06 \times I_n^{(2)}$ | 10 % des Sekundärstroms am Neutralleiter des Generators bei Leitung-zu-Erde-Fehler   |
| LS-Versagerverzögerung | 100 ms <sup>3)</sup>    | In diesem Beispiel ist die maximale LS Öffnen-Zeit 60 ms. 20 ms werden benötigt, damit die Funktion die richtige Schalterfunktion erkennen kann, und 20 ms ist die Sicherheitsmarge. |

- 1)  $Stromwert = 0,3 \text{ Bemessungswert}/CT \text{ primär}$   
 $= 0,3 \cdot 656/800$   
 $= 0,25$
- 2)  $Current \ value \ Res \ (Stromwert \ Res) = 10 \% \ \text{des Sekundärstroms (bei NGT) } /STW \ \text{primär}$   
 $= 0,1 \cdot 127 /200$   
 $= 0,06$
- 3)  $LS\text{-Versagerverzögerung} = \text{max. Leistungsschalter Öffnen-Zeit} + \text{Sicherheitsmarge} + 20$   
 $= 60 + 20 + 20$   
 $= 100$

### TRPPTRC1 – Hauptauslösung

TRPPTRC wird als Trip-Befehlssammler und Handler nach den Schutzfunktionen verwendet. Alle Einstellungen von TRPPTRC können als Standardwerte für diesen Beispielfall beibehalten werden.

### SEQSPVC1 – Sicherungsausfallüberwachung

Nur wenige Schutzfunktionen arbeiten auf Grundlage des gemessenen Spannungswerts im Relaismesspunkt. Diese Funktionen bei einem Fehler in den Messkreisen zwischen dem Spannungswandler und dem Schutzrelais versagen.

Eine Fehler im Spannungsmesskreis wird von SEQSPVC1 überwacht. Eine schnelle Sicherungsfehlererkennung ist eines der Mittel für das Sperren der spannungsbasierten Funktionen, bevor diese Ansprechen.

Die [Tabelle 256](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 256:** Funktionseinstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispiel von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung             | Empfohlene Werte        | Beschreibung  |
|-------------------------|-------------------------|---|
| Neg Seq current Lev     | $0,09 \times I_n^{(1)}$ | Der maximale Gegensystemstrom während Normalbetrieb beträgt 10 % und hier wird ein Sicherheitsfaktor von 10 % angelegt.   |
| Neg Seq voltage Lev     | $0,06 \times U_n^{(2)}$ | Der maximale Gegensystemspannung während Normalbetrieb beträgt 5 % und hier wird ein Sicherheitsfaktor von 20 % angelegt. |
| Wechselrate freigegeben | TRUE                    |   |
| Durchzugssp.-sens.      | TRUE                    |   |

1)  $v = 10 \% \cdot \text{Sicherheitsfaktor Bemessungsstrom /STW primär}$   
 $= 0,10 \cdot 1,1 \cdot 656/800$   
 $= 0,09$

2)  $\text{Neg Seq voltage Lev (Geg.-sys.Sp.-pegel)} = 5 \% \cdot \text{Sicherheitsfaktor Bemessungsspannung (L-L) / Spannungswandler primär (L-L)}$   
 $= 0,05 \cdot 1,2 \cdot 11000/11000$   
 $= 0,06$



## Abschnitt 10 Asynchronmotorschutz

### 10.1 Einführung in die Anwendung

Elektrische Motoren sind vielen Störungen und Belastungen ausgesetzt. Ein Teil dieser Störungen ist auf äußere Einflüsse zurückzuführen, wie Über- und Unterspannung, Über- und Unterfrequenz, Oberschwingungen, Unsymmetriespannung und Versorgungsunterbrechungen zurückzuführen, wie automatisches Wiedereinschalten im versorgenden Netz. Weitere Ursachen für externe Störungen sind unter anderem Schmutz im Motor, das Kühlsystem sowie Lagerfehler oder ansteigende Umgebungstemperatur und Feuchtigkeit. Belastungsfaktoren infolge abnormaler Nutzung des Motorantriebs sind häufige aufeinanderfolgende Anläufe, Stillstand und Überlastsituationen, einschließlich mechanischer Belastung. Belastung und mechanische Störungen tragen zur Verschlechterung der Wicklungsisolierung des Motors bei und sie beschleunigen die thermische Alterungsrate, was zu einem Isolationsfehler führen kann.

Der Zweck des Motorschutzes ist die Begrenzung der Auswirkungen von Störungen und Belastungsfaktoren auf ein sicheres Maß, indem Überlastung begrenzt oder häufige Startversuche unterbunden werden. Die Aufgabe des Schutzes bei einer Störung des Motors ist jedoch die rechtzeitig Trennung des Motors vom versorgenden Netz.

**Tabelle 257:** *Typische Fehler und Bedingungen, Schutzfunktionen und Geräte*

| Fehler und Bedingungen  | Schutzfunktionen und Geräte   |
|---|---|
| Stator Kurzschluss und Erdschluss   | Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz, Ungerichteter Erdfehlerschutz EFxP-TOC, Erdfehlerichtungsschutz DEFxPDEF, Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz HREFPDIF, Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz für Maschinen MHZPDIF, Sicherungen. |
| Wicklungskurzschlüsse   | Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz für Maschinen MHZPDIF   |
| Überlast  | Thermischer Überlastschutz für Motoren MPTTR, RTD-Sensoren  |
| Unzureichende Belüftung, reduzierte Kühlung, ungewöhnliche Umgebungsbedingungen | RTD-Sensoren  |
| Blockierter Rotor, keine Beschleunigung   | Motoranlaufüberwachung STTPMSU  |
| Blockierung eines laufenden Motors  | Motorlastsprungerkennung JAMPTOC  |
| Verlängertes Anlaufen   | Motoranlaufüberwachung STTPMSU  |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt                                 |   |

| Fehler und Bedingungen             | Schutzfunktionen und Geräte  |
|------------------------------------|--|
| Zu häufige Starts                  | Motoranlaufzähler MSCPMRI, Motoranlaufüberwachung STTPMSU  |
| Schiefast, einphasig               | Schiefastschutz für Maschinen MNSPTOC, Spannungsunsymmetrieschutz NSPTOV   |
| Phasenumkehr, falsche Drehrichtung | Drehfeldüberwachung PREVPTOC   |
| Über-/Unterspannung                | Dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV, Unterspannungsschutz (Mitsystem) PSPTUV, Dreiphasiger Überspannungsschutz PHPTOV |
| Frequenz                           | Frequenzschutz FRPFRQ  |
| Lastverlust                        | Unterstromschutz LOFLPTUC  |
| Notstart                           | Notstartoption ESMGAPC   |

## 10.2

### Beschreibung des Beispielfalls

In diesem Beispielfall wird ein bürstenloser 3900 kW-, 10,7-kV-Asynchronmotor geschützt, der einen Kompressor antreibt. Die Motoreinstellungen werden in [Tabelle 258](#) und das Übersichtsschaltbild in [Abbildung 103](#) dargestellt.

**Tabelle 258:** *Motordaten*

| Motorparameter                    | Wert                                |
|-----------------------------------|-------------------------------------|
| Nennleistung                      | 3900 kW                             |
| Spannung                          | 11 kV ±5%                           |
| Strom                             | 246 A                               |
| Schalttyp                         | S1 (Dauerbetrieb)                   |
| Kühlmethode                       | IC 81W, Kühlwassertemp. 22° C       |
| Umgebungstemperatur, max.         | 40°C                                |
| Isolierung oder Temperaturanstieg | Klasse F / B                        |
| Anlaufstrom                       | 5,6 Bemessungsstrom                 |
| Startzeit                         | 3,9 s (U = 100 %), 9,1 s (U = 80 %) |
| Max. Blockierzeit                 | 5 s (warm)                          |
| Anzahl nachfolgender Starts       | 3 / 2 (kalt/warm)                   |
| Aufwärm- und Abkühl-Zeitkonstante | 25 Min und 150 Min                  |
| Höhe, max.                        | 1000 Meter über dem Meeresspiegel   |

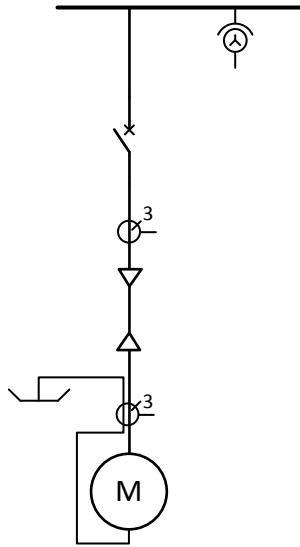


Abb. 103: Übersichtsschaltbild

Der Motor ist mit Phasenstromwandlern 300/5 A und selbsthaltenden Stromwandlern 50/1 A ausgestattet. Darüber hinaus empfängt der Schutz die Spannungsmesswerte vom Bus.

## 10.3 Motorschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaisschnittstellen, die empfohlenen Alarmer, das ACT-Diagramm und die Parametereinstellungen.

### 10.3.1 Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 104](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI) und Binärausgänge (BO) des Relais.

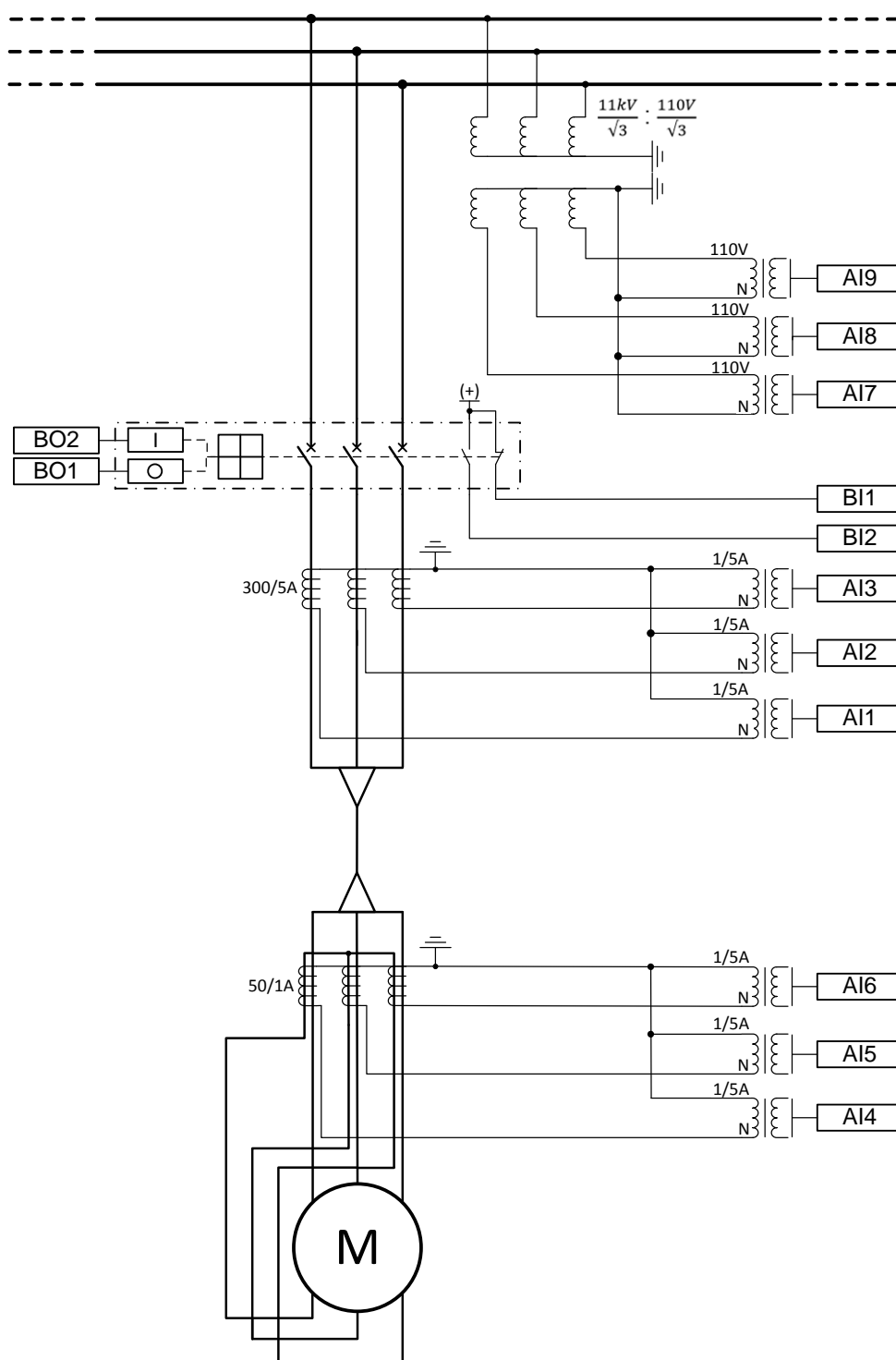


Abb. 104: Relais-Schnittstellen und Strom-/Spannungswandleranschlüsse für den Beispielfall

### 10.3.1.1 Analoge Eingangssignale

*Tabelle 259: Physische analoge Eingangssignale*

| Analogueingang | Beschreibung                         |
|----------------|--------------------------------------|
| AI1            | Leiterstrommessung, Leiter I_A       |
| AI2            | Leiterstrommessung, Leiter I_B       |
| AI3            | Leiterstrommessung, Leiter I_C       |
| AI4            | Differenzialstrommessung, Leiter I_A |
| AI5            | Differenzialstrommessung, Leiter I_B |
| AI6            | Differenzialstrommessung, Leiter I_C |
| AI7            | Leiter-Erde Spannung U_A             |
| AI8            | Leiter-Erde Spannung U_B             |
| AI9            | Leiter-Erde Spannung U_C             |

### 10.3.1.2 Binäre Eingangssignale

*Tabelle 260: Physische binäre Eingangssignale*

| Binäreingang | Beschreibung                               |
|--------------|--|
| BI1          | Leistungsschalterstellung Öffnen-Signal    |
| BI2          | Leistungsschalterstellung Schließen-Signal |

### 10.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

*Tabelle 261: Physische Ausgangssignale*

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen             |
| BO2          | Signal Leistungsschalter schließen, d.h. Motor starten |

### 10.3.1.4 Empfohlene Alarmer

[Tabelle 262](#) enthält eine Empfehlung für die LHMI- und WHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarmer gekennzeichnet werden sollten.

*Tabelle 262: Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Ereigniscontainer                               | Ereignis | Beschreibung                     |
|---|----------|----------------------------------|
| PHIPTOC1  | OPERATE  | Auslösung durch Kurzschlusschutz |
| STTPMSU1  | OPR_IIT  | Auslösung durch Anlaufschutz     |
| JAMPTOC1  | OPERATE  | Auslösung durch Lastsprungschutz |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |          |                                  |

| Ereigniscontainer | Ereignis | Beschreibung                               |
|-------------------|----------|--|
| MPTR1             | OPERATE  | Auslösung durch thermischem Überlastschutz |
| MSCPMRI1          | OPERATE  | Auslösung durch Anlaufzähler               |
| MNSPTOC1          | OPERATE  | Auslösung durch Unsymmetrieschutz          |
| PREVPTOC1         | OPERATE  | Auslösung durch Phasenfolgeschutz          |
| DEFLPDEF1         | OPERATE  | Auslösung durch Erdfehlerschutz            |
| PHPTUV1           | OPERATE  | Auslösung durch Unterspannungsschutz       |
| PHPTOV1           | OPERATE  | Auslösung durch Überspannungsschutz        |
| MPDIF1            | OPERATE  | Auslösung durch Differenzialschutz         |
| OR6               | Q        | Wiederanlauf verhindert                    |

### 10.3.1.5

#### Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Für den Beispielfall wird die Relaiskonfiguration in [Abbildung 105](#), [Abbildung 106](#) und [Abbildung 107](#) dargestellt.

Für die Auslösung werden alle Schutzfunktion-Auslösesignale verwendet. In STTPMSU1 wird empfohlen, die Ausgänge OPR\_IIT and OPR\_STALL für die Auslösung zu verbinden, wobei OPR\_STALL in diesem Beispielfall jedoch nicht verwendet wird.

Das Anlaufen des Motors, das heißt Schließen des Unterbrechers über CBXCBR1 ist nur erlaubt, wenn keine Schutzfunktion das Anlaufen verhindert.

- MPTR1: Wärmekapazität des Motors zu hoch für Anlaufen
- MSCPMRI1: zu häufige Motorstarts
- STTPMSU1: Zeit seit dem letzten Start zu kurz
- MNSPTOC1: unzureichende Kühlung nach Ansprechen wegen Unsymmetrie

In einem solchen Fall muss der Motor erst abkühlen, bevor erneutes Starten erlaubt wird.

**Tabelle 263:** In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock                                  | Beschreibung   |
|---|--|
| ILTCTR1, ILTCTR2, UVTR1                         | Analogsignal-Vorverarbeitung für andere Schutzfunktionen |
| Schutz  | Stellt das GRPOFF-Signals bereit                         |
| CBXCBR1   | Leistungsschaltersteuerung                               |
| TRPPTRC1  | Master-Auslösung   |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |  |

| Funktionsblock    | Beschreibung  |
|-------------------|---|
| PHIPTOC1          | Ungerichteter Leiter-Überstromschutz  |
| MPTTR1            | Thermischer Überlastschutz  |
| JAMPTOC1          | Motorlastsprungschutz   |
| STTPMSU1          | Motoranlaufüberwachung  |
| MSCPMRI1          | Motorstartzähler  |
| MNSPTOC1          | Gegensystem-Überstromschutz   |
| PREVPTOC1         | Phasenumkehrschutz  |
| MHZPDIF1          | Differentialschutz mit hoher Impedanz oder Flusssymmetrie                             |
| PHPTUV1           | Drei-Phasen-Unterspannungsschutz  |
| PHPTOV1           | Drei-Phasen-Überspannungsschutz   |
| DEFLPDEF1         | Gerichteter Erdschluss-Schutz, niedrige Stufe   |
| OR<br>OR6<br>OR20 | OR-Gate mit zwei Eingängen<br>OR-Gate mit sechs Eingängen<br>OR-Gate mit 20 Eingängen |
| SR                | S-R Flip-Flop, flüchtig   |

**Tabelle 264:** *Physikalische Analogkanäle der Funktionen*

| Schutz    | Phasenströme<br>AI1, AI2, AI3 | Differentialströme<br>AI4, AI5, AI6 | Leiter-Erde Spannungen<br>AI7, AI8, AI9 |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------------|---|
| MPTTR1    | x                             |                                     |   |
| PHIPTOC1  | x                             |                                     |   |
| MSCPMRI1  |                               |                                     |   |
| STTPMSU1  | x                             |                                     |   |
| MNSPTOC1  | x                             |                                     |   |
| PREVPTOC1 | x                             |                                     |   |
| MHZPDIF1  |                               | x                                   |   |
| JAMPTOC1  | x                             |                                     |   |
| PHPTOV1   |                               |                                     | x                                       |
| PHPTUV1   |                               |                                     | x                                       |
| DEFLPDEF1 | x (Io berechnet)              |                                     | x (Uo berechnet)                        |

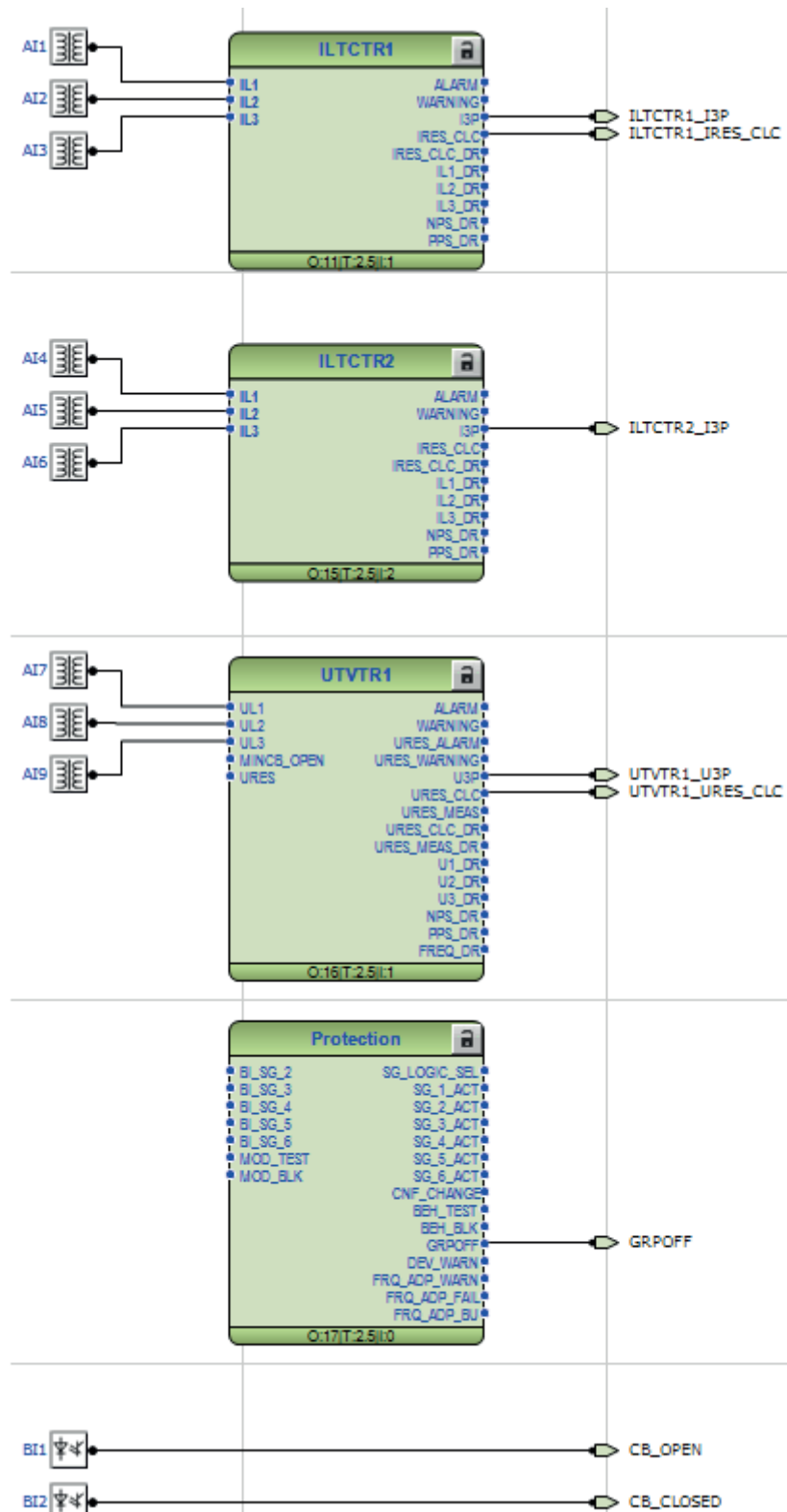


Abb. 105: Eingangsbereich

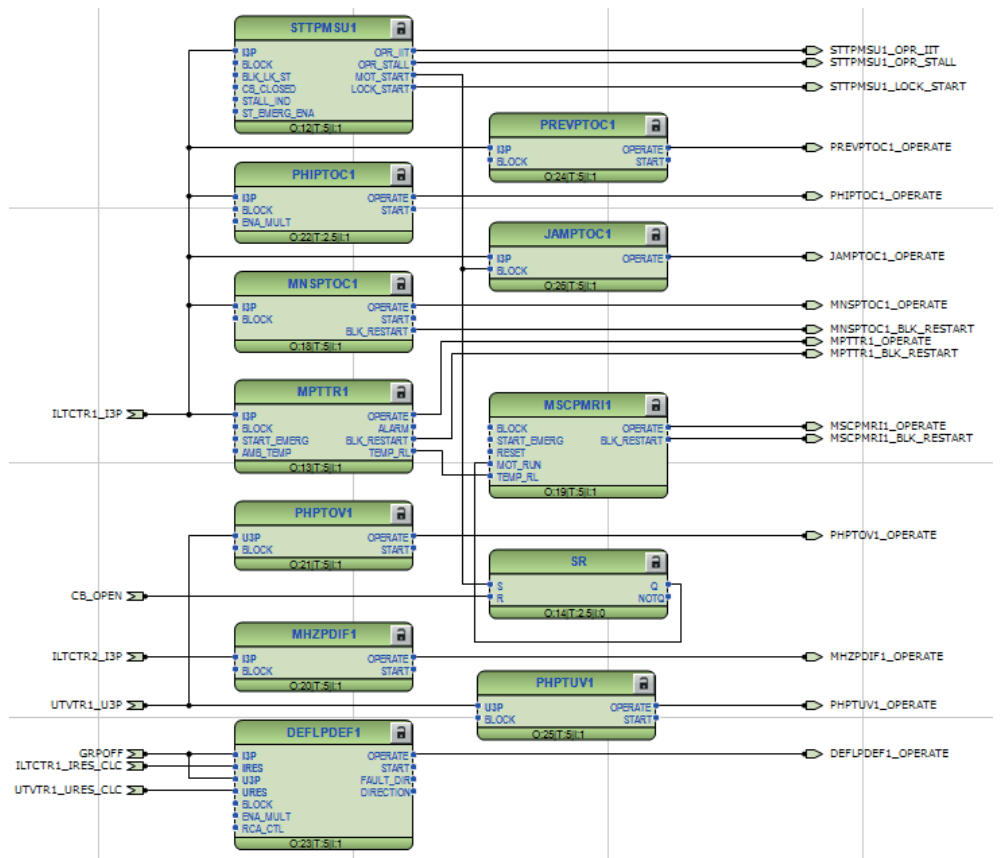


Abb. 106: Anwendungsbereich

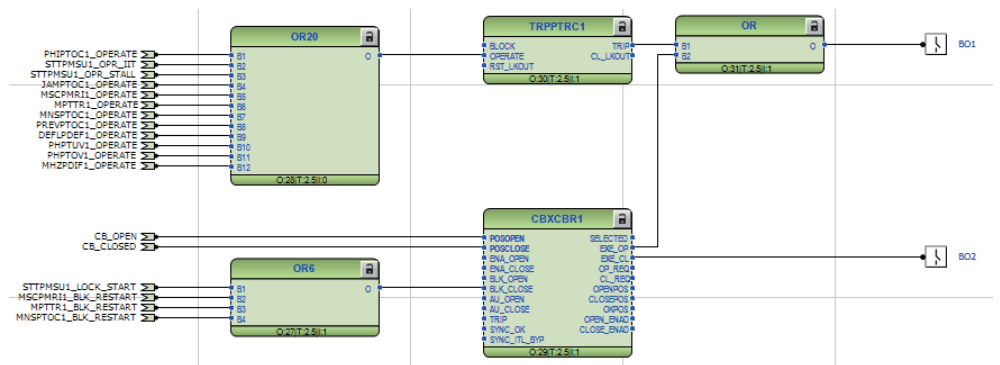


Abb. 107: Ausgangsbereich

### 10.3.1.6

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist der Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktionsblock; LTCTR1 wird für Leiterströme verwendet und ILTCTR2 für das Differenzialstromsignal. Die [Tabelle](#)

[265](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 265:** *ILTCTR-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung   | Empfohlene Werte |         | Beschreibung      |
|---------------|------------------|---------|-------------------|
|               | ILTCTR1          | ILTCTR2 |                   |
| Primärstrom   | 300 A            | 50 A    | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 5 A              | 1 A     | Sekundärstromwert |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden. [Tabelle 266](#) und [Tabelle 267](#) zeigen die Funktionseinstellungen für den Beispielfall

**Tabelle 266:** *UTVTR1: Leiterspannungs-Transformatorfunktionseinstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung           |
|------------------|------------------|------------------------|
| Primärspannung   | 11 kV            | Primäre Nennspannung   |
| Sekundärspannung | 110 V            | Sekundäre Nennspannung |

**Tabelle 267:** *UTVTR1: Verlagerungsspannung-Transformatorfunktionseinstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung           |
|------------------|------------------|------------------------|
| Primärspannung   | 6,35 kV          | Primäre Nennspannung   |
| Sekundärspannung | 110 V            | Sekundäre Nennspannung |

### MPTTR1 – Thermischer Überlastschutz für Motoren

Motorüberlast ist vorrangig auf die abnormale Verwendung des Motors, unsymmetrische Versorgungsspannung oder Oberschwingungen zurückzuführen. Alles das trägt zu Motorverlusten bei und verursacht somit zusätzliche Wärme. Sollten die Motortemperaturen die für die Schutzklasse angegebenen Grenzwerte überschreiten, beschleunigt sich der Verschleiß der Wicklungsisolation und das bedeutet eine verkürzte Lebensdauer des Motors. Als Daumenregel gilt: jeder Temperaturanstieg um 8...12° C halbiert die Lebensdauer. Zu hohe oder häufige Überlast kann ebenfalls zu elektrischem Schaden in der Wicklung oder zu Rotorschäden beitragen.

Deshalb ist der thermische Überlastschutz, zusätzlich zum Kurzschlusschutz des Motors, der wichtigste Schutz. Im Allgemeinen fordern die Behörden die Ausstattung des Motors mit thermischem Überlastschutz.

MPTTR1 berechnet die thermische Motorschutzkapazität basierend auf der Leiterstrommessung. Der wahre RMS-Wert des Strom wird gemessen, so dass auch die Oberschwingungen berücksichtigt werden. MPTTR1 schützt gegen jede

Art von thermischer Überlast, mit Ausnahme reduzierter Kühlung, so dass RTD-Sensoren die Wicklungstemperatur überwachen müssen.

Die Ermittlung der geeigneten Einstellung für MPTTR1 kann in drei Schritten durchgeführt werden: zuerst wird der *Overload factor* (Überlastfaktor) festgelegt, dann der *Weighting factor* (Gewichtungsfaktor) und die Zeitkonstanten. Abschließend werden die restlichen Einstellungen vorgenommen.

#### Schritt 1

Die *Überlastfaktor*-Einstellung definiert die maximal zulässige Dauerlast. Im Beispielfall ist der Motor in Temperaturklasse B (80° C) und Isolierklasse F (max. Temperatur 155° C) ausgelegt. Bei Verwendung mit der Auslegungsumgebungstemperatur 40 C erreicht der Motor den Höchstwert von 155 C, wenn der Laststrom mindestens  $\sqrt{[(155 - 40)/80]} = 1,198$ -fache der Motornennlast beträgt. Das ist der maximale Wert für die *Überlastfaktor*-Einstellung. Allerdings wird in MPTTR typischerweise in geringerer Wert, wie 1,05, verwendet.

#### Schritt 2

Das thermische Verhalten von Stator und Rotor während Anfahren und langfristigen Überlastsituationen weicht beträchtlich voneinander ab. Wenn in MPTTR1 der *Gewichtungsfaktor* = "50%", werden sowohl das Überhitzungsverhalten („Hot Spot“) des Motors als auch der thermische Hintergrund modelliert. Bei Überlast oder Anfahren folgt MPTTR1 dem thermischen Verhalten der heißesten Stellen (typischerweise der Rotor), wobei 50 % dieses thermischen Anstieg an den Hintergrund abgegeben werden (Motorgehäuse). Es wird davon ausgegangen, dass Überhitzungen nach einer Überlastung schnell an das umgebende Material (Motorgehäuse) abgegeben werden. Somit senkt MPTTR1 das thermische Niveau von überhitzten Punkten schnell auf das thermische Niveau des Hintergrunds ab.

Eine allgemeine Empfehlung ist, standardmäßig *Gewichtungsfaktor* = "50 %" und *Überlastfaktor* = "1,05". Das bedeutet auch, dass ungefähr die Hälfte der thermischen Leistung des Motors genutzt wird, wenn der Motor bei Volllast läuft. Das heißt, der Motor hat Kapazität für einen Warmneustart ohne jegliche Abkühlzeit.

Es gibt verschiedene Methoden, um die Einstellung für die Zeitkonstanten zu finden. In diesem Beispielfall sind die thermischen Grenzkennlinien des Motors verfügbar und die MPTTR1 *Time constant normal* (Zeitkonstante normal) wird entsprechend festgelegt. Das heißt, die Schutzkennlinien sind gleich oder unterhalb der thermischen Grenzkennlinien des laufenden Motors. Die thermischen Überlastkennlinien müssen nicht gleich oder unterhalb der gesperrten thermischen Grenzkennlinien des Rotors sein, weil das Relais dafür über eine spezifische Schutzfunktion verfügt.

Die Verwendung der vom Motorhersteller vorgegebenen Aufwärmzeitkonstante für den Schutz wird nicht empfohlen, weil diese typischerweise zu unzureichendem

Wärmeschutz führt. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Aufwärmzeitkonstante hauptsächlich den Stator im Normalbetrieb des Motors darstellt und somit wesentliche Sicherheitsgrenzen, beispielsweise in anderen Teilen des Motors während Überlast, nicht berücksichtigt. Die Motor-Abkühlzeitkonstante kann jedoch als ein guter Ausgangspunkt für die MPTR1-Einstellung *Time constant stop* (Zeitkonstante Stillstand) verwendet werden.

Die *Time constant start* (Zeitkonstante Start) wird typischerweise entsprechend der *Time constant normal* (Zeitkonstante normal) festgelegt.

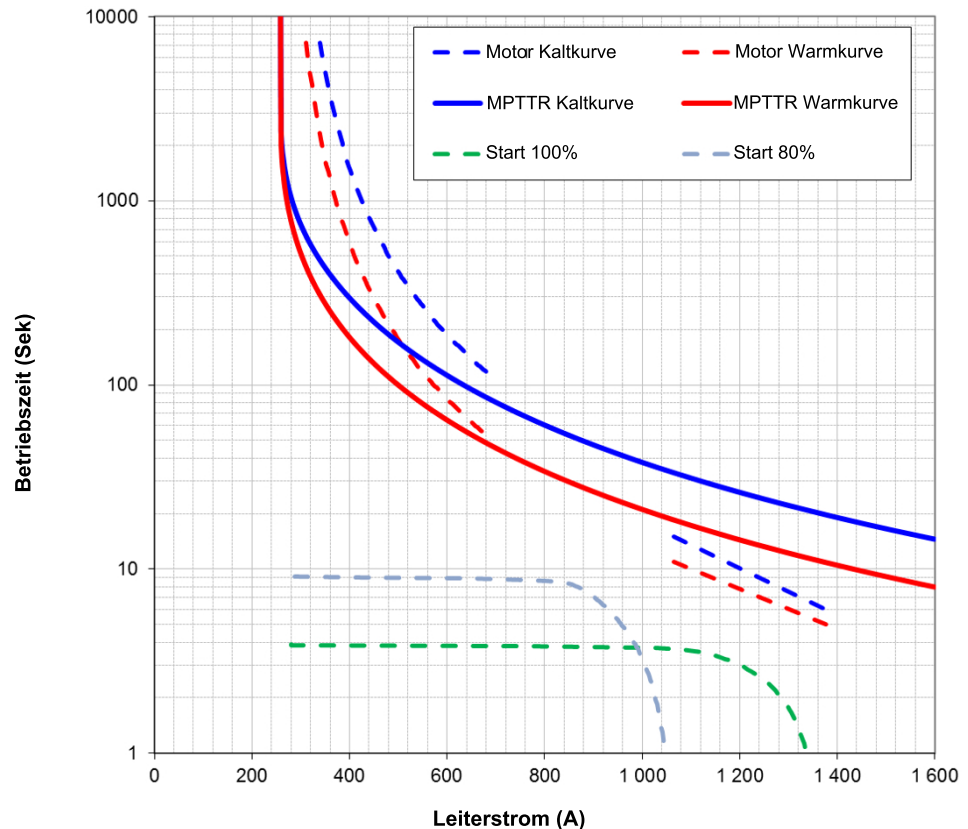


Abb. 108: Motorüberlastgrenze-, Zeit-Strom- und thermische Überlastkennlinien

### Schritt 3

Um die übermäßige Wärmeenerzeugung infolge von Unsymmetrie zu berücksichtigen, kann die MPTR1-Einstellung *Negative Seq factor* (Gegen.-Sys. Faktor) verwendet werden.

Mit der Einstellung *Restart thermal Val* (Anlaufsperr-Temp.) wird das Wiederanlaufen des Motors gesperrt, bis die thermische Motorleistung für den Neustart ausreicht. Der Einstellwert kann folgendermaßen berechnet werden

$$\text{Restart thermal Val} = 95\% - \frac{\text{start-up time}}{\text{Cold motor trip time at start-up current}} \cdot 100\%$$

(Gleichung 5)

In diesem Beispielfall beträgt die Anlaufzeit bei Bemessungsspannung 3,9 s, und die MPTR1-Auslösezeit bei Anfahrstrom ca. 20 s ([Abbildung 108](#)). Das heißt  $95\% - (3,9/20) \cdot 100\% = 75\%$ . Anlaufen bei 80 % der Bemessungsspannung dauert 9,1 Sek. und die Auslösezeit sind 33,3 Sek., d.h.  $95\% - (9,1/33,3) \cdot 100\% = 66,7\%$ .

Es wird empfohlen zu überprüfen, ob MPTR1 die erforderliche Anzahl der Warmstarts zulässt. *Anlaufsperr-Temp.* kann entsprechend gemeinsam mit *Zeitkonst. Stillst.* gewählt werden, um die Schnelligkeit des nächsten Anlaufens zu begrenzen. Im Beispielfall wird *Anlaufsperr-Temp.* mit 56% festgelegt.

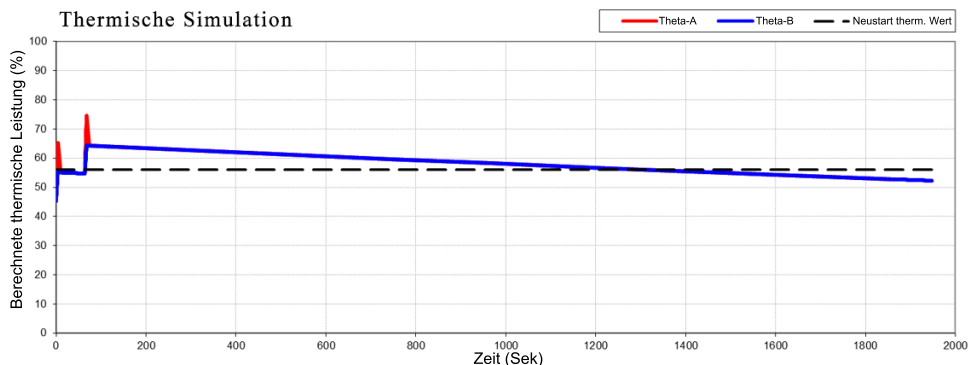


Abb. 109: Simulation von zwei Warmstarts bei Bemessungsspannung mit den empfohlenen Einstellungen

Tabelle 268: MPTR1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung              | Empfohlener Wert                    | Beschreibung  |
|--------------------------|-------------------------------------|---|
| Überlastfaktor           | 1,05                                | Erlaubte Dauerüberlast  |
| Restart thermal Val      | 56 %                                | Temperaturpegel für erneuten Motoranlauf sperren                |
| Negative Seq factor      | 5,6 <sup>1)</sup>                   | Wärmewirkungsfaktor für Unsymmetrie                             |
| Gewichtungsfaktor p      | 50 %                                | Gewichtungsfaktor für therm. Abbild                             |
| Zeitkonstante normal     | 550 Sek.                            | Zeitkonstante während Motor-normalbetrieb und leichter Überlast |
| Zeitkonstante Start      | 550 Sek.                            | Zeitkonstante während Motorstart                                |
| Zeitkonstante Stillstand | 9000 Sek <sup>2)</sup>              | Zeitkonstante während Motorstillstand                           |
| Spannungsreferenz        | 0,82 x I <sub>n</sub> <sup>3)</sup> | Volllaststrom des Motors  |

1)  $175 / (I_{\text{Start}} / I_{\text{Nenn}})^2 = 175 / 5,6^2 = 5,58$

2) Identisch mit der Motorabkühlzeitkonstante (150 Min)

3)  $\text{Motornenn.} / \text{CT-Nenn.} = 246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 0,82 \text{ x I}_n$

### PHIPTOC1 – Unverzögerter Leiter-Überstromschutz ( $I >>>$ )

PHIPTOC1 sorgt für Kurzschlusschutz im Motor- oder Einspeiserkabel. Für PHIPTOC1, das die Peak-to-Peak-Messfunktion nutzt, wird die Einstellung  $1,5 \cdot$  Motorstartstrom mit Mindestbetriebszeit empfohlen. Die [Tabelle 269](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die voreingestellten Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 269:** PHIPTOC1-Einstellungen

| Einstellung             | Empfohlener Wert      | Beschreibung            |
|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| Startwert               | $6,9 \times I_n^{1)}$ | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 20 ms                 | Auslöseverzögerungszeit |

1)  $1,5 \cdot 5,6 \cdot 246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 6,9 \times I_n$

### MSCPMR11 – Motoranlauf-Zähler

Der Motorhersteller gibt an, dass der Motor aus dem kalten Zustand drei Mal hintereinander oder aus dem warmen Zustand zweimal hintereinander anlaufen kann. MSCPMR11 wird für die Begrenzung dieser Anlaufzahlen verwendet.

Eine typische Dauer für die Abkühlung des Wärmeeffekts eines einfachen Anlaufs sind 60 Minuten, sofern der Motorhersteller keine anderweitigen Angaben macht.

Für die Unterscheidung zwischen Kalt- und Warmstarts muss *Warm start level* (Warmstartlevel) richtig gesetzt werden. Dieser ist abhängig von den MPTTR1-Einstellungen, weil MPTTR1 das thermische Niveau des Motors übermittelt. Ein guter Einstellwert ist ungefähr das  $0,5 \dots 0,7$ -fache des MPTTR1 *Weighting factor* (Gewichtungsfaktors), der dem Wärmeanstieg des Motors um ungefähr  $50 \dots 75 \%$  der Nennbetriebstemperatur entspricht.

**Tabelle 270:** MSCPMR11-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.

| Einstellung         | Empfohlener Wert      | Beschreibung   |
|---------------------|-----------------------|--|
| Warmstartlevel      | $35 \%$ <sup>1)</sup> | Temperaturschwelle   |
| Max Anz Kaltstart   | 3                     | Maximale Anzahl zulässiger Kaltstarts  |
| Max. Anz. Warmstart | 2                     | Maximale Anzahl zulässiger Warmstarts  |
| Zählerabsenkezeit   | 60 min.               | Abkühlzeit nach einem Anlaufen   |
| Cnt Dec time Mult   | 1                     | Multiplikator für <i>Cnt decrease time</i> (Zählerabsenkezeit), wenn der Motor stoppt. |

1)  $0,7 \cdot \text{MPTTR1 Gewichtungsfaktor}$

### STTPMSU1 – Motorstart-Überwachung

Diese Funktion umfasst die Motoranlauferkennung (MOT\_START-Ausgang), den thermischen belastungsbasierten Anlaufschutz (OPER\_IIT-Ausgang),

unabhängigen Rotorblockierschutz (OPR\_STALL-Ausgang und den Gesamtanlaufzeit-Zähler LOCK\_START-Ausgang).

Damit das Anlaufen des Motors richtig erkannt wird, muss zuerst die Einstellung *Motor standstill A* (Strom Motorstillstand) unterhalb des Motoraussschaltstrom, typischerweise 12 % des Motorbemessungsstrom, festgelegt werden. Danach wird die Einstellung *Start detection A* (Anlauf Erk. A) typischerweise mit mindestens 150 % des Motorbemessungsstroms und 75 % unterhalb des Motoranlaufstroms festgelegt. Abschließend wird die Einstellung *Str over delay time* (Zeit abgel. Anlauf) verwendet, um festzulegen, wie lange die Statorströme unter  $0,9 \cdot \text{Start detection A}$  (Anlauf Erk. A) gehalten werden müssen, bevor der Motoranlauf beendet ist. Ohne Stern-Dreieck (Y/D)-Anlauf oder bei rundgewickelten Motoren mit sehr geringem Motoranlaufstrom (z. B. und Softstarts) werden 100 ms gewählt.

Die auf dem Anlaufschutz basierende thermische Belastung basiert wiederum auf dem Integral des Anlaufstroms über die Anlaufzeit; vereinfacht ausgedrückt als  $I^2 \cdot t$  (oder IIT). *Motor start-up A* (Motoranlauf A) wird gemäß dem Motoranlaufstrom festgelegt. *Motor start-up time* (Motoranlaufzeit) wird vorzugsweise unterhalb der Zeit für den Rotorblockierschutz festgelegt, jedoch mindestens 10 % über der tatsächlichen Motoranlaufzeit. Auf diese Weise ist der Motor gegen Rotorblockierung und verlängerten Anlauf geschützt. Die *Betriebsart* wird mit "IIT" festgelegt, was bedeutet, dass die Einstellung *Lock rotor time* (Rotorblockierzeit) unwirksam ist.



Die *Betriebsart* „Stall“ kann nur verwendet werden, wenn der Motor mit einem Drehzahlmesser mit Anzeige des stationären oder drehenden Motors ausgestattet ist.

Mit dem Startgesamtzähler kann die gesamte Motoranlaufzeit begrenzt werden. Diese Funktionen und MSCPMRI1 überschneiden sich: MSCPMRI1 zählt die Anzahl der Kalt- und Warmstarts, wobei die Anlaufzeit ignoriert wird. STTMPSU1 wiederum zählt die Gesamtstartzeit. Somit kann der Schutz in STTMPSU1 als zusätzliche Begrenzung der Startvorgänge verwendet werden, wenn die Anlaufzeit innerhalb der zulässigen Grenzen und, beispielsweise bei Anläufen mit zu hoher Last, länger als normal ist. Wenn die Gesamtstartzeit die Einstellung *Cumulative time Lim*, (Gesamtzeitgrenze) überschreitet, werden weitere Neustarts unterbunden, bis der Zähler diese Einstellung unterschreitet. Die Abfallrate wird mit der Einstellung *Counter Red rate* (Zählerrate) festgelegt.

STTPMSU1 verfügt auch über die *Restart inhibit time* (Wiederanlaufsperrzeit), die das erneute Anlaufen des Motors unterbindet, bis zumindest die letzte Startzeit abgelaufen ist. Typischerweise sind 5...10 Minuten zwischen aufeinanderfolgenden Starts ausreichend, um die thermische Gesamtbelastung infolge zu schneller Neustarts, insbesondere des Rotors, zu reduzieren.

**Tabelle 271:** *STTPMSU1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung         | Empfohlener Wert      | Beschreibung  |
|---------------------|-----------------------|---|
| Betriebsart         | IIT                   | Betriebsart   |
| Motoranlauf A       | 4,6 xIn <sup>1)</sup> | IIT Schutzstrom-Einstellung   |
| Motoranlaufzeit     | 4,5 s                 | IIT Schutzauflösezeit, wenn der Motorstrom der Strom-einstellung entspricht |
| Rotorblockierzeit   | N/A <sup>2)</sup>     | Erlaubte Rotorblockierzeit  |
| Zählerrate          | 3,9 s/h <sup>3)</sup> | Anlaufgesamtzähler-Verringerungsrate  |
| Gesamtzeitgrenze    | 8,5 s <sup>4)</sup>   | Anlaufgesamtzähler Wiederanlaufunterdrückungsschwelle                       |
| Anlaufunterdr.-zeit | 10 min.               | Unterdrückung nach dem Anlaufen   |

1) Motoranlaufstrom  $5,6 \cdot 246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 4,6 \times I_n$

2) Nicht wirksam in IIT-Modus

3) Gemäß der Motoranlaufzeit

4) 1,1 2 Anlaufzeit (für 2+ 1 zugelassene Kaltstarts)

### MNSPTOC1 – Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen

MNSPTOC1 wird für den Schutz gegen Schiefast und defekte Leiter genutzt.

Diese Zustände erzeugen zusätzliche Wärmeverluste und lokale Überhitzung des Rotors sowie mechanische Vibrationen. Ein typischer Einstellung ist 8...15 %.

Sowohl die unabhängige Betriebszeit (typischerweise 5...10 s) als auch die IDMT-Kennlinie werden herangezogen.

Jede Schiefast im Netz erzeugt Schiefasten in den Anlagenspannungen, insbesondere bei schwacher Versorgung. Das Spannungsungleichgewicht verursacht dann Unsymmetrie der Phasenströme im gesunden Motor, der den Schiefastschutz startet. Damit sichergestellt ist, dass nur der fehlerhafte Motorzuleiter auslöst, wird die IDMT-Kennlinie empfohlen. Bei Anwendung der IDMT entspricht die Einstellung *Machine time Mult* (Maschinenzeit Mult) der Motorkonstante  $I_2^2 \cdot t$ . D.h. Ermittlung der Widerstandsfähigkeit des Rotors gegen die durch das Gegensystem erzeugte Wärme. Die Einstellung kann geschätzt werden als  $175 / I_{\text{start}}^2$ .



Bei einem defekten Leiter beträgt der Gegensystemstrom 58 % des Statorstroms. Die Motordrehzahl sinkt sich wegen des Abfalls der elektrischen Leistung, woraufhin der Statorstrom ansteigt, bis das Gleichgewicht zwischen Leistung/Drehmoment wiederhergestellt ist oder der Motor stoppt. Wenn der Motor stoppt, stimmt der Statorstrom mit dem Anlaufstrom überein. Für den Motor im Beispiel beträgt der Gegensystemstrom  $58 \% \cdot 5,6 = 325 \%$  des Motorbemessungsstroms.



Die zusätzlich erzeugte Wärme infolge der Unsymmetrie kann in MPTR1 ebenfalls berücksichtigt werden.

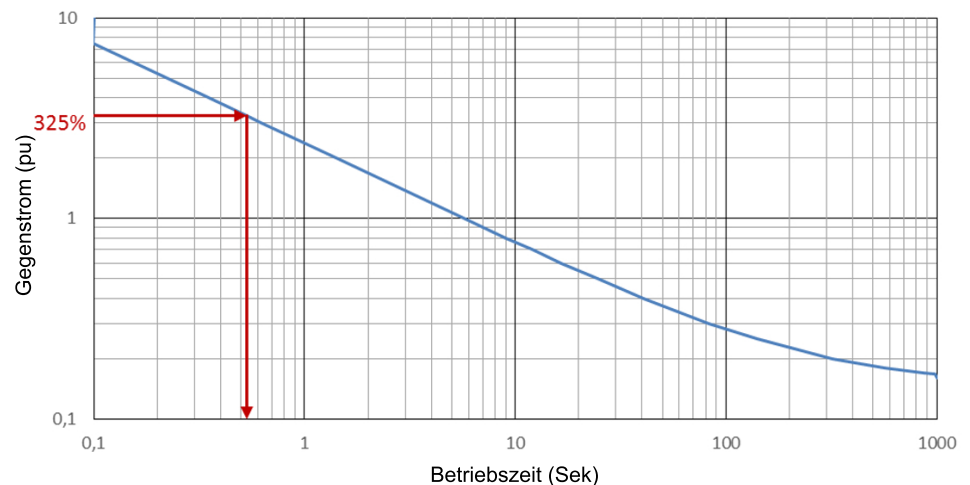
**Tabelle 272:** *MNSPTOC1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung         | Empfohlene Werte       | Beschreibung  |
|---------------------|------------------------|---|
| Startwert           | $0,12 \times I_n^{1)}$ | Startwert   |
| Betriebskennlinie   | Inv. Kennlinie B       | Betriebskennlinie                                   |
| Maschinenzeit Mult. | $5,6^{2)}$             | Maschinenabhängige Zeitkonstante für IDMT-Kennlinie |
| Spannungsreferenz   | $0,82 \times I_n^{3)}$ | Volllaststrom des Motors                            |

1)  $15\%$  Motornenn. ( $0,15 \cdot 246 \text{ A} / 300 \text{ A}$ ) =  $0,12 \times I_n$

2)  $175 / I_{\text{start}}^2 = 5,6$

3) Motornenn. / CT-Nenn. =  $246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 0,82 \times I_n$



**Abb. 110:** *MNSPTOC1-Betriebszeit mit empfohlenen Einstellungen*

### PREVPTOC1 – Phasenumkehrschutz

Mit PREVPTOC1 kann der Motorbetrieb in der falschen Richtung unterbunden werden. Der Schutz basiert auf dem Verhältnis von Gegensystem- und Mitsystemstrom. In der normalen Phasenfolge ohne Unsymmetrie entspricht der Mitsystemstrom dem Statorstrom und der Gegensystemstrom ist Null. Bei einer falschen, d.h. umgekehrten Phasenfolge, ist der Mitsystemstrom Null, der Gegensystemstrom entspricht dem Statorstrom.

**Tabelle 273:** *PREVPTOC1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellungen           | Empfohlener Wert       | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Startwert               | 0,62 xIn <sup>1)</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 100 ms                 | Auslöseverzögerungszeit |

1)  $0,75 \cdot 236 \text{ A} / 300 \text{ A} = 0,62 \text{ xIn}$

### MHZPDIF1 – Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz

Dieses Relais bietet Möglichkeiten für die Realisierung eines anderen Differenzialschutzes. In diesem Beispielfall ist der Motor im Stern geschaltet und mit separaten Stromwandlern für die Messung der flussinduzierten Differentialströme in jeder Phase ausgestattet. Daher wird MHZPDIF1 verwendet.

Der Vorteil des Summenstrom-Differentialschutz mit drei Stromwandlern gegenüber dem stabilisierten Differenzialschutz mit Phasenmessungen aus sechs Stromwandlern ist, dass Flusstransformatoren unabhängig von der Leiter-Strom-Amplitude gewählt werden können.

Der Einstellwert ist typischerweise sehr niedrig; in diesem Fall 4 % der Stromwandlerleistung, d.h. 12 A primär.

**Tabelle 274:** *MHZPDIF1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung      | Empfohlener Wert | Beschreibung            |
|------------------|------------------|-------------------------|
| Auslösewert      | 4 %In            | Auslösewert             |
| Min. Auslösezeit | 20 ms            | Auslöseverzögerungszeit |

### JAMPTOC1 – Motorlastsprungschutz

JAMPTOC1 schützt den Motor vor Lastsprung, z. B. wegen zu hoher mechanischer Last. In einem solchen Fall steigt der Statorstrom bis auf den Anzugsstrom an. Der Schutz löst aus, wenn der Statorstrom den Wert während der Einstellzeit überschreitet. Die Funktion ist während Motoranlauf gesperrt.

Der *Startwert* wird typischerweise auf 50...75 % des Anzugsstroms gesetzt; als *Auslöseverzögerungszeit* werden circa 1...2 s gewählt.

**Tabelle 275:** *JAMPTOC1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung             | Empfohlener Wert      | Beschreibung            |
|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| Startwert               | 2,3 xIn <sup>1)</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 2000 ms               | Auslöseverzögerungszeit |

1)  $0,5 \cdot 5,6 \cdot 246 \text{ A} / 300 \text{ A} = 2,3 \text{ xIn}$

**PHPTUV1 – Dreiphasen-Unterspannungsschutz**

Unterspannung erzeugt einen Anstieg des Statorstroms und Überlast des Motors. Dieses erkennt jedoch der thermische Überlastschutz.

Wenn nur eine Stufe des Unterspannungsschutzes verwendet wird, wird der Schutz typischerweise auf 70 % der Bemessungsspannung und eine kurze Auslösezeit gesetzt. Bei Ausfall der Versorgungsspannung muss der Unterspannungsschutz typischerweise die Motorabschaltung veranlassen, damit ein simultanes erneutes Anlaufen aller Motor vermieden wird, wenn die Spannungsversorgung wieder hergestellt ist.

Bei der Verwendung des zweistufigen Schutzes wird die zweite Stufe typischerweise auf 90 % gesetzt, allerdings muss die Betriebszeit länger sein, als die Motorunterspannungsanlaufzeit.

**Tabelle 276:** *PHPTUV1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellungen           | Empfohlener Wert       | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Startwert               | 0,68 xUn <sup>1)</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 1000 ms <sup>2)</sup>  | Auslöseverzögerungszeit |

1)  $0,7 \cdot 10,7 \text{ kV} / 11 \text{ kV} = 0,68 \text{ xUn}$

2) Erlaubt kurzzeitige Unterbrechungen und Übergänge

**PHPTOV1 – Dreiphasen-Überspannungsschutz**

In den meisten Fällen können Motoren als spannungsabhängige Lasten mit einem konstanten U/F-Verhältnis angeglichen werden. Eine Anhebung dieses Verhältnisses wegen Überspannung oder Unterfrequenz erhöht die Flussdichte im Motor, was zu übermäßiger Erwärmung beitragen kann.

Typischerweise wird der Überspannungsschutz mit circa 110 bis 120 % der Bemessungsspannung und die Schaltzeit mit wenigen Sekunden festgelegt. Der Schutz muss mit dem Eingangs-/Bus-Überspannungsschutz koordiniert werden.

**Tabelle 277:** *PHPTOV1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung             | Empfohlener Wert       | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Startwert               | 1,07 xUn <sup>1)</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 5000 ms <sup>2)</sup>  | Auslöseverzögerungszeit |

1)  $1,1 \cdot 10,7 \text{ kV} / 11 \text{ kV} = 1,07 \text{ xUn}$

2) Erlaubt kurzzeitige Übergänge

**DEFLPDEF1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz, tiefe Stufe, I▷**

Aus Sicht des Schutzes ist die Messung des Erdschlussstroms mit einem Kabelumbau-Stromwandler CT (CBCT) die beste Wahl. Es bieten sich zwei Vorteile: das CBCT-Verhältnis kann geringer gewählt werden als das Leiter-

Stromwandlerverhältnis und es besteht keine Gefahr der Stromwandlersättigung bei Motoreinschaltung.

In Motoranwendungen wird der Erdschlussstrom typischerweise als Summe der Leiterströme gemessen oder berechnet. Der Nachteil ist, dass das Relais bei Sättigung des Phasen-Stromwandlersatzes zu Beginn der Motoreinschaltung einen unwahren Erdschlussstrom erkennt. In diesem Fall erlaubt DEFLPDEF1 die Ausführung der Schutzfunktion nur, wenn gleichzeitig Summenstrom ( $U_0$ ) anliegt.

In diesem Beispielfall ist der maximale Erdschlussstrom in Netz 30 A. Die Verwendung von beispielsweise Einstellung 1% ( $1\% \cdot 300 \text{ A} = 3 \text{ A}$  in primär) für Erdschlussschutz schützt dann 90 % der Motorwicklungen, ausschließlich des Effekts der möglichen Fehlerresistenz. Die Betriebszeit muss mit anderem Erdschlussschutz im Netz koordiniert werden. In diesem Beispiel wird die Zeit 100 ms verwendet.

Die *Startwert*-Einstellung muss gleich oder unterhalb der Restspannung im Netz der 3-A-Relaiseinstellung sein. Die *Startwert*-Einstellung muss jedoch höher sein, als die normale Restspannung im Netz in gutem Zustand. In diesem Beispiel wird die Zeit  $0,10 U_n$  verwendet. Die berechnete Restspannung kann nur genutzt werden, wenn die VTs, wie in diesem Fallbeispiel, in Sternschaltung mit dem Relais verbunden sind.

**Tabelle 278:** *DEFLPDEF1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung             | Empfohlener Wert          | Beschreibung   |
|-------------------------|---------------------------|--|
| Startwert               | 0,01 xIn                  | Startwert für den Summenstrom  |
| Gerichteter Modus       | Ungerichtet <sup>1)</sup> | Gerichteter Modus  |
| Auslöseverzögerungszeit | 100 ms                    | Auslöseverzögerungszeit  |
| Spannungsstartwert      | 0,10 xUn                  | Startwert für die Restspannung   |
| Spannungsbegrenzung ein | True                      | <i>Spannungsanregewert</i> wird verwendet, d.h., der Schutz startet/arbeitet erst, wenn die Restspannung den <i>Voltage start value</i> (Spannungsanregewert) überschreitet. |

1) Auch als gerichtet möglich

# Abschnitt 11 Synchronmotorschutz

## 11.1 Einführung in die Anwendung

Elektrische Motoren sind vielen Störungen und Belastungen ausgesetzt. Ein Teil dieser Störungen ist auf äußere Einflüsse zurückzuführen, wie Über- und Unterspannung, Über- und Unterfrequenz, Oberschwingungen, Unsymmetriespannung und Versorgungsunterbrechungen zurückzuführen, wie automatisches Wiedereinschalten im versorgenden Netz. Weitere Ursachen für externe Störungen sind unter anderem Schmutz im Motor, das Kühlsystem sowie Lagerfehler oder ansteigende Umgebungstemperatur und Feuchtigkeit. Belastungsfaktoren infolge abnormaler Nutzung des Motorantriebs sind häufige aufeinanderfolgende Anläufe, Stillstand und Überlastsituationen, einschließlich mechanischer Belastung. Belastung und mechanische Störungen tragen zur Verschlechterung der Wicklungsisolierung des Motors bei und sie beschleunigen die thermische Alterungsrate, was zu einem Isolationsfehler führen kann.

Der Zweck des Motorschutzes ist die Begrenzung der Auswirkungen von Störungen und Belastungsfaktoren auf ein sicheres Maß, indem Überlastung begrenzt oder häufige Startversuche unterbunden werden. Die Aufgabe des Schutzes bei einer Störung des Motors ist jedoch die rechtzeitig Trennung des Motors vom versorgenden Netz.

**Tabelle 279:** *Typische Fehler und Bedingungen, Schutzfunktionen und Geräte*

| Fehler und Bedingungen  | Schutzfunktionen und Geräte   |
|---|---|
| Stator Kurzschluss und Erdschluss   | Ungerichteter Dreiphasen-Leiter-Überstromschutz, Ungerichteter Erdfehlerschutz EFxP-TOC, Erdfehlerichtungsschutz DEFxPDEF, Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz HREFPDIF, Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz für Maschinen MHZPDIF, Sicherungen. |
| Wicklungskurzschlüsse   | Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen MPDIF, Hochimpedanz oder Summenstrom-Differentialschutz für Maschinen MHZPDIF   |
| Überlast  | Thermischer Überlastschutz für Motoren MPTTR, RTD-Sensoren  |
| Unzureichende Belüftung, reduzierte Kühlung, ungewöhnliche Umgebungsbedingungen | RTD-Sensoren  |
| Blockierter Rotor, keine Beschleunigung   | Motoranlaufüberwachung STTPMSU  |
| Blockierung eines laufenden Motors  | Motorlastsprungerkennung JAMPTOC  |
| Verlängertes Anlaufen   | Motoranlaufüberwachung STTPMSU  |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt                                 |   |

| Fehler und Bedingungen                             | Schutzfunktionen und Geräte  |
|--|--|
| Zu häufige Starts                                  | Motoranlaufzähler MSCPMRI, Motoranlaufüberwachung STTPMSU  |
| Schiefast, einphasig                               | Schiefastschutz für Maschinen MNSPTOC, Spannungsunsymmetrieschutz NSPTOV   |
| Phasenumkehr, falsche Drehrichtung                 | Drehfeldüberwachung PREVPTOC   |
| Über-/Unterspannung                                | Dreiphasiger Unterspannungsschutz PHPTUV, Unterspannungsschutz (Mitsystem) PSPTUV, Dreiphasiger Überspannungsschutz PHPTOV |
| Frequenz   | Frequenzschutz FRPFRQ  |
| Lastverlust  | Unterstromschutz LOFLPTUC  |
| Notstart   | Notstartoption ESMGAPC   |
| Rotor-Erdfehlerschutz in Motoren mit Schleifringen | Rotor-Erdfehlerschutz (MREFPTOC) mit Einspeisungsgerät REK 510   |
| Untererregung, Feldverlust                         | Dreiphasiger Untererregungsschutz UEXPDIS  |
| Wirkleistungsbegrenzung                            | Rückleistungs-/gerichteter Überleistungsschutz DOPDPR  |
| Außertrittfall                                     | Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen OOSRPSB  |

## 11.2

### Beschreibung des Beispielfalls

In diesem Beispielfall wird ein bürstenloser 5800 kW-, 11-kV-Synchronmotor geschützt, der einen Kompressor antreibt. Die Motoreinstellungen werden in [Tabelle 280](#) dargestellt, die Motorleistungsübersicht in [Abbildung 111](#) und das Übersichtsschaltbild in [Abbildung 112](#).

**Tabelle 280: Motordaten**

| Motoreinstellung               | Wert  |
|--------------------------------|---|
| Nennleistung                   | 5800 kW (6600 kVA)  |
| Spannung                       | 11 000 V $\pm 10\%$   |
| Frequenz                       | 50 Hz $\pm 5\%$   |
| Drehzahl                       | 1500 U/min, kritische Drehzahl >1725 U/min  |
| Strom                          | 346 A (6600 kVA)  |
| Kühlmethode                    | IC 6A1A6, Luft-Luft-Wärmetauscher   |
| Umgebungstemperatur, max.      | 40°C  |
| Isolierung / Temperaturanstieg | Klasse F / B  |
| Anlaufstrom DOL-Start          | 3,99 Bemessungsstrom im unendlichen Netz<br>3,47 Bemessungsstrom bei 86 % Spannung<br>3,07 Bemessungsstrom bei 76% Spannung |
| Startzeit                      | 4 s (U = 100 %), 6 s (U = 86 %), 8 s (U = 76 %)   |
| Anzahl nachfolgender Starts    | 3 / 2 (kalt/warm), >30 Min. zwischen jedem Start  |
| Reaktanzen                     | $X_d = 124,2\%$ , $X_d' = 33,2\%$   |

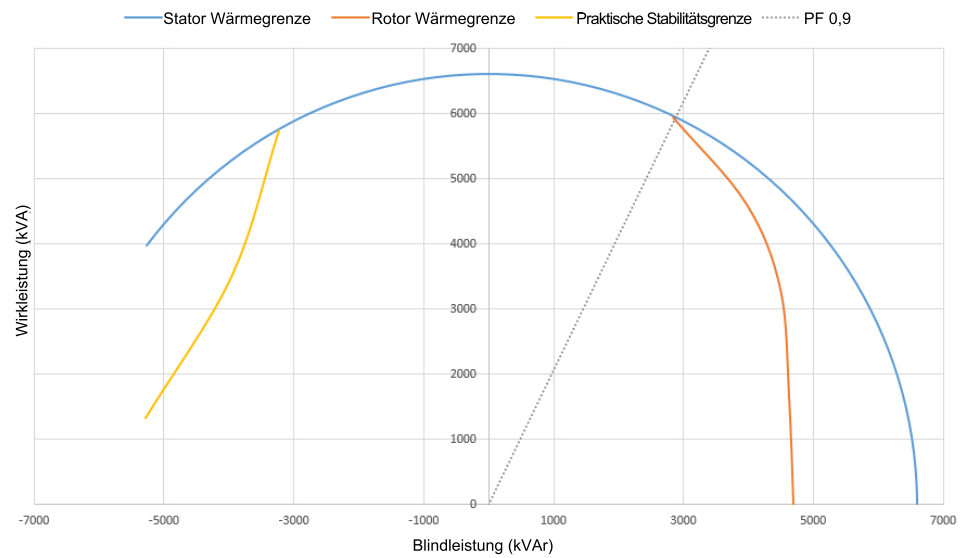


Abb. 111: Motorleistungsübersicht

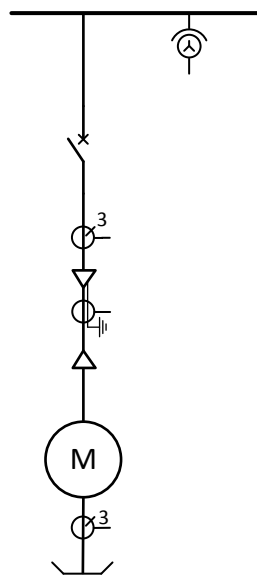


Abb. 112: Übersichtsschaltbild

Der Motor ist mit Phasenstromwandlern 600/1 A und CBCT 100/1 A ausgestattet. Darüber hinaus empfängt der Schutz die Spannungsmesswerte vom Bus.

## 11.3 Motorschutzrelais

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, die empfohlenen Alarmer, das ACT-Diagramm und die Parametereinstellungen.

---

## 11.3.1 Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 113](#) zeigt die Anschlussdetails der Analogeingänge (AI), Binäreingänge (BI) und Binärausgänge (BO) des Relais.



### 11.3.1.1 Analoge Eingangssignale

*Tabelle 281: Physische analoge Eingangssignale*

| Analogeingang | Beschreibung                                |
|---------------|---|
| AI1           | Abgangsseite Leiterstrommessung, Leiter I_A |
| AI2           | Abgangsseite Leiterstrommessung, Leiter I_B |
| AI3           | Abgangsseite Leiterstrommessung, Leiter I_C |
| AI4           | Fehlerstrommessung                          |
| AI5           | Neutralleiterstrommessung, Leiter I_A       |
| AI6           | Neutralleiterstrommessung, Leiter I_B       |
| AI7           | Neutralleiterstrommessung, Leiter IL3       |
| AI8           | Leiter-Erde Spannung U_A                    |
| AI9           | Leiter-Erde Spannung U_B                    |
| AI10          | Leiter-Erde Spannung U_C                    |

### 11.3.1.2 Binäre Eingangssignale

*Tabelle 282: Physische binäre Eingangssignale*

| Binäreingang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BI1          | Leistungsschalterstellung Öffnen-Signal                 |
| BI2          | Leistungsschalterstellung Schließen-Signal              |
| BI3          | Geschwindigkeitsschalter                                |
| BI4          | Statusinformationen des Erregersystems (Erregerverlust) |

### 11.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

*Tabelle 283: Physische binäre Ausgangssignale*

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | Auslösesignal für Leistungsschalter Öffnen             |
| BO2          | Signal Leistungsschalter schließen, d.h. Motor starten |

### 11.3.1.4 Empfohlene Alarmer

[Tabelle 284](#) enthält eine Empfehlung für die LHMI- und WHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarmer gekennzeichnet werden sollten.

**Tabelle 284:** Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

| Ereigniscontainer | Ereignis | Beschreibung                               |
|-------------------|----------|--|
| PHIPTOC1          | OPERATE  | Auslösung durch Kurzschlusschutz           |
| STTPMSU1          | OPR_IIT  | Auslösung durch Anlaufschutz               |
| JAMPTOC1          | OPERATE  | Auslösung durch Lastsprungschutz           |
| MPTR1             | OPERATE  | Auslösung durch thermischem Überlastschutz |
| MSCPMRI1          | OPERATE  | Auslösung durch Anlaufzähler               |
| MNSPTOC1          | OPERATE  | Auslösung durch Unsymmetrieschutz          |
| PREVPTOC1         | OPERATE  | Auslösung durch Phasenfolgeschutz          |
| EFLPTOC1          | OPERATE  | Auslösung durch Erdfehler-schutz           |
| PHPTUV1           | OPERATE  | Auslösung durch Unterspannungsschutz       |
| PHPTOV1           | OPERATE  | Auslösung durch Überspannungsschutz        |
| MPDIF1            | OPERATE  | Auslösung durch Differenzialschutz         |
| UEXPDIS1          | OPERATE  | Auslösung durch Untererregungsschutz       |
| OOSRPSB1          | OPERATE  | Auslösung durch Außertrittfall-schutz      |
| DOPPDPR1          | OPERATE  | Auslösung durch Überleistungsschutz        |
| OR6               | Q        | Wiederanlauf verhindert                    |

### 11.3.1.5

#### Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Für den Beispielfall wird die Relaiskonfiguration in [Abbildung 114](#), [Abbildung 115](#) und [Abbildung 116](#) dargestellt.

Für die Auslösung werden alle Schutzfunktion-Auslösesignale verwendet. In STTPMSU1 wird empfohlen, die Ausgänge OPR\_IIT and OPR\_STALL für die Auslösung zu verbinden.

Das Anlaufen des Motors, das heißt Schließen des Unterbrechers über CBXCBR ist nur erlaubt, wenn keine Schutzfunktion das Anlaufen verhindert.

- MPTR1: Wärmekapazität des Motors zu hoch für Anlaufen
- MSCPMRI1: zu häufige Motorstarts
- STTPMSU1: Zeit seit dem letzten Start zu kurz
- MNSPTOC1: unzureichende Kühlung nach Ansprechen wegen Unsymmetrie

In einem solchen Fall muss der Motor erst abkühlen, bevor erneutes Starten erlaubt wird.

**Tabelle 285:** *In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke*

| Funktionsblock                    | Beschreibung  |
|-----------------------------------|---|
| ILTCTR1, ILTCTR2, RESTCR1, UTVTR1 | Analogsignal-Vorverarbeitung für andere Schutzfunktionen                              |
| CBXCBR1                           | Leistungsschaltersteuerung  |
| TRPPTRC1                          | Master-Auslösung  |
| PHIPTOC1                          | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe                         |
| MPTTR1                            | Thermischer Überlastschutz für Motoren  |
| JAMPTOC1                          | Motorlastsprungschutz   |
| STTPMSU1                          | Motoranlaufüberwachung  |
| MSCPMRI1                          | Motorstartzähler  |
| MNSPTOC1                          | Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen   |
| PREVPTOC1                         | Phasenumkehrschutz  |
| MPDIF1                            | Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen                     |
| PHPTUV1                           | Drei-Phasen-Unterspannungsschutz  |
| PHPTOV1                           | Drei-Phasen-Überspannungsschutz   |
| EFLPTOC1                          | Ungerichteter Erdfehlerschutz, I>   |
| UEXPDIS1                          | Dreiphasen-Untererregungsschutz   |
| DOPDPDR1                          | Rückleistungs-/gerichteter Überlastungsschutz   |
| OOSRPSB1                          | Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen                                       |
| OR<br>OR6<br>OR20                 | OR-Gate mit zwei Eingängen<br>OR-Gate mit sechs Eingängen<br>OR-Gate mit 20 Eingängen |
| SR                                | S-R Flip-Flop, flüchtig   |

**Tabelle 286:** *Physikalische Analogkanäle der Funktionen*

| Schutz    | Phasenströme und der Klemme AI1, AI2, AI3 | Summenstrom AI4 | Neutralleiterströme AI5, AI6, AI7 | Leiter-Erde Spannungen AI8, AI9, AI10 |
|-----------|---|-----------------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| MPTTR1    | x   |                 |                                   |                                       |
| PHIPTOC1  | x   |                 |                                   |                                       |
| STTPMSU1  | x   |                 |                                   |                                       |
| MNSPTOC1  | x   |                 |                                   |                                       |
| PREVPTOC1 | x   |                 |                                   |                                       |
| MPDIF1    | x   |                 | x                                 |                                       |
| JAMPTOC1  | x   |                 |                                   |                                       |
| PHPTOV1   |   |                 |                                   | x                                     |
| PHPTUV1   |   |                 |                                   | x                                     |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

---

| Schutz   | Phasenströme und der Klemme AI1, AI2, AI3 | Summenstrom AI4 | Neutralleiterströme AI5, AI6, AI7 | Leiter-Erde Spannungen AI8, AI9, AI10 |
|----------|---|-----------------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| EFLPTOC1 |   | x               |                                   |                                       |
| UEXPDIS1 | x   |                 |                                   | x                                     |
| DOPDPR1  | x   |                 |                                   | x                                     |
| OOSRPSB1 | x   |                 |                                   | x                                     |

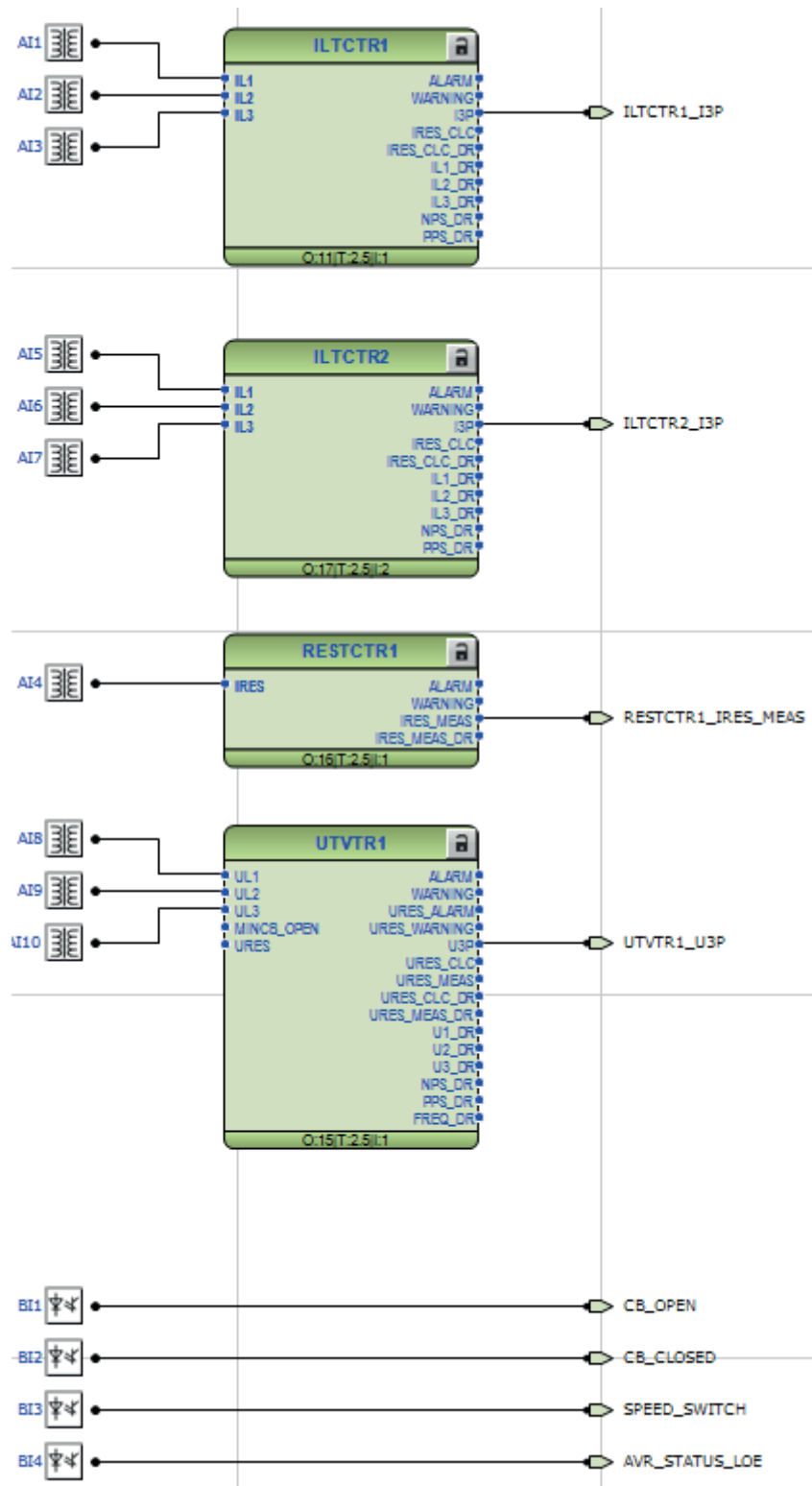


Abb. 114: Eingangsbereich

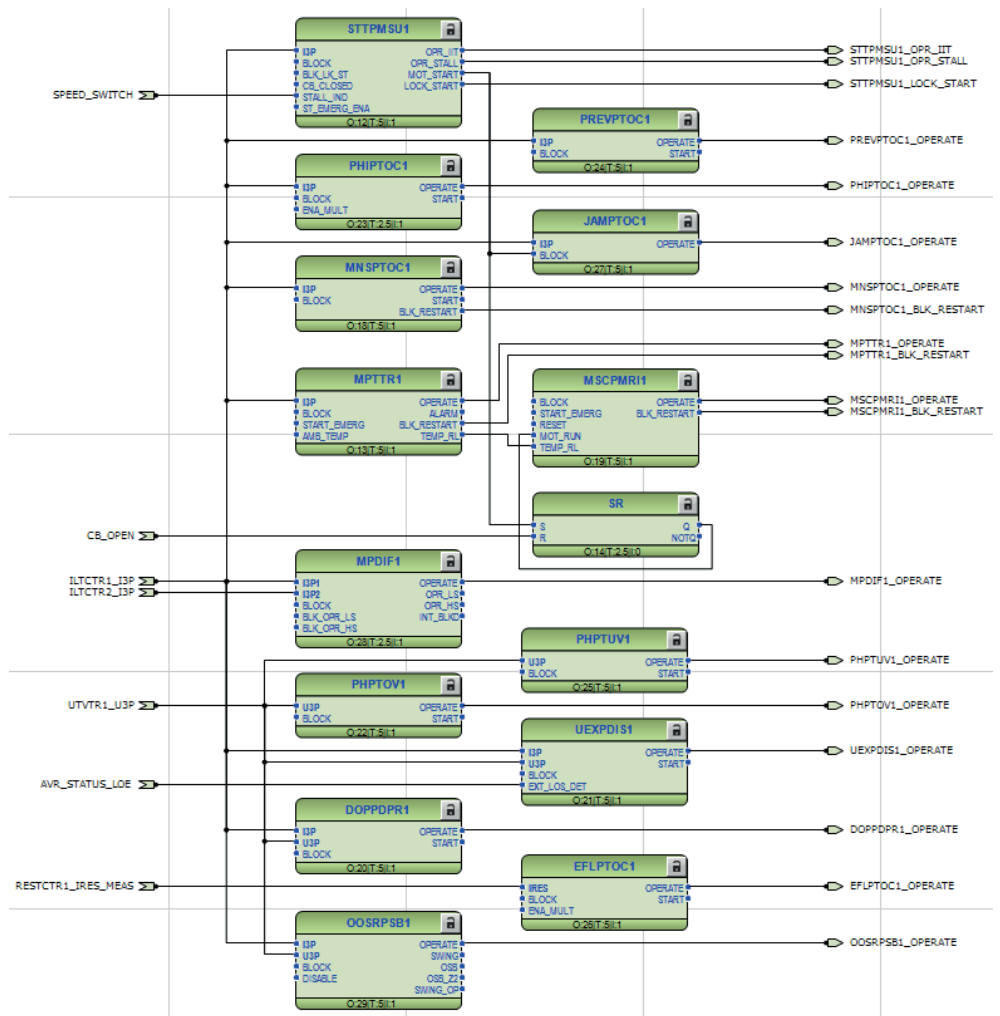


Abb. 115: Anwendungsbereich

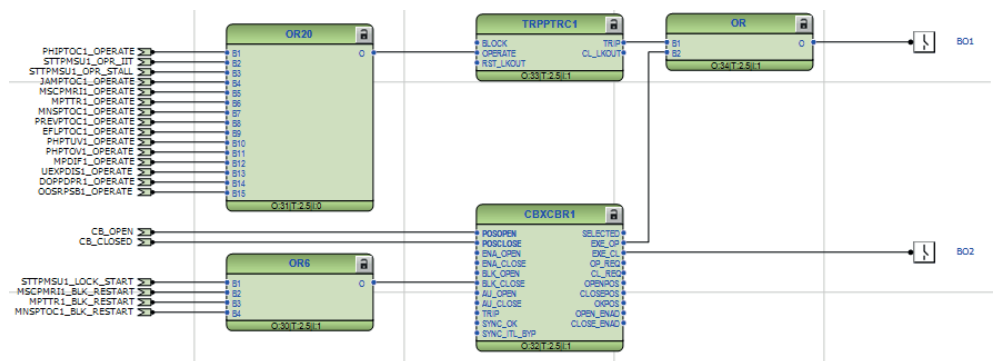


Abb. 116: Ausgangsbereich

### 11.3.1.6

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR – Leiterstrom-Vorverarbeitung

ILTCTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktionsblock: ILTCTR1 wird für abgangsseitige Leiterströme verwendet und ILTCTR2 für Motor-Neutralleiterströme. Die [Tabelle 287](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 287:** *ILTCTR-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung      |
|---------------|------------------|-------------------|
| Primärstrom   | 600 A            | Primärstromwert   |
| Sekundärstrom | 1 A              | Sekundärstromwert |

### RESTCTR1 – Summenstromvorverarbeitung

RESTCTR1 ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für das Summenstromsignal

**Tabelle 288:** *RESTCTR1-Einstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|---------------|------------------|---------------|
| Primärstrom   | 100 A            | Primärstrom   |
| Sekundärstrom | 1 A              | Sekundärstrom |

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR1 wird verwendet, um die empfangenen analogen Leiterspannungseingänge mit der Anwendung zu verbinden.

**Tabelle 289:** *UTVTR1: Leiterspannungs-Transformatorfunktionseinstellungen für das Relais im Beispielfall*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung           |
|------------------|------------------|------------------------|
| Primärspannung   | 11 kV            | Primäre Nennspannung   |
| Sekundärspannung | 110 V            | Sekundäre Nennspannung |

### MPTR1 – Thermischer Überlastschutz für Motoren

Motorüberlast ist vorrangig auf die abnormale Verwendung des Motors, unsymmetrische Versorgungsspannung oder Oberschwingungen zurückzuführen. Alles das trägt zu Motorverlusten bei und verursacht somit zusätzliche Wärme. Sollten die Motortemperaturen die für die Schutzklasse angegebenen Grenzwerte überschreiten, beschleunigt sich der Verschleiß der Wicklungsisolierung und das bedeutet eine verkürzte Lebensdauer des Motors. Als Daumenregel gilt: jeder Temperaturanstieg um 8...12° C halbiert die Lebensdauer. Zu hohe oder häufige Überlast kann ebenfalls zu elektrischem Schaden in der Wicklung oder zu Rotorschäden beitragen.

Deshalb ist der thermische Überlastschutz, zusätzlich zum Kurzschlusschutz des Motors, der wichtigste Schutz. Im Allgemeinen fordern die Behörden die Ausstattung des Motors mit thermischem Überlastschutz.

MPTTR1 berechnet die thermische Motorschutzkapazität basierend auf der Leiterstrommessung. Der wahre RMS-Wert des Strom wird gemessen, so dass auch die Oberschwingungen berücksichtigt werden. MPTTR1 schützt gegen jede Art von thermischer Überlast, mit Ausnahme reduzierter Kühlung, so dass RTD-Sensoren die Wicklungstemperatur überwachen müssen.

Die Ermittlung der geeigneten Einstellung für MPTTR1 kann in drei Schritten durchgeführt werden: zuerst wird der *Overload factor* (Überlastfaktor) festgelegt, dann der *Weighting factor* (Gewichtungsfaktor) und die Zeitkonstanten. Abschließend werden die restlichen Einstellungen vorgenommen.

#### Schritt 1

Die *Überlastfaktor*-Einstellung definiert die maximal zulässige Dauerlast. Im Beispielfall ist der Motor in Temperaturklasse B (80° C) und Isolierklasse F (max. Temperatur 155° C) ausgelegt. Bei Verwendung mit der Auslegungsumgebungstemperatur 40 C erreicht der Motor den Höchstwert von 155 C, wenn der Laststrom mindestens  $\sqrt{[(155 - 40)/80]} = 1,198$ -fache der Motornennlast beträgt. Das ist der maximale Wert für die *Überlastfaktor*-Einstellung. Allerdings wird in MPTTR1 typischerweise in geringerer Wert, wie 1,05, verwendet.

#### Schritt 2

Das thermische Verhalten von Stator und Rotor während Anfahren und langfristigen Überlastsituationen weicht beträchtlich voneinander ab. Wenn in MPTTR1 der *Gewichtungsfaktor* = "50%", werden sowohl das Überhitzungsverhalten („Hot Spot“) des Motors als auch der thermische Hintergrund modelliert. Bei Überlast oder Anfahren folgt MPTTR1 dem thermischen Verhalten der heißesten Stellen (typischerweise der Rotor), wobei 50 % dieses thermischen Anstieg an den Hintergrund abgegeben werden (Motorgehäuse). Es wird davon ausgegangen, dass Überhitzungen nach einer Überlastung schnell an das umgebende Material (Motorgehäuse) abgegeben werden. Somit senkt MPTTR1 das thermische Niveau von überhitzten Punkten schnell auf das thermische Niveau des Hintergrunds ab.

Eine allgemeine Empfehlung ist, standardmäßig *Gewichtungsfaktor* = "50 %" und *Überlastfaktor* = "1,05". Das bedeutet auch, dass ungefähr die Hälfte der thermischen Leistung des Motors genutzt wird, wenn der Motor bei Volllast läuft. Das heißt, der Motor hat Kapazität für einen Warmneustart ohne jegliche Abkühlzeit.

Es gibt verschiedene Methoden, um die Einstellung für die Zeitkonstanten zu finden. In diesem Beispielfall sind die thermischen Grenzkennlinien des Motors verfügbar und die MPTTR1 *Time constant normal* (Zeitkonstante normal) wurde entsprechend festgelegt. Das heißt, die Schutzkennlinien sind gleich oder unterhalb

der thermischen Grenzkennlinien des laufenden Motors. Die thermischen Überlastkennlinien müssen nicht gleich der gesperrten thermischen Grenzkennlinien des Rotors sein oder diese unterschreiten, weil das Relais dafür über eine spezifische Schutzfunktion verfügt.

Die Verwendung der vom Motorhersteller vorgegebenen Aufwärmzeitkonstante für den Schutz wird nicht empfohlen, weil diese typischerweise zu unzureichendem Wärmeschutz führt. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Aufwärmzeitkonstante hauptsächlich den Stator im Normalbetrieb des Motors darstellt und somit wesentliche Sicherheitsgrenzen, beispielsweise in anderen Teilen des Motors während Überlast, nicht berücksichtigt. Die Motor-Abkühlzeitkonstante kann jedoch als ein guter Ausgangspunkt für die MPTR1-Einstellung *Time constant stop* (Zeitkonstante Stillstand) verwendet werden.

Die *Time constant start* (Zeitkonstante Start) wird typischerweise entsprechend der *Time constant normal* (Zeitkonstante normal) festgelegt.

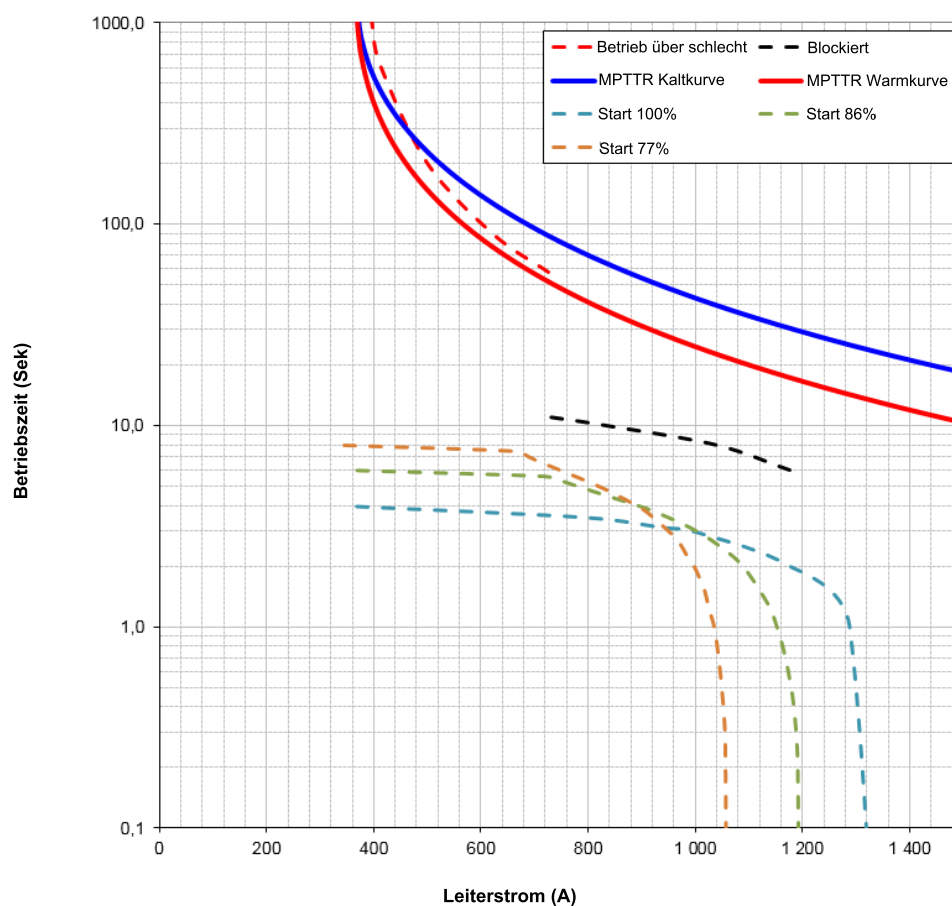


Abb. 117: Motorüberlastgrenze-, Motorzeit-Strom- und thermische Überlastkennlinien

Schritt 3

Um die übermäßige Wärmeerzeugung infolge von Unsymmetrie zu berücksichtigen, kann die MPTTR1-Einstellung *Negative Seq factor* (Gegen.-Sys. Faktor) verwendet werden.

Mit der Einstellung *Restart thermal Val* (Anlaufsperr-Temp.) wird das Wiederanlaufen des Motors gesperrt, bis die thermische Motorleistung für den Neustart ausreicht. Der Einstellwert kann folgendermaßen berechnet werden

$$\text{Restart thermal Val} = 95\% - \frac{\text{start-up time}}{\text{Cold motor trip time at start-up current}} \cdot 100\%$$

(Gleichung 6)

In diesem Beispielfall beträgt die Anlaufzeit bei Bemessungsspannung 4 Sek. und die MPTTR1-Auslösezeit bei Anfahrstrom ca. 21 Sek. ([Abbildung 117](#)). Das heißt  $95\% - (4/21) \cdot 100\% = 76\%$ . Anlaufen bei 76 % der Bemessungsspannung dauert 8 Sek. und die Auslösezeit sind 37 Sek., d.h.  $95\% - (8/37) \cdot 100\% = 73\%$ . Im Beispielfall wird *Anlaufsperr-Temp.* mit 70 % festgelegt.

Es wird empfohlen zu überprüfen, ob MPTTR1 die erforderliche Anzahl der Warmstarts zulässt. *Anlaufsperr-Temp.* kann entsprechend gemeinsam mit *Time constant stop* (Zeitkonst. Stillst.) gewählt werden, um die Schnelligkeit des nächsten Anlaufens zu begrenzen.

In diesem Fall sind zwei Warmstarts pro Stunde erlaubt, wenn zwischen den beiden Anlaufvorgängen mindestens 30 Minuten liegen. Verglichen mit der thermischen Motorleistungskennlinie (im Betrieb) weist dies darauf hin, dass der Rotor für den Motor kritisch ist. Die Einstellung *Zeitkonst. Stillst.* wird so gewählt, dass Wärmeniveau nach 30 Min. Stillstand ungefähr mit jenem vor dem Warmstart identisch ist.

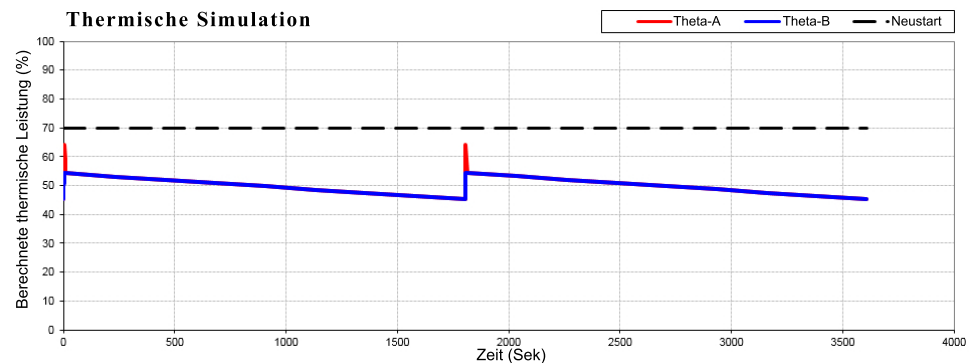


Abb. 118: Simulation von zwei Warmstarts bei Bemessungsspannung mit den empfohlenen Einstellungen

**Tabelle 290:** *MPTTR1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung              | Empfohlener Wert       | Beschreibung  |
|--------------------------|------------------------|---|
| Überlastfaktor           | 1,05                   | Erlaubte Dauerüberlast  |
| Restart thermal Val      | 70%                    | Temperaturpegel für erneuten Motoranlauf sperren                |
| Negative Seq factor      | 11,0 <sup>1)</sup>     | Wärmewirkungsfaktor für Unsymmetrie                             |
| Gewichtungsfaktor p      | 50%                    | Gewichtungsfaktor für therm. Abbild                             |
| Zeitkonstante normal     | 300 s                  | Zeitkonstante während Motor-normalbetrieb und leichter Überlast |
| Zeitkonstante Start      | 300 s                  | Zeitkonstante während Motor-start                               |
| Zeitkonstante Stillstand | 10000 s                | Zeitkonstante während Motor-stillstand                          |
| Spannungsreferenz        | 0,58 xln <sup>2)</sup> | Volllaststrom des Motors  |

1)  $175 / (I_{\text{Start}} / I_{\text{Nenn}})^2 = 175 / 3,99^2 = 10,99$

2)  $\text{Motornenn.} / \text{CT-Nenn.} = 346 \text{ A} / 600 \text{ A} = 0,577 \text{ xln}$

### PHIPTOC1 – Unverzögerter Leiter-Überstromschutz ( $I >>>$ )

PHIPTOC1 sorgt für Kurzschlusschutz im Motor- oder Einspeiserkabel. Für PHIPTOC1, das die Peak-to-Peak-Messfunktion nutzt, wird die Einstellung  $1,5 \cdot$  Motorstartstrom mit Mindestbetriebszeit empfohlen. Die [Tabelle 291](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die voreingestellten Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 291:** *PHIPTOC1-Einstellungen*

| Einstellung             | Empfohlener Wert       | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Startwert               | $3,5 \text{ xln}^{1)}$ | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 20 ms                  | Auslöseverzögerungszeit |

1)  $1,5 \cdot 3,99 \cdot 346 \text{ A} / 600 \text{ A} = 3,5 \text{ xln}$

### MSCPMR11 – Motoranlauf-Zähler

Der Motorhersteller gibt an, dass der Motor aus dem kalten Zustand drei Mal hintereinander oder aus dem warmen Zustand zweimal hintereinander anlaufen kann. Für die Begrenzung dieser Zahlen wird MSCPMR11 verwendet.

Die typische Dauer für die Abkühlung des Wärmeeffekts eines einfachen Anlaufs sind 60 Minuten, sofern der Motorhersteller keine anderweitigen Angaben macht.

Für die Unterscheidung zwischen Kalt- und Warmstarts muss *Warm start level* (Warmstartlevel) richtig gesetzt werden. Dieser ist abhängig von den MPTTR1-Einstellungen, weil MPTTR1 das thermische Niveau des Motors übermittelt. Ein guter Einstellwert ist ungefähr das  $0,5 \dots 0,7$ -fache des MPTTR1 *Weighting factor*

(Gewichtungsfaktors), der dem Wärmeanstieg des Motors um ungefähr 50...75 % der Nennbetriebstemperatur entspricht.

**Tabelle 292:** *MSCPMR1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung         | Empfohlener Wert   | Beschreibung   |
|---------------------|--------------------|--|
| Warmstartlevel      | 35 % <sup>1)</sup> | Temperaturschwelle   |
| Max. Anz. Kaltstart | 3                  | Maximale Anzahl zulässiger Kaltstarts  |
| Max. Anz. Warmstart | 2                  | Maximale Anzahl zulässiger Warmstarts  |
| Zählerabsenkezeit   | 60 min.            | Abkühlzeit nach einem Anlaufen   |
| Cnt Dec time Mult   | 1                  | Multiplikator für <i>Cnt decrease time</i> (Zählerabsenkezeit), wenn der Motor stoppt. |

1)  $0,7 \cdot \text{MPTTR1}$  Gewichtungsfaktor



Die erforderliche 30-Min-Spanne zwischen jedem Anlaufen wird mit STTPMSU1 geregelt.

### STTPMSU1 – Motorstart-Überwachung

Diese Funktion umfasst die Motoranlaufserkennung (MOT\_START-Ausgang), den thermischen belastungsbasierten Anlaufschutz (OPER\_IIT-Ausgang), unabhängigen Rotorblockierschutz (OPR\_STALL-Ausgang und den Gesamtanlaufzeit-Zähler LOCK\_START-Ausgang).

Damit das Anlaufen des Motors richtig erkannt wird, muss zuerst die Einstellung *Motor standstill A* (Strom Motorstillstand) unterhalb des Motorausgangstroms festgelegt werden. Für den Synchronmotor kann das 1 % sein, wohingegen für die mechanische Last (in diesem Beispiel der Kompressor) die Leerlaufverluste der bestimmende Faktor sind.

Danach wird die Einstellung *Start detection A* (Anlauf Erk. A) typischerweise mit mindestens 150 % des Motorbemessungsstroms und 75 % unterhalb des Motoranlaufstroms festgelegt. Abschließend wird die Einstellung *Str over delay time* (Zeit abgel. Anlauf) verwendet, um festzulegen, wie lange die Statorströme unter  $0,9 \cdot \text{Start detection A}$  (Anlauf Erk. A) gehalten werden müssen, bevor der Motoranlauf beendet ist. Die Zeit 100 ms wird verwendet.

Die auf dem Anlaufschutz basierende thermische Belastung basiert wiederum auf dem Integral des Anlaufstroms über die Anlaufzeit; vereinfacht ausgedrückt als  $I^2 \cdot t$  (oder IIT). *Motor start-up A* (Motoranlauf A) wird gemäß dem Motoranlaufstrom festgelegt. *Motor start-up time* (Motoranlaufzeit) wird vorzugsweise unterhalb der Zeit für den Rotorblockierschutz festgelegt, jedoch mindestens 10 % über der tatsächlichen Motoranlaufzeit. Auf diese Weise ist der Motor gegen

Rotorblockierung und verlängerten Anlauf geschützt. Die *Betriebsart* wird mit "IIT" festgelegt, was bedeutet, dass die Einstellung *Lock rotor time* (Rotorblockierzeit) unwirksam ist.



Die *Betriebsart* „Stall“ wird verwendet, wenn der Motor mit einem Drehzahlmesser mit Anzeige des stationären oder drehenden Motors ausgestattet ist. Die *Lock rotor time* (Rotorblockierzeit) wird identisch bzw. unterhalb der zulässigen Rotorblockierzeit festgelegt.

Mit dem Startgesamtzähler kann die gesamte Motoranlaufzeit begrenzt werden. Diese Funktionen und MSCPMRI1 überschneiden sich: MSCPMRI1 zählt die Anzahl der Kalt- und Warmstarts, wobei die Anlaufzeit ignoriert wird. STTMPMSU1 wiederum zählt die Gesamtstartzeit. Somit kann der Schutz in STTMPMSU1 als zusätzliche Begrenzung der Startvorgänge verwendet werden, wenn die Anlaufzeit innerhalb der zulässigen Grenzen und, beispielsweise bei Anläufen mit zu hoher Last, länger als normal ist. Wenn die Gesamtstartzeit die Einstellung *Cumulative time Lim*, (Gesamtzeitgrenze) überschreitet, werden weitere Neustarts unterbunden, bis der Zähler diese Einstellung unterschreitet. Die Abfallrate wird mit der Einstellung *Counter Red rate* (Zählerrate) festgelegt.

STTMPMSU1 verfügt auch über die Einstellung *Restart inhibit time* (Wiederanlaufsperrzeit), die das erneute Anlaufen des Motors unterbindet, bis zumindest die letzte Startzeit abgelaufen ist. In diesem Beispielfall darf der Motor erst 30 Min. nach dem vorherigen Anlaufen erneut starten.

**Tabelle 293:** *STTMPMSU1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung           | Empfohlener Wert      | Beschreibung  |
|-----------------------|-----------------------|---|
| Betriebsart           | IIT und Blockierung   | Betriebsart   |
| Motoranlauf A         | 2,3 xIn <sup>1)</sup> | IIT Schutzstrom-Einstellung   |
| Motoranlaufzeit       | 3,0 s                 | IIT Schutzauflösezeit wenn der Motorstrom der Stromeinstellung entspricht |
| Rotorblockierzeit     | 2 s                   | Erlaubte Rotorblockierzeit  |
| Zählerrate            | 4,0 s/h <sup>2)</sup> | Anlaufgesamtzähler-Verringerungsrate                                      |
| Gesamtzeitgrenze      | 8,8 s <sup>3)</sup>   | Anlaufgesamtzähler Wiederanlaufunterdrückungsschwelle                     |
| Anlaufunterdr.-zeit   | 30 Min.               | Unterdrückung nach dem Anlaufen   |
| Strom Motorstillstand | 0,05 x In             | Stromschwelle für angehaltenen Motor                                      |

1) Motoranlaufstrom 3,99 · 346 A / 600 A = 2,3 xIn

2) Gemäß der Motoranlaufzeit

3) 1,1 2 Anlaufzeit (für 2+1 zugelassene Kaltstarts)

**MNSPTOC1 – Gegensystem-Überstromschutz für Maschinen**

MNSPTOC1 wird für den Schutz gegen Schiefast und defekte Leiter genutzt. Diese Zustände erzeugen zusätzliche Wärmeverluste und lokale Überhitzung des Rotors sowie mechanische Vibrationen. Ein typischer Einstellung ist 8...15 %. Sowohl die unabhängige Betriebszeit (typischerweise 5...10 s) als auch die IDMT-Kennlinie werden herangezogen.

Jede Schiefast im Netz erzeugt Schiefasten in den Anlagenspannungen, insbesondere bei schwacher Versorgung. Das Spannungsungleichgewicht verursacht dann Unsymmetrie der Phasenströme im gesunden Motor, der den Schiefastschutz startet. Damit sichergestellt ist, dass nur der fehlerhafte Motorzuleiter auslöst, wird die IDMT-Kennlinie empfohlen. Bei Anwendung der IDMT entspricht die Einstellung *Machine time Mult* (Maschinenzeit Mult) der Motorkonstante  $I_2^2 \cdot t$ . D.h. Ermittlung der Widerstandsfähigkeit des Rotors gegen die durch das Gegenstromsystem erzeugte Wärme. Die Einstellung kann geschätzt werden als  $175 / I_{\text{start}}^2$ .



Wenn der Motor wegen eines defekten Leiters stoppt, stimmt der Statorstrom mit dem Anlaufstrom überein. Für den Motor im Beispiel beträgt der Gegensystemstrom  $58 \% \cdot 3,99 = 232 \%$  des Motorbemessungsstroms.



Die zusätzlich erzeugte Wärme infolge der Unsymmetrie kann in MPTTR1 ebenfalls berücksichtigt werden.

**Tabelle 294:** *MNSPTOC1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung         | Empfohlene Werte       | Beschreibung  |
|---------------------|------------------------|---|
| Startwert           | 0,08 xIn <sup>1)</sup> | Startwert   |
| Betriebskennlinie   | Inv. Kennlinie B       | Betriebskennlinie                                   |
| Maschinenzeit Mult. | 11 <sup>2)</sup>       | Maschinenabhängige Zeitkonstante für IDMT-Kennlinie |
| Spannungsreferenz   | 0,57 xIn <sup>3)</sup> | Volllaststrom des Motors                            |

1) 15 % Motorleistung (0,15 · 346 A / 600 A) = 0,08 xIn

2)  $175 / I_{\text{start}}^2 = 11$

3) Motorleistung/ CT-Leistung = 346 A / 600 A = 0,57 xIn

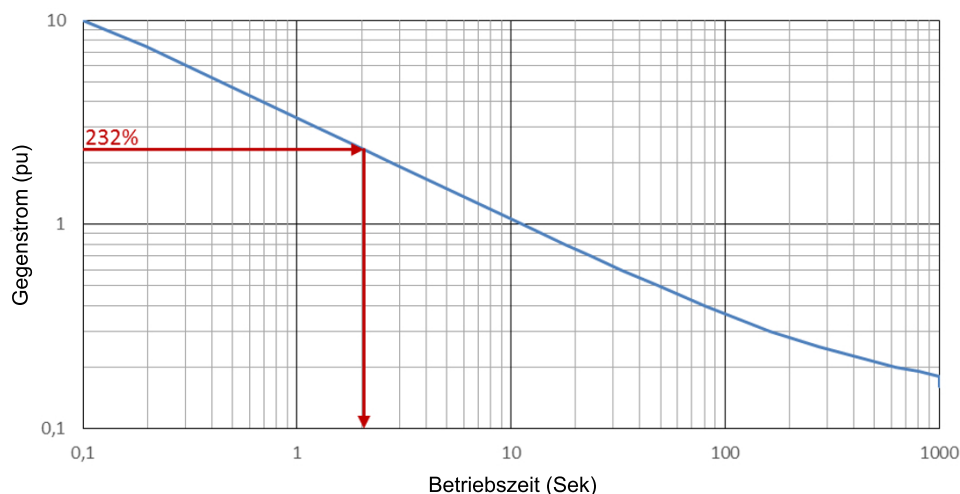


Abb. 119: MNSPTOC1-Betriebszeit mit empfohlenen Einstellungen

### PREVPTOC1 – Phasenumkehrschutz

Mit PREVPTOC1 kann der Motorbetrieb in der falschen Richtung unterbunden werden. Der Schutz basiert auf dem Verhältnis von Gegensystem- und Mitsystemstrom. In der normalen Phasenfolge ohne Unsymmetrie entspricht der Mitsystemstrom dem Statorstrom und der Gegensystemstrom ist Null. Bei einer falschen, d.h. umgekehrten Phasenfolge, ist der Mitsystemstrom Null, der Gegensystemstrom entspricht dem Statorstrom.

Tabelle 295: PREVPTOC1 -Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.

| Einstellungen           | Empfohlener Wert       | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Startwert               | 0,43 xIn <sup>1)</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 100 ms                 | Auslöseverzögerungszeit |

1)  $0,75 \cdot 346 \text{ A} / 600 \text{ A} = 0,43 \text{ xIn}$

### MPDIF1 - Stabilisierter und unverzögerter Differentialschutz für Maschinen

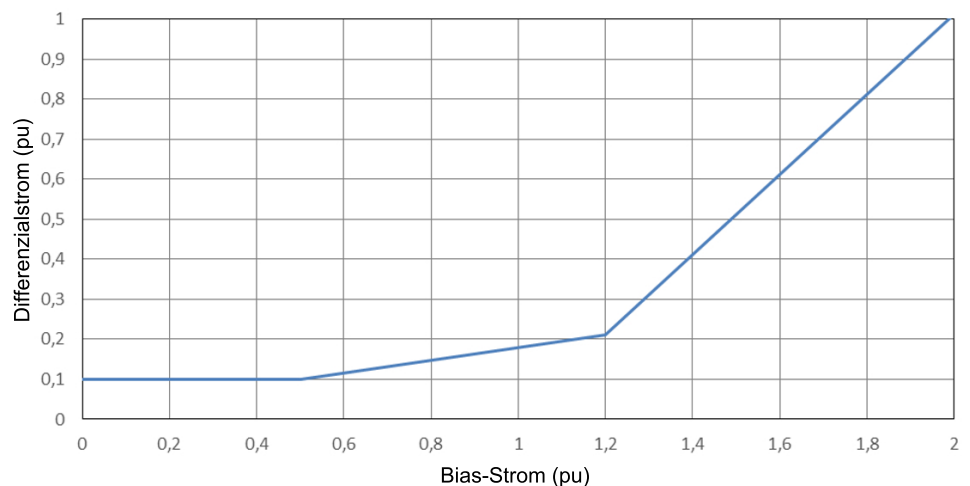
Dieses Relais bietet Möglichkeiten für die Realisierung eines anderen Differenzialschutzes. In diesem Beispielfall ist der Motor mit Stromwandlern für Messung der Ströme an beiden Seiten der Motorwicklungen ausgestattet. Daher wird MPDIF1 verwendet.

Zuerst wird die Einstellung *Slope section 2* (Steilheit Bereich 2) als Summe der beidseitigen CT- und Relaisfehler + einer Sicherheitsmarge berechnet. Mit *End section 1* (Endbereich1) = "50%", wird dann *Low operate value* (Niedriger Auslösewert) als 50 % von *Steilheit Abschnitt 2* + einer kleinen Sicherheitsmarge berechnet. *High operate value* (Hoher Auslösewert) wird geringfügig über dem Motoranlaufstrom gesetzt.

**Tabelle 296:** *MPDIF1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung                 | Empfohlener Wert    | Beschreibung  |
|-----------------------------|---------------------|---|
| Tiefer Auslösewert          | 10 % <sup>1)</sup>  | Basiseinstellung für die stabilisierte Anreghostufe                                 |
| Hoher Auslösewert           | 450 % <sup>2)</sup> | Schnellstufe Auslösewert  |
| Steilheit Bereich 2         | 16 % <sup>3)</sup>  | Steilheit der zweiten Kennlinie der Auslösecharakteristik                           |
| Endbereich 1                | 50%                 | Wendepunkt zwischen der ersten und zweiten Kennlinie der Betriebseigenschaften      |
| Endbereich 2                | 120%                | Wendepunkt zwischen der zweiten und der dritten Kennlinie der Betriebseigenschaften |
| Steilheit Bereich 3         | 100%                | Steilheit der dritten Kennlinie der Betriebseigenschaften                           |
| Stromwandler Verbindungstyp | Typ 2               | Stromwandler Verbindungstyp   |
| CT ratio Cor Line           | 1,73 <sup>4)</sup>  | Wandlerverhältnis Korrektur, Leitungsseite  |
| CT ratio Cor Neut           | 1,73 <sup>4)</sup>  | Wandlerverhältnis Korrektur, Motor-Sternpunktseite                                  |

- 1)  $0,5 \cdot \text{Steilheit Bereich 2} + \text{Marge } 2 \%$
- 2) Geringfügig über dem Anlaufstrom
- 3) Leitung CT Klasse 5 1% + Sternpunkt STW Klasse 5 % + Relais Genauigkeit 3 % + Sicherheitsmarge 3 %
- 4)  $600 \text{ A} / 346 \text{ A} = 1,73$



**Abb. 120:** *MPDIF1 Betriebseigenschaften, niedrig eingestellte Stufe*

### JAMPTOC – Motorlastsprungschutz

JAMPTOC schützt den Motor vor Lastsprung, z.B. wegen zu hoher mechanischer Last. In einem solchen Fall steigt der Statorstrom bis auf den Anzugsstrom an. Der

Schutz löst aus, wenn der Statorstrom den Wert während der Einstellzeit überschreitet. Die Funktion ist während Motoranlauf gesperrt.

Der *Startwert* wird typischerweise auf 50...75 % des Anzugsstroms gesetzt; als *Auslöseverzögerungszeit* werden circa 1...2 s gewählt.

**Tabelle 297:** *JAMPTOC-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung             | Empfohlener Wert       | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Startwert               | 1,15 xIn <sup>1)</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 2000 ms                | Auslöseverzögerungszeit |

1)  $0,5 \cdot 3,99 \cdot 346 \text{ A} / 600 \text{ A} = 1,15 \text{ xIn}$

### PHPTUV1 – Dreiphasen-Unterspannungsschutz

Unterspannung erzeugt einen Anstieg des Statorstroms und Überlast des Motors. Dieses erkennt jedoch der thermische Überlastschutz.

Wenn nur eine Stufe des Unterspannungsschutzes verwendet wird, wird der Schutz typischerweise auf 70 % der Bemessungsspannung und eine kurze Auslösezeit gesetzt. Bei Ausfall der Versorgungsspannung muss der Unterspannungsschutz typischerweise die Motorabschaltung veranlassen, damit ein simultanes erneutes Anlaufen aller Motor vermieden wird, wenn die Spannungsversorgung wieder hergestellt ist.

Bei der Verwendung des zweistufigen Schutzes wird die zweite Stufe typischerweise auf 90 % gesetzt, allerdings muss die Betriebszeit länger sein, als die Motorunterspannungsanlaufzeit. Die [Tabelle 298](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen Einstellungen für diesen Beispielfall werden als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 298:** *PHPTUV1-Einstellungen*

| Einstellungen           | Empfohlener Wert | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------|-------------------------|
| Startwert               | 0,65 xUn         | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 1000 ms          | Auslöseverzögerungszeit |

### PHPTOV1 – Dreiphasen-Überspannungsschutz

Typischerweise wird der Überspannungsschutz mit circa 110 bis 120 % der Bemessungsspannung und die Schaltzeit mit wenigen Sekunden festgelegt. Der Schutz muss mit dem Eingangs-/Bus-Überspannungsschutz koordiniert werden.

**Tabelle 299:** *PHPTOV1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.*

| Einstellung             | Empfohlener Wert      | Beschreibung            |
|-------------------------|-----------------------|-------------------------|
| Startwert               | 1,10 xUn              | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 5000 ms <sup>1)</sup> | Auslöseverzögerungszeit |

1) Erlaubt kurzzeitige Übergänge

**EFLPTOC1 – Ungerichteter Erdfehlerschutz, niedrige Stufe (I>)**

In diesem Beispielfall ist der maximale Erdschlussstrom in Netz 30 A. Die Verwendung von beispielsweise Einstellung 3 % (3 % 100 A = 3 A in primär) für Erdschlusschutz schützt dann 90 % der Motorwicklungen, ausschließlich des Effekts der möglichen Fehlerresistenz. Die Betriebszeit muss mit anderem Erdschlusschutz im Netz koordiniert werden. In diesem Beispiel wird die Zeit 100 ms verwendet.

**Tabelle 300: EFLPTOC1-Einstellungen**

| Einstellung             | Empfohlener Wert | Beschreibung              |
|-------------------------|------------------|---------------------------|
| Startwert               | 0,03 xIn         | Startwert für Summenstrom |
| Auslöseverzögerungszeit | 100 ms           | Auslöseverzögerungszeit   |

**UEXPDIS1 – Dreiphasen-Unterregungsschutz**

Der Teil- oder Gesamtverlust verursacht eine Blindleistungsaufnahme aus dem Netz zum Motor, mit negativen Folgen. Der Unterregungsschutz berechnet die Scheinimpedanz basierend auf den Motorspannungen und -strömen. Die Betriebseigenschaft ist ein kreisförmiges Offset-Mho auf der Impedanzebene. Darüber hinaus wird der Schutz durch den Binäreingang von AVR aktiviert, d.h. die Verlustanzeige.

Die Schutzeinstellungen basieren auf der synchronen ( $x_d = 124,2\%$ ) und transienten ( $x_d' = 33,2\%$ ) Reaktanz des Motors. Bemessungsstrom und -spannung des Motors betragen 346 A und 11 kV, d.h. Motor-Grundimpedanz  $Z_{\text{Motor}} = 11 \text{ kV} / (\sqrt{3} \cdot 346 \text{ A}) = 18,355 \text{ Ohm}$ . CT- und VT-Bemessungsspannungen: 600 A und 11 kV, d.h.  $Z_{\text{Relais}} = 11 \text{ kV} / (\sqrt{3} \cdot 600 \text{ A}) = 10,585 \text{ Ohm}$ .

**Tabelle 301: UEXPDIS1-Einstellungen, deren Werte basierend auf dem Beispielfall von den Standardwerten abweichen.**

| Einstellung             | Empfohlener Wert    | Beschreibung                                |
|-------------------------|---------------------|---|
| Durchmesser             | 215 % <sup>1)</sup> | Durchmesser Mho-Diagramm                    |
| Offset                  | -29 % <sup>2)</sup> | Offset Impedanzkreis von der R-Achse        |
| Versatz                 | 0 %                 | Versatz Impedanz Kreismitte von der X-Achse |
| Auslöseverzögerungszeit | 5000 ms             | Auslöseverzögerungszeit                     |

1)  $124,2\% \cdot 18,355 \text{ Ohm} / 10,585 \text{ Ohm} = 215,4\%$ 2)  $33,2\%/2 \cdot 18,355 \text{ Ohm} / 10,585 \text{ Ohm} = 28,8\%$

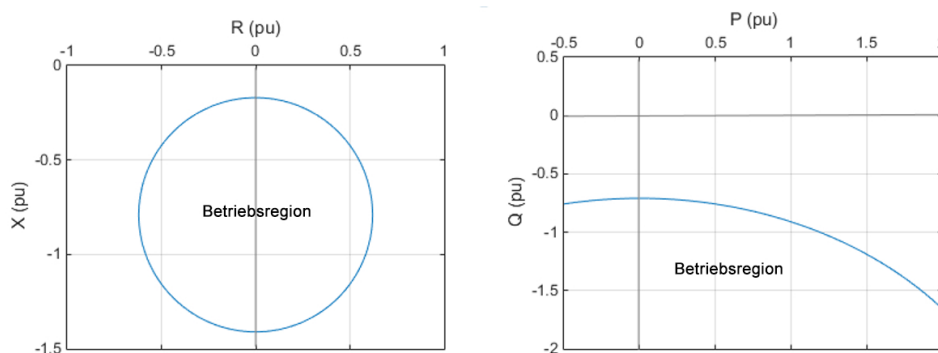


Abb. 121: In Impedanz- und Leistungsebenen dargestellte UEXPDIS1-Betriebseigenschaften Werte in Motor pu

### OOSRPSB1 – Außertrittfallschutz mit doppelten Aussparungen

OOSRPSB1 wird für den Erkennung der Außertrittfallbedingung des Synchronmotors verwendet. Die Schutzeinstellungen basieren sowohl auf den Motor- als auch auf den Netzparametern. In diesem Fall wird der 11-kV-Bus über ein 110-kV-Netz mit 2000-MVA-Kurzschlussleistung versorgt. Die Versorgungsleitung zum 110-kV-Netz ist 20 km lang, Mitreaktanz  $X1_{Leitung} = 0,4 \Omega/km$ . Leistungstransformator mit 110/11 kV, 40 MVA,  $Z_k 10 \%$ ,  $R_k=1 \%$  und Bemessungsstrom 2099 A an der 11-kV-Seite.

Tabelle 302: Berechnung der Schritte für die Einstellungen der Außertrittfallfunktion

|   | Motor  | Transformator  | Übertragungslei-<br>tung  | Netz  |
|---|--|--|---|---|
| Nennimpedanz  | $Z_{Motor} = 11 \text{ kV}/(\sqrt{3} \cdot 346 \text{ A}) = 18,36 \Omega$  | $Z_{tr} = 11 \text{ kV}/(\sqrt{3} \cdot 2099 \text{ A}) = 3,03 \Omega$ |   |   |
| Kurzschlussimpe-<br>danz                                |  | $Z_{k_{tr}} = 3,03 \Omega \cdot 0,10 = 0,303 \Omega$                   |   | $Z_{k_{Netz}} = [(110 \text{ kV})^2 / 2000 \text{ MVA}] / (110 \text{ kV}/11 \text{ kV})^2 = 0,06 \Omega$ |
| Reaktanzen re-<br>duziert auf 11 kV                     |  |  | $X1=0,4 \Omega/km \cdot 20 \text{ km} \cdot (110 \text{ kV}/11 \text{ kV})^2 = 0,08 \Omega$ |   |
| Reichweite in<br>Vorwärtsrichtung<br>(Ohm primär)       | $= Z_{k_{tr}} + X1 + Z_{k_{Netz}} = 0,303 + 0,08 + 0,06 \Omega = 0,44 \Omega$  |  |   |   |
| Reichweite Zone<br>1 (%)                                | $= 0,8 \cdot Z_{k_{ix}}$ in % der Reichweite in Vorwärtsrichtung<br>$= 0,8 \cdot 0,303 / 0,44 \Omega \cdot 100 \% = 55 \%$ |  |   |   |
| Reichweite in<br>Rückwärtsrich-<br>tung<br>(Ohm primär) | $= X'_{d\_motor} = 0,33 \cdot 18,36 \Omega = 6,06 \Omega$  |  |   |   |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt         |  |  |   |   |

|  | Motor   | Transformator | Übertragungslei-<br>tung | Netz |
|--|---|---------------|--------------------------|------|
| Innere Richtungs-<br>kennlinie R<br>(Ohm primär) | = (Reichweite in Vorwärtsrichtung + Reichweite in Rückwärtsrichtung / [2 · tan(120deg/2)])<br>=(0,44 + 6,06 Ω) / [2 · 1,732] = 1,88 Ω |               |                          |      |
| Äußere Richtungs-<br>kennlinie R<br>(Ohm primär) | = (Reichweite in Vorwärtsrichtung + Reichweite in Rückwärtsrichtung / [2 · tan(90deg/2)])<br>=(0,44 + 6,06 Ω) / [2 · 1,00] = 3,25 Ω   |               |                          |      |
| Impedanzwinkel<br>(deg)                          | = cos <sup>-1</sup> (Rk / Zk) = cos <sup>-1</sup> (1 %/10 %) = 84 Grad  |               |                          |      |

Die [Tabelle 303](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; alle anderen OOSRPSB1-Einstellungen werden für diesen Beispielfall als Standardwerte beibehalten.

**Tabelle 303:** Funktionseinstellungen für OOSRPSB1

| Einstellung                     | Empfohlener Wert | Beschreibung  |
|---------------------------------|------------------|---|
| Reichweite in Vorwärtsrichtung  | 0,44 Ω           | Reichweite in Vorwärtsrichtung Mho-Kreis  |
| Reichweite in Rückwärtsrichtung | 6,06 Ω           | Reichweite in Rückwärtsrichtung Mho-Kreis   |
| Innere Richtungskennlinie R     | 1,88 Ω           | Widerstandswert innere Aussparung auf R-Achse   |
| Äußere Richtungskennlinie R     | 3,25 Ω           | Widerstandswert äußere Aussparung auf R-Achse   |
| Impedanzwinkel                  | 84°              | Winkel zwischen R-Achse, Mho-Kreis und Aussparungen   |
| Reichweite Zone 1               | 55%              | Prozentsatz Mho-Reichweite in Vorwärtsrichtung zum Anzeigen des Endes der Zone 1 und Beginns der Zone 2 |
| Pendelzeit                      | 30 ms            | Die Zeit zwischen Aussparungen bis zur Erkennung von Pendeln (30 ms ergeben die 2,77 Hz Schlupf)        |
| Max. Anzahl Schlupf             | 1                | Anzahl Polschlupf vor Auslösung Zone 1  |
| Zone 2 aktiv                    | Ja               | Freigabe Funktion Zone 2  |
| Max Num slips Zn2               | 4                | Anzahl Polschlupf vor Auslösung Zone 2  |
| LS-AUS-Zeit                     | 50 ms            | Öffnungszeit Leistungsschalter  |
| Spannungsumkehr                 | Ja               |   |

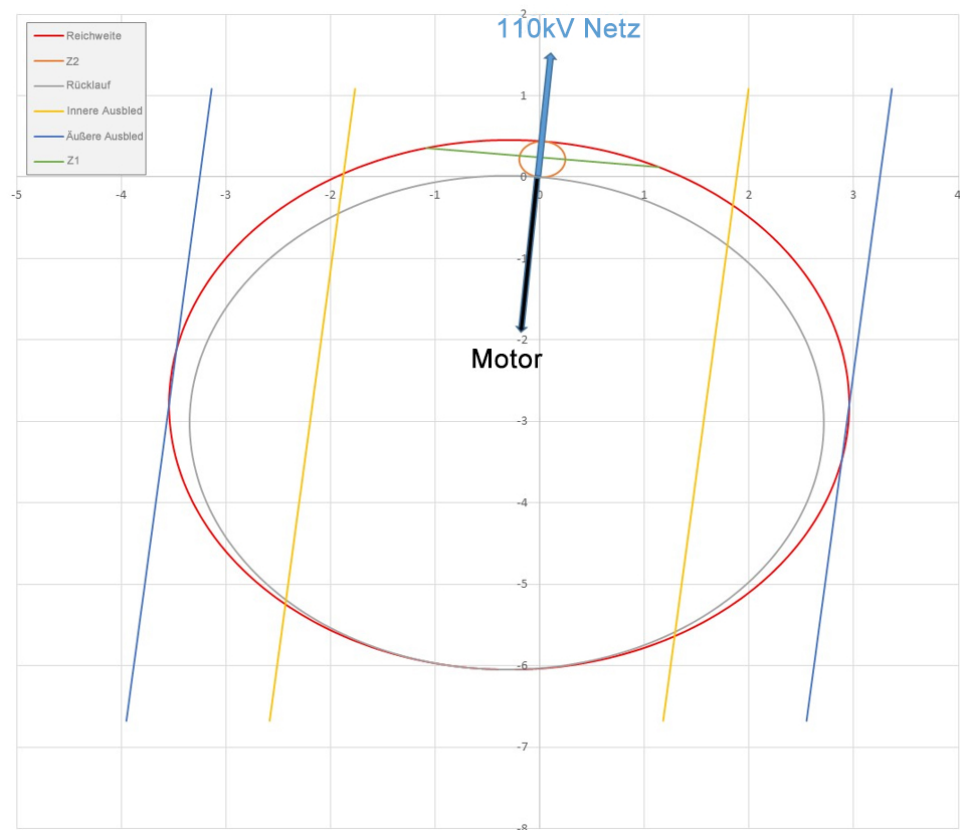


Abb. 122: OOSRPSB1-Betriebseigenschaften in der Impedanzebene Werte in Ohm primär

### DOPPDPR1 – Überleistungsschutz

Mit dem Überleistungsschutz wird die Wirkleistung des Motors begrenzt. Die [Tabelle 304](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die voreingestellten Standardwerte beibehalten werden.

Tabelle 304: DOPPDPR1-Einstellungen

| Einstellung             | Empfohlener Wert       | Beschreibung            |
|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Startwert               | 0,53 xSn <sup>1)</sup> | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit | 5000 ms                | Auslöseverzögerungszeit |

1)  $1,05 \frac{5800 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 11 \text{ kV} \cdot 600 \text{ A}} = 0,532 \text{ xSn}$

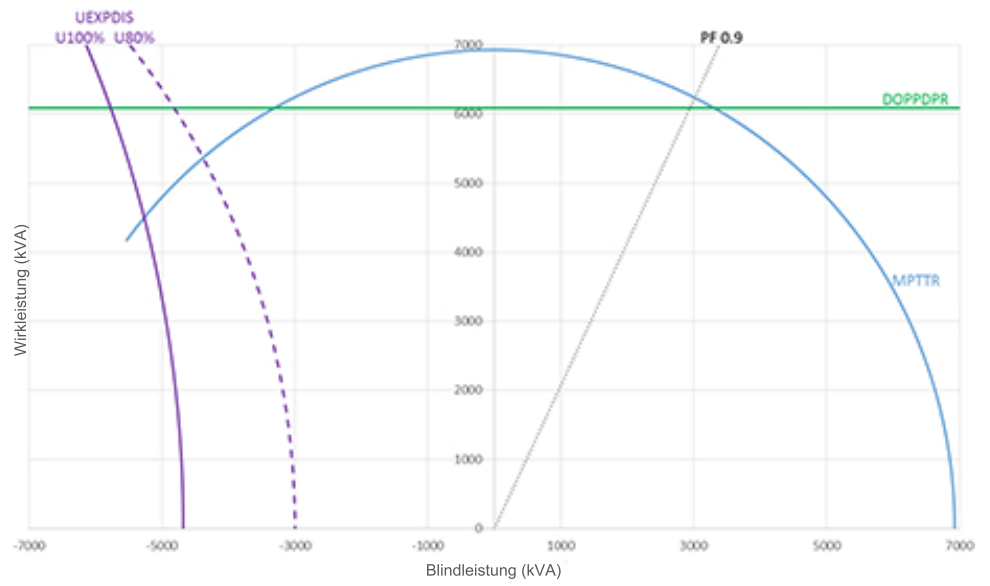


Abb. 123: *MPTR1, UEXPDIS1 und DOPPDPR1* Betriebseigenschaften in PQ-Ebene



---

## Abschnitt 12 Generator-Leistungsschalter-Synchronisierung

### 12.1 Einführung in die Anwendung

Das Schutzrelais bietet die automatische Synchronisierungsfunktion für das synchrone Schließen des Generatorschalters entsprechend der vorherrschenden Bedingungen, mit lediglich minimaler zusätzlicher Belastung von Mechanik und Kabeln. Als Sonderfunktion ist ASGCSYN für die automatische Leistungsschalter-Synchronisierung vorgesehen.

Dieses Anwendungsbeispiel erläutert die Konfiguration des Relais für die Synchronisierung des Generators mit dem Netz und anschließendem Schließen des Leistungsschalters. Zuerst werden die notwendigen externen Messungen und Steuersignale dargestellt. Danach folgen die Konfiguration des Relais und die Erläuterung der notwendigen Einstellwerte.

Dieses Anwendungsbeispiel behandelt Anwendungsfälle, bei welchen Steuervorgänge am lokalen Relaisdisplay ausgeführt werden (Relais L/R Status = L). Die Fernbedienung kann durch die Verbindung der Relais mit einem verteilten Steuerungssystem implementiert werden.

### 12.2 Beschreibung des Beispielfalls

[Abbildung 124](#) zeigt das Beispiel eines 50-Hz-Netzes, in dem ein Generator über einen Generatorleistungsschalter (GCB) mit der Sammelschiene verbunden ist. Der Antriebsmaschinenregler (GOV) und der Spannungsregler (AVR) werden ebenfalls abgebildet, weil das Relais direkt mit diesen kommuniziert. Die Spannung muss sowohl an den Generatorklemmen als auch an der Sammelschiene gemessen werden.

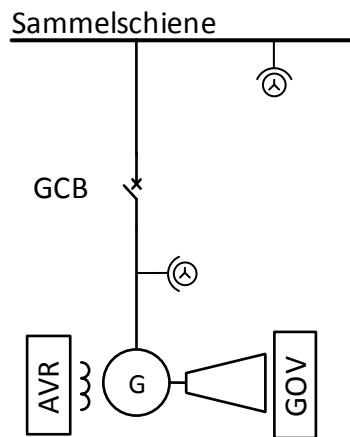


Abb. 124: Übersichtsschaltbild der Anwendung

## 12.3 Relais als Auto-Synchronisierer

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, das ACT-Diagramm, die Einstellwerte und Informationen dazu, wie die Generatorsynchronisierung im dargestellten Beispiel erreicht werden kann. Anleitungen für die Verwendung der Anwendung mit dem lokalen Relais-Display sind ebenfalls enthalten.

### 12.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Für die automatische Synchronisierung werden Spannungsmessungen von den Generatorklemmen und der Sammelschiene mithilfe der entsprechenden Spannungswandler benötigt. In [Abbildung 125](#) sind alle drei Leiter-Erde-Spannungen (AI1, AI2 und AI3) ab dem Generator mit dem Relais verdrahtet. Der Auto-Synchronisierer für Generator-Leistungsschalter benötigt nur eine Spannung vom Generator, allerdings werden drei Spannungen angezeigt, weil für eine Schutzanwendung typischerweise dreiphasige Spannungsmessungen benötigt werden. Siehe das Generatorschutz-Anwendungsbeispiel. Sammelschieneneseitig ist eine Leiter-Erde-Spannung (AI4) mit dem Relais verdrahtet.

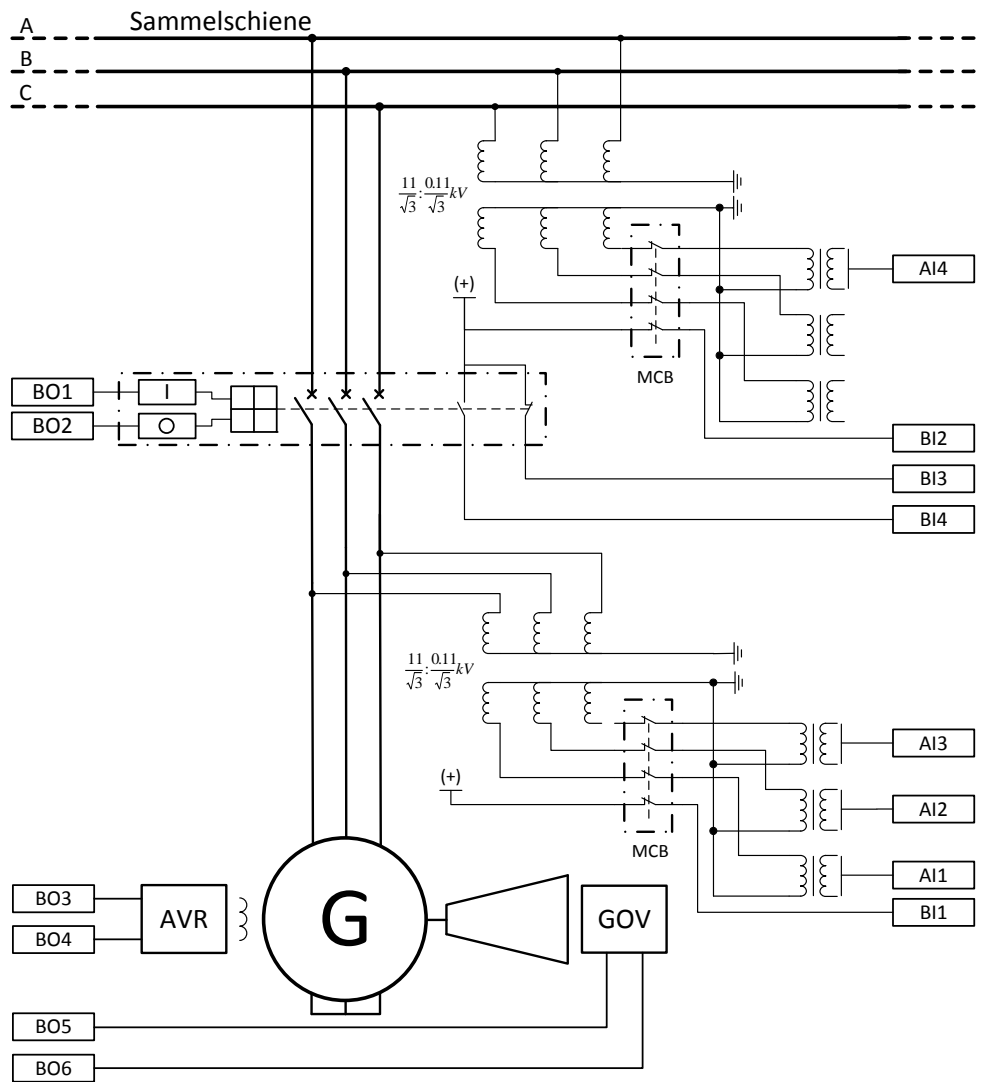


Abb. 125: Relais-Schnittstellen und VT-Anschlüsse für eine Einzelgenerator-Synchronisierung.

### 12.3.1.1

### Analoge Eingangssignale

Tabelle 305: Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls

| Analogeingang | Beschreibung  |
|---------------|---|
| AI1           | Generatorklemmen Spannungsmessung Leiter-Erde, U_A-Spannung |
| AI2           | Generatorklemmen Spannungsmessung Leiter-Erde, U_B-Spannung |
| AI3           | Generatorklemmen Spannungsmessung Leiter-Erde, U_C-Spannung |
| AI4           | Sammelschiene Spannungsmessung Leiter-Erde, U_A-Spannung    |

### 12.3.1.2 Binäre Eingangssignale

**Tabelle 306:** *Physische binäre Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls*

| Binäreingang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BI1          | Generatorklemme VT-Kreis MCB-Position. Die Signale werden „TRUE“, wenn der Sicherungsautomat auslöst. In einer solchen Fehlersituation muss die automatische Synchronisierung blockiert werden.                         |
| BI2          | Sammelschiene Spannungswandlerkreis Sicherungsautomat Position Die Signale werden „TRUE“, wenn der Sicherungsautomat auslöst. In einer solchen Fehlersituation muss die automatische Synchronisierung blockiert werden. |
| BI3          | GCB Stellung offen. Der TRUE-Zustand dieses Signals bedeutet, dass GCB geöffnet ist.  |
| BI4          | GCB Stellung geschlossen. Der TRUE-Zustand dieses Signal bedeutet, dass GCB geschlossen ist.  |

### 12.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 307:** *Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Beispielfalls*

| Binärausgang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BO1          | GCB schließen. Verbunden mit der Ausschaltspule von GCB. TRUE-Zustand schließt den Leistungsschalter.   |
| BO2          | GCB öffnen Verbunden mit der Einschaltspule von GCB. TRUE-Zustand öffnet den Leistungsschalter.   |
| BO3          | AVR höher. Verbunden mit dem AVR-Spannungsanhebungseingang. Wenn die Busspannung die Generatorspannung überschreitet, wird die Generatorspannung mit TRUE-Zustandsimpulsen angehoben.         |
| BO4          | AVR tiefer. Verbunden mit dem AVR-Spannungsabsenkungseingang. Wenn die Busspannung die Generatorspannung unterschreitet, wird die Generatorspannung mit TRUE-Zustandsimpulsen abgesenkt.      |
| BO5          | Regler höher. Verbunden mit dem Regler-Eingang Drehzahl erhöhen. Wenn die Busfrequenz die Generatorfrequenz überschreitet, wird die Generatorfrequenz mit TRUE-Zustandsimpulsen angehoben.    |
| BO6          | Regler tiefer. Verbunden mit dem Regler-Eingang Drehzahl absenken. Wenn die Busfrequenz die Generatorfrequenz unterschreitet, wird die Generatorfrequenz mit TRUE-Zustandsimpulsen abgesenkt. |

### 12.3.1.4 Empfohlene Alarme

[Tabelle 308](#) enthält eine Empfehlung für die LHMI- und WHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarme gekennzeichnet werden sollten.

**Tabelle 308:** Alarmliste für den Beispielfall

| Ereigniscontainer | Ereignis    | Beschreibung                                     |
|-------------------|-------------|--|
| ASGCSYN1          | CL_FAIL_AL  | Alarm Leistungsschalter schließen fehlgeschlagen |
| ASGCSYN1          | CMD_FAIL_AL | Alarm Leistungsschalter öffnen fehlgeschlagen    |
| ASGCSYN1          | CB_CL_BLKD  | Leistungsschalter schließen blockiert            |
| UTVTR1            | ALARM       | Fehler Spannungsvorverarbeitung                  |
| UTVTR1            | WARNUNG     | Fehler Spannungsvorverarbeitung                  |
| UTVTR2            | ALARM       | Fehler Spannungsvorverarbeitung                  |
| UTVTR2            | WARNUNG     | Fehler Spannungsvorverarbeitung                  |

### 12.3.1.5 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 309:** Im Anwendungsbeispiel verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock | Beschreibung   |
|----------------|--|
| UTVTR1         | Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Generatorspannungen    |
| UTVTR2         | Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Sammelschienenspannung |
| ASGCSYN1       | Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter                     |
| CBXCBR1        | Generator-Leistungsschaltersteuerung   |

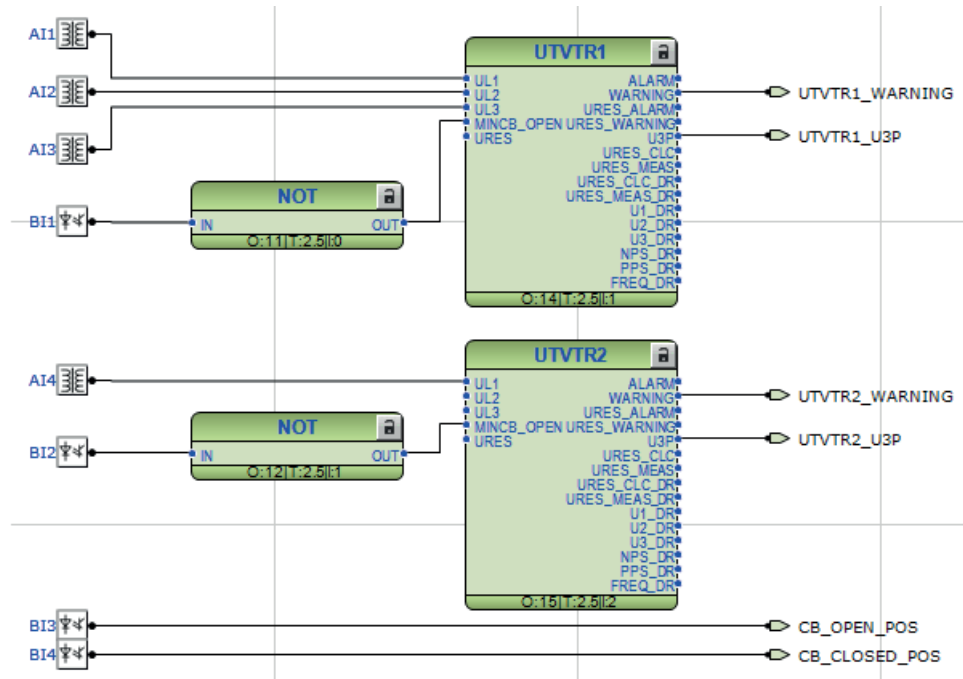


Abb. 126: Relais- und Vorverarbeitungsanschlüsse

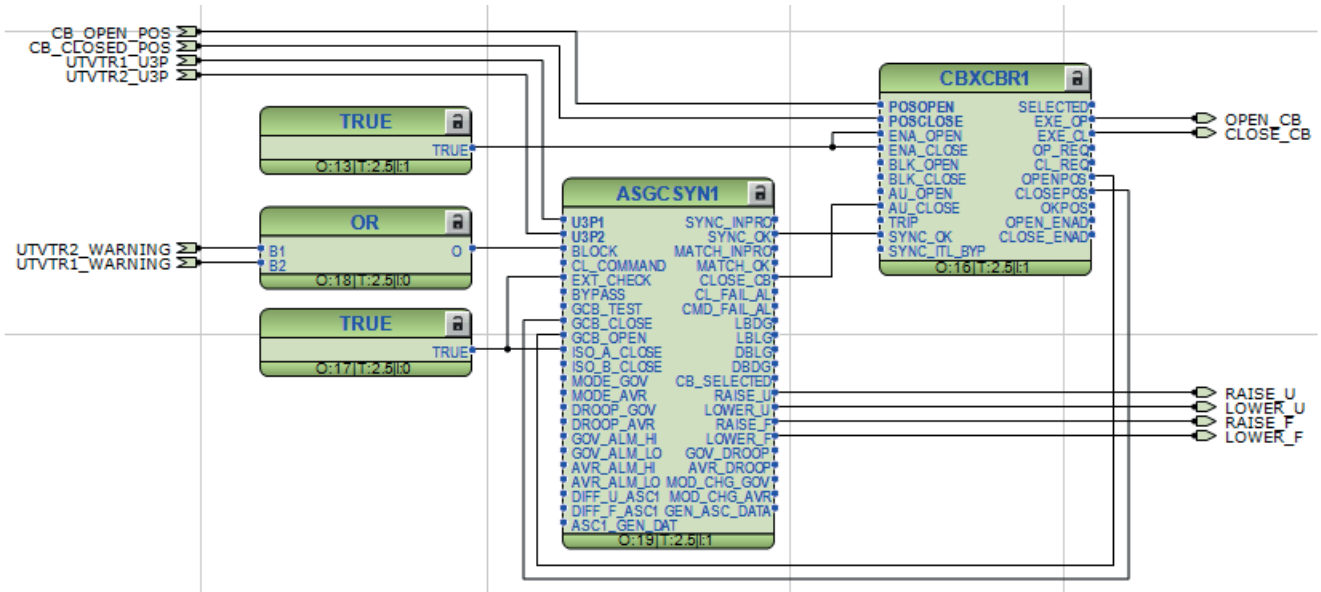


Abb. 127: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

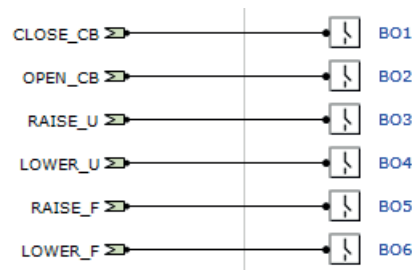


Abb. 128: Relais-Ausgangsanschlüsse

## 12.3.1.6

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

**Allgemeine Steuerungseinstellungen**

Wegen der Anfahr- und Abschalt-Generatorphasen, wenn die Generatorfrequenz von der Nennspannung abweicht, verwenden Generatoranwendungen typischerweise frequenzangepasste Messungen. Durch Aktivierung der Frequenzadaptivität werden unabhängig von der Generatorfrequenz akkurate Messwerte gewährleistet. Die [Tabelle 310](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden. Diese allgemeinen Steuerungseinstellungen finden sich unter **Konfiguration/System**.

Tabelle 310: Globale Steuerungseinstellungen

| Einstellung         | Empfohlener Wert | Beschreibung                  |
|---------------------|------------------|-------------------------------|
| Frequenzadaptivität | Freigabe         | Frequenzadaptivität freigeben |

**UTVTR1 und UTVTR2 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung**

UTVTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für gemessene Spannungen. Eine Funktionsinstanz wird für die Dreiphasenspannungen des Generators benötigt, die zweite für die Sammelschienenspannung. Die Vorverarbeitungsfunktionen erlauben die Einrichtung der Messkanäle gemäß den Spannungspegeln und gewählten Spannungswandlern.

Für die Blockierung der ASGCSYN-Funktion wird der Ausgang `WARNING` in der Relaiskonfiguration verwendet. Der Ausgang wird aktiviert, wenn der Sicherungsautomat anspricht. Wenn der Ausgang `WARNING (WARNUNG)` auf `TRUE` gesetzt ist, muss die automatische Synchronisierung abgebrochen werden. Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

Für UTVTR1 muss *Frequency adaptivity* (Frequenzadaptivität) aktiviert werden. [Tabelle 311](#) und [Tabelle 312](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 311: UTVTR1-Einstellungen**

| Einstellung               | Empfohlene Werte    | Beschreibung  |
|---------------------------|---------------------|---|
| Primärspannung            | 6,4 kV              | Primärspannungswert   |
| Sekundärspannung          | 64 V                | Sekundärspannungswert   |
| Spannungswandleranschluss | 1=Sternschaltung    | Spannungsübertragender Messanschluss                                  |
| Frequenzadaptivität       | Hauptfrequenzquelle | Frequenzadaptivitätsauswahl<br>Diese Einstellung ist UTVTR verfügbar. |

**Tabelle 312: UTVTR2-Einstellungen**

| Einstellung               | Empfohlene Werte | Beschreibung                         |
|---------------------------|------------------|--------------------------------------|
| Primärspannung            | 6,4 kV           | Primärspannungswert                  |
| Sekundärspannung          | 64 V             | Sekundärspannungswert                |
| Spannungswandleranschluss | 1=Sternschaltung | Spannungsübertragender Messanschluss |

### ASGCSYN1 – Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter

ASGCSYN prüft die Leistungsschalterbedingungen von Generator und Sammelschiene und gibt bei Bedarf Impulsbefehle an den automatischen Spannungsregler und den Antriebsmaschinenregler für den Vergleich der Spannungs- und Frequenzbedingungen aus. Sobald die Synchronisierungsprüfung abgeschlossen ist und LS-Schließbedingungen erfüllt sind, übergibt die Funktion die Genehmigung zum Schließen des Leistungsschalters. ASGCSYN umfasst die Funktionen Energieprüfung, Synchronisierungsprüfung sowie Spannungs- und Frequenzabgleich.

Das Schließen des Generatorleistungsschalters ist üblicherweise so implementiert, dass die Frequenz des Generators jene der Sammelschiene geringfügig überschreitet. Das heißt, ein übersynchroner Generator. Somit ist die Reaktionszeit von Regler und automatischer Spannungssteuerung für die Vermeidung für Rückleistung bei steigender Last begrenzt. Der übersynchrone Generator kann mit der Einstellung *Synchronization Dir* (Synchronisierung Richt) ausgewählt werden. Die [Tabelle 313](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 313: ASGCSYN-Einstellung**

| Einstellung            | Empfohlene Werte                 | Beschreibung   |
|------------------------|----------------------------------|--|
| Synchronisierung Richt | Immer über Synchronität          | Erzwingt eine Generatorfrequenz, die während Leistungsschalter-Schließen höher als die Netzfrequenz ist. |
| Autosyn-Modus          | Automatischer Synchronisiermodus | Auswahl für die automatische Synchronisierung  |

## 12.3.2 Verwendung der Generator-Synchronisierungsanwendung

Diese Kapitel enthält zwei Anwendungsfälle: automatische Synchronisierung und manuelle Synchronisierung. Der Ausgangspunkt für beide Fälle ist identisch: der Generator-Leistungsschalter ist geöffnet und die Sammelschiene ist erregt.

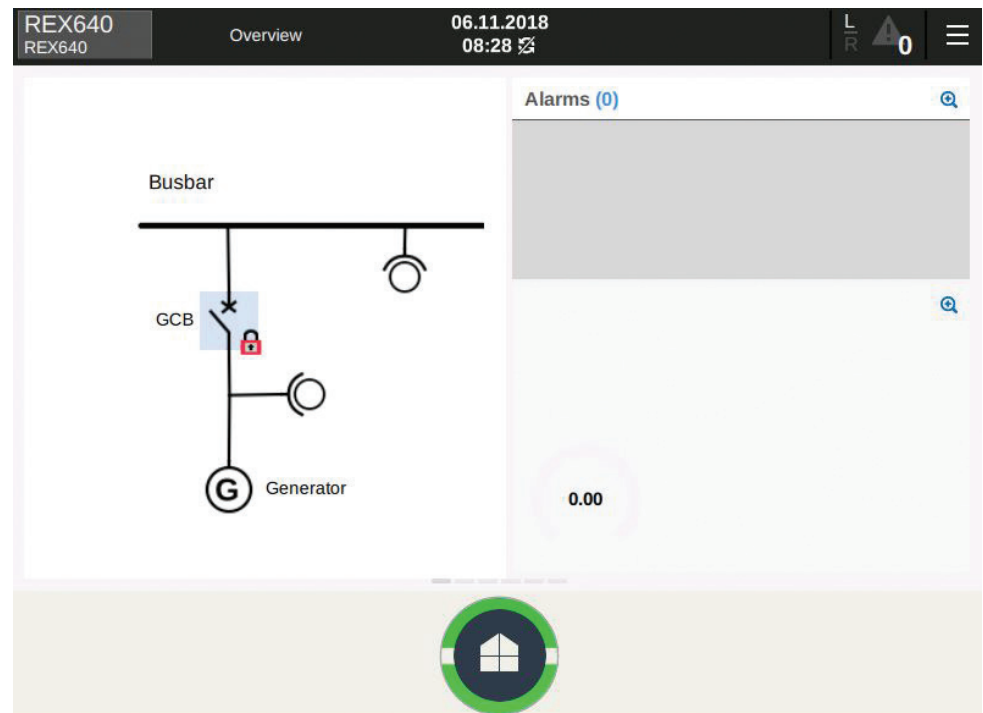


Abb. 129: Der Generator-Leistungsschalter ist geöffnet

### 12.3.2.1 Automatische Synchronisierung des Generator-Leistungsschalters

1. Generator-Leistungsschalter am Relais-Display berühren.
2. *Auto Syn mode* (Auto Sync Modus) auf "Automatic synchronising mode" (Automatischen Synchronisierungsmodus) und *Live dead mode* (Stromführend-/los Modus) auf "Off" (Aus) setzen.

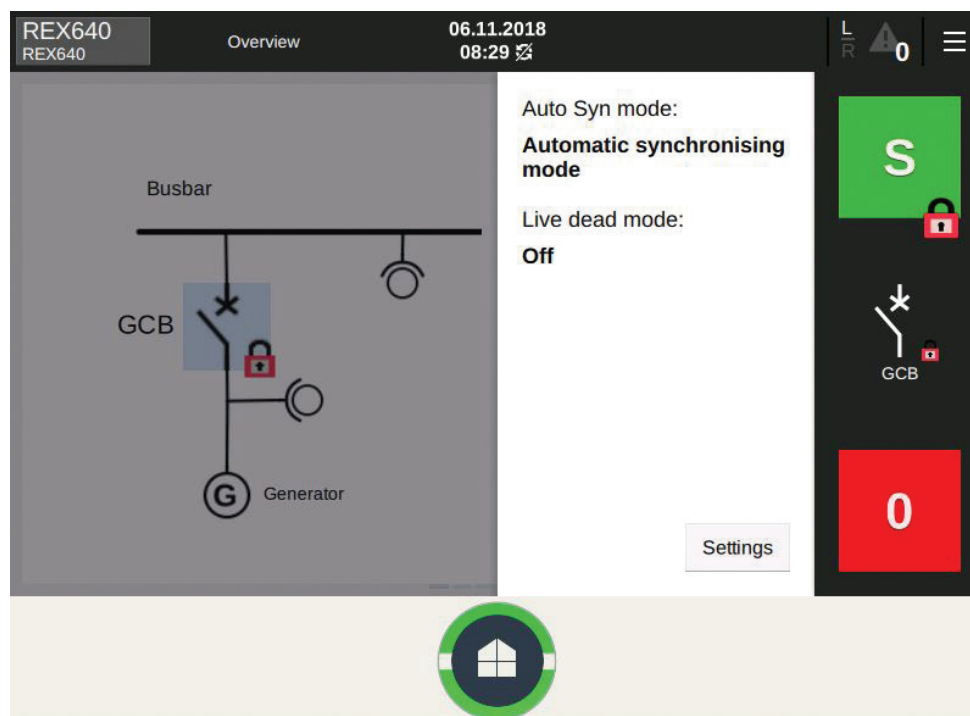


Abb. 130: Der Generator-Leistungsschalter ist für die automatische Synchronisierung ausgewählt.

3. S berühren, um die automatische Synchronisierung zu starten.

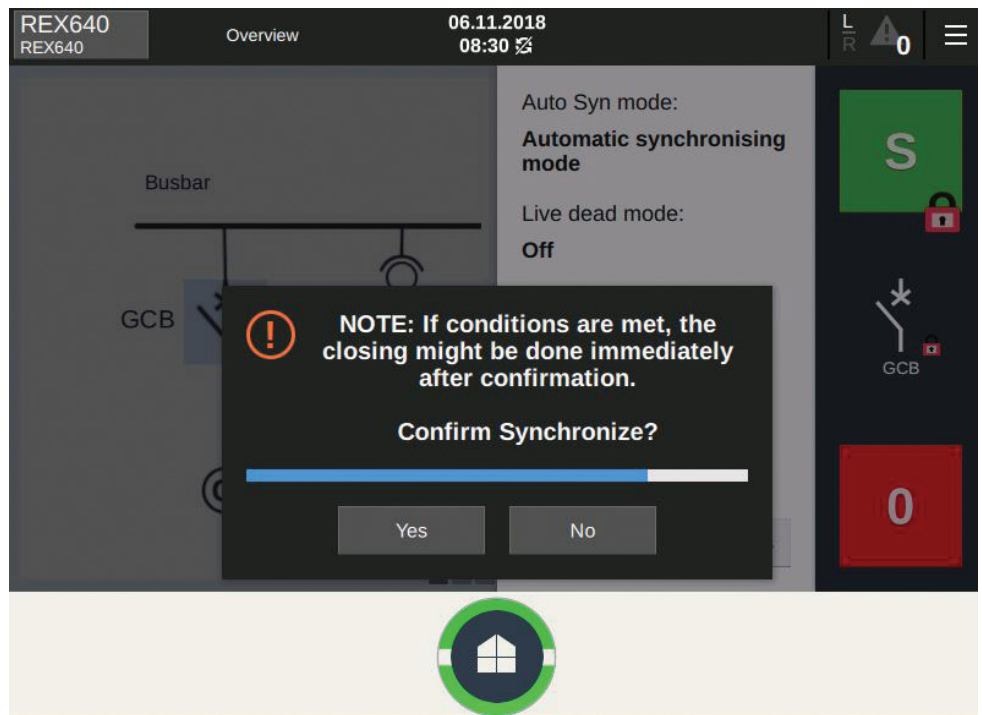


Abb. 131: Synchronisierdialog

4. **Yes (Ja)** berühren, um die Synchronisierung zu bestätigen.  
Die automatische Synchronisierung von Spannung und Frequenz mit der Sammelschiene wird ausgeführt.

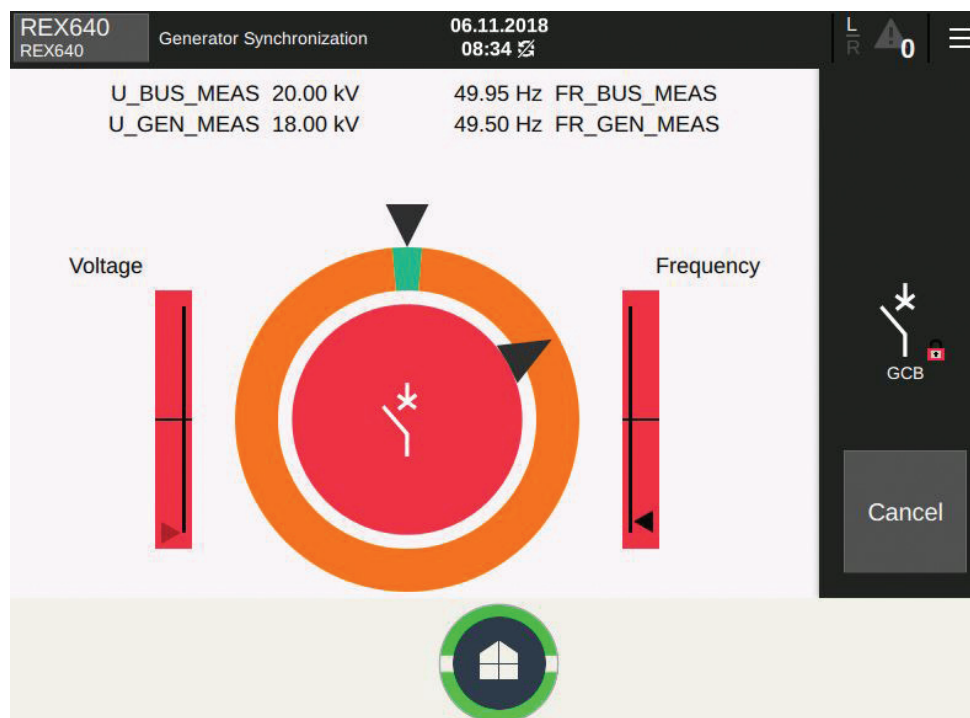


Abb. 132: Automatische Synchronisierung läuft

Nach Abschluss der automatischen Synchronisierung gibt ASGCSYN den Schließen-Befehl an den Generator-Leistungsschalter aus.

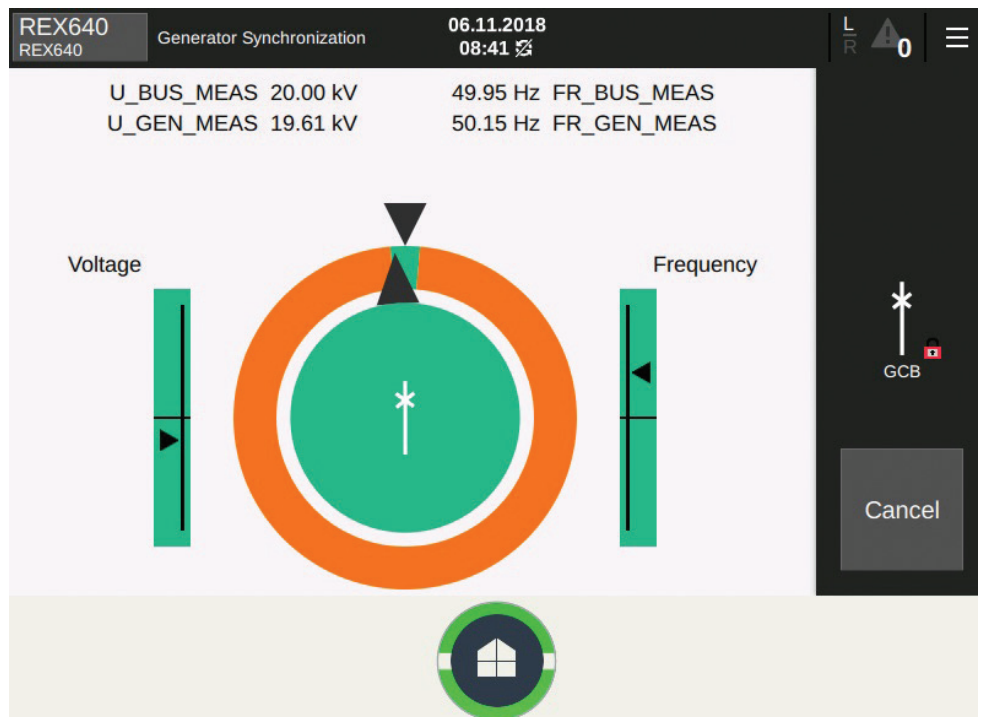


Abb. 133: Die automatische Synchronisierung ist abgeschlossen und der Leistungsschalter wird geschlossen.

### 12.3.2.2

#### Manuelle Synchronisierung des Generator-Leistungsschalters

1. Den Generatorschalter am Relais-Display berühren.
2. *Auto Syn mode* (Auto Sync Modus) auf "Manual mode" (Manueller Modus) und *Live dead mode* (Stromführend-/los Modus) auf "Off" (Aus) setzen.

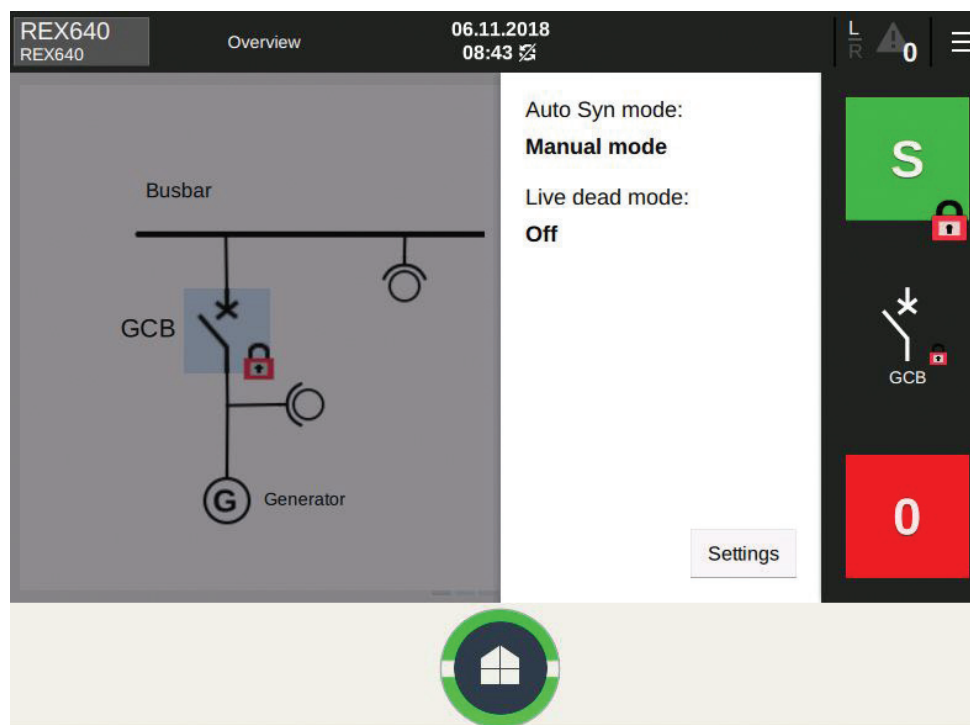


Abb. 134: Einstellungen für die manuelle Synchronisierung

3. Drücken Sie S.  
Der Dialog „Synchronisieren bestätigen“ wird geöffnet.

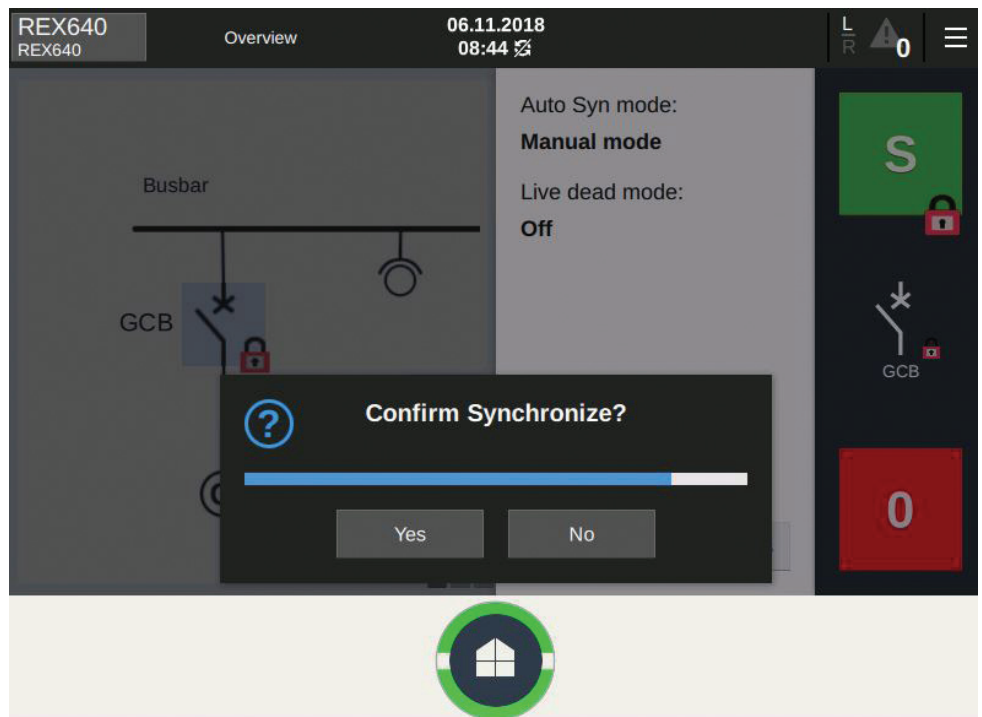


Abb. 135: Ansicht „Synchronisieren bestätigen“

4. Drücken Sie **Yes** (Ja), um die Synchronisierungsansicht zu aktualisieren.

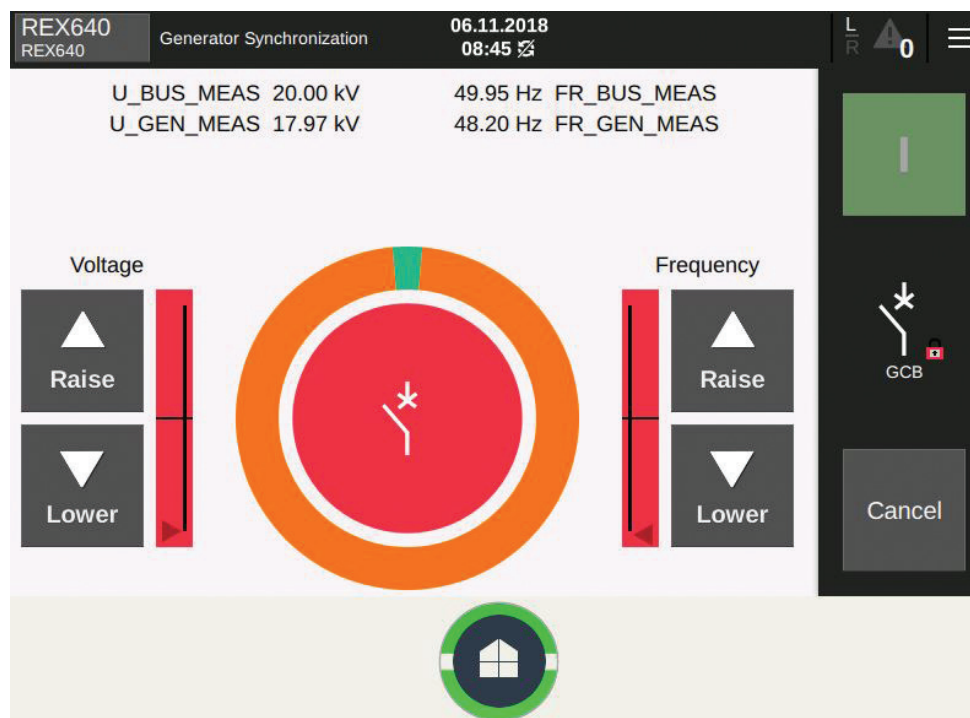


Abb. 136: Synchronoskop für manuelle Impulse

5. Berühren Sie Spannungs- und Frequenztaben **Raise** (Höher), um die Spannungs- und Frequenzabweichungen zwischen Generator und Bus zu verringern.

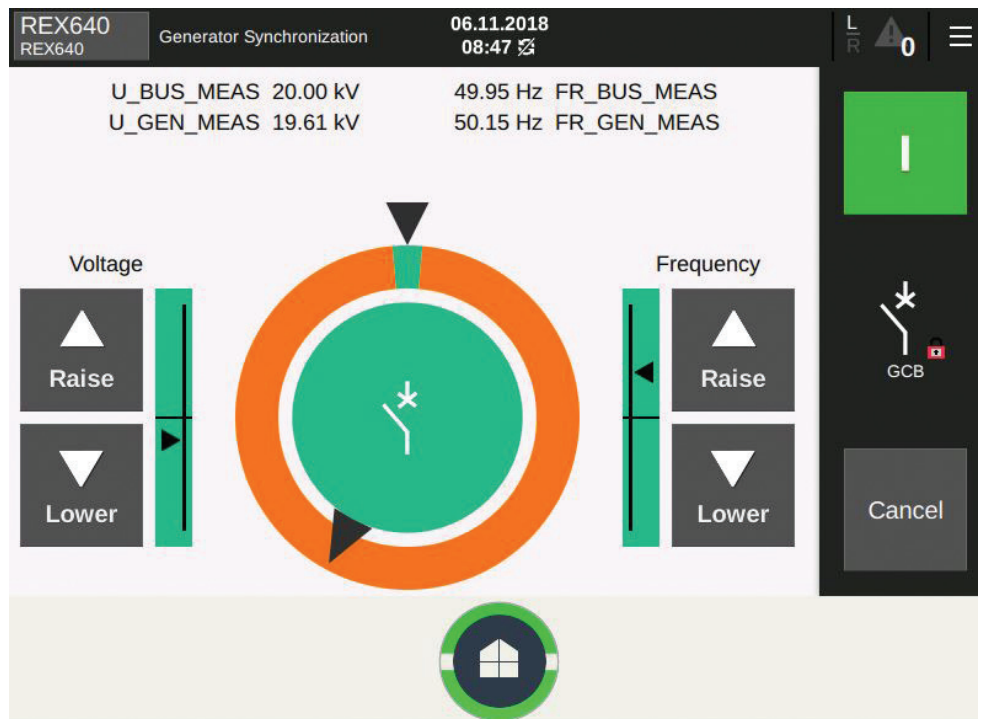


Abb. 137: Bedingungen für Leistungsschalter Schließen erfüllt

Nun stimmen Spannungs- und Frequenzabweichung überein, was das Schließen des Leistungsschalter erlaubt.

6. Berühren Sie **I** berühren, um den Leistungsschalter zu schließen. Das Relais sucht nach dem frühesten Moment für das Schließen des Leistungsschalters.

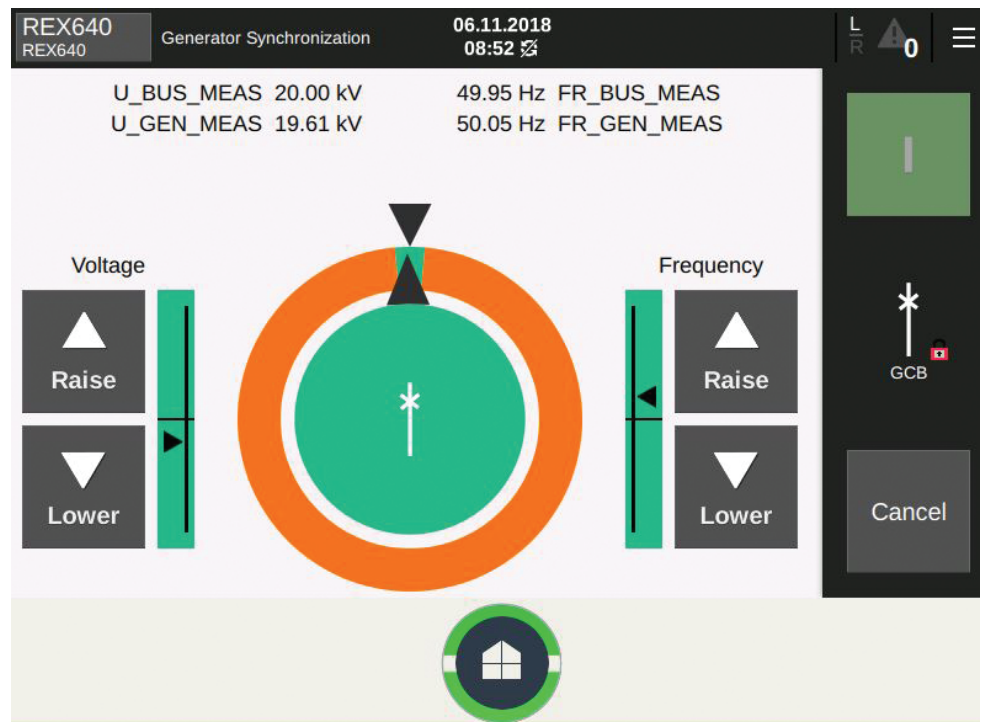


Abb. 138: Synchronisierung abgeschlossen und Leistungsschalter geschlossen.

---

## Abschnitt 13 Nicht-Generator-Leistungsschalter-Autosynchronisierung

### 13.1 Einführung in die Anwendung

Neben der Generatorleistungsschalter-Synchronisation bietet das Relais Funktionen für die Synchronisierung von Nicht-Generator-Leistungsschaltern, das heißt Nicht-Quellen-Leistungsschalter (NSCB), wie Netzanschluss- oder Buskoppler-Leistungsschalter.

Das Relais bietet spezifische Funktionen, ASGCSYN, ASNSCSYN und ASCGAPC, für die automatische Synchronisierung von Anwendungen unterschiedlicher Größe. ASGCSYN wird für die Synchronisierung des Generatorleistungsschalters (GCB) verwendet. ASNSCSYN wird für die Synchronisierung von Nicht-Generatorleistungsschaltern verwendet (z. B. Netzanschluss oder Buskoppler). ASCGAPC ist eine Koordinierungsfunktion, die benötigt wird, wenn die Anwendung Nicht-Generatorleistungsschalter enthält.

Dieses Anwendungsbeispiel behandelt Anwendungsfälle, bei welchen die Steuervorgänge am lokalen Relaisdisplay ausgeführt werden (Relais L/R Status = L). Das Generatorrelais muss im externen Modus sein, wenn es an der NSCB-Auto-Synchronisierung teilnimmt.

Die Steuerungsvorgänge können auch Remote ausgeführt werden, beispielsweise mit einem verteilten Steuersystem. Diese Vorgehensweise ist jedoch nicht im Umfang dieses Anwendungsbeispiels enthalten.

### 13.2 Beschreibung des Beispielfalls

[Abbildung 139](#) zeigt ein 11-kV-Netz mit Netzanschluss, lokaler Stromerzeugung und Lasten. GCB und NSCB koppeln zwei unabhängige Teile des Netzes. Diese beiden Teile des Netzes müssen hinsichtlich Frequenz-, Spannungs- und Winkeldifferenz synchronisiert werden, bevor das Schließen des Leistungsschalters erlaubt werden kann. Für die Darstellung einer realistischeren Anwendung werden auch zwei Abgangslasten gezeigt. Diese Einspeiserrelais sind nicht vom automatischen Synchronisierungssystem abhängig. Deshalb werden sie in diesem Anwendungsbeispiel nicht erläutert.

Für die Synchronisierung des Leistungsschalters müssen zwei Teile des Netzes und mindestens eine Seite für die anpassbare Energieerzeugung angeregt werden. Es muss auch möglich sein, den Leistungsschalter zu schließen, wenn eine Seite

abgeschaltet wird; diese Vorgehensweise wird typischerweise als „spannungsfreies Bus/spannungsführende Leitung“-Schließen bezeichnet.

Die Relaiskonfiguration für das GCB-Relais basiert auf dem Anwendungsbeispiel für die automatische Generatorleistungsschaltersynchronisierung (diese wird an anderer Stelle im Handbuch erläutert). Es wurde eine zusätzliche Signalisierung für den Empfang der Statussignale des automatischen Spannungsreglers (AVR) und des Hauptantriebsreglers (GOV) hinzugefügt. In der Relaiskonfiguration wurde eine spezifische Koordinatorfunktion hinzugefügt, um die Kommunikation zwischen den Relais zu erlauben, die mit dem automatischen Synchronisierungssystem verbunden sind.

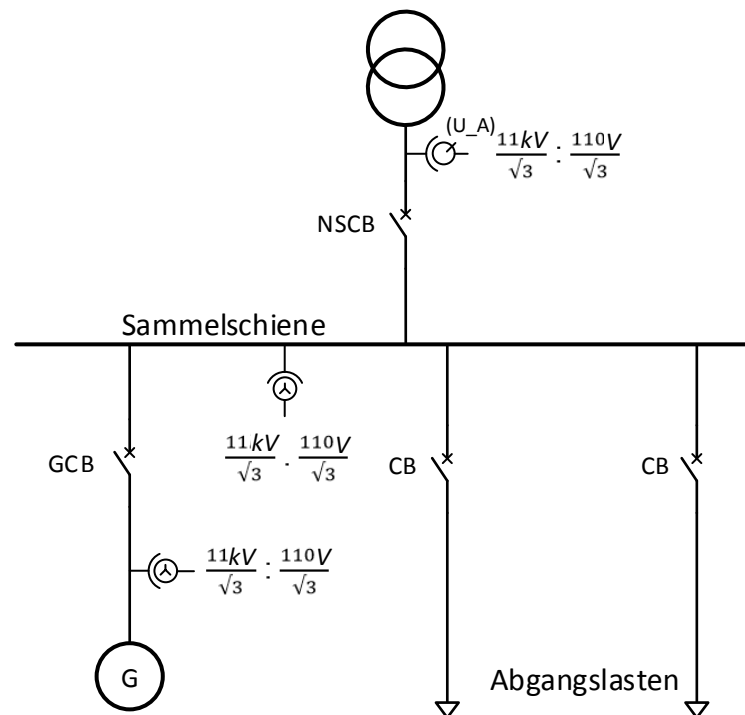


Abb. 139: Beispielkonfiguration der NSCB-Auto-Synchronisierung.

### 13.3

## Relais als Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierer

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, das Relaiskonfigurationsdiagramm und die Parametereinstellungen sowie Informationen dazu wie die Generatorsynchronisierung im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.

---

### 13.3.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die Relaischnittstelle zur physischen Hardware wird in [Abbildung 140](#) gezeigt. Die Schnittstellen werden aus Sicht der automatische Synchronisierung definiert. Die Netz- und die Sammelschienenspannung müssen mithilfe der entsprechenden Spannungswandler gemessen werden. In diesem Beispielfall der Sammelschienenseite werden Leiter-Erde-Spannungen mit einem Satz mit drei Spannungswandlern gemessen, die mit den Relaiseingängen AI1, AI2 und AI3 verbunden sind. Die netzseitige Leiter-Erde-Spannung U\_A wird von einem einzelnen Spannungswandler gemessen, der mit dem Relaiseingang AI4 verbunden ist. Die Leistungsschaltersteuerung wird mit den Relaisausgängen BO1 und BO2 implementiert. Die Leistungsschalter-Stellungsinformationen sind mit den Relais-Binärausgängen BI3 und BI4 verdrahtet. Die MCB-Status des Spannungsmesskreises sind mit den Binäreingängen BI1 und BI2 verdrahtet. Außerdem erfordert die Anwendung die Implementierung der Kommunikation zwischen Relais mit IEC 61850-8-1 GOOSE, einen Stationsbus für den Informationsaustausch zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

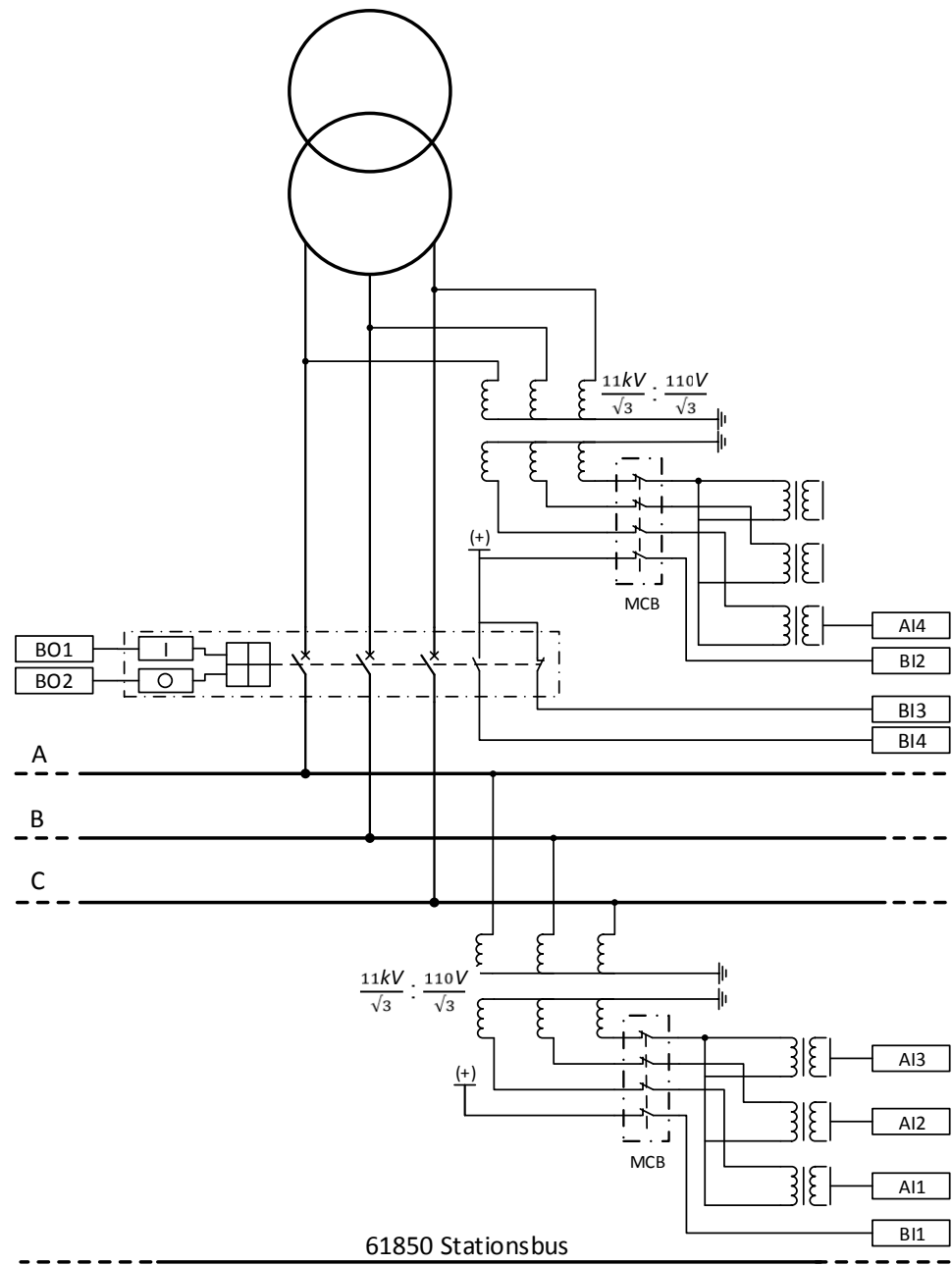


Abb. 140: Relais-Schnittstellen und Spannungswandleranschlüsse für den Beispielfall

### 13.3.1.1 Analoge Eingangssignale

**Tabelle 314:** *Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls*

| Analogueingang | Beschreibung                       |
|----------------|------------------------------------|
| AI1            | Busspannungsmessung, U_A-Spannung  |
| AI2            | Busspannungsmessung, U_B-Spannung  |
| AI3            | Busspannungsmessung, U_C-Spannung  |
| AI4            | Netzspannungsmessung, U_A-Spannung |

### 13.3.1.2 Binäre Eingangssignale

**Tabelle 315:** *Physische binäre Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls*

| Binäreingang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BI1          | Netzseite VT-Kreis MCB-Position. FALSE bedeutet, dass der Stromwandler-Messkreis geöffnet ist.   |
| BI2          | Sammelschienseite Stromwandlerkreis Sicherungsautomat Position FALSE bedeutet, dass der Stromwandler-Messkreis geöffnet ist.                       |
| BI3          | Netztrenner Stellung geöffnet, um zu bestätigen, dass NSCB geöffnet ist. TRUE-Zustand dieses Signal bedeutet, dass NSCB geöffnet ist.              |
| BI4          | Netztrenner Stellung geschlossen, um zu bestätigen, dass NSCB geschlossen ist. Der TRUE-Zustand dieses Signal bedeutet, dass NSCB geschlossen ist. |

### 13.3.1.3 Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 316:** *Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binärausgang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BO1          | NSCB schließen. Verbunden mit der Einschaltspule von NSCB. TRUE-Zustand schließt den Leistungsschalter. |
| BO2          | NSCB öffnen. Verbunden mit der Ausschaltspule von NSCB. TRUE-Zustand öffnet den Leistungsschalter.      |

### 13.3.1.4 Empfohlene Alarme

Die [Tabelle 317](#) enthält eine Empfehlung für die WHMI- und LHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarme gekennzeichnet werden sollten.

**Tabelle 317:** Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels

| Funktionskennung   | Ereignis                  | Beschreibung  |
|--------------------|---------------------------|---|
| Spannung (3U, VT)  | WARNUNG                   | Sammelschiene Spannungsmesskreis MCB (Sicherheitsautomat) offen     |
| Spannung (3UB, VT) | WARNUNG                   | Sammelschiene Spannungsmesskreis Sicherungsautomat offen            |
| ASNSCSYN1          | CL_FAIL_AL                | Alarm Leistungsschalter schließen fehlgeschlagen                    |
| ASNSCSYN1          | CMD_FAIL_AL               | Alarm Leistungsschalter öffnen fehlgeschlagen                       |
| ASNSCSYN1          | CB_CL_BLKD                | Leistungsschalter schließen blockiert                               |
| ASCGAPC1           | AS_CONFLICT <sup>1)</sup> | Konfliktbedingung in der automatisch synchronisierten Koordinierung |

1) Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

### 13.3.1.5

### Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert. Die einfachen Logikblöcke werden nicht in der [Tabelle 318](#) aufgeführt.

**Tabelle 318:** Im Anwendungsbeispiel verwendete Funktionsblöcke

| Funktionsblock | Beschreibung   |
|----------------|--|
| UTVTR1         | Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Sammelschienenspannungen |
| UTVTR2         | Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Netzspannung             |
| ASNSCSYN1      | Auto-Synchronisierer für Netz-Leistungsschalter                                |
| ASCGAPC1       | Auto-Synchronisierer-Koordinator   |
| CBXCBR1        | Netz Leistungsschaltersteuerung  |
| GOOSERCV_INT32 | IEC 61850-8-1 GOOSE-Empfänger für INT32-Datentyp                               |

[Abbildung 141](#), [Abbildung 142](#), [Abbildung 143](#) und [Abbildung 144](#) Stellen die mit ACT implementierte Relaiskonfiguration dar.

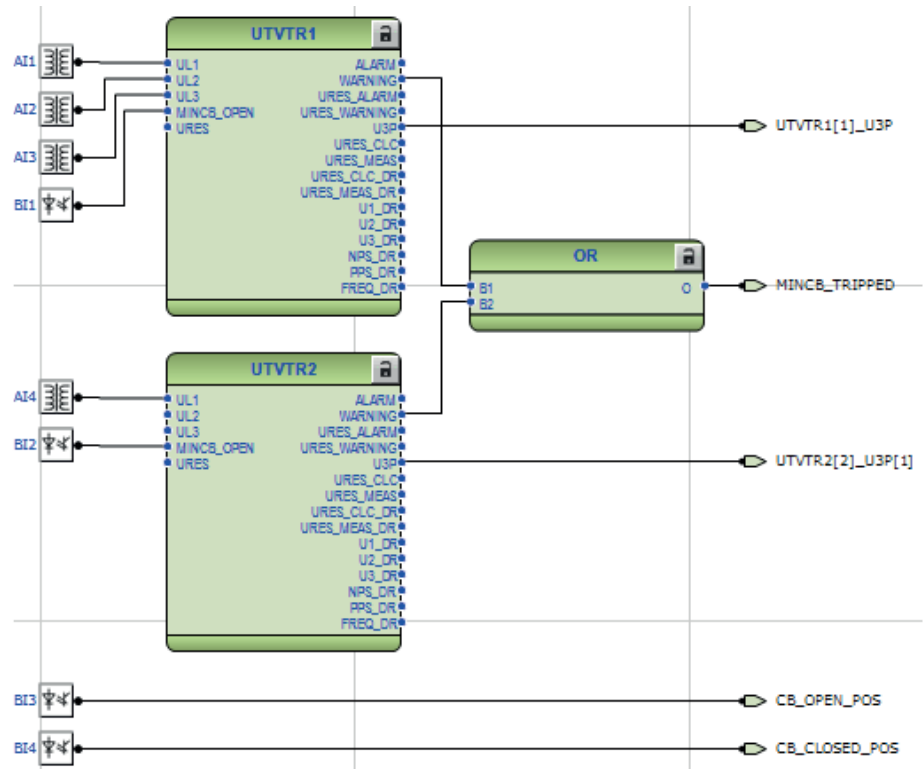


Abb. 141: Eingangsbereich

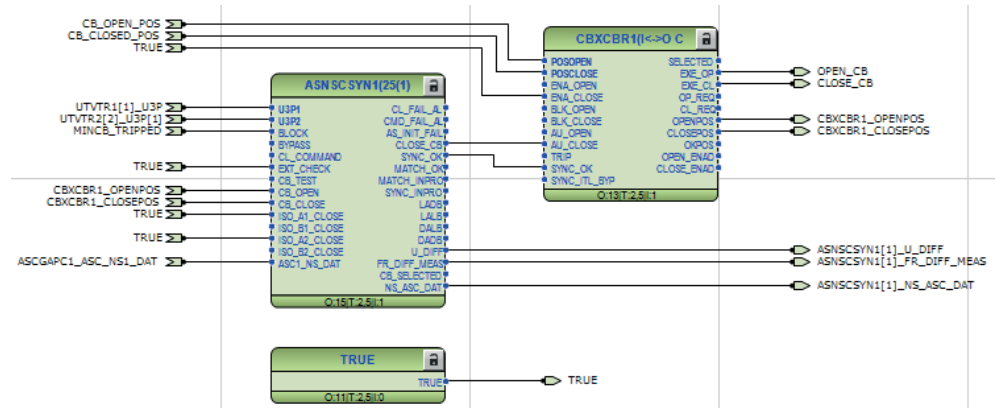


Abb. 142: Automatischer Synchronisiersteuerungsbereich

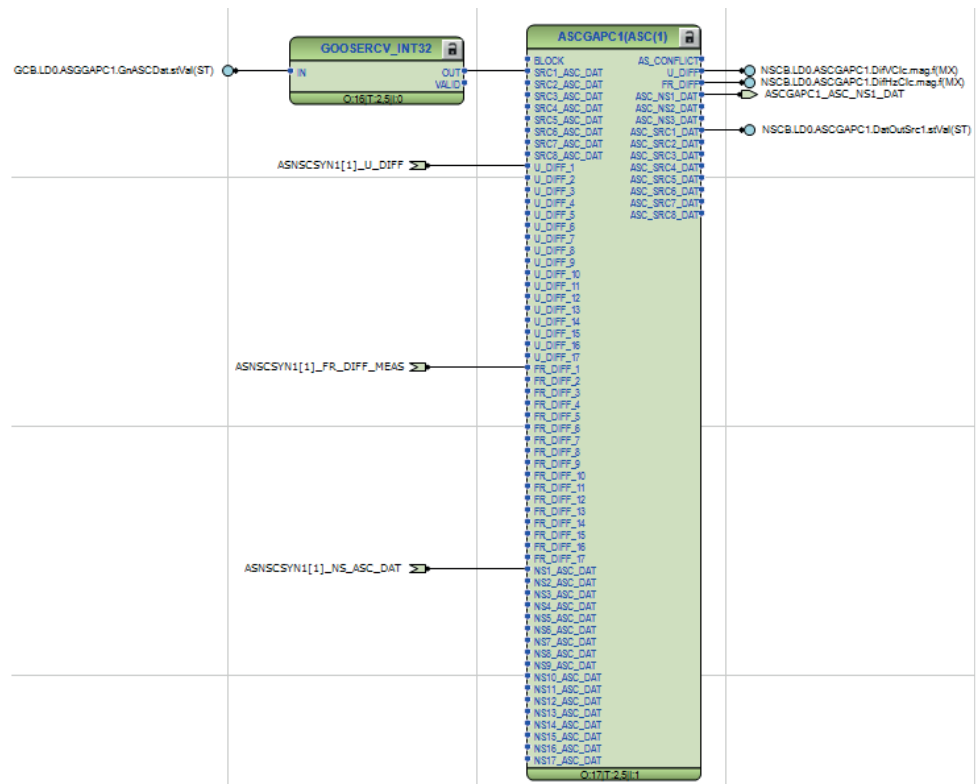


Abb. 143: Auto-Synchronisierer-Koordinatorbereich

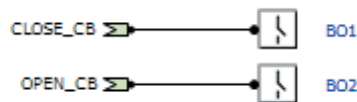


Abb. 144: Relais-Ausgangsanschlüsse

### 13.3.1.6 Funktionsblöcke und Einstellwerte

#### UTVTR1 und UTVTR2 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

UTVTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für gemessene Spannungen. Eine Funktionsinstanz wird für die Dreileiter-Erde-Spannungen der Sammelschiene benötigt, und eine zweite für die Phase-Erde-Spannung eines Einzelnetzes. Die Vorverarbeitungsfunktionen erlauben die Einrichtung der Messkanäle gemäß den Spannungspegeln und gewählten Spannungswandlern.

Für die Blockierung von ASNSCSYN1 wird der im UTVTR-Ausgang WARNING (WARNUNG) in der Relaiskonfiguration verwendet. Der Ausgang WARNING wird aktiviert, wenn der MCB anspricht. Die Auto-Synchronisierung muss abgebrochen werden, wenn WARNING auf „TRUE“ gesetzt ist.

Die [Tabelle 319](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 319:** *UTVTR1- und UTVTR2-Einstellungen*

| Einstellung               | Empfohlene Werte |                | Beschreibung                         |
|---------------------------|------------------|----------------|--------------------------------------|
|                           | UTVTR1           | UTVTR2         |                                      |
| Spannungseingangstyp      | Spannungstrafo   | Spannungstrafo | Typ des Spannungseingangs            |
| Primärspannung            | 11 kV            | 11 kV          | Primärspannungswert                  |
| Sekundärspannung          | 110 V            | 110 V          | Sekundärspannungswert                |
| Spannungswandleranschluss | Ypsilon          | Ypsilon        | Spannungsübertragender Messanschluss |

### ASNSCSYN1 – Auto-Synchronisierer für Netz-Leistungsschalter

ASNSCSYN1 überprüft die Leistungsschalterbedingungen zwischen Sammelschiene und Netz. Die Funktion kommuniziert die gemessene Spannungs- und Frequenzabweichung und Steuerungsanforderungen an die Koordinatorfunktion ASCGAPC. Sobald die Synchronisierungsprüfung abgeschlossen ist und die LS-Schließbedingungen erfüllt sind, übergibt die Funktion die Genehmigung zum Schließen des Leistungsschalters. ASNSCSYN1 beinhaltet die Funktion Einschalt- und Synchronisierungsprüfung.

Die [Tabelle 320](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 320:** *Keine standardmäßigen Einstellwerte für ASNSCSYN1*

| Einstellung   | Empfohlene Werte                     | Beschreibung   |
|---------------|--------------------------------------|--|
| Autosyn-Modus | Automatischer Synchronisierungsmodus | Der Betriebsart „automatische Synchronisierung“ wird für den automatischen Vergleich und die automatische Ausgabe des LS-Schließbefehls verwendet. |

### ASCGAPC1 – Auto-Synchronisierer-Koordinator

ASCGAPC1 verarbeitet die Steuerungsanforderung und teilt die Informationen mit der Anwendung, wenn mehrere Relais mit dem automatischen Synchronisierungssystem verbunden sind. Die [Tabelle 321](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 321:** Keine standardmäßigen Einstellwerte für ASCGAPC1

| Einstellung              | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|--------------------------|------------------|---|
| Anzahl Quellen           | 1                | Gesamtanzahl der Quellen im System                        |
| Anzahl der NonSrc LS     | 1                | Anzahl der Buskoppler oder Netztransformator-LS im System |
| Src1 bus A Num           | Schiene 1        | Quelle1 LS verbunden mit Schiene Nummer A                 |
| NichtQuel1 Schien A1 Num | Schiene 1        | Nicht-Quellen LS1 verbunden mit Schiene Nummer A1         |
| NonSrc1 Bus A2 Num       | Netz             | Nicht-Quellen LS1 verbunden mit Schiene Nummer A2         |

### CBXCBR1 – Leistungsschaltersteuerung

CBXCBR1 verbindet die automatische Synchronisierungsverriegelungsanforderung mit dem Leistungsschalter. Für alle Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

#### 13.3.1.7

### IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

GOOSE-Signale werden für die Implementierung der Kommunikation zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

**Tabelle 322:** IEC 61850-8-1 GOOSE-Eingangssignale für das Nicht-Generator-Relais

| Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration |                |              |  |                                   | Ziel in dieser Relaiskonfiguration |               |
|---|----------------|--------------|--|-----------------------------------|------------------------------------|---------------|
| Relaisname                                      | Funktionsblock | Ausgang      | Daten                                      | Beschreibung                      | Funktionsblock                     | Eingang       |
| GCB   | ASGCSYN1       | GEN_ASC_DATA | LD0.ASGGAPC1.GnASC-Dat.stVal <sup>1)</sup> | Control-Daten vom Generatorrelais | ASCGAPC1                           | SRC1_ASC_DATA |

1) Eingangssignal empfangen über GOOSERCV\_INT32.

**Tabelle 323:** IEC 61850-8-1 GOOSE-Ausgangssignale für das Nicht-Generator-Relais

| Funktionsblock | Ausgang      | Daten                          | Beschreibung  |
|----------------|--------------|--------------------------------|---|
| ASCGAPC1       | U_DIFF       | LD0.ASGGAPC1.DifVClc.mag.f     | Gemessene Spannungsdifferenzen, die an das Generatorrelais gesendet werden müssen |
| ASCGAPC1       | FR_DIFF      | LD0.ASGGAPC1.DifHzClc.mag.f    | Gemessene Frequenzabweichungen, die an das Generatorrelais gesendet werden müssen |
| ASCGAPC1       | ASC_SRC1_DAT | LD0.ASGGAPC1.DataOutSrc1.stVal | Control-Daten, die an das Generatorrelais gesendet werden müssen                  |

## 13.4 Relais als Generator-Leistungsschalter-Synchronisierer

Dieses Kapitel enthält detaillierte Informationen über die Konfiguration des in diesem Anwendungsbeispiel verwendeten Relais: die Relaischnittstellen, das Relaiskonfigurationsdiagramm und die Parametereinstellungen sowie Informationen dazu wie die Generatorsynchronisierung im dargestellten Beispiel erreicht werden kann.

### 13.4.1 Relaischnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

Die Relaischnittstelle zur physischen Hardware wird in [Abbildung 145](#) gezeigt. In diesem Beispielfall der Generatorseite werden Leiter-Erde-Spannungen mithilfe von Spannungswandlern gemessen, die mit den Relaiseingängen AI1, AI2 und AI3 verbunden sind. Die busseitige Leiter-Erde-Spannung  $U_A$  wird von einem einzelnen Spannungswandler gemessen, der mit dem Relaiseingang AI4 verbunden ist. Die MCB-Status des Spannungsmesskreises sind mit den Binäreingängen BI1 und BI2 verdrahtet. Die Leistungsschaltersteuerung wird mit den Relaisausgängen BO1 und BO2 implementiert. Die Leistungsschalter-Stellungsinformationen sind mit den Relais-Binärausgängen BI3 und BI4 verdrahtet.

Die Binärausgänge BO3 und BO4 sind für die AVR-Steuerung reserviert. Die Binärausgänge BI5 und BI6 werden für die Überwachung des AVR-Überreaktionsfähigkeit verwendet. Der Binäreingang BI7 zeigt die AVR-Modusauswahl auf Abfall an

Die Binärausgänge BO5 und BO6 sind für die GOV-Steuerung reserviert. Die Binärausgänge BI8 und BI9 werden für die Überwachung des GOV-Überreaktionsfähigkeit verwendet. Der Binäreingang BI10 zeigt die GOV-Modusauswahl Abfall an

Außerdem erfordert die Anwendung die Implementierung der Kommunikation zwischen Relais mit IEC 61850-8-1 GOOSE, einen Stationsbus für den Informationsaustausch zwischen den teilnehmenden Relais verwendet.

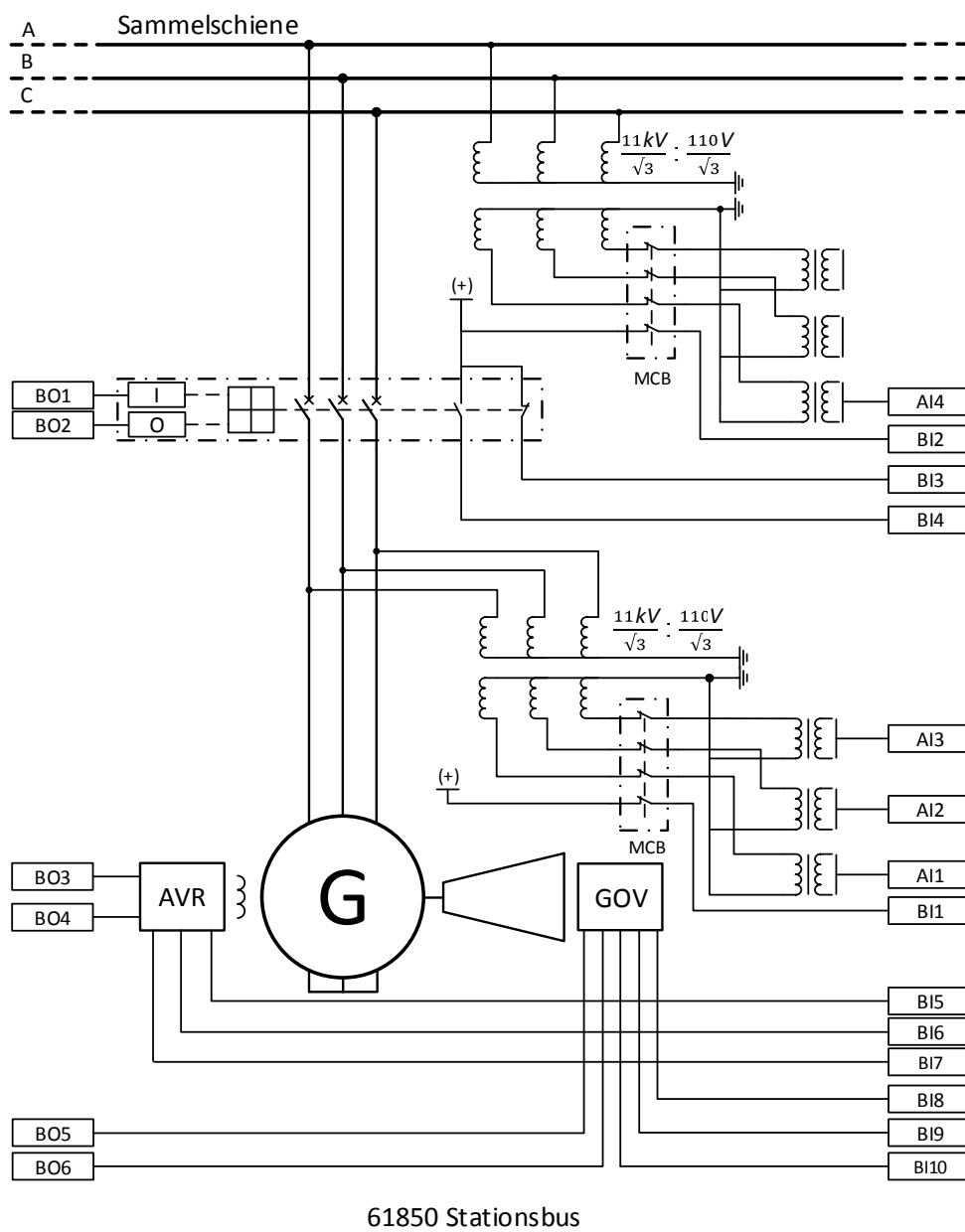


Abb. 145: Der Relaisanschluss zeigt zum primären Prozess

### 13.4.1.1

## Analoge Eingangssignale

Tabelle 324: Physische analoge Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls

| Analogeingang | Beschreibung                                 |
|---------------|--|
| AI1           | Generatorspannungsmessung, U_A-Spannung      |
| AI2           | Generatorspannungsmessung, U_B-Spannung      |
| AI3           | Generatorspannungsmessung, U_C-Spannung      |
| AI4           | Sammelschienenspannungsmessung, U_A-Spannung |

## 13.4.1.2

## Binäre Eingangssignale

Tabelle 325: *Physische binäre Eingangssignale für die Implementierung des Beispielfalls*

| Binäreingang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BI1 und BI2  | Position des Sicherungsautomaten MCB im Generator- bzw. Bus-B-VT-Kreis FALSE zeigt an, dass Sicherungsautomat im Spannungswandlerring geöfnet ist und die Synchronisierung blockiert werden muss. |
| BI3          | Generator-Leistungsschalterstellung geöfnet, um zu bestätigen, dass GCB geöfnet ist. Der TRUE-Zustand dieses Signals bedeutet, dass GCB geöfnet ist.  |
| BI4          | Generator-Leistungsschalterstellung geschlossen, um zu bestätigen, dass GCB geschlossen ist. Der TRUE-Zustand dieses Signal bedeutet, dass GCB geschlossen ist.                                   |
| BI5          | AVR übermäßiges Ansprechen auf Anheben Der TRUE-Zustand zeigt an, dass der Impuls für die Spannungsanhebung eine zu große Spannungsanhebung am Generator verursacht.                              |
| BI6          | AVR übermäßiges Ansprechen auf Absenken. Der TRUE-Zustand zeigt an, dass der Impuls für die Spannungsabsenkung eine zu großes Spannungsabsenkung am Generator verursacht.                         |
| BI7          | AVR Abfall-Zustand. TRUE zeigt an, dass AVR im Abfallmodus ist.   |
| BI8          | GOV übermäßiges Ansprechen auf Absenken. Der TRUE-Zustand zeigt an, dass der Impuls für die GOV-Anhebung eine zu große Drehzahlabenkung am Generator erzeugt.                                     |
| BI9          | GOV übermäßiges Ansprechen auf Anheben. Der TRUE-Zustand zeigt an, dass der Impuls für die GOV-Anhebung eine zu große Drehzahlhebung am Generator erzeugt.  |
| BI10         | GOV Abfall-Zustand. TRUE zeigt an, dass GOV im Abfallmodus ist.   |

### 13.4.1.3 Binäre Ausgangssignale

**Tabelle 326:** *Physische binäre Ausgangssignale für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Binärausgang | Beschreibung   |
|--------------|--|
| BO1          | GCB schließen. Verbunden mit der Ausschaltspule von GCB. TRUE-Zustand schließt den Leistungsschalter.  |
| BO2          | GCB öffnen Verbunden mit der Einschaltspule von GCB. TRUE-Zustand öffnet den Leistungsschalter.  |
| BO3          | AVR höher. Verbunden mit dem AVR-Spannungsanhebungseingang. Wenn die Busspannung die Generatorspannung überschreitet, wird die Generatorspannung mithilfe der TRUE-Zustandsimpulse angehoben.    |
| BO4          | AVR tiefer. Verbunden mit dem AVR-Spannungsabsenkungseingang. Wenn die Busspannung die Generatorspannung unterschreitet, wird die Generatorspannung mithilfe der TRUE-Zustandsimpulse abgesenkt. |
| BO5          | GOV höher. Verbunden mit dem GOV-Drehzahlanhebungseingang. Wenn die Busfrequenz die Generatorfrequenz überschreitet, wird die Generatordrehzahl mithilfe der TRUE-Zustandsimpulse angehoben.     |
| BO6          | GOV tiefer. Verbunden mit dem GOV-Drehzahlabsenkungseingang. Wenn die Busfrequenz die Generatorfrequenz unterschreitet, wird die Generatordrehzahl mithilfe der TRUE-Zustandsimpulse abgesenkt.  |

### 13.4.1.4 Empfohlene Alarmer

Die [Tabelle 327](#) enthält eine Empfehlung für die WHMI- und LHMI-Alarmbehandlung. Die Tabelle führt die Funktionen und Ereignisse unter den Funktionen auf, die mithilfe der Ereignisfilter in PCM600 als Alarmer gekennzeichnet werden sollten.

**Tabelle 327:** *Alarmliste für die Implementierung des Anwendungsbeispiels*

| Funktionskennung   | Ereignis    | Beschreibung  |
|--------------------|-------------|---|
| Spannung (3U, VT)  | WARNUNG     | Generator VT-Kreis MCB offen  |
| Spannung (3UB, VT) | WARNUNG     | Sammelschiene VT-Kreis MCB offen  |
| ASCGAPC1           | AS_CONFLICT | Widersprechende Bedingung in der automatische Synchronisierungs koordinierung <sup>1)</sup> |

1) Weitere Informationen finden Sie im Technischen Handbuch.

### 13.4.1.5 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungsconfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 328:** *Im Anwendungsbeispiel verwendete Funktionsblöcke*

| Funktionsblock | Beschreibung   |
|----------------|--|
| UTVTR1         | Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Generatorspannungen    |
| UTVTR2         | Spannungsvorverarbeitungsfunktion für die Messung der Sammelschienenspannung |
| ASGCSYN1       | Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter                     |
| ASCGAPC1       | Auto-Synchronisierer-Koordinator   |
| CBXCBR1        | Generator-Leistungsschaltersteuerung   |
| GOOSERCV_MV    | IEC 61850-8-1 GOOSE-Empfänger für MS-Datentyp                                |
| GOOSERCV_INT32 | IEC 61850-8-1 GOOSE-Empfänger für INT32-Datentyp                             |
| TRUE           | Konstantes TRUE-Signal   |

[Abbildung 146](#), [Abbildung 147](#), [Abbildung 148](#) und [Abbildung 149](#) Stellen die mit ACT implementierte Relaiskonfiguration dar.

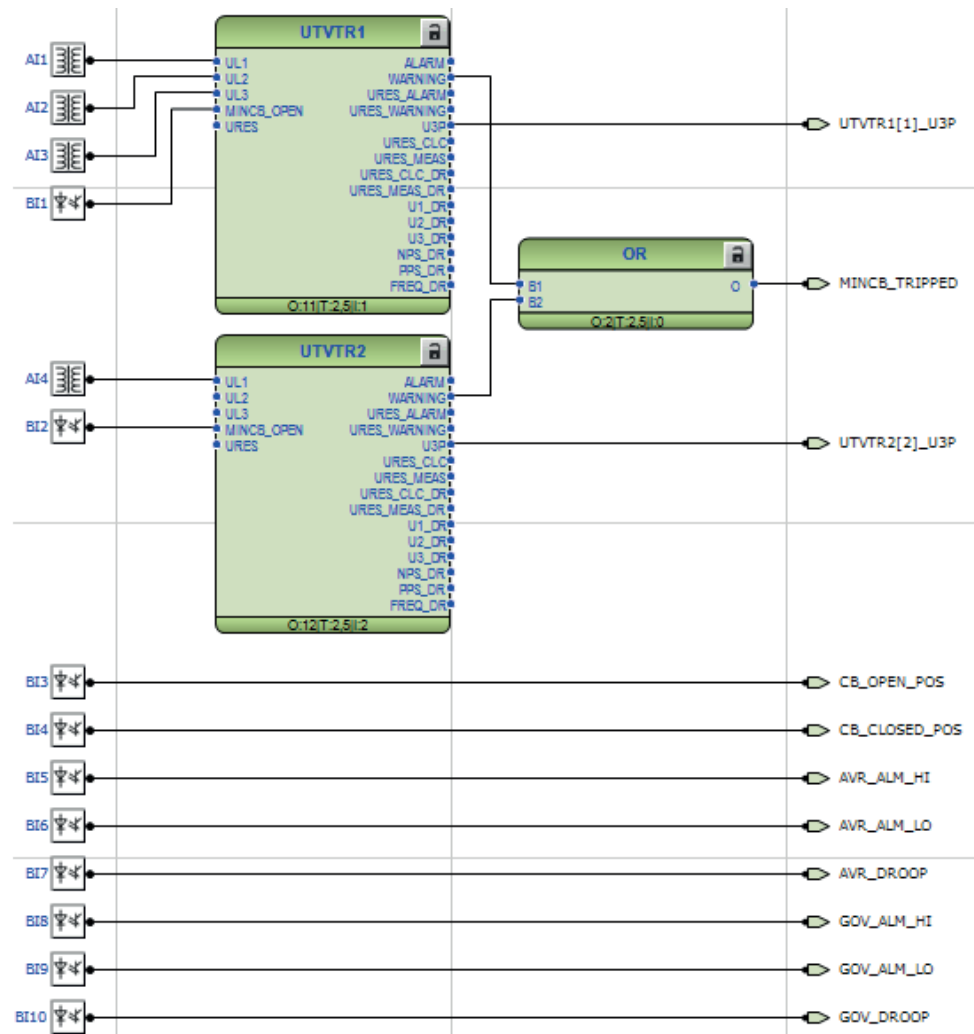


Abb. 146: Eingangsbereich

Nicht-Generator-Leistungsschalter-Autosynchronisierung

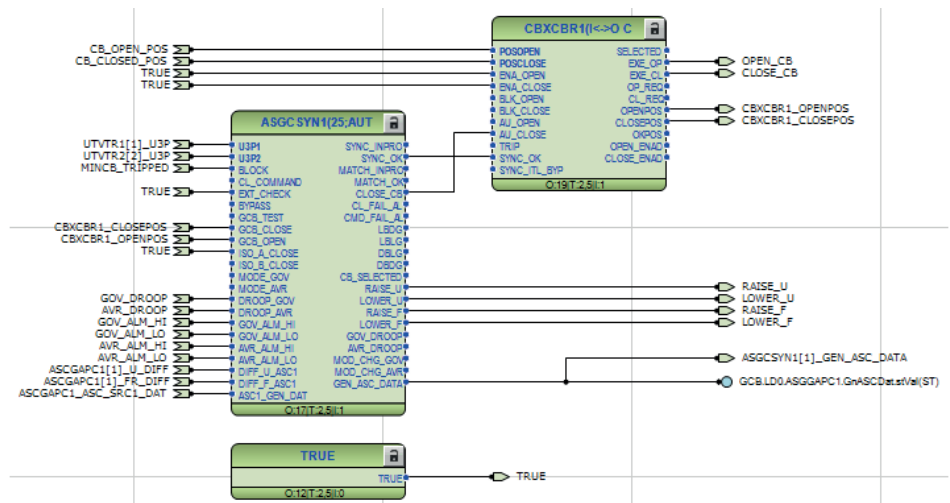


Abb. 147: Automatischer Synchronisierbereich

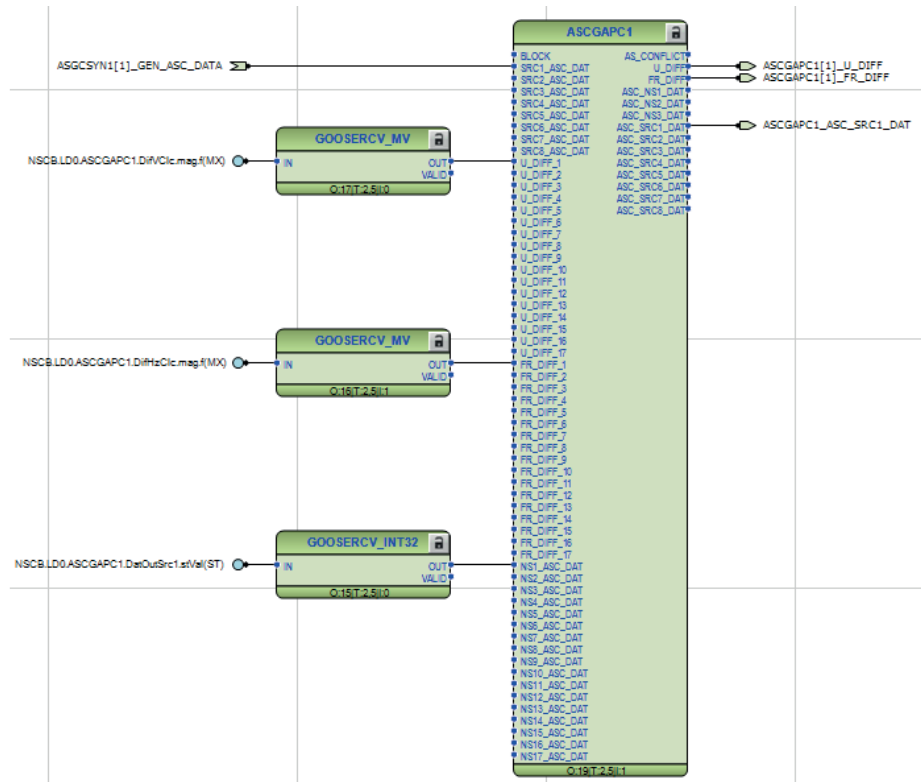


Abb. 148: Auto-Synchronisierer-Koordinatorbereich

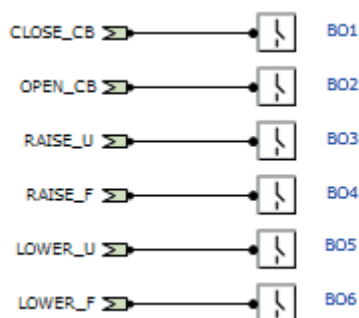


Abb. 149: Ausgangsbereich

### 13.4.1.6

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### Allgemeine Steuerungseinstellungen

Diese allgemeinen Steuerungseinstellungen sind abgelegt unter **Konfiguration/System**. Wegen der Anfahr- und Abschalt-Generatorphasen, wenn die Generatorfrequenz von der Nennspannung abweicht, verwenden Generatoranwendungen typischerweise frequenzangepasste Messungen. Durch Aktivierung der Frequenzadaptivität werden unabhängig von der Generatorfrequenz akkurate Messwerte gewährleistet. [Tabelle 329](#) enthält den Einstellwert für das Anwendungsbeispiel; alle anderen Einstellungen bleiben unverändert als Standardwerte.

*Tabelle 329: Nicht-standardmäßiger globaler Steuerungseinstellwert*

| Einstellung         | Empfohlener Wert | Beschreibung                  |
|---------------------|------------------|-------------------------------|
| Frequenzadaptivität | Freigabe         | Frequenzadaptivität freigeben |

### UTVTR1 und UTVTR2 – Leiter- und Verlagerungsspannungsvorverarbeitung

UTVTR ist die Analogsignal-Vorverarbeitungsfunktion für gemessene Spannungen. Eine Funktionsinstanz wird für die Dreiphasenspannungen benötigt, eine zweite für die Sammelschienenspannung. Die Vorverarbeitungsfunktionen erlauben die Einrichtung der Messkanäle gemäß den Spannungspegeln und gewählten Spannungswandlern.

Für die Blockierung von ASGCSYN wird im UTVTR-Output WARNING (WARNUNG) in der Relaiskonfiguration verwendet. Der Ausgang WARNING wird aktiviert, wenn der MCB anspricht. Die Auto-Synchronisierung muss abgebrochen werden, wenn WARNING auf „TRUE“ gesetzt ist. Weitere Informationen finden Sie im UTVTR-Abschnitt im Technischen Handbuch.

Die Frequenz-Adaptivität muss für UTVTR1 gemäß Angaben im Abschnitt [Allgemeine Steuerungseinstellungen](#) aktiviert werden. [Tabelle 330](#) und [Tabelle 331](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 330:** Nicht-standardmäßige UTVTR1-Einstellwerte

| Einstellung               | Empfohlene Werte    | Beschreibung                         |
|---------------------------|---------------------|--------------------------------------|
| Primärspannung            | 11 kV               | Primärspannungswert                  |
| Sekundärspannung          | 110 V               | Sekundärspannungswert                |
| Spannungswandleranschluss | 1=Sternschaltung    | Spannungsübertragender Messanschluss |
| Frequenzadaptivität       | Hauptfrequenzquelle | Frequenzadaptivitätsauswahl          |

**Tabelle 331:** Nicht-standardmäßige UTVTR2-Einstellwerte

| Einstellung               | Empfohlene Werte | Beschreibung                         |
|---------------------------|------------------|--------------------------------------|
| Primärspannung            | 11 kV            | Primärspannungswert                  |
| Sekundärspannung          | 110 V            | Sekundärspannungswert                |
| Spannungswandleranschluss | 1=Sternschaltung | Spannungsübertragender Messanschluss |

### ASGCSYN1 – Auto-Synchronisierer für den Generator-Leistungsschalter

In diesem Beispielfall kann ASGCSYN1 als eigenständiger Auto-Synchronisierer für den Generatorleistungsschalter verwendet werden oder in den Spannungs- und Frequenzvergleich für die Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierung eingebunden werden. Im letzteren Fall empfängt das Generatorrelais ASCGAPC1 Daten über IEC 61850-8-1 GOOSE vom Relais des Nicht-Quellen-Leistungsschalters ASCGAPC1. Spannungs- und Frequenzanpassungssignale werden an AVR und GOV gesendet, damit die Spannungs- und Frequenzabweichungen über den Nicht-Quellen-Leistungsschalter synchronisiert werden können.

Das Schließen des Generatorleistungsschalters ist üblicherweise so implementiert, dass die Frequenz des Generators jene der Sammelschiene geringfügig überschreitet. Das heißt, ein übersynchroner Generator. Auf diese Weise wird für GOV und AVR ein kleines Fenster bereitgestellt, um auf steigende Last zu reagieren und Rückleistungssituationen zu vermeiden. Der übersynchrone Generator kann mit der Einstellung *Synchronization Dir* (Synchronisierung Richt) ausgewählt werden. Die [Tabelle 332](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 332:** Keine standardmäßigen Einstellwerte für ASGCSYN1

| Einstellung            | Empfohlene Werte                 | Beschreibung  |
|------------------------|----------------------------------|---|
| Synchronisierung Richt | Immer über Synchronität          | Erzwingt eine Generatorfrequenz, die während Leistungsschalter-Schließen höher als die Netzfrequenz ist.  |
| Autosyn-Modus          | Automatischer Synchronisiermodus | Der Betriebsart „automatische Synchronisierung“ wird für den automatischen Vergleich und die automatische Ausgabe des Befehls LS schließen verwendet. |

### ASCGAPC – Auto-Synchronisierer-Koordinator

ASCGAPC verarbeitet die Steuerungsanforderung und teilt die Informationen mit der Anwendung, wenn mehrere Relais mit dem automatischen Synchronisierungssystem verbunden sind.

**Tabelle 333:** Keine standardmäßigen Einstellwerte für ASCGAPC1

| Einstellung          | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|----------------------|------------------|---|
| ASC CB Num1          | Quelle LS 1      | ASC1 Host-Leistungsschalturnummer 1                       |
| Anzahl Quellen       | 1                | Gesamtanzahl der Quellen im System                        |
| Anzahl der NonSrc LS | 1                | Anzahl der Buskoppler oder Netztransformator-LS im System |

### CBXCBR1 – Leistungsschaltersteuerung

CBXCBR1 verbindet die automatische Synchronisierungs-Verriegelungsanforderung mit dem Leistungsschalter. Für alle Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

#### 13.4.1.7

### IEC 61850-8-1 GOOSE-Konfiguration

**Tabelle 334:** IEC 61850-8-1 GOOSE-Eingangssignale

| Quellendaten in der anderen Relaiskonfiguration |                |               |   |  | Ziel in dieser Relaiskonfiguration |              |
|---|----------------|---------------|---|--|------------------------------------|--------------|
| Relaisname                                      | Funktionsblock | Ausgang       | Daten   | Beschreibung   | Funktionsblock                     | Eingangsname |
| NSCB  | ASCGAPC1       | U_DIFF        | LD0.ASC-GAPC1.DiffVClc.mag.f <sup>1)</sup>    | Gemessene Spannungsdifferenz, empfangen vom Nicht-Quellen-Schalterrelais | ASCGAPC1                           | U_DIFF_1     |
| NSCB  | ASCGAPC1       | FR_DIFF       | LD0.ASC-GAPC1.DiffHzClc.mag.f <sup>1)</sup>   | Gemessene Frequenzabweichung, empfangen vom Nicht-Quellen-Schalterrelais | ASCGAPC1                           | FR_DIFF_1    |
| NSCB  | ASCGAPC1       | ASC_SRC1_DATA | LD0.ASC-GAPC1.DataOutSrc1.stVal <sup>2)</sup> | Control-Daten, empfangen vom Generatorrelais                             | ASCGAPC1                           | NS1_ASC_DAT  |

1) Das Eingangssignal wird empfangen über den GOOSERCV\_MV-Funktionsblock

2) Das Eingangssignal wird empfangen über den GOOSERCV\_INT32-Funktionsblock

**Tabelle 335:** IEC 61850-8-1 GOOSE-Ausgangssignale

| Funktionsblock | Ausgangsname | Daten                         | Beschreibung   |
|----------------|--------------|-------------------------------|--|
| ASGCSYN        | GEN_ASC_DATA | LD0.ASG-GAPC1.GnASC-Dat.stVal | Steuerungssignal, das an das Nicht-Quellen-Schalterrelais gesendet werden muss |

---

## 13.5 Verwendung der Nicht-Generator-Synchronisierungsanwendung

### 13.5.1 Automatische Synchronisierung des Leistungsschalters

Angaben zum Betrieb eines Leistungsschalters, siehe den Abschnitt „Generator-Synchronisierungsanwendung“ in diesem Handbuch.

Dieses Kapitel informiert über die automatische Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierung. Zwei Anwendungsfälle werden dargestellt:

1. Automatische System der spannungsführende Sammelschiene mit dem Netz
2. Spannungsfreien Bus zum Netz schließen

#### 13.5.1.1 Automatische Synchronisierung über spannungsführende Leitung in das Netz

Es gibt mehrere Voraussetzung für das Starten der Nicht-Quellen-Leistungsschalter-Synchronisierung.

- Der Netzleistungsschalter ist offen. Siehe [Abbildung 150](#).
- Der Generator läuft und ist mit der Sammelschiene verbunden.
- AVR und GOV sind im Abfallmodus.
- Das Generatorrelais ist im externen Modus.

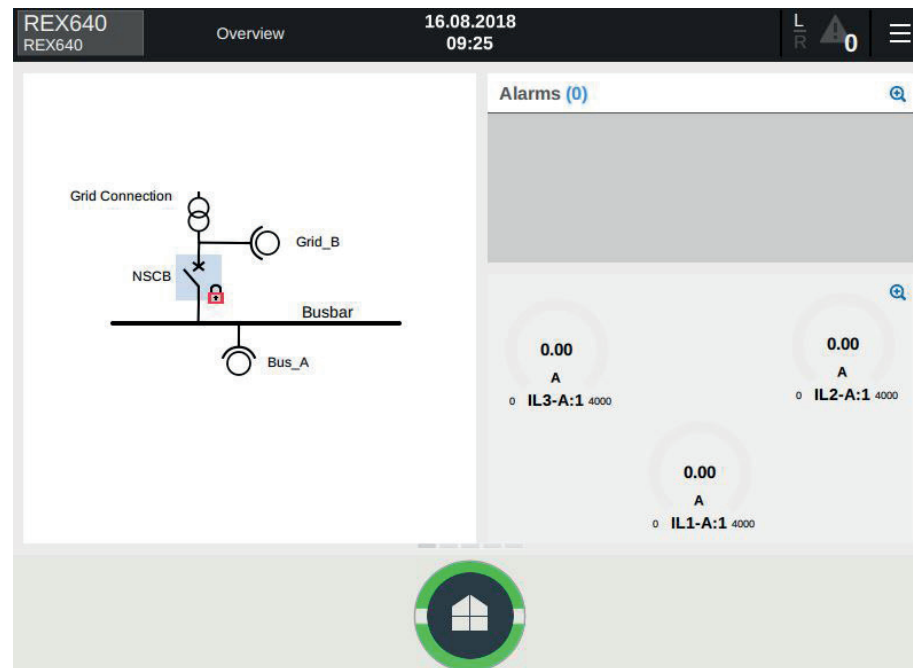


Abb. 150: Netztransformator-Leistungsschalter ist offen.

1. Berühren Sie das Symbol des Netztransformator-Leistungsschalters, um den Leistungsschalter für die Steuerung auszuwählen.  
Der Synchronisier wird geöffnet.

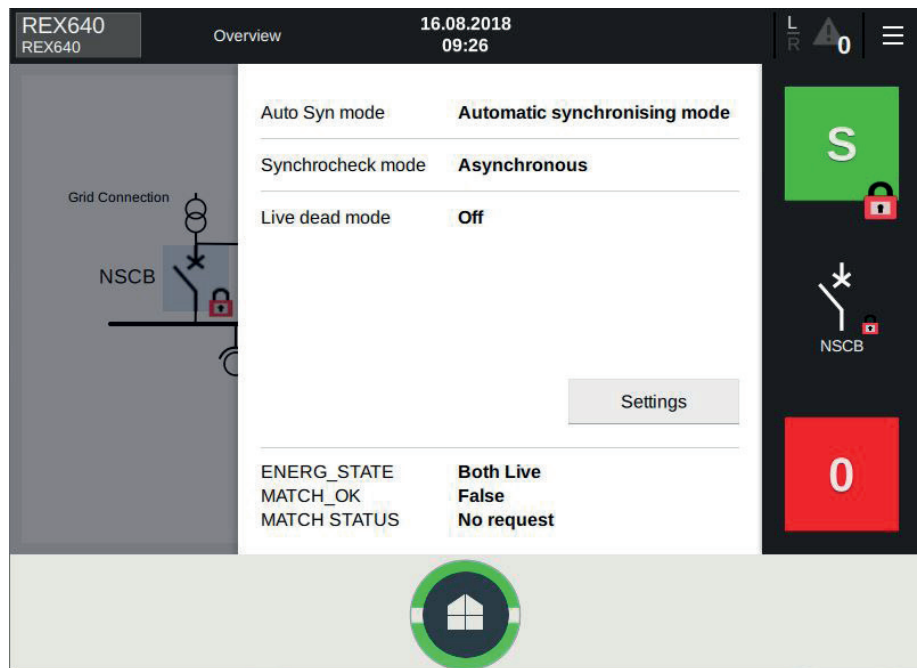


Abb. 151: Synchronisierdialog

2. Berühren Sie **S**, um den Leistungsschalter zu schließen. In dem angezeigten Dialog können die teilnehmenden Generatoren ausgewählt werden.

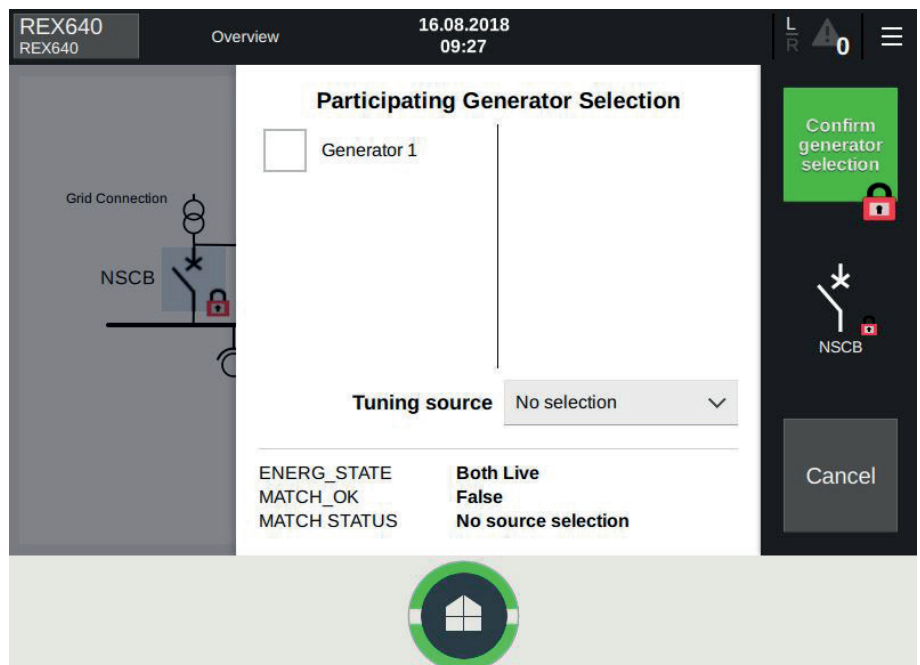


Abb. 152: Teilnehmende Generatorauswahl

Die Ansicht „Teilnehmende Generatorauswahl“ wird automatisch synchronisiert. Ein Generator ist für die Teilnahme am Spannungs- und Frequenzabgleich verfügbar, wenn die entsprechende ASGCSYN-Funktion im Synchronisationsmodus „halbautomatisch“ oder „automatisch“ und das Relais im Remote-Modus ist.

3. Wählen Sie den Generator und die Abstimmungsquelle und berühren Sie **Confirm generator selection** (Generatorauswahl bestätigen). Eine Synchroskop-Ansicht wird geöffnet.

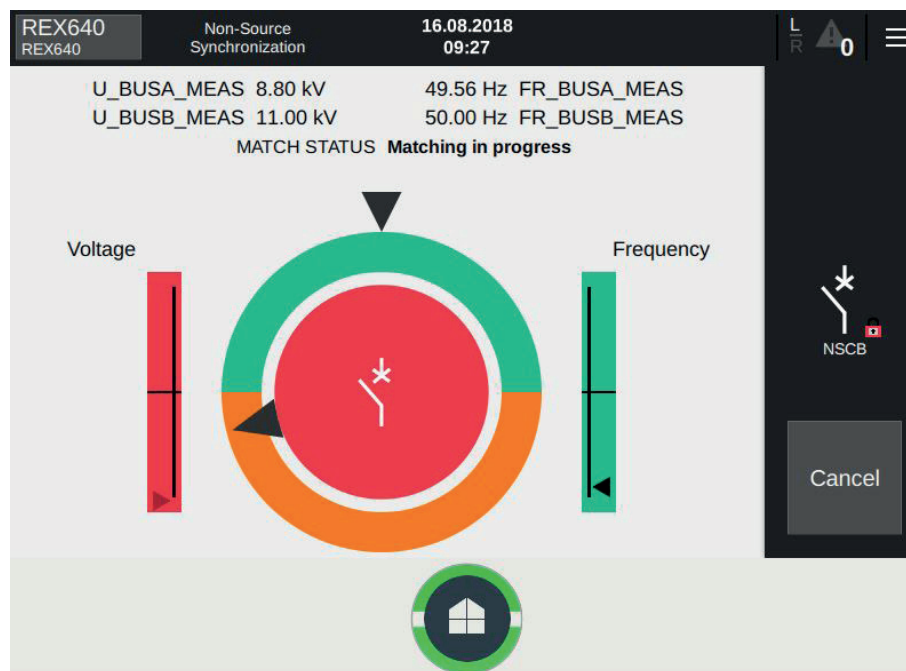


Abb. 153: Synchroskop-Ansicht

Der Transformator-Netzschutzschalter wird automatisch geschlossen, sobald die programmierten Bedingungen dies zu lassen und die Übersichtsschaltbild-Ansicht geöffnet wird.

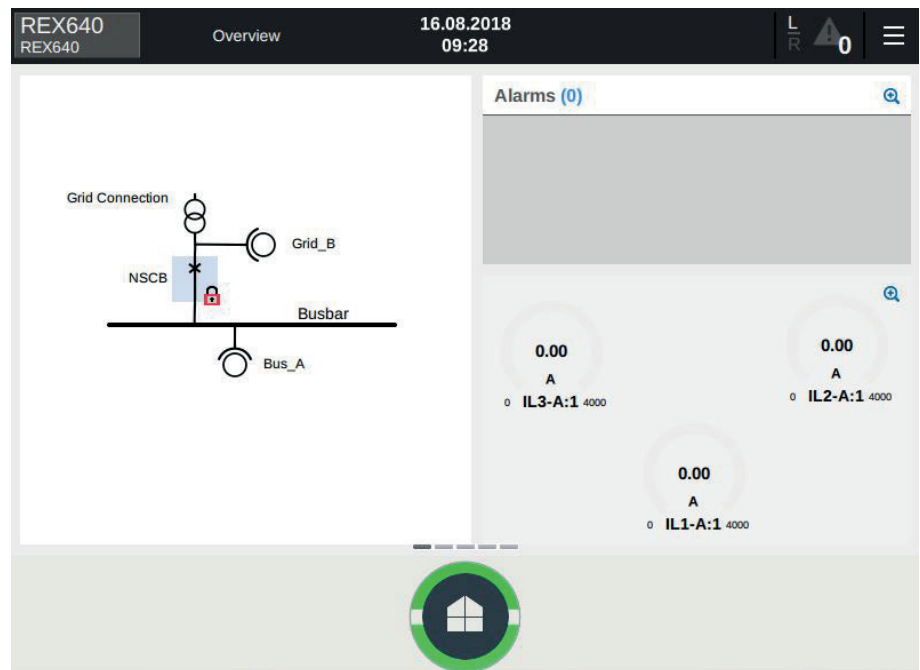


Abb. 154: Der Netzschutzschalter ist offen.

### 13.5.1.2

#### Spannungslose Schiene zum Netz schließen

In diesem Fall wird eine spannungslose Sammelschiene aus dem Netz erregt.

1. Berühren Sie das Netztransformator-Leistungsschalter-Symbol im Übersichtsschaltbild.  
Dieser Dialog wird geöffnet.

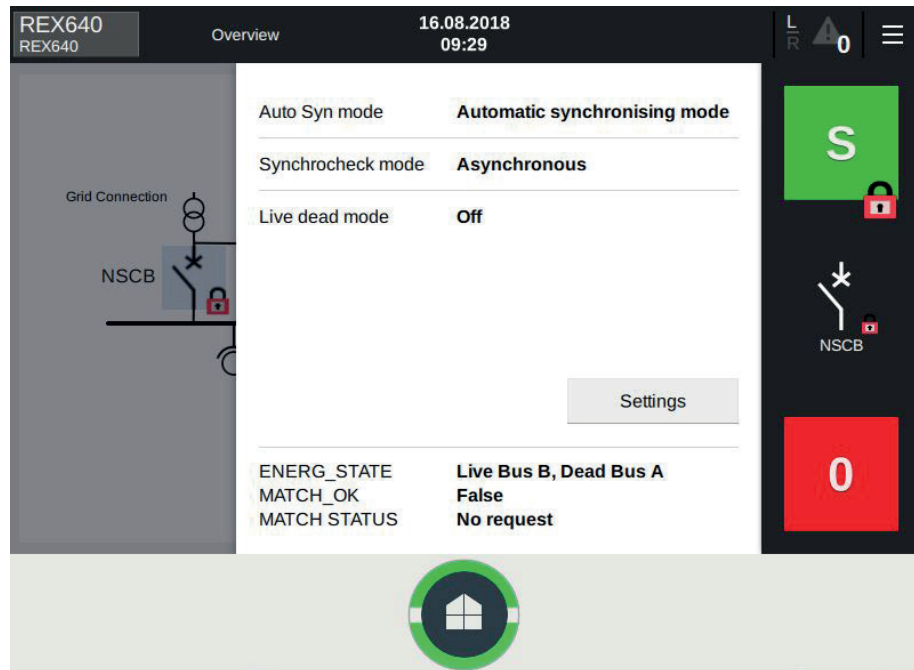


Abb. 155: Netztransformator-Leistungsschalter ausgewählt.

- Die Einstellung *Live dead mode* (Modus spannungsfrei/-führend) mit "Live B, Dead A" (Spannungsführend B, Spannungsfrei A) festlegen. Die Einstellung erlaubt nur nie normale Erregungsprüfung.

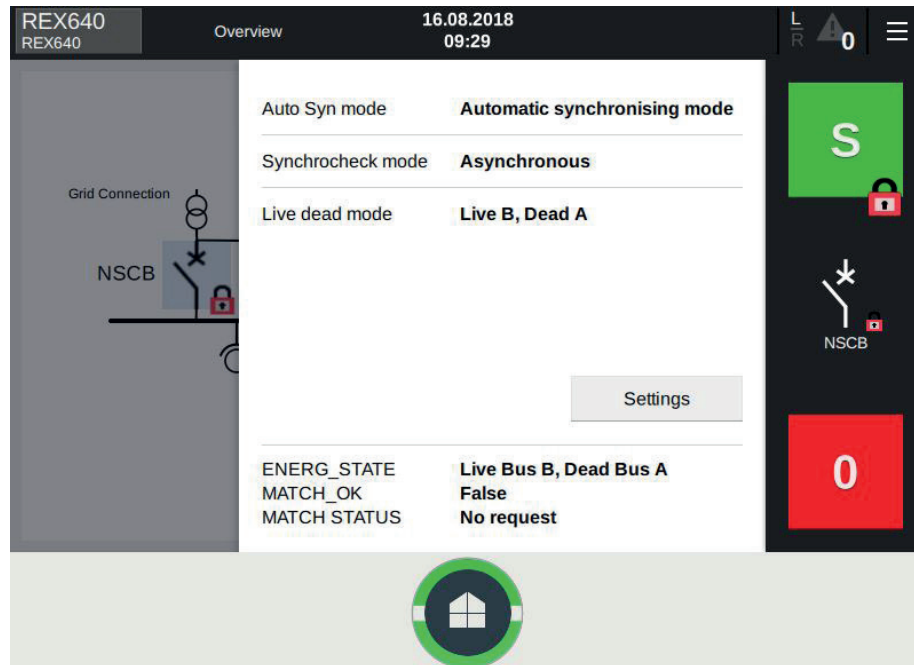


Abb. 156: Einstellwert für Erregungsprüfung

- S berühren, um den Leistungsschalter zu schließen.

Der Leistungsschalter wird geschlossen und das Übersichtsschaltbild wird aktualisiert.

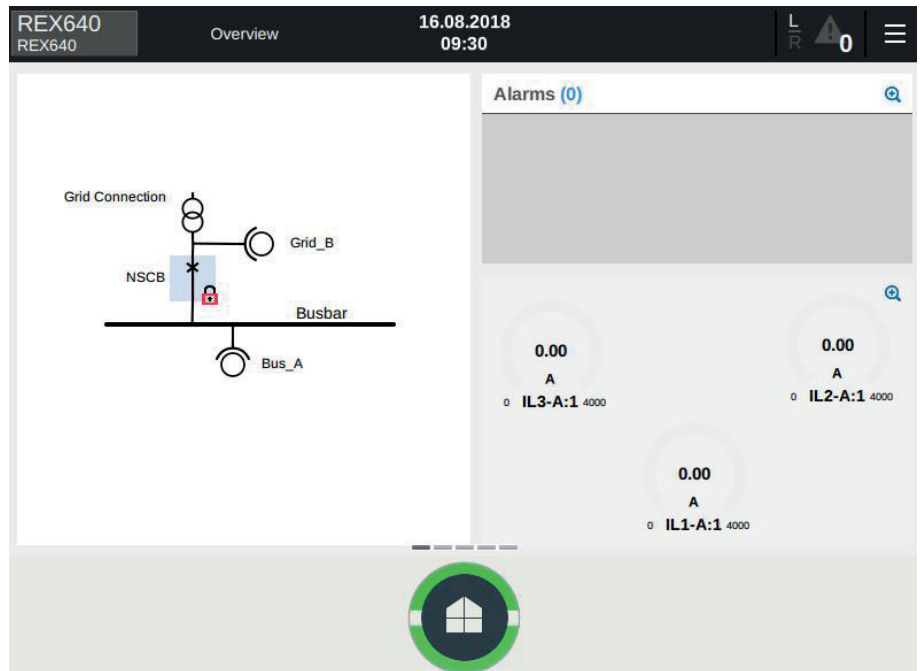


Abb. 157: Der Leistungsschalter ist geschlossen.



---

## Abschnitt 14 Petersen-Spulensteuerung

### 14.1 Einführung in die Anwendung

Eine wirksame Methode für die Minderung der Auswirkungen von Erdschluss in einem Verteilungsnetz ist die Erdschlusskompensation. Dazu wird eine induktive Spule, das heißt eine Lichtbogenunterdrückungsspule (ASC, Petersen-Spule), zwischen dem Sternpunkt des Systems und der Erde eingeführt, so dass der von den Abgängen erzeugte kapazitive Erdfehlerstrom kompensiert wird. Der Sternpunkt wird im Allgemeinen mithilfe eines spezifisch geerdeten Transformators in der Schaltanlage gebildet.

Die Erdschlusskompensation erhöht die Wahrscheinlichkeit der Lichtbogenlöschung im Fall eines temporären Erdfehlers. Die Lichtbogenunterdrückungsspule ist nur wirksam, wenn ihr Wert gemäß der gesamten Kapazität des Erdschlussstroms im Netz so abgestimmt ist, dass sie den ungefähren Resonanzzustand erreicht und der Erdschlussstrom somit am Fehlerort sehr gering ist. Weil die meisten Fehler in Verteilungsnetzen Einphasenerdungsfehler sind, kann die Einführung des kompensierten Sternpunkts die Anzahl der Ausfälle beträchtlich reduzieren. Zudem wird die Sicherheit wegen der Berührungs- und Schrittspannungen am Fehlerort reduziert. Darüber hinaus reduziert die Kompensation des Erdschlussstroms die Kosten der Schutzerdung, weil der Fehlerstrom gegenüber einem ungeerdeten Nullleiter beträchtlich reduziert wird.

In einem idealen Netz sind die Leiter-Erde-Kapazitäten gleich groß. Das heißt, die Leiter sind vollständig verdrillt. In einem solchen Netz gibt es keine Sternpunktspannung (Sternpunktverschiebung). In der Realität herrscht immer eine gewisse Unsymmetrie zwischen den Leiter-Erde-Kapazitäten der verschiedenen Leiter. Das Relais bietet die Spulensteuerfunktion PASANCR für die automatische Anpassung des Lichtbogenunterdrückungsspulen-Ausgleichsstroms basierend auf der gemessenen Spulenspannung und dem gewünschten Grad der Kompensation. PASANCR steuert Lichtbogenunterdrückungsspulen in kompensierten Netzen mit Unsymmetrie zwischen den Leitern. Schiefelast tritt üblicherweise in einem Netz mit Freileitern oder Freileitern mit Kabelabgängen auf. PASANCR nutzt diese natürliche Schiefelast, um den gesamten nichtkompensierten Erdfehlerstrom des Netzes automatisch zu bestimmen.

Wenn ASC den temporären Erdfehler nicht eliminiert, muss der fehlerhafte Eingang möglicherweise ausgelöst werden. Die Summenströme in kompensierten Netzen sind im Allgemeinen jedoch sehr niedrig, weshalb sich die Ermittlung der fehlerhaften Leitung als schwierig erweist. Um Empfindlichkeitsprobleme zu vermeiden, wird häufig ein Parallelwiderstand verwendet, um den Summenstrom zu erhöhen, so dass ein Erdschlussschutz die fehlerhafte Leitung ermitteln kann.

---

Traditionell werden drei Arten von Steuersequenzen für den Widerstand angewendet.

1. Der Widerstand wird während des gesunden Netzzustands getrennt, jedoch nach Erdschluss mit Verzögerung eingeschaltet. Dieser Ansatz erlaubt die Selbstlöschung während der Verzögerungszeit. Wenn der Lichtbogen nicht gelöscht werden kann, erhöht der Parallelwiderstand die Wirkstromkomponente. Dann kann der fehlerhafter Einspeiser ausgewählt werden.
2. Der Widerstand ist während des gesunden Netzzustands verbunden, wird nach einem Erdschluss jedoch kurzzeitig abgeschaltet. Dieser Ansatz eignet sich, wenn die Verlagerungsspannung im gesunden Zustand zu hoch ist und abgesenkt werden muss. Die Abschaltung des Widerstands während Erdschluss verbessert die Möglichkeit einer Lichtbogenselbstlöschung.
3. Der Widerstand ist während des gesunden Netzzustands und unter Erdschlussbedingungen verbunden. Wenn dieser einfache Ansatz gewählt wird, sollte sichergestellt sein, dass der Widerstand und die ASC-Leistungshilfswicklung (PAW) kontinuierlich für den Widerstand gegen Nullstrom im Netz ausgelegt sind.

PASANCR erlaubt die Implementierung dieser Steuersequenz für den Widerstand, der Widerstand kann jedoch auch manuell geregelt werden.

Das vorstehend beschriebene kompensierte Sternpunktprinzip ist eine wirksame Methode für die Minderung der Auswirkung von Erdfehlern im Netz. Darüber hinaus müssen die Kompensationsanlagen selbst geschützt werden. Üblicherweise sind die Kompensationsanlagen mit Überstromschutzfunktionen geschützt. Das Relais bietet eine ungerichtete Überstromzeitschutzfunktion PHxPTOC.

## 14.2

### Beschreibung des Beispielfalls

Ist diesem Beispielfall ist eine einstellbare ASC mit einem Netz mit natürlicher Schiefast verbunden. Die Spule befindet sich in der Station, das heißt, sie stellt eine Lösung für die zentrale Erdschlusskompensation dar. Die Spule wird für die Lichtbogenselbstlöschung nahe dem Resonanzpunkt des Netzes abgestimmt. Darüber hinaus ist die Spule mit einem Parallelwiderstand ausgestattet. Das ist eine typische Installation.

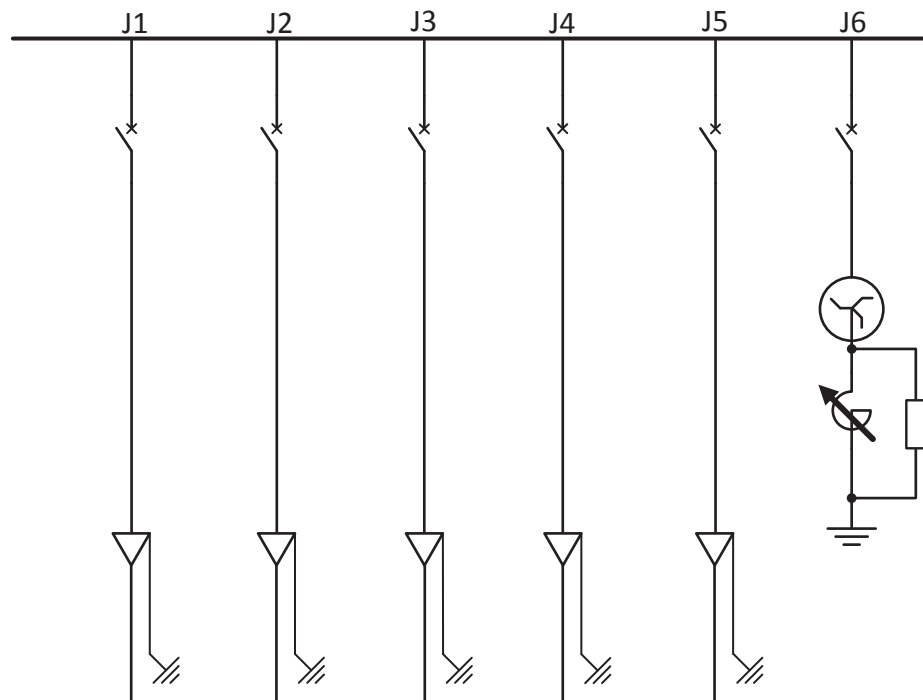


Abb. 158: Übersichtsschaltbild des Beispielfalls

Dieser Beispielfall basiert auf den folgenden Annahmen in Bezug auf das Netz:

- Nenn-Außenleiterspannung des Netzes: 20 kV
- Gesamter nichtkompensierter Erdfehlerstrom der Einspeiser: 50 A.
- ASC ist einstellbar zwischen 10...100 A.
- Das Netz wird mit 5 A überkompensiert betrieben. Das heißt, der Spuleninduktionsstrom wird mit einem höheren Wert festgelegt, als der gesamte Erdfehlerstrom aller Abgänge.
- Die maximale Leiter-Erde Spannungen im gesunden Zustand beträgt 5 % der Nenn-Leiter-Erde Spannung.
- Der Parallelwiderstand mit dem Wert  $2,5 \Omega$  ist in der ASC-Hilfsstromwicklung installiert. Der Widerstand ist permanent verbunden. Das heißt, sowohl während des gesunden Zustands als auch unter Fehlerbedingungen.
- Erdungstransformator Nullreaktanz:  $16 \Omega/\text{Phase}$ .
- Die ASC-Stellung, das heißt der Induktionsstrom, wird mithilfe eines spezifischen Potentiometers angezeigt, das neben dem Spulenmotorantrieb montiert ist. Die Potentiometerklemmen sind im Allgemeinen im Spulensteuerschrank untergebracht. Der Potentiometerwert gibt Auskunft über die Spulenposition. Das ASC-Datenblatt enthält die Positionsinformationen des Spulenherstellers. Die in diesem Beispiel verwendeten Daten werden in [Tabelle 336](#) dargestellt.

*Tabelle 336: ASC-Positionsanzeige*

| Strom [A] | Potentiometerwert [ $\Omega$ ] |
|-----------|--------------------------------|
| 10        | 100                            |
| 20        | 180                            |
| 40        | 270                            |
| 60        | 360                            |
| 80        | 460                            |
| 100       | 599                            |

- Das ASC-Datenblatt enthält Informationen über die Spulenverluste, die sich im Mittel auf 1 Prozent des entsprechenden Induktionsstroms belaufen.

## 14.3 ASC-Steuerung

### 14.3.1 Relaisschnittstellen, Konfiguration und Einstellungen

[Abbildung 159](#) zeigt einen Analogeingang (AI), Binäreingang (BI), Binärausgang (BO) und Widerstandtemperaturdetektor (RTD)-Signale, die für die Implementierung des Anwendungsbeispiels verwendet werden.

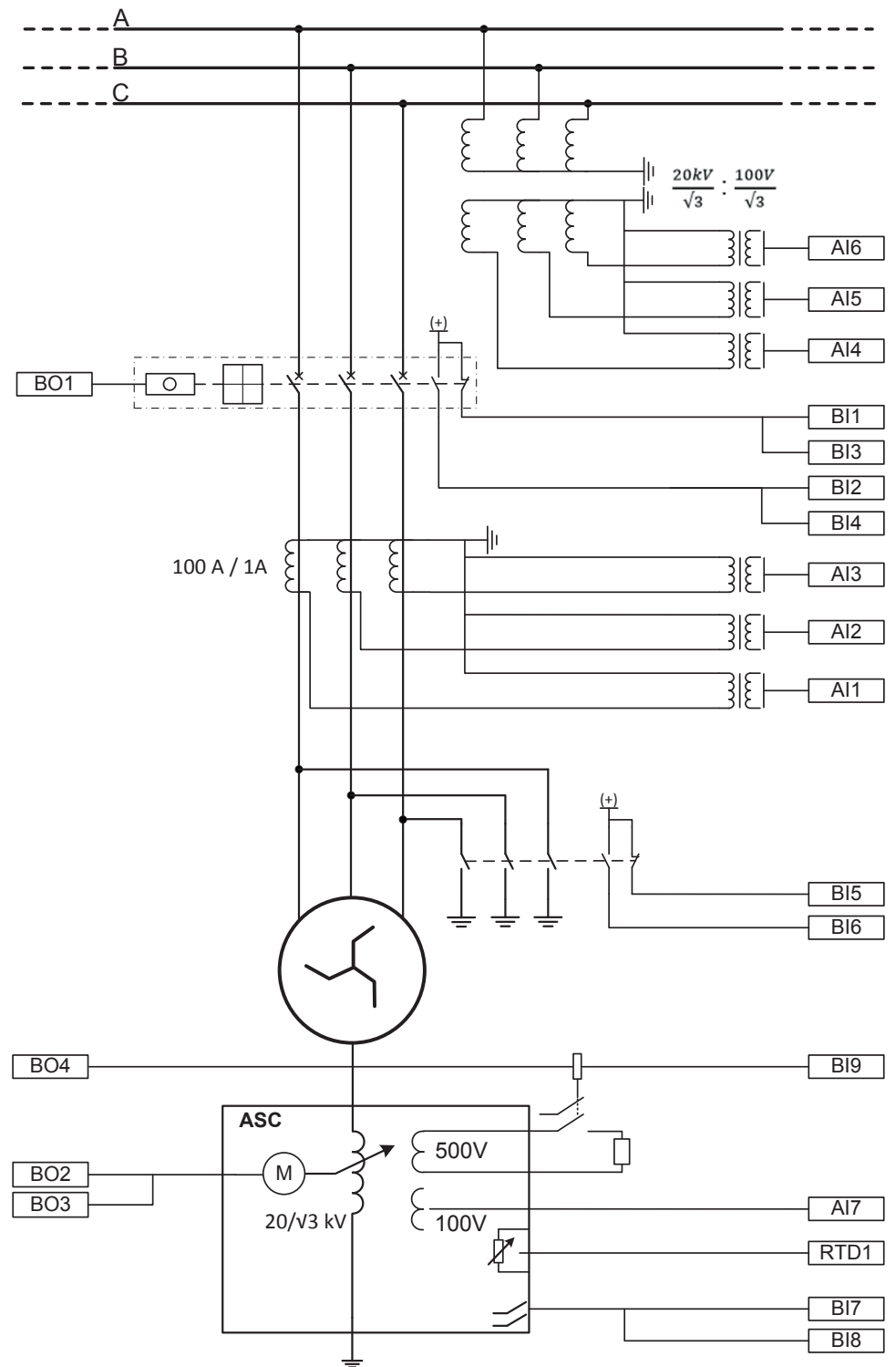


Abb. 159: Relaischnittstelle der Petersen-Spulensteuerung - Beispiel

### 14.3.1.1 Analoge Eingangssignale

In diesem Beispiel nutzt PASANCR die Leiter-Erde-Spannungen  $U_A$ ,  $U_B$  und  $U_C$  (AI4, AI5 und AI6), um die Referenz für die Spulenspannung zu erzeugen. Die Spulenspannung wird an der ASC-Messwicklung (AI7) gemessen. Die Leiterströme (AI1, AI2 und AI3) werden für die grundlegenden Überstromschutzfunktionen gemessen, die die Kompensationsanlagen schützen. Darüber hinaus wird mithilfe der Leiterströme der berechnete Sternpunktstrom für die Spulensteuerung erzeugt.

**Tabelle 337:** *Notwendige physische analoge Eingangssignale für die Implementierung der ASC-Beispielanwendung*

| Analogeingang | Beschreibung                                     |
|---------------|--|
| AI1           | Strommessung, $I_A$                              |
| AI2           | Strommessung, $I_B$                              |
| AI3           | Strommessung, $I_C$                              |
| AI4           | Spannungsmessung, $U_A$                          |
| AI5           | Spannungsmessung, $U_B$                          |
| AI6           | Spannungsmessung, $U_C$                          |
| AI7           | An der ASC-Messwicklung gemessene Spulenspannung |

### 14.3.1.2 RTD-Eingangssignale

**Tabelle 338:** *RTD-Signale*

| RTD-Eingang | Beschreibung         |
|-------------|----------------------|
| RTD1        | ASC-Positionsanzeige |

### 14.3.1.3 Binäre Eingangssignale

**Tabelle 339:** *Binäre Eingangssignale*

| Binäreingang                                    | Beschreibung                              |
|---|---|
| BI1   | Leistungsschalter geöffnete Stellung      |
| BI2   | Leistungsschalter geschlossene Stellung   |
| BI3   | Leistungsschalter Schubtestposition       |
| BI4   | Leistungsschalter Schubserviceposition    |
| BI5   | Erdungsschalter in offener Position       |
| BI6   | Erdungsschalter in geschlossener Position |
| Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt |   |

| Binäreingang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BI7          | Der Endlagenschalter zeigt an, dass das höchste verfügbare Kompensationsstromniveau erreicht ist                |
| BI8          | Der Endlagenschalter zeigt an, dass das tiefste verfügbare Kompensationsstromniveau erreicht ist                |
| BI9          | Installationsstatus des Parallelwiderstands. Der Status wird mithilfe des Hilfskontakts des Schützes angezeigt. |

### 14.3.1.4 Binäre Ausgangssignale

*Tabelle 340: Binäre Ausgangssignale*

| Binärausgang | Beschreibung  |
|--------------|---|
| BO1          | Auslösesignal für das Öffnen des Leistungsschalters |
| BO2          | Erhöhen der ASC-Kompensationsstromstärke            |
| BO3          | Verringern der ASC-Kompensationsstromstärke         |
| BO4          | Steuerung des ASC-Parallelwiderstandsschütz         |

### 14.3.1.5 Empfohlene Alarme

*Tabelle 341: Alarmliste*

| Funktionskennung | Ereignis    | Beschreibung  |
|------------------|-------------|---|
| PASANCR1         | CLC_SEQ_WRN | Maximale Anzahl der Abstimmzyklen erreicht  |
| PASANCR1         | ERROR_POS   | Spule hat sich in die Fehlerposition bewegt.  |
| PASANCR1         | ALARM       | Allgemeiner Alarm   |
| PASANCR1         | MOT_ALARM   | Motoralarm  |
| PASANCR1         | POT_ALARM   | Potentiometeralarm  |
| PASANCR1         | EARTH_FAULT | Erdschlussanzeige   |
| PHLPTOC1         | OPERATE     | Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, niedrige Stufe, für Sternpunkt-geerdeten Transformator |
| PHIPTOC1         | OPERATE     | Auslösesignal von ungerichtetem Überstromschutz, unverzögert, für Erdschluss-Transformator              |

### 14.3.1.6 Relaiskonfiguration

Die Relaiskonfiguration ist in die Anwendungskonfiguration in PCM600 implementiert.

**Tabelle 342:** *In der Relaiskonfiguration verwendete Funktionsblöcke*

| Funktionsblock  | Beschreibung  |
|-----------------|---|
| UTVTR1, ILTCTR1 | Analogsignal-Vorverarbeitung                                  |
| SlotC-RTD1      | RTD-Eingang   |
| CBXCBR1         | Leistungsschalter Steuerung und Status                        |
| DCSXSU1         | Leistungsschalter Schubstatus                                 |
| ESSXSU1         | Erdungsschalter Status  |
| TRPPTRC1        | Master-Auslösung  |
| PASANCR1        | Petersen-Spulensteuerung                                      |
| PHLPTOC1        | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, niedrige Stufe     |
| PHIPTOC1        | Ungerichteter Drei-Phasen-Überstromschutz, unverzögerte Stufe |

**Tabelle 343:** *Physikalische Analogkanäle der Funktionen*

| Schutz   | Leiterspannung<br>AI4, AI5, AI6 | Phasenströme<br>AI1, AI2, AI3 | Spulenspannung | ASC-Potentiometer |
|----------|---------------------------------|-------------------------------|----------------|-------------------|
| PASANCR1 | x                               | x                             | x              | x                 |
| PHLPTOC1 |                                 | x                             |                |                   |
| PHIPTOC1 |                                 | x                             |                |                   |

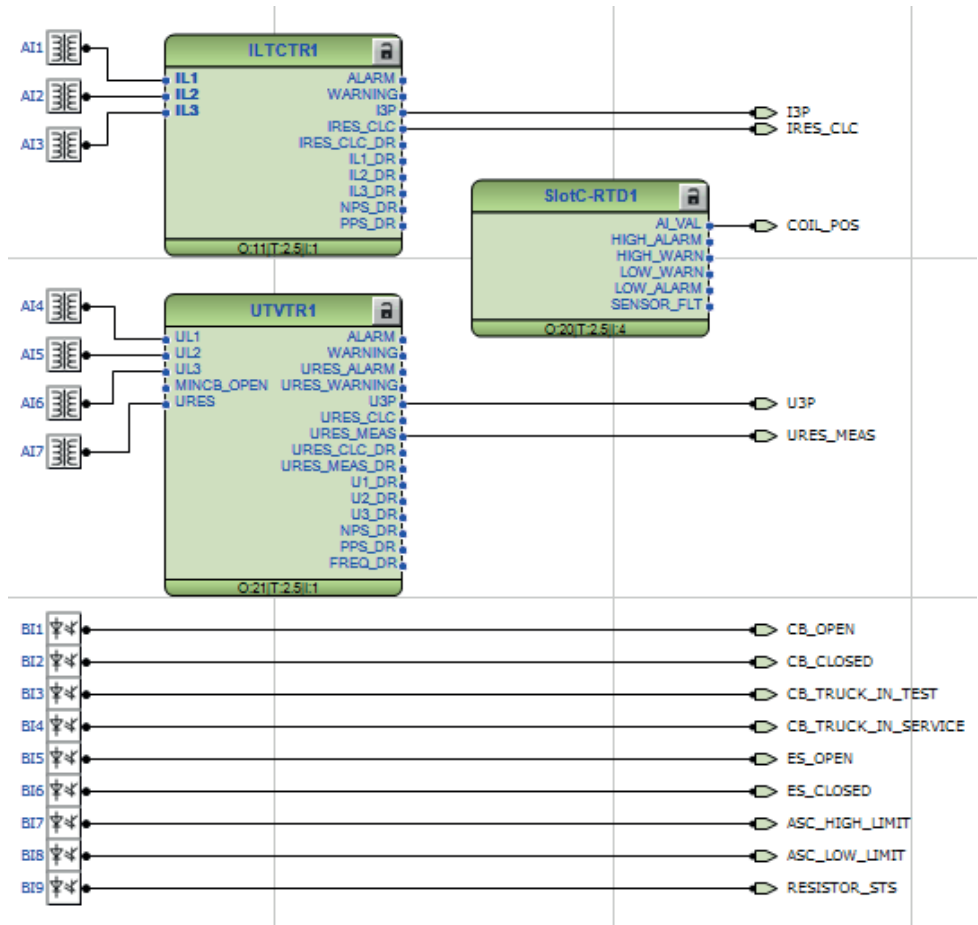


Abb. 160: Analog-, Binär- und RTD-Eingänge

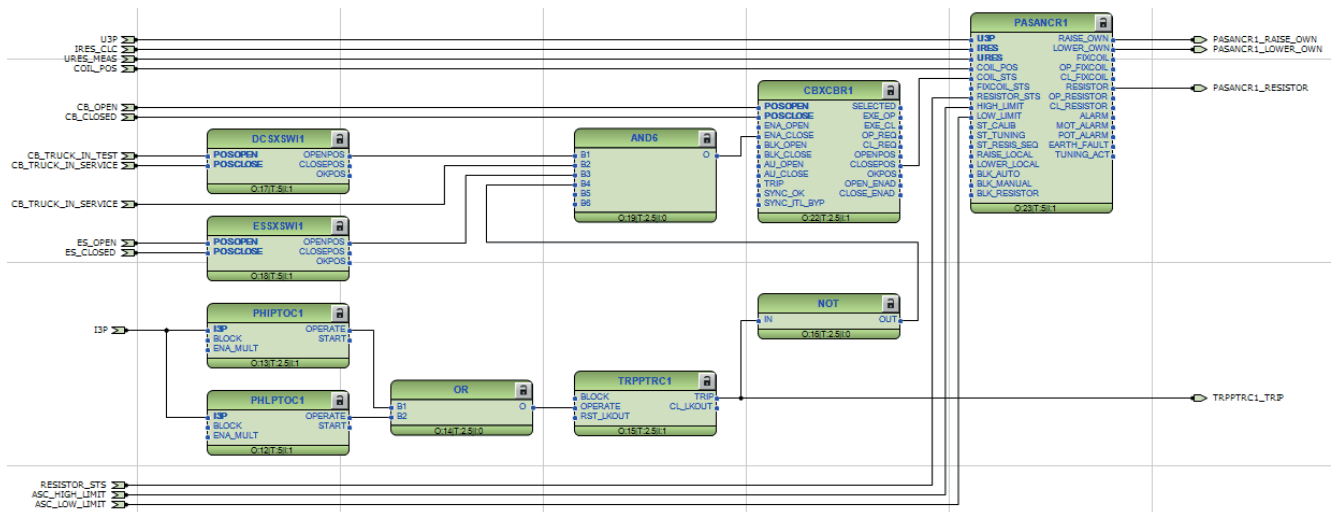


Abb. 161: Anwendungs-Funktionsblockanschlüsse

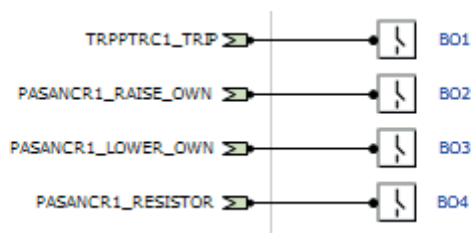


Abb. 162: Binäre Ausgänge

### 14.3.1.7

## Funktionsblöcke und Einstellwerte

### ILTCTR1 – Leiterstrom-Vorverarbeitung

Für diesen Beispielfall können für alle Einstellungen von ILTCTR1 die Standardwerte beibehalten werden.

### UTVTR1 – Leiter- und Verlagerungsspannungs-Vorverarbeitung

Die [Tabelle 344](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 344:** UTVTR1-Einstellungen für den Beispielfall

| Einstellung               | Empfohlene Werte | Beschreibung                         |
|---------------------------|------------------|--------------------------------------|
| Primärspannung            | 11,547           | Primäre Nennspannung                 |
| Sekundärspannung          | 57,73            | Sekundäre Nennspannung               |
| Spannungswandleranschluss | Ypsilon          | Spannungsübertragender Messanschluss |

### SlotC-RTD1

Die [Tabelle 345](#) zeigt die empfohlenen Einstellungen für SlotC-RTD1. Für alle anderen SLOTC-RTD1-Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 345:** SlotC-RTD1-Einstellungen für den Beispielfall

| Einstellung   | Empfohlene Werte | Beschreibung                                   |
|---------------|------------------|--|
| Eingangsmodus | Widerstand       | Eingangsmodus                                  |
| Einheit       | Ohm              | Ausgewählte Einheit für das Ausgangwert-Format |

### CBXCBR1 – Leistungsschaltersteuerung

Für diesen Beispielfall können für alle Einstellungen von CBXCBR1 die Standardwerte beibehalten werden.

### DCSXSU1 – Trennerstellungsanzeige

Für diesen Beispielfall können für alle Einstellungen von DCSXSU1 die Standardwerte beibehalten werden.

**ESSXSWI1 – Erdschalterstellungsanzeige**

Für diesen Beispielfall können für alle Einstellungen von ESSXSWI1 die Standardwerte beibehalten werden.

**PHxPTOC1- Ungerichteter Dreileiter-Überstromschutz**

PHxPTOC bietet den grundlegenden Überstromschutz für Hilfstransformatoren gegen Kurzschlüsse. [Tabelle 346](#) und [Tabelle 347](#) zeigen die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Einstellungen können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 346:** *Einstellungen für PHLPTOC1*

| Einstellung               | Empfohlene Werte | Beschreibung            |
|---------------------------|------------------|-------------------------|
| Anfangswert <sup>1)</sup> | 0,60 xIn         | Startwert               |
| Auslöseverzögerungszeit   | 500 ms           | Auslöseverzögerungszeit |

1) Während Erdschluss beträgt der maximale ASC-Strom 100 A, dieser wird im Hilfstransformator gleichmäßig zwischen den Leitern A, B und C aufgeteilt. Deshalb beträgt der maximale Leiterstrom  $100 \text{ A}/3 = 33,3 \text{ A}$ , was  $0,33 I_n$  entspricht.

**Tabelle 347:** *Einstellungen für PHIPTOC1*

| Einstellung | Empfohlene Werte | Beschreibung |
|-------------|------------------|--------------|
| Startwert   | 10,00 xIn        | Startwert    |

**PASANCR1 - Petersen-Spulensteuerung**

PASANCR ist eine automatische Steuerung für eine kontinuierlich einstellbare Lichtbogenunterdrückungsspule und den Parallelwiderstand der Spule. Die [Tabelle 348](#) zeigt die empfohlenen Einstellwerte; für alle anderen Werte können die Standardwerte beibehalten werden.

**Tabelle 348:** *Einstellungen für PASANCR1*

| Einstellung      | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|------------------|------------------|---|
| Verstimmungsgrad | 5 A              | Der Verstimmungsgrad ist positiv, wenn Überkompensation verwendet wird, das heißt, der ASC-Strom ist höher als der kapazitive Erdschlussstrom im Netz.                  |
| V Res Variation  | 1%               | Die Sternpunkt-Spannungsschwankung, die das Steuergerät während der automatische Abstimmung über die Spulenbewegung oder die Widerstandsschaltung aufzunehmen versucht. |
| V Res Minimum    | 0,50%            | Der Mindest-Sternpunktspannungspegel, den das Steuergerät vor dem Starten des automatischen Abstimmungsverfahrens aufzunehmen versucht.                                 |

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

| Einstellung          | Empfohlene Werte | Beschreibung  |
|----------------------|------------------|---|
| V Res EF level       | 7 %Un            | Schwelle für die Erdfehlererkennung Im Beispielfall beträgt die maximale Sternpunktspannung im gesunden Betrieb 5 %, d.h., der Einstellwert wird mit einer entsprechenden Spanne gewählt. |
| Coil V Nom           | 11547 V          | Spulen-Nennspannung   |
| Parallelwiderstand   | TRUE             | Installationsstatus des Parallelwiderstands   |
| Widerstandssteuerung | EIN              | Widerstandssteuerungsmodus „EIN“, d.h., der Widerstand ist während des gesunden Zustands und während Fehlerbedingungen verbunden.   |
| Widerstand Nennwert  | 2,5 Ω            | Widerstandswert ausgedrückt in PWA-Nennspannungspegel   |
| X0 Transformer       | 16 Ω             | Transformator Nullimpedanz/Leiter   |
| Spulenverluste       | 1,00%            | Ohmscher Verlust von ASC, % Spuleninduktionsstrom   |
| Pot Wert 1           | 100 Ω            | Der Potentiometerwert 1 ist der ASC-Potentiometerwert an der tiefsten Spulenposition.   |
| Spulenstrom 1        | 10 A             | ACS-Strom bei Potentiometerwert 1   |
| Pot Wert 2           | 180 Ω            | ACS Potentiometerwert 2   |
| Spulenstrom 2        | 20 A             | ACS-Strom bei Potentiometerwert 2   |
| Pot Wert 3           | 270 Ω            | ACS Potentiometerwert 3   |
| Spulenstrom 3        | 40 A             | ACS-Strom bei Potentiometerwert 3   |
| Pot Wert 4           | 360 Ω            | ACS Potentiometerwert 4   |
| Spulenstrom 4        | 60 A             | ACS-Strom bei Potentiometerwert 4   |
| Pot Wert 5           | 460 Ω            | ACS Potentiometerwert 5   |
| Spulenstrom 5        | 80 A             | ACS-Strom bei Potentiometerwert 5   |
| Pot Wert 6           | 599 Ω            | Der Potentiometerwert 6 ist der ASC-Potentiometerwert an der höchsten Spulenposition.   |
| Spulenstrom 6        | 100 A            | ACS-Strom bei Potentiometerwert 6   |

## 14.3.2

### Verfahren vor dem Starten der Anwendung

Nachdem die Funktionen gemäß dem Beispielfall gesetzt wurden, kann die Spulenkalisierung an der LHMI des Relais im Menü **Test and commissioning/Coil controller commissioning** (Test und Inbetriebnahme) (Spulensteuerungs-

Inbetriebnahme) durch Berühren von „Start calibration“ (Kalibrierung starten) gestartet werden. Während des Kalibrierverfahrens muss die Steuerung im Einrichtbetrieb sein ((*Controller mode*="Manual") (Steuergerät = Manuell), wobei die ASC jedoch nicht mit dem Netz verbunden sein muss.

Während der Kalibrierung ermittelt das Steuergerät mehrere Spulencharakteristiken, so dass die akkuraten Abstimmungsvorgänge der Spule sichergestellt sind. Die ermittelten und angezeigten Parameter sind:

- Potentiometer-Ohmwerte entsprechend dem Mindest- und maximalen Kompensationsstrom der Spule.
- Mechanisches Spulenspiel: Scheinbewegung der Spule in Ampere nach Umkehr der Spulenbewegungsrichtung. Das mechanische Spiel der Spule ist auf einen Durchhang im mechanischen Antriebssystem der Spule zurückzuführen.
- Spule nach dem Betrieb: Amperezahl, bei welcher der Spulenmotor und das mechanische Antriebssystem schieben, nachdem der Befehl zur Anhebung oder Absenkung des Kompensationsstroms deaktiviert wurde.
- Potentiometer-Lückenpositionen: Das ist insbesondere bei älteren oder stark abgenutzten Potentiometern der Fall. Die Lücken und ihre Positionen sind in der überwachten Datenansicht PASANCR1 dargestellt.
- Spulenbewegungsgeschwindigkeit: die mittlere Bewegungsgeschwindigkeit der Spule in Ampere/Sekunde.

Nach der Kalibrierung kann der Zustand des Potentiometers über die überwachte Datenansicht PASANCR1 überprüft werden. Wenn das Potentiometer mehrere oder große Lücken aufweist, sollte es während der nächsten Wartungspause der Petersenspule ausgetauscht werden, damit der akkurate Betrieb von PASANCR1 gewährleistet ist.

Darüber hinaus sollte überprüft werden, ob die ermittelten Potentiometerwerte an den Spulenendschaltern die vom Spulenhersteller angegebenen Werte mit zufriedenstellender Genauigkeit erreichen. Diese Werte können dem Spulen-Routinetestbericht entnommen werden. In Beispielfall wurden die Werte in den Einstellungen *Pot Wert 1* und *Pot Wert 6* gesetzt. Die während der Kalibrierung ermittelten Werte für den Potentiometer-Endschalter werden nach der Kalibrierung unter „Spule linearisieren“ berücksichtigt.

### 14.3.3

### Verwendung der Anwendung

Nach der erfolgreichen Kalibrierung kann die Spule durch Schließen des ASC-Leistungsschalters mit dem Netz verbunden werden. Die automatische Spulenabstimmung kann durch Setzen von *Controller mode*="Automatic" (Steuergerät Modus = Autom.) aktiviert werden. Nach der Aktivierung des automatischen Betriebs startet das Steuergerät die automatische Abstimmung, wobei die Netzparameter ermittelt werden und die Spule an die festgelegte Verstimmungsposition bewegt wird. Weitere automatische Abstimmungsvorgänge werden mit der Pegeldetektor-Funktion von PASANCR1 ausgelöst.

Nach dem Ende der automatischen Spulenabstimmung zeigt das Steuergerät die Ergebnisse an der HMI an. Die in grafischer Form dargestellten Ergebnisse sind die Resonanzkennlinien und die Fehlerstrom-Schätzkennlinie des Netzes. Darüber hinaus blendet das Steuergerät numerische Daten zum Netz ein.

**Tabelle 349:** Vom Steuergerät angezeigte Netzdaten

| Daten           | Beschreibung   |
|-----------------|--|
| U0_INST         | Momentanwert der Verlagerungsspannung [%]  |
| I_COIL          | ASC-Position [A]   |
| I_FIX           | Fester paralleler Spulenwert [A]   |
| I_DETUNING      | Verstimmung [A]  |
| DETUNING_REL    | Relative Verstimmung   |
| I_DAMPING       | Gesamte Widerstandsverluste (Netzverluste, Spulenverluste und Parallelwiderstand) [A]                  |
| I_RESONANZ      | Spulenstrom am Resonanzpunkt [A]   |
| I_C_NETWORK     | Gesamt kapazitiver Netzstrom [A]   |
| I_EF            | Erdfehlerstrom am aktuellen Arbeitspunkt   |
| TUNING_ST_DELAY | Countdown Abstimmverzögerungs-Timer nachdem die Abstimmungsauslösebedingung 100% überschritten hat [s] |
| TUNING_TRIGG    | Unverzögerter Durchführungszustand der Abstimmungsauslösebedingung [%]                                 |

---

## Abschnitt 15 Glossar

|              |   |
|--------------|---|
| <b>ACT</b>   | 1. Konfigurations-Tool einer Anwendung in PCM600<br>2. Auslösestatus in IEC 61850   |
| <b>AD</b>    | Aktives Verzeichnis   |
| <b>AI</b>    | Analogeingang   |
| <b>ASC</b>   | Lichtbogen-Unterdrückungsspule  |
| <b>AVR</b>   | Automatische Spannungsregelung  |
| <b>BI</b>    | Binäreingang  |
| <b>BO</b>    | Binärausgang  |
| <b>CAM</b>   | Zentrale Kontenverwaltung (Centralized account management)  |
| <b>CBCT</b>  | Kernsymmetrischer Stromwandler (Core balance current transformer)   |
| <b>CBFP</b>  | Leistungsschalter-Versagerschutz (Circuit breaker failure protection)   |
| <b>DC</b>    | 1. Gleichstrom<br>2. Trennschalter<br>3. Doppelbefehl   |
| <b>DCB</b>   | Richtungsvergleichs-Sperrschema (Directional comparison blocking scheme)  |
| <b>DOL</b>   | Direktstartverfahren für Induktionsmotoren bei voller Last  |
| <b>DT</b>    | Bestimmte Zeit  |
| <b>DUTT</b>  | Direkte Unterreichweiten- Transferauslösung (Selektivschutz mit Unterreichweite und unmittelbarer Fernauslösung)                              |
| <b>EMV</b>   | Elektromagnetische Verträglichkeit  |
| <b>FPN</b>   | Flexible Produktbenennung   |
| <b>GCB</b>   | 1. GOOSE-Steuerblock<br>2. Generator-Leistungsschalter  |
| <b>GOOSE</b> | Generisches objektorientiertes Ereignis in Unterstation (Generic Object-Oriented Substation Event, ein Netzwerkprotokoll zur Gerätesteuerung) |
| <b>GOV</b>   | Regler des Generator-Primärtriebs (Generator Prime Mover Governor)  |

---

|                      |  |
|----------------------|--|
| <b>HMI</b>           | Mensch-Maschine-Schnittstelle  |
| <b>IDMT</b>          | Inverse definite Mindestzeit (Inverse definite minimum time)   |
| <b>IEC</b>           | Internationale Elektrotechnische Kommission  |
| <b>IEC 61850-8-1</b> | Kommunikationsprotokoll auf der Basis der Normenreihe IEC 61850                                      |
| <b>IRF</b>           | 1. Interner Fehler<br>2. Interner Relais-Fehler  |
| <b>IRIG-B</b>        | Format B des Inter-Range Instrumentation Group's timecode  |
| <b>L/R</b>           | Ort/Fern   |
| <b>LAN</b>           | Local area network (lokales Netzwerk)  |
| <b>LDC</b>           | Spannungsabfall-Kompensation   |
| <b>LED</b>           | Leuchtdiode  |
| <b>LHMI</b>          | Lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle   |
| <b>M/F</b>           | Master/Follower  |
| <b>MCB</b>           | Miniatur-Leistungsschalter (Unterbrecherschalter)  |
| <b>MCC</b>           | Minimierung des fließenden Stroms  |
| <b>NRP</b>           | Prinzip der negativen Reaktanz   |
| <b>NSCB</b>          | Leistungsschalter nicht in der Stromquelle   |
| <b>OC</b>            | Überstrom  |
| <b>OLTC</b>          | Last-Stufenschalter  |
| <b>PAW</b>           | Hilfsstromwicklung   |
| <b>PCM600</b>        | Schutz und Steuerung eines IED   |
| <b>POTT</b>          | Zulässige Überreichweiten-Transferauslösung (Permissive overreach transfer trip)                     |
| <b>PUTT</b>          | Zulässige Unterreichweiten-Transferauslösung (Permissive underreach transfer trip)                   |
| <b>REK 510</b>       | Einspeisungsgerät zum Erdfehlerschutz eines Rotors einer Synchronmaschine                            |
| <b>RIO600</b>        | Fern-Ein-/Ausgangseinheit  |
| <b>RJ-45</b>         | Galvanischer Verbinder   |
| <b>RMS</b>           | Effektivwert, quadratisches Mittel (Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung, Root-mean-square) |
| <b>RS-485</b>        | Serielle Verbindung gemäß dem EIA-Standard RS485   |

---

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| <b>RSV</b>                  | Bemessungs-Sekundärwert   |
| <b>RTD</b>                  | Widerstands-Temperaturfühler  |
| <b>SCADA</b>                | Überwachung, Steuerung und Datenerfassung<br>(Supervision, control and data acquisition)  |
| <b>SDM600</b>               | Eine Software zur automatischen Verwaltung von für<br>Dienstleistungen und Cybersicherheit relevanten<br>Daten zwischen Unterstationen  |
| <b>Stromwandler</b>         | Stromwandler  |
| <b>TCS</b>                  | Überwachung des Auslösekreises  |
| <b>VDR</b>                  | Spannungsabhängiger Widerstand  |
| <b>VT</b>                   | Spannungswandler  |
| <b>WAN</b>                  | Weitverkehrsnetze (Wide area network)   |
| <b>Übersichtsschaltbild</b> | Vereinfachte Darstellung eines dreiphasigen<br>Stromversorgungssystems. In einem solchen<br>Diagramm ist nicht jeder Phasenleiter mit seinen<br>Anschlüssen einzeln dargestellt, sondern nur ein<br>Leiter. |







---

**ABB Distribution Solutions**

P.O. Box 699

FI-65101 VAASA, Finland

Telefon +358 10 22 11

**[www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage)**