



Relion® REB500 series

Dezentraler Sammelschienenschutz REB500 Anwendungshandbuch



Dokument-ID: 1MRK 505 349-UDE
Ausgabe: Dezember 2017
Revision: A
Produktversion: 8.2

© Copyright 2017 ABB. Alle Rechte vorbehalten

Copyright

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

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

Marken

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

Gewährleistung

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

ABB AB

Netzautomatisierungsprodukte

Schweden

Telefon:+46 (0) 21 32 50 00

Fax:+46 (0) 21 14 69 18

<http://www.abb.com/substationautomation>

Haftungsausschluss

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

Dieses Dokument wurde von ABB sorgfältig geprüft. Dennoch sind Abweichungen nicht völlig auszuschließen. Falls Fehler entdeckt werden, wird der Leser gebeten, diese freundlicherweise dem Hersteller mitzuteilen. Abgesehen von ausdrücklichen vertraglichen Verpflichtungen ist ABB unter keinen Umständen für einen Verlust oder Schaden aufgrund der Verwendung dieses Handbuchs oder der Anwendung der Geräte verantwortlich oder haftbar.

Konformität

Dieses Produkt entspricht der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV-Richtlinie 2004/108/EG) und der Richtlinie zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten betreffend elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen (Niederspannungsrichtlinie 2006/95/EG). Diese Konformität ist das Ergebnis einer Prüfung seitens ABB in Übereinstimmung mit den Produktnormen EN 50263 und EN 60255-26 für die EMV-Richtlinie und gemäß den Produktnormen EN 60255-1 und EN 60255-27 für die Niederspannungsrichtlinie. Das Produkt wurde in Übereinstimmung mit den internationalen Normen der Reihe IEC 60255 konzipiert.

Sicherheitsrelevante Informationen



An den Anschlüssen können gefährliche Spannungen auftreten, auch wenn die Hilfsspannung abgeschaltet ist.



Nichtbeachtung kann zu Tod, Verletzung oder erheblichem Sachschaden führen.



Die elektrische Installation darf nur von einem fachkundigen Elektriker ausgeführt werden.



Die nationalen und lokalen Sicherheitsbestimmungen müssen immer beachtet werden.



Der Rahmen des IED muss sorgfältig geerdet werden.



Bei Änderungen des IED müssen Maßnahmen ergriffen werden, um unbeabsichtigtes Auslösen zu verhindern.



Das IED enthält Komponenten, die gegen elektrostatische Entladung empfindlich sind. Unnötiges Berühren von elektronischen Komponenten ist daher zu vermeiden.

Inhaltsverzeichnis

Abschnitt 1 Einleitung	5
1.1	Dieses Handbuch.....5
1.2	Zielgruppe5
1.3	Produktunterlagen.....5
1.4	Verwendete Symbole und Dokumentkonventionen.....6
1.4.1	Symbole6
1.4.2	Dokumentkonventionen7
Abschnitt 2 Übersicht	8
2.1	Anwendung8
2.2	Systemkapazität.....9
Abschnitt 3 Software	12
3.1	Systemsoftware REBSYS.....12
3.2	Kundendatenbank.....12
3.3	Mensch-/Maschine-Kommunikationsschnittstellenprogramm HMI50012
3.4	Lokale Mensch-/Maschine-Kommunikationsschnittstelle (lokale MMK).....12
3.5	Anlagenüberwachungssystem (Station Monitoring System, SMS) ..13
3.6	Anlagenautomatisierungssystem (Station Automation System, SAS)13
Abschnitt 4 Signalerfassung und -verarbeitung	14
4.1	Analoge Eingänge.....14
4.2	Maximalverlängerungsprinzip14
4.3	Binäreingänge.....15
4.4	Binäre Ausgänge17
Abschnitt 5 Selbstüberwachung	18
5.1	Diagnoseprogramm18
5.2	Selbstüberwachungssystem19
5.2.1	Softwareüberwachung20
5.2.2	Hardware-Überwachung.....21
5.2.3	Plausibilitätskontrolle22

5.2.4	Interne Analogmesskreis-Überwachung.....	24
Abschnitt 6 Systemeinstellungen.....		27
6.1	Mitnahmeauslösung/Fernauslösung.....	27
6.1.1	Sammelschienenabbild.....	28
6.2	Trenner- und Leistungsschalterpositionen.....	29
6.2.1	Überwachen der Trenner- und Leistungsschalterstatus.....	30
6.2.2	Hilfskontakte.....	30
6.2.3	Auswerten der Trenner- und der Leistungsschalterstatus.....	31
6.2.4	Trenneralarm.....	31
6.2.5	Verzögerung.....	31
6.2.6	Blockieren durch den Trenneralarm.....	32
6.2.7	Schaltersperre.....	32
6.2.8	Quittieren des Trenneralarms.....	33
6.2.9	Hinweis für Trenner und Leistungsschalter.....	34
6.2.10	Verhalten im Fall eines Feldeinheitenfehlers.....	34
6.3	Feldeinheit-Standalone-Modus.....	34
6.3.1	Notfallbetrieb der Feldeinheit.....	35
6.4	Freigabe des Auslösebefehls.....	35
Abschnitt 7 Sammelschienenenschutz.....		36
7.1	Schutzzonen.....	36
7.2	Messprinzip.....	36
7.2.1	Anwendungsbeispiel.....	38
7.2.2	Sicherheitsaspekte des Messprinzips.....	40
7.3	Stromvergleich mit Stromstabilisierung.....	41
7.3.1	Amplitudenvergleich.....	41
7.3.2	Haltestrom.....	41
7.3.3	Auslösekennlinie.....	43
7.4	Stromvergleich mit Stromstabilisierung mit Stromwandler-Sättigung	44
7.4.1	Anwendungsbeispiel.....	44
7.5	Phasenvergleich.....	46
7.6	Fallstudien: Sammelschienenkonfigurationen.....	47
7.6.1	Sammelschiene mit nur zwei Feldern.....	47
7.6.2	Sammelschiene mit mehreren Feldern.....	47
7.6.3	Sammelschienenfehler mit Durchgangsfehlerstrom.....	49

7.7	Differenzstromüberwachung	51
Abschnitt 8 Besondere Anwendungen des SSS.....		53
8.1	Nullstrom-Messung	53
8.2	Blockieren von Messungen bestimmter Stromwandler	56
8.2.1	Kupplungsschalterfunktionen	57
8.2.2	Abzweig-Leistungsschalter	62
8.2.3	Schalter-Nachholzeit.....	63
8.2.4	Befehl „LS EIN“ (manuelles Einschaltsignal).....	65
8.3	Checkzonenschutz zur Freigabe des SSS	66
8.3.1	Schutzonen	66
8.3.2	Messungsprinzip.....	67
8.3.3	Checkzone	69
8.3.4	Anwendung des Checkzonenschutzes.....	70
8.3.5	Konfiguration von Schaltanlagen.....	70
8.3.6	Revision / Wartung im Zusammenhang mit CzSSS	71
Abschnitt 9 Schalterversagerschutz (SVS)		73
9.1	Stromeinstellung	73
9.1.1	Wandler mit eisengeschlossenem Kern (TPX-Kennlinie) und Wandler mit Grenzwert für Remanenzfluss „Luftspalt“ (TPY- Kennlinie).....	73
9.1.2	Stromwandler mit linearisiertem Übertragungsverhalten (TPZ) ..	75
9.2	Zeitstaffelung eines ein- oder zweistufigen SVS	75
9.2.1	Fall 1:Erfolgreiche Auslösung durch die Hauptschutzfunktion	76
9.2.2	Fall 2:Reserve-Auslösung durch SVS	76
9.2.3	Fall 3:Mitnahmeauslösung der umliegenden Leistungsschalter durch SVS.....	77
9.2.4	Einstellung Zeitglied t_1	78
9.2.5	Einstellung Zeitglied t_2	78
9.2.6	Maximale Reserve-Auslösezeit t_{1max}	79
9.2.7	Maximale Mitnahmeauslösezeit t_{2max}	79
9.3	Logik-Typ	80
9.4	SVS-L0-System	80
9.4.1	Stromeinstellung SVS-L0.....	80
9.4.2	Zeitstaffelung SVS-L0-System	84
9.5	Externe Anregung SVS.....	84

9.6	SVS-Einstellung „Aktiv bei LS aus“	84
Abschnitt 10 Zusätzliche Schutzfunktionen.....		86
10.1	Freigabe von Auslösebefehlen	86
10.1.1	Beispiel 1: Durch externes Unterspannungsrelais freigegebene SSS-Auslösung	86
10.1.2	Beispiel 2: Durch interne Unterspannungsfunktion freigegebene EFS-Auslösung	87
10.1.3	Beispiel 3: Durch interne Unterspannungsfunktion freigegebene SSS-Auslösung	89
10.1.4	Beispiel 4: Durch interne Unterspannungsfunktion freigegebene EFS-Auslösung ohne Spannungswandler auf den Sammelschienen	90
10.1.5	Beispiel 5: Durch interne Unterspannungsfunktion freigegebenes SSS-Nullleiter-Messsystem	91
Abschnitt 11 1½-Schalersysteme und Duplexanlagen		93
11.1	1½-Schalersystem mit 3 Stromwandler pro Diameter	95
11.1.1	T-Zonen-Schutz mit eingeschaltetem Trenner Q6	95
11.1.2	T-Zonen-Schutz mit ausgeschaltetem Trenner Q6	95
11.2	1½-Schalersystem mit 6 Stromwandlern pro Diameter	96
11.3	1½-Schalersystem mit 5 Stromwandler pro Diameter	97
11.4	1½-Schalersystem mit 8 Stromwandler pro Diameter	98
11.5	1½-Schalersystem nur mit SSS-Funktion	99
11.6	Duplexanlage	99
11.7	Zuordnung von Feldeinheiten	100
Abschnitt 12 Komplexe Anlagen.....		102
12.1	SSS und SVS in Anlagen mit einer Umgehungsschiene.....	102
12.2	Sammelschienen mit „Serieller Kupplung“	102
12.3	Schaltfelder als Kupplungs- oder Abzweigleistungsschalter	107
12.4	Steuerung über „11105_Ext. AUS“	107
12.4.1	1½-Schalersystem	108
12.4.2	Umgehungsmodus	108
12.4.3	Umgehungstrenner	108

Abschnitt 1 Einleitung

1.1 Dieses Handbuch

Das Anwendungshandbuch enthält Anwendungsbeschreibungen und Einstellungshinweise für den REB500. Das Handbuch kann benutzt werden, um herauszufinden, wann und für welchen Zweck eine typische Schutzfunktion verwendet werden kann. Das Handbuch kann auch zur Berechnung von Einstellungen herangezogen werden.

1.2 Zielgruppe

Dieses Handbuch richtet sich an den Schutz- und Steuerungstechniker, der für Planung, Vorab-Projektierung und Projektierung verantwortlich ist.

Der Schutz- und Steuerungstechniker muss Erfahrung mit Elektroenergietechnik und Kenntnisse über verwandte Techniken, etwa Schutzsysteme und Kommunikationsprinzipien, haben.

1.3 Produktunterlagen

Handbuch	Dokumentnummer
Produktdatenblatt	1MRK 505 352-BDE
Anwendungshandbuch	1MRK 505 349-UDE
Technisches Handbuch	1MRK 505 350-UDE
Benutzerhandbuch	1MRK 500 124-UDE
Inbetriebnahme-Handbuch	1MRK 505 351-UDE
Anwendungshandbuch Feldschutzfunktionen	1MRK 505 353-UDE
Richtlinien zur Netzsicherheit	1MRK 511 373-UDE
Kommunikationsprotokoll-Handbuch IEC 61850	1MRK 511 370-UDE
Kommunikationsprotokoll-Handbuch IEC 60870-5-103	1MRK 511 371-UDE

1.4 Verwendete Symbole und Dokumentkonventionen

1.4.1 Symbole



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



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



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



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





Das Tippsymbol weist auf Ratschläge hin, beispielsweise zur Erstellung von Projekten oder Verwendung einer bestimmten Funktion.

Obwohl Gefahrenwarnungen auf die Möglichkeit von auftretenden Personenschäden hinweisen, sollte man sich stets vor Augen halten, dass das Bedienen beschädigter Geräte unter bestimmten Umständen zu eingeschränkter Gerätefunktionsweise und infolgedessen zu Personenschäden mit Todesfolge führen kann. Demzufolge muss allen Warn- und Vorsichtshinweisen strengstens Folge geleistet werden.

1.4.2 Dokumentkonventionen

Eventuell treffen nicht alle Konventionen auf dieses Handbuch zu.

- Die in diesem Handbuch enthaltenen Abkürzungen und Akronyme sind im Glossar erläutert. Das Glossar enthält außerdem wichtige Begriffsdefinitionen.
- Die Drucktasten-Navigation in der Menüstruktur der lokalen MMK wird mithilfe der Drucktastensymbole dargestellt, z. B.:
Verwenden Sie zum Navigieren zwischen den Optionen  und .
- MMK-Menüpfade werden **fettgedruckt** dargestellt, z. B.:
Wählen Sie **Hauptmenü/Einstellungen**.
- Meldungen der lokalen MMK werden in der Schriftart `Courier` angezeigt, z. B.:
Zum Ablegen der Änderungen im nichtflüchtigen Speicher wählen Sie `Ja` und...
- Parameternamen werden *kursiv* gedruckt angezeigt, z. B.:
Die Funktion kann über den Einstellparameter *Betrieb* aktiviert und deaktiviert werden.
- Das Zeichen * nach der Bezeichnung eines Eingangs- oder Ausgangssignals im Funktionsblocksymbol einer Funktion zeigt an, dass das Signal mit einem anderen Funktionsblock in der Anwendungskonfiguration verbunden sein muss, um eine gültige Anwendungskonfiguration zu gewährleisten.

Abschnitt 2 Übersicht

Das digitale Sammelschienensystem REB500 gehört zur Generation der volldigitalen Schutzgeräte, d. h. dass die Umwandlung der Eingangsgrößen von analog in digital sofort nach den Eingangswandlern stattfindet und die weitere Verarbeitung der digitalen Signale von programmierbaren Mikroprozessoren durchgeführt wird.

Die Hauptfunktionen, die das REB500 zu einem erfolgreichen modernen Schutzgerät im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit und Funktionalität machen, sind das kompakte Design, die geringe Zahl benötigter Hardwareeinheiten, die modulare Software und die ständige Selbstüberwachung und Diagnose.

Die Struktur des Schutzsystems ist feldorientiert. Die Feldeinheiten befinden sich möglicherweise in der Nähe der Schaltgeräte in den Steuerungs- und Schutzschränken oder in einem zentralen Relaisraum. Dezentrale Feldeinheiten sind durch einen Lichtwellenleiter (LWL)-Prozessbus mit der Zentraleinheit verbunden. Die Zentraleinheit sammelt alle Daten und führt die Schutzalgorithmen und Hilfsfunktionen auf Anlagenebene aus.

Die Standardanwendung des Schutzsystems ist der Sammelschienenschutz. Jedoch können optionale Funktionen eingebaut werden, um beispielsweise Schalterversagen, Endzonenfehler, Überstrom und Leistungsschalterpol-Diskrepanz zu erfassen.

2.1 Anwendung

Der digitale Sammelschienenschutz wurde für den schnellen selektiven Schutz von MV-, HV- und EHV-Sammelschienen in 50- und 60-Hz-Netzen entwickelt. Aufgrund der flexiblen und modularen Struktur der Soft- und Hardware kann der Schutz auf einfache Weise an die vorhandene Sammelschienenanordnung angepasst werden.

Er kann somit auf alle Sammelschienenlayouts angewandt werden, sowohl auf eine Reihe von Einfach-Sammelschienen als auch Vierfach-Sammelschienen mit einer Umgehungsschiene. Er kann auf Ringsammelschienen und 1½-Schaltsysteme angewandt werden. Die maximale Kapazität für ein Vierfachschiensystem beträgt 60 Abzweige (60 Feldeinheiten) mit einer Maximalanzahl von 7 Längskupplungen, 8 Sammelschienenabschnitten und 32 Schutzzonen.

Das Schutzsystem erfasst Phasenfehler und Erdfehler in direkt geerdeten und Impedanz-geerdeten Netzen. Mit dem digitalen Verfahren werden nur die Ströme

des Primärsystems ausgewertet. Die Haupt-Stromwandler müssen keine besonderen Anforderungen erfüllen. Bei einem System mit hoher Impedanz ist dies anders. Falls Sättigung der Haupt-Stromwandler vorliegt, kann der Schutz immer noch richtig zwischen internen und externen Fehlern unterscheiden.

2.2 Systemkapazität

Das Schutzsystem kann somit auf alle Sammelschienenlayouts angewandt werden, sowohl auf eine Reihe von Einfach-Sammelschienen als auch Vierfach-Sammelschienen mit einer Hilfssammelschiene. Es kann ebenfalls auf 1½-Schalersysteme, Ringsammelschienen und Duplexanlagen angewandt werden. Die maximale Kapazität beträgt 60 Feldeinheiten (eine pro Abzweig oder eine pro Stromwandlersatz in einem Kuppelfeld; im Falle eines Längstrenner wird entweder eine separate Feldeinheit benötigt oder der Längstrenner ist alternativ in einer bestehenden Feldeinheit integriert). Bis zu 32 Schutzzonen können selektiv geschützt und ausgelöst werden.

Das REB500-System kann angewandt werden, ohne die Sammelschienen Schutzfunktion zu verwenden (z. B. als unabhängiger Schalterversager- und Endzonenschutz).



Die **Anwendung** des Schutzsystems in komplexen Anlagen, 1½-Schalersystemen und Doppelkonfigurationen wird separat in **Section 11** beschrieben.

Im Folgenden werden Beispiele für die wichtigsten Sammelschienenkonfigurationen dargestellt:

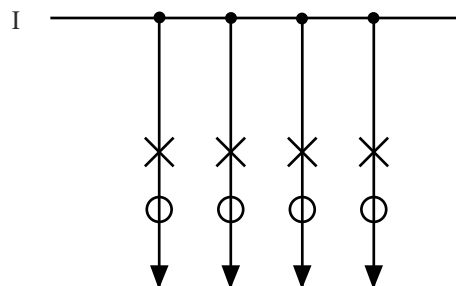


Abbildung 1 Einfach-Sammelschiene

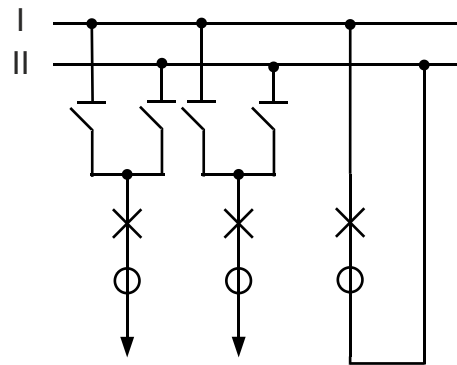


Abbildung 2 Zweifach-Sammelschiene

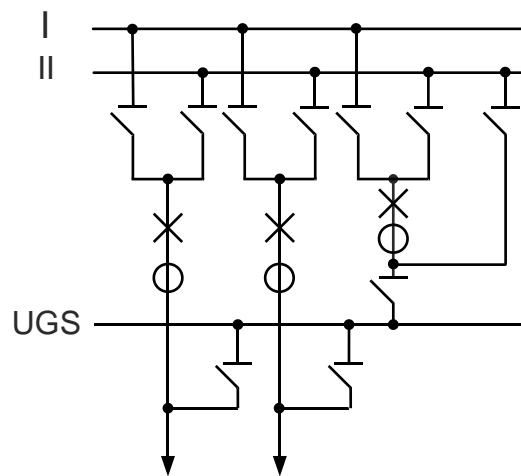


Abbildung 3 Zweifach-Sammelschiene mit Umgehungsschiene

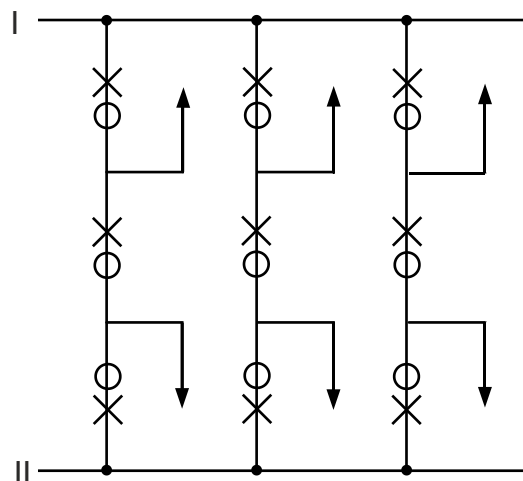


Abbildung 4 1 1/2-Schaltersystem

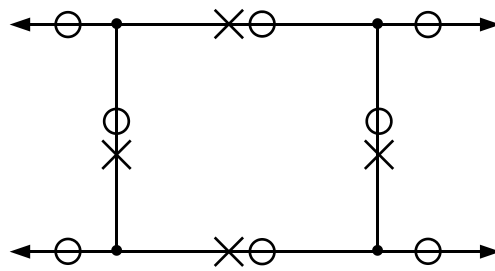


Abbildung 5 Ringsammelschiene

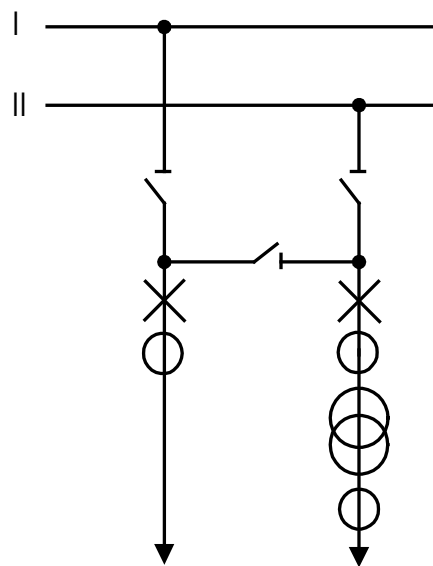


Abbildung 6 Duplexanlage

Abschnitt 3 Software

3.1 Systemsoftware REBSYS

Dieses Softwarepaket ist auf der Systemprozessorplatine installiert. Es umfasst alle Systemfunktionen und auch die lokale MMK (siehe Abschnitt 3.4) sowie das Anlagenüberwachungssystem (siehe Section 5).

3.2 Kundendatenbank

Die Datenbank wurde gemäß den Kundenspezifikationen erstellt. Sie ist auf der Master-CPU in der Zentraleinheit installiert und kann in den meisten Fällen mithilfe der HMI500 bearbeitet werden.

3.3 Mensch-/Maschine- Kommunikationsschnittstellenprogramm HMI500

Das Programm HMI500 für die Mensch/Maschine-Kommunikationsschnittstelle (=MMK) stellt Kommunikation mit dem Schutzsystem her, um Folgendes auszuführen:

- Anzeigen der Messwerte und Status
- Einstellen der Schutzfunktionen
- Konfigurieren des Systems
- Inbetriebnahme und Wartung des Systems
- Herunterladen von Daten auf das System
- Steuerung des integrierten Störschreibers
- Steuerung des integrierten Ereignisschreibers

3.4 Lokale Mensch-/Maschine- Kommunikationsschnittstelle (lokale MMK)

Das lokale MMK-Programm stellt einen integralen Bestandteil der Systemsoftware REBSYS dar.

Auf die lokale MMK-Software wird über die Bedieneinheit der Zentraleinheit oder der Feldeinheit zugegriffen. Mit dieser Software können folgende Elemente angezeigt, **aus Sicherheitsgründen jedoch nicht geändert werden:**

- Messwerte von Strom und Spannung
- Status der Ein- und Ausgänge
- Alarme
- Systemeinstellungen
- Einstellungen der installierten Schutzfunktionen

3.5 Anlagenüberwachungssystem (Station Monitoring System, SMS)

Das REB500-System kann in ein Anlagenüberwachungssystem (SMS) integriert werden. Weitere Informationen finden Sie in der Beschreibung zum Anlagenüberwachungssystem (SMS).

3.6 Anlagenautomatisierungssystem (Station Automation System, SAS)

Das REB500-System kann in ein Anlagenautomatisierungssystem (SAS) integriert werden. Weitere Informationen finden Sie in der Beschreibung zum Anlagenautomatisierungssystem (SAS).

Abschnitt 4 Signalerfassung und -verarbeitung

4.1 Analoge Eingänge

Das Schutzsystem verarbeitet die Strommesswerte digital in den Feldeinheiten. Aus diesem Grund werden 80 Messungen pro Periode aus den Sammelschienenabzweigströmen verarbeitet. Bei einer Netzfrequenz von 50 Hz entspricht dies einer Abtastfrequenz von 4,0 kHz und bei 60 Hz einer Abtastfrequenz von 4,8 kHz. Der Analog/Digital-Wandler hat einen Bereich von 16 Bit.

Wenn ein Stromwandler sättigt wird, werden die Signale durch Signalverarbeitung gemäß dem Maximalverlängerungsprinzip kompensiert (siehe unten). Die Signale durchlaufen dann einen Fourier-Filter, der die realen und imaginären Grundwellenkomponenten teilt. Alle anderen Oberschwingungen werden unterdrückt.

Diese Komponenten werden von allen Schutzfunktionen in der Feldeinheit ausgewertet. Der Störschreiber überwacht die ursprünglichen nicht kompensierten sekundären Stromsignale. Die Stromsignale werden zur Ausführung der Sammelschienenschutzfunktion an die Zentraleinheit übertragen.

Das Messverfahren für die optional verfügbaren Spannungen entspricht dem Messverfahren für Ströme, mit Ausnahme der Maximalverlängerung, die nicht angewandt wird.

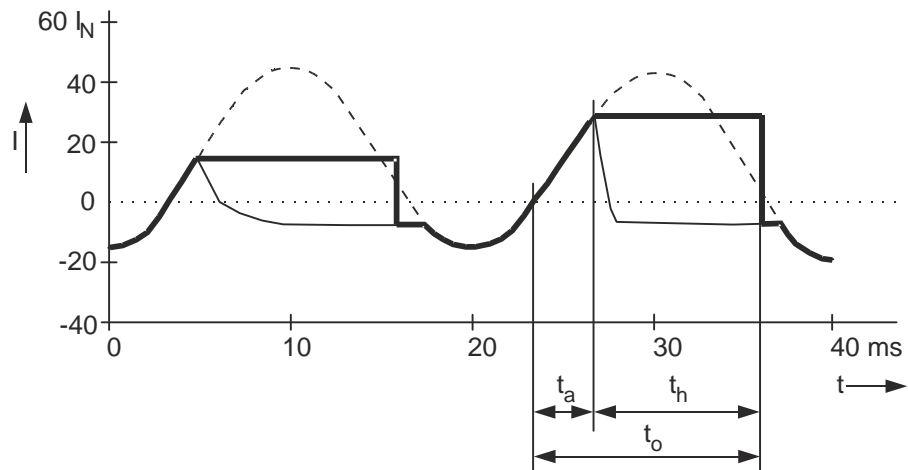
4.2 Maximalverlängerungsprinzip

Das Maximalverlängerungsprinzip ist eine vom Hersteller patentierte Methode für die zusätzliche Verarbeitung von Stromsignalen, damit Schutzalgorithmen selbst bei Sättigung von Stromwandlern Fehler unabhängig voneinander erfassen können.

Bei dieser Methode wird der im Abtastfenster erfasste Maximalwert verwendet, wenn ein Stromwandler gesättigt ist.



Durch die Verlängerung des Maximalwerts wird das Signal so kompensiert, dass die bestmögliche Annäherung des **Phasenwinkels** und der **Amplitude** an das ungesättigte Signal erreicht wird.



unverzerrtes Stromsignal (Primärseite des Hauptstromwandlers)

verzerrtes Stromsignal (Sekundärseite des Hauptstromwandlers, Sättigung)

korrigierter Stromverlauf

Abbildung 7 Maximalverlängerungsprinzip bei Stromwandlern

Bei der Zeit t_0 handelt es sich um das Intervall zwischen dem letzten Nulldurchgang vor Erfassung des Maximalwertes und dem Ende des Verlängerungszeitraums. Bei einer Netzfrequenz von 50 Hz beträgt diese Zeit 12,5 ms (10,4 ms bei 60 Hz). Die Anstiegszeit vom Nulldurchgang bis zum Maximalwert ist als t_a definiert. Der Unterschied zwischen t_0 und t_a ist die Zeit t_h , die dann die Zeit darstellt, um die der Maximalwert im Abtastfenster verlängert wird. Je länger die Zeit t_a ist, desto kleiner ist der Wert, um den der Maximalwert verlängert wird.

Beachten Sie folgendes Beispiel:

Hohe Durchgangsfehlerströme können bewirken, dass ein oder mehrere Stromwandler gesättigt sind und einen falschen Differenzstrom bewirken, der als interner Fehler gedeutet werden kann, wenn keine Vorsichtsmaßnahmen getroffen wurden. Das Maximalverlängerungsprinzip erhält die Schutzstabilität und die Abgrenzung bei einer Stromwandler-Sättigung, da es sich bei den übertragenen Signalen um eine gute Annäherung des Phasenwinkels **und** der Amplitude der ungesättigten Signale handelt (siehe [Section 7](#), „Sammelschienenschutz“).

4.3 Binäreingänge

Alle Binäreingänge sind durch die Verwendung von Optokopplern elektrisch isoliert.

Sie sprechen an, wenn die Eingangsspannung mindestens 20 ms lang mehr als 80 % der Nennhilfsspannung beträgt und werden zurückgesetzt, wenn sie 20 ms lang unter 65 % liegt.

Alle standardmäßigen Binäreingänge sind mit Antiprellfiltern ausgestattet. Der Antiprellfilter der Software hat keinen Einfluss auf den Zeitstempel des Signals, d. h. der Zeitstempel wird beim erstmaligen Auftreten des Signals am Eingang des Optokopplers festgelegt.

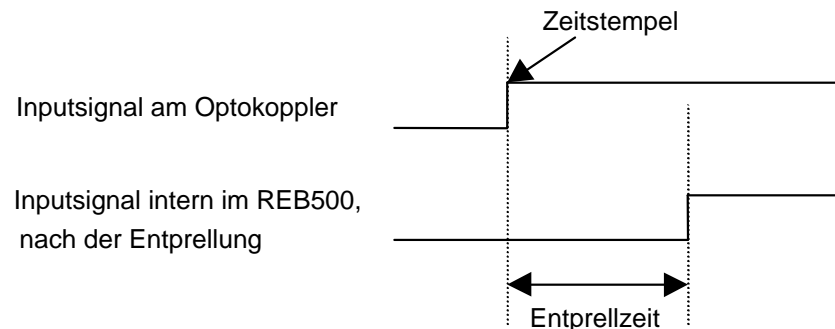


Abbildung 8 Antiprellfilter

Für die besonderen untenstehenden Signale wird die Antiprellzeit auf ein Minimum von 2 ms und nicht auf die Standardzeit im System (normalerweise 20 ms) eingestellt:

- Alle Störschreiber-Eingangssignale „167nn_Start STS_x“ und „36705_Zentrale Anregung STS“
- Schalterversager-Eingangssignale „137nn_Start SVS_Lx“, „13705_Externer Start SVS“ und „138nn_Start SVS Q0 no I_x“
- „31805_Ext. Freigabe SS-Zone“ und „11605_Ext. Freigabe Auslösung“
- Die Signale „11510–11525_Überwachung Hilfsspannung_x“ werden auf eine festgelegte Antiprellzeit von 10 ms eingestellt.



Wenn mehrere Signale für einen üblichen Optokopplereingang konfiguriert werden und **ein** Optokopplereingang davon eine minimale **Antiprellzeit** von 2 ms aufweist, dann werden **gelten 2 ms für alle Signale**. Diese Art der Konfiguration ist möglichst zu vermeiden.



Aufgrund von Systemeinschränkungen kann die Auslösung für den Störschreiber um maximal eine Grundperiode verzögert werden.

Es wird zwischen Eingangssignalen mit einer langsamen Reaktion und solchen mit einer schnellen Reaktion unterschieden. Das REB500 verarbeitet die Prozessbussignale intern in schnellen und langsamen Zyklen gemäß ihrer Priorität.

Tabelle 1 *Zeiten für das Signalverhalten*

Signalverhalten	Beschreibung
langsam	Diese Signale müssen am Binäreingang für mindestens 50 ms plus Antiprellzeit erhalten bleiben und werden vom langsamen Zyklus verarbeitet.
schnell	Diese Signale müssen am Binäreingang für mindestens 6 ms plus Antiprellzeit erhalten bleiben und werden vom schnellen Zyklus verarbeitet.

4.4 Binäre Ausgänge

Die Feldeinheiten erzeugen zwei Arten von Binärausgangssignalen, Auslösebefehle und logische Signale. Die Zentraleinheit erzeugt nur logische Signale.

Binärausgangssignale werden von den Prozessoren in der Zentraleinheit und in den Feldeinheiten gemäß der Signalverknüpfung erzeugt.



Auslösebefehle werden in Großbuchstaben dargestellt, um diese von den logischen Signalen zu unterscheiden.

Ausgangssignale können Hilfsausgangsrelais zugeordnet werden, um entweder einen Auslöse- oder einen Signalschaltkreis auszulösen. Als Sicherheitsmaßnahme können Auslösebefehle und logische Signale nicht demselben Ausgangsrelais zugeordnet werden, d. h. Auslösebefehle können nur mit anderen Auslösebefehlen und logische Signale nur mit anderen logischen Signalen kombiniert werden. Beispielsweise können die Signale „21305_Auslösung“ und „21105_EXT.AUS“ nicht für den Betrieb desselben Ausgangskontakts konfiguriert werden.

Abschnitt 5 Selbstüberwachung

Um die bestmögliche Betriebssicherheit sicherzustellen, ist der REB500 mit einer Selbstüberwachungsfunktion ausgestattet, die eine schnelle Reaktion auf jeden Fehler bezüglich der Hardware (HW) oder Software ermöglicht. Einige Fehler, wie beispielsweise ein Übertragungsfehler über den Prozessbus, betreffen nur einzelne Datensätze und sind generell zeitlich begrenzt. Ein schwerer Fehler würde beispielsweise bedeuten, dass der funktionssichere Betrieb nicht länger gewährleistet werden kann. Es ist möglich, Fehler dieser Art zu erfassen und die entsprechende Maßnahme zu ergreifen, bei der es sich auch um das Blockieren der Schutzfunktionen und Auslöseausgänge handeln kann.

Durch die Selbstüberwachungs- und Diagnosefunktion wird die hohe Verfügbarkeit des Sammelschienenschutzes sichergestellt. Fehler werden sofort erfasst und signalisiert, sodass die Korrekturmaßnahme ohne Verzögerung angewandt werden kann.

Die Selbstüberwachungssoftware ist Teil der REBSYS-Systemsoftware (siehe [Abschnitt 3.1](#)).

5.1 Diagnoseprogramm

Das Diagnoseprogramm wird dazu verwendet, alle anderen Anwendungen (z. B. die Schutzfunktionen und die Binäreingänge und -ausgänge) zu verwalten (zu starten und zu stoppen) und die Daten, die mithilfe der Selbstüberwachungsfunktion gewonnen wurden, zu verarbeiten.

Die Systemsoftware wird in Subsysteme unterteilt, die bestimmte Anwendungen (Schutzfunktionen, Binäreingänge und -ausgänge, Datenbanksteuerung usw.) ausführen. Die Struktur des Diagnoseprogramms spiegelt die Struktur und die dezentrale Architektur des Schutzsystems wieder, d. h. es ist auch dezentral zwischen jedem Modul der Zentraleinheit und den Feldeinheiten mit Mikroprozessor.

Jede Ebene der Struktur des Diagnoseprogramms meldet den Status der Anwendungen derselben oder niedrigeren Ebenen an die nächsthöhere Ebene weiter. Freigabesignale werden von oben nach unten verteilt. Sobald das Diagnoseprogramm einen kritischen Fehler erfasst, wird der entsprechende Status an die höhere Ebene gemeldet und die Verteilung des Freigabesignals nach unten blockiert. Das Schutzsystem verbreitet dann das Blockieren des Freigabesignals, um alle Auslöseausgänge zu blockieren. Falls kritische Fehler vorliegen, wird das Schutzsystem heruntergefahren und neu gestartet.

5.2 Selbstüberwachungssystem

Das Selbstüberwachungssystem deckt Software und Hardware ab und umfasst zusätzlich zur Überwachung der internen Signale die Überwachung der externen Eingangswerte wie beispielsweise Stromwerte (Stromwandler-Überwachung) und die Positionen der Hilfskontakte von Trennern und Leistungsschaltern (Sammelschienenabbildung).

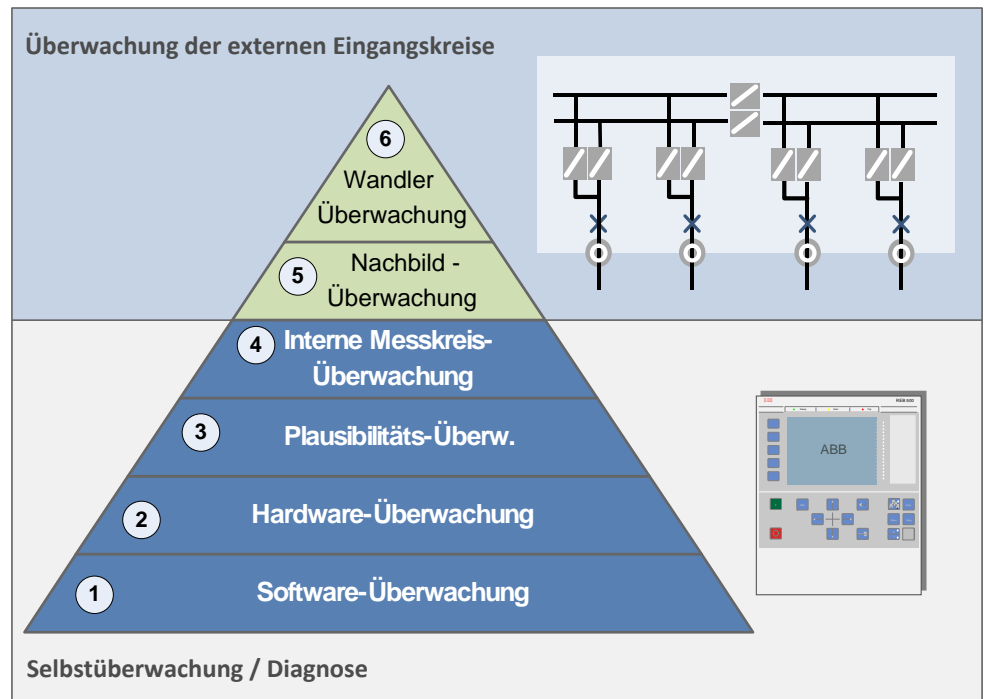


Abbildung 9 Struktur des Selbstüberwachungssystems

Die verschiedenen Schichten des Selbstüberwachungssystems, die in Figure 9 angezeigt werden, werden ausführlicher in den folgenden Abschnitten beschrieben:

1. Abschnitt 5.2.1
2. Abschnitt 5.2.2
3. Abschnitt 5.2.3
4. Abschnitt 5.2.4
5. Abschnitt 6.2.1
6. Abschnitt 7.7

5.2.1 Softwareüberwachung

5.2.1.1 Überwachen der Anwendungen

Das Diagnoseprogramm kann Anwendungen durch das Erfassen von Statusänderungen (z. B. Initialisieren und Stoppen zum richtigen Zeitpunkt) steuern. Die Anwendungen melden ihre Status (z. B. Initialisierung abgeschlossen, Verarbeitung abgeschlossen oder Fehler erfasst). Die Überwachung der Anwendungen über Statusänderungen bedeutet, dass sich die Anwendung, die gestartet wurde, innerhalb eines bestimmten Zeitraums an das Diagnoseprogramm zurückmelden muss.

Die gesamte Software wird von einer fest verdrahteten Überwachungsschaltung per Mikroprozessor überwacht, die von den Programmen in regelmäßigen Intervallen zurückgesetzt werden muss. Wenn eine Überwachungsschaltung nicht zurückgesetzt wird, läuft das Zeitglied der Überwachungsschaltung ab und es wird eine Rücksetzung der Hardware gestartet.

5.2.1.2 Überwachung der Datenübertragung über den Prozessbus

Diverse überwachte Kriterien stellen die Integrität der über den Prozessbus übertragenen Daten sicher. Alle über den Prozessbus übertragenen Daten hängen von den zyklischen Redundanzprüfungen als Teil der Ethernetübertragung ab.

5.2.1.3 Überwachung der Schutzfunktionen

Der Betrieb jeder Anwendung wird synchronisiert, und es wird ein Zeitstempel auf alle analogen Messwerte und Binärsignale angewandt. Vor der Festlegung eines Differenzstroms wird eine Prüfung durchgeführt, um sicherzustellen, dass die Proben denselben Zeitstempel aufweisen. Wenn dies nicht der Fall ist, werden die betreffenden Proben nicht ausgewertet.

5.2.1.4 Verarbeiten und Überwachen der Binäreingänge

Jeder Binäreingang ist mit einer eigenen Antiprellsoftware ausgestattet. In der Regel wird der Status eines Signals als für die Verarbeitung gültig eingestuft, wenn es 20 ms nach dem ersten Auftreten bestehen bleibt.

Die Binäreingänge werden hinsichtlich der Schwingungen überwacht. Wenn sich der Status eines Eingangs in 100 ms fünf Mal ändert, wird der Eingang als „ungültig“ markiert. In diesem Fall wird das Signal verarbeitet, damit die Betriebssicherheit sichergestellt wird, d. h. ungültige Blockiereingänge werden als aktiv betrachtet.

5.2.1.5 Freigabe von Binärausgängen

Um die maximale Betriebssicherheit des Systems zu erreichen, hat jeder Auslösebefehl ein zugehöriges Freigabesignal. Falls das Diagnoseprogramm einen HW- oder Softwarefehler erfasst, unterdrückt es die Freigabesignale für die Binärausgänge, d. h. die Auslöseausgänge werden blockiert.

5.2.1.6 Fehlermeldungen in der Ereignisliste

Alle durch die Selbstüberwachungsfunktion erfassten Fehler werden vom Diagnoseprogramm verarbeitet und als Ereignisse aufgezeichnet. Diese werden als „schwere Fehler“ eingestuft, wenn der ordnungsgemäße Betrieb der Schutzfunktionen nicht länger gewährleistet werden kann.

In solchen Fällen wird das System automatisch neu gestartet. Alle Ausgangskanäle sind blockiert, die Schutzgeräte stehen nicht länger zur Verfügung und die grünen LED auf den lokale Bedieneinheiten blinken.

Fehler, die den ordnungsgemäßen Betrieb der Schutzfunktionen nicht gefährden, werden als „geringfügige Fehler“ eingestuft.

5.2.1.7 Starten oder Neustarten des Systems

Wenn durch die Selbstüberwachungsfunktion oder durch das Diagnoseprogramm das System oder ein Teil des Systems neu gestartet wird, wird der Vorgang auf der lokalen Bedieneinheit angezeigt. Der Blockierstatus des Systems wird durch eine gelb blinkende LED auf allen Einheiten und der MMK angezeigt.

Während das System startet, blinken alle LED und die Softwareanwendungen werden durch eine Beschriftung angezeigt (z. B. MPL, TIM usw.). Beim erfolgreichen Systemstart wird das Hauptmenü auf allen Einheiten angezeigt und das Signal „41810_In Betrieb“ eingestellt.

5.2.2 Hardware-Überwachung

5.2.2.1 Überwachen der Hilfsspannungsversorgung

Die Stromversorgungsmodule in der Zentraleinheit und in den Feldeinheiten werden hinsichtlich ihrer Toleranzen überwacht. Eine Hilfsversorgungsspannung, die außerhalb der Toleranz liegt, zählt als schwerer Fehler, d. h. das Schutzsystem wird heruntergefahren und neu gestartet.

5.2.2.2 Mikroprozessorprogramm und Hauptspeicher

Alle Hauptspeicher werden durch das Schreiben und Auslesen eines Testmusters geprüft.

5.2.2.3 Überwachung der Auslöserrelaispulen

Jedes der Auslöserrelais in einer Feldeinheit ist mit einem Schaltkreis für die Überwachung der Auslöserrelaispulen-Integrität ausgestattet.

5.2.2.4 Von der Selbstüberwachungsfunktion nicht erfasste Elemente

Es ist unmöglich, alle Elemente des Schutzsystems zu überwachen, z. B. die Binäreingangsschaltkreise. Es ist außerdem ratsam, eine externe Auskreisüberwachung zu installieren.

5.2.3 Plausibilitätskontrolle

Wie in Abschnitt 5.2.2 beschrieben, werden alle analogen Eingänge aller Feldeinheiten überwacht. Wenn eine solche Überwachung eine Diskrepanz erfasst, wird die entsprechende Feldeinheit blockiert. Die Überwachung wird lokal durchgeführt und durch eine Plausibilitätskontrolle ergänzt, die von der Zentraleinheit auf das gesamte System, einschließlich aller Sammelschienenschutz-Zonen (SSS) angewandt wird. Dies umfasst die Auswertung der Stromänderungen, die in allen Feldeinheiten stattfindet. Die Plausibilitätskontrolle basiert auf der Tatsache, dass eine Stromänderung (Amplitude), die durch einen Sammelschienenfehler verursacht wurde, in mindestens zwei Feldeinheiten eines Sammelschienenabschnitts vorliegen muss. (siehe Figure 10).

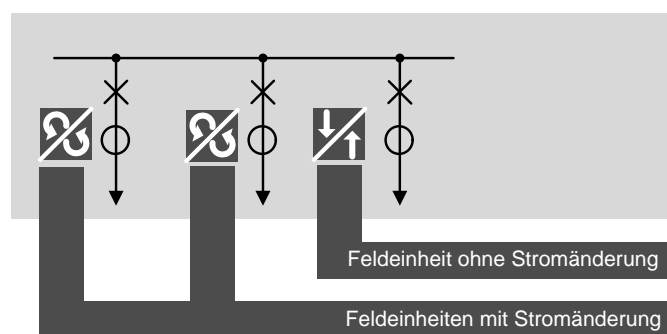


Abbildung 10 Plausibilitätskontrolle gibt SSS-AUSLÖSUNG frei

Der Sammelschienenschutz darf nicht ausgelöst werden, wenn diese Bedingung nicht erfüllt wird.

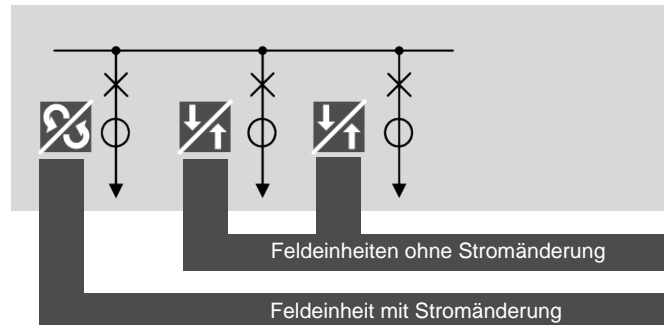


Abbildung 11 Plausibilitätskontrolle blockiert SSS-AUSLÖSUNG

Es gibt Situationen und Betriebszustände, in denen die Plausibilitätskontrolle umgangen wird, d. h. sie hat keinen Einfluss auf die Auslösung durch den Sammelschienenschutz.

Solche Situationen und Betriebsbedingungen sind Folgende:

- Die Schutzzone umfasst nur eine einzige Feldeinheit oder alle anderen Feldeinheiten dieser Schutzzone leiten keine Ströme (Strom unter $0,075 \times I_n$) (siehe Figure 12).

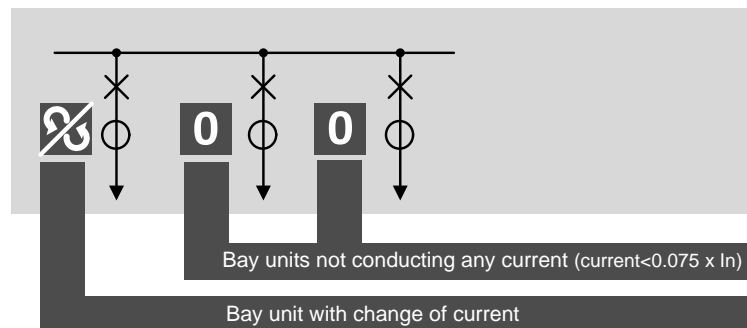


Abbildung 12 Plausibilitätskontrolle wird umgangen (kein Einfluss auf die SSS-Auslösung)

- Etwa 400 ms nachdem die Zahl der einer Schutzzone zugeordneten Strommesswerte geändert wurde (Änderung der Schalter-/Trennerposition oder Blockieren der Kupplungsmessung, siehe [Abschnitt 8.2.1.2](#)).
- Solange sich das REB500/REB500sys-System im „Testmodus“ befindet



Wenn ein System durch das Einspeisen von Strömen geprüft wird, hat die Plausibilitätskontrolle keinen Einfluss auf den Test, wenn an eine Sammelschienenschutz-Zone nur eine einzige Feldeinheit

angeschlossen ist. Wenn jedoch mehr als eine Feldeinheit an eine Zone angeschlossen ist, muss das REB500 für die Dauer des Tests in den „Testmodus“ geschaltet werden. Die Testergebnisse können daraufhin von der Plausibilitätskontrolle nicht verfälscht werden.

5.2.4 Interne Analogmesskreis-Überwachung

Der richtige Betrieb der Analogeingänge und der Analog-Digital-Wandler (A/D) wird durch den internen Vergleich von „ $I_{L1}+I_{L2}+I_{L3}=-I_{L0}$ “ überwacht.



Die interne Analogmesskreis-Überwachung ist standardmäßig aktiviert. Der Status dieser Überwachung kann während das System projektiert wird oder über den „Konfigurationsmodus“ der HMI500 geändert werden.



Es wird empfohlen, den standardmäßigen Aktivierungsstatus der internen Analogmesskreis-Überwachung nicht zu ändern.

5.2.4.1 Verdrahtung der Analogeingänge

Die externe Verdrahtung, die im untenstehenden Schaltbild dargestellt wird, ist für die interne Analogmesskreis-Überwachung zwingend erforderlich.

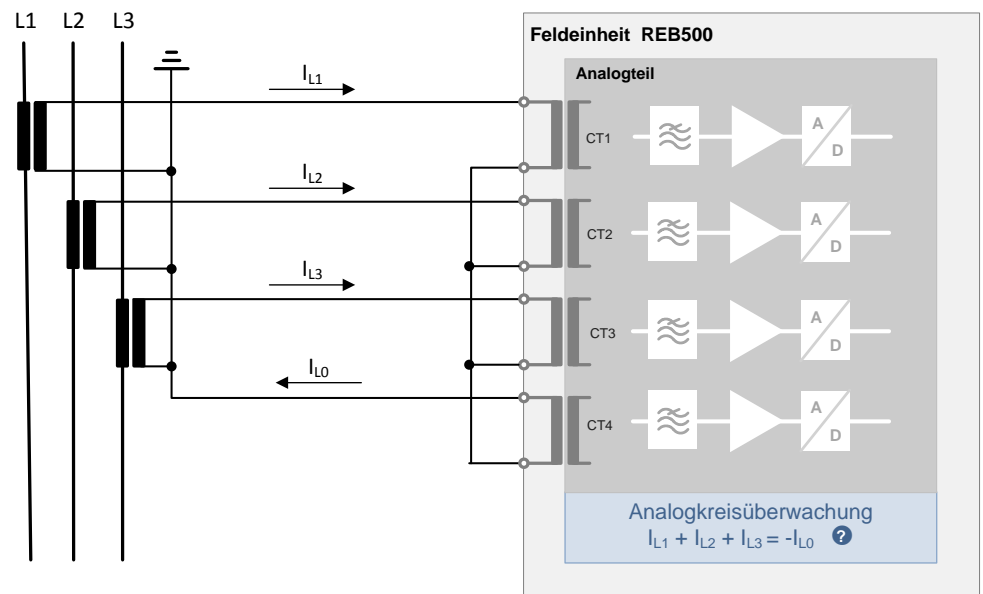


Abbildung 13 Für die Analogmesskreis-Überwachung erforderliche externe Verdrahtung



Kabelumbauwandler dürfen für I_{L0} nicht verwendet werden, wenn die Überwachung aktiviert ist. Die Hauptstromwandler von L1, L2 und L3 müssen dasselbe Stromverhältnis aufweisen, und im MMK-Menü „Stromwandler“ müssen die Einstellungen für „I1, I2, I3“ und „I4“ identisch sein.



Dies stellt keine Stromwandler-Überwachung dar, da das Verhältnis zwischen den Phasen nicht von der internen Analogüberwachung überprüft wird. Weitere Informationen zur Stromwandler-Überwachung finden Sie in Abschnitt 7.7 „Differential current supervision“.

5.2.4.2

Sekundäreinspeisungstests

Wenn Ströme aus Testzwecken auf eine Einzelphase eingespeist werden, z. B. während der Inbetriebnahme, muss die externe Verdrahtung den neutralen Pfad (I_{L0}) umfassen. Andernfalls blockiert die Analogmesskreis-Überwachung den Schutzalgorithmus.



Wenn ein System durch das Einspeisen von Strömen getestet wird, kann die interne Analogmesskreis-Überwachung durch das

Umschalten des REB500 in den „Testmodus“ deaktiviert werden. Die Testergebnisse können daraufhin von der internen Analogmesskreis-Überwachung nicht verfälscht werden. Die Verdrahtung des neutralen Pfads (I_{L0}) ist für dieses Modul nicht erforderlich.

Abschnitt 6 Systemeinstellungen

6.1 Mitnahmeauslösung/Fernauslösung

Das Mitnahmesystem erstellt ein Abbild der Sammelschienenkonfiguration und führt hauptsächlich zwei Aufgaben durch:

1. Die Zuordnung der Analogmesswerte auf die Schutzzonen der Sammelschienenschutzfunktion (Zuordnung wird alle 6 ms aktualisiert, d. h. schneller Abgang, schnelles Signal)
2. Beschreibung der Auslösekanalzuordnung gemäß den Schutzzonen für die Schutzfunktionen
 - Sammelschienenschutz (die Zone, in der der Fehler enthalten ist)
 - Endzonenschutz (Zone mit dem Endzonenfehler)
 - Schalterversagerschutz (Zone mit dem fehlerhaften Leistungsschalter)
 - Freigabe der Auslösung (externes Freigabesignal, Spannungsfreigabe-Funktion)
 - Mitnahmeschaltung

Stellen Sie sich beispielsweise einen Fehler auf der Sammelschiene 1 der Zweifach-Sammelschienen vor (siehe Figure 2).

1. Nur die Abzweige, die an die Sammelschiene 1 angeschlossen sind, werden zum Messsystem der Sammelschiene 1 zugeordnet. Die Zuordnung der Abzweige wird vom Mitnahmesystem durchgeführt, das die Positionen der Trenner auswertet.
2. Das Messsystem der Sammelschiene 1 erfasst den internen Fehler und leitet einen Auslösebefehl für die Sammelschiene 1 an das Mitnahmesystem.

Das Mitnahmesystem erkennt aufgrund der Positionen der Trenner, welche Abzweige an Sammelschiene 1 angeschlossen sind und leitet den Auslösebefehl an die Schutzschalter aller Abzweige mit auf Sammelschiene 1 geschlossenen Trennern.

Daher ist es äußerst wichtig, die richtigen Trennerpositionen an das Schutzsystem zu melden.

Das Mitnahmesystem erfasst auch miteinander verbundene Schutzzonen (z. B. beide Abzweigtrenner geschlossen).

6.1.1 Sammelschienenabbild

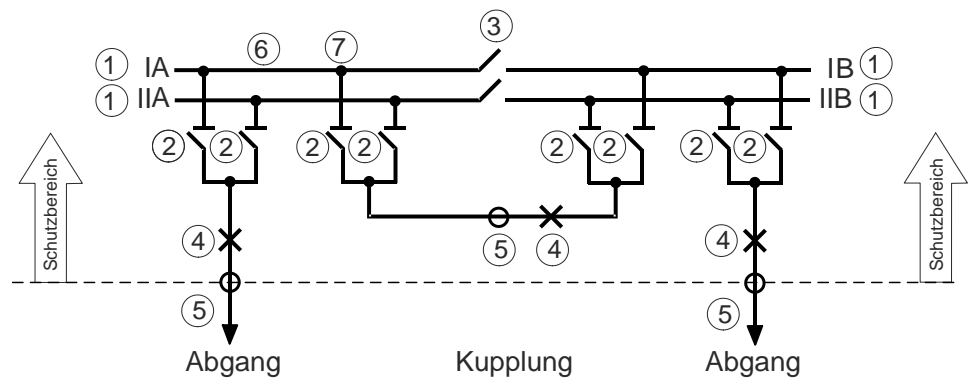
Das Sammelschienenabbild basiert auf einem topologischen Prinzip, d. h. es umfasst nur die topologischen Elemente, die für den Schutz erforderlich sind. Es prüft alle elektrischen Anschlüsse eines Sammelschienenabschnitts und baut eine Schutzzone auf, die auf folgende Elemente beschränkt ist:

- Leistungsschalter/Stromwandler-Paare
- Kupplungsschalter
- Stromwandler-/Abzweigpaare
- Abzweig

Dieses Verfahren wird solange wiederholt, bis die Abschnitte der Sammelschiene festgelegt wurden.

Topologische Elemente sind:

- Sammelschienen
- Trenner und Längstrenner
- Leistungsschalter
- Stromwandler
- Kupplungsschalter-Stromwandler
- Kupplungsschalter
- Abzweige
- Anschlüsse



- ① Schienenabschnitte (Schutzzone)
- ② Trenner
- ③ Längstrenner
- ④ Leistungsschalter
- ⑤ Stromwandler
- ⑥ Schiene
- ⑦ Verbindungspunkt

Abbildung 14 Beispiel für Zweifach-Sammelschienen mit Längstrennern

Die Möglichkeiten und Vorteile eines Sammelschienenabbaus, z. B. ein Mitnahmesystem, basierend auf dem topologischen Prinzip, werden für 1½-Schalter- und Duplexsysteme in [Section 10](#) dargestellt.

6.2 Trenner- und Leistungsschalterpositionen

Zusätzlich zu den richtigen Trennerpositionen müssen die Status der Leistungsschalter, die **konfiguriert** wurden, bekannt sein. Die Status (Positionen) der Leistungsschalter können die folgenden Schutzfunktionen beeinflussen:

1. Sammelschienenschutz (siehe [Section 7](#).)
2. Endzonenschutz:

Die Endzonenschutz-Funktion wird blockiert, wenn der Leistungsschalter geschlossen ist. Falls Signale falsch verdrahtet wurden, sodass ein „AUS“-Signal erzeugt wird, wenn der Leistungsschalter tatsächlich eingeschaltet ist, ist die Wahrscheinlichkeit einer Fehlauflösung im Fall eines Fehlers im Netz höher.



Wo LS-Stellungssignale als Eingänge konfiguriert sind, ist der richtige Anschluss des Befehls „LS EIN“ äußerst wichtig (siehe [Abschnitt 8.2.4](#), Befehl „LS EIN“ (manuelles Einschaltsignal)).

Die Status der Hilfskontakte auf den Trennern und Leistungsschaltern spiegeln die Status letzterer wieder (EIN oder AUS). Jeder dieser Status wird durch ein unabhängiges Signal repräsentiert (eines für EIN und eines für AUS).

Das Abbild der Trenner wird alle 50 ms aktualisiert. Das Abbild der Leistungsschalter wird alle 6 ms aktualisiert.



Wenn während der Revision oder Wartung der Status der Trenner oder Leistungsschalter entweder durch einen Wartungseingang oder eine externe Drahtbrücke simuliert wird, antwortet das System gemäß den simulierten Status der Trenner und Leistungsschalter.

Seien Sie daher vorsichtig, wenn Sie derartige Manipulationen vornehmen!

6.2.1

Überwachen der Trenner- und Leistungsschalterstatus

Ein Überwachungsalgorithmus erfasst das Vorhandensein einer Hilfsspannungsversorgung. Diese muss entweder an einen oder am anderen gemessen werden, um korrekt zu sein, d. h. EIN **oder** AUS entsprechen. Ein Alarm wird erzeugt, wenn nach einer voreingestellten Verzögerung entweder beide fehlen oder beide vorhanden sind.

Der Überwachungsalgorithmus erfasst die folgenden Fehler in den Rückmeldungskreisen des Trenners und Leistungsschalters.

- Fehler der Hilfsspannungsversorgung in den Rückmeldungskreisen (z. B. ausgelöster Miniaturleistungsschutzschalter)
- undefinierter Status der Haupttrennerkontakte (z. B. mechanischer Mangel)
- Verdrahtungsfehler
- undefinierter Status aufgrund einer falschen Simulation



Das Überwachungssystem kann ausgetauschte „EIN“-Signale und „AUS“-Signale nicht erfassen. Dieser Zustand kann möglicherweise mit der Differenzstromüberwachungsfunktion erfasst werden (siehe [Abschnitt 7.7](#)).

6.2.2

Hilfskontakte

Für jeden Trenner und Leistungsschalter muss ein potentialfreier Arbeitskontakt und ein potentialfreier Ruhekontakt zur Verfügung stehen. Der Arbeitskontakt signalisiert, dass der Trenner oder Leistungsschalter „EIN“ und der Ruhekontakt „AUS“ ist.



Die Schaltsequenz und -verdrahtung wird im Inbetriebnahme-Handbuch beschrieben.

6.2.3 Auswerten der Trenner- und der Leistungsschalterstatus

Die Trenner- und Leistungsschalterstatus werden wie folgt ausgewertet:

Tabelle 2 Auswerten der Trenner- und Leistungsschalterstatus

Rückmeldung, dass der Trenner/LS „EIN“ ist	Rückmeldung, dass der Trenner/LS „AUS“ ist	Trenner-/LS-Abbild
inaktiv	inaktiv	Letzter beibehaltener und verzögerter Status für das Sammelschienenabbild des Sammelschienenschutzes – Trenneralarm – Schaltersperrsignal
inaktiv	aktiv	AUS
aktiv	inaktiv	EIN
aktiv	aktiv	EIN und verzögert – Trenneralarm – Schaltersperrsignal
Durch ein aktives Signal „LS EIN“ (Befehl „LS EIN“) wird die „EIN“-Stellung des Leistungsschalters erzwungen.		

6.2.4 Trenneralarm

Wenn mithilfe der Überwachungsfunktion des Trenners und des Leistungsschalters ein Fehler erfasst wird, wird dieser auf der lokalen MMK und ebenfalls über das Ausgabesignal „Trenneralarm“ nach der eingestellten Verzögerung angezeigt.

6.2.5 Verzögerung

Trenner benötigen für den Betrieb eine gewisse Zeit. Während sie sich bewegen, wird die Beziehung zwischen den Statussignalen und demzufolge die Integrität des Trennernachbilds aufgrund der verschiedenen Punkte, an denen die Hilfskontakte ausgelöst werden kurz gestört. Da dies normal ist, muss kein Trenneralarm erzeugt werden. Aus diesem Grund muss der Alarm verzögert werden.

6.2.6 Blockieren durch den Trenneralarm

Der Trenneralarm kann bei Bedarf so eingestellt werden, dass der Schutz blockiert wird. Es gibt zwei alternative Einstellungen:

- Schutz blockieren
Betrieb des Sammelschienenschutzes und des Mitnahmesystems ist vollständig blockiert
- Selektive Blockierung (bevorzugte Alternative)
Der Betrieb des Sammelschienenschutzes und des Mitnahmesystems ist nur für den Abschnitt der betreffenden Sammelschienenzone (Schutzzone) blockiert.

6.2.7 Schaltersperre

Wenn der Trenneralarm durch einen Trenner oder Leistungsschalter aktiviert wurde, der zu dieser Zeit die Zuordnung der Schutzzone bestimmt, wird das Signal „Schaltersperre“ ebenfalls aktiviert.



Während das Signal „Schaltersperre“ aktiv ist, wird empfohlen, die sich in Betrieb befindenden Trenner oder Leistungsschalter der Anlage nicht zu betätigen. **Es ist nicht zulässig, einen Trenner oder Leistungsschalter im Feld zu betätigen, von dem der Alarm ausgeht.** Dies liegt daran, dass der letzte Trennerstatus im Sammelschienenschema des Sammelschienenschutzes beibehalten wird. Dieser Status würde nicht mehr dem tatsächlichen Status der Anlage entsprechen und das Mitnahmesystem verfälschen.

Ein falscher Differenzstrom kann das Ergebnis sein. Wenn der Trenneralarm nicht für das Blockieren der Schutzfunktion konfiguriert ist, würde dieser fehlerhafte Differenzstrom zu einer Fehlauslösung der Schutzfunktion führen.

Ein falsches Signal der Mitnahmeschaltverknüpfung bedeutet, dass bei Auftreten eines Fehlers die falschen Leistungsschalter ausgelöst werden.

Wenn der betreffende Trenner oder Leistungsschalter jedoch nicht die Zuordnung der Schutzzone festlegt, wird das Signal „Schaltersperre“ nicht eingestellt. In Figure 15 wird ein Beispiel für einen Kupplungsschalter zur Verfügung gestellt. Die Trenner Q1, Q2, Q10 und Q20 sind ausgeschaltet. Daher ist der Kupplungsschalter Q0 keiner Schutzzone zugeordnet und hat keine Auswirkung auf das Leistungsschalterschema.

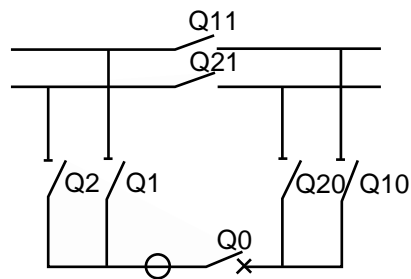


Abbildung 15 Leistungsschalterabbild ohne Auswirkung bei ausgeschalteten Trennern

6.2.8 Quittieren des Trenneralarms

In Figure 16 werden die Reaktionen der Signale im Fall eines Trenneralarms und einer Schaltersperre dargestellt.

Der Trenneralarm wird zurückgesetzt, und das Blockieren des Schutzes wird durch das Anwenden des Signals „Sammelschienenabbild-Alarm akzeptieren“ auf den Eingang quittiert. Das Signal „Schaltersperre“ bleibt aktiv.

Wenn es nicht quittiert wird, wird das Signal „Trenneralarm“ zurückgesetzt und das Blockieren automatisch freigegeben, wenn die Trenner und die Leistungsschalter die richtigen Status annehmen.



Wenn der Trenneralarm aufgrund eines **Ausfalls der Hilfsspannungsversorgung** für den Rückmeldungsreis eingestellt wird (z. B. Miniatur-LS-Auslösung oder bewusst für die Wartung ausgeschaltet), **kann dieser quittiert werden**. Wenn keine Schaltvorgänge auf dem Abzweig durchgeführt werden, kann keine gefährliche Situation entstehen, da der letzte Status für den Sammelschienenenschutz beibehalten wird.



Wenn der Trenneralarm aufgrund eines **undefinierten Status des Haupttrennerkontakts** (z. B. ein mechanischer Mangel), eines **Verdrahtungsfehlers** oder einer **falschen Simulation** eingestellt wurde, muss in den **Betriebsrichtlinien der Anlage** festgelegt sein, ob der Schutz blockiert (Gefahr der Nichtauslösung) oder zurückgesetzt werden muss (Gefahr der Fehlauflösung).

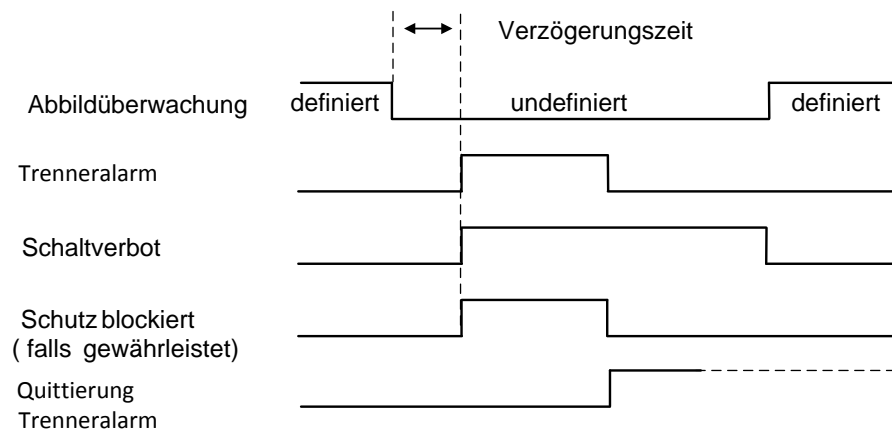


Abbildung 16 Signalverhalten für einen Trenneralarm und eine Schaltersperre

6.2.9 Hinweis für Trenner und Leistungsschalter

An den Positionen, an denen das REB500-Anlagenabbild einen Trenner oder Leistungsschalter einschließt oder die Leistungsschalter-Rückmeldungen nicht als Binäreingänge konfiguriert sind, wird der entsprechende Schalter als eingeschaltet angesehen. Dies trifft nur auf aktive (nicht ausgeblendete) Felder zu.

6.2.10 Verhalten im Fall eines Feldeinheitenfehlers

Das Verhalten der Schutzfunktionen im Fall eines Feldeinheitenfehlers hängt von den Status der Trenner ab.

Wenn zum Zeitpunkt des Fehlerauftritts alle Trenner ausgeschaltet sind, d. h. der Strom nicht mehr einer Messeinheit zugeordnet ist, wird sofort ein Trenneralarm erzeugt und die Schutzzone (je nach Systemkonfiguration) blockiert (Einstellung: alles blockiert oder selektiv blockiert), oder der Sammelschienenschutz fährt mit dem Betrieb fort (Einstellung: bleibt in Betrieb).

Wenn andererseits zum Zeitpunkt des Fehlerauftritts mehrere Trenner eingeschaltet sind, d. h. der Strom gemessen wird, wird die betreffende Schutzzone sofort blockiert, und die Signale „Trenneralarm“ und „Schaltersperre“ werden aktiviert.

6.3 Feldeinheit-Standalone-Modus

Falls ein Fehler in der Zentraleinheit oder in einem Glasfaserkabel auftritt, fährt die Feldeinheit mit der Ausführung der lokalen Schalterversager-, Endfehler-, Überstromzeitschutz- und Störschreiberfunktionen fort. Hierbei handelt es sich jedoch um einen Notfall-Modus mit Einschränkungen:

- Da es keine Kommunikation mit der Zentraleinheit gibt, ist eine Mitnahmeauslösung unmöglich.
- Betrieb der HMI500 auf einem PC, der an die Feldeinheit angeschlossen ist sowie der lokalen MMK ist eingeschränkt, oder sie antworten nicht mehr. Ereignisse, Störschreiberaufzeichnungen, Binäreingänge und -ausgänge, Ströme und Spannungen können angezeigt werden.

6.3.1 Notfallbetrieb der Feldeinheit

Eine Feldeinheit kann im Notfallmodus auch ohne die Zentraleinheit gestartet werden. Die zuletzt verwendeten Einstellungen werden beibehalten. Die lokalen Schalterversager-, Endfehler-, Überstromzeitschutz- und Störschreiberfunktionen arbeiten ordnungsgemäß.

Die mit der Zentraleinheit vorher eingestellten Blockiersignale werden beibehalten, können jedoch mithilfe der lokalen MMK zurückgesetzt werden.

Im Notfallmodus wird die Zeit an dem Wert angehalten, an dem eine Feldeinheit ausgeschaltet wurde. Bis zum erneuten Starten im Notfallmodus, wird an dem Wert fortgesetzt, an dem zuletzt angehalten wurde.

Wenn die Kommunikation wiederhergestellt ist, fährt die Feldeinheit ohne Neustart mit dem normalen Betrieb fort.

6.4 Freigabe des Auslösebefehls

In besonderen Anwendungen können Auslösebefehle durch Freigabesignale blockiert werden.

Abschnitt 7 Sammelschienenschutz

Der Sammelschienenschutz arbeitet gemäß dem Differentialschutzprinzip. Er erkennt und löst bei Phasen- und Erdfehler in MV, HV und EHV-Netzen aus.

Die hauptsächlichen Anforderungen an den Sammelschienenschutz sind folgende:

- schnelle und voneinander unabhängige Trennung der fehlerhaften Sammelschienenabschnitte
- hohe Stabilität bei Durchgangsfehlerströmen

Der Sammelschienenschutz-Algorithmus wird von der Zentraleinheit ausgeführt.

Am Anschluss an die Vorverarbeitung in den Feldeinheiten (siehe [Abschnitt 4.1](#)), werden die realen und imaginären Komponenten der Grundwelle alle 6 ms für die Weiterverarbeitung an die Zentraleinheit übertragen.

7.1 Schutzzonen

Der Sammelschienenschutz führt eine separate Messung für jede Schutzzone und Phase durch. Ein Sammelschienenabschnitt, der im Fall eines internen Fehlers als Einzeleinheit ausgelöst werden würde (keine weitere Unterteilung durch einen Leistungsschalter möglich), wird als Schutzzone definiert.

Die Zuordnung der Abzweigströme zu den einzelnen Schutzzonenmesswerten wird mit einem Sammelschienenabbild im Mitnahmesystem erreicht (siehe [Abschnitt 6.1](#)).

7.2 Messprinzip

Der Sammelschienenschutz (SSS) arbeitet gemäß dem Prinzip einer kombinierten Differenzstrommessung mit Auslöse- und Stabilisierungsfunktionen und einer Phasenvergleichsfunktion. In einem störfreien Betrieb und gemäß dem ersten Kirchhoffschen Gesetz müssen alle Ströme, die in Richtung eines Sammelschienenabschnitts fließen, diesen auch wieder verlassen.

Das Sammelschienenschutzsystem basiert auf einem Messalgorithmus, der die Amplituden der Abzweigströme vergleicht und ein Stabilisierungskriterium herleitet. Der Algorithmus wird unabhängig für jede Schutzzone und Phase

ausgeführt. Zusätzlich zum Amplitudenvergleich wird die Phasenbeziehung auch als zweites Kriterium verglichen (siehe Abschnitt 7.5 „Phase comparison“).

Durch den Algorithmus für den Stromvergleich mit Stromstabilisierung wird ein interner Fehler erfasst, wenn die Einstellungen für I_{Kmin} und k überschritten werden. Ein Auslösebefehl wird jedoch nur dann erzeugt, wenn die Phasenvergleichsfunktion gleichzeitig einen internen Fehler erfasst.



Der **Ansprechwert für den Kurzschlussstrom (I_{Kmin})** muss kleiner (80 %) als der niedrigste Kurzschlussstrom sein, der auf den Sammelschienen auftreten kann (I_{KMS}). Bei höheren Einstellungen besteht die Gefahr, dass der Schutz zu unempfindlich reagiert.

Wenn der minimale Kurzschlussstrom (I_{KMS}) hoch genug ist, muss I_{Kmin} höher als der maximale Betriebsstrom eingestellt werden.

Wenn die Stromwandler beim minimalen Kurzschlussstrom gesättigt sind, müssen die Abzweigströme mit einem empirisch ermittelten Reduktionsfaktor C_R reduziert werden. Die berichtigten Stromwerte bilden die Basis für das Berechnen der Einstellung für I_{Kmin} . Der Reduktionsfaktor C_R wird wie folgt berechnet:

$$C_R = \begin{cases} 0.45 + 0.55 \cdot e^{\frac{-I_K}{0.3 \cdot I_N \cdot n'}} & \text{if } TN \leq 120 \text{ ms} \\ 0.20 + 0.80 \cdot e^{\frac{-I_K}{0.5 \cdot I_N \cdot n'}} & \text{if } 120 \text{ ms} < TN \leq 300 \text{ ms} \end{cases}$$

In beiden Fällen wird die tatsächliche Überstromziffer wie folgt berechnet:

$$n' = n \cdot \frac{P_N + P_E}{P_B + P_E}$$

Wobei gilt:

I_K die Vektorsumme des Abzweigfehlers und der Betriebsströme für einen internen Fehler

I_N Stromwandler-Nennstrom

n Nennüberstromziffer

n' tatsächliche Überstromziffer

P_B Leistungsverbrauch der angeschlossenen Bürde bei Nennstrom

P_E Stromwandler-Verluste

P_N Nennleistung des Stromwandler

T_N Netzzeitkonstante

7.2.1 Anwendungsbeispiel

Der minimale Sammelschienen-Kurzschlussstrom beträgt 1300 A und wird durch zwei Abzweige gespeist. Die Zeitkonstante T_N des Netzes beträgt 80 ms.

Parameter	Abzweig 1	Abzweig 2
Beitrag zum minimalen Erdkurzschlussstrom	800 A	500 A
Stromwandler-Verhältnis	200 A/1 A	400 A/1 A
Klasse	5P10	5P20
P_B	6 VA	6 VA
P_E	5 VA	8 VA
P_N	10 VA	20 VA

$$n'_1 = 10 \cdot \frac{10 \text{ VA} + 5 \text{ VA}}{6 \text{ VA} + 5 \text{ VA}} = 13.6$$

$$n'_2 = 20 \cdot \frac{20 \text{ VA} + 8 \text{ VA}}{6 \text{ VA} + 8 \text{ VA}} = 40$$

$$C_{R1} = 0.45 + 0.55 \cdot e^{\frac{-800 \text{ A}}{0.3 \cdot 200 \text{ A} \cdot 13.6}} \approx 0.66$$

$$C_{R2} = 0.45 + 0.55 \cdot e^{\frac{-500 \text{ A}}{0.3 \cdot 400 \text{ A} \cdot 40}} \approx 0.95$$

$$\text{Reduzierter Kurzschlussstrom } I_{KR} = 800 \text{ A} \cdot 0.66 + 500 \text{ A} \cdot 0.95 = 1003 \text{ A.}$$

$$I_{K\text{min}} \text{Einstellung (80 \% von } I_{KR}\text{)}: 802 \text{ A}$$

Der Faktor k ist normalerweise auf 0,80 festgelegt. Dieser Einstellwert hat sich durch zahlreiche Tests am Netzmodell ergeben.

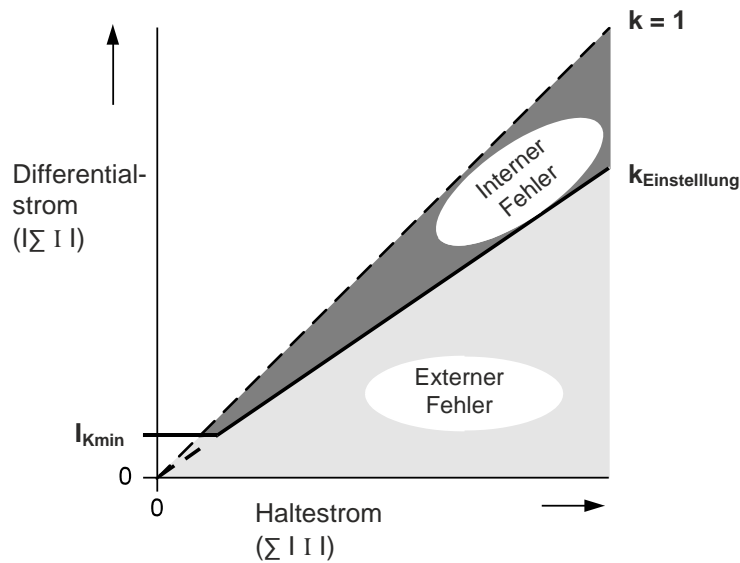


Abbildung 21 Auslösekennlinie des Stromvergleichs mit Stromstabilisierung



Während eines Durchgangsfehlerstroms und bei normalem Betrieb kann der **Differenzstrom (Auslösestrom)** nicht höher sein als der **Haltestrom**.

Der Nullstrom muss in Netzen mit Impedanzerdung (optional) separat überwacht werden (siehe [Abschnitt 8.1](#) („Nullstrommessung“)). Er wird unabhängig von den beiden Leiter-Schutzfunktionen ausgewertet.

Die Verknüpfungsverriegelung der Schutzfunktionen (Figure 17) zeigt an, dass das Schutzsystem nur einmal ausgelöst wird, wenn beide Schutzfunktionen (Stromvergleich mit Stromstabilisierung **und** Phasenvergleiche) einen Fehler auf demselben Sammelschienenabschnitt und derselben Phase erfassen.

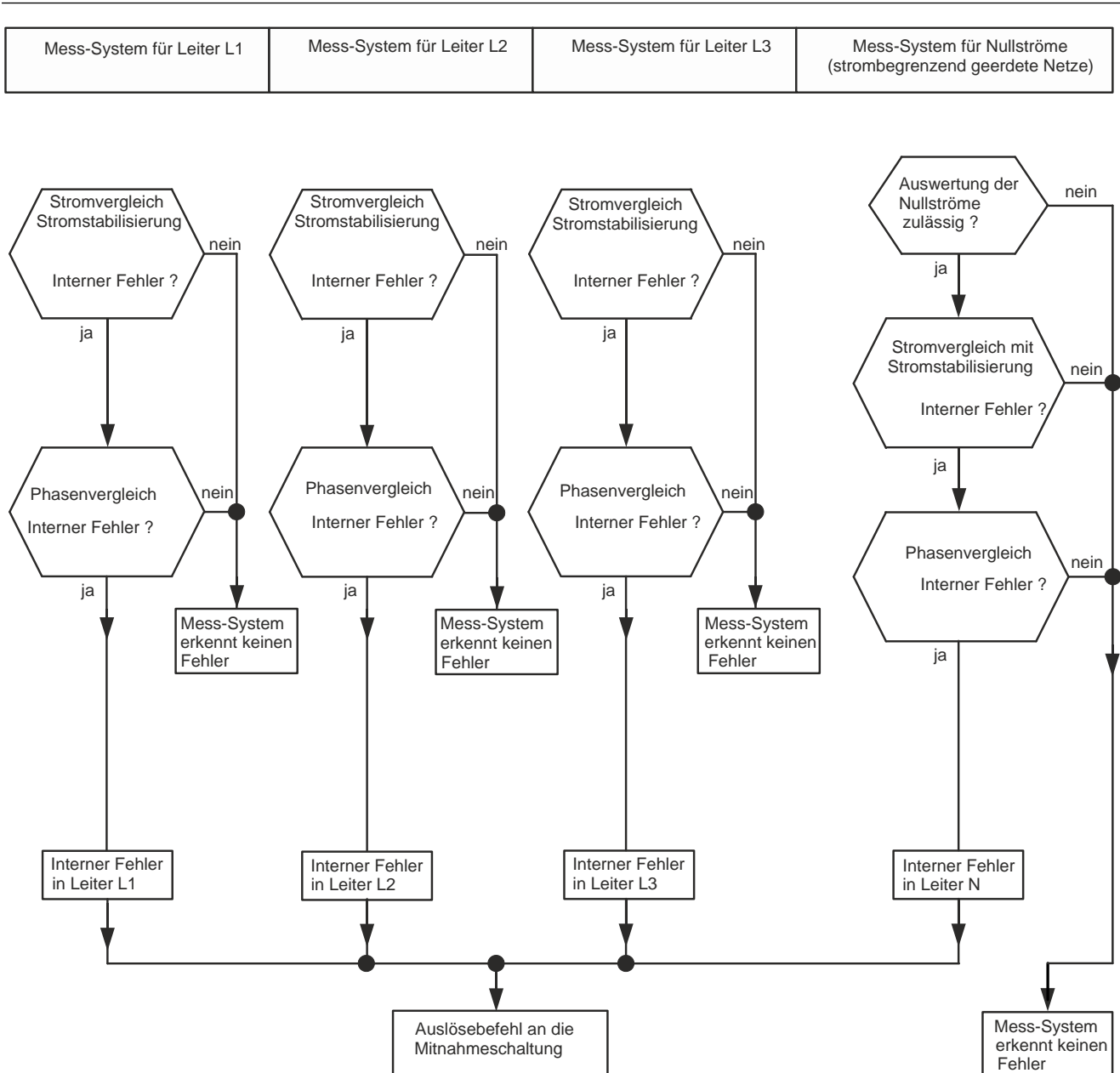


Abbildung 17 REB500-Schutzfunktionen

7.2.2 Sicherheitsaspekte des Messprinzips

Hohe Durchgangsfehlerströme können zur Sättigung eines oder mehrerer Stromwandler führen.

Aufgrund der daraus resultierenden verzerrten Stromsignale steigt die Gefahr eines falschen Differenzstroms und einer fehlerhaften Phasenbeziehung zwischen den Strömen. In extremen Fällen wird möglicherweise ein interner Fehler simuliert, wenn keine Vorsichtsmaßnahmen getroffen wurden.

Die Vorverarbeitung der Stromsignale in den Feldeinheiten ermöglicht den Schutzalgorithmen, Fehler unabhängig voneinander in **allen** Fällen zu erfassen (selbst bei einer Stromwandler-Sättigung).

Das Maximalverlängerungsprinzip (siehe [Abschnitt 4.13](#)) erreicht eine sehr gute Annäherung hinsichtlich der realen **und** imaginären Komponenten (Amplitude **und** Phasenwinkel) des ursprünglichen Stromsignals.

7.3 Stromvergleich mit Stromstabilisierung

Bei der Funktion „Stromvergleich mit Stromstabilisierung“ handelt es sich generell um eine Differenzstrommessung I_{diff} mit der Summe aller Stromamplituden I_{rstnt} als Stromstabilisierung.

7.3.1 Amplitudenvergleich

Beim Differenzstrom I_{diff} handelt es sich um die geometrische Summe aller Ströme, die in Richtung der Sammelschiene und von dieser weg fließen. Er wird aus den Grundkomponenten der einzelnen Ströme in den Abzweigen und Kupplungsschaltern berechnet:

$$I_{diff} = \left| \sum_{n=1}^N [\operatorname{Re}(L_n)] + j \cdot \sum_{n=1}^N [\operatorname{Im}(L_n)] \right|$$

7.3.2 Haltestrom

Der Stabilisierungsfaktor k wird vom Haltestrom I_{rstnt} abgeleitet, der die Summe aller Ströme der verschiedenen Abzweige darstellt. Im Folgenden wird ein Beispiel für die Bestimmung von I_{rstnt} für die Phase $L \in \{L1, L2, L3\}$ dargestellt:

$$I_{rstnt} = \sum_{n=1}^N |\operatorname{Re}(L_n) + j \cdot \operatorname{Im}(L_n)|$$

Der Stabilisierungsfaktor k wird daher:

$$k = \frac{I_{diff}}{I_{rstnt}} = \frac{|\sum_{n=1}^N [\operatorname{Re}(L_n)] + j \cdot \sum_{n=1}^N [\operatorname{Im}(L_n)]|}{\sum_{n=1}^N |\operatorname{Re}(L_n) + j \cdot \operatorname{Im}(L_n)|}$$

wobei gilt:

k Stabilisierungsfaktor pro Schutzzone

L_n Grundkomponente nach dem Fourier-Filter in Phase L des Abzweigs n

N Gesamtanzahl der Abzweige und Kupplungsschalter pro Schutzzone

Das System erkennt einen internen Fehler auf der Sammelschiene, wenn der Stabilisierungsfaktor k die Einstellung (normalerweise 0,80) übersteigt und der Differenzstrom I_{diff} größer ist als die Einstellung für den Haltestrom I_{Kmin} . Der Differenzstrom liegt im normalen Betrieb oder während eines Durchgangsfehlerstroms nahezu bei Null. Durch das Miteinbeziehen des Haltestroms in den Nenner wird der Bereich des Stabilisierungsfaktors k zu $0 \leq k \leq 1$.

Vereinfachte Beispiele für den Stabilisierungsfaktor k :

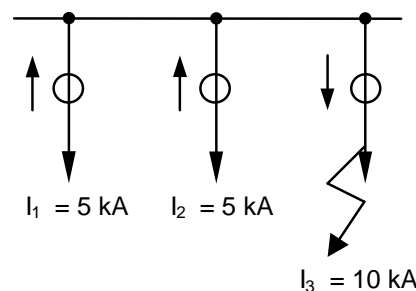


Abbildung 18 Durchgangsfehlerstrom

Das Anwenden der obigen Gleichung auf Figure 18 führt zu $k = \frac{|5+5-10|}{|5|+|5|+|0|} = 0$.

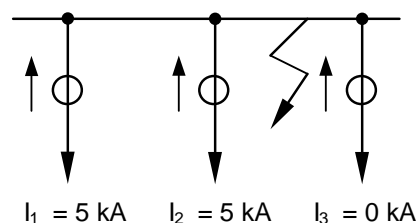


Abbildung 19 Interner Fehler

Das Anwenden der obigen Gleichung auf Figure 19 führt zu $k = \frac{|5+5+0|}{|5|+|5|+|0|} = 1$.

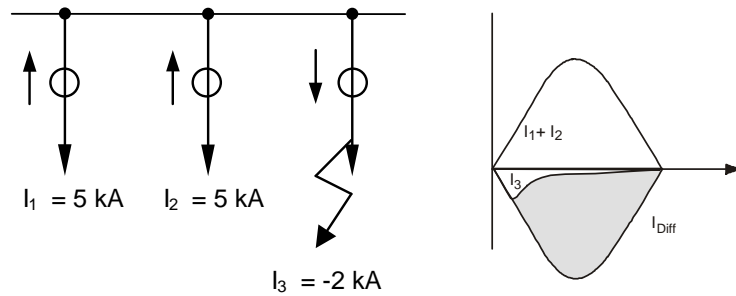


Abbildung 20 Durchgangsfehlerstrom mit Stromwandler-Sättigung

Das Anwenden der obigen Gleichung auf Figure 20 führt zu $k = \frac{|5+5-2|}{|5|+|5|+|-2|} = 0.67$.

7.3.3

Auslösekennlinie

Im Folgenden finden Sie die Auslösekennlinien-Ergebnisse:

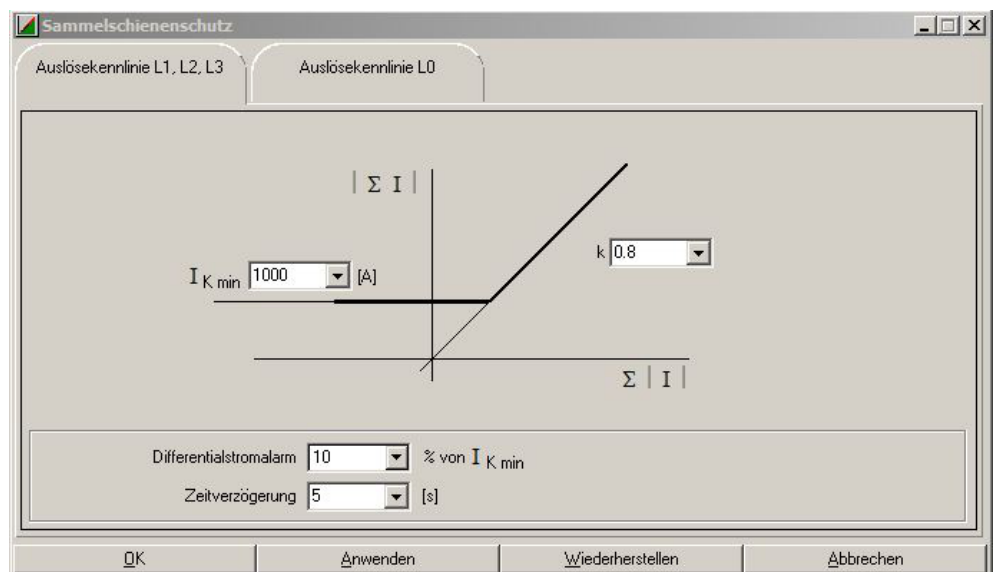


Abbildung 21 Auslösekennlinie der stabilisierten Differenzstrommessung in der HMI500

Der Auslösebereich befindet sich oberhalb der fett gedruckten Linie.

7.4 Stromvergleich mit Stromstabilisierung mit Stromwandler-Sättigung

Durch den Algorithmus für den Stromvergleich mit Stromstabilisierung wird ein interner Fehler erfasst, wenn die Einstellungen für I_{Kmin} und k überschritten werden. Ein Auslösebefehl wird jedoch nur dann erzeugt, wenn die Phasenvergleichsfunktion gleichzeitig einen internen Fehler erfasst.



Der **Ansprechwert für den Kurzschlussstrom (I_{Kmin})** muss kleiner (80 %) als der niedrigste Kurzschlussstrom sein, der auf den Sammelschienen auftreten kann (I_{KMS}). Bei höheren Einstellungen besteht die Gefahr, dass der Schutz zu unempfindlich reagiert.

Wenn der minimale Kurzschlussstrom (I_{KMS}) hoch genug ist, muss I_{Kmin} höher als der maximale Betriebsstrom eingestellt werden.

Wenn die Stromwandler beim minimalen Kurzschlussstrom gesättigt sind, müssen die Abzweigströme mit einem empirisch ermittelten Reduktionsfaktor C_R reduziert werden. Die berichtigten Stromwerte bilden die Basis für das Berechnen der Einstellung für I_{Kmin} . Der Reduktionsfaktor C_R wird wie folgt berechnet:

$$C_R = \begin{cases} 0.45 + 0.55 \cdot e^{\frac{-I_K}{0.3 \cdot I_N \cdot n'}} & \text{if } T_N \leq 120 \text{ ms} \\ 0.20 + 0.80 \cdot e^{\frac{-I_K}{0.5 \cdot I_N \cdot n'}} & \text{if } 120 \text{ ms} < T_N \leq 300 \text{ ms} \end{cases}$$

Wobei gilt:

I_K die Vektorsumme des Abzweigfehlers und der Betriebsströme für einen internen Fehler

I_N Stromwandler-Nennstrom

n Nennüberstromziffer

n' tatsächliche Überstromziffer

P_B Leistungsverbrauch der angeschlossenen Bürde bei Nennstrom

P_E Stromwandler-Verluste

P_N Nennleistung des Stromwandlers

T_N Netzzeitkonstante

7.4.1 Anwendungsbeispiel

Der minimale Sammelschienen-Kurzschlussstrom beträgt 1300 A und wird durch zwei Abzweige gespeist. Die Zeitkonstante T_N des Netzes beträgt 80 ms.

Parameter	Abzweig 1	Abzweig 2
Beitrag zum minimalen Kurzschlussstrom	800 A	500 A
Stromwandler-Verhältnis	200 A/1 A	400 A/1 A
Klasse	5P10	5P20
P_B	6 VA	6 VA
P_E	5 VA	8 VA
P_N	10 VA	20 VA

$$n'_1 = 10 \cdot \frac{10 \text{ VA} + 5 \text{ VA}}{6 \text{ VA} + 5 \text{ VA}} = 13.6$$

$$n'_2 = 20 \cdot \frac{20 \text{ VA} + 8 \text{ VA}}{6 \text{ VA} + 8 \text{ VA}} = 40$$

$$C_{R1} = 0.45 + 0.55 \cdot e^{\frac{-800 \text{ A}}{0.3 \cdot 200 \text{ A} \cdot 13.6}} \approx 0.66$$

$$C_{R2} = 0.45 + 0.55 \cdot e^{\frac{-500 \text{ A}}{0.3 \cdot 400 \text{ A} \cdot 40}} \approx 0.95$$

Reduzierter Kurzschlussstrom $I_{KR} = 800 \text{ A} \cdot 0.66 + 500 \text{ A} \cdot 0.95 = 1003 \text{ A}$.

I_{Kmin} Einstellung (80 % von I_{KR}): 802 A

Der Faktor k ist normalerweise auf 0,80 festgelegt. Dieser Einstellwert hat sich durch zahlreiche Tests am Netzmodell ergeben.

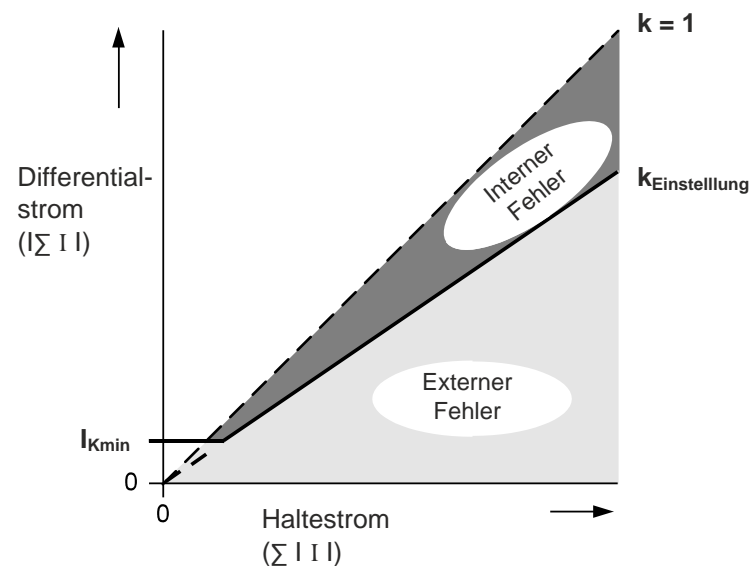


Abbildung 22 Auslösekennlinie des Stromvergleichs mit Stromstabilisierung



Während eines Durchgangsfehlerstroms und bei normalem Betrieb kann der **Differenzstrom (Auslösestrom)** nicht höher sein als der **Haltestrom**.

Andere Parameter beeinflussen die Einstellung in Extremfällen möglicherweise ebenfalls. Diese werden in den folgenden Beispielen erläutert.

7.5 Phasenvergleich

Hohe Stabilität bei schwerer Stromwandler-Sättigung ist ein Kennzeichen der Sammelschienenschutzsysteme, die die Phasenwinkel der Ströme vergleichen. Dies gilt auch dann, wenn ein System wieder eingeschaltet wird dessen Stromwandlerkerne einen Remanenzfluss aufweisen. Aus diesem Grund wurde der Phasenvergleich als Prinzip für das zweite Kriterium des Sammelschienenschutzsystems ausgewählt.

Mit der Funktion werden die Phasenwinkel der Abzweigstrom-Grundkomponenten verglichen.

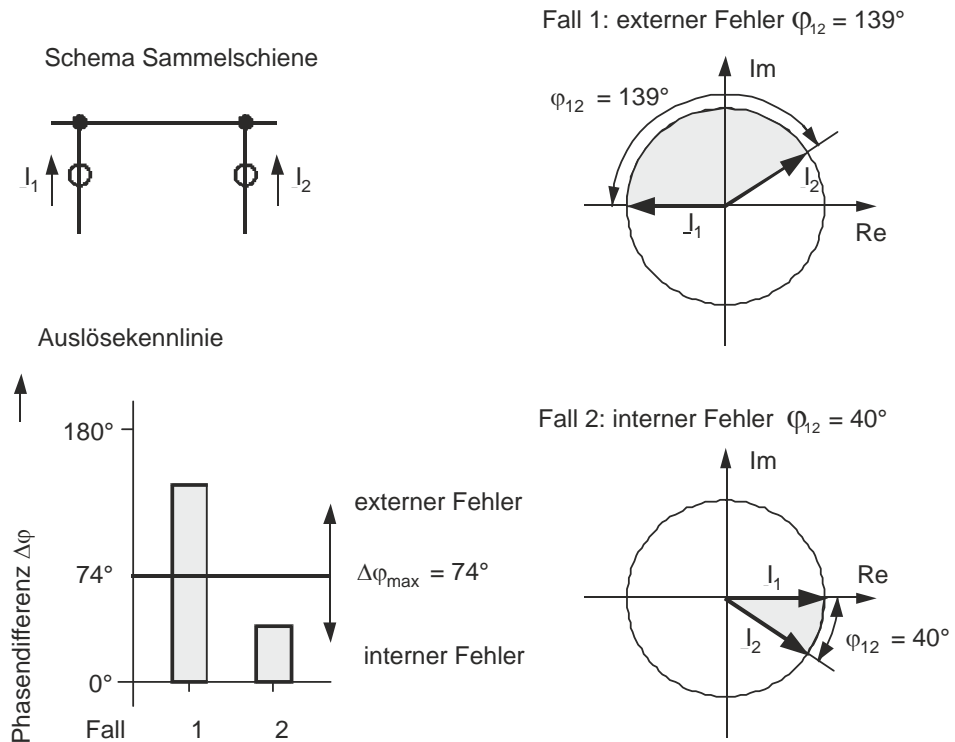


Abbildung 23 Prinzip der Phasenvergleichsfunktion

Wenn ein Fehler auf einem Sammelschienenabschnitt angenommen wird, fließen die Ströme aller Abzweige, die mit diesem Abschnitt verbunden sind, in Richtung des Fehlers und weisen nahezu denselben Phasenwinkel auf. Während des normalen Betriebs oder während eines Durchgangsfehlerstroms ist jedoch mindestens einer der Ströme um 180° gegenphasig. Mit der Phasenvergleichsfunktion werden daher die Phasenwinkel aller Ströme jeder Phase für jede Schutzzone einzeln

verglichen. Der Phasenvergleich für das Auslösen beträgt 0° bis 74° , d. h. wenn die Phasenwinkel aller Abzweigströme einer Schutzzone innerhalb eines Bands von 74° liegen, wertet die Phasenvergleichsfunktion dies als internen Fehler. Beim Ansprechwert $\Delta\varphi_{max}$ von 74° handelt es sich um eine fixe Einstellung.

Für den ordnungsgemäßen Betrieb müssen Abzweige, die sehr geringe oder keine Ströme führen, vom Vergleich ausgeschlossen werden, um zu vermeiden, dass das von ihnen erzeugte Rauschen oder die Ausgleichsströme während eines Fehlers die Messwerte beeinflussen. Es wird daher ein minimaler Strom während der Projektierung des Systems für eine bestimmte Anwendung festgelegt, bei dem ein Abzweig vom Phasenvergleich ausgeschlossen ist. Typische Einstellungen sind $0.8 I_N$ für die Phasenströme und $0.25 I_N$ für den Nullstrom.

7.6 Fallstudien: Sammelschienenkonfigurationen

7.6.1 Sammelschiene mit nur zwei Feldern

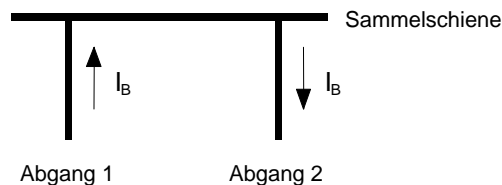


Abbildung 24 Sammelschiene mit zwei Feldern

Wenn ein Fehler in einem Stromwandler-Sekundärkreis des Felds 1 oder 2 angenommen wird (Stromwandler offen oder kurzgeschlossen), kann eine Fehlauflösung durch entsprechende Einstellungen vermieden werden

$$I_{Kmin} > I_B.$$

7.6.2 Sammelschiene mit mehreren Feldern

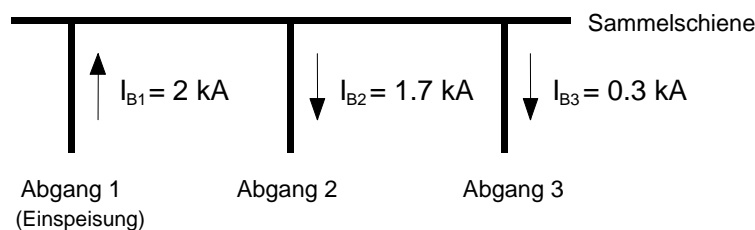


Abbildung 25 Sammelschiene mit drei Feldern

7.6.2.1 Fall A: Stromwandlerkreisfehler auf Feld 1

Der Stromwandlerkreisfehler simuliert einen Fehler auf den Sammelschienen mit einem Strom der Stärke $\Delta I = I_{B2} + I_{B3} = 2 \text{ kA}$. Fehlauslösen kann durch die Einstellung $I_{Kmin} > 2 \text{ kA}$ verhindert werden, z. B. durch die nächsthöhere Einstellung auf 2,1 kA.

7.6.2.2 Fall B: Stromwandlerkreisfehler auf Feld 2

Der Stromwandlerkreisfehler simuliert einen Fehler auf den Sammelschienen mit einem Kurzschlussstrom der Stärke $\Delta I = I_{B2} - I_{B3} = 1.7 \text{ kA}$ und k wird zu:

$$k = \frac{\Delta I}{\sum |I|} = \frac{I_{B2} - I_{B3}}{I_{B1} + I_{B3}} = \frac{1.7 \text{ kA}}{2.0 \text{ kA}} \approx 0.74$$

Eine Fehlauslösung kann daher durch die Einstellung $I_{Kmin} > 1.7 \text{ kA}$ und/oder $k > 0.74$ verhindert werden.

7.6.2.3 Fall C: Stromwandlerkreisfehler auf Feld 3

Dieser Fall entspricht dem vorherigen Fall, die Werte für ΔI und k sind jedoch niedriger:

$$\Delta I = I_{B1} - I_{B2} = 0.3 \text{ kA}$$

$$k = \frac{\Delta I}{\sum |I|} = \frac{I_{B1} - I_{B2}}{I_{B1} + I_{B2}} = \frac{0.3 \text{ kA}}{3.7 \text{ kA}} \approx 0.081 \rightarrow k \ll 0.7$$

Ein Stromwandlerkreisfehler kann unter normalen Lastbedingungen nicht zu einer Fehlauslösung führen.

7.6.2.4 Einfluss der Phasenvergleichsfunktion

Eine Auslösung wird nur dann getätigt, wenn beide Schutzfunktionen (Stromvergleich mit Stromstabilisierung und Phasenvergleich) einen internen Fehler erkennen. Daher ist die Entscheidung der Phasenvergleichsfunktion für die Fälle in diesem Abschnitt nicht von Bedeutung.

7.6.2.5 Zusammenfassung

Aufgrund des Falls A muss im vorliegenden Beispiel die Ansprechwerteinstellung des Kurzschlussstroms $I_{Kmin} > 2 \text{ kA}$ lauten. Hierbei handelt es sich um die einzige Einstellung, in der eine Auslösung im Fall A verhindert wird. Durch beide

Einstellungen, $k = 0.80$ und $I_{Kmin} > 1.7 \text{ kA}$, wird eine Auslösung in Fall B verhindert, und eine gefährliche Einstellung ist in Fall C unmöglich.

Wenn der minimale Kurzschlussstrom höher als 2,1 kA liegt, werden die Einstellwerte für das oben genannte Beispiel zu $k = 0.80$ und

$I_{Kmin} > 2.1 \text{ kA}$. Für einen minimalen Kurzschlussstrom, der niedriger als 2,1 kA oder sogar niedriger als der maximale Betriebsstrom von 2 kA ist, kann die Einstellung von I_{Kmin} sowohl zu einer Nichtauslösung des Schutzes als auch zu einer Fehlauslösung führen:

- Wenn $I_{Kmin} > 2 \text{ kA}$ eingestellt ist, erfasst der Schutz im oben genannten Beispiel keinen minimalen Kurzschlussstrom von 2 kA (ohne Stromwandlerfehler).
- Wenn $I_{Kmin} < 2 \text{ kA}$ eingestellt ist, führt ein Fehler im Stromwandlerkreis gemäß Fall A zu einer Fehlauslösung.

In dieser Situation ist es sinnvoll, I_{Kmin} auf 80 % des minimalen Kurzschlussstroms I_{KMS} einzustellen.

7.6.3 Sammelschienenfehler mit Durchgangsfehlerstrom

Trotz eines Sammelschienenfehlers können Ströme unter gewissen Umständen von der Sammelschiene fließen. Diese Fälle werden in den beiden folgenden Beispielen prinzipiell dargestellt.

7.6.3.1 Fall A: Durchgangsfehlerstrom



Abbildung 26 Sammelschienenfehler mit Durchgangsfehlerstrom I_R

$$\begin{aligned}\Delta I &= I_{K1} + I_{K2} + I_{K3} - I_R = I_K - I_R \\ \sum |I| &= I_{K1} + I_{K2} + I_{K3} - I_R = I_K + I_R \\ k &= \frac{\Delta I}{\sum |I|} = \frac{I_K - I_R}{I_K + I_R}\end{aligned}$$

Der Sammelschienenenschutz wird nur dann ausgelöst, wenn der gesamte Kurzschlussstrom I_K n Mal höher ist als I_R . In Table 3 finden Sie eine Liste der n für die verschiedenen Einstellungen von k .

Tabelle 3 Faktor des Durchgangsfehlerstroms

k	n
0,90	19,0
0,85	12,4
0,80	9,0
0,75	7,0
0,70	5,7



Damit die Auslösung bei Verwendung der **Phasenvergleichsfunktion** nicht verhindert wird, muss die Minimalstromfreigabe für die Einbeziehung von Abzweigströmen in den Phasenvergleich (siehe [Abschnitt 7.5](#) „Phasenvergleich“) höher eingestellt sein als der Durchgangsstrom I_R . Diese Einstellung muss während der Projektierung des Systems durchgeführt werden. Eine zweite Möglichkeit ist die Inaktivierung der „Phasenvergleichsfunktion“, die ebenfalls während der Projektierung des Systems eingestellt werden muss.

7.6.3.2

Fall B: Schleifenstrom

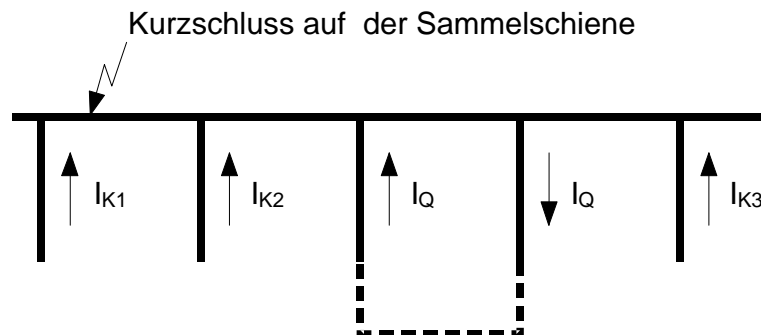


Abbildung 27 Sammelschiene mit Schleifenstrom

$$\Delta I = I_{K1} + I_{K2} + I_{K3} + I_Q - I_Q = I_K$$

Der Sammelschienenschutz wird nur dann ausgelöst, wenn der gesamte Kurzschlussstrom I_K n Mal höher ist als I_Q . In Table 4 finden Sie eine Liste mit den typischen Werten von n

Tabelle 4 Schleifenstromfaktor

k	n
0,90	18,0
0,85	11,4
0,80	8,0
0,75	6,0
0,70	4,7



Damit die Auslösung bei Verwendung des **Phasenvergleichs** nicht verhindert wird, muss die Minimalstromfreigabe für die Einbeziehung von Abzweigströmen in den Phasenvergleich höher eingestellt sein als der Schleifenstrom I_Q . Diese Einstellung muss während der Projektierung des Systems durchgeführt werden. Eine zweite Möglichkeit ist die Inaktivierung der „Phasenvergleichsfunktion“, die ebenfalls während der Projektierung des Systems eingestellt werden muss.

7.7

Differenzstromüberwachung

Bei der Überwachung des Differenzstroms handelt es sich um einen wichtigen Überwachungsalgorithmus, der die folgenden Schutzsystemfehler erfasst:

- kurzgeschlossene Stromwandler
- fehlerbehaftete Stromwandler
- falsche Übersetzungsverhältnisse der Stromwandler
- falsch verdrahtete Stromwandler (falsche Stromrichtungen und Phasen)
- falsche Trenner- und Leistungsschalter-Rückmeldungssignale



Das Überwachen des Differenzstroms ergänzt daher das Überwachen der Trenner- und Leistungsschalterstatus (siehe [Abschnitt 6.2.1](#)).

Der Differenzstromüberwachungsfunktion ist Teil der Sammelschienenschutzfunktion und verwendet dieselbe Einstellung. Der Betriebswert dieser Funktion ist auf einen Prozentwert des minimalen Kurzschlussstroms I_{kmin} eingestellt.

Wenn der Differenzstrom die für die Einstellung gewählte Zeiteinstellung überschreitet, erscheint auf der lokalen MMK ein Differenzstromalarm und das externe Signal „41815_Differenzstromalarm“ wird erzeugt.

Der Alarm und jegliche Blockierungen werden erst nach Verschwinden des Differenzstroms zurückgesetzt.

Damit Fehler auch bei niedrigen Lastbedingungen erfasst werden können, muss der Betriebswert des Differenzalarms niedriger eingestellt werden als der niedrigstmögliche Betriebsstrom.

Es ist vorgesehen, dass der Differenzstromalarm den Schutz (Konfiguration) im Fall eines Differenzalarms blockiert. Es gibt zwei alternative Einstellungen:

- **Selektive Blockierung (bevorzugt)**
Der Sammelschienenschutz wird nur für den betroffenen Schienenabschnitt (Schutzzone) blockiert. Mitnahmeauslösung (siehe [Abschnitt 6.1](#)) durch andere Schutzfunktionen ist weiterhin möglich.
- **Schutz vollständig blockieren**
Betrieb des gesamten Schutzsystems ist blockiert.

Abschnitt 8 Besondere Anwendungen des SSS

8.1 Nullstrom-Messung



Nullstrommessung ist nur bei strombegrenzend geerdeten Netzen und auf Anfrage des Benutzers möglich.

Hinweise zu Erdschlüssen in Netzen mit verschiedenen Erdungsarten:

Tabelle 5 Fehlerstrom für unterschiedliche Netzerdungsarten

Systemerdung	Konsequenzen für den Schutz
Direkt geerdet	Fehlerstrom I_{kmin} bis I_{kmax} Alle Fehler werden vom Sammelschienenschutz erfasst.
Ungeerdet	Kapazitiver Fehlerstrom Erdfehler werden von anderen Schutzgeräten erfasst. Erfassung durch den Sammelschienenschutz unmöglich.
Impedanz-geerdet	Eingeschränkter Erdfehlerstrom Einfache Erdfehler (Nullstrommessung) werden vom Sammelschienenschutz erfasst
Petersen-Spule	Nur Erdfehlerreststrom-Fehler werden generell nicht erfasst, da der Störungs-Lichtbogen gelöscht wurde.

Sehr häufig beschränkt der Widerstand (oder die Widerstände) den Erdfehlerstrom auf einen Wert ein, der unter der Empfindlichkeit der Phasenfehler-Messeinheiten liegt. Die relativ hohe Fehlerimpedanz bewirkt auch, dass während eines einfachen Erdfehlers Ströme von den Sammelschienen wegfließen. Die Phasenfehlereinheiten eines direktionalen Vergleichsverfahrens mit Stromstabilisierung lösen nicht aus.

Aus diesem Grund dient eine vierte Messeinheit, die speziell für den Nullstrom genutzt wird, der Erfassung von Erdfehlern in Impedanz-geerdeten Netzen. Um die besten Ergebnisse zu erzielen, wird diese an einen Kabelumbauwandler angeschlossen, der alle dreiphasigen Leiter umfasst. Falls keine Stromwandler dieser Art verfügbar sind, wird der Nullstrom durch vektorielles Addieren der dreiphasigen Ströme (Holmgreen-Schaltkreis) abgeleitet.

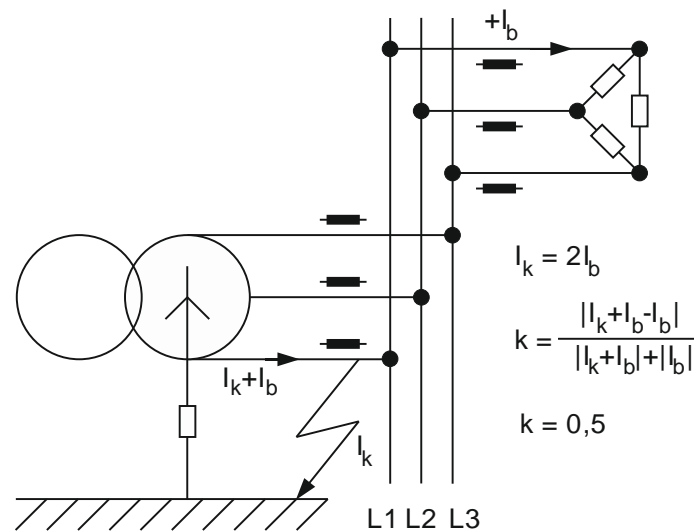


Abbildung 28 Impedanz-geerdetes Netzwerk

Bei dieser Lösung muss die Funktionalität der Nullstrommessung des REB500 hinsichtlich der Hauptstromwandler, der Netzzeitkonstante, der Kurzschlussströme und des Netztransformator-Einschaltstroms geprüft werden.

Für die Konfiguration des Sammelschienenschutzes in Impedanz-geerdeten Netzwerken müssen die folgenden physikalischen Bedingungen berücksichtigt werden:

- Begrenzte Erdfehlerströme (die Werte I_{kmin} , I_{ph} und des k -Faktors sind eventuell niedriger als der Arbeitsbereich des Phasenmesssystems).
- Bei einem Fehlerstrom auf der Sammelschiene kann der Strom auch aufgrund der relativ hohen Fehlerimpedanz (I_b) von der Sammelschiene wegfließen. Demzufolge kann das Phasenvergleichssystem möglicherweise nicht auslösen (da der Phasenwinkel zwischen I_b und $|I_k + I_b|$ 74° übersteigt).

Bei einem Fehlerstrom von I_k , der doppelt so hoch ist wie der Betriebsstrom I_b und der in die betreffende Phase L1 fließt, liegt der Stabilisierungsfaktor k bei nur 0,5. Deshalb kann der interne Fehler nicht mit der üblichen k -Einstellung von 0,80 erfasst werden. Darüber hinaus fließt der Strom von der Sammelschiene weg, sodass mithilfe des Phasenvergleichs ein Phasenwinkel von etwa 180° gemessen wird. Auf diese Weise wird der Auslösebefehl verhindert. Aus diesem Grund muss der Nullstrom I_0 ebenfalls gemessen und zusammen mit dem Stromvergleich mit Stromstabilisierung und den Phasenvergleichsfunktionen ausgewertet werden.

Die Auswertung des Nullstroms ist nur bei einpoligen Fehlern notwendig und darf ausschließlich für diese Fehler verwendet werden. Das Überwachen der Leiterströme dient als Messkriterium. Ob diese in der Auswertung einbezogen

werden oder nicht hängt von der Höhe der Phasenströme ab. Selbst wenn die Phasenströme nicht zur Sättigung der Stromwandler führen, kann die Übersetzungsmessabweichung der Phasenströme einen offensichtlichen Nullstrom auf der Sekundärseite erzeugen. Der Nullstrom wird daher nur ausgewertet, wenn kein Phasenstrom einen festgelegten Wert überschreitet (normalerweise $5 \times I_N$). Auf diese Weise wird die Auswertung des Nullstroms für verkettete und dreiphasige Fehler verhindert.

Die Höhe der Oberschwingungen werden überwacht, um sicherzustellen, dass der Nullstrom nur dann ausgewertet wird, wenn die Messung nicht von der Stromwandler-Sättigung beeinflusst wird. Mit dieser Funktion wird auch die Auswertung des Nullstroms während der Transformator-Einschaltströme verhindert.



Damit die Nullstromüberwachungs-Funktion im Fall einer Stromwandler-Sättigung zuverlässig blockiert, muss der induktive Anteil der Stromaufnahme möglichst klein sein. Demzufolge darf der Stromwandler-Sekundärstromkreis keine elektromechanischen Relais oder ähnliche Geräte umfassen..

Ausführliche Standortdaten sind für die genaue Projektierung und Einstellung der Nullstrom-Messsysteme äußerst wichtig.

Für jeden Sammelschienenabschnitt

I_{KS3max} max. Kurzschlussstrom für einen dreiphasigen Fehler

T_{S3max} Zeitkonstante des DC-Anteils von I_{S3max}

I_{KS3min} min. Kurzschlussstrom für einen dreiphasigen Fehler

T_{S3min} Zeitkonstante des DC-Anteils von I_{KS3min}

I_{KS1max} max. Erdfehlerstrom für einen einpoligen Fehler

T_{S1max} Zeitkonstante des DC-Anteils von I_{KS1max}

I_{KS1min} min. Erdfehlerstrom für einen einpoligen Fehler

T_{S1min} Zeitkonstante des DC-Anteils von I_{KS1min}

Für jeden Abzweig

I_{KA1max} max. Erdfehlerstrom für einen einpoligen Fehler

T_{A1max} Zeitkonstante des DC-Anteils von I_{KA1max}

I_{BAmax} max. Betriebsstrom

I_{Nprim} Primärer Bemessungsstrom des Stromwandlers

I_{Nsec} Sekundärer Bemessungsstrom des Stromwandlers

P_N Bemessungsleistung der Stromwandler in VA

n	Nennüberstromziffer (Genauigkeitsgrenzfaktor ALF)
n'	effektive Überstromziffer der Stromwandler
U_K	Kniepunktspannung der Stromwandler
P_E	Verluste Stromwandler
R_{CT}	sekundärer Wicklungswiderstand der Stromwandler
l	einfache Länge (keine Schleife) der Wandlerkabel in Ohm
A	Querschnitt der Wandlerkabel in mm ²
P_{BG}	Summe Eigenverbrauch aller verbundenen Geräte in VA
P_{BG}	Summe Widerstandsleistung aller verbundenen Geräte in Ohm

Die folgenden Punkte müssen überprüft werden:

- Stabilität bei durchgehendem Kurzschlussstrom des IO-Messsystems
- Zulässiger Mindeststrom (Ansprechwert) der Differenzstrommessung
- Kniepunktspannung im Verhältnis zum erforderlichen Betriebsbereich des IO-Messsystems (darf nicht im Betriebsbereich sättigen).

Anweisungen zur Berechnung sowie die von den Stromwandlern zu erfüllenden Anforderungen sind in der Anwendungsbeschreibung „Erdschlussschutz für Hochspannungs-Sammelschienen“ (1KHL020319-Aen) detailliert aufgeführt.

8.2

Blockieren von Messungen bestimmter Stromwandler



In diesem Abschnitt wird ausschließlich der Betrieb des **Sammelschienenschutzes** für die **einfache Anlagenkonfiguration** erläutert. Seine Anwendung für komplexe Anlagen wird in [Section 12](#) beschrieben.



Die Blockierung einer Stromwandler-Messung bedeutet, dass der entsprechende Stromfluss nicht in der Auswertung durch die **Sammelschienenschutzfunktion** berücksichtigt wird, selbst wenn eine entsprechende Zuordnung durch das Mitnahmesystem vorhanden ist.

Die Blockierung ist für Kupplungsschalter erforderlich (siehe [Abschnitt 8.2.1](#)) und kann auch für Abzweige notwendig sein (siehe [Abschnitt 8.2.2](#)).

Unter bestimmten Bedingungen wird die Blockierung der Messung verzögert (Nachholzeit) (siehe [Abschnitt 8.2.3](#)).

Die Blockierung wird aufgehoben, sobald ihre Ursache verschwunden ist und das Schutzsystem ein aktives Signal „LS EIN“ empfängt (siehe [Abschnitt 8.2.4](#)).

Die Blockierung der Messungen bestimmter Stromwandler ist eine grundlegende Funktion des Sammelschienenschutzes, welche (mit Ausnahme der LS-Nachholzeit, den Binäreingängen für die LS-Status und der Signale „LS EIN“) weder konfiguriert noch verstellt werden darf.

8.2.1 Kupplungsschalterfunktionen



Wenn ein **Kupplungsschalter mit einem einzelnen Satz von Stromwandlern** ausgestattet ist, wird die Strommessung beiden Schutzzonen zugeordnet, wobei eine Schutzzone eine invertierte Messung vornimmt.

Die Blockierung dieser Messung gilt für beide Zonen.



Für einen **Kupplungsschalter mit zwei Sätzen an Stromwandlern** sind zwei Feldeinheiten erforderlich. Die Strommessungen werden den Schutzzonen so zugeordnet, dass sie einander überlappen. Ein Fehler zwischen den Stromwandlern führt zur Auslösung beider Zonen. Die Invertierung von einem der Stromsignale wird durch eine entsprechende Verdrahtung mit dem Analog-Eingang des REB500 erreicht.

Die Blockierung dieser Messung gilt für beide Zonen.

Der Kupplungsschalter-Stromwandler wird vom Sammelschienenschutz unter den folgenden Bedingungen nicht in der Auswertung berücksichtigt:

- Wenn der Kupplungsschalter ausgeschaltet ist (siehe [Abschnitt 8.2.1.1](#)).
- Wenn eine Anlagenschutzfunktion (SSS, SVS oder EFS) einen internen Mitnahmeschaltbefehl an den entsprechenden Leistungsschalter ausgegeben hat (siehe [Abschnitt 8.2.1.2](#)).
- Wenn die Stromwandler überbrückt sind (siehe [Abschnitt 8.2.1.3](#)).

8.2.1.1 Wenn der Kupplungsschalter ausgeschaltet ist

Die Kupplungsmessung wird blockiert, wenn der Leistungsschalter ausgeschaltet ist, um den tatsächlich betroffenen Sammelschienenabschnitt im Fall eines Fehlers zwischen einem einzelnen Satz von Stromwandlern und dem Leistungsschalter auszulösen.

Die Stromwandler werden keiner Schutzzone zugeordnet, wenn der Kupplungsschalter ausgeschaltet ist und sich die Schutzzonen daher bis zum Kupplungsschalter selbst ausdehnen. Bei einem Fehler zwischen den

Stromwandlern und dem Kupplungsschalter kann so die korrekte Zone ausgelöst werden.

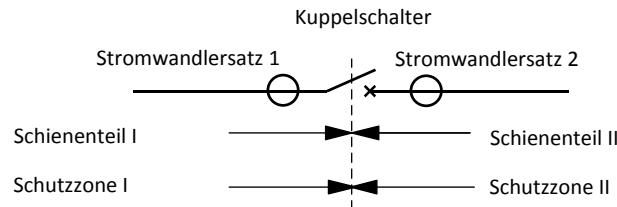


Abbildung 29 Kupplungsschalter (aus) mit zwei Stromwandler-Sätzen

Dieser Vorgang gilt ebenfalls für Kupplungsschalter mit nur einem einzelnen Satz von Stromwandlern.

8.2.1.2

Verhalten im Fall einer LS-Auslösung durch eine Schutzfunktion (SSS, SVS oder EFS)

Bei einem eingeschalteten Kupplungsschalter wird die Messung blockiert, wenn eine Schutzfunktion (SSS, SVS oder EFS) einen Auslösebefehl ausgibt.

Kupplungsschalter mit einem einzelnen Satz von Stromwandlern

Wird verwendet, um bei einem Fehler zwischen dem eingeschalteten Leistungsschaltern und den Stromwandlern den tatsächliche betroffenen Sammelschienenabschnitt schnellstmöglich auslösen zu können.

Lediglich mit einem einzelnen Satz von Stromwandlern ausgestattete Kupplungsschalter werden für beide benachbarten Schutzzone genutzt und ihnen während der Systemkonfiguration automatisch zugeordnet.

Fehler im Schienenteil II werden sofort und ausschließlich in Schutzzone II ausgelöst. Fehler im Schienenteil I, die nicht zwischen den Stromwandler und dem Kupplungsschalter auftreten, werden ebenfalls sofort und ausschließlich in Schutzzone I ausgelöst.

Ein Fehler zwischen den Stromwandlern und dem Kupplungsschalter (d. h. in Schienenteil I, aber in Schutzzone II) löst anfangs sofort Schutzzone II aus (einschließlich des Kupplungsschalters), d. h. den nicht vom Fehler betroffenen Schienenteil.



Ein Fehler zwischen den Stromwandlern und einem eingeschalteten Kupplungsschalter wird nach Ablauf der Nachholzeit ausgelöst.

Kupplungsschalter mit einem oder zwei Stromwandler-Sätzen

Erfassen eines möglichen Leistungsschalterausfalls:

Siehe Figure 31 Kupplungsschalter (ein) und zwei Stromwandler-Sätze.

Falls ein Kupplungsschalter auf jeder Seite über einen Satz von Stromwandlern verfügt, werden beide Messsystemen zugeordnet. Stromwandler 2 stellt den Grenzwert für Schutzzone I dar, während Stromwandler 1 den Grenzwert für Schutzzone II angibt. Für jeden Satz von Stromwandlern ist eine Feldeinheit erforderlich.

Es ist nicht zwingend erforderlich, beide Stromwandler-Sätze zu verwenden. Wenn nur einer der beiden Sätze konfiguriert ist, gilt dasselbe Verfahren, das bereits im Abschnitt für Kupplungsschalter mit einem einzelnen Satz von Stromwandlern erläutert wurde.

Die Funktionsweise ist mit der eines Kupplungsschalters mit einem einzelnen Satz von Stromwandlern identisch.

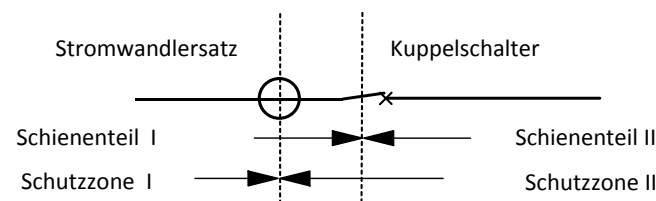


Abbildung 30 Kupplungsschalter (geschlossen) mit einem Stromwandler-Satz

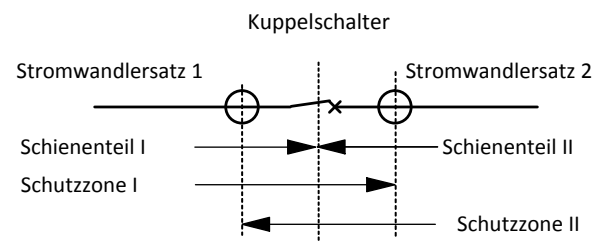


Abbildung 31 Kupplungsschalter (geschlossen) mit zwei Stromwandler-Sätzen

8.2.1.3

Kurzschließen eines Stromwandlers

Der Kupplungsschalter wird von der Messung ausgeschlossen, wenn die entsprechenden Schienenteile außerdem mit einem Trenner verbunden sind, z. B.:

1. Querkoppelung durch Sammelschientrenner
2. Längskoppelung durch parallele Längstrenner

Zu 1. Querkoppelung durch Sammelschientrenner

Der durch die Koppelung fließende Strom zwischen den Sammelschienen (Figure 32) wird im Sammelschienenschutz durch zwei gegenläufige Stromzeiger ($V+$, $V-$) repräsentiert. Die Stromzeiger werden entsprechend den Messsystemen S1 (Zeiger $V+$) und S2 (Zeiger $V-$) zugeordnet.

Beim Umschalten eines Abzweigs von Sammelschiene S1 zu S2 (Sammelschienenwechsel) werden beide Trenner Q1 und Q2 für einen bestimmten Zeitraum eingeschaltet, d. h. die Sammelschienen S1 und S2 sind direkt miteinander verbunden.

- Während dieser Zeitspanne sind die Messsysteme S1 und S2 miteinander verbunden und bilden zur Anpassung an das Primärsystem ein gemeinsames Messsystem (S1/S2).
- Zudem wird während dieser Zeitspanne die Kupplungsmessung blockiert, d. h. die beiden Zeiger $V+$ und $V-$ werden ausgeschlossen.

Die Blockierung der Kupplungsmessung erfolgt aus den folgenden Gründen:

Während die Sammelschienenabschnitte im Parallelbetrieb sind (Q1 und Q2 eingeschaltet), teilt sich der Stromfluss (I_{k1}) bei einem Fehler in einen direkt fließenden Teil (I_{k11}) und einen über den Kupplungsschalter fließenden Teil (I_{k12}) auf. In einem solchen Fall würde der Kupplungsschalter-Stromfluss (I_{k12}) durch die beiden gegenläufigen Stromzeiger ($V+$, $V-$) dargestellt und dem gemeinsamen Messsystem (S1/S2) zugeordnet werden. Dies hätte folgende Konsequenzen:

1. Durch den Richtungsvergleich von S1/S2 würden sämtliche Auslösungen unterbunden, da durch die gegenläufigen Stromzeiger ($V+$, $V-$) kein Hinweis auf einen Fehler auf den Sammelschienen vorliegt (siehe [Abschnitt 7.4](#)).
2. Die stabilisierte Differenzstrommessung S1/S2 würde einen im Vergleich zum Kupplungsschalter-Stromfluss doppelt so großen Haltestrom messen, wodurch der Stabilisierungsfaktor K im Vergleich zur jeweiligen Einstellung auf einen niedrigeren Wert gesetzt werden würde (siehe [Abschnitt 7.2.2](#)).

Die Blockierung der Kupplungsmessung schließt die beiden Zeiger $V+$ und $V-$ von der Messung aus, sodass diese keine Auslösung verhindern können.

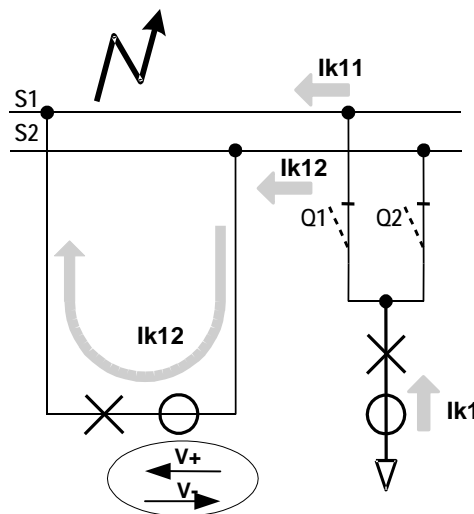


Abbildung 32 Kupplungsschalter mit eingeschalteten Trennern im Parallelbetrieb

Zu 2. Längskupplungsschalter mit eingeschalteten Längstrennern im Parallelbetrieb

Der in Figure 33 abgebildete Kupplungsschalter verbindet Sammelschienenabschnitte der Länge nach miteinander.

Um die Abschnitte von Sammelschiene 3 mit der linken und rechten Seite der Längstrenner (3A und 3B) zu verbinden, muss zunächst der Längskupplungsschalter eingeschaltet werden. Danach kann der Längstrenner Q31 eingeschaltet werden. Die Situation wird im Schaltbild dargestellt.

Entsprechend der unter 1. beschriebenen Situation (Querkoppelung Kupplungsschalter) werden die Messsysteme 3A und 3B auch in diesem Fall zu einem einzelnen Messsystem (3A/3B) kombiniert. Daher ist auch das Problem identisch. Dies bedeutet, dass auch in dieser Situation die Kupplungsmessung blockiert werden muss.

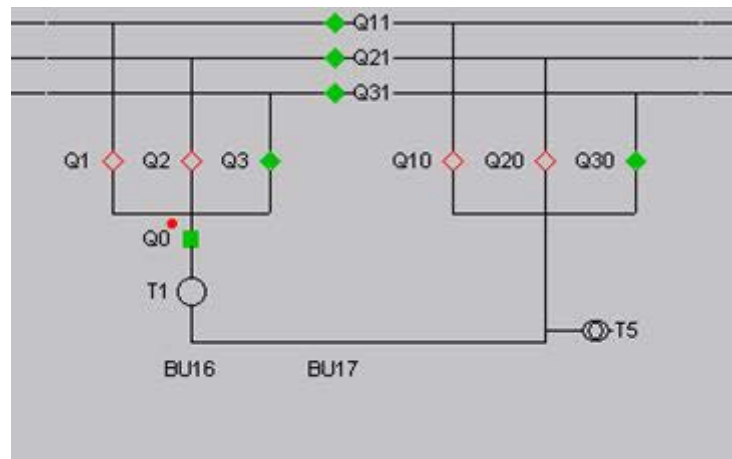


Abbildung 33 Längskupplungsschalter

8.2.2

Abzweig-Leistungsschalter



Bei vorhandenen Abzweig-Leistungsschaltern wird die Messung des Stromwandlers für den Sammelschienenschutz unter den folgenden Bedingungen blockiert:

- wenn sich der Abzweig-Stromwandler auf der Leitungsseite des Leistungsschalters befindet (siehe Figure 34); und
- wenn die Hilfskontakte des Leistungsschalters (siehe Abschnitt 6.2.) und das Signal „LS EIN“ (siehe Abschnitt 8.2.4) im Schutzsystem konfiguriert sind; und
- wenn der Leistungsschalter entweder ausgeschaltet oder ein interner Mitnahmeschaltbefehl von einer Schutzfunktion (SSS, SVS oder EFS) an den Leistungsschalter ausgegeben wird.

Unter diesen Umständen (siehe Figure 34) muss die Messung durch die Feldeinheit blockiert werden, um eine Auslösung des Sammelschienenschutzes bei Fehlern zwischen dem Leistungsschalter und den Stromwandler bei **ausgeschaltetem** Leistungsschalter zu verhindern, da sich der Fehler nicht im Sammelschienenschutz, sondern in der Schutzzone des Endfehlerschutzes befindet.



Die Blockierung der Messung bei einem **Stromwandler auf der Schienenseite des Leistungsschalters** ist nicht erforderlich (siehe Figure 35), da sich der Fehler außerhalb der Sammelschienenschutz-Zone befindet und ausschließlich durch den Endfehlerschutz erkannt und ausgelöst werden kann.

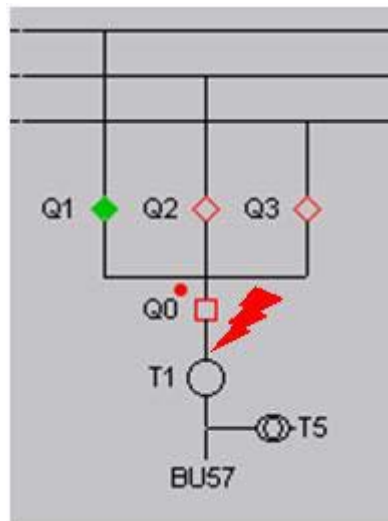


Abbildung 34 Stromwandler auf Leitungsseite des Leistungsschalters

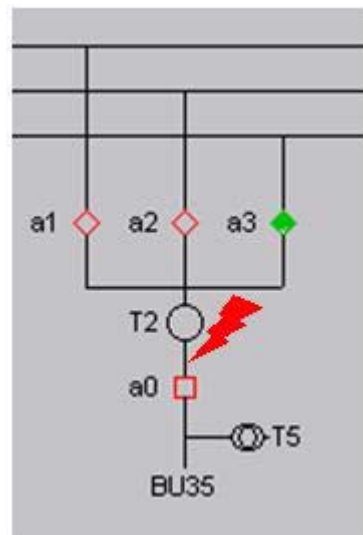


Abbildung 35 Stromwandler auf Schienenseite des Leistungsschalters

In Systemen, die nicht über eine Endfehlerschutzfunktion verfügen, werden die Status der Abzweig-Leistungsschalter normalerweise nicht konfiguriert und als dauerhaft eingeschaltet eingestuft. **In diesem Fall wird keine Blockierung konfiguriert.**

8.2.3

Schalter-Nachholzeit

Die Blockierung der Messung (Abzweig oder Kupplungsschalter) erfolgt unter den folgenden Bedingungen verzögert (Nachholzeit):

1. Der Leistungsschalter ist ausgeschaltet (siehe [Abschnitt 8.2.1.1](#)).
2. Ein interner Mitnahmeschaltbefehl wird durch eine der Schutzfunktionen (SSS, SVS, EFS) an den entsprechenden Leistungsschalter ausgegeben (siehe [Abschnitt 8.2.1.2](#)).

In beiden Fällen werden sowohl die Lichtbogenlöschung als auch jegliche Wiederentzündungsvorgänge nach dem Ausschalten des Leistungsschalters berücksichtigt.



Es muss sichergestellt werden, dass der Stromwandler nach Ablauf der **Nachholzeit** keinen Strom führt. Bei **zu geringer Verzögerungszeit** kann es zu einer **Fehlauslösung** einer störungsfreien Sammelschiene kommen.



Die Einstellung der Nachholzeit muss in Übereinstimmung mit den Einstellhinweisen im Technischen Handbuch vorgenommen werden.

8.2.3.1

Beispiel einer zu kurz gewählten Nachholzeit

In Figure 36 wird der Fall einer zu kurz eingestellten Kupplungsnachholzeit dargestellt. **Der Leistungsschalter meldet die Stellung „aus“, dennoch fließt weiterhin Strom.** Der Sammelschienenschutz reagiert wie folgt:

Da die Messung bereits blockiert wird, kann das Messsystem für Schienenteil I nicht mehr den von der Sammelschiene durch Stromwandler 2 abfließenden Strom messen. Daraus resultiert ein dem Kurzschlussstrom entsprechender Differenzstrom, und **das Messsystem von Schienenteil I löst Sammelschiene I aus!**

Da die Messung bereits blockiert wird, kann das Messsystem für den Schienenteil den zur Sammelschiene durch Stromwandler 1 fließenden Strom nicht mehr messen. Die restlichen mit Schienenteil II verbundenen Abzweige verursachen einen Differenzstrom (Summe der zur Sammelschiene fließenden Ströme), und das Messsystem von **Schienenteil II löst Sammelschiene II aus!**

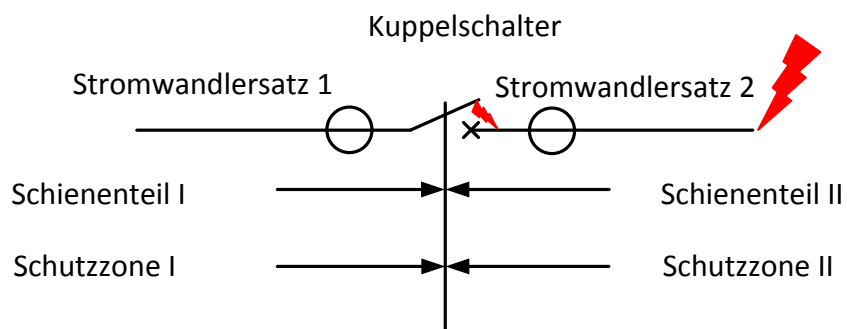


Abbildung 36 Lichtbogenlöschung beim Ausschalten eines Leistungsschalters

8.2.4 Befehl „LS EIN“ (manuelles Einschaltsignal)

Um auf das Einschalten eines Leistungsschalters auf einen vorhandenen Fehler (z. B. eingeschalteter Erdungstrenner oder eine vergessene Erdungsklemme) vorbereitet zu sein, muss die Messung vor dem tatsächlichen Einschalten des Abzweigs oder des Kupplungsschalters reaktiviert werden. Dies wird durch die Aktivierung des Sammelschienenschutz-Eingangssignals „11505_Ein Befehl Schalter“ erreicht.



Der **Befehl „LS EIN“ hebt** unabhängig von sämtlichen anderen Kriterien **sofort** jede vorherige **Blockierung** von Messungen **auf**.

Sobald sich der Leistungsschalter im eingeschalteten Status befindet (Hilfskontakte melden „EIN“), kann der Befehl „LS EIN“ zurückgesetzt werden.



Der **Befehl „LS EIN“ muss so lange aktiv bleiben**, bis der Leistungsschalter-Hilfskontakt „EIN“ definitiv geschlossen ist (d. h. die Hilfskontakte überlappen sich).



Um das Risiko einer Fehlauslösung zu umgehen, muss die Schutzfunktion alle zur „EIN“-Spule des Leistungsschalters gerichteten Signale erfassen. Diese beinhalten beispielsweise lokale Einschaltbefehle, Einschaltbefehle von entfernten Steuerungssystemen, Signale des Anlagenautomatisierungssystems oder automatische Wiedereinschaltungsverfahren.

Dies kann am einfachsten erreicht werden, indem das Signal „LS EIN“ direkt von der „EIN“-Spule des Leistungsschalters abgenommen wird.

Das Signal „LS EIN“ wird alle 6 ms erfasst und verarbeitet (schneller Teil und schnelles Signal).

8.2.4.1 Beispiel eines nicht erfassten Signals „LS EIN“

In Figure 37 wird ein Beispiel für das Schließen auf einen vorhandenen Fehler (z. B. eingeschalteter Erdungstrenner oder eine vergessene Erdungsklemme) dargestellt, bei dem der Befehl „LS EIN“ nicht von der Schutzfunktion erfasst wurde.

In diesem entzündet sich der Lichtbogen, bevor der Leistungsschalter eine eingeschaltete Stellung meldet:

Da die Messung des Kupplungsschalter-Stromes noch immer blockiert ist, kann das Messsystem von Schienenteil I den abgehenden Kurzschlussstrom zu Schienenteil II nicht messen. Daher entsteht ein zum Kurzschlussstrom äquivalenter

Differenzstrom, und **das Messsystem von Schienenteil I löst Sammelschiene I aus.**

Da die Messung des Kupplungsschalter-Stromes noch immer blockiert ist, kann das Messsystem von Schienenteil II den eingehenden Kurzschlussstrom von Schienenteil I nicht messen. Da allerdings keine anderen Abzweige, die einen Differenzstrom erzeugen könnten, mit Schienenteil II verbunden sind, **löst das Messsystem von Schienenteil II nicht aus.**

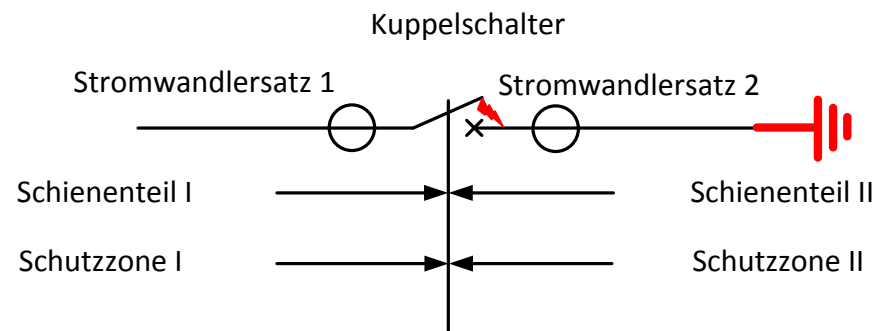


Abbildung 37 Befehl „LS EIN“

8.3 Checkzonenschutz zur Freigabe des SSS

Der selektive Zonen-SSS kann zum Checkzonenschutz (CzSSS) erweitert werden.

Diese Schutzfunktion wird vor der Auslieferung konfiguriert und wird zur Auslösefreigabe des SSS genutzt. Der CzSSS wird, ähnlich wie der selektive Zonen-SSS, als Differentialschutz betrieben.

8.3.1 Schutzzonen

Die Schutzzone umfasst sämtliche Leitungsabgänge der Sammelschiene, während die Trennerstellungen nicht berücksichtigt werden. Die Messungen der Kopplungen werden grundsätzlich nicht berücksichtigt.

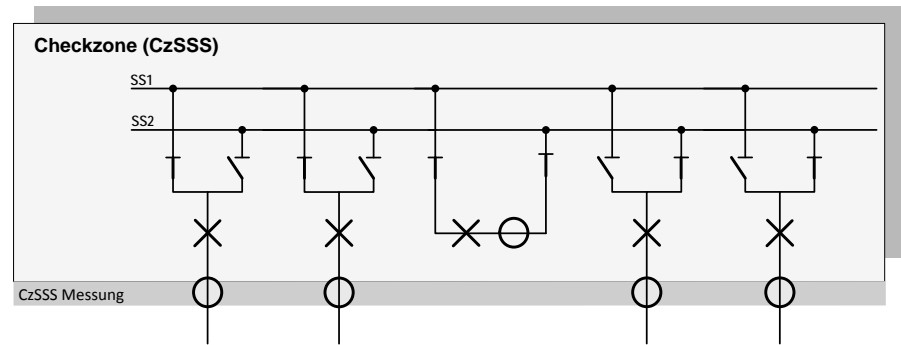


Abbildung 38 Messzone des Checkzonenschutzes

8.3.2 Messungsprinzip

Das Funktionsprinzip des Checkzonenschutzes (CzSSS) basiert auf der Messung des stabilisierten Differenzstroms, d. h. auf dem Differenzstrom (I_{Diff}) und dem Stabilisierungsfaktor (k).

$$I_{Diff} = \left| \sum_{n=1}^m I_{Ln} \right| \text{ of the check zone}$$

$$I_{rstnt} = \sum_{n=1}^m |I_{Ln}| \text{ of the check zone}$$

$$k = \frac{I_{Diff}}{I_{rstnt}} = \frac{\left| \sum_{n=1}^m I_{Ln} \right|}{\sum_{n=1}^m |I_{Ln}|} \text{ of the check zone}$$

Bevor die Checkzone ein Freigabesignal an den selektiven Zonen-Sammelschienenschutz sendet, müssen die konfigurierten Ansprechwerte der Checkzonen-(CzSSS)-Werte I_{Diff} und k erreicht werden.

8.3.2.1 Differenzstrom (I_{Diff})

Die Einstellung des Auslösewerts der Differenzstrommessung basiert auf dem minimalen Kurzschlussstrom der Sammelschiene und ist im Allgemeinen für CzSSS und SSS auf denselben Wert eingestellt.

8.3.2.2 Stabilisierungsfaktor (k)

Abhängig von der Sammelschienenkonfiguration und der Stellung der Leistungsschalter und Trenner ist es möglich, dass ein Fehler auf einem Sammelschienenabschnitt vorliegt, während die anderen nicht betroffenen

Abschnitte den normalen Betriebsstrom führen. Für den CzSSS, der die komplette Anlage als einzelne Schiene betrachtet, bedeutet dies, dass sowohl der Kurzschlussstrom als auch der normale abgehende Betriebsstrom gleichzeitig aufgezeichnet werden. Der abgehende Betriebsstrom spiegelt sich ferner in der Berechnung des Stabilisierungsfaktors (k) wieder. Der Einstellwert des Faktors k der Checkzone ist geringer als der zonenselektive Sammelschienenschutz und kann gemäß dem folgenden Beispiel berechnet werden.

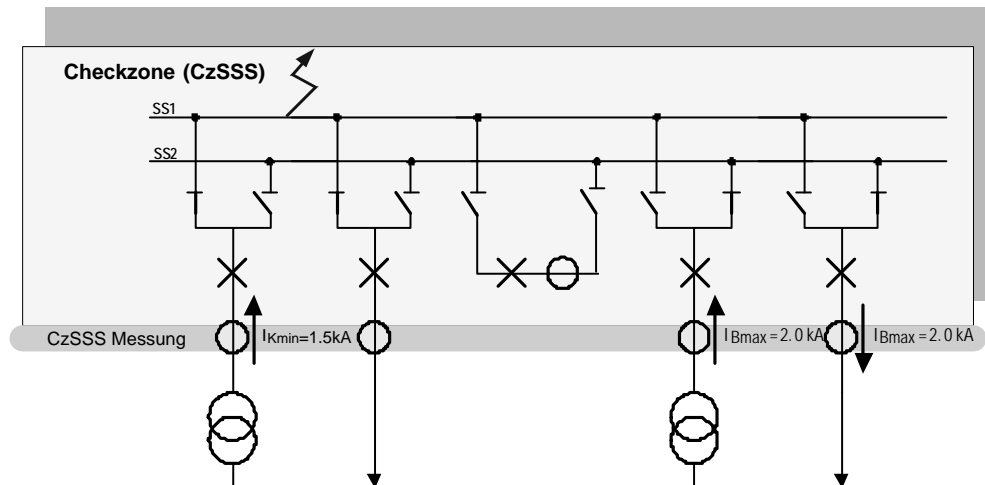


Abbildung 39 Bestimmung der Stabilisierungsfaktoren (k)

$$k = \frac{|1.5 \text{ kA} + 2.0 \text{ kA} - 2.0 \text{ kA}|}{|1.5 \text{ kA}| + |2.0 \text{ kA}| + |-2.0 \text{ kA}|} = \frac{1.5 \text{ kA}}{5.5 \text{ kA}} = 0.27$$

Im obigen Beispiel beträgt der Einstellwert des Stabilisierungsfaktors (k) für die Checkzone (CzSSS) $k = 0,25$ (nächster Einstellungswert unterhalb des errechneten Werts $k = 0,27$). Der Einstellwert für die selektive Zone (SSS) muss [Abschnitt 7.3](#) entsprechend berechnet werden und beträgt typischerweise $k = 0,8$.

8.3.2.3

Auslösekennlinie

Dies führt zur folgenden Auslösekennlinie des CzSSS: Der Bereich oberhalb der breiten Linie stellt die Auslösezone dar.

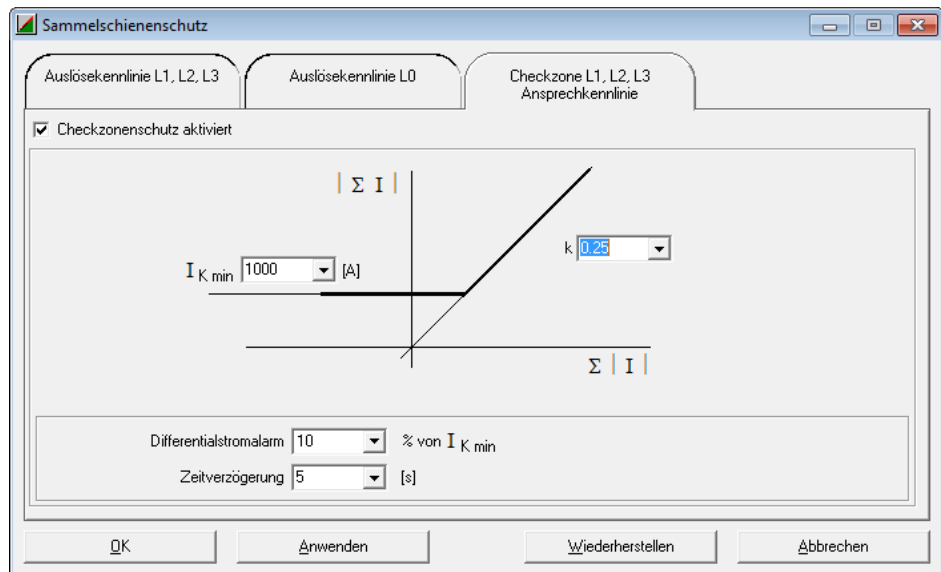


Abbildung 40 Auslösekennlinie für Messung des stabilisierten Differenzstroms

8.3.3 Checkzone

Wenn eine Checkzone (CzSSS) in einem REB500-Schutzsystem anspricht, ist die zonenselektive Auslösung des Sammelschienenschutzes in den folgenden Fällen zulässig:

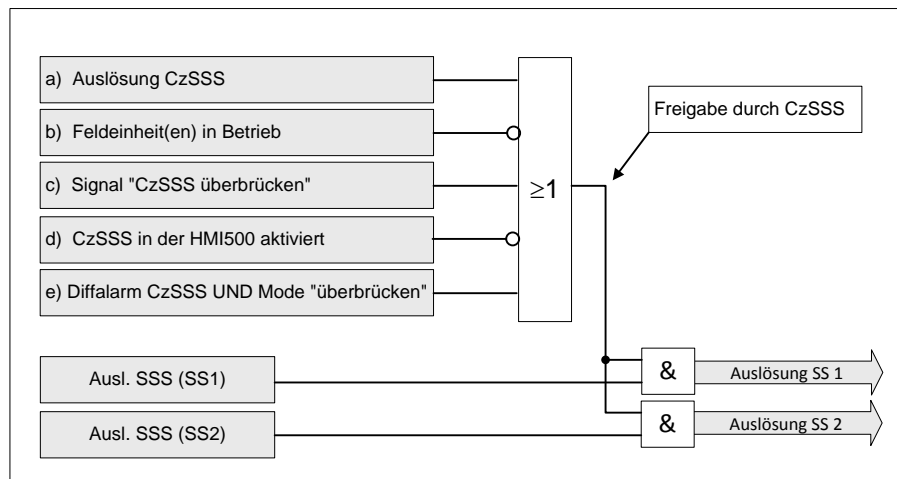


Abbildung 41 Auslösung in Checkzone freigegeben

- a) Die Auslösung durch CzSSS gibt die Auslösung der SSS-Zone frei.
- b) Eine oder mehrere Feldeinheiten sind außer Betrieb (d. h. abgeschaltet, Stromausfall, Gerätefehler), dadurch fehlen wichtige Messkategorien. Die

- Bildung einer vollständigen Checkzone ist nicht möglich, was zur Freigabe der Zonenauslösung des SSS führt (d. h. „die Checkzone wird überbrückt“).
- c) Wenn das binäre Eingangssignal „12605_Checkzone überbrücken“ von einer Feldeinheit oder „32605_Checkzone überbrücken“ von einer Zentraleinheit ausgegeben wurde, führt dies zur Freigabe der SSS-Zonenauslösung („die Checkzone wird überbrückt“). Ein Anwendungsbeispiel ist in [Abschnitt 8.3.5](#) abgebildet.
 - d) Wenn der Checkzonenschutz in der HMI500-Konfigurationssoftware (d. h. in der Konfigurationsdatenbank) auf „nicht aktiv“ eingestellt ist, hat dies eine dauerhafte Freigabe der SSS-Zonenauslösung zur Folge („die Checkzone wird überbrückt“).
 - e) Wenn der Alarmmodus „Checkzone überbrücken“ in HMI500 ebenfalls eingestellt wurde, führt ein Differenzstrom des CzSSS zur Freigabeüberbrückung der SSS-Zonenauslösung.

8.3.4

Anwendung des Checkzonenschutzes

Bei einer fehlerhaften Rückmeldung der Trenner/Leistungsschalter für den selektiven Zonen-Sammelschienenschutz (SSS), die nicht mit dem tatsächlichen Abbild der Anlage übereinstimmt, entsprechen die Ergebnisse der Sammelschienennmessung und der Berechnung der Schutzkriterien nicht den realen Gegebenheiten. Diese unerwünschte Situation kann zu einer fehlerhaften Auslösung führen.

Inkorrekte Stellungen von Trennern/Leistungsschaltern wirken sich vor allem negativ auf Anlagen aus, in denen der Aktivierungsstrom der Differenzstromkriterien (I_{diff}) auf einen geringeren Wert als den jeweiligen maximalen Betriebsstrom der einzelnen Abzweige eingestellt ist.

Die Verwendung eines allgemeinen Checkzonen-Freigabekriteriums (CzSSS), welches unabhängig von der jeweiligen Stellung von Trennern/Leistungsschaltern funktioniert, beseitigt die Gefahr unerwünschter Auslösungen.

Als Alternative zum Checkzonen-Freigabekriterium (CzSSS) kann ebenfalls das Unterspannungs-Freigabekriterium ($U <$) genutzt werden (siehe Technisches Handbuch).

8.3.5

Konfiguration von Schaltanlagen

Wie in [Abschnitt 8.3.2](#) beschrieben, können alle Leitungsabzweige standardisierter Einfach- und Doppelsammelschienensysteme in eine Checkzonen-Messung (CzSSS) eingebunden werden, aber gleichzeitig Messungen seitens der Kuppelfelder ausschließen.

Die Einstellungen für komplexe Sammelschienensystemkonfigurationen wie z. B. 1½-Schalersysteme und komplexe Systeme mit mehrfachen Sammelschienensystemen, deren

Messungen für den Checkzonenschutz benötigt werden, werden während der werksseitigen Standardkonfiguration vorgenommen und bestimmt.



In Abhängigkeit von der jeweiligen Konfiguration ist bei Schaltanlagen mit Umgehungsschienen der folgende Abschnitt zu beachten.

In Abhängigkeit von ihrer jeweiligen Konfiguration müssen Schaltanlagen mit Umgehungsschiene separat behandelt werden. Falls das Einschalten eines Umgehungstrenners zur Umgehung des Stromwandler eines Leitungsabzweigs führt, wodurch der Abzweig direkt mit der Sammelschiene verbunden ist (d. h. ohne Messung), kann keine gültige Checkzonenmessung (CzSSS) durchgeführt werden. In einem solchen Fall muss das binäre Eingangssignal „12605_Checkzone überbrücken“ für jede Feldeinheit, die einem solchen Umgehungsabzweig zugeordnet wurde, konfiguriert werden. Wenn das oben genannte Signal vorhanden ist, führt dies zur sofortigen Aufhebung der Blockierung (siehe [Abschnitt 8.3.3](#)), welche mit einer Überbrückung des Checkzonensystems gleichgesetzt werden muss. Dieser Binäreingang muss zum Einschalten des Kontakts des standardmäßigen Auswahlschalters „Feeder in bypass operation“ („Abzweig im Umgebungsbetrieb“) verbunden sein.

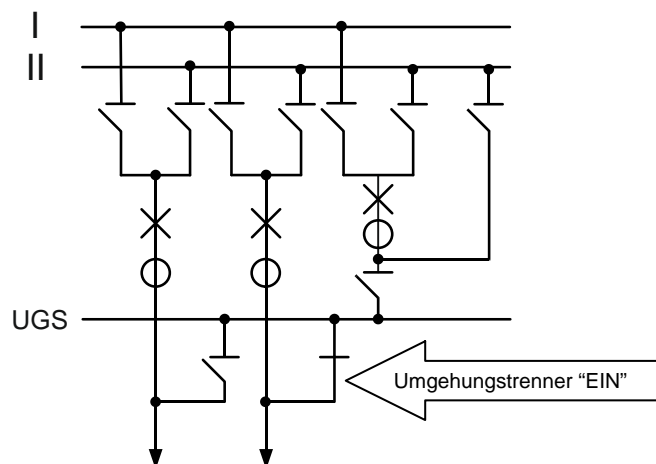


Abbildung 42 Zweifach-Sammelschiene mit Umgehung

8.3.6 Revision / Wartung im Zusammenhang mit CzSSS

Gemäß der Beschreibung im Technischen Handbuch kann ein Signal an die Binäreingänge „Revision“ und „Wartung“ angelegt werden, das die Berücksichtigung des Prüf-Einspeisestroms in der Differenzstrommessung des Sammelschienenschutzes (SSS) verhindert. Diese Funktion beruht auf dem entsprechenden Trenner, der sich im REB500-Sammelschienenabbild in der Stellung „AUS“ befinden muss.

Die Stellungen von Trennern werden im Checkzonenschutz (CzSSS) nicht berücksichtigt. Dies bedeutet, dass der Prüfstrom Abzweigs-Feldeinheit im Revisions- oder Wartungsmodus in der Checkzonenberechnung berücksichtigt wird. Die Checkzone (CzSSS) kann je nach Pegel des Prüfstroms ansprechen. Der Sammelschienenschutz (SSS) dagegen wird vom Differenzstrom nicht beeinflusst und sorgt dafür, dass das Ansprechen der Checkzone keine Auswirkungen hat.

Wenn die Umgehung (Freigabe) des Checkzonenschutzes im Änderungs- oder Wartungsmodus erwünscht ist, muss zusätzlich zum Eingang „11620_Revision_1-Ein“ oder „11660_Wartung-Ein“ das Signal „12605_Checkzone überbrücken“ aktiviert werden.

Abschnitt 9 Schalterversagerschutz (SVS)

9.1 Stromeinstellung

Wenn der Ansprechstrom der Leistungsschalter-Reserveschutzfunktion zu niedrig eingestellt ist, besteht das Risiko, dass der SVS nach der erfolgreichen Auslösung eines Leistungsschalters nicht schnell genug zurückgesetzt wird. Dies kann eine Folge von Ausschwingvorgängen im Sekundärschaltkreis des Stromwandlers sein.

Im Gegensatz hierzu besteht bei einem zu hohen Einstellwert des SVS die Gefahr der Unterfunktion. Diese Situation kann z. B. durch eine übermäßige Stromwandler-Sättigung hervorgerufen werden, wenn der Sekundärstrom unter den Einstellwert absinkt und der SVS deshalb nicht angeregt wird. Die folgenden Empfehlungen ermöglichen die korrekte Einstellung des Ansprechstroms im Verhältnis zu den Stromwandler-Daten (n') und der eingestellten Zeit.



Die Einstellungsempfehlung gilt ausschließlich für das System zur Phasenmessung des SVS. Wenn das Zusatzsystem zur Nullstrommessung des SVS aktiviert ist, müssen ebenfalls die in [Abschnitt 9.4](#) enthaltenen Informationen berücksichtigt werden.

Der gewählte Stromeinstellwert (I_E) sollte grundsätzlich unter dem minimalen Kurzschlussstrom I_{Kmin} des entsprechenden Abzweigs (ca. 80 %, d. h. 0,8) liegen. Die Einstellung zur Erfüllung dieser Bedingung wäre:

$$I_E = 0.8 \cdot I_{Kmin}$$

Dieser Einstellwert kann für konventionelle Stromwandler mit eisengeschlossenem Kern zu hoch sein, da die korrekte Funktion der Messungen aufgrund von transienten Komponenten im Fehlerstrom auch bei niedrigen Kurzschlussströmen nicht sichergestellt werden kann. Ein Auslösefehler des Leistungsschalters wird immer erfasst. Dennoch kann die Auslösung verzögert erfolgen.

9.1.1 Wandler mit eisengeschlossenem Kern (TPX-Kennlinie) und Wandler mit Grenzwert für Remanenzfluss „Luftspalt“ (TPY-Kennlinie)

Zur Ausarbeitung eines Betriebsverfahrens mit diesen Stromwandlern muss die transiente Überstromziffer (n^*) bekannt sein. Diese lässt sich wie folgt aus der tatsächlichen Überstromziffer n' berechnen:

$$n' = n \cdot \frac{P_N + P_E}{P_B + P_E}$$

$$n^* = \frac{n'}{1 + 2\pi \cdot f \cdot T_N}$$

Nach der Ermittlung der transienten Überstromziffer (n^*) ergeben sich die Einstellwerte aus:

$$\frac{I_E}{I_N} \leq \min\left(n^*, \frac{0.8 \cdot I_{Kmin}}{I_N}\right)$$



TPX- und TPY-Wandler unterscheiden sich in Bezug auf transiente Eigenschaften durch eine geringe Remanenz beim TPY-Typ. Hinsichtlich transienter Überdimensionierung unterscheiden sich die Typen TPX und TPY dagegen kaum.

Beachten Sie beispielsweise die folgenden Werte:

Stromwandler-Eigenschaft	Wert
Verhältnis	600/5 A
Nennleistung (Eigenverbrauch) P_N	15 VA
Verluste P_E	7 VA
Nennüberstromziffer n	20
Leistungsverbrauch der Zuleitungen P_B	10 VA
Eigenverbrauch Feldeinheit	< 0,1 VA
Netzfrequenz f :	50 Hz
Netzzeitkonstante T_N	80 ms
Minimaler Kurzschlussstrom I_{Kmin}	450 A

$$n' = 20 \cdot \frac{15VA + 7VA}{10VA + 7VA} = 25.88$$

$$n^* = \frac{25.88}{1 + 2\pi \cdot 50Hz \cdot 0.08s} = \frac{25.88}{26.13} = 0.99$$

$$\frac{I_E}{I_N} \leq \min\left(0.99, \frac{0.8 \cdot 450A}{600A}\right) = \min(0.99, 0.6) = 0.6$$

Daher könnte in diesem Beispiel die folgende Einstellung vorgenommen werden: $I_E = 0.5 \cdot I_N$.

9.1.2 Stromwandler mit linearisiertem Übertragungsverhalten (TPZ)

Da diese Stromwandler kaum von der Sättigung beeinflusst werden, basiert der Einstellwert ausschließlich auf dem minimalen Erdkurzschlussstrom des Abzweigs:

$$I_E = 0.8 \cdot I_{Kmin}$$

9.2 Zeitstaffelung eines ein- oder zweistufigen SVS

Die Anregung von Zeitglied t_1 erfolgt durch Überstrom **und** ein Signal aus dem Hauptschutz. Nach Ablauf der für t_1 festgelegten Zeit und der internen Verarbeitungszeit t_{a1} erfolgt ein zweiter Auslöseversuch des Leistungsschalters. Nach Ablauf von t_1 wird ebenfalls das Zeitglied t_2 angeregt. Falls der Leistungsschalter auch nach Ablauf der für t_2 festgelegten Zeit und der internen Verarbeitungszeit t_{a2} nicht auslöst, werden die umliegenden Leistungsschalter per Mitnahmeschaltung ausgelöst.

Tabelle 6 Größen zur SVS-Schaltzeitberechnung für 50 und 60 Hz

Größe	Beschreibung	Wert
t_1	Zeitglied t_1	Einstellbar
t_2	Zeitglied t_2	Einstellbar
t_m	Ansprechzeit Hauptschutzfunktion	Siehe Datenblatt „Hauptschutz“
t_{CB}	LS-Ausschaltzeit einschl. Lichtbogenlöschung	Siehe Datenblatt „Leistungsschalter“
t_v	Rückfallzeit Überstromfunktion	19 ms
t_{margin}	Sicherheitstoleranz (Wenn keine angemessene Sicherheitstoleranzzeit eingeplant wird, kann der ordnungsgemäße Betrieb des SVS nicht gewährleistet werden.)	> 20 ms (Empfehlung von ABB)
t_{a1}	Interne Verarbeitungszeit Stufe t_1	14 ms
t_{a2}	Interne Verarbeitungszeit Stufe t_2	22 ms
t_e	Verarbeitungszeit Eingangssignal	10 ms



Die Konfiguration einer einstufigen SVS-Funktion kann durch das Einstellen des Zeitglieds t_2 auf den Wert Null vorgenommen werden.

Wenn eine Schaltversägerschutzfunktion vorhanden ist, kann der Leistungsschalter auf drei Weisen reagieren.

9.2.1 Fall 1: Erfolgreiche Auslösung durch die Hauptschutzfunktion

Die Überstromfunktion **und** ein von der Hauptschutzfunktion ausgehendes Anregungssignal regen das Zeitglied t_1 an. Der Leistungsschalter unterbricht vor Ablauf dieser Zeitspanne erfolgreich den Kurzschlussstrom, und die Überstromfunktion wird zurückgesetzt. **Reserve-Auslösebefehl wird nicht erzeugt** (SVS t_1).

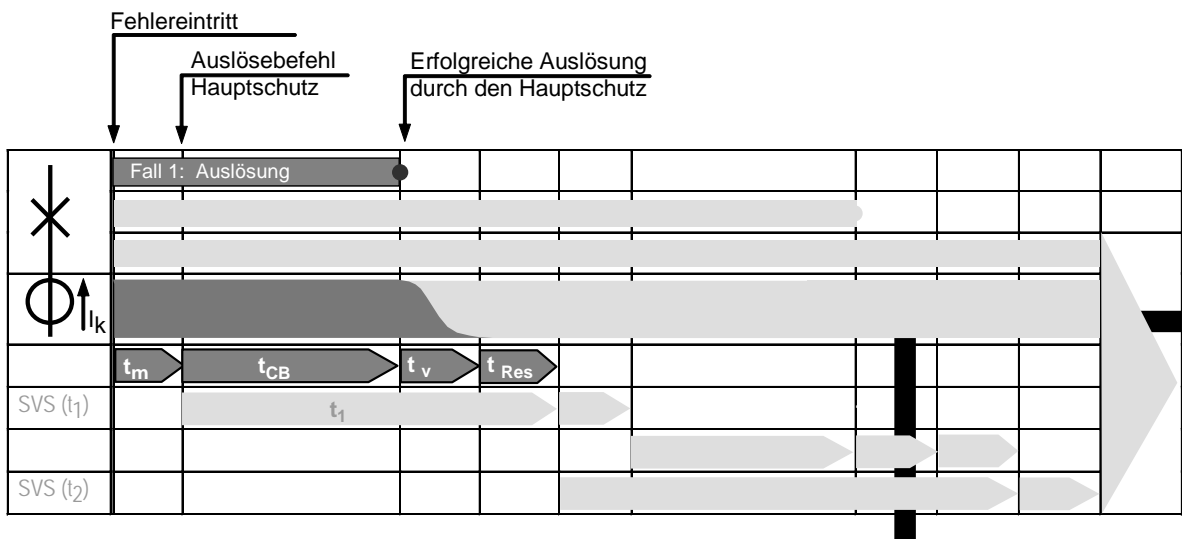


Abbildung 43 Auslösung Leistungsschalter im Fall 1

9.2.2 Fall 2: Reserve-Auslösung durch SVS

Die Überstromfunktion **und** ein von der Hauptschutzfunktion ausgehendes Anregungssignal regen das Zeitglied t_1 an. Auf dem Leistungsschalter tritt ein Fehler auf, die Auslösung schlägt fehl, und die Überstromfunktion wird nicht zurückgesetzt. Nach Ablauf der für Zeitglied t_1 eingestellten Zeit und der internen Verarbeitungszeit t_{a1} erfolgt ein zweiter Auslöseversuch des Leistungsschalters, der diesen vor Ablauf der für Zeitglied t_2 eingestellten Zeit erfolgreich auslöst. Die Stromfunktion wird zurückgesetzt. **Es erfolgt keine Mitnahmeauslösung der umliegenden Leistungsschalter** (SVS t_2).

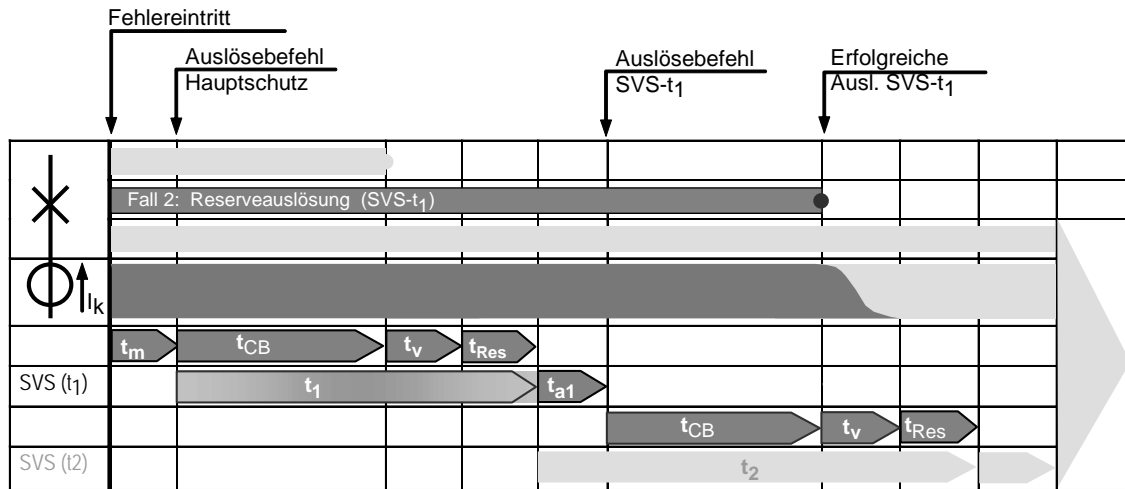


Abbildung 44 Auslösung Leistungsschalter im Fall 2

9.2.3 Fall 3: Mitnahmeauslösung der umliegenden Leistungsschalter durch SVS

Die Überstromfunktion **und** ein von der Hauptschutzfunktion ausgehendes Anregungssignal regen das Zeitglied t_1 an. Auf dem Leistungsschalter tritt ein Fehler auf, sowohl die Auslösung als auch die Reserve-Auslösung schlagen fehl, und die Überstromfunktion wird nicht zurückgesetzt. Nach Ablauf der für die Zeitglieder t_1 und t_2 eingestellten Zeiten und der internen Verarbeitungszeit t_{a2} erfolgt die Mitnahmeauslösung der umliegenden Leistungsschalter, um den Fehler zu isolieren.

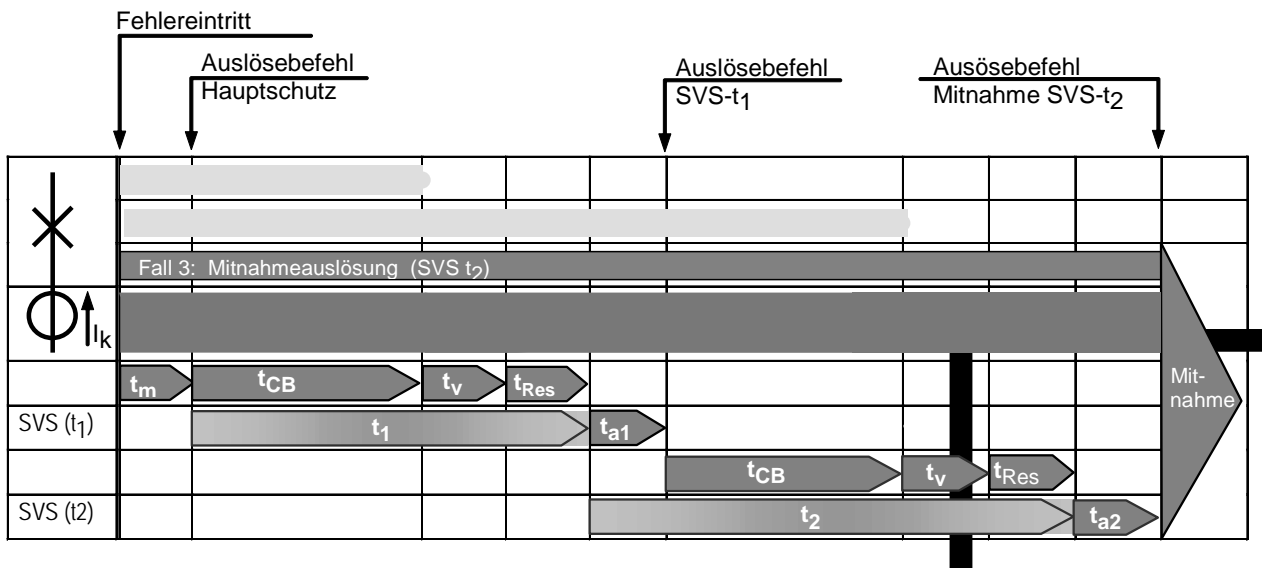


Abbildung 45 Mitnahmeauslösung Leistungsschalter im Fall 3

Die Fern-Auslösung der Gegenseite der Leitung kann so konfiguriert werden, dass sie entweder nach Ablauf der für t₁ oder der für t₂ eingestellten Zeit erfolgt. Die Einstellungen der Zeitglieder t₁ und t₂ können entsprechend der Beispiele für Fall 1 und Fall 2 bestimmt werden.

9.2.4 Einstellung Zeitglied t₁

Um einen zu frühen Auslösebefehl durch den SVS zu vermeiden, muss der Mindestwert für Zeitglied t₁ höher als der Wert sein, der sich aus der für eine erfolgreiche Auslösung der Hauptschutzfunktion notwendigen maximalen Zeit und der maximalen Rückfallzeit der Überstromfunktion ergibt.

$$t_1 > t_{CB} + t_v + t_{margin}$$

Der Mindestwert für t₁ für eine Schalteröffnungszeit (t_{CB}) von 40 ms läge also bei:

$$t_1 > 40\text{ms} + 19\text{ms} + 20\text{ms} = 79\text{ms}$$

9.2.5 Einstellung Zeitglied t₂

Um im Fall einer erfolgreichen Reserve-Auslösung nach Ablauf von t₁ das Risiko einer verfrühten Mitnahmeauslösung der umliegenden Leistungsschalter durch den SVS zu vermeiden, muss der Mindestwert für Zeitglied t₂ höher als der Wert sein, der sich aus der für eine Reserve-Auslösung notwendigen maximalen Zeit und der maximalen Rückfallzeit der Überstromfunktion ergibt.

$$t_2 > t_{CB} + (t_{a1} + t_v) + t_{margin}$$

Der Mindestwert für t_1 für eine Schalteröffnungszeit (t_{CB}) von 40 ms läge also bei:

$$t_2 > 40\text{ms} + 33\text{ms} + 20\text{ms} = 93\text{ms}$$



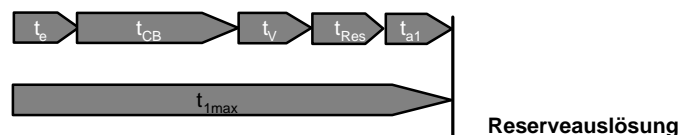
Der ordnungsgemäße Betrieb des SVS kann nur gewährleistet werden, wenn die oben genannten Richtlinien für die Mindesteinstellungen der Schalterversager-Zeitglieder genau befolgt werden.

Die maximale Auslösezeit kann auf Grundlage der Einstellungen für t_1 und t_2 , der empfohlenen Sicherheitstoleranz und der internen Verarbeitungszeit berechnet werden.

9.2.6

Maximale Reserve-Auslösezeit t_{1max}

(bei Mindesteinstellwert für t_1)



$$t_{1max} = t_{CB} + (t_e + t_{a1}) + t_v + t_{margin}$$

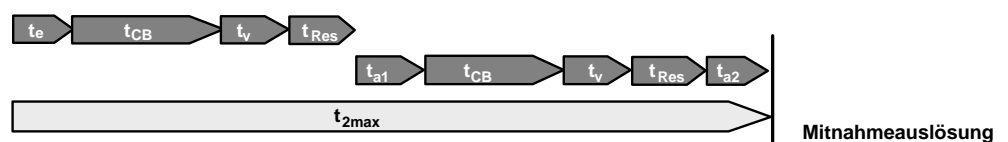
Der Höchstwert für die Reserve-Auslösezeit für eine Schalteröffnungszeit (t_{CB}) von 40 ms läge also bei:

$$t_{1max} = 40\text{ms} + 24\text{ms} + 19\text{ms} + 20\text{ms} = 103\text{ms}$$

9.2.7

Maximale Mitnahmeauslösezeit t_{2max}

(bei Mindesteinstellwerten für t_1 und t_2)



$$t_{2max} = (t_e + t_{a1} + t_{a2}) + 2 * (t_{CB} + t_v + t_{margin})$$

Der Höchstwert für die Mitnahmeauslösezeit für eine Schalteröffnungszeit (t_{CB}) von 40 ms läge also bei:

$$t_{2max} = 46ms + 2 \cdot (40ms + 19ms + 20ms) = 204ms$$

9.3 Logik-Typ

Die interne SVS-Logik kann für spezielle Anwendungen verändert werden. Das hier beschriebene SVS-Verfahren entspricht Logik-Typ 1.

Alternative Logiken sind:

2. Für spezielle Anwendungen reserviert, eine Beschreibung ist nicht verfügbar.
3. Der SVS kann zudem mithilfe von Auslösesignalen des Überstrom-Zeitschutzes und des Schalterpoldiskrepanz-Schutzes angeregt werden. Ansonsten entspricht der Logik-Typ 3 dem Logik-Typ 1.
4. Die Signale „13760_Anregung SVS L1L2L3_5“ und „13765_Anregung SVS L1L2L3_6“ leiten unabhängig von den für SVS- t_2 gewählten Einstellungen die Mitnahmeauslösung nach Ablauf von SVS- t_1 ein. Ansonsten entspricht der Logik-Typ 4 dem Logik-Typ 1.

9.4 SVS-L0-System

Bei Anlagen, die über eine Umgehungsschiene verfügen ändert sich das Verhalten bei aktiviertem SVS-L0-System im Vergleich zum Phasensystem nicht.

Das Verhalten der Auslöseumleitung ändert sich nicht.

9.4.1 Stromeinstellung SVS-L0



Der Stromeinstellwert des SVS-L0-Systems kann deutlich unter dem Betriebsstrom liegen. Wenn ein gemessener Nullstrom den Einstellwert überschreitet, während die L0-Anregung nach dem Ablauf von Zeitspanne t_1 aktiv ist, gibt das SVS-L0-System eine dreiphasige Auslösung aus.

Es gibt drei verschiedene Wege, um einen Nullstrom $3I_0$ für das SVS-L0-System zu erhalten:

- Die Verwendung eines Kabelumbauwandlers
Diese Option wird bevorzugt, da sie die höchste Empfindlichkeit gewährleistet und die geringste Messfehleranfälligkeit hinsichtlich der Stromwandler-Sättigung aufweist.
- Holmgreen-Schaltung der Phasen-Stromwandler
Diese Option liefert eine geringere Empfindlichkeit, da sich hier sämtliche Messfehler aller drei Stromwandler aufsummieren. Die Sättigung eines oder

mehrerer Stromwandler kann zu einem virtuellen Nullstrom führen, der nicht dem tatsächlichen Stromfluss im Primärsystem entspricht.

- Berechnung durch interne Summierung der Phasenströme
Diese Option gleicht der Holmgreen-Schaltung und ähnelt ihr hinsichtlich der Empfindlichkeit und den möglichen Messfehlern. Numerische Ungenauigkeiten können zu weiteren Fehlern führen.

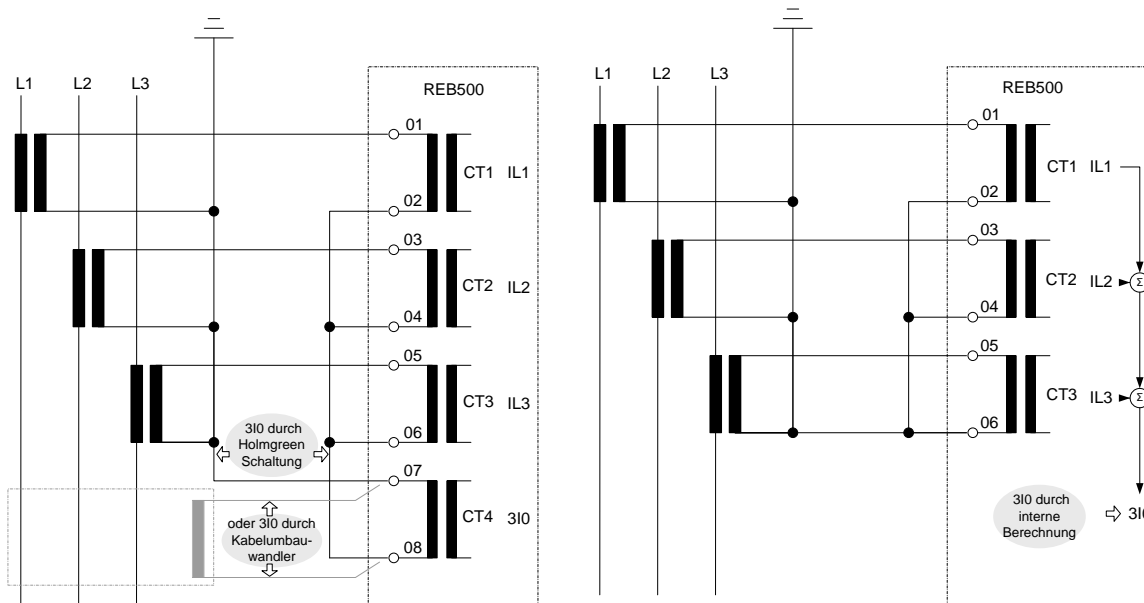


Abbildung 46 Verbindungsmöglichkeiten zur Nullstrombildung 3I0



Ein durch die Sättigung eines Stromwandler oder mehrerer Stromwandler, einen offenen Stromwandler-Schaltkreis oder Stromwandler- Ungenauigkeiten hervorgerufener Fehlerstrom kann die Ansprechwerte des L0-Systems übersteigen! In Verbindung mit einem aktiven L0-Anregungseingang gibt das SVS-L0-System in solchen Fällen nach Ablauf von Zeitspanne t_1 einen Befehl zur dreiphasigen Auslösung aus. Auf die Stabilität der logischen Anregungssignale der Schutzfunktionen und Geräte ist besonders zu achten!

Verschiedene physikalische Szenarien jenseits des Einflussbereichs des SVS-L0-Systems können zu fehlerhaften Messungen des Nullsystemstroms führen. Dabei sind die folgenden Hauptprobleme vorhanden:

9.4.1.1 Durch Stromwandler-Sättigung hervorgerufener Nullstrom I_0

Wenn ein oder mehrere Stromwandler gesättigt sind, führt die Summierung der drei Phasenströme nicht zu einer korrekten Darstellung des Fehlerstroms im Primärsystem:

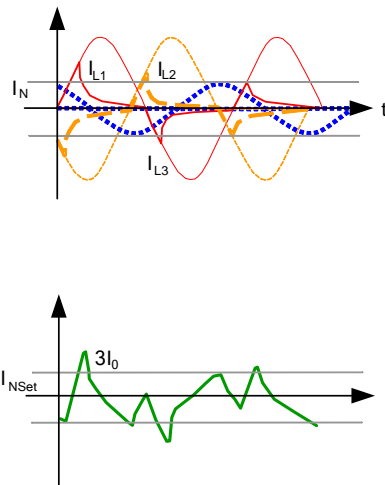


Abbildung 46 I_0 im Fall von Stromwandler-Sättigung

9.4.1.2 Durch offenen Stromwandler-Kreis hervorgerufener Nullstrom I_0

Wenn die Verbindung zu einem Stromwandler unterbrochen wird, ist die FE nicht in der Lage, den Phasenstrom zu messen, und die Summierung der Phasenströme führt zu einem fehlerhaften Nullstrom. In einer symmetrischen Lastsituation gleicht der errechnete Stromwert der fehlenden Phase:

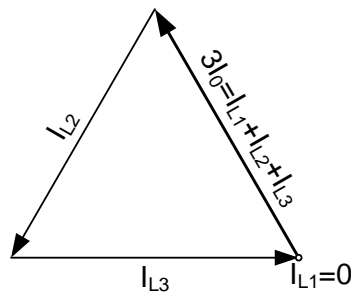
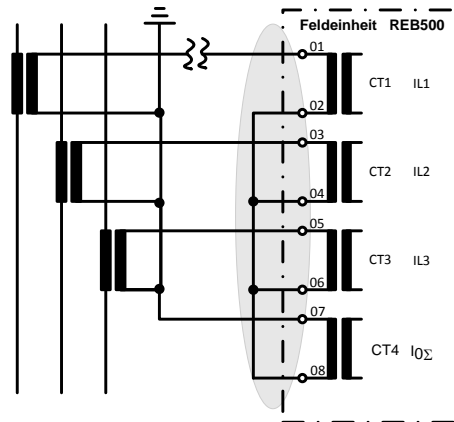


Abbildung 47 I_0 im Fall von offener Stromwandler-Verbindung

9.4.1.3

Stromwandler-Ungenauigkeiten

Die Ungenauigkeit der einzelnen Stromwandler stellt einen weiteren Aspekt dar, welcher bei der Einstellung des SVS-L0-Systems berücksichtigt werden muss. Dieser Aspekt wird durch die Stromwandler-Klasse spezifiziert. In Abhängigkeit von der jeweiligen Stromamplitude tritt dieser Fehler im Schutzsystem als Nullstrom ($3I_0$) auf, der Auslösepegel erreichen kann.



Der Ansprechwert des SVS-L0-System muss über der maximalen Ungenauigkeit des Stromwandler liegen.



Bei Standardeinstellungen werden diese Szenarien weder erfasst noch durch den SVS-Algorithmus berücksichtigt. Die Berücksichtigung solcher Gegebenheiten (Berechnung und Einstellung) liegt in der Verantwortung des Benutzers.



Das Signal „23340_SVS AUSLÖSUNG L0“ ist als Eingang für Feldschutzfunktionen verfügbar. Weitere Maßnahmen zur Sicherstellung einer selektiven Auslösung können durch die logische Freigabe des Auslösesignals mit zusätzlichen Feldschutzfunktionen erreicht werden.

9.4.2 Zeitstaffelung SVS-L0-System

Die Zeitstaffelungseigenschaften des SVS-L0-Systems entsprechen denen des Phasensystems. Für das SVS-Phasensystem und das Nullsystem können unterschiedliche Einstellungen gewählt werden.



Da sich die Zeiteinstellung für Phasenfehler und einfache Erdfehler unterscheiden kann, muss die Zeitstaffelung (und -Einstellung) für das SVS-Phasensystem und das SVS-Nullsystem separat durchgeführt werden.

Im Normalfall ist es nicht notwendig, das Zeitglied t_{1-L0} auf einen geringeren Wert als das Zeitglied t_1 einzustellen, daher wird diese Einstellung nicht empfohlen. Abweichungen von dieser Richtlinie müssen durch eine detaillierte Berechnung der Einstellungen verifiziert werden.

9.5 Externe Anregung SVS

Die Zeitglieder des SVS der Überstromfunktion und den Hauptschutzeingängen über einen externen Eingang angeregt werden.



Aus Sicherheitsgründen sollte ein Hilfsarbeitskontakt des Leistungsschalters mit dem an diesen Eingang verbundenen externen Steuersignal in Reihe geschaltet sein.

9.6 SVS-Einstellung „Aktiv bei LS aus“

Der Schaltversagerschutz beinhaltet die Einstellung „Aktiv bei LS aus“. Wenn diese Einstellung aktiviert ist, werden die Zeitglieder t_1 und t_2 unabhängig von der Leistungsschalterstellung angeregt (dies ist die Standard-Werkskonfiguration).

Wenn die Einstellung „Aktiv bei LS aus“ deaktiviert ist, werden die Zeitglieder t_1 und t_2 bei ausgeschaltetem Leistungsschalter nicht angeregt, d. h. die Funktion „Schaltversagerschutz“ ist deaktiviert.



Die Einstellung „Aktiv bei LS aus“ wird während der Projektierung durch ABB konfiguriert und kann danach nicht verändert werden. Die Einstellung zur Deaktivierung der Schaltversagerfunktion bei ausgeschaltetem Leistungsschalter muss während der erstmaligen Projektierung des Systems vorgenommen werden.

Abschnitt 10 Zusätzliche Schutzfunktionen

10.1 Freigabe von Auslösebefehlen

10.1.1 Beispiel 1: Durch externes Unterspannungsrelais freigegebene SSS-Auslösung

10.1.1.1 Problem

In einem direkt geerdeten Netz muss die Auslösung durch den SSS mithilfe eines externen Unterspannungskriteriums verriegelt werden. Dementsprechend verfügt jede Schutzzone über einen Spannungswandler und eine Unterspannungsfunktion.

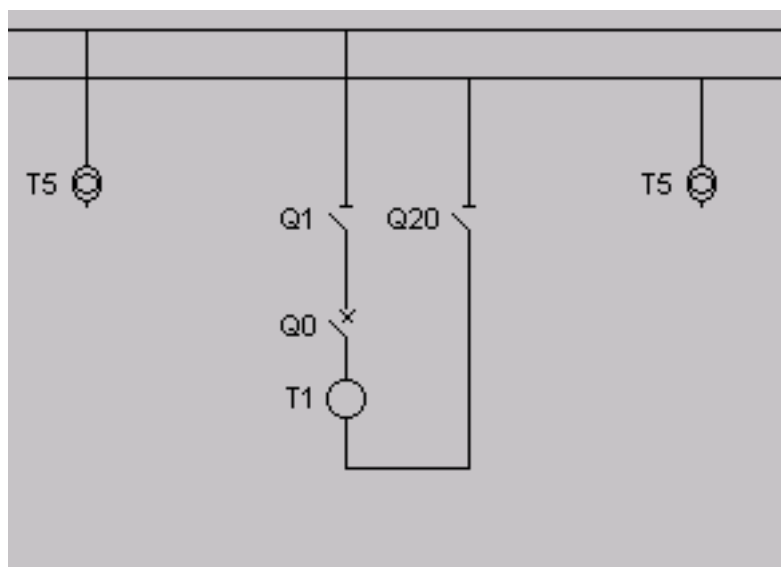


Abbildung 48 Beispiele 1, 3 und 5: SSS freigeben

10.1.1.2 Lösung

Die von den externen Unterspannungsrelais ausgehenden Freigabesignale sind mit dem entsprechenden Eingangssignal „31805_Ext. Freigabe SS-Zone“ verbunden.

Auslösebedingung	Freigabe-Kriterien				Freigabe der dazugehörigen Feld-Funktion
	nur U	nur externe Freigabe SS	U UND externe Freigabe SS	U ODER externe Freigabe SS	
SSS_L1L2L3	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
SSS_L0	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
SVS	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="checkbox"/>
EFS	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="checkbox"/>
UMZ	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
SPD	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
Ext_Aus_SS_Zone (ZE)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
Ext_Aus_SS_Zone (FE)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
Ext. Auslösung	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="checkbox"/>

Auswahl zurücksetzen

OK Anwenden Wiederherstellen Abbrechen

Abbildung 49 Einstellungen Beispiel 1

10.1.1.3

Ergebnis

Wenn ein Fehler auf einem Sammelschienenabschnitt (z. B. SS1) auftritt, löst die Sammelschienen Schutzfunktion für SS1 aus, jedoch muss das Auslösesignal auf das Freigabesignal für SS1 warten. Ein Fehler auf einem Sammelschienenabschnitt verursacht normalerweise einen Spannungseinbruch, welcher durch das externe Unterspannungsrelais für SS1 erfasst wird. Daher löst das Unterspannungsrelais ebenfalls das aus und überträgt das Freigabesignal an den REB500. Der REB500 löst daraufhin sämtliche mit Sammelschienenabschnitt 1 verbundenen Abzweige aus.

10.1.2

Beispiel 2: Durch interne Unterspannungsfunktion freigegebene EFS-Auslösung

10.1.2.1

Problem

In einem direkt geerdeten Netz muss die Fernauslösung durch den EFS mithilfe der internen Unterspannungsfunktion verriegelt werden.

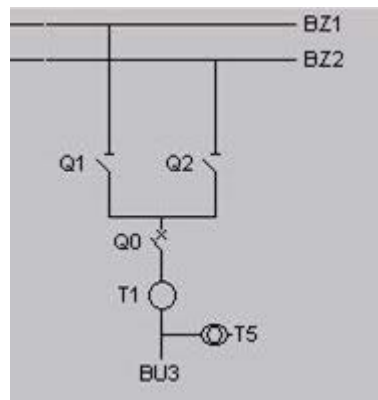


Abbildung 50 Beispiel 2:EFS freigeben

10.1.2.2

Lösung

The screenshot shows a software window titled 'Spannung/externe Freigabe'. It contains a table for configuring release criteria. The table has five columns: 'Auslösebedingung', 'nur U', 'nur externe Freigabe SS', 'U UND externe Freigabe SS', 'U ODER externe Freigabe SS', and 'Freigabe der dazugehörigen Feld-Funktion'. The 'EFS' row has the 'U UND externe Freigabe SS' column selected with a radio button, and the 'Freigabe der dazugehörigen Feld-Funktion' column has a checked checkbox. Other rows like 'SSS_L1L2L3', 'SSS_L0', 'SVS', 'UMZ', 'SPD', 'Ext. Auslösung', etc., have unselected radio buttons and unchecked checkboxes. At the bottom of the window are buttons for 'OK', 'Anwenden', 'Wiederherstellen', and 'Abbrechen', along with an 'Auswahl zurücksetzen' button.

Auslösebedingung	Freigabe-Kriterien				Freigabe der dazugehörigen Feld-Funktion
	nur U	nur externe Freigabe SS	U UND externe Freigabe SS	U ODER externe Freigabe SS	
SSS_L1L2L3	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
SSS_L0	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
SVS	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="checkbox"/>
EFS	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
UMZ	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
SPD	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
Ext. Aus. SS_Zone (ZE)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
Ext. Aus. SS_Zone (FE)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
Ext. Auslösung	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="checkbox"/>

Abbildung 51 Einstellungen Beispiel 2

10.1.2.3

Ergebnis

Ein Fehler, der zwischen einem ausgeschalteten Leistungsschalter und den Stromwandlern auftritt (Endfehler), verursacht normalerweise einen Spannungseinbruch, welcher durch die interne Unterspannungsfunktion erfasst wird. Daher löst die Unterspannungsfunktion ebenfalls aus und überträgt das Freigabesignal an die EFS-Funktion innerhalb derselben Feldeinheit. Diese sendet einen Fernauslösungsbefehl an den Schutz auf der Gegenseite der Leitung.

10.1.3 Beispiel 3: Durch interne Unterspannungsfunktion freigegebene SSS-Auslösung

10.1.3.1 Problem

In einem direkt geerdeten Netz muss die Auslösung durch den SSS mithilfe des internen Unterspannungskriteriums verriegelt werden. Dementsprechend verfügt jede Schutzzone über einen Spannungswandler und eine Unterspannungsfunktion.

10.1.3.2 Lösung

Auslösebedingung	Freigabe-Kriterien				Freigabe der dazugehörigen Feld-Funktion
	nur U	nur externe Freigabe SS	U UND externe Freigabe SS	U ODER externe Freigabe SS	
SSS_L1L2L3	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
SSS_LO	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>	
SVS	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="checkbox"/>
EFS	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="checkbox"/>
UMZ	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	
SPD	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	
Ext_Aus_SS_Zone (ZE)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
Ext_Aus_SS_Zone (FE)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	
Ext. Auslösung	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="checkbox"/>

Abbildung 52 Einstellungen Beispiele 3 und 4

10.1.3.3 Ergebnis

Wenn ein Fehler auf einem Sammelschienenabschnitt (z. B. SS1) auftritt, löst die Sammelschienen Schutzfunktion für SS1 aus. Ein Fehler auf einem Sammelschienenabschnitt verursacht normalerweise einen Spannungseinbruch, welcher durch die interne Unterspannungsfunktion für SS1 erfasst wird. Daher löst die Unterspannungsfunktion ebenfalls aus und sendet ein Signal zur Auslösefreigabe von SS1. Der REB500 löst daraufhin sämtliche mit Sammelschienenabschnitt 1 verbundenen Abzweige aus.

10.1.4 Beispiel 4: Durch interne Unterspannungsfunktion freigegebene EFS-Auslösung ohne Spannungswandler auf den Sammelschienen

10.1.4.1 Problem

In einem direkt geerdeten Netz muss die Auslösung durch den SSS mithilfe des internen Unterspannungskriteriums verriegelt werden, jedoch sind keine Spannungswandler zur Spannungsmessung an den Sammelschienen vorhanden.

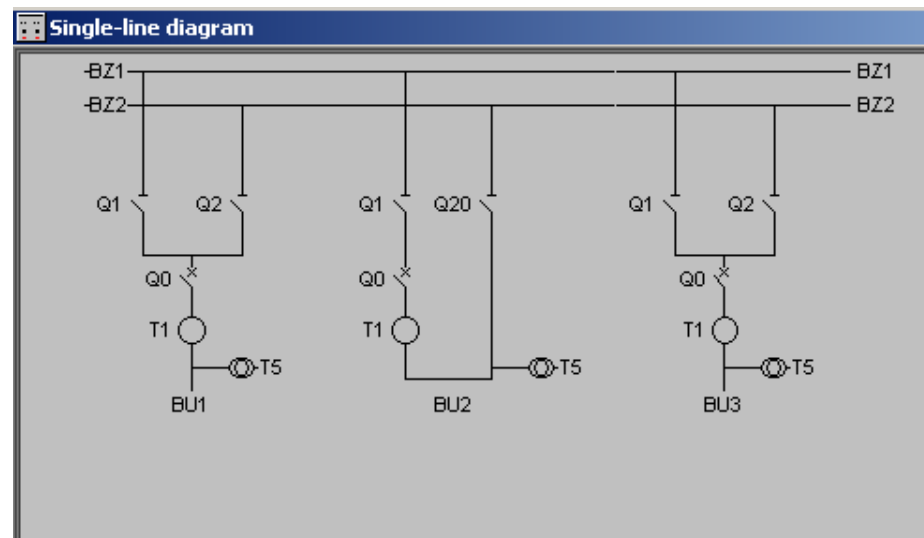


Abbildung 53 Beispiel 4: Auslösefreigabe durch SSS-Funktion ohne Spannungswandler auf den Sammelschienen

10.1.4.2 Lösung

Die Einstellungen entsprechen den in Beispiel 3 beschriebenen Werten.

REB500 bewertet sämtliche den jeweiligen Schutzzonen zugeordneten Spannungswandler (siehe Technisches Handbuch). Die Zuordnung wird mithilfe der Mitnahmelogiken durchgeführt, d. h. sie ist von den Status der Trenner abhängig. Die Auslösefreigabe erfolgt nur dann, wenn von allen der jeweiligen Schutzzone zugeordneten Spannungsfunktionen ein Freigabesignal ausgeht (UND-Verknüpfung).

Das bedeutet, dass eine Überspannungsfunktion die Auslösung der jeweiligen Schutzzone nicht freigeben kann, wenn es entweder aufgrund eines ausgelösten

Leitungsschutzschalters (MCB) oder eines offenen Stromkreises zu einer Spannungsunterbrechung kommt.

Das bedeutet, dass eine Unterspannungsfunktion die Auslösung der jeweiligen Schutzzone freigibt, wenn es entweder aufgrund eines ausgelösten MCB oder eines offenen Stromkreises zu einer Spannungsunterbrechung kommt. Da allerdings die restlichen der Schutzzone zugeordneten Unterspannungsfunktionen ebenfalls ausgewertet werden, verhindern diese eine Auslösung.



Eine Unterbrechung des Spannungswandlerkreises kann bei einer Unterspannungsfunktion durch die Überwachung des Ausgangssignals „28805_Spannungskriterium“ der Feldeinheit oder des Ausgangssignals „48805_Spannungskriterium“ der Zentraleinheit erfasst werden.



Durch die Aktivierung des Eingangssignals „18205_SicherungsüberwachungUS“ kann ein ausgelöster MCB so konfiguriert werden, dass die Auslösung der entsprechenden Schutzzone durch die Unterspannungsfunktion freigegeben wird.

REB500 kann dadurch die Spannung von den Sammelschienen ableiten, selbst wenn keine Spannungswandler zur direkten Messung vorhanden sind. Die Auslösung einer Schutzzone ohne zugeordnete Spannungswandler (z. B. wenn sämtliche Trenner ausgeschaltet sind) wird durch die Spannungsfunktion freigegeben.

10.1.4.3

Ergebnis

Wenn ein Fehler auf einem Sammelschienenabschnitt (z. B. SS1) auftritt, löst die Sammelschienenenschutzfunktion für SS1 aus. Ein Fehler auf einem Sammelschienenabschnitt verursacht normalerweise einen Spannungseinbruch, welcher in diesem Fall durch sämtliche Unterspannungsfunktionen aller SS1 zugeordneten Feldeinheiten erfasst wird. Da das Freigabekriterium für alle diese Funktionen erfüllt ist, erfolgt die Mitnahmeauslösung und SS1 wird durch REB500 getrennt.

10.1.5

Beispiel 5: Durch interne Unterspannungsfunktion freigegebenes SSS-Nulleiter-Messsystem

10.1.5.1

Problem

In Anlagen, in denen der maximale Betriebsstrom einiger Abzweige den minimalen Kurzschlussstrom der Schutzzone überschreiten kann (z. B. einfacher Erdschluss in Impedanz-geerdeten Netzen), kann ein unterbrochener

Stromwandler-Schaltkreis einen Differenzstrom verursachen, der den Einstellwert der Stromvergleichsfunktion überschreitet.

10.1.5.2 Lösung

Um dem vorzubeugen, kann die interne REB500-Unterspannungsfunktion als zusätzliches Nullstromkriterium der SSS-Funktion konfiguriert werden.

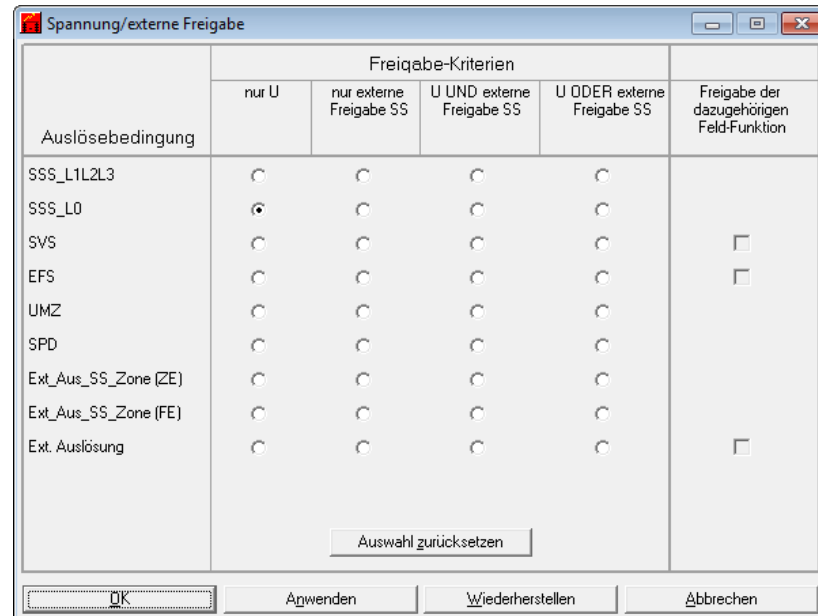


Abbildung 54 Einstellungen Beispiel 5

10.1.5.3 Ergebnis

Wenn ein einfacher Erdschluss auf einem Sammelschienenabschnitt (z. B. SS1) auftritt, löst das Nulleiter-Messsystem für SS1 aus. Ein einfacher Erdschluss auf einem Sammelschienenabschnitt verursacht normalerweise einen Spannungseinbruch, welcher durch die interne Unterspannungsfunktion für SS1 erfasst wird. Daraufhin wird SS1 durch REB500 getrennt.

Abschnitt 11 1½-Schalersysteme und Duplexanlagen

Dieser Abschnitt erläutert die Anwendung der Sammelschienen-, Schalterversager- und Endfehler-Schutzfunktionen in 1½-Schalersystemen und Duplexanlagen. Die Beschreibung erfolgt anhand typischer Anlagenkonfigurationen.

1½-Schalersysteme können in die folgenden fünf Hauptgruppen (Ausführung 1 bis 5), die im Hinblick auf ihre Abgrenzung separat zu betrachten sind, und eine Ausführung zur Anwendung von REB500 für Duplexanlagen unterteilt werden:

1. 1½-Schalersystem mit 3 Stromwandler je Diameter
2. 1½-Schalersystem mit 6 Stromwandler je Diameter
3. 1½-Schalersystem mit 5 Stromwandler je Diameter
4. 1½-Schalersystem mit 8 Stromwandler je Diameter
5. 1½-Schalersystem nur mit SSS
6. Duplexanlagen

In Table 7 werden die Eigenschaften dieser 6 Ausführungen aufgelistet (* zeigt an, dass die jeweilige Eigenschaft für REB500 nicht relevant ist).

Tabelle 7 1½-Schalersystem-Gruppen und Duplexanlagen

Eigenschaft	1	2	3	4	5	6
Anzahl Stromwandler	3	6	5	8	*	2
Anzahl REB500-FE	3	3	5	8	2	2
Anzahl REB500-SVS-Funktionen	3	3	3	3	0	2
Anzahl REB500-EFS-Funktionen	3	0	3	0	0	2
Anzahl durch REB500 geschützte T-Zonen	1	1	2	2	0	2
Anzahl Feldschutzgeräte (LP, TP)	2	2	2	2	*	2
Häufigkeit	hoch	hoch	mittel	niedrig	mittel	niedrig

Ein Vorteil von REB500 bei 1½-Schalersystemen besteht darin, dass die sogenannte T-Zone vollständig geschützt wird.

Bei der T-Zone handelt es sich um den Abschnitt der Sammelschiene zwischen den Stromwandlern einschließlich dem Leitungs-T-Stück und dem ausgeschalteten Leitungstrenner. Die Feldschutzfunktion (Distanzschutz) kann Fehler innerhalb dieser Zone nicht korrekt erfassen, da die falsche Spannung gemessen wird (ausgeschalteter Leitungstrenner).

Dieser Abschnitt wird normalerweise durch eine im Leitungsschutz integrierte Überstromfunktion geschützt. Diese reagiert allerdings auf Stromwandler-Sättigung bei durchgehenden Kurzschlüssen (z. B. Kurzschluss auf der Sammelschiene) und kann daher zu Fehlauflösungen führen.

Zum Schutz dieser Zone werden daher die REB500-Funktionen „stabilisierter Differenzstromschutz“ und „Phasenvergleich“ genutzt. Der entsprechende Algorithmus arbeitet in Abgrenzung von eventuell auftretenden Stromwandler-Sättigungen.

Sammelschienenschutzsysteme werden im Allgemeinen genutzt, um einen abgegrenzten Schutz der Hauptsammelschienen zu gewährleisten. Zusätzlich dazu ist REB500 ebenfalls in der Lage, die T-Zone eines 1½-Schalersystems wirksam zu schützen, indem das System ein Abbild der gesamten Anlagentopologie mit bis zu 32 unabhängigen Schutzzonen erstellt, von denen jede durch die Sammelschienenschutz-Algorithmen verarbeitet wird (stabilisierter Differenzstromschutz und Phasenvergleichsschutz).

Damit REB500 die T-Zonen schützen kann, müssen sämtliche Komponenten des 1½-Schalersystems im Abbild der Anlage enthalten sein (Leistungsschalter, Stromwandler und Leitungstrenner).

Dies gilt ebenso für die Anwendung der Schalterversager- und Endfehlerfunktionen.

Die korrekte Funktion des T-Zonen-Schutzes kann nur dann gewährleistet werden, wenn das Abbild der Anlage die Messung (des stabilisierten Differenzstromschutzes und Phasenvergleichs) an den korrekten Messpunkten vornimmt und nach dem Feststellen eines internen Fehlers (beide Schalter begrenzen die T-Zone) die richtigen Schalter per Mitnahmeschaltung auslöst.

Die Schalterversager- und Endfehlerfunktionen nutzen das REB500-Abbild der Anlage, um die korrekten Schalter per Mitnahmeschaltung auszulösen bzw. den korrekten Schalter auf der Gegenseite per Übertragung auszulösen (Auslösesignal zur Gegenseite der Leitung, d. h. Signal „21115_FERN-AUSLÖSUNG“).

In umgekehrter Richtung werden die von der gegenüberliegenden Leitungsseite abgehenden Übertragungs-Auslösesignale an die Feldeinheiten der entsprechenden Abzweige weitergeleitet (Signal „11105_Ext. AUS“). Ein aktives Eingangssignal „Externe Auslösung“ löst die Leistungsschalter, welche die T-Zone begrenzen, über die REB500-Auslösekontakte aus und regt die entsprechende Schalterversagerfunktion an.

In den folgenden Erläuterungen und Abbildungen werden die Abkürzungen „LP“ für Leitungsschutz (line protection, z. B. Distanzschutz) und „TP“ für Transformatorschutz (transformer protection, z. B. Differentialschutz) genutzt.

11.1 1½-Schaltersystem mit 3 Stromwandler pro Diameter

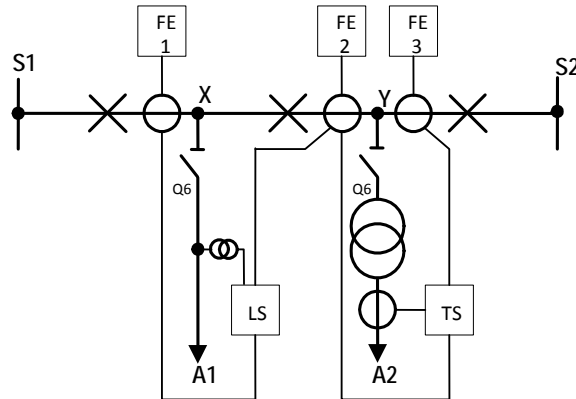


Abbildung 55 T-Zonen-Schutz, Ausführung 1

11.1.1 T-Zonen-Schutz mit eingeschaltetem Trenner Q6

Bei eingeschaltetem Leitungstrenner Q6 werden Fehler innerhalb der T-Zonen (X und Y) durch den Abzweigschutz (Leitungsschutz oder Transformatorschutz) erfasst und ausgelöst. Die T-Zonen werden als Bestandteil des Leitungs- oder Transformatorabzweigs eingestuft.

11.1.2 T-Zonen-Schutz mit ausgeschaltetem Trenner Q6

11.1.2.1 Leitung

Wenn sich der Spannungswandler auf A1 auf der Leitungsseite des Trenners Q6 befindet, ist die Distanzschutzfunktion bei ausgeschaltetem Trenner Q6 nicht in der Lage, die T-Zone (X) zu schützen, da die für die Messung benötigte Spannung entweder fehlt oder falsch ist.

In herkömmlichen Systemen wird die T-Zone mithilfe einer durch die Trennerstellungsmeldung Q6 aktivierten Überstromfunktion geschützt.

In Anlagen, die mit REB500 ausgestattet sind, kann der Schutz der T-Zone durch REB500 übernommen werden. Zu diesem Zweck wird die Stellungsmeldung des Trenners Q6 mit der Feldeinheit (FE1) verbunden. Wenn der Trenner ausgeschaltet ist, wird ein speziell für die T-Zone (X) eingerichtetes Messsystem im REB500 aktiviert. Die Messung basiert wie im Fall der Hauptsammelschienen auf den Algorithmen des stabilisierten Differenzstromschutzes und des Phasenvergleichs-Sammelschienenschutzes, die dem Überstromschutz aufgrund ihres deutlich stabileren Verhaltens bei durchgehenden Kurzschlüssen mit Stromwandler-Sättigung vorzuziehen sind.

11.1.2.2 Transformatorabzweig

Der Schutz des Transformatorabzweigs wird normalerweise mithilfe eines Differentialschutzes verwirklicht, das die T-Zone auch bei ausgeschaltetem Trenner Q6 schützt. Es ist daher nicht notwendig, das Zustandssignal von Trenner Q6 mit REB500 zu verbinden.

Jeder Diameter in Ausführung 1 verfügt über drei Stromwandler. Diese Anordnung hat zur Folge, dass sich die Schutzzonen im Verhältnis zu den Leistungsschaltern nicht überlappen können und die drei ungeschützten Abschnitte („short zones“) zwischen den Leistungsschaltern und den entsprechenden Stromwandlern durch eine optionale Endfehlerfunktion in jeder der Feldeinheiten FE1 bis FE3 geschützt werden müssen.

11.2 1½-Schaltersystem mit 6 Stromwandlern pro Diameter

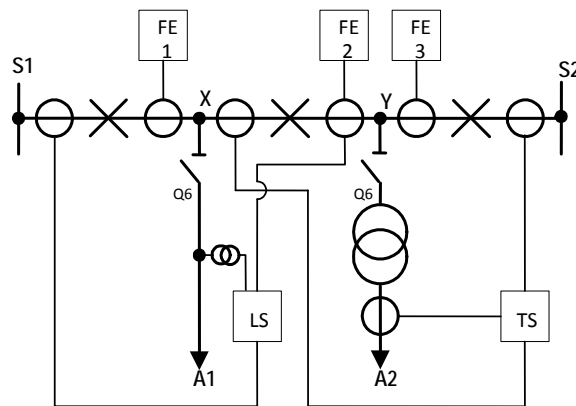


Abbildung 56 T-Zonen-Schutz, Ausführung 2

Für Ausführung 2 gelten dieselben Bedingungen und Voraussetzungen wie für Ausführung 1. Dies gilt nicht für die Endfehlerfunktion. Da jeder Diameter über 6 Stromwandler verfügt, können die Schutzzonen so angeordnet werden, dass aufgrund der Überlappung der Zonen kein Endfehlerschutz erforderlich ist.

11.3 1½-Schaltersystem mit 5 Stromwandler pro Diameter

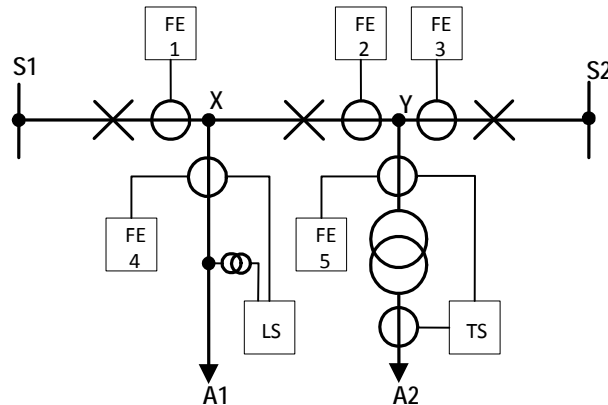


Abbildung 57 T-Zonen-Schutz, Ausführung 3

Aufgrund der zusätzlichen Stromwandler der Abzweige kann eine klare Abgrenzung zwischen T-Zone und Leitung einerseits sowie T-Zone und Transformatorabzweig andererseits vorgenommen werden. Die T-Zonen werden unabhängig von der Position der Leitungstrenner zu jeder Zeit geschützt.

In herkömmlichen Systemen werden die T-Zonen normalerweise durch Hochimpedanzsysteme (impedanzstabilisierter Differentialschutz) geschützt, d. h. jede T-Zone verfügt über ihren eigenen Hochimpedanzschutz.

Der Schutz der T-Zonen kann auch für diese Art der Anordnung durch REB500 übernommen werden. Zu diesem Zweck wird für jede T-Zone eine REB500-Feldeinheit installiert, die ebenfalls mit dem Leitungs-Stromwandler bzw. dem Transformatorabzweig-Stromwandler verbunden ist. Die Messung basiert wie im Fall der Hauptsammelschienen auf den Algorithmen des stabilisierten Differenzstromschutzes und des Phasenvergleichs-Sammelschienenschutzes und stellt so den wirksamen Schutz der T-Zonen in allen Betriebsmodi sicher.

Die drei ungeschützten Abschnitte („short zones“) zwischen den Leistungsschaltern und den entsprechenden Stromwandler müssen durch eine optionale Endfehlerfunktion in jeder der Feldeinheiten FE1 bis FE3 geschützt werden.

Bei dieser Anordnung der Primäranlage werden die drei Leistungsschalter und die entsprechenden Stromwandler von REB500 als Kupplungsschalter betrachtet:

- Kupplungsschalter 1 (FE1) Zone (S1) ⇔ Zone (X)
- Kupplungsschalter 2 (FE2) Zone (X) ⇔ Zone (Y)
- Kupplungsschalter 3 (FE3) Zone (Y) ⇔ Zone (S2)

Im Vergleich mit einem herkömmlichen Hochimpedanzsystem bietet REB500 die folgenden Vorteile beim Schutz der T-Zone:

- Anstelle eines kompletten Hochimpedanzsystems ist für jede T-Zone nur eine zusätzliche Feldeinheit erforderlich.
- REB500 stellt im Vergleich zu einem Hochimpedanzsystem niedrigere Anforderungen an die Haupt-Stromwandler.
- Weniger Anschlussverdrahtungen, da Sammelschienen-, Schaltersversager-, Endfehler- und T-Zonen-Schutzfunktionen in derselben Einheit installiert sind.

11.4

1½-Schaltersystem mit 8 Stromwandler pro Diameter

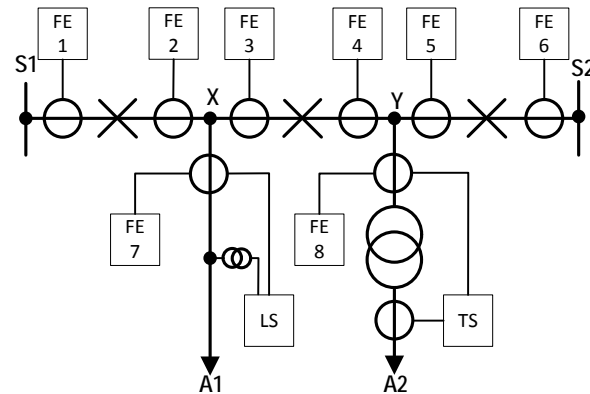


Abbildung 58 T-Zonen-Schutz, Ausführung 4

Für Ausführung 4 gelten dieselben Bedingungen und Voraussetzungen wie für Ausführung 3. Dies gilt nicht für die Endfehlerfunktion.

Die drei zusätzlichen Stromwandler (3 Feldeinheiten) in jedem Diameter erzeugen „Kupplungsschalter“, von denen jeder über zwei Stromwandler-Sätze verfügt. Die Auslösung von Fehlern zwischen den Stromwandler-Sätzen kann durch die Überlappung der Zonen ohne Verzögerung erfolgen.

11.5 1½-Schalersystem nur mit SSS-Funktion

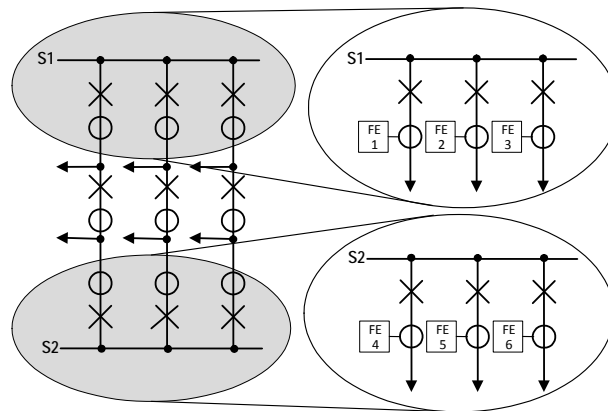


Abbildung 59 T-Zonen-Schutz, Ausführung 5

Wenn REB500 lediglich als Sammelschienenschutz fungiert (d. h. T-Zonen-, Schaltversager- und Endfehler-Schutzfunktionen werden nicht benötigt), wird kein T-Zonen-Abbild im REB500 erstellt. In diesem Fall wird ein 1½-Schalersystem als zwei Einfachschienen angesehen.

Im Allgemeinen werden alle REB500-Feldeinheiten bei dieser Konfigurationsart mit derselben Zentraleinheit verbunden. Folglich gehören die Sammelschienen S1 und S2 zum selben Schutzsystem.

Fallabhängig kann der Benutzer festlegen, dass die Sammelschienen S1 und S2 durch verschiedene Systeme geschützt werden sollen. In solchen Fällen sind zwei Zentraleinheiten erforderlich, und jeder müssen jeweils die Feldeinheiten einer der Sammelschienen zugeordnet werden. Bei einem Systemfehler oder im Wartungsmodus wird so nur eines der beiden Schutzsysteme beeinträchtigt. Der sichere Betrieb der Anlage kann aufrechterhalten werden, indem alle Betriebsstromführenden Abzweige zum sich noch in Betrieb befindlichen Sammelschienensystem umgeleitet werden.

11.6 Duplexanlage

Die Möglichkeit, zusätzlich zu den Hauptsammelschienen auch kleine Sammelschienen-Zusatzabschnitte zu schützen, ist nicht auf die Nutzung von 1½-Schalersystemen beschränkt. Auf Grundlage von Positionen, Stromwandlern und Trennern können komplexe Kupplungsschalter- oder Abzweigkonfigurationen häufig in kleinere Schienenabschnitte aufgeteilt werden. In Figure 60 ist ein entsprechendes Beispiel dargestellt.

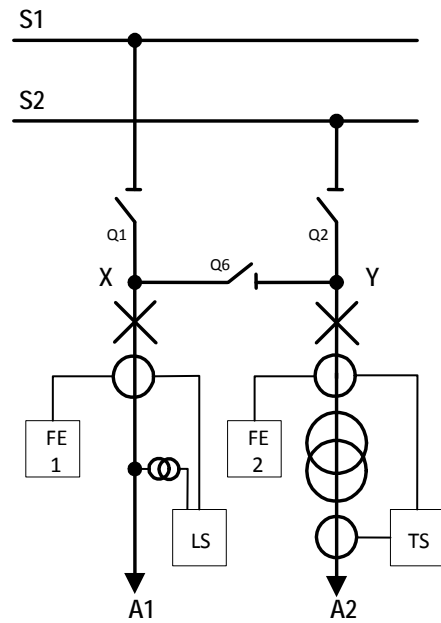


Abbildung 60 Duplexanlage

Im REB500 werden diejenigen Sammelschienenschutz-Messsysteme aktiviert, die die vorherrschenden Betriebsbedingungen (Trennerzustände) wiedergeben.

Tabelle 8 Messsysteme Duplexanlagen

Q1	Q2	Q6	Messsystem 1	Messsystem 2	Messsystem 3
•	•	○	S1//X	S2//Y	
•	•	•	S1//X//Y//S2		
•	○	•	S1//X//Y	S2	
○	•	•	S1	S2//X//Y	
○	○	•	S1	S2	X//Y

Das Symbol „//“ repräsentiert Messsysteme, die von den Trennerstatus abhängig sind. Diese Systeme sind miteinander verbunden und bilden so ein einzelnes Messsystem, z. B. X//Y

Im Betriebsmodus 5 sind die Abzweigtrenner Q1 und Q2 ausgeschaltet, während sich Abzweigtrenner Q6 in eingeschaltetem Zustand befindet. Dadurch entsteht ein einzelnes Messsystem X//Y, welches Zone X-Y abgegrenzt schützt.

11.7

Zuordnung von Feldeinheiten

Die Anzahl der in einer bestimmten Anlage benötigten Feldeinheiten wird in den meisten Fällen entweder durch die Gesamtzahl der Leistungsschalter oder die Gesamtzahl der Stromwandler im REB500-Abbild bestimmt. Dabei ist immer der jeweils höhere Wert ausschlaggebend.

Im Beispiel unten wird die Zuweisung der Felder zu Feldeinheiten auf Grundlage von Ausführung 1 des T-Zonen-Schutzes dargestellt. Die beiden Abzweigfelder, die weder über Leistungsschalter noch Stromwandler verfügen, werden jeweils der Feldeinheit zugeordnet, deren Stromwandler und Leistungsschalter zu der auf ihrer jeweiligen Seite liegenden Sammelschiene führen. Der Leistungsschalter und der Stromwandler im Zentrum werden einer separaten Feldeinheit zugeordnet.

Wenn Stromwandler entweder in den Abzweigen oder auf beiden Seiten des Leistungsschalters vorhanden und im Sammelschienenschutz enthalten sind, erhöht sich die Anzahl der benötigten Feldeinheiten entsprechend dem oben genannten Verhältnis.

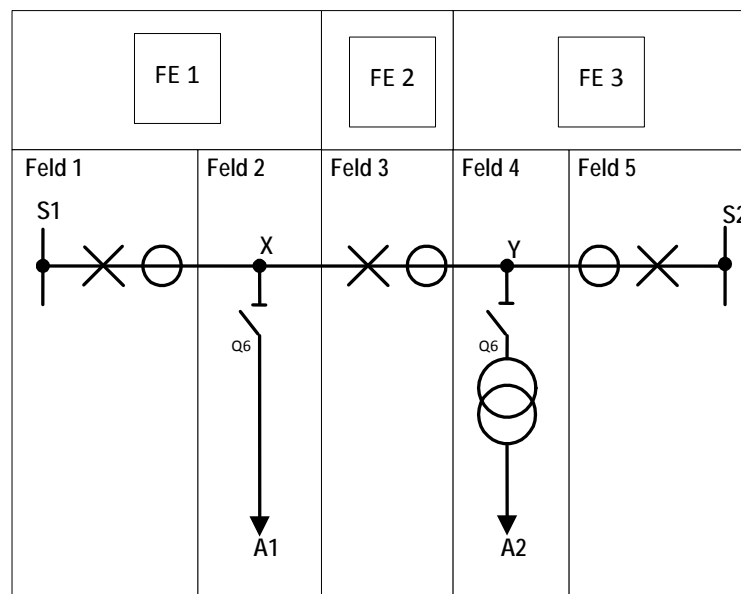


Abbildung 61 Zuordnung von Feldeinheiten

Abschnitt 12 Komplexe Anlagen

In der Realität sind komplexe Kupplungsschalteranordnungen häufig notwendig, um alle Anforderungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Stromversorgung und der Schaltungsanpassung zu erfüllen und so auf wechselnde Betriebsbedingungen reagieren zu können.

12.1 SSS und SVS in Anlagen mit einer Umgehungsschiene

Wenn die Anregung des Schaltersversagerschutzes in FE1 während des Betriebs über die Umgehungsschiene durch ein externes Gerät erfolgt, wird anstelle des Leistungsschalters Q9 die gesamte Sammelschiene 2 ausgelöst.

Dies kann verhindert werden, wenn Leistungsschalter Q9 in FE2 über einen eigenen Stromwandler verfügt und deshalb eine zusätzliche Schutzzone für den Sammelschienenenschutz definiert werden kann.

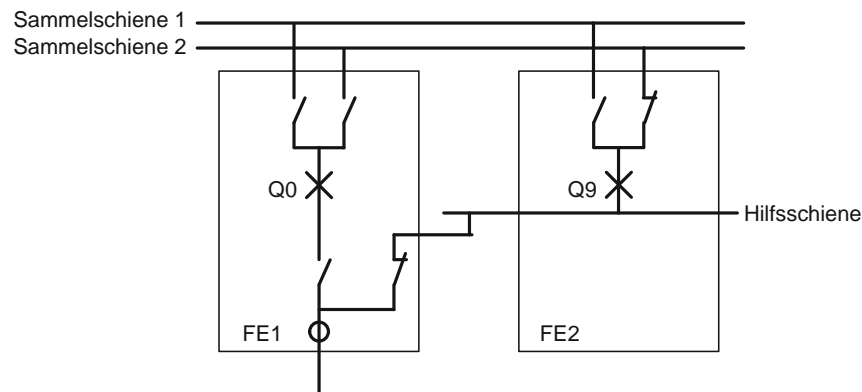


Abbildung 62 Betrieb über Umgehungsschiene

12.2 Sammelschienen mit „Serieller Kupplung“

Der Begriff „Serielle Kupplung“ wird in Bezug auf die Verbindung von Sammelschienen oder Sammelschienenabschnitten über mindestens zwei in Reihe geschaltete Kupplungsschalter verwendet. Ein 1½-Schaltersystem stellt ein typisches Beispiel einer Reihenverknüpfung dar. In einer solchen Anordnung wird jedes Leistungsschalter-/Stromwandler-Paar als Kupplungsschalter betrachtet

(Kupplungsschalter A S1–Sx, Kupplungsschalter B Sx–Sy, Kupplungsschalter C Sy–S2). Wenn alle drei Schalter eingeschaltet sind, werden die Sammelschienen S1 und S2 über eine „Serielle Kupplung“ A-B-C miteinander verbunden.

Sofern sämtliche Abzweige Bestandteil eines 1½-Schaltersystems sind, besteht keine Notwendigkeit, einen Kupplungsschalter im Fall der zuvor erläuterten parallelen Verbindung zwischen den Sammelschienen zu blockieren. Dies liegt daran, dass keine Abzweige mit Trennern an den Hauptsammelschienen vorhanden sind und daher keine Möglichkeit zur Parallelschaltung der 1½-Schaltersystem-Durchmesser besteht.

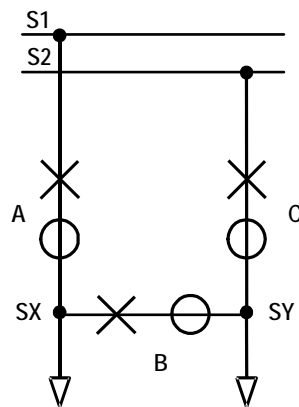


Abbildung 63 1½-Schaltersystem

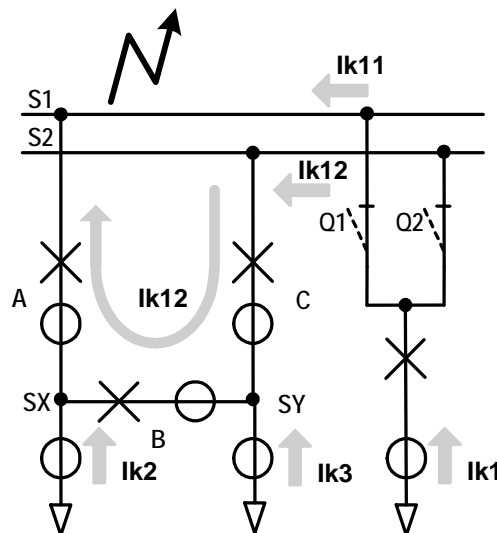


Abbildung 64 1½-Schaltersystem mit paralleler Verbindung zwischen Sammelschienen

In einem gemischten System muss das Systemverhalten hinsichtlich der parallelen Verbindung berücksichtigt werden.

Bei paralleler Verbindung zwischen den Sammelschienen (Q1 und Q2 eingeschaltet) werden die Sammelschienen-Messsysteme S1 und S2 zu einem einzelnen Messsystem (S1/S2) verbunden.

Vorausgesetzt, dass die drei Leistungsschalter des Diameters eingeschaltet sind, teilt sich der Stromfluss eines Sammelschienen-Kurzschlusses (I_{k1}) in einen direkten Teil (I_{k11}) und einen über die serielle Kupplung A-B-C fließenden Teil (I_{k12}) auf. Die T-Zonen-Abzweige S_x und S_y können darüber hinaus für die Kurzschlussstromzuflüsse (I_{k2}) und (I_{k3}) sorgen. Bei Parallelschaltung der Hauptsammelschienen (S1 und S2) fließt der Strom (I_{k12}) durch Kupplungsschalter C aus und anschließend durch Kupplungsschalter A zurück. Bei einem Fehler auf den Sammelschienen werden dem kombinierten Messsystem (S1/S2) daher zwei gegenläufige Stromzeiger angezeigt, was auf einen externen Fehler schließen lässt. Daher wird die Auslösung durch den Phasenvergleich blockiert.

Um diese Möglichkeit auszuschließen, verfügt REB500 über eine spezielle Blockierlogik, die für Reihenverknüpfungen konfiguriert werden kann. Bei Anwendung dieser Blockierlogik werden Anfangs- und Abschlusspunkte von Reihenverknüpfungen festgelegt und die Messungen zwischen diesen Punkten nicht ausgewertet, sofern sich beide innerhalb derselben Messzone befinden.

In dem abgebildeten Beispiel gehören sowohl der Anfangspunkt (Sammelschienenverbindung mit Kupplungsschalter A) als auch der Abschlusspunkt (Sammelschienenverbindung mit Kupplungsschalter C) zur selben Messzone (S1/S2). Daher erfolgt keine Auswertung der Messungen der drei Kupplungsschalter A, B und C.

Im Normalbetrieb, d. h. wenn die Hauptsammelschienen nicht im Parallelbetrieb gruppiert sind, werden die beiden T-Zonen S_x und S_y voneinander abgegrenzt als unabhängige Schutzzonen eingestuft. Wenn sich die Sammelschienen im Parallelbetrieb befinden und die Reihenverknüpfungen nicht in der Auswertung berücksichtigt werden, werden der Stromfluss an den Abzweigen (I_{k2} und I_{k3}) weiterhin gemessen. Dies gilt nicht für den Stromfluss, der durch die jeweiligen Kupplungsschalter in die beiden T-Zonen hinein und wieder aus ihnen herausfließt. Die T-Zonen-Messungen sind daher ungültig. Aus diesem Grund werden die Messungen der Reihenverknüpfungen nicht in der Auswertung berücksichtigt. Zusätzlich dazu werden die Diameter-Stromwandler kurzgeschlossen. Dies bedeutet, dass durch die Verbindung der beiden T-Zonen S_x und S_y mit den Hauptsammelschienen S1/S2 die Messzone S1/ S_x / S_y /S2 erstellt wird, welche die Stromflüsse an den Abzweigen (I_{k2} , I_{k3}) ordnungsgemäß berücksichtigt.

Diese erweiterte Kupplungsschalter-Blockierlogik kann nur angewendet werden, wenn die Abzweige der T-Zonen über Stromwandler mit Schutzkernen verfügen, die mit REB500-Feldeinheiten verbunden sind.

Diese Konfiguration auf Kupplungsschalter kann nur während der anfänglichen Systemprojektierung vorgenommen werden. Durch Auswahl des Feldes „Leistungsschalter“ im HMI500-Menü „Konfiguration“ kann der Status dieser Blockierlogik (aktiv oder inaktiv) für jeden Kupplungsschalter angezeigt, aber nicht geändert werden.

	Feld	Typ	Anschrift	Schalter-Nachholzeit [ms]	Erweiterte Kupplungs-Blockierfunktion	Schalter im SSS berücksichtigt
▶	Feld 1	Abgangssche	Q0	120	-	Ja
	Feld 2	Kuppelschalt	Q0	120	Nein	Ja
	Feld 3	Abgangssche	Q0	120	-	Ja

Abbildung 65 Status Kupplungsschalter-Blockierlogik

In Figure 66 ist ein vereinfachtes 1½-Schaltersystem dargestellt. Durch die zusätzliche Kupplungsschalterlogik werden die Messungen der Kupplungsschalter A und B in der Auswertung nicht berücksichtigt und die entsprechenden Stromwandler kurzgeschlossen, während die Hauptsammelschienen S1 und S2 im Parallelbetrieb gruppiert sind (Q1 und Q2 sind eingeschaltet). Dies ermöglicht die Erstellung einer kombinierten Messzone S1/Sx/S2, innerhalb derer sämtliche Fehler ordnungsgemäß erfasst werden.

In Figure 67 ist eine Multi-Sammelschienenkonfiguration dargestellt, in der die Kupplungsschalter A und B im Hinblick auf die Sammelschienen S1 und S3 als Reihenverknüpfungen fungieren. Durch die zusätzliche Kupplungsschalterlogik werden die Messungen der Kupplungsschalter A und B in der Auswertung nicht berücksichtigt und die entsprechenden Stromwandler kurzgeschlossen, während die Hauptsammelschienen S1 und S3 im Parallelbetrieb gruppiert sind (Q1 und Q3 sind eingeschaltet). Dies ermöglicht die Erstellung einer kombinierten Messzone S1/S2/S3, innerhalb derer sämtliche Fehler ordnungsgemäß erfasst werden. Der Nachteil dieser Konfiguration besteht darin, dass die Abgrenzung von Sammelschiene S2 während des Parallelbetriebs von S1 und S3 verloren geht.

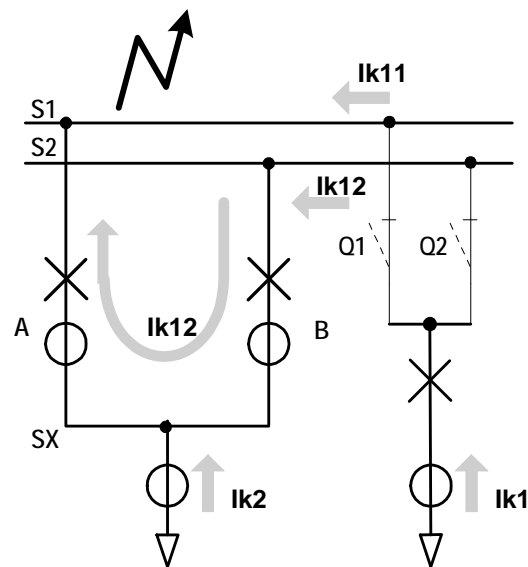


Abbildung 66 Vereinfachtes 1½-Schaltersystem mit paralleler Verbindung zwischen Sammelschienen

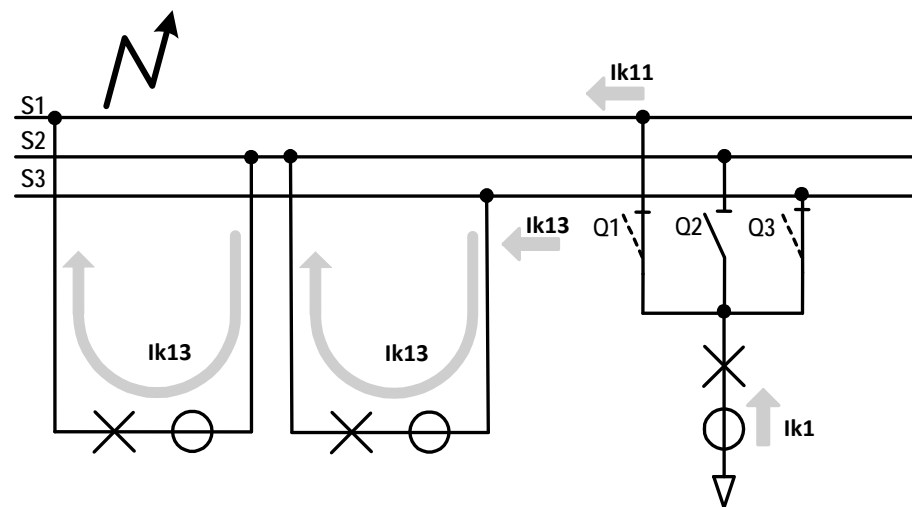


Abbildung 67 Mehrere Sammelschienen mit paralleler Verbindung zwischen Sammelschienen

Die Nichtberücksichtigung der Kupplungsschalter-Messungen funktioniert nur dann absolut zuverlässig, wenn die Hilfskontakte die Status der Kupplungsschalter korrekt widerspiegeln. Wenn die Hilfskontakte nicht über eine ausfallsichere mechanische Verbindung verfügen, kann von der Korrektheit dieser Rückmeldungen nicht ausgegangen werden.

12.3 Schaltfelder als Kupplungs- oder Abzwegleistungsschalter

Bestimmte Leistungsschalter sind dafür ausgelegt, als Kupplungs- oder auch als Abzwegleistungsschalter zu fungieren. In Figure 68 ist ein entsprechendes Beispiel dargestellt.

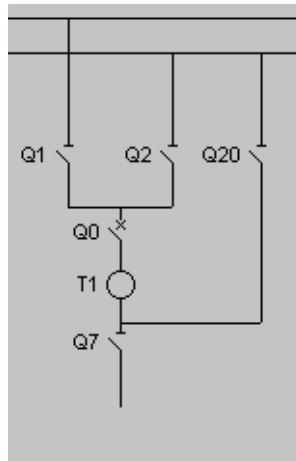


Abbildung 68 Als Abzwegleistungsschalter nutzbarer Kupplungsschalter

Wenn Q1, Q0 und Q20 eingeschaltet und gleichzeitig Q2 und Q7 ausgeschaltet sind, liegt ein Kupplungsschalter vor.

Wenn Q1 oder Q2 sowie Q0 und Q7 eingeschaltet sind und gleichzeitig Q20 ausgeschaltet ist, liegt ein Abzwegleistungsschalter vor.

Der Ausschluss von Messungen einer oder beider Schutzzonen wird während der Systemprojektierung selektiv konfiguriert, d. h. die jeweils nicht ausgeschlossene Messung bleibt aktiv.

12.4 Steuerung über „11105_Ext. AUS“

Dieses Signal wird durch die Auslösung eines externen Schutzgerätes (einschließlich eines Geräts in der Gegenstation) erzeugt und trennt mithilfe des REB500-Auslösekontaktes Fehler auf Übertragungsleitungen oder Transformatorabzweigen.

Auf normalen Abzweigen löst das Signal „EXTERNE AUSLÖSUNG“ lediglich den Leistungsschalter des entsprechenden Abzweigs aus. Bei speziellen Konfigurationen wirkt sich das Signal wie folgt aus:

12.4.1 1½-Schalersystem

Beide für die Steuerung des Abzweigs verantwortlichen Leistungsschalter werden ausgelöst.

12.4.2 Umgehungsmodus

Wenn das Signal „EXTERNE AUSLÖSUNG“ an den Leistungsschalter Q0 gesendet wird, der Abzweig 1 steuert, wird der Fehler nicht isoliert, wenn Trenner Q7 eingeschaltet ist (Umgehungsmodus). Aus diesem Grund wird der Leistungsschalter Q0, der Kuppler 2 steuert, automatisch ausgeschaltet. Durchgehender Kurzschlüsse können nun korrekt ausgelöst werden.

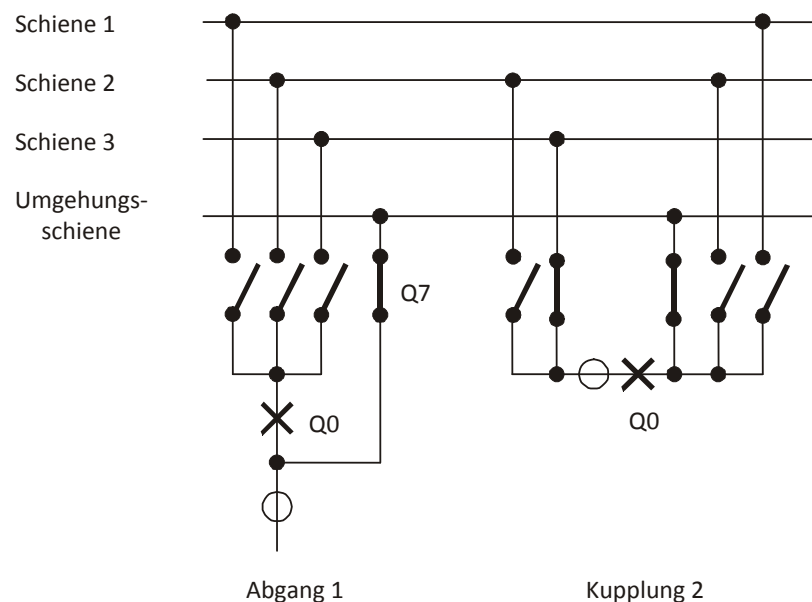


Abbildung 69 Hilfsschiene

12.4.3 Umgehungstrenner

Das Signal „EXTERNE AUSLÖSUNG“ löst den Leistungsschalter Q0 von Abzweig 1 aus. Da der Umgehungstrenner Q7 eingeschaltet ist, wird der Fehler dadurch dennoch nicht behoben. Der Sammelschienenschutz löst daraufhin Sammelschiene 3 per Mitnahmeschaltung aus, um den Fehler zu beheben.

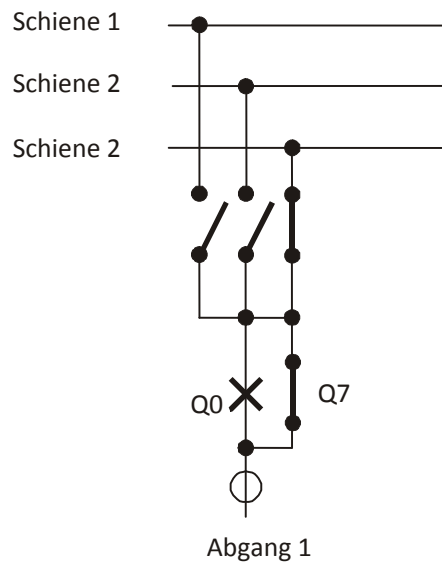


Abbildung 70 Umgehungstrenner

Kontaktieren Sie uns

ABB AB

Netzautomatisierungsprodukte

SE-721 59 Västerås

Schweden

Telefon:+46 (0) 21 32 50 00

Fax:+46 (0) 21 14 69 18

<http://www.abb.com/substationautomation>

IMRK 505 349-UDE A © Copyright 2017 ABB, Alle Rechte vorbehalten.

Power and productivity
for a better world™

