



# Applikations-Beispiele für SIPROTEC-Schutzgeräte

2005

**SIEMENS**

**SIEMENS**  
siemens-russia.com

## Applikationen für SIPROTEC-Schutzgeräte 2005

### Inhalt

|  | Seite      |
|--|------------|
| <b>Leitungsschutz im Verteilungsnetz</b>   |            |
| Schutz von kombinierten Kabel- und Freileitungstrecken                                   | <b>3</b>   |
| Einspeisung in H-Schaltung   | <b>7</b>   |
| Koordination von AMZ-Kennlinien mit Sicherungen  | <b>11</b>  |
| Mittelspannungsschutz mit AWE und Steuerung  | <b>21</b>  |
| Differentialschutz von Kabeln bis 12 km über Hilfsadern (7SD600)                         | <b>31</b>  |
| Kabeldifferentialschutz über LWL (7SD610)  | <b>37</b>  |
| Thermischer Überlastschutz von Kabeln  | <b>47</b>  |
| Entkopplungseinrichtung mit flexibler Schutzfunktion                                     | <b>53</b>  |
| Erdfehlerschutz bei isoliertem Sternpunkt  | <b>59</b>  |
| Erdfehlerschutz bei gelöschtem Sternpunkt  | <b>63</b>  |
| Erdfehlerschutz bei niederohmiger Sternpunktterdung                                      | <b>67</b>  |
| Beherrschung stark unsymmetrischer Belastung unter Verwendung adaptiver Relaisstellungen | <b>69</b>  |
| <b>Leitungsschutz im Übertragungsnetz</b>  |            |
| 380-kV-Übertragungs-Freileitung  | <b>73</b>  |
| Realisierung eines gerichteten Überstromzeitschutzes mit SIPROTEC 7SA6                   | <b>117</b> |
| Distanzschutz mit Parallelleitungskompensation   | <b>121</b> |
| Schutz von langen Leitungen mit SIPROTEC 7SD5  | <b>135</b> |
| <b>Transformatorschutz</b>   |            |
| Schutz eines Dreiwickler-Transformators  | <b>143</b> |
| Schutz eines Transformators mit Stufenschalter   | <b>153</b> |
| Schutz eines Spartrafos  | <b>159</b> |
| <b>Motorschutz</b>   |            |
| Schutz eines Motors mit einer Leistung bis 200 kW  | <b>169</b> |
| <b>Maschinenschutz</b>   |            |
| Schutz eines Generators bis 5 MW   | <b>179</b> |
| Systemlösungen für den Schutz mittlerer und großer Kraftwerkseinheiten                   | <b>187</b> |
| Schutz von mittleren und großen Generatoren mit SIPROTEC 7UM6                            | <b>193</b> |
| Blockschutzsysteme für Pumpspeicherwerke   | <b>207</b> |
| <b>Sammelschienenschutz</b>  |            |
| Anwendung des Sammelschienen-Differentialschutzes 7SS601                                 | <b>213</b> |
| Einfacher Sammelschienenschutz durch rückwärtige Verriegelung                            | <b>223</b> |

## Schutz von kombinierten Kabel- und Freileitungsstrecken

### ■ 1. Distanzschutz mit AWE auf gemischten Leitungen

Bei gemischten Strecken mit Kabel und Freileitung können mit einem Distanzschutzrelais 7SA6 die Distanzsignale dazu verwendet werden, im gewissen Rahmen zwischen Kabel- und Freileitungsfehlern zu unterscheiden. Gemischte Leitungen bedeuten, dass ein Teil der zu schützenden Strecke innerhalb einer Staffelzone als Kabel und ein weiterer Abschnitt als Freileitung ausgeführt ist. Der Einsatz der automatischen Wiedereinschaltfunktion (AWE) ist nur auf dem Abschnitt der Freileitung sinnvoll. Hierzu muss der in der Staffelung zu schützende Streckenabschnitt entsprechend selektiert werden. In dem Parametrier- und Projektierungstool DIGSI kann über eine Verschaltung mittels der anwenderprogrammierbaren Logikfunktionen (CFC) die Wiedereinschaltautomatik blockiert werden, wenn ein Fehler im Kabelbereich vorliegt.

### ■ 2. Netzkonfiguration

Die Leitungsabschnitte werden im Distanzschutzrelais SIPROTEC 7SA6 entsprechend der Netzansbindung in den Distanzonen Z1, Z2, Z3 und Z5 mit ihren Leitungsimpedanzen (Widerstandswerte der Leitung als R- und X-Werte, Resistanzwerte und Reaktanzwerte) wie gewohnt gestaffelt. Die Zone Z1B wird vor allem für die Wiedereinschaltfunktion und für Zuschaltfunktionen (z.B. „Hand-Ein“) verwendet. Zur Messung und Selektierung des Kabel- bzw. Freileitungsanteils der zu schützenden Strecke wird die Zone Z4 genutzt.

Die Zone Z1B kann neben der Anwendung in der automatischen Wiedereinschaltfunktion (AWE) außerdem zur schnellen Abschaltung der zu schützenden Strecke bei Zuschalten auf einen Fehler eingesetzt werden. Der Schutz muss in Schnellzeit auslösen, wenn beim Zuschalten auf der zu schützenden Strecke auf der Gegenseite z. B. noch der Erdungstrenner eingelegt ist. Für diese Schutzfunktion besteht alternativ im 7SA6 außerdem die Möglichkeit die Funktion „Hochstrom – Schnellabschaltung“ zu nutzen. Beide Anwendungen sind hier ausgeführt.

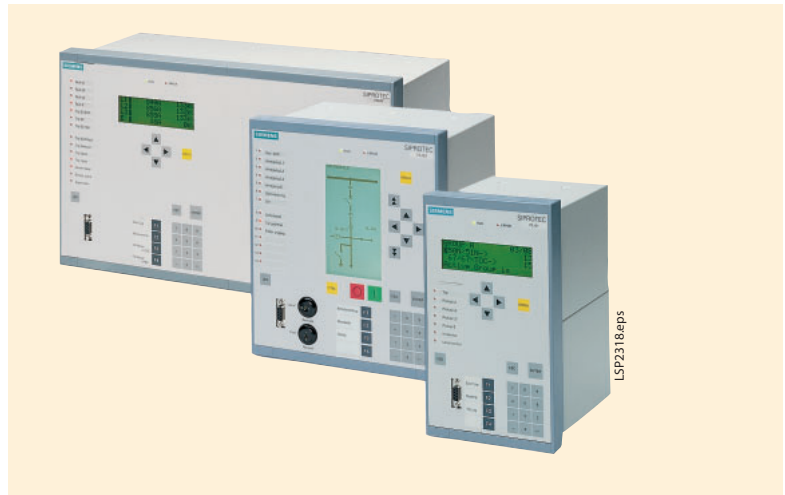


Bild 1 Distanzschutz SIPROTEC 7SA6

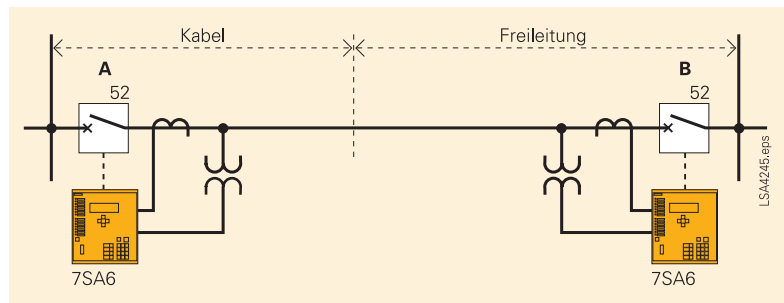


Bild 2 Schutz von kombinierten Kabel- und Freileitungsstrecken

In dieser Applikation wird anhand einer allgemeinen Strecke <A – B> mit zwei Distanzschutzgeräten SIPROTEC 7SA6 diese Anwendung beschreiben.

Für das Schutzrelais am Einbauort „A“ ist eine Lösung ausgeführt. Hier werden mit den Distanzonen Z1B und Z4 die Streckenabschnitte der gemischten Leitung selektiert.

Das Schutzrelais am Einbauort „B“ kann für die AWE auf gemischten Leitungen entweder

- über die Distanzzone Z1B und die Hochstrom-Schnellabschaltung oder
- alternativ mit Staffelung der Zonen Z1B und Z4 eingestellt werden.

■ 3. Einstellungen in der Projektierung in DIGSI

Zuerst müssen für die Parametrierung in DIGSI in der Rangiermatrix im Parametersatz für den 7SA6 folgende Einträge vorgenommen werden.

Rangiermatrix (Gruppe: „Automatische WE“ bzw. „Distanzschutz Allgemein“):

- a) FNr. 2703 – „>AWE blockieren“ rangiert auf „Quelle CFC“
- b) FNr. 3747 – „Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L1E“ rangiert auf „Ziel CFC“
- c) FNr. 3748 – „Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L2E“ rangiert auf „Ziel CFC“
- d) FNr. 3749 – „Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L3E“ rangiert auf „Ziel CFC“
- e) FNr. 3750 – „Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L12“ rangiert auf „Ziel CFC“
- f) FNr. 3751 – „Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L23“ rangiert auf „Ziel CFC“
- g) FNr. 3752 – „Distanzschutz Anregung in Zone Z1B, L31“ rangiert auf „Ziel CFC“
- h) FNr. 3759 – „Distanzschutz Anregung in Zone Z4“ rangiert auf „Ziel CFC“

Parametrierung: (Parametergruppe A, Distanzschutz-Polygon, Zone 4)

Parameter 1335 „Verzögerungszeit T4“

Die Auslösezeit für die Zone 4 (Parameter 1335 = T4) ist auf unendlich ( $T4 = \infty$ ) einzustellen, da diese Zone nur zum Selektieren des Kabel- bzw. Freileitungsanteils der Strecke genutzt wird. Die Zone 4 soll in dieser Anwendung nur eine Anregung melden. Eine Auslösung in dieser Zone ist nicht relevant. Vor allem bei 1-poliger AWE-Funktion ist diese Einstellung wichtig, da die Auslösung dann ausschließlich über die Zone Z1B erfolgen darf.

■ 4. Erstellen der Logikablaufpläne

Jetzt müssen nur noch die entsprechenden Logikpläne im CFC in DIGSI erstellt, verknüpft und übersetzt werden. Als Ablaufebene im CFC wird die ‚schnelle‘ PLC – Task (PLC0) verwendet. Die einzelnen Logikfunktionen und die Wirkung auf den Schutzbereich sind im Folgenden beschrieben.

Für die beschriebene Strecke <A – B> müssen in beiden Distanzschutzrelais entsprechende Zuordnungen zum Erkennen des Bereichs der Freileitung mit der Ausföhrung einer AWE-Funktion implementiert werden.

4.1 Steuerung der automatischen Wiedereinschaltung im 7SA6 für Schutzrelais A

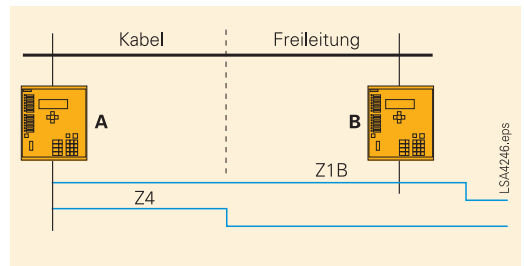


Bild 3 Steuerung der AWE für Schutzrelais A

7SA6-Schutzrelais A :

Die Einstellwerte der Zone Z4 entsprechen der Staffellung mit den R- und X-Werten der Kabelstrecke. Die Zone Z1B wird wie gewohnt auf ca. 120 % der Leitungslänge ausgelegt. Da im Bereich der Kabelstrecke keine AWE durchgeführt werden soll, wird über einen CFC-Plan der Bereich der Freileitung in der Zone Z1B selektiert. Mit dem Ergebnis des CFC-Plans (FNr. 2703 : „>AWE blk.“) kann die Wiedereinschaltung bei einem Fehler im Kabelbereich (Zone Z4) blockiert werden (siehe Bild 4).

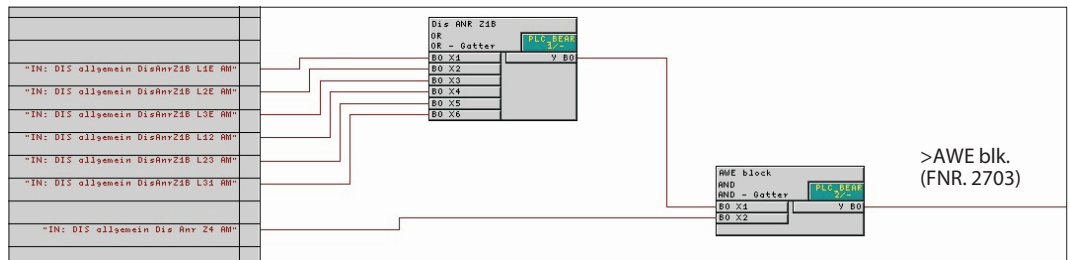
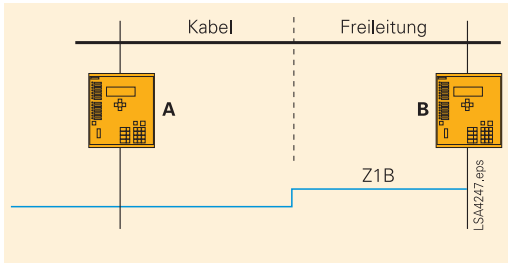


Bild 4 CFC-Plan für Schutzrelais A

#### 4.2 Steuerung der automatischen Wiedereinschaltung im 7SA6 für Schutzrelais B

##### 4.2.1 Variante 1



**Bild 5** Distanzschutz mit Zone Z1B und der Hochstrom – Schnellabschaltung

##### 7SA6-Schutzrelais B :

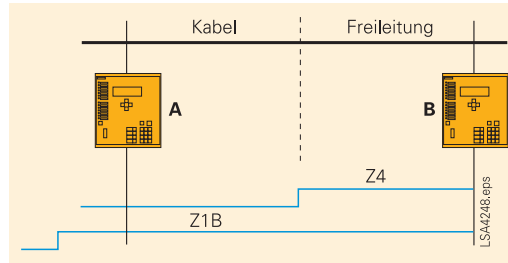
Die Einstellwerte der Zone Z1B entsprechen der Staffelung mit den R- und X-Werten der Freileitung, auf der die AWE-Funktion ausgeführt werden soll. Für eine Schnellabschaltung bei Zuschalten auf einen Fehler wird im 7SA6 die Funktion „Hochstrom-Schnellabschaltung“ verwendet, um die Strecke <A – B> vollständig zu schützen.

Die Aufgabe der *Hochstrom-Schnellabschaltung* ist beim Zuschalten eines Abzweigs auf einen stromstarken Kurzschluss unmittelbar und unverzüglich wieder abzuschalten. Sie dient in erster Linie als schneller Schutz beim Zuschalten eines Abzweigs mit eingelegtem Erdungstrenner, kann aber auch bei jeder Zuschaltung – also auch bei automatischer Wiedereinschaltung – wirksam werden (einstellbar). Das Zuschalten der Leitung wird dem Schutz von der Leistungsschalter-Zustandserkennung (Parameter 1134) mitgeteilt.

Für die Verwendung der Hochstrom-Schnellabschaltung muss die Funktion bei der Projektierung des Geräteumfangs freigegeben worden sein und die Funktion eingeschaltet werden. Die Höhe des Kurzschlussstromes, der zur Anregung der Schnellabschaltfunktion führt, wird als „I>>>“ – Wert (Parameter 2404) eingestellt. Der Wert muss so hoch gewählt werden, dass der Schutz unter keinen Umständen bei Überlast der Leitung oder durch Stromerhöhung – z.B. infolge einer Kurzunterbrechung auf einer Parallelleitung – anspricht.

Als Ansprechwert für die Hochstrom-Schnellabschaltung wird mindestens das 2,5fache des Nennstroms der Leitung empfohlen.

##### 4.2.2 Variante 2



**Bild 6** Distanzschutz mit Staffelung der Zonen Z1B und Z4

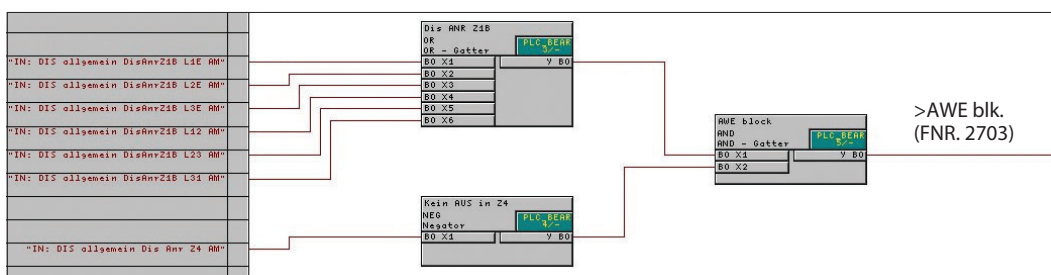
##### 7SA6 – Schutzrelais B :

Die Einstellwerte der Zone Z4 entsprechen der Staffelung mit den R- und X-Werten der Freileitung. Die Zone Z1B wird wie gewohnt auf ca. 120 % der Leitungslänge ausgelegt. Da im Bereich der Kabelstrecke keine AWE durchgeführt werden soll, wird über einen CFC-Plan der Bereich der Freileitung in der Zone Z1B selektiert. Mit dem Ergebnis des CFC-Plans (FNr. 2703 : „>AWE blk.“) wird die Wiedereinschaltung bei einem Fehler im Kabelbereich blockiert. Das bedeutet, dass nur bei einer Anregung des Schutzes in den Zonen Z1B und Z4 eine AWE durchgeführt wird (siehe Bild 7).

#### ■ 5. Zusammenfassung

Durch die Aufteilung in zwei Distanzschutz zonen (Z1B und Z4) ist ein Selektieren der Abschnitte von Kabel und Freileitung für mehrseitige Einspeisungen im Fehlerfall einfach zu realisieren. In der praktischen Anwendung kann die automatische Wiedereinschaltfunktion nur auf der Freileitung begrenzt ausgeführt werden. Ein Fehler im Kabelbereich führt sofort zu einem endgültigen Aus-Kommando.

Wie dieses Beispiel zeigt, lassen sich mit der CFC-Logik im SIPROTEC-Distanzschutz spezielle Anforderungen, wie die Selektion des fehlerbehafteten Leitungsabschnittes einfach und wirtschaftlich realisieren.



**Bild 7**  
CFC-Plan für  
Schutzrelais B



## Einspeisung in H-Schaltung

### Automatische Umschaltung von Einspeisungen mit SIPROTEC 7SJ62

#### ■ 1. Einleitung

Liberalisierte Energiemärkte fordern neue Lösungen beim Betrieb elektrischer Netze. In dieser Publikation wird eine Applikation beschrieben, mit der die Versorgung einer elektrischen Anlage durch Umschaltung von einer fehlerhaften auf redundante Einspeisung deutlich erhöht wird. Der Einfluss externer Netzstörungen wird durch schnelles Abtrennen von fehlerhaften Netzteilen und Umschalten von einer fehlerhaften zu einer fehlerfreien Einspeisung entscheidend minimiert. Diese Automatikaufgaben können heute mit modernen SIPROTEC-Schutzgeräten ohne Einsatz weiterer Geräte einfach realisiert werden.

#### ■ 2. Einflussgrößen der Netzverfügbarkeit

Unter dem Begriff „Power Quality“ werden alle Eigenschaften der elektrischen Energieversorgung zusammengefasst. Power Quality lässt sich gemäß Bild 2 weiter unterteilen in Spannungsqualität und Netzverfügbarkeit. Letztere ist eng verknüpft mit „adäquater“ Energieversorgung und der Sicherheit der Energieversorgung. Nachfolgend wird nur die Netzverfügbarkeit näher betrachtet.

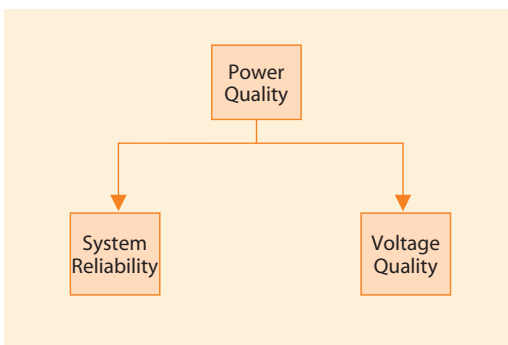


Bild 2 Aufteilung von Power Quality



Bild 1 SIVACON 400 V, mit 7SJ62 geschützte und gesteuerte Leistungsschalter

Die Zuverlässigkeit eines elektrischen Netzes wird von einer Reihe von Faktoren bestimmt. Hierzu gehören die Zuverlässigkeit jedes einzelnen Betriebsmittels, die Art und Weise der Zusammenschaltung der Betriebsmittel, d.h. die Netztopologie, die Eigenschaften der Schutzeinrichtungen, die Fernwirk-ausstattung, die Dimensionierung der Betriebsmittel, die Betriebsweise einschließlich der Maßnahmen zur Störungsbehebung und die Belastung des Netzes. Das in der Netzplanung meist angewendete qualitative Kriterium ist das (n - 1) Kriterium, mit dem ein Netz auf ausreichende Redundanz überprüft werden kann. Es fordert, dass ein Netz den Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels ohne unzulässige Einschränkung seiner Funktion verkraften können muss. Das (n - 1)- Kriterium ist eine pragmatische und einfach handhabbare Entscheidungsgrundlage, hat jedoch den Nachteil, dass die Versorgungszuverlässigkeit nicht quantifiziert werden kann. Häufigkeit, Dauer und Umfang von Versorgungsunterbrechungen werden nicht erfasst, so dass es z.B. nicht möglich ist, verschiedene (n - 1)- sichere Netzvarianten hinsichtlich der Zuverlässigkeit zu unterscheiden. Quantitative Verfahren zur Netzzuverlässigkeitsanalyse erlauben in Ergänzung zu den qualitativen Verfahren eine weitergehende Bewertung von Planungs- und Betriebsvarianten. Die Versorgungsqualität wird durch geeignete Kenngrößen quantifiziert und ermöglicht damit z.B. die vergleichende Beurteilung verschiedener (n - 1)- sicherer Planungs- und Betriebsvarianten. Dies gestattet eine gezielte Abwägung von Kosten und Nutzen einzelner Ansätze in Netzplanung und -betrieb.

Umschaltungen mit redundanten Einspeisungen bedeuten Investitionen; unter Berücksichtigung des Ausfallverhaltens der Betriebsmittel, der Netztopologie, der Schutzkonzepte, der Netzauslastung (Einspeisung und Lasten) sowie der Betriebsweise wird jedoch ein noch sicherer Netzbetrieb gewährleistet. Das Ziel ist die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems, die sich in der hochverfügbaren Versorgung spezieller Kunden mit sensiblen Prozessen ausdrückt. Genauere Analysen über den Belastungsverlauf von einzelnen Abzweigen oder Transformatorstationen, sowie permanente Rationalisierungsmaßnahmen beim Betrieb der Netze, erfordern zudem einen höheren Automatisierungsgrad in allen Netzbereichen.

### 2.1 Transiente Spannungseinbrüche und Totalausfälle

Die häufigste Ursache für Netzfehler und die von ihnen ausgehenden Spannungseinbrüche (Sags) oder Totalausfälle (Outages) ist Blitzschlag. Wie das Bild 3 zeigt, kann der Netzfehler im Übertragungsnetz oder im Verteilungsnetz vorliegen. Üblicherweise gibt es keinen Totalausfall, sondern die verbleibende Restspannung ist größer als 70 %.

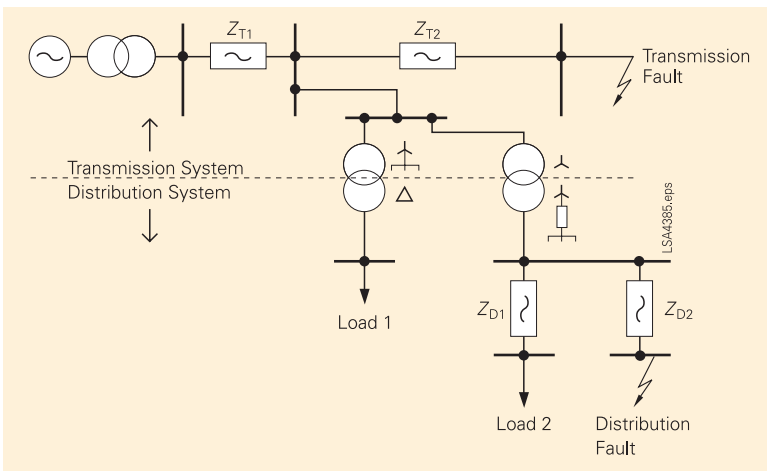


Bild 3 Mögliche Orte von Netzfehlern

Der von Sags oder Outages ausgehende wirtschaftliche Schaden ist enorm (Bild 4). Das folgende Bild 5 zeigt, dass Computerlasten schon bei Abweichungen der Netzamplitude von ihrem Nennwert kürzer als eine Netzperiode ausfallen können. Diese so genannte ITI/CBEMA-Kurve wird weltweit als Anhaltspunkt für die Sensitivität auch anderer Lastarten angesetzt, da häufig entsprechende Angaben der Hersteller nicht vorliegen. Die Schwierigkeit beim Schutz einer hochautomatisierten Fabrik besteht insbesondere in der Vielzahl der Lasten und dem Vernetzungsgrad der Lasten untereinander.

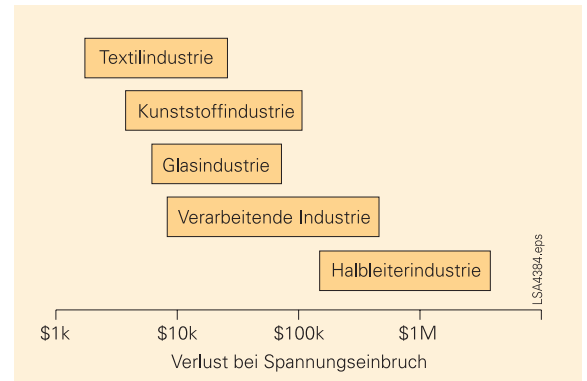


Bild 4 Typische Ausfallkosten pro Spannungseinbruch

### 3. Funktionsweise und Ziel der Automatischen Umschaltung

Die bisherige Vorgehensweise von Versorgungsunternehmen zur Lösung von Power Quality-Problemen war die Information des Kunden über entsprechende Versorgungseinschränkungen. Mit der nachfolgend vorgestellten Anlagensteuerung ist es möglich, durch Einsatz von Schutzgeräten mit integrierten Automatikfunktionen Lösungen zu finden um ganze Bereiche vor Totalausfällen (Outages) zu schützen.

Die automatische Umschaltung ist geeignet, in kurzer Zeit mit Hilfe einer alternativen Einspeisung eine gefährdete Versorgung ab und eine redundante, sichere Versorgung einzuschalten. Über eine Unterspannungserkennung wird ein Fehler erkannt. Mit Hilfe einer gerichteten Überstromerfassung kann entschieden werden, ob es sich um einen externen oder internen Fehler handelt. Bei einem externen Fehler erfolgt die Umschaltung auf die alternative Einspeisung. Handelt es sich jedoch um einen internen Fehler, so erfolgt keine Umschaltung, um die Fehlerklärung mit den vorhandenen Schaltern herbeiführen zu können.

Das Umschalten auf die alternative Einspeisung bzw. das Kuppeln von Teilnetzen erfolgt nur dann in Schnellzeit, wenn beide Teilnetze synchron sind. Andernfalls wird gewartet, bis Synchronität zwischen den beiden Teilnetzen herrscht oder die Spannung soweit abgesunken ist, dass ein gefahrloses Zuschalten möglich ist. Voraussetzung ist allerdings, dass die beiden Einspeisungen nicht vom gleichen Netzfehler derart stark in ihrer Spannungsqualität beeinträchtigt werden, dass eine Umschaltung keinen Schutz vor Lastabwurf darstellt.



Bei einer schnellen Netztrennung (Ausschalten des Schalters in der fehlerbehafteten Einspeisung) ist davon auszugehen, dass der Fehlerstrom eine höhere Verlagerung aufweist, als sie bei normalem Schalten auftritt. Dieser Umstand ist bei der Auswahl der Leistungsschalter zu berücksichtigen. Für die Wahl der geeigneten Schnellumschaltung ist daher eine Analyse der Netzkonfiguration und der spezifischen Anforderungen hinsichtlich der Umschaltzeit durchzuführen.

Insbesondere kommen die nachfolgenden Einsatzfälle in Frage:

1. Umschalten von einer Einspeisung zur nächsten zum Schutz von Verbrauchern vor Spannungsausfällen.
2. Netztrennung im Falle eines Fehlers auf der Lastseite und dadurch Verhinderung der Auswirkung des Fehlers auf andere Verbraucher

### 3.1 Praktische Umsetzung des Funktionsprinzips

Die SIPROTEC-Geräte übernehmen den vollwertigen Schutz der Einspeisungen mittels gerichteten Überstromzeitschutz.

Auf die Projektierungshinweise zum Schutz der Einspeisungen wird hier nicht weiter eingegangen.

Realisiert wird die automatische Umschaltung mit mindestens zwei autark arbeitenden SIPROTEC 4-Geräten (z.B. 7SJ62), die individuell auf die Auslegung und die Randbedingungen einer Kundenanforderung in Kombination mit der bestehenden Schaltanlage bedarfsgerecht angepasst werden kann.

Dabei kann man bezugnehmend auf Kundenkriterien zwischen folgenden Umschaltmöglichkeiten unterscheiden:

- Überlappungsumschaltung  
beide Schalter werden nahezu gleichzeitig betätigt
- Schnellumschaltung  
Schalter 1 wird geöffnet und Schalter 2 geschlossen, solange  $\Delta U$  unterschritten – Motorauslaufverhalten wird berücksichtigt
- Langsamumschaltung  
Motoren müssen ausgelaufen sein bzw. ab einer Restspannung wird zugeschaltet – Grund hoher Anlaufstrom der Motorgruppen; diese Art sollte selten sein.

### 3.2 Beschreibung

Mit dem Vorwahlschalter –S100 kann die gewünschte Konfiguration als „Normalbetrieb“ ausgewählt werden. Dabei bleibt der angewählte Schalter als „Voreingestellt OFFEN“ definiert. Dieser offene Schalter wird im Fehlerfall als Reserveschalter gesehen, der dann den fehlerbehafteten

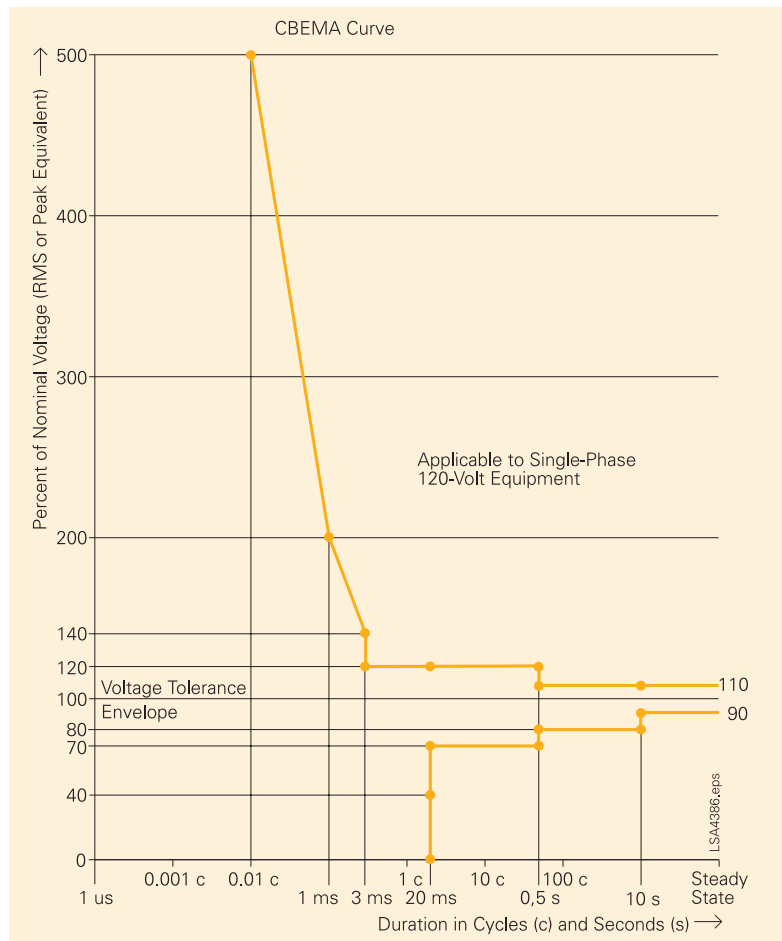


Bild 5 CBEMA-Kurve

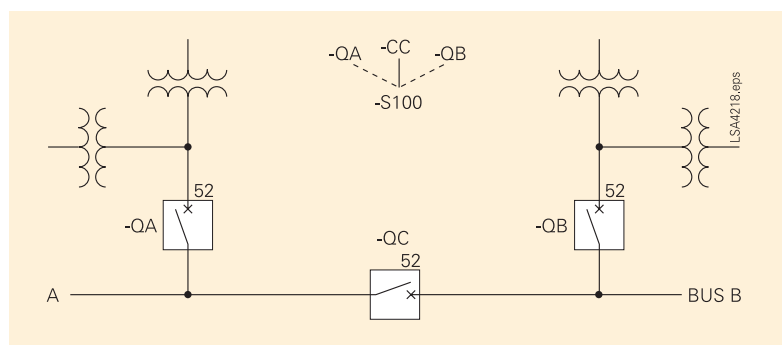


Bild 6 Feldanordnung

und abgeschalteten Sammelschienenabschnitt wieder mit Energie versorgen kann. Jeder Leistungsschalter arbeitet autark und wird von jeweils einem einzelnen Multifunktionsgerät gesteuert. Die Geräte sind untereinander durch Binärsignalkommunikation zwischen den binären Ein- und Ausgängen verbunden. So kann jedes Gerät mit den zwei anderen Geräten kommunizieren und Informationen über Schalterzustände und Schutzfunktionen austauschen.

So ist es möglich, einen selbst kontrollierenden Automatismus zu erzeugen, der aber auch manuelle Steuervorgänge von außen zulässt. Die Synchronprüfung beim Zuschalten kann von den Multifunktionsgeräten (7SJ 64) selbst, oder von einem separaten Synchrocheck-Gerät realisiert werden.

- a) Die Leistungsschalter werden durch jegliche Schutzanregung, bei Unterspannung und bei Schalterversagen von untergelagerten Abzweigen bzw. der parallelen Einspeisung einzeln ausgelöst.
- b) Ist die Schutzanregung durch einen Fehler außerhalb der Anlage hervorgerufen worden oder sinkt die Einspeisespannung, obwohl kein Kurz-/ Erdschluss vorliegt, so wird der parallelen Einspeisung eine Freigabe (Freigabe B) zum Einschalten erteilt.
- c) Ist in der nicht fehlerbehafteten Einspeisung der Trenner eingeschaltet und liegt eine Freigabe (2 Freigaben) von der parallelen Einspeisung vor, so wird der Leistungsschalter bei Synchronität oder bei fehlender Spannung auf der Sammelschiene zugeschaltet.

Durch den Timer T1 lassen sich das Ausschalten der fehlerbehafteten Einspeisung und das Einschalten der betriebsbereiten Einspeisung zeitlich koordinieren (Überlappungszeit).

Durch Einstellung der Nachlaufzeit mittels Timer T2 wird die maximal zulässige Zeitspanne angegeben, die zwischen dem Zuschalten und der letzten erfüllten Synchronbedingung vergangen sein darf.

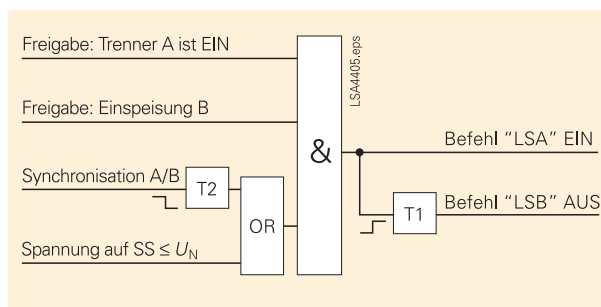


Bild 7 Beispiellogik für Eingabefeld A

- d) Hat der Leistungsschalter in der fehlerbehafteten Einspeisung nicht ordnungsgemäß abgeschaltet, so wird der Leistungsschalter der betriebsbereiten Einspeisung durch den Schalterversagerschutz wieder abgeschaltet.

Diese Konfiguration wurde in der Anlage eines Kunden der Petrochemischen Industrie realisiert und läuft seit 2002 zuverlässig.

Das Prinzip hat sich so bewährt, dass es dort in allen Sammelschienen Anwendung findet. Von der 33-kV-, über die 6,6-kV- bis hin zur 400-V-Anlage.



Bild 8 8BK Luftisolierte Schaltanlage 6,6 kV, mit 7SJ63 geschützte und gesteuerte Leistungsschalter

#### 4. Zusammenfassung

Auf Grund der höheren Flexibilität ist der Einsatz von Multifunktionsgeräten, die zudem Aufgaben der Steuerung und des Schutzes der Anlage übernehmen, sehr attraktiv. Es besteht großes Interesse an Lösungen zum Schutz vor Totalausfällen von ganzen Fabrikanlagen. Daher hat dieser Lösungsansatz das Potential sowohl für den Bereich Nieder- als auch Mittelspannung stärker eingesetzt zu werden.

Die ausschließlich auf SIPROTEC 4-Geräten basierende Umschaltautomatik stellt sowohl vom Investitionsvolumen als auch vom Engineeringaufwand eine attraktive Alternative zu existierenden Produkten dar. Die notwendigen Funktionen sind vorhanden. Zur Parametrierung der Umschaltautomatik in den Geräte kann die integrierte Logik mittels CFC-Logikeditor sehr vorteilhaft eingesetzt werden.

## Koordination von AMZ-Kennlinien mit Sicherungen

### ■ 1. Einleitung

Die Aufgabe von Schutzeinrichtungen ist, betriebsmäßig auftretende Überströme zwar zuzulassen, aber eine unzulässige Belastung von Leitungen und Geräten zu vermeiden. Wegen gefährlicher Auswirkungen im Kurzschlussfall müssen die betroffenen Betriebsmittel innerhalb kürzester Zeit abgeschaltet werden. Andererseits soll durch einen Fehler nur für möglichst wenige Verbraucher die Versorgung unterbrochen werden. Hierzu müssen die im Netz vorhandenen Schutzgeräte den Fehler erkennen, selbst abschalten oder Auslösebefehle für die zugehörigen Schalter abgeben.

Die Schutzgeräte sollen so eingestellt werden, dass ein selektives Abschalten möglich ist. Absolute Selektivität ist nicht immer gewährleistet. Selektivität bedeutet, dass das dem Fehler am nächsten vorgeschalteten Schutzgerät die fehlerbehafteten Leitungen/Geräte zuerst abschaltet. Weiter vorn liegende Schutzgeräte erkennen den Fehler zwar, schalten jedoch erst nach einer Zeitverzögerung ab (Reserveschutz).

Im nachfolgenden, soll der Einsatz von HH-Sicherungen (Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherungen) und AMZ-Schutzgeräten (Abhängiger Maximal-Stromzeitschutz) sowie deren Zusammenspiel gezeigt werden, siehe Bild 1.

### ■ 2. Schutzgeräte

#### 2.1 HH-Sicherungen

Die Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherung ist ein für einmaliges Ausschalten geeignetes Schutzgerät für Mittelspannungsanlagen, in dem der Strom durch Schmelzen eines in Sand eingebetteten Schmelzleiters unterbrochen wird.

HH-Sicherungen werden als Kurzschlusschutz in Mittelspannungsschaltanlagen verwendet. Vor Transformatoren, Kondensatoren und Kabelabzweigen eingesetzt, schützen sie Geräte und Anlagenteile vor der dynamischen und thermischen Wirkung hoher Kurzschlussströme, indem sie diese bereits im Entstehen abschalten.

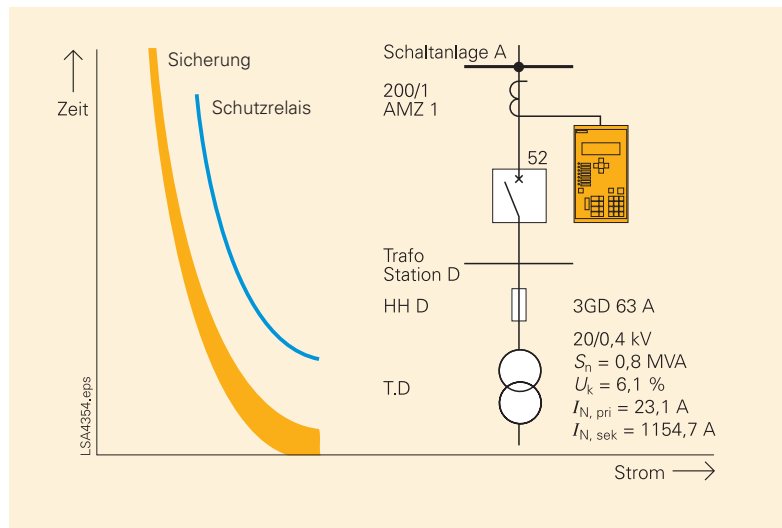


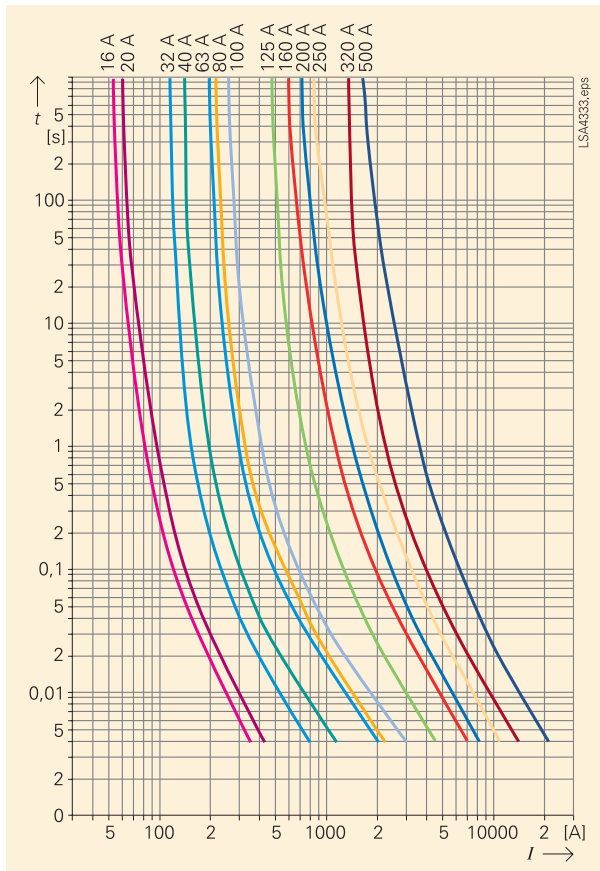
Bild 1 Prinzipschaltbild

Sie eignen sich jedoch nicht als Überlastschutz, da sie erst ab ihrem Mindestausschaltstrom mit Sicherheit ausschalten können. Für die überwiegende Anzahl der HH-Sicherungseinsätze beträgt der kleinste Ausschaltstrom  $I_{\min} = 2,5$  bis  $3 \times I_N$ .

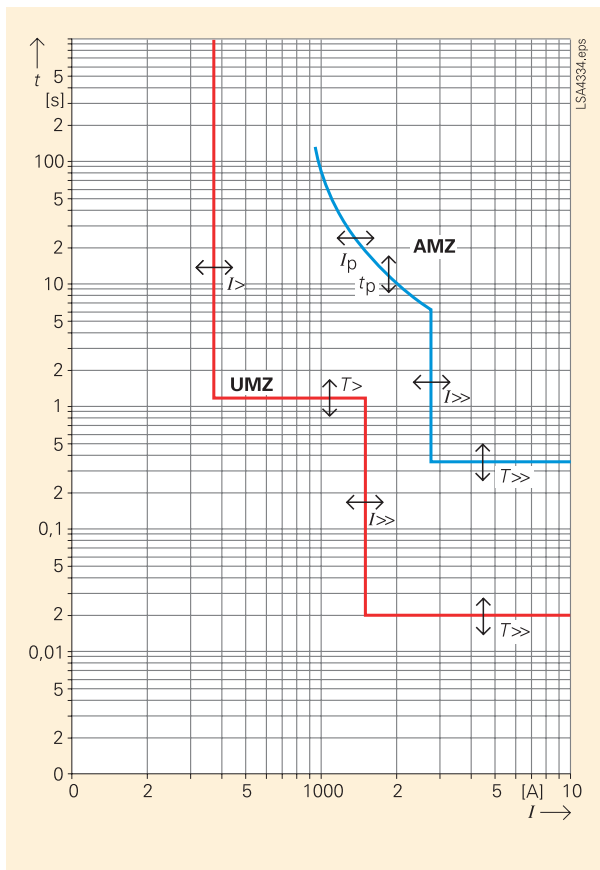
Bei Betrieb mit Strömen zwischen  $I_N$  und  $I_{\min}$  der Sicherung ist ein definiertes Ansprechen der HH-Sicherung nicht zu erwarten.

Bei der Auswahl der HH-Sicherungseinsätze ist auch die Beanspruchung der Sicherung durch einen möglicherweise auftretenden Erdschluss- oder Erdschlussreststrom zu berücksichtigen.

Die HH-Sicherungseinsätze werden in Verbindung mit Hochspannungs-Sicherungsunterteilen in die Schaltanlage eingebaut. Sie können auch in dafür vorgesehenen Anbauten von Lasttrennschaltern eingesetzt werden. Durch die Kombination Lasttrennschalter und HH-Sicherung kann auch der für die Sicherung kritische Strom  $I_N$  bis  $I_{\min}$  sicher abgeschaltet werden. Der Schalter wird durch die Schlagvorrichtung der Sicherung ausgelöst und schaltet den Überstrom dreipolig ab. Einige typische Ausschaltkennlinien sind im Bild 2 dargestellt.



**Bild 2**  
Ausschaltkennlinien  
HH-Sicherungen



**Bild 3**  
Kennlinien  
von UMZ und  
AMZ Relais

## 2.2 AMZ-Schutz

Der Überstromzeitschutz ist die Hauptschutzfunktion der 7SJ6-Gerätereihe. Er kann getrennt für Phasen- und Erdströme ein- und ausgeschaltet werden.

Die Hochstromstufe  $I_{>>}$  und die Überstromstufe  $I_{>}$  arbeiten immer mit stromunabhängiger Kommandozeit (UMZ).

Bei der stromabhängigen Stufe  $I_p$  (AMZ) ist die Kommandozeit abhängig von der Höhe des Kurzschlussstroms.

Für die AMZ-Funktion ( $I_p$ -Stufe) lassen sich unterschiedliche Auslösekennlinien einstellen.

- Normal Invers (NI)
- Stark Invers (SI)
- Extrem Invers (EI)
- Langzeit Invers (LI)

Alle Kennlinien werden durch nachstehende Formeln beschrieben. Dabei unterscheidet man außerdem nach:

|    | IEC/BS  | ANSI   |
|----|---|--|
| NI | $t = \frac{0,14}{(I/I_p)^{0,02} - 1} \cdot T_p$   | $t = \left( \frac{8,9341}{(I/I_p)^{2,0938} - 1} + 0,17966 \right) \cdot D$ |
| SI | $t = \frac{13,5}{(I/I_p) - 1} \cdot T_p$  | $t = \left( \frac{3,922}{(I/I_p)^2 - 1} + 0,0982 \right) \cdot D$          |
| EI | $t = \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p$  | $t = \left( \frac{5,64}{(I/I_p)^2 - 1} + 0,02434 \right) \cdot D$          |
| LI | $t = \frac{120}{(I/I_p) - 1} \cdot T_p$   | $t = \left( \frac{5,6143}{(I/I_p) - 1} + 2,18592 \right) \cdot D$          |
|    | $t$ = Auslösezeit<br>$T_p$ = Einstellwert des Zeitmultiplikators<br>$I$ = Fehlerstrom<br>$I_p$ = Einstellwert des Stromes |  |

**Tabelle 1** Auslösekennlinien gemäß IEC/BS und ANSI

Der generelle Verlauf von IEC/BS ist im Bild 4, der von ANSI im Bild 5 dargestellt.

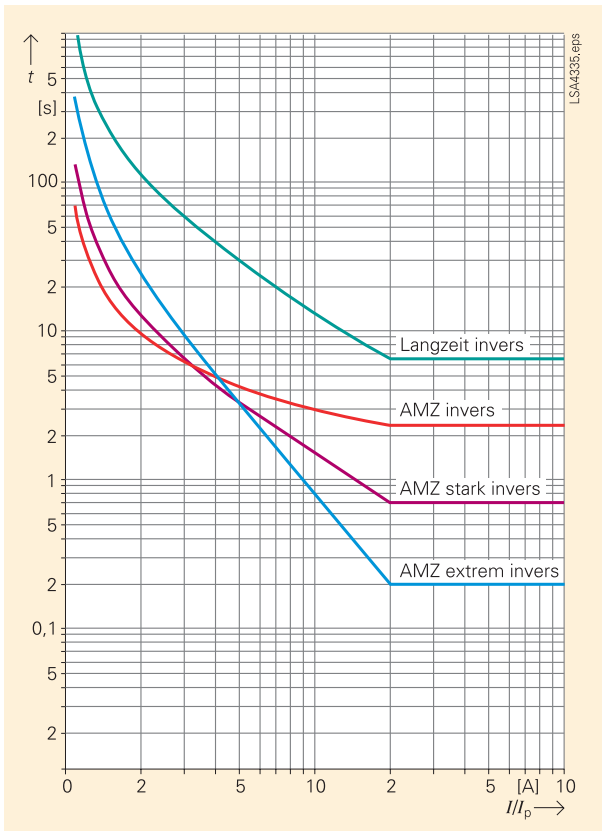


Bild 4 IEC/BS Kennlinien

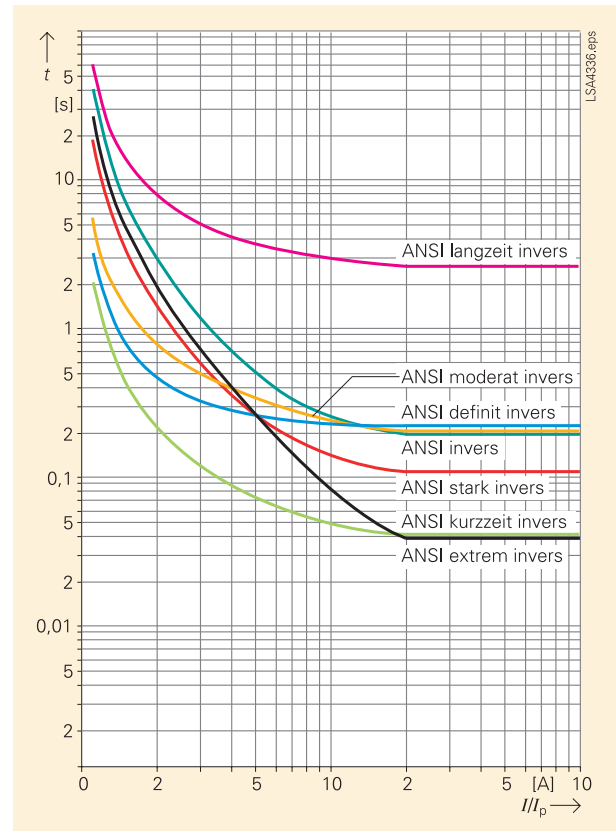


Bild 5 ANSI Kennlinien

### ■ 3. Netzschaltung und Schutzkonzept

Der Aufbau eines Verteilungsnetzes sollte möglichst einfach und übersichtlich sein und eine sichere Versorgung gewährleisten.

Über Ringkabel werden die einzelnen Transformatorstationen gespeist. Ein Beispiel eines Ringnetzes ist im Bild 6 dargestellt.

Damit im Fehlerfall nicht der gesamte Ring mit allen Stationen ausfällt, ist eine „offene“ Betriebsweise üblich. In diesem Beispiel werden die Transformatoren zur Niederspannung (NS)-Seite mit HH-Sicherungen und das Ringkabel selber mit AMZ-Relais geschützt.

#### 3.1 Ermittlung der relevanten Netzströme

Der gesamte Laststrom und die Kurzschlussfestigkeit sind die Auswahlkriterien für die zu verwendenden Kabel. Die Wandlernennströme sollten nicht zu stark von den Nennströmen der eingesetzten Kabel abweichen.

Damit die Einstellwerte der Relais vorgenommen werden können, müssen die in diesem Netzteil auftretenden maximalen und minimalen Kurzschlussströme (3, 2, 1-polige) errechnet werden. Hierbei sind auch NS-seitige Kurzschlussströme zu berücksichtigen.

Sinnvoller Weise werden für die Berechnung der Kurzschlussströme Programme wie SINCAL verwendet.

### ■ 4. Auswahl und Einstellungen der Schutzkomponenten

Die Auswahl der HH-Sicherungen wird mit Hilfe von Tabellen die die Transformatorleistung ( $S_n$ ), die Kurzschlussspannung ( $U_k$ ) und den Nennspannungswert der Oberspannungsseite berücksichtigt, vorgenommen. Mit Hilfe der ermittelten Kurzschlussströme kann ein Vorschlag zur selektiven Schutzeinstellung der AMZ-Funktion erarbeitet werden:

- $I_p$  muß über dem zulässigen Nennstrom des Kabels liegen (ca.  $1,5 \times I_N$  Kabel)
- $I >>$  darf bei einem unterspannungsseitigen Fehler nicht auslösen
- Der Zeitmultiplikator muss so eingestellt werden, dass bei maximalen Kurzschlussstrom im MS-Netz die AMZ-Kennlinie möglichst einen Abstand von 100 ms zur Auslösekennlinie der HH-Sicherung hat.

An dieser Stelle sei noch mal darauf hingewiesen, dass der Wert des Zeitmultiplikators (bei 7SJ6 von 0,05 s bis 3,2 s) nicht der echten Auslösezeit der Kennlinie entspricht. Vielmehr kann durch diesen Wert, die AMZ-Kennlinie parallel in der Zeitachse verschoben werden.

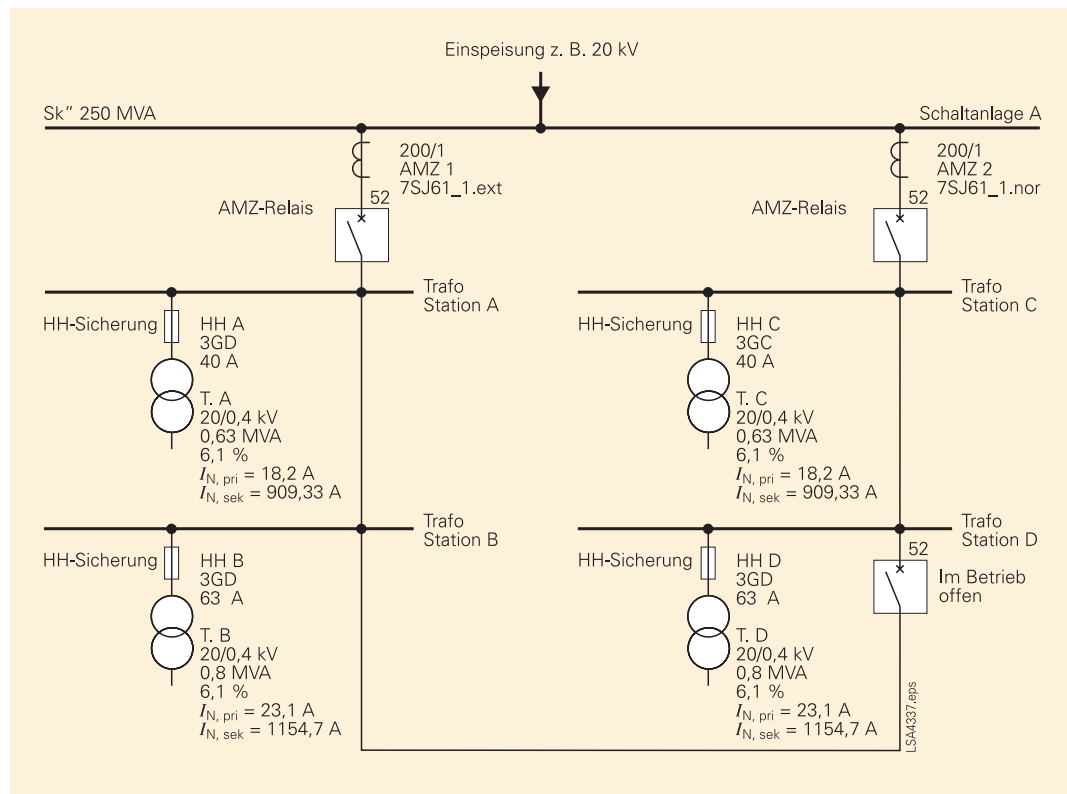


Bild 6 Beispiel eines 20-kV-Ringverteileretzes

### 5. Nachweis der selektiven Auslösung

Wie anfangs erwähnt, bedeutet Selektivität dass nur der Schutz, der direkt dem fehlerbehafteten Netzteil zugeordnet ist, auslöst. Weiter vorgeschaltete Schutzeinrichtungen dürfen den Fehler zwar registrieren, aber erst nach einer Verzögerungszeit auslösen. Typischerweise wird der Nachweis der selektiven Auslösung in einem Strom-Zeit-Diagramm mit Doppellogarithmischen Maßstab dargestellt. Dafür werden Programme wie SIGRADE eingesetzt.

Für die betrachteten Netzbereiche werden typische bzw. kritische Staffeldiagramme (Staffelwege) ausgewählt.

Jedes Schutzgerät erhält einen Eigennamen, der den Einbauort beschreibt (AMZ1, HHA, usw.). Gleiche Netz- und Schutzelemente, die in mehreren Staffeldiagrammen gezeigt werden, haben überall den gleichen Namen.

Die Farbe des Namens im Staffelpfad (linke Seite des Diagramms) stimmt mit der Farbe der eingestellten Kennlinie (im Staffeldiagramm auf der rechten Seite) im Strom-Zeit-Diagramm, überein. Auf der linken Seite, neben dem einpoligen Schaltbild (Staffelpfad) werden für jedes Schutzgerät der Typname, der Einstellbereich und die eingestellten Werte angegeben.

Im Strom-Zeit-Diagramm werden neben den Kennlinien der Schutzgeräte zusätzlich die Kurzschlussstrombereiche als Bandbreite (Werte aus der Kurzschlussberechnung) mit minimalen und maximalen Werten eingezeichnet. Diese Kurzschlussstrombänder enden immer auf der spannungszugehörigen Stromskala. Die rechte Kennlinie in einem Band ist der maximale Kurzschlussstrom (3-polig) der aufgrund der Einspeiseelemente (Generatoren, Transformatoren usw.) errechnet wurde (hier grün dargestellt). Die linke Kennlinie zeigt den minimalen Kurzschlussstrom (1- oder 2-polig) der aufgrund der im Netz vorhandenen Impedanzen der Elemente bis zum Fehlerort errechnet wurde.

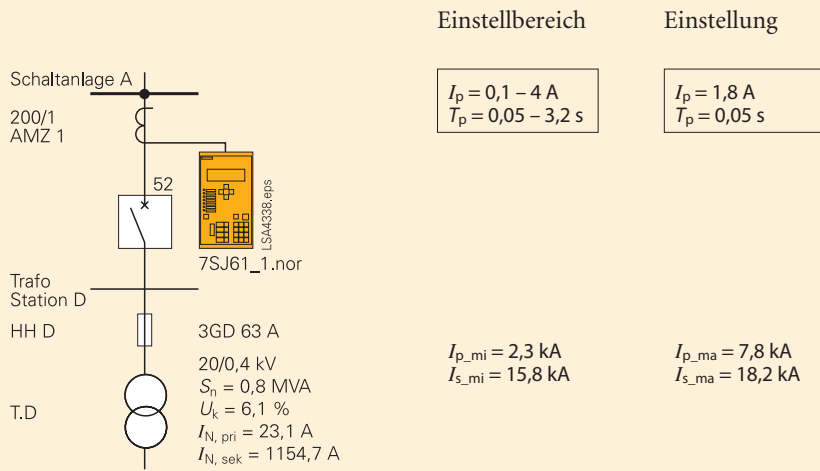
Band 1 (T.D-Pr) zeigt die Bandbreite des 20-kV-Netzes,

Band 2 (T.D-Sec) die des 0,4-kV-Netzes.

Die o.g. Bänder sind in den Staffelpänen (Bilder 7 bis 11) enthalten.

### 6. Staffelung von AMZ-Relais und HH-Sicherung

Am Beispiel des im Bild 6 dargestellten Netzes, werden in 3 Staffeldiagrammen die gebräuchlichsten Kennlinien (NI, SI, EI) des AMZ-Schutzes mit den entsprechenden HH-Sicherungen aufgezeigt. Aus dem Schaltbild wurde das Relais AMZ 1, Sicherung HH D und Transformator D ausgewählt.



AMZ-Relais mit Einstellung: normal invers

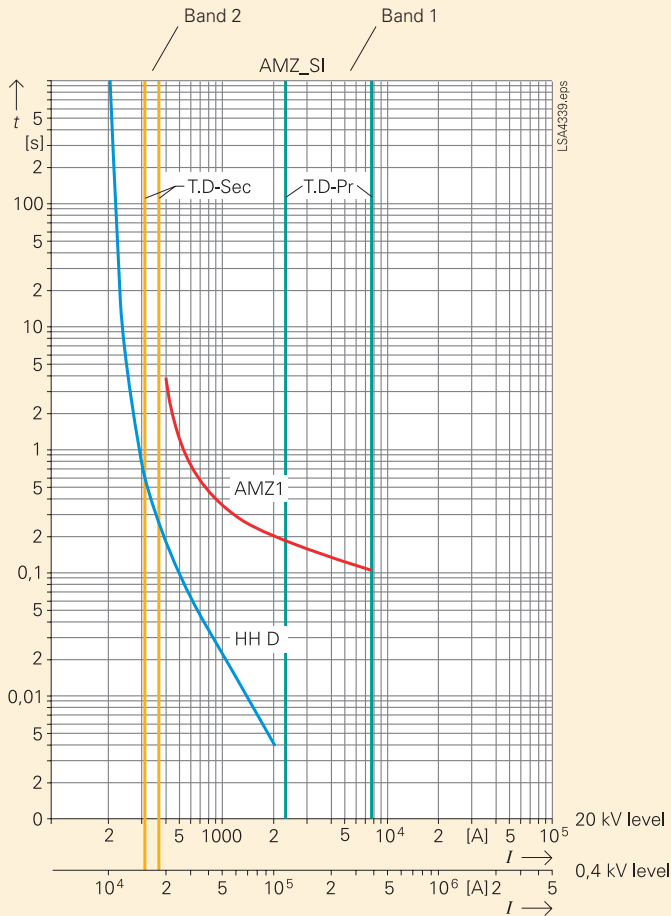


Bild 7 Staffelpfad AMZ-normal invers

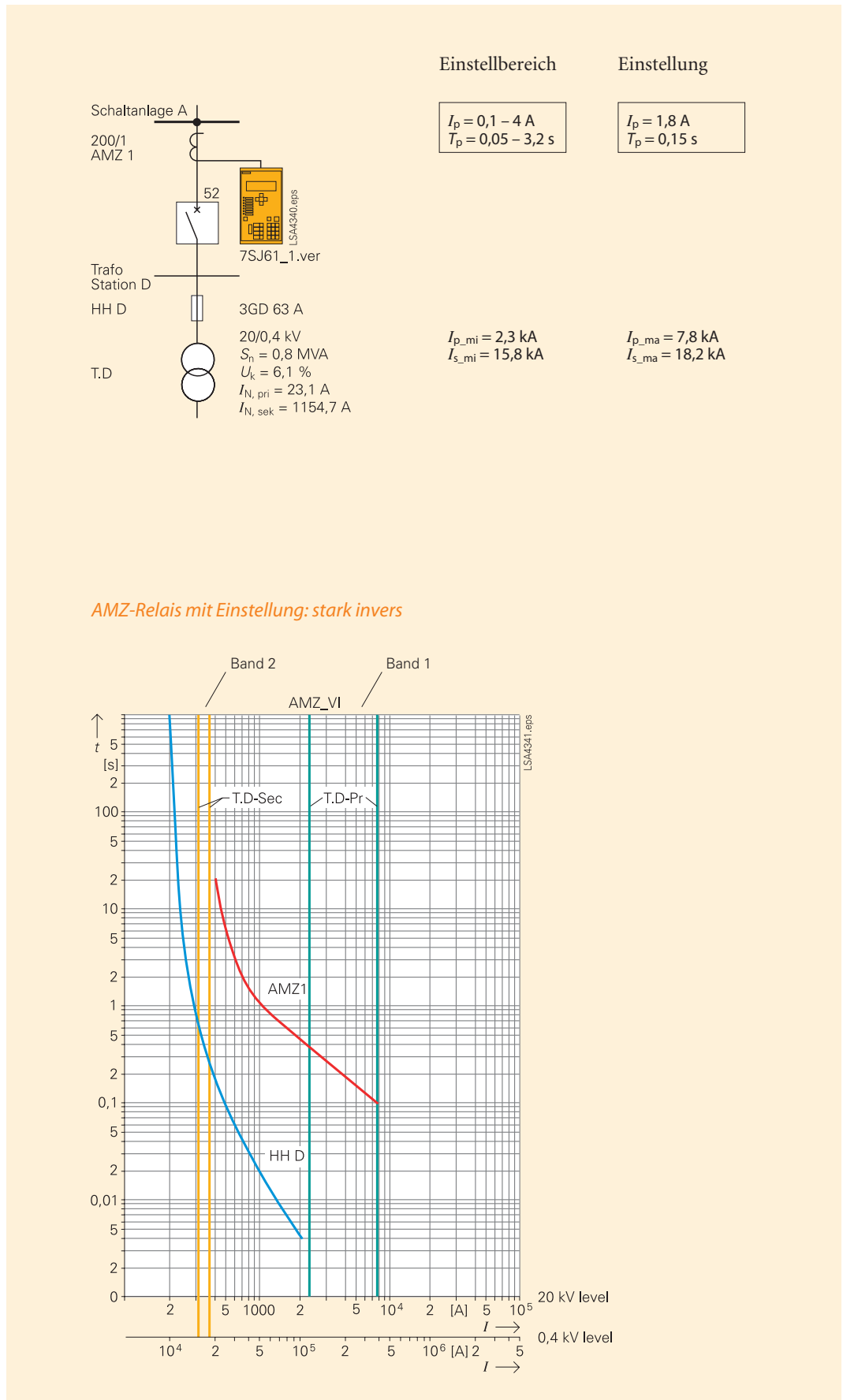
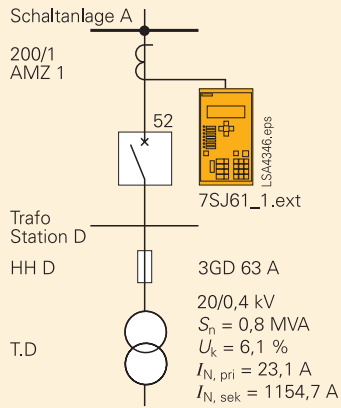


Bild 8 Staffelplan AMZ-stark invers





Einstellbereich

Einstellung

$$I_p = 0,1 - 4 \text{ A}$$

$$T_p = 0,05 - 3,2 \text{ s}$$

$$I_p = 1,8 \text{ A}$$

$$T_p = 0,45 \text{ s}$$

$$I_{p\_mi} = 2,3 \text{ kA}$$

$$I_{s\_mi} = 15,8 \text{ kA}$$

$$I_{p\_ma} = 7,8 \text{ kA}$$

$$I_{s\_ma} = 18,2 \text{ kA}$$

AMZ-Relais mit Einstellung: extrem invers

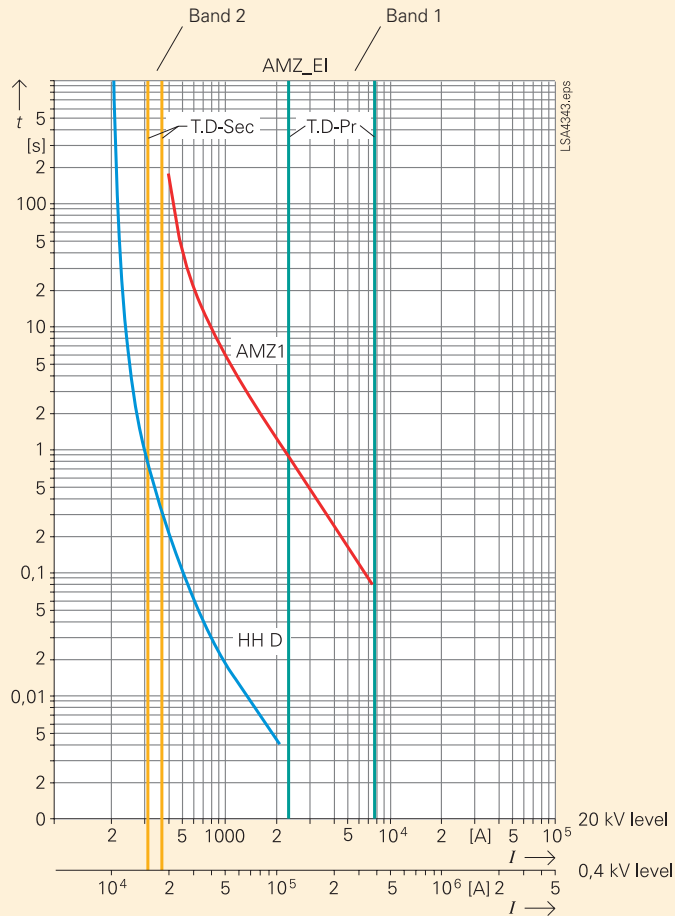
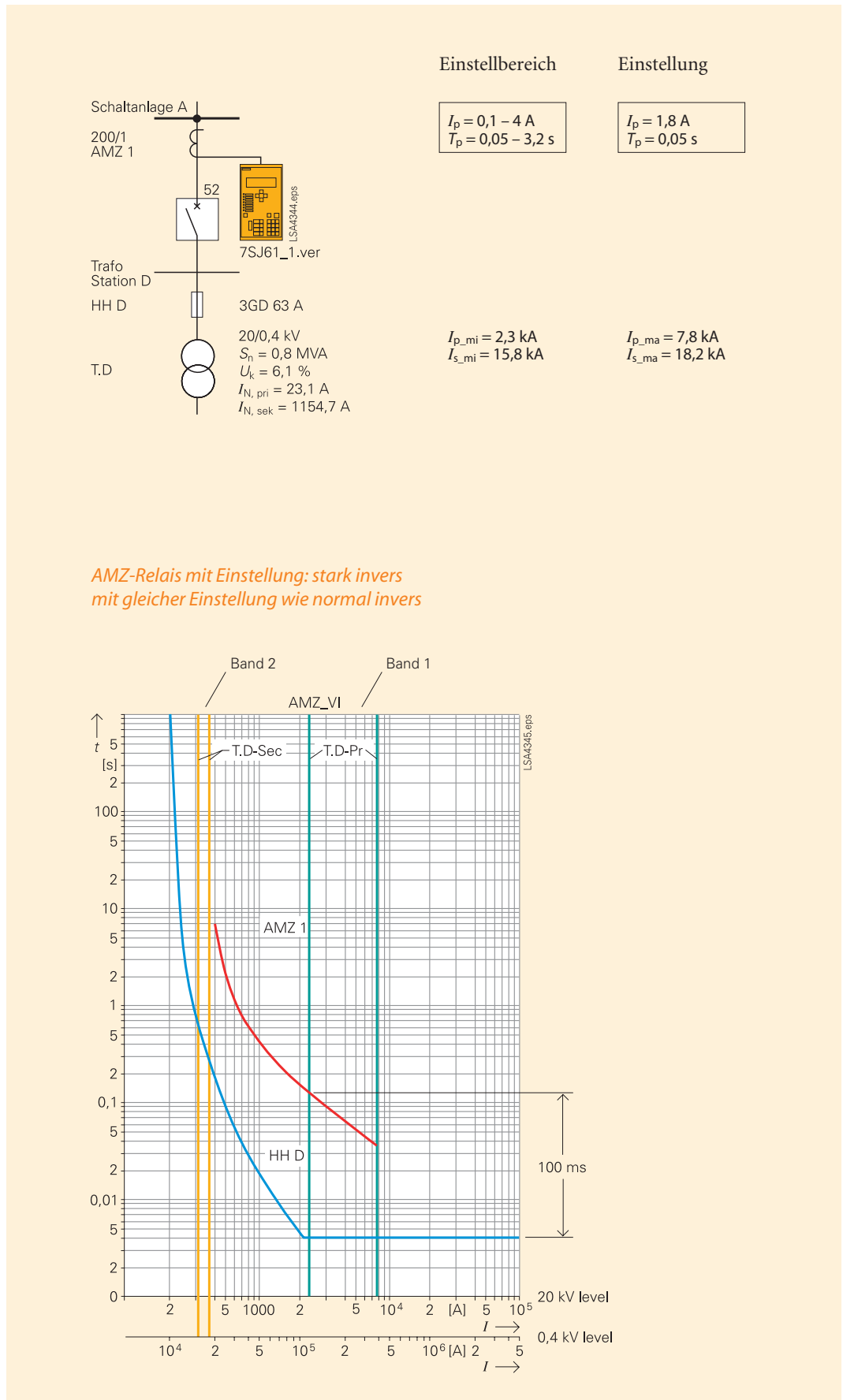
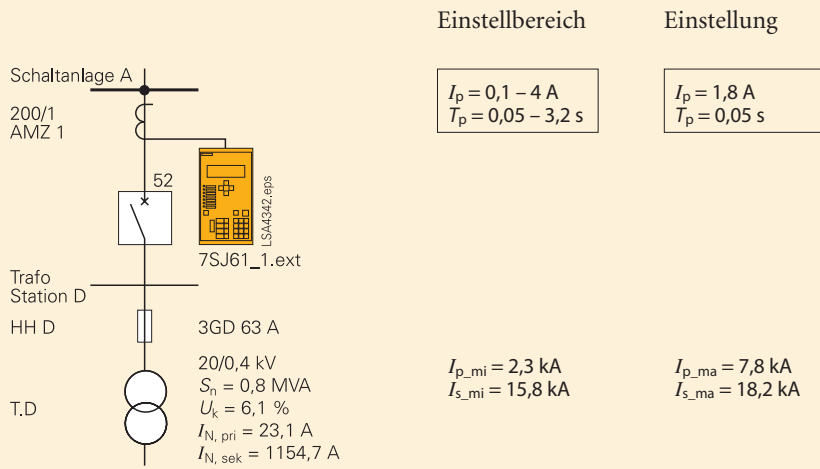


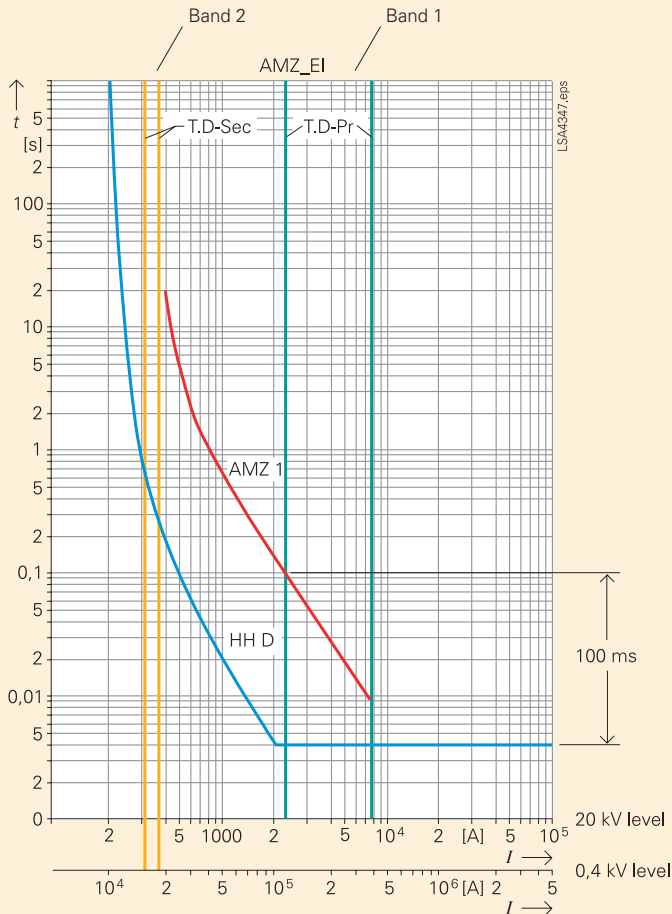
Bild 9 Staffelpfad AMZ-extrem invers



**Bild 10**  
Staffelplan stark invers mit Einstellung wie normal invers



AMZ-Relais mit Einstellung: extrem invers mit gleicher Einstellung wie normal invers



**Bild 11**  
Staffelplan extrem invers mit Einstellung wie normal invers

Bei dem betrachteten Transformator 20/0,4 kV,  $S_n = 0,8 \text{ MVA}$ ,  $U_k = 6,1 \%$  wurden entsprechend der erwähnten Auswahltable für HH-Sicherungen eine 63 A HH-Sicherung ausgewählt.

Um Selektivität zu erhalten, wird angestrebt, dass die Einstellung des AMZ-Relais bei den unterschiedlichen Kennlinien jeweils bei maximalem Kurzschlussstrom auf der 20-kV-Seite in ca. 100 ms auslöst. Die HH-Sicherung würde bei gleichen Kurzschlussverhältnissen in ca. 1ms auslösen.

$I_p$  wurde so gewählt, dass der maximale Niederspannungsseitige Fehler nicht zur Anregung des AMZ-Relais führt. Im Bild 10 ist zu sehen, dass der Beginn der Kennlinie rechts neben dem maximal auftretenden Kurzschlussstrom liegt (braune, senkrechte Linien). Damit bei allen Kennlinien (NI, SI, EI) die 100 ms erreicht werden können, müssen folgende Werte eingestellt werden:

| Bild | $I_p \times I_N$ | $T_p$ (s) | Charakteristik     |
|------|------------------|-----------|--------------------|
| 7    | 1,8              | 0,05      | normal Invers (NI) |
| 8    | 1,8              | 0,15      | stark Invers (SI)  |
| 9    | 1,8              | 0,45      | extrem Invers (EI) |

**Tabelle 2**

Beim Vergleich der drei Bilder wird ersichtlich, dass die Fläche zwischen der HH- und AMZ-Kennlinie bei der Einstellung NI am kleinsten ist. Deswegen ist in diesem Beispiel die NI-Einstellung zu bevorzugen.

Um den Unterschied der Kennlinie stärker zu verdeutlichen, werden im nachfolgenden, zwei Diagramme mit der Kennlinien SI und EI mit den gleichen Einstellwerten wie NI gezeigt.

| Stark Invers (SI) | Extrem Invers (EI) |
|-------------------|--------------------|
| $I_p = 1,8$       | $I_p = 1,8$        |
| $T_p = 0,05$      | $T_p = 0,05$       |
| siehe Bild 10     | siehe Bild 11      |

**Tabelle 3**

■ **Fazit:**

Je steiler die Kennlinie ist, desto niedriger ist die Auslösezeit bei maximalen Fehlerstrom. Dabei wird der Staffelabstand zur HH-Kennlinie immer kleiner. Die hier gezeigte Koordination der Schutzgeräte ist nur ein Teil eines Netzes und muss in das Konzept des Gesamtnetzes mit allen Schutzgeräten eingepasst werden.

Anmerkung:

Auf die Einstellung des  $I_p$  wurde in diesem Beispiel verzichtet, weil die AMZ-Kennlinien beim maximalen bzw. minimalen 20 kV-seitigen Fehler selbst im Bereich  $\leq 0,2 \text{ s}$  auslösen.

■ **7. Zusammenfassung**

Schon dieses einfache Beispiel zeigt, welcher Aufwand hinter einer selektiven Zeitstaffelung steckt.

Real vorkommende Netze sind weitaus komplexer und mit einer Vielzahl unterschiedlicher Schutzgeräte ausgestattet. Auf jeden Fall ist es notwendig, die Betriebsweise des Netzes (Parallel-, Generatorbetrieb, Vermaschungen, Stiche usw.) zu kennen, sowie die Nenn- und Kurzschlussströme zu berechnen. Trotz allem lohnt sich der Aufwand für die Netzbetreiber, da das Ziel ist, nur den fehlerbehafteten Teil des Netzes zu verlieren.

Mit der Software SIGRADE wird die Aufgabe der Staffelplanberechnung wirkungsvoll unterstützt. Netzplanung und Staffellungen können natürlich auch als Fremddienstleistung, z.B. bei Siemens, eingekauft werden.

■ **8. Referenzen**

Günther Seip: Elektrische Installationstechnik

Siemens: Applikationshandbuch für Totally Integrated Power

Katalog HG12: HV HRC Fuses

SIGRADE Software V3.2

Handbuch 7SJ61: Multifunktionsschutz mit Steuerung

## Mittelspannungsschutz mit AWE und Steuerung

### 1. Einleitung

Wichtiges Schutzkriterium in der Mittelspannung ist der Überstromzeitschutz. Auf Hardwareredundanz kann aufgrund numerischer Technologie und der hohen Zuverlässigkeit der SIPROTEC 4-Geräte zugunsten kostengünstiger Lösungen verzichtet werden. Weiterhin erlauben die SIPROTEC 4-Geräte die Implementierung von Funktionen die über die eigentliche Basisschutzfunktion hinausgehen:

- Schiefastschutz, Motorschutzfunktionen, Schalterversagerschutz, ...
- Weitere spannungsabhängige Schutzfunktionen wie z.B. Spannungsschutz, gerichteter Überstromschutz
- AWE (Automatische Wiedereinschaltung)
- Steuerung einschließlich Verriegelung
- Einbindung in eine Leittechnik

So wird ermöglicht, dass alle im Abzweig anstehenden Anforderungen mit nur einem Gerät realisiert werden können. Skalierbare und flexible Hardware erlaubt die einfache Anpassung an jede Anwendung.

### 2. Schutzkonzept

#### 2.1 Überstromzeitschutz

Aufgabe des Überstromzeitschutzes ist die Erfassung der Abzweigströme, um im Falle eines Überstromes eine Abschaltung durch den Leistungsschalter zu veranlassen. Selektivität wird hierbei durch Strom- oder Zeitstaffelung erreicht. Als Messgrößen dienen hierbei sowohl die Phasenströme  $I_{L1}$ ,  $I_{L2}$  und  $I_{L3}$  als auch der Erdstrom  $I_E$ . Der (ungerichtete) Überstromzeitschutz findet seine Anwendung in Mittelspannungsnetzen mit einseitiger Speisung oder auch als Reserveschutz im Hochspannungsbereich.



Bild 1 Mittelspannungsschutz mit SIPROTEC-Geräten

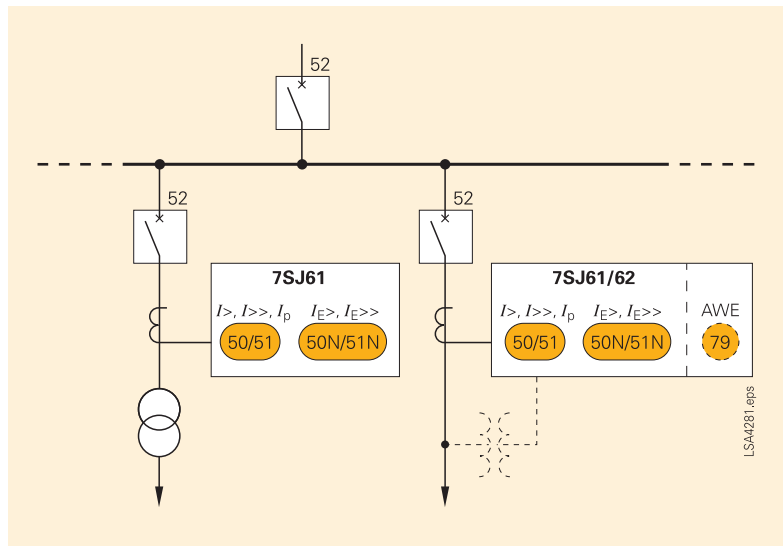


Bild 2 Blockschaltbild

### 2.1.1 Staffelung/Selektivität

Ziel einer jeden Schutzeinstellung ist die Erreichung der Selektivität d.h. das Schutzgerät, welches der Fehlerstelle am nächsten ist, schaltet ab, alle anderen erkennen zwar den Fehler, schalten jedoch nicht bzw. nur mit einer Zeitverzögerung ab. Dies gewährleistet für Schutzversagen einen Reserveschutz von der übergeordneten Instanz.

Prinzipiell stehen beim Überstromzeitschutz zwei Kriterien zur Erreichung der Selektivität zur Verfügung:

- Zeit**  
 Hierbei wird bei Erkennen eines Überstromes unverzüglich oder mit einer einstellbaren Verzögerungszeit abgeschaltet. Nachdem üblicherweise mehrere im Netz befindliche Schutzgeräte den Netzfehler erkennen, schaltet das Schutzgerät mit der kleinsten Verzögerungszeit aus. Die Verzögerungszeiten in den einzelnen Schutzgeräten werden nun so definiert, dass die Kurzschlussabschaltung durch das dem Fehlerort nächste Schutzgerät erfolgt.

Diese Art der Staffelung wird üblicherweise für Kabel- und Freileitungsnetze verwendet.

- Strom**  
 Ein weiteres Staffelkriterium kann die Größe des Kurzschlussstromes selbst sein. Nachdem im reinen Leitungs- oder Kabelnetz die Größe des Kurzschlussstromes nicht genau bestimmt werden kann, wird diese Methode bei Staffelung an Transformatoren verwendet. Der Transformator begrenzt den Kurzschlussstrom, so dass sich ober- und unterspannungsseitig unterschiedlich große Kurzschlussströme ergeben. Dieses Verhalten wird benutzt, um ebenso wie bei der Zeitstaffelung die Selektivität der Abschaltung zu erreichen.

SIPROTEC 4-Überstromzeitschutzgeräte erlauben aufgrund ihrer Flexibilität eine Mischung aus beiden Kriterien und helfen damit ein Optimum an Versorgungssicherheit zu erreichen.

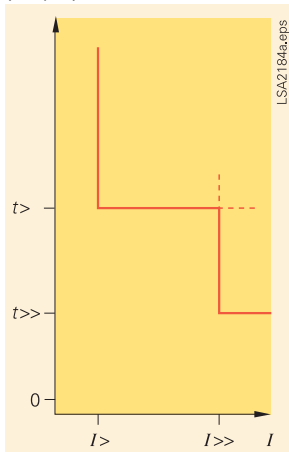
### 2.1.2 UMZ-Schutz

In Europa (ausgenommen britisch beeinflusste Länder) wird als Überstromzeitschutz-Kennlinie überwiegend der UMZ-Schutz eingesetzt. Mehreren Stromansprechschwellen werden Verzögerungszeiten zugeordnet.

$I_{>>}$  Ansprechwert (großer Kurzschlussstrom),  
 $t_{>>}$  (kurze Verzögerungszeit)

$I_{>}$  Ansprechwert (kleiner Kurzschlussstrom),  
 $t_{>}$  (Verzögerungszeit)

**Bild 2**  
2stufige UMZ-Kennlinie ( $I_{>>}$ ,  $I_{>}$ )



### 2.1.3 AMZ-Schutz

In britisch und amerikanisch beeinflussten Ländern ist hingegen die AMZ-Kennlinie sehr verbreitet. Wie die Abkürzung AMZ (Abhängiger Maximalstrom-Zeitschutz) andeutet, ist hierbei die Verzögerungszeit abhängig vom erfassten Strom.

AMZ-Kennlinien nach IEC 60255

IEC 60255-3 definiert vier Kennlinien, die sich in ihrer „Steigung“ unterscheiden:

- Invers
- Very invers
- Extremely invers
- Long invers

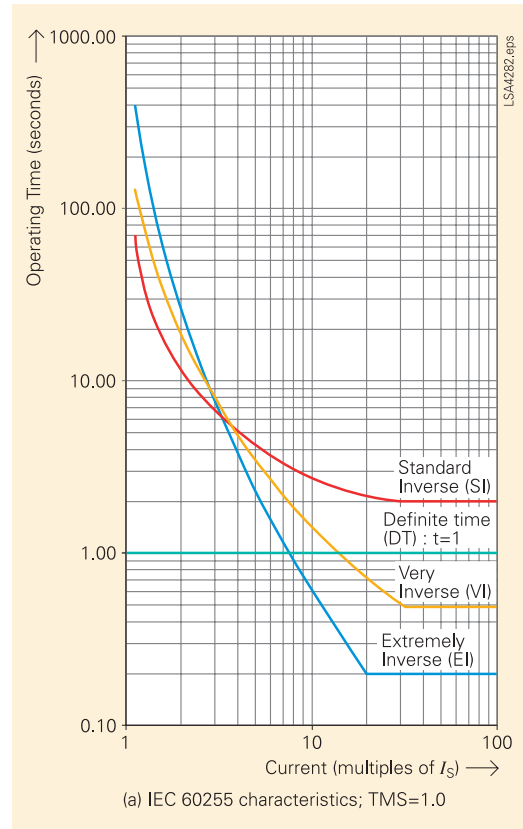
Nachstehend sind die Berechnungsformeln sowie die entsprechenden Kennlinien im Vergleich dargestellt.

Inverse 
$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0,02} - 1} \cdot T_p$$

Very inverse 
$$t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_p}\right) - 1} \cdot T_p$$

Extremely inverse 
$$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} \cdot T_p$$

Long inverse 
$$t = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_p}\right) - 1} \cdot T_p$$



**Bild 3** AMZ-Kennlinien im Vergleich

Die entsprechende Kurve (Kennlinie) wird in Abhängigkeit des gesamten Staffelpfanes gewählt. Für die meisten Anwendungen ist jedoch die „invers“ Kennlinie ausreichend.

#### AMZ-Kennlinien nach ANSI/IEEE

Ähnliche Kennlinien wie nach IEC 60255 sind auch nach ANSI/IEEE definiert. Weitere Details hierzu siehe Applikationsbeispiel, „Koordination von AMZ-Kennlinien mit Sicherungen“. Die ANSI-Kennlinien sind ebenfalls standardmäßig in allen SIPROTEC 4-Überstromzeitschutzgeräten verfügbar.

#### 2.1.4 Anwenderdefinierte Kennlinien

Digitale Schutzgeräte wie SIPROTEC 4 erlauben auch die Festlegung von eigenen, frei definierbaren Kennlinien und ermöglichen damit ein Höchstmaß an Flexibilität. Eine Anpassung an vorhandene Schutzkonzepte z.B. bei Schutzerneuerung ist somit auch für Sonderanwendungen einfach möglich.

#### 2.1.5 Kombinierte Charakteristiken

SIPROTEC 4-Überstromschutz erlaubt die Verknüpfung der Vorteile der UMZ- und AMZ-Kennlinien. Zum einen kann mit der Hochstromstufe  $I_{>>}$  die Abschaltzeit bei großen Kurzschlussströmen gegenüber AMZ-Kennlinien verringert werden, zum anderen kann mit der AMZ-Kennlinie die Staffelung an die Kennlinie der HH-Sicherungen optimal angepasst werden.

#### 2.1.6 Empfindlichkeit

Zusätzlich zu den Phasenströmen kann der Erdstrom erfasst oder berechnet werden. Im SIPROTEC 4 stehen auch unabhängige Schutzstufen für Phase-Erde-Fehler zur Verfügung. Dadurch wird für solche Fehler eine Empfindlichkeit weit unterhalb des Nennstromes erreicht.

#### 2.2 AWE (Automatische Wiedereinschaltung)

AWE wird nur auf Freileitungen eingesetzt, da bei Fehlern im Kabelnetz die Erfolgsaussichten relativ gering sind. Auf Freileitungen sind ca. 85 % der Wiedereinschaltungen erfolgreich und tragen somit wesentlich zu Verkürzung der Netzausfallzeiten bei.

Wichtige Parameter der Wiedereinschaltung sind:

- Pausenzeit
- Sperrzeit
- Ein- oder dreipolig
- Ein oder mehrere Zyklen

Für Mittelspannungsanwendungen wird im Normalfall nur eine einmalige, dreipolige WE durchgeführt. Pausenzeiten zwischen 0,3 und 0,6 s genügen meistens, damit die Überschlagstrecke genügend entionisiert werden kann und somit eine erfolgreiche Wiedereinschaltung gegeben ist.

Die Sperrzeiten (Zeit bis zur nächsten WE) werden so gewählt, dass von der Netzstörung betroffene Schutzgeräte sich sicher zurückgesetzt haben. Dies führte in der Vergangenheit aufgrund der Rückfallzeit von mechanischen Schutzrelais zu relativ langen Sperrzeiten (ca. 30 s). Bei numerischen Schutzrelais ist dies nicht erforderlich. Verkürzte Sperrzeiten können deshalb z.B. bei Gewittern die Anzahl der endgültigen Abschaltungen (nicht erfolgreiche WE) verringern.

In der Vergangenheit wurden getrennte Einrichtungen zur Durchführung von Schutz und AWE eingesetzt. Der Anstoß hierzu erfolgte durch parallele Verdrahtung mit dem Schutzgerät. In SIPROTEC 4-Geräten ist die AWE-Funktion in das Schutzgerät integrierbar, das zusätzliche Gerät wie auch die zusätzliche Verdrahtung entfällt.

#### 2.3 Steuerung

Weltweit ist ein Trend zunehmender Automatisierung, auch in Mittelspannungsnetzen zu beobachten. SIPROTEC 4-Schutzgeräte bieten die Voraussetzung für die Steuerung des Abzweiges, sowohl lokal (Vor-Ort-Steuerung) als auch von Ferne über Fernwirk-/Stationsleittechnik. Entsprechende Bedienelemente am Gerät sowie unterschiedliche serielle Schnittstellen unterstützen dies. Weitere Informationen siehe Kapitel 4.

### ■ 3. Einstellungen

In diesem Kapitel wird anhand einer typischen Anwendung die Bestimmung der wichtigsten Einstellparameter erläutert.

#### 3.1 Überstromzeitschutz

Die Einstellung der Überstromstufen wird durch den Staffelpfand des Gesamtnetzes definiert. Für das Schutzobjekt „Transformator“ ist eine Stromstaffelung möglich, bei Freileitungen/Kabeln kann üblicherweise nur eine Staffelung über die Zeit erfolgen.

##### 3.1.1 Hochstromstufe $I_{>>}$

Die Hochstromstufe  $I_{>>}$  wird unter der Adresse 1202 und der zugehörigen Verzögerung  $T_{I_{>>}}$ , 1203 eingestellt. Sie wird in der Regel zur Stromstaffelung bei großen Impedanzen verwendet, wie sie bei Transformatoren, Motoren oder Generatoren vorliegen. Sie wird so eingestellt, dass sie für Kurzschlüsse bis in diese Impedanz hinein anspricht.

Beispiel:

Transformator in der Einspeisung einer Sammelschiene mit folgenden Daten:

Nennscheinleistung  $S_{NT} = 4 \text{ MVA}$   
 Kurzschlussspannung  $U_k = 10 \%$   
 primäre Nennspannung  $U_{N1} = 33 \text{ kV}$   
 sekundäre Nennspannung  $U_{N2} = 11 \text{ kV}$   
 Schaltgruppe Dy 5  
 Sternpunkt geerdet  
 Kurzschlussleistung auf 33-kV-Seite  $250 \text{ MVA}$

Aus diesen Daten lassen sich folgende Kurzschlussströme berechnen:

3-poliger, überspannungsseitiger Kurzschluss  
 $I''_{k3,33} = 4389 \text{ A}$   
 3-poliger, unterspannungsseitiger Kurzschluss  
 $I''_{k3,11} = 2100 \text{ A}$   
 auf der Überspannungsseite fließen dabei  
 $I''_{k3,33} = 700 \text{ A}$

Nennstrom des Transformators OS  
 $I_{NT,33} = 70 \text{ A}$  überspannungsseitig  
 Nennstrom des Transformators US  
 $I_{NT,11} = 211 \text{ A}$  unterspannungsseitig  
 Stromwandler (Überspannungsseite)  
 $I_{NW,33} = 100 \text{ A} / 1 \text{ A}$   
 Stromwandler (Unterspannungsseite)  
 $I_{NW,11} = 300 \text{ A} / 1 \text{ A}$

Damit ergibt sich aufgrund der Forderung

Einstellwert der Hochstromstufe  $I_{>>}$

$$I_{>>} / I_N > \frac{1}{U_{k \text{ Trafo}}} \cdot \frac{I_{N \text{ Trafo}}}{I_{N \text{ Wandler}}}$$

die folgende Einstellung am Schutzgerät:

Die Hochstromstufe  $I_{>>}$  muss höher eingestellt sein als der maximale Kurzschlussstrom, der bei einem unterspannungsseitigen Fehler auf der Überspannungsseite gesehen wird. Um auch bei schwankender Kurzschlussleistung einen genügenden Störabstand zu erzielen, wird ein Einstellwert von

$$I_{>>} / I_N = 10, \text{ d.h. } I_{>>} = 1000 \text{ A}$$

gewählt.

Erhöhte Einschaltstromstöße (Rush) werden, soweit ihr Grundschwingungsanteil den Einstellwert übersteigt, durch die Verzögerungszeit (Parameter 1203 T  $I_{>>}$ ) unschädlich gemacht. Die eingestellte Zeit ist eine reine Zusatzverzögerung, die die Eigenzeit nicht einschließt.

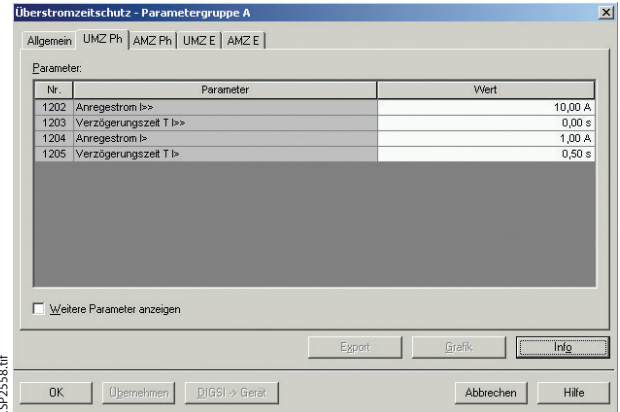


Bild 4 DIGSI Parameterblatt UMZ-Schutz Phase

### 3.1.2 Überstromstufe $I_{>}$

Für die Einstellung der Überstromstufe  $I_{>}$  ist vor allem der maximal auftretende Betriebsstrom maßgebend. Anregung durch Überlast muss ausgeschlossen sein, da das Gerät in dieser Betriebsart mit entsprechend kurzen Kommandozeiten als Kurzschlusschutz, nicht als Überlastschutz arbeitet. Es wird daher bei Leitungen etwa 20 %, bei Transformatoren und Motoren etwa 40 % oberhalb der maximal zu erwartenden (Über-)Last eingestellt. Die einzustellende Zeitverzögerung (Parameter 1205 T  $I_{>}$ ) ergibt sich aus dem für das Netz aufgestellten Staffelman.

Die eingestellte Zeit ist eine reine Zusatzverzögerungszeit, die die Eigenzeit (Messzeit) nicht einschließt. Die Verzögerung kann auch auf  $\infty$  gestellt werden. Dann löst die Stufe nach Anregung nicht aus, jedoch wird die Anregung gemeldet. Wird die  $I_{>}$ -Stufe überhaupt nicht benötigt, stellt man die Ansprechschwelle  $I_{>}$  auf  $\infty$ . Dann gibt es weder eine Anregemeldung noch eine Auslösung.

Gemäß obigem Beispiel ergibt sich hierfür ein berechneter Einstellwert von

$$I_{>} = 1,4 \cdot I_{NT,33} = 1,4 \cdot 70 \text{ A} = 100 \text{ A} = 1,0 \cdot I_{NW,33}$$

### 3.1.3 Überstromstufen $AMZ I_p$

Es ist zu beachten, dass bei Wahl einer abhängigen Auslösecharakteristik zwischen Anregerwert und Einstellwert bereits ein Faktor von ca. 1,1 eingearbeitet ist. D.h. eine Anregung erfolgt erst beim Fließen eines Stromes in Höhe des 1,1-fachen Einstellwertes. Der Stromwert wird unter Adresse 1207  $I_p$  eingestellt. Für die Einstellung ist vor allem der maximal auftretende Betriebsstrom maßgebend.



Anregung durch Überlast muss ausgeschlossen sein, da das Gerät in dieser Betriebsart mit entsprechend kurzen Kommandozeiten als Kurzschlusschutz, nicht als Überlastschutz arbeitet. Der zugehörige Zeitmultiplikator ist bei Wahl einer IEC-Kennlinie unter Adresse 1208  $T_{Ip}$  und bei Wahl einer ANSI-Kennlinie unter Adresse 1209 TIME DIAL: TD zugänglich. Dieser ist mit dem Staffelpfad des Netzes zu koordinieren.

Der Zeitmultiplikator kann auch auf  $\infty$  gestellt werden. Dann löst die Stufe nach Anregung nicht aus, jedoch wird die Anregung gemeldet. Wird die  $I_p$ -Stufe überhaupt nicht benötigt, wählt man bei der Projektierung der Schutzfunktionen Adresse 112 U/AMZ PHASE = UMZ ohne AMZ.

### 3.1.4 Erdstromstufen

$I_{E>>}$  (Erde)

Die Hochstromstufe  $I_{E>>}$  wird unter der Adresse 1302 und der zugehörigen Verzögerung  $T_{IE>>}$ , 1303 eingestellt. Für die Einstellung gelten ähnliche Überlegungen wie zuvor für die Phasenströme beschrieben.

$I_{E>}$  (Erde) bzw.  $I_{Ep}$

Für die Einstellung der Überstromstufe  $I_{E>}$  bzw.  $I_{Ep}$  ist vor allem der minimal auftretende Erdkurzschlussstrom maßgebend. Ist beim Einsatz des Schutzgerätes an Transformatoren oder Motoren mit großen Einschaltstromstößen (Rush) zu rechnen, kann im 7SJ62/63/64 für die Überstromstufe  $I_{E>}$  bzw.  $I_{Ep}$  von einer Einschaltstabilisierung Gebrauch gemacht werden. Diese wird gemeinsam für Phasen- und Erdstrom unter Adresse 2201 RUSHSTABIL. ein- oder ausgeschaltet.

Die einzustellende Zeitverzögerung (Parameter 1305  $T_{IE>}$  bzw. 1308  $T_{IEp}$ ) ergibt sich aus dem für das Netz aufgestellten Staffelpfad, wobei für Erdströme im geerdeten Netz häufig ein getrennter Staffelpfad mit kürzeren Verzögerungszeiten möglich ist.

### 3.2 AWE

Zur Durchführung von Kurzunterbrechungen auf Freileitungen kann die integrierte Automatische Wieder Einschaltung verwendet werden. Diese kann von jeder Überstromstufe und auch anderen Schutzfunktionen angeworfen werden. Auch ein Anwurf von extern über Binäreingänge ist möglich. Damit kann die Wiedereinschaltfunktion individuell ohne externe Verdrahtung an den jeweiligen Anwendungsfall angepasst werden.

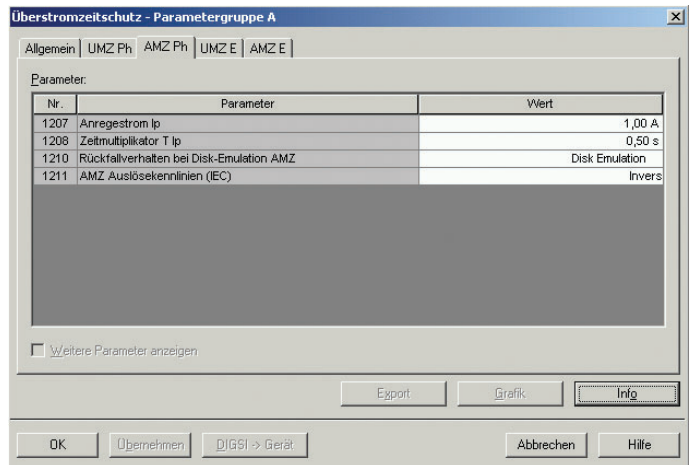


Bild 5 DIGSI Parameterblatt AMZ-Schutz Phase

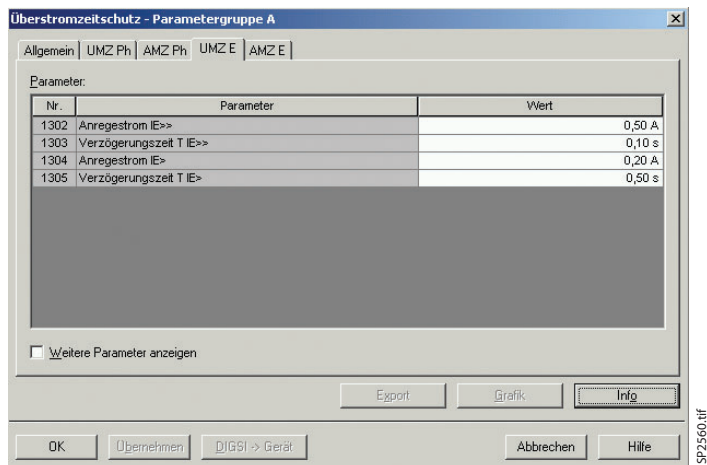


Bild 6 DIGSI Parameterblatt UMZ-Schutz Erde

Nachfolgend die Einstellbeschreibung der wichtigsten WE-Parameter:

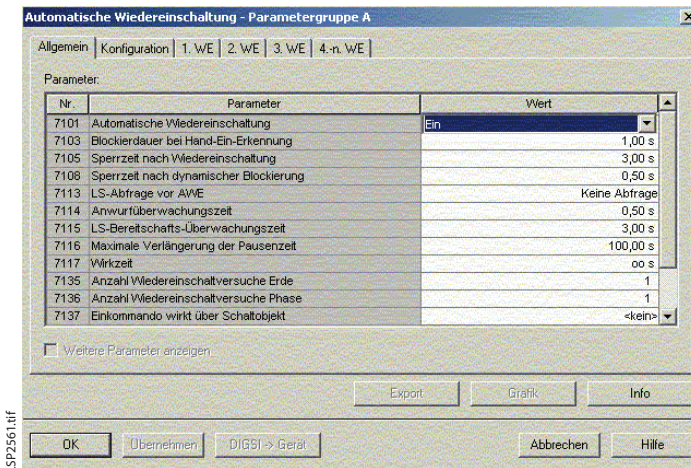
**7105 Sperrzeit:**

Die Sperrzeit  $T_{SPERRZEIT}$  (Adresse 7105) ist die Zeitspanne, nach der nach einer erfolgreichen Wiedereinschaltung die Netzstörung als beendet gilt. Im Allgemeinen genügen einige Sekunden. In gewitterreichen oder sturmreichen Gegenden ist eine kurze Sperrzeit sinnvoll, um die Gefahr der endgültigen Abschaltung infolge kurz aufeinander folgender Blitzeinschläge oder Seilüberschläge (Seiltanzen) zu mindern. Die Vorbelegung ist mit 3 s gewählt.

**7117 Wirkzeit:**

Die Wirkzeit überprüft die Zeit zwischen der Anregung des Gerätes und dem Auslösekommando einer als Starter parametrisierten Schutzfunktion bei bereiter, aber noch nicht laufender AWE. Kommt es innerhalb der Wirkzeit zu einem Auslösekommando einer als Starter parametrisierten Schutzfunktion, so wird die AWE angeworfen. Liegt diese Zeit außerhalb des parametrisierten Wertes der T WIRK (Adresse 7117), so wird die AWE dynamisch blockiert. Bei abhängigen Auslösekennlinien ist die Auslösezeit ganz wesentlich durch den Fehlerort bzw. Fehlerwiderstand bestimmt. Mit Hilfe der Wirkzeit wird bei weit entfernten oder hochohmigen Fehlern mit langer Auslösezeit keine Wiedereinschaltung gestartet. Die Voreinstellung von ∞ bedeutet, dass immer eine WE durchgeführt wird.

7135 Anzahl Wiedereinschaltversuche Erde  
 7136 Anzahl Wiedereinschaltversuche Phase  
 Die Anzahl der Wiedereinschaltungen kann für die Programme „Phase“ (Adresse 7136, ANZAHL WE PHASE) und „Erde“ (Adresse 7135 ANZAHL WE ERDE) getrennt eingestellt werden. Die Voreinstellung ist für beide Parameter 1 (eins), somit wird ein WE-Zyklus durchgeführt.

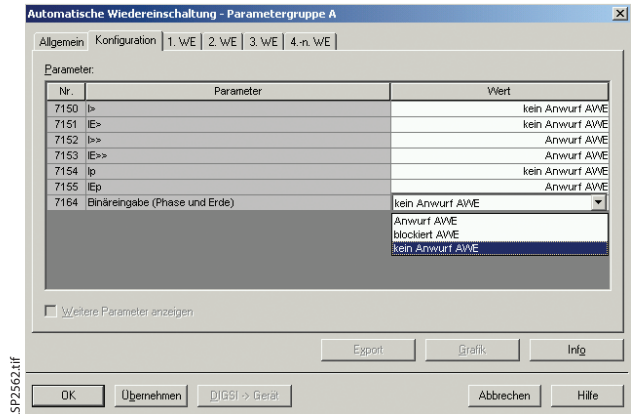


**Bild 7** DIGSI Parameterblatt AWE Allgemein

Im „Konfigurationsblatt“ wird definiert, welche der Schutzstufen die Wiedereinschaltung anwirft. Für jede der Stufen kann entschieden werden, ob diese Stufe die WE anwirft, nicht anwirft oder blockiert.

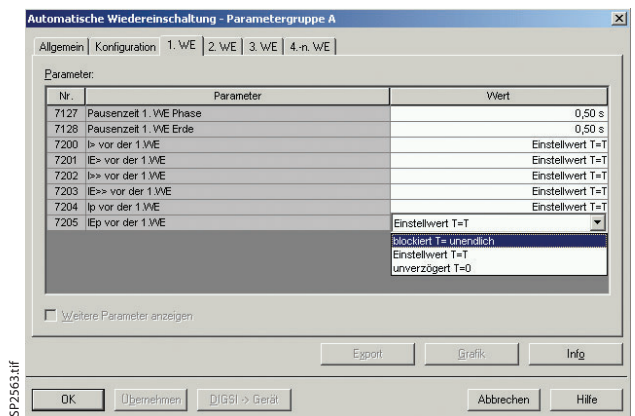
**7127 Pausenzeit 1. WE Phase  
 7128 Pausenzeit 1. WE Erde**

Die Parameter 7127 und 7128 legen die Länge der Pausenzeiten des 1. Zyklus fest. Die durch den Parameter definierte Zeit wird mit dem Öffnen des Leistungsschalters (wenn Hilfskontakte rangiert sind) oder mit gehender Anregung nach dem Auslösekommando gestartet.



**Bild 8** DIGSI Parameterblatt AWE Konfiguration

In Adresse 7127 T PAUSE1 PHASE wird die Pausenzeit vor der ersten Wiedereinschaltung für das Wiedereinschaltprogramm „Phase“ (Phase-Phase-Fehler), in Adresse 7128 T PAUSE1 ERDE für das Wiedereinschaltprogramm „Erde“ (einpolige Phase-Erde-Fehler) eingestellt. Für die Dauer der spannungslosen Pausen ist der Anwendungsfall maßgebend. Bei längeren Leitungen sollten sie lang genug sein, so dass der Kurzschlusslichtbogen verlöschen kann und die ihn umgebende Luft ionisiert ist, damit die Wiedereinschaltung Erfolg verspricht (üblich 0,9 s bis 1,5 s). Bei mehrseitig gespeisten Leitungen steht häufig die Stabilität des Netzes im Vordergrund. Da die abgeschaltete Leitung keine synchronisierenden Kräfte entwickeln kann, ist häufig nur eine kurze spannungslose Pause zulässig. Übliche Werte liegen bei 0,3 s bis 0,6 s. In Strahlennetzen sind normalerweise längere spannungslose Pausen erlaubt. Die Voreinstellung beträgt 0,5 s.



**Bild 9** DIGSI Parameterblatt AWE 1. WE Zyklus

4. Weiterführende Funktionen

Wie bereits im Kapitel 2 beschrieben, können in den SIPROTEC 4-Geräten eine Vielzahl von zusätzlichen Funktionen konfiguriert werden. Dies sind neben weiteren Schutzfunktionen auch Steueraufgaben für den Abzweig. Alle SIPROTEC 4-Geräte (z.B. 7SJ61 und 7SJ62) haben 4 frei belegbare Funktionstasten F1 bis F4, die häufig verwendete Gerätebedienungen vereinfachen. Über diese Funktionstasten kann z.B. direkt in das Anzeigefenster für Messwerte oder für Störfallprotokolle gesprungen werden. Soll das Gerät auch für die Abzweigsteuerung eingesetzt werden, können diese Tasten für die Steuerung des Leistungsschalters verwendet werden. Die Taste F1 wählt dann z.B. den EIN-Befehl, die Taste F2 den AUS-Befehl an, die F3-Taste führt den angewählten Befehl aus (zweistufige Befehlsausgabe).



Bild 10 Frontansicht 7SJ61 bzw. 7SJ62

Das 7SJ63 verfügt zudem über ein graphisches Display auf dem das Abzweigsteuerbild individuell angezeigt werden kann. Über getrennte EIN/AUS-Bedienknöpfe kann sicher und zuverlässig lokal gesteuert werden. Eine integrierte, frei programmierte Verriegelungslogik verhindert dabei Fehlschaltungen.



Bild 11 Frontansicht 7SJ63

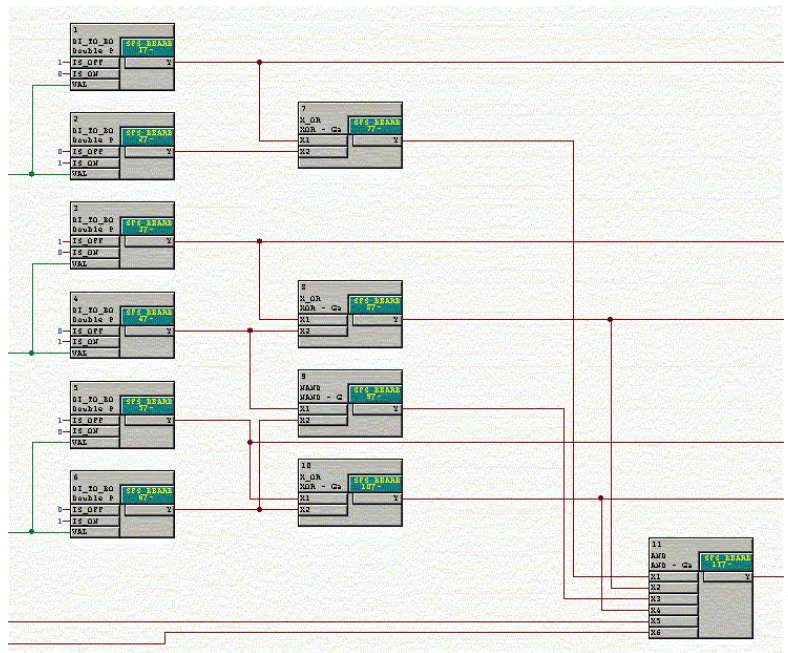


Bild 12 Beispiel für Verriegelungslogik

Über zwei Schlüsselschalter kann die Schalthoheit (lokal/fern) umgeschaltet und die Verriegelungsprüfung überbrückt werden.

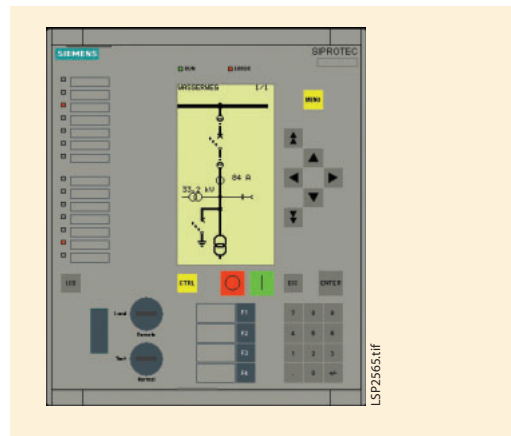


Bild 13 Frontansicht, Schlüsseltaster mit kundenspezifisches Abzweigsteuerbild

■ 5. Anschlussbeispiele

5.1 Strom- und Spannungswandler

Der Anschluss der Schutzgeräte an die Schaltanlage hängt von der Anzahl der Schaltobjekte (Leistungsschalter, Trenner) und Strom- und Spannungswandler ab. Normalerweise stehen je Feld mindestens drei Stromwandler zur Verfügung, die wie folgt an das Schutzgerät angeschlossen werden.

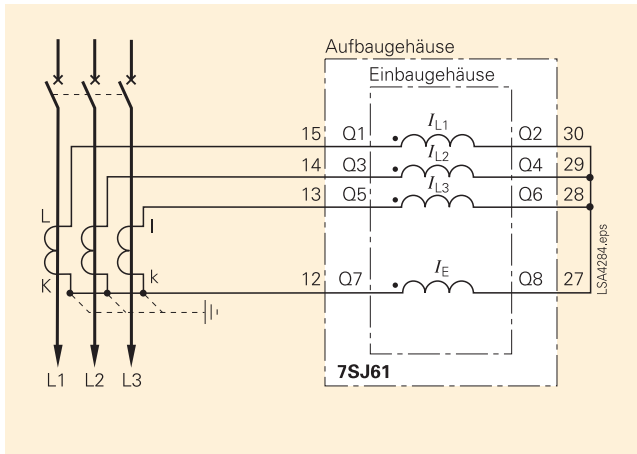
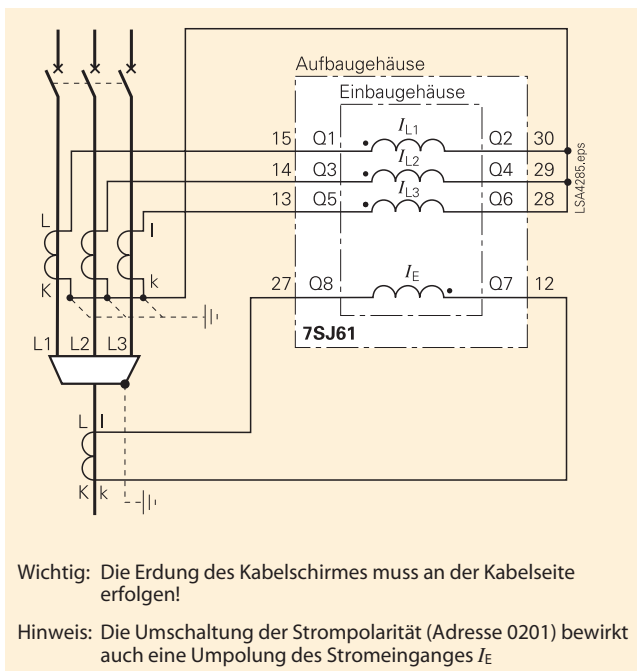


Bild 14 Wandleranschluss an drei Stromwandler

In manchen Anlagen wird zusätzlich der Erdstrom über einen Kabelumbauwandler gemessen. Dieser kann getrennt an das Schutzgerät angeschlossen werden. Durch einen Kabelumbauwandler wird eine höhere Genauigkeit (Empfindlichkeit) bei kleinen Erdströmen erreicht.



Wichtig: Die Erdung des Kabelschirmes muss an der Kabelseite erfolgen!

Hinweis: Die Umschaltung der Strompolarität (Adresse 0201) bewirkt auch eine Umpolung des Stromeinganges  $I_E$

Bild 15 Wandleranschluss an drei Stromwandler und Kabelumbauwandler

Stehen auch Spannungen zur Verfügung (vom Feld oder als Sammelschienenmessung) können diese bei 7SJ62/63/64 angeschlossen werden und ermöglichen dann auch spannungsabhängige Schutzfunktionen (gerichteter Überstromschutz, Spannungsschutz, Frequenzschutz, ...).

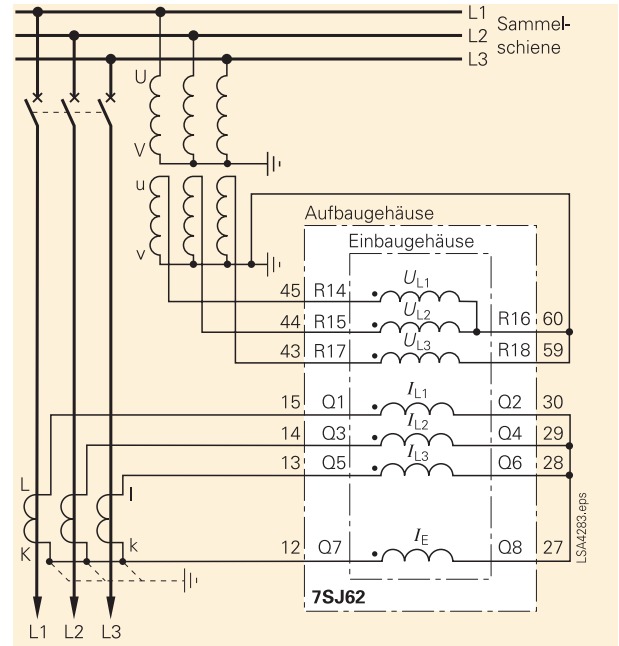


Bild 16 Wandleranschluss an drei Strom- und drei Spannungswandler

5.2 Ein-/Ausgabeperipherie

Neben den Stromwandlern und im Bedarfsfall Spannungswandlern muss noch mindestens das AUS-Kommando zum Leistungsschalter verdrahtet werden. Die Standardrangierung unterstützt dies durch eine praxisorientierte Vorbelegung.

Vorbelegung der Ein- und Ausgänge beim 7SJ610:

Binäreingänge

- BE1 block UMZ/AMZ
- BE2 LED reset
- BE3 Displaybeleuchtung an

Binärausgänge (Kommandorelais)

- BA1 AUS-Kommando
- BA2 WE-Einkommando
- BA3 WE-Einkommando
- BA4 MW-Überwachung
- Life Life-Kontakt

Leuchtdioden

- LED1 AUS-Kommando
- LED2 Anregung L1
- LED3 Anregung L2
- LED4 Anregung L3
- LED5 Anregung E
- LED6 MW-Überwachung
- LED7 nicht belegt

Änderungen an der Vorbelegung sowie die Einstellung der Schutzparameter werden komfortabel mit dem Bedienprogramm DIGSI 4 durchgeführt. Die Parametrierdaten können dann abgespeichert und als Vorlage für weitere Abzweige bequem kopiert werden.

■ 6. Zusammenfassung

SIPROTEC 4-Geräte eignen sich aufgrund der modularen Hardwarestruktur und des flexiblen Funktionsumfangs für nahezu jede Anwendung. Je nach Anforderung kann ein entsprechendes Gerät mit dem erforderlichen Funktionsumfang gewählt werden. Die Werksparametrierung orientiert sich an typischen Anwendungen und kann oft mit nur kleinen Änderungen übernommen werden. Bei der Parametrierung mit DIGSI werden alle nicht erforderlichen Parameter ausgeblendet und somit die Übersichtlichkeit wesentlich erhöht.

Die Nachrüstung von seriellen Schnittstellen für die spätere Einbindung in eine Stationsleittechnik ist auch vor Ort möglich, die Hochrüstzeit somit auf ein Minimum reduziert. Der Funktionsumfang lässt sich ebenso nachträglich durch kostenpflichtiges „Downloaden“ einer neuen Bestellnummer ändern.

|                 | Information |                 |    |     | Ziel   |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    |    |  |
|-----------------|-------------|-----------------|----|-----|--------|---|---|----|---|---|-----|---|---|---|---|---|---|--------|---|---|---|----|----|--|
|                 | Nummer      | Displaytext     | L  | Typ | Quelle |   |   | BA |   |   | LED |   |   |   |   |   |   | Puffer |   |   | C | ST |    |  |
|                 |             |                 |    |     | 1      | 2 | 3 | 1  | 2 | 3 | 4   | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7      | B | E | N |    |    |  |
| Gerät           |             |                 |    |     | *      | * | * |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * |    | *  |  |
| Anlagendaten 1  |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * |    | *  |  |
| Störschreibung  |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * |    | *  |  |
| Anlagendaten 2  | 00356       | >Hand-EIN       |    | EM  |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    |    |  |
|                 | 02720       | >Frei AWE Stufe |    | EM  |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   | KG |    |  |
|                 | 00533       | IL1 =           |    | WM  |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    | KG |  |
|                 | 00534       | IL2 =           |    | WM  |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    | KG |  |
|                 | 00535       | IL3 =           |    | WM  |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    | KG |  |
|                 | 00501       | Ger. Anregung   |    | AM  |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    | K  |  |
|                 | 00511       | Gerät AUS       |    | AM  |        |   |   | U  |   |   |     | G |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    | K  |  |
|                 | 00561       | Hand-EIN        |    | AM  |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    | KG |  |
|                 | 04601       | >LS geschlossen |    | EM  |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    |    |  |
|                 | 04602       | >LS offen       |    | EM  |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   |    |    |  |
| 00126           | Schutz E/A  |                 | IE |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        |   |   |   | KG |    |  |
| U/AMZ           |             |                 |    |     | *      | * | * |    |   |   |     | * | * | * | * | * | * | *      | * | * | * | *  | *  |  |
| Messwertüberw.  |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * | *  | *  |  |
| Automatische WE |             |                 |    |     |        |   |   |    |   | * | *   | * | * | * | * | * | * | *      | * | * | * | *  | *  |  |
| Dit/Modus       |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * | *  | *  |  |
| Schaltobjekte   |             |                 |    |     |        |   |   |    |   | * | *   | * | * | * | * | * | * | *      | * | * | * | *  | *  |  |
| Prozessmeldung  |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * | *  | *  |  |
| Messwerte       |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * | *  | *  |  |
| Grenzwerte      |             |                 |    |     |        |   |   |    |   | * | *   | * | * | * | * | * | * | *      | * | * | * | *  | *  |  |
| Energiezähler   |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * | *  | *  |  |
| Statistik       |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * | *  | *  |  |
| StatistikGrenz  |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * | *  | *  |  |
| SW-Umschalter   |             |                 |    |     |        |   |   |    |   |   |     |   |   |   |   |   |   |        | * | * | * | *  | *  |  |

Bild 17 DIGSI Rangiermatrix

LSP2.566.tif



## Differentialschutz von Kabeln bis 12 km über Hilfsadern (7SD600)

### ■ 1. Einleitung

Leitungsdifferentialschutzsysteme erlauben es, Kabel oder Freileitungen bei Kurzschlüssen streng selektiv und schnellstmöglich zu schützen. Das Einsatzgebiet des hier beschriebenen 7SD600 liegt vorwiegend im Mittelspannungsbereich, wenn entweder die Auslösezeiten gestaffelter Überstromschutzgeräte zu hoch werden, oder Distanzschutzgeräte die gewünschte Selektivität nicht mehr gewährleisten können.

### ■ 2. Schutzkonzept

Der digitale Differentialschutz SIPROTEC 7SD600 ist ein Kurzschlusschutz für Kabel und Freileitungen in Energieversorgungsnetzen, unabhängig von der Behandlung des Systemsternpunktes und arbeitet nach dem traditionellen 2-Adern-Prinzip. Hierbei werden an den beiden Leitungsenden die jeweiligen Phasenströme per Mischwandler zu je einem Mischstrom aufsummiert. Die Mischströme werden dann über Spannungsteiler in proportionale Spannungen umgesetzt, die entgegengesetzt gepolt auf zwei Hilfsadern gespeist werden. Die resultierende Spannungsdifferenz treibt schließlich einen Strom, der die für beide Geräte bestimmende Auslösegröße darstellt. Aufgrund seiner strengen örtlichen Selektivität – der Schutzbereich ist durch die Stromwandler an beiden Enden der Strecke begrenzt – wird der Differentialschutz in der Regel als unverzügter Hauptschutz eingesetzt, da kein anderer Schutz die Leitung schneller und selektiver abschalten kann.

### 2.1 Differentialschutz

#### 2.1.1 Prinzip und Stromwandleranschluss

Die Differentialschutzfunktion (ANSI 87L) des 7SD600 erkennt Kurzschlüsse im Schutzbereich durch den Vergleich der an beiden Enden der Leitung erfassten Mischströme. Hierzu werden die sekundärseitigen Phasenströme der Primärstromwandler mit unterschiedlicher Gewichtung (Anzahl der Windungen) dem Mischwandler zugeführt, der daraus einen Mischstrom aufsummiert.



Bild 1 Kabeldifferentialschutz SIPROTEC 7SD600

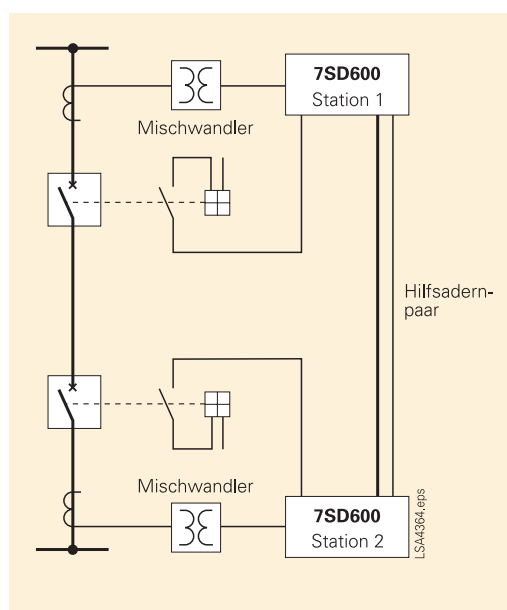


Bild 2 Prinzipschaltbild des Leitungsdifferentialschutzes 7SD600

Dies setzt auch voraus, dass an beiden Enden Stromwandler mit gleichen Primärwerten eingesetzt werden, ansonsten muss das unterschiedliche Übersetzungsverhältnis durch eine entsprechende Beschaltung der Anpass- und/oder Mischwandler ausgeglichen werden.

### 2.1.2 Mischwandler

Standardmäßig wird der Mischwandler 4AM4930 in der Normalanschaltung eingesetzt.

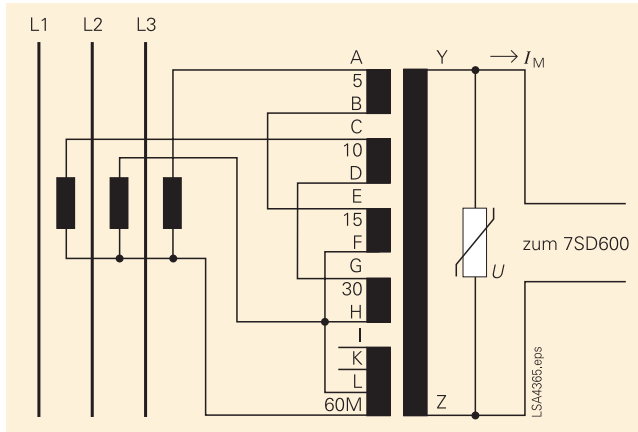


Bild 3 Normalanschluss Mischwandler 4AM4930

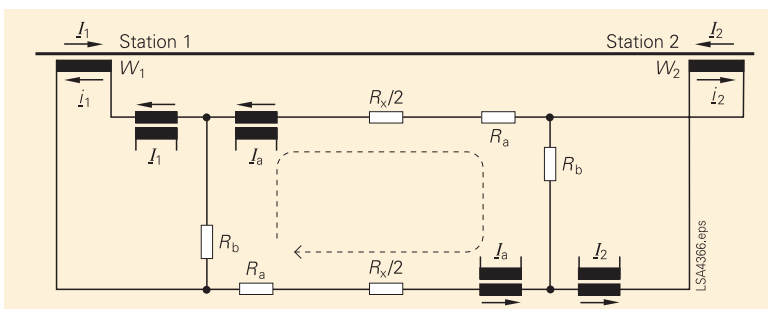
Dieser besitzt primärseitig unterschiedliche Primärwicklungen mit mehreren Anzapfungen, wodurch Mischungsverhältnisse der Phasenströme und Anschlussarten (z. B. zweiphasiger Anschluss) variiert werden können. Somit lassen sich erhöhte Empfindlichkeiten (z. B. des Erdstromes) oder Bevorzungen bei Doppelerdschluss elegant realisieren.

| Fehler          | W          | $W / \sqrt{3}$ | $I_1$ für $I_M = 20 \text{ mA}$ |
|-----------------|------------|----------------|---------------------------------|
| L1-L2-L3 (sym.) | $\sqrt{3}$ | 1,0            | $1 \times I_N$                  |
| L1-L2           | 2          | 1,15           | $0,87 \times I_N$               |
| L2-L3           | 1          | 0,58           | $1,73 \times I_N$               |
| L3-L1           | 1          | 0,58           | $1,73 \times I_N$               |
| L1-E            | 5          | 2,89           | $0,35 \times I_N$               |
| L2-E            | 3          | 1,73           | $0,58 \times I_N$               |
| L3-E            | 4          | 2,31           | $0,43 \times I_N$               |

Tabelle 1 Fehlerarten und Wicklungswertigkeiten W bei Normalanschluss L1 - L3 - E

Die gewählte Anschaltung des Mischwandlers muss an beiden Leitungsenden identisch ausgeführt sein, da ansonsten unterschiedliche Gewichtungen der Phasenströme vorliegen, was mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Fehlauflösung führen wird.

Bild 4 Funktionsschema



### 2.1.3 Differentialstrom

Bei Normalanschluss des Mischwandlers und symmetrischem Stromfluss (Nenngröße) fließen am Mischwandler sekundärseitig 20 mA. Dieser Mischstrom wird nun zum einen in lokalen 7SD600 gemessen, zum anderen über einen internen Widerstand des Schutzgerätes als Spannungsabfall auf zwei Hilfsadern gespeist. Am Gegenende wird der dortige Mischstrom auf gleiche Art und Weise gebildet und ebenfalls als Spannungsabfall – diesmal aber entgegengesetzt gepolt – auf die beiden Hilfsadern gegeben.

Somit sollten sich die entgegengesetzt gepolten Spannungen im fehlerfreien Zustand aufheben. Im Fehlerfall hingegen, wird bei unterschiedlichen Mischströmen eine resultierende Spannung einen dem theoretischen Differentialstrom proportionalen Strom über die beiden Adern treiben, der dann ebenfalls vom Schutzgerät gemessen wird und als Auslösegröße dient.

### 2.1.4 Transformator im Schutzbereich

Der 7SD600 analysiert optional die Mischströme auch auf einen 100-Hz-Anteil. Somit besteht die Möglichkeit den Schutzbereich über einen Transformator hinweg auszudehnen, allerdings muss durch zusätzliche externe Anpasswandler dafür Sorge getragen werden, dass das Übersetzungsverhältnis der Ströme sowie deren Phasenlage analog zum Transformator kompensiert wird.

### 2.1.5 Stabilisierungsstrom

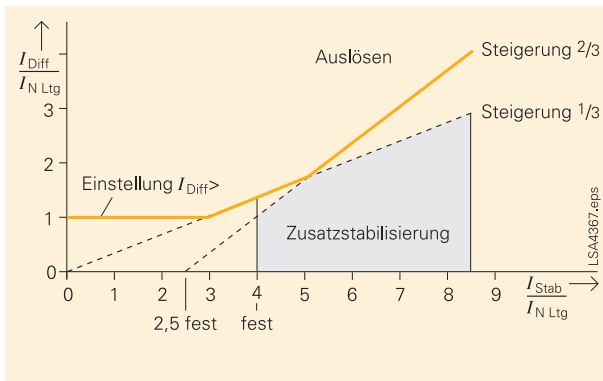
Zur Stabilisierung des Differentialschutzsystems gegen Überfunktion bei außen liegenden Fehlern wird die Auslösegröße „Differentialstrom“ auf eine Stabilisierungsgröße normiert. Letztere ist die Summe der Beträge der Ströme, die an den beiden Enden des Schutzbereiches erfasst werden. Diese Stabilisierung bewirkt, dass bei hohen durchfließenden Strömen Messfehler infolge Wandlerfehlern oder gar Wandlersättigung die Auslösegröße ebenfalls groß sein muss.

Durch die Messung des lokalen Mischwandlersekundärstromes und des Stromes, der über die Hilfsadern fließt, kann jedes der beiden Schutzgeräte daraus Differential- und Stabilisierungsstrom errechnen und gemäß der Auslösekennlinie reagieren.



### 2.1.6 Auslösekennlinie

Die Auslösekennlinie des 7SD600 besteht aus drei Abschnitten. Im Bereich kleiner Ströme muss eine fixe, als Parameter einstellbare Ansprechschwelle überschritten werden, um eine Auslösung zu erzielen. Die beiden anderen Äste der Auslösekennlinie sind fest vorgegeben. Mit steigender Stromhöhe nehmen die stromproportionalen Wandlerfehler zu. Dies wird im Auslöseprogramm durch einen Abschnitt einer Ursprungsgeraden mit Steigung  $1/3$  berücksichtigt. Bei noch höheren Strömen wird die Auslösegrenze durch eine weitere Gerade bestimmt, die die Stabilisierungsachse bei  $2,5 \cdot I_{N, Ltg.}$  schneidet und eine Steigung von  $2/3$  besitzt. Dieser Ast berücksichtigt beginnende Stromwandlersättigung.



**Bild 5** Stabilisierungskennlinie des Differentialschutzes gezeichnet bei Voreinstellung  $I_{Diff} > = 1,0 \cdot I_{N, Ltg.}$ .

- $I_{Diff}$  =  $|I_1 + I_2|$   
 $I_{Stab}$  =  $|I_1| + |I_2|$   
 $I_1$  = Strom am örtlichen Leitungsende, in die Leitung fließend positiv  
 $I_2$  = Strom am Gegenende in die Leitung fließend positiv  
 $I_{N, Ltg.}$  = Nennstrom der Leitung

Damit der Differentialschutz bei sehr stromstarken außen liegenden Fehlern stabil bleibt, bietet der 7SD600 bzgl. einer möglichen Wandlersättigung die so genannte Zusatzstabilisierung. Hier erkennt der Schutz anhand des Verlaufs von Stabilisierung- und Differentialstrom, dass zunächst ein außen liegender Fehler eintrat, bevor der Anstieg des Differentialstroms infolge Wandlersättigung erfolgt. Bei Eintritt der Stromwerte in den Bereich der Zusatzstabilisierung wird der Differentialschutz für maximal 1 s blockiert, um dem Wandler Zeit zu geben, wieder aus der Sättigung herauszukommen. Sollte sich jedoch während dieser Zeit für zwei Netzperioden ein stationärer Zustand im Auslösebereich einstellen, wird die Blockierung aufgehoben und der Schutz entscheidet auf Auslösung.

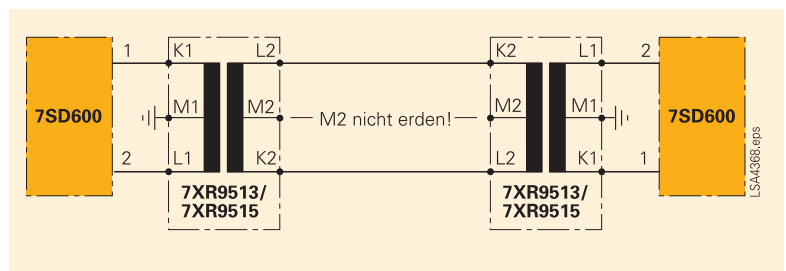
### 2.1.7 Hilfsadern

Als Hilfsadern eignen sich bevorzugt symmetrische Fernsprechadernpaare (typisch  $73 \Omega/km$  Schleifenwiderstand und  $60 nF/km$  Kapazität) mit einer Ader-Ader-Unsymmetrie bei 800 Hz kleiner  $10^{-3}$ . Der Schleifenwiderstand darf  $1200 \Omega$  nicht übersteigen. Zudem muss die bei (Erd-)Kurzschlüssen induzierte Längsspannung in den Hilfsadern betrachtet werden. Die induzierte Längsspannung kann nach folgender Formel berechnet werden:

$$U_1 = 2 \pi f \cdot M \cdot I_{k1} \cdot l \cdot r_1 \cdot r_2$$

- mit
- $U_1$  = induzierte Längsspannung
  - $f$  = Nennfrequenz [Hz]
  - $M$  = Gegeninduktivität zwischen Energieleitung und Hilfsadern [mH/km]
  - $I_{k1}$  = maximaler einpoliger Kurzschlussstrom [kA]
  - $l$  = Länge der Parallelstrecke zwischen Energieleitung und Hilfsadern [km]
  - $r_1$  = Reduktionsfaktor des Energiekabels (bei Freileitungen  $r_1 = 1$ )
  - $r_2$  = Reduktionsfaktor des Hilfsadernkabels

Die berechnete induzierte Spannung braucht nur zur Hälfte berücksichtigt zu werden, da sie sich auf den isolierten Hilfsadern zu beiden Enden aufbaut. Sollte diese 60 % der zulässigen Prüfspannung übersteigen, sind zusätzliche Maßnahmen (Trennwandler) notwendig. Es stehen Trennwandler für die Abriegelung bis 5 kV bzw. 20 kV zur Verfügung. Der Mittelabgriff an der dem Schutzrelais zugewandten Seite ist aus Gründen des Berührungsschutzes zu erden, die Hilfsadernverbindung darf weder geerdet, noch mit Überspannungsableitern versehen sein.



**Bild 6** Anschluss der Trennwandler 7XR9514 (5 kV) bzw. 7XR9513 (20 kV)

### 2.2 Reserveschutzfunktionen

Wie bei modernen, digitalen Schutzgeräten üblich, bietet auch der 7SD600 weitere, integrierte Schutz- und Zusatzfunktionen. Der Anwender muss sich jedoch bei Einsatz dieser Funktionen der fehlenden Hardwareredundanz bewusst sein! Daher sollte zumindest ein weiterer separater Kurzschlusschutz, z. B. ein 7SJ602 installiert werden.

### 2.2.1 Überstromzeitschutz (ANSI 51)

Der 7SD600 enthält neben der Differentialschutzfunktion einen Überstromzeitschutz als Notfunktion, d. h. für den Fall, dass die Hauptschutzfunktion nicht mehr zur Verfügung steht. Per Parametrierung kann eingestellt werden, ob der Not-UMZ generell bei unwirksamer Differentialschutzfunktion oder nur bei Ansprechen der Adernüberwachung aktiviert werden soll.

Dieser Not-UMZ arbeitet mit dem lokalen Mischstrom und ist einstufig ausgeführt. Die Stromschwelle wird über den maximalen symmetrischen Laststrom eingestellt. Da im Allgemeinen keine zeitliche Staffelung der Notfunktion bei vollem Erhalt der Selektivität möglich ist, muss hier ein Kompromiss zwischen Selektivität und Schnelligkeit des Schutzes gefunden werden. Auf jeden Fall sollte die Auslösezeit um mindestens eine Staffelung verzögert werden, um abzuwarten, ob der hohe Strom nicht auf Fehler in benachbarten Netzabschnitten beruht und nicht andere Schutzgeräte diesen Fehler selektiv abschalten.

### 2.2.2 Zusatzfunktionen

#### Hilfsadernüberwachung

Zur korrekten Kalkulation des Mischstromes am entfernten Ende des Schutzbereiches wird der ohmsche Widerstand der Hilfsadernschleife benötigt. Im Rahmen der Inbetriebsetzung wird dieser mit Hilfe von DIGSI komfortabel ermittelt und in die Schutzgeräteparameter eingetragen. Da im Normalbetrieb bei durchfließenden Strömen keine Differenzspannung und damit auch kein Differentialstrom auftreten, ist eine Überwachung der Hilfsadernverbindung dringend angeraten. Hierzu werden tonfrequente Signale auf die Verbindungsleitung aufmoduliert.

#### Schaltermithnahme, Fernauslösung

Mittels der gleichen Übertragungseinrichtung kann bei einer Schutzauslösung am lokalen Ende ein Mitnahmesignal an die Gegenseite gesendet werden, um die fehlerbehaftete Leitung frei zu schalten. Nach gleichem Schema arbeitet die Fernauslösefunktion, bei der ein via Binäreingang eingekoppeltes Signal als Abschaltbefehl für den Leistungsschalter auf der Gegenseite interpretiert wird. Auch hier wird wie bei der Schaltermithnahme ein tonfrequentes Signal an das Partnergerät übertragen.

### ■ 3. Einstellungen

Die Parametereinstellungen der beiden Schutzgeräte des Differentialschutzsystems unterscheiden sich nur in wenigen Punkten, daher werden zunächst nur die Einstellungen eines 7SD600 erläutert.

Die Unterschiede werden gegen Ende dieses Kapitels explizit aufgelistet.

Der 7SD600 zeichnet sich durch seine wenigen Einstellparameter aus, so dass er schnell und weitestgehend problemlos parametrierbar werden kann. Die einzige Funktion, die in der Projektierung unter der Rubrik „Geräteumfang“ (de-) aktiviert werden kann, sofern das Gerät mit dieser Option bestellt wurde, ist die Hilfsadernüberwachung. Diese sollte unbedingt aktiviert werden.

### 3.1 Anlagen-/Leistungsdaten

In der „Anlagen-/Leistungsdaten“ genannten Rubrik werden die durch die Primärtechnik definierten Parameter eingestellt (siehe auch Bild 7). Dies sind u. a. die Netzfrequenz, das Übersetzungsverhältnis der Stromwandler sowie die Mindestansteuerzeit des Leistungsschalters bei einer Schutzauslösung. Zur besseren Anpassung der Differentialschutzkennlinie, werden die Schutzkenngrößen auf den Nennstrom der Leitung bezogen; dieser ist an dieser Stelle einzugeben und muss in beiden Geräten unbedingt gleich eingestellt sein. Wie oben bereits beschrieben, ist der Widerstand der Hilfsadernverbindung für die korrekte Berechnung des Stromwertes am Gegenende von Nöten. Dieser kann entweder aus den Datenblättern der Hilfsadernverbindung errechnet oder im Rahmen der Inbetriebsetzung entsprechend der Anleitung im Gerätehandbuch durch das Gerät selbst ausgemessen werden. Anschließend ist dieser Wert hier einzutragen. Schließlich kann an dieser Stelle die Lock-Out-Funktion ein- oder ausgeschaltet werden. Die aktivierte Lock-Out-Funktion erfordert ein Quittieren des Auskommandos über die Quittiertaste am Gerät oder durch Setzen eines Binäreinganges, z. B. durch einen externen Schalter.

### 3.2 Leitungsdifferentialschutz

#### 3.2.1 Leitungsdifferentialschutz

Wie bei allen Schutzfunktionen kann auch der Differentialschutz an dieser Stelle ein- oder ausgeschaltet werden, um eine funktionsselektive Prüfung zu vereinfachen. Es besteht zudem die Option, diesen Parameter auf „nur Meldung“ einzustellen, so dass z. B. bei der Inbetriebsetzung alle Meldungen dieser Schutzfunktion protokolliert werden, jedoch keine Auslösung erfolgt. Selbstverständlich muss für den normalen Betriebszustand die Differentialschutzfunktion eingeschaltet sein. Bezüglich der Differentialschutzfunktion ist lediglich die Ansprechschwelle  $I_{DIF>}$  einzustellen (bezogen auf den Leitungsnennstrom!).

Dieser Wert muss – bezogen auf den Mischstrom, also unter Berücksichtigung der Gewichtungsfaktoren für die unterschiedlichen Fehlerarten – unterhalb des minimalen Kurzschlussstromes, aber oberhalb des Einschaltstromes und der Wandlerfehler des Primär- und des Mischwandlers liegen. Der voreingestellte Wert von  $1,0 \cdot I / I_{N, \text{Ltg}}$  hat sich in langjährigem Einsatz als stabiler Erfahrungswert bewährt. Unter Berücksichtigung eines Gewichtungsfaktors von über 2 für einpolige Fehler, entspricht dies knapp fünfmal einem angenommenen Ladestrom von 10 % bezogen auf  $I_{N, \text{Ltg}}$ . Sollte das 5-fache des Ladestromes über diesem Wert liegen, ist  $I_{\text{DIFF}}$  anzuheben. Dieser Ladestrom errechnet sich nach der Gleichung:

$$I_C = 3,63 \cdot 10^{-6} \cdot U_N \cdot f_N \cdot C_B' \cdot s$$

$I_C$  = dem zu ermittelnden Ladestrom in A primär

$U_N$  = der Nennspannung des Netzes in kV

$f_N$  = der Nennfrequenz des Netzes in Hz

$C_B'$  = der bezogenen Betriebskapazität der Leitung in nF/km

$s$  = der Länge der Leitung in km

### 3.2.2 Blockierung mit 2. Harmonischer

Im Schutzbereich des 7SD600 darf auch ein Transformator liegen, jedoch muss in diesem Fall die Transformatorübersetzung mit externen Anpasswandlern nachgebaut werden, damit Stromhöhe und Phasenlage an den Eingängen des Mischwandlers auf beiden Seiten des Transformators übereinstimmen. Für diesen Anwendungsfall besteht die Notwendigkeit den Differentialschutz gegenüber dem Trafo-Einschaltrush zu stabilisieren. Da kein Transformator im Schutzbereich liegt, wird die Blockierung des Differentialschutzes mittels der 2. Harmonischen ausgeschaltet, somit sind auch die Einstellwerte für die Ansprechschwelle der 2. Harmonischen und der maximale Differentialstrom der durch diese Funktion blockiert wird, nicht relevant.

### 3.2.3 AUS-Verzögerung

In besonderen Anwendungsfällen (z. B. rückwärtige Verriegelung) kann es nötig sein, den Differentialschutz etwas zu verzögern. Dies kann an dieser Stelle eingestellt werden.

### 3.2.4 Örtliche Stromschwelle

Eine örtliche Stromschwelle, die überschritten sein muss, kann als weitere Bedingung für die Auslösung am lokalen Ende eingestellt werden. Bei der Voreinstellung  $0 \cdot I_{N, \text{Ltg}}$  lösen die Schutzgeräte bei Ansprechen des Differentialschutzes an beiden Enden aus. Soll z. B. bei einseitiger Speisung das ferne Ende, über das kein auf den Fehler speisender Strom fließt, nicht abgeschaltet werden, kann dort die örtliche Stromschwelle angehoben werden.

### 3.2.5 Mitnahmefunktion

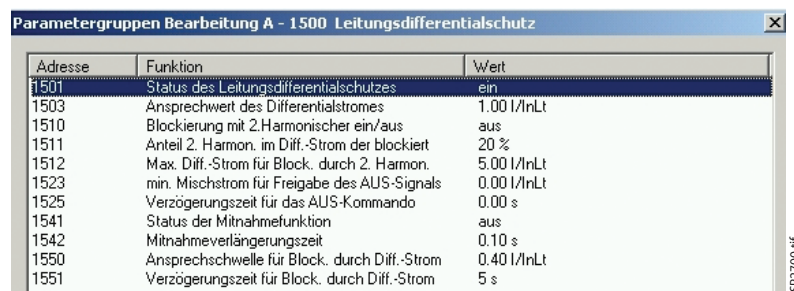
In Ausnahmefällen kann der Wunsch bestehen, die örtliche Stromschwelle hoch zu setzen. Um auch in diesem Fall ein Freischalten des fehlerbehafteten Leistungsabschnittes sicherzustellen, kann die Mitnahmefunktion aktiviert werden. Diese sendet über die Hilfsadern ein aufmoduliertes Signal an das Partnergerät, das dort zur Auslösung des Leistungsschalters führt. Das Mitnahmesignal steht zunächst bis zum Rückfall der Differentialschutzfunktion an, kann aber danach auch noch verlängert werden, um eine sichere Auslösung auf der Gegenseite zu garantieren.

### 3.2.6 Differentialschutz-Blockierung („spill current“)

Diese Differentialstrom-Überwachungsfunktion reagiert auf einen permanenten niedrigen Differentialstrom, wie er durch den Ausfall einer Phase am Mischwandler hervorgerufen werden kann (z. B. durch Adernbruch) und blockiert den Differentialschutz. Die Einstellschwelle (Parameter 1550) wird knapp oberhalb der kapazitiven Verluste der Hilfsadern eingestellt, welche sich bei einer Netzfrequenz von 50 Hz gemäß

$$I_{\text{spill}} (\%) = 0,025 \cdot I_{N, \text{Ltg}} \cdot l_{\text{Ltg}} (\text{km})$$

abschätzen lassen. Bei 12 km Leitungslänge ergibt sich für den „spill current“ ein Wert von  $0,3 \cdot I_{N, \text{Ltg}}$ , um ein Fehlansprechen zu verhindern, wird der Parameter auf  $0,4 \cdot I_{N, \text{Ltg}}$  eingestellt. Das Ansprechen der Überwachung wird gemäß der Voreinstellung um 5 s verzögert.



| Adresse | Funktion                                       | Wert       |
|---------|--|------------|
| 1501    | Status des Leitungsdifferentialschutzes        | ein        |
| 1503    | Ansprechwert des Differentialstromes           | 1.00 I/nLt |
| 1510    | Blockierung mit 2. Harmonischer ein/aus        | aus        |
| 1511    | Anteil 2. Harmon. im Diff.-Strom der blockiert | 20 %       |
| 1512    | Max. Diff.-Strom für Block. durch 2. Harmon.   | 5.00 I/nLt |
| 1523    | min. Mischstrom für Freigabe des AUS-Signals   | 0.00 I/nLt |
| 1525    | Verzögerungszeit für das AUS-Kommando          | 0.00 s     |
| 1541    | Status der Mitnahmefunktion                    | aus        |
| 1542    | Mitnahmeverlängerungszeit                      | 0.10 s     |
| 1550    | Ansprechschwelle für Block. durch Diff.-Strom  | 0.40 I/nLt |
| 1551    | Verzögerungszeit für Block. durch Diff.-Strom  | 5 s        |

Bild 7 Einstellung der Differentialschutzfunktion

### 3.3 Hilfsadernüberwachung

Die Hilfsadernüberwachung ist für die Überwachung der Funktionsfähigkeit des Differentialschutzsystems äußerst wichtig. Da im fehlerfreien Betrieb, insbesondere bei niedrigen Betriebsströmen kein nennenswerter Differentialstrom (infolge Wandler- und Messungenauigkeiten) auftritt, würden Adernbruch oder Kurzschluss nicht bemerkt, was zu einem Fehlverhalten des Schutzes führen würde. In dieser Rubrik wird die Hilfsadernfunktion aktiviert und die Reaktion des Schutzes definiert. Bei einer erkannten Störung der Verbindung kann – nach einer einstellbaren Verzögerungszeit – der Differentialschutz blockiert oder die Störung lediglich gemeldet werden.

Um die Kommunikation zwischen den beiden Geräten definiert zu beginnen, muss die Stationskennung unterschiedlich eingestellt werden. Ein 7SD600 wird als „Master“, der andere als „Slave“ parametrierbar.

| Adresse | Funktion                                       | Wert   |
|---------|--|--------|
| 1601    | Status der Adernüberwachung                    | ein    |
| 1602    | Stationskennung für Verbindungsaufnahme        | Master |
| 1603    | Block. des Diffschutzes bei Adernunterbrechung | ein    |
| 1604    | Verzögerungszeit für die Diffschutzblockierung | 5,0 s  |

**Bild 8** Einstellungen der Adernüberwachung für das lokale Gerät („Master“)

### 3.4 Überstromzeitschutz

Die Aktivierung des Not-Überstromzeitschutzes kann entweder bei erkannter Hilfsadernstörung oder generell bei deaktiviertem Differentialschutz eingeschaltet werden. Zu beachten ist, dass als Messgröße ebenfalls der lokale Mischstrom verwendet und die Einstellung auf den Leitungsnennstrom bezogen wird. Auch hier sind bei der Einstellung der Stromschwelle die Gewichtungsfaktoren für die unterschiedlichen Fehlerarten zu berücksichtigen. Die Einstellung der Stromschwellwerte erfolgt – sofern möglich – zwischen maximalem Betriebs- und minimalem Kurzschlussstrom. Die zugehörige Verzögerungszeit wird bestmöglich in den Netzstaffelplan eingepasst, um ein Höchstmaß an Selektivität zu erhalten.

| Adresse | Funktion                                      | Wert                   |
|---------|---|------------------------|
| 1701    | Status des Not-UMZ                            | akt. b. Diffsch.unwirk |
| 1702    | Ansprechwert der I1>-Stufe des Not-UMZ        | 2,00 I/nLt             |
| 1703    | Auslöseverzögerung der I1>-Stufe des Not-U... | 0,10 s                 |

**Bild 9** Einstellungen für den Überstromzeitschutz

### 3.5 Fernauslösung / AUS durch Gegenstation

Ein über Binäreingang eingekoppeltes Signal (z. B. von einem Schalterversagerschutz) kann als tonfrequentes Signal über die Hilfsadern an das Gegenende übertragen werden, um dort eine Auslösung des Leistungsschalters zu bewirken. Um auch bei sehr kurzen Impulsen eine sichere Übertragung zu gewährleisten, kann die Übertragungsdauer verlängert werden. Das Schutzgerät in der Gegenstation muss entsprechend für den Empfang eines Fernauslösesignals eingestellt sein, d. h. die Funktion „AUS durch Gegenstation“ muss eingeschaltet sein. Zur Vermeidung einer Überfunktion kann die Auslösung verzögert werden, so dass kein transientes Signal im gleichen Frequenzbereich fälschlicherweise missinterpretiert wird.

Um auch bei Empfang eines kurzen Signals sicher abzuschalten, kann das zur Auslösung genutzte Signal solange verzögert werden, dass der Leistungsschalter auch sicher öffnet. Die voreingestellten Werte sollten eine sichere Fernauslösung garantieren.

### 3.6 Gerät am Gegenende

Die Parametereinstellungen des zweiten 7SD600, der am entfernten Ende des Kabels installiert wird, sind weitestgehend identisch mit dem hier beschriebenen Gerät. Essentiell sind die identische Beschaltung des Mischwandlers und der gleiche Einstellwert für den Leitungsnennstrom. Auch alle weiteren Parameter können normalerweise vom lokalen Gerät übernommen werden, lediglich unter dem Stichwort „Hilfsadernüberwachung“ muss die Stationskennung von „Master“ auf „Slave“ umgestellt werden, so dass dieser Parameter in beiden Geräten unterschiedlich eingestellt ist.

| Adresse | Funktion                                       | Wert  |
|---------|--|-------|
| 1601    | Status der Adernüberwachung                    | ein   |
| 1602    | Stationskennung für Verbindungsaufnahme        | Slave |
| 1603    | Block. des Diffschutzes bei Adernunterbrechung | ein   |
| 1604    | Verzögerungszeit für die Diffschutzblockierung | 5,0 s |

**Bild 10** Einstellungen der Adernüberwachung für das Gerät am Gegenende („Slave“)

## 4. Zusammenfassung

Der unverzögerte und zugleich streng selektive Schutz von Kabeln und Leitungen reduziert die Folgen unvermeidlicher Netzstörungen. Dies bedeutet einerseits Investitionsschutz des Betriebsmittels und liefert andererseits einen Beitrag zur höchsten Versorgungssicherheit.

Ein Differentialschutzsystem, bestehend aus zwei SIPROTEC 7SD600-Schutzgeräten und den zugehörigen Mischwandlern, bietet einen umfassenden Schutz von Kabel und Freileitungen. Umfangreiche Zusatzfunktionen erlauben einen reibungslosen Anschluss der Geräte und die Einbindung in komplexe Netzschutzstaffelungen.

Die Voreinstellungen des Gerätes sind so gewählt, dass der Anwender nur die bekannten Daten des Kabels und der Primärwandler einzustellen hat. Viele Werte der Voreinstellung können problemlos übernommen werden und verringern damit den Aufwand für Parametrierung und Einstellung beträchtlich.

## Kabeldifferentialschutz über LWL (7SD610)

- 20-kV-Einzelleiter-VPE-Kabel N2XS(F)2Y 1x120RM/16
- gelöschtes Netz
- LWL-Verbindung
- 87L - Differentialschutz
- 50/51 - UMZ als Reserveschutz
- 50HS - Hochstrom-Schnellabschaltung
- 49 - Thermischer Überlastschutz

### ■ 1. Einleitung

Die zunehmend höhere Auslastung der primären Betriebsmittel erfordert, diese bei einem Kurzschluss streng selektiv und schnellstmöglich zu schützen, um evtl. Folgeschäden auftretender Fehler zu minimieren. Für Freileitungen und Kabel ist diese Anforderung durch den Einsatz von Leitungsdifferentialschutzgeräten zu erzielen.

Neben den Auslegungshinweisen wird ein komplettes Einstellbeispiel mit SIPROTEC 4-Schutzgeräten 7SD610 für ein Stromkabel im Verteilnetz beschrieben.

### ■ 2. Schutzkonzept

Der digitale Differentialschutz 7SD610 ist ein moderner Kurzschlusschutz für Kabel und Freileitungen in Energieversorgungsnetzen. Aufgrund der strengen örtlichen Selektivität – der Schutzbereich ist durch die Stromwandler an beiden Enden der Strecke begrenzt – spielen Topologie und Spannungsebene des Netzes keine Rolle. Darüber hinaus ist die Sternpunktbehandlung des Stromnetzes ohne Belang, da der Stromvergleich pro Phase erfolgt und damit unterschiedliche Gewichtungen für verschiedene Fehler – wie sie bei den traditionellen Mischwandler-Differentialschutzverfahren auftraten – passé sind.

Aufgrund seiner strengen Selektivität wird der Differentialschutz in der Regel als unverzügter Hauptschutz eingesetzt, da kein anderer Schutz die Leitung schneller und selektiver abschalten kann.

#### 2.1 Differentialschutz

Die Differentialschutzfunktion (ANSI 87L) des 7SD610 erkennt Kurzschlüsse – auch stromschwache oder hochohmige – im zu schützenden Bereich durch den phasenselektiven Vergleich der an beiden Enden der Leitung von getrennten Geräten gemessenen Strommesswerte.



Bild 1 Leitungsdifferentialschutz SIPROTEC 7SD610

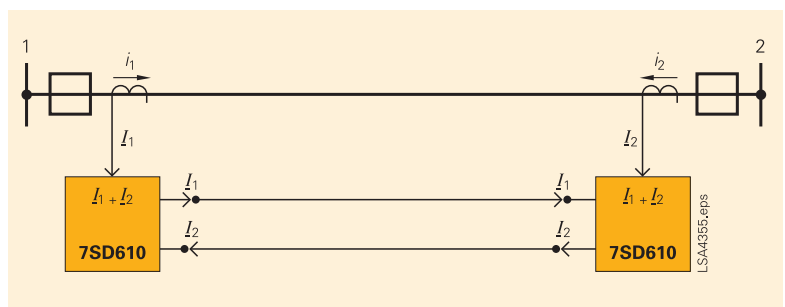


Bild 2 Differentialschutz für eine Leitung

Jeder 7SD610 vergleicht die lokal gemessenen Strommesswerte mit den Messwerten des Gegenendes und entscheidet eigenständig, ob eine Netzstörung vorliegt oder nicht. Zum Austausch der Messwerte ist eine Kommunikationsverbindung zwischen den beiden Geräten zwingend erforderlich. Die Geräte sind für eine zu bevorzugende direkte Lichtwellenleiter-Verbindung ausgelegt, es stehen jedoch auch systemgetestete Kommunikationsumsetzer für andere Übertragungsmedien (Kupferadern, ISDN-Leitung, digitale Kommunikationsnetze per x21 oder G703.1) zur Verfügung.

Die im 7SD610 implementierte Differential-schutzfunktion verwendet zwei Algorithmen, um die Forderung nach Schnelligkeit und Empfindlichkeit zu erfüllen. Das Ladungsvergleichsverfahren integriert über ein kurzes Zeitintervall die gemessenen Ströme auf und vergleicht die Ladungswerte an beiden Enden. Dieses einfache Verfahren erlaubt es, stromstarke Fehler in kürzester Zeit zu detektieren.

Dieser grobe Algorithmus wird durch ein wesentlich empfindlicheres Vektorvergleichsverfahren ergänzt. Bei diesem werden zu jedem Abtastzeitpunkt die Stromvektoren pro Phase beider Geräten miteinander verglichen. Insbesondere wird hierbei für jeden Messwert eine Fehlerbetrachtung durchgeführt. Diese berücksichtigt auf Basis der hinterlegten Wandlerdaten den Fehler des Strommesswertes. Darüber hinaus werden die Signallaufzeit der Messwerttelegramme vom Partnergerät sowie der Ladestrom des Kabels in die Fehlerbetrachtung mit einbezogen. Schließlich kann jedes Schutzgerät entscheiden, ob der eigene (direkt gemessene) Stromwert mit dem per Telegramm über die Wirkschnittstelle erhaltenen Messwert der Gegenseite unter Berücksichtigung aller Fehler für Betrag und Phase übereinstimmen. Sollte dies nicht der Fall sein, muss ein weiterer (Fehler-)strom für die Differenz verantwortlich sein und der 7SD610 entscheidet auf Auslösung.

Auf die klassische Kennliniendarstellung übertragen, bedeutet dies, dass der Stabilisierungsstrom nicht einfach als Summe der Beträge der an beiden Enden gemessenen Ströme gebildet wird, sondern als Summe der oben beschriebenen Fehler plus der Mindestansprechschwelle  $I_{\text{DIFF}}$ , die in einen Stromanteil umgerechnet werden. Eine Schutz-auslösung erfolgt in dem Moment, in dem der Differentialstrom größer gleich dem adaptiv gebildeten Stabilisierungsstrom ist.

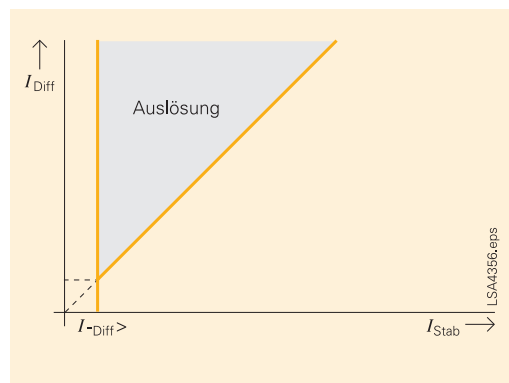


Bild 3 Ansprechkennlinie des Differential-schutzes

Um einen sicheren Betrieb des Differential-schutzsystems zu gewährleisten, müssen die eingesetzten Stromwandler folgenden Anforderungen entsprechen:

- 1. Bedingung:  
Stromwandler dürfen bei maximal durchfließendem Kurzschlussstrom stationär nicht gesättigt sein.
- 2. Bedingung:  
Der Betriebsüberstromfaktor  $n'$  muss min. 30 sein oder eine sättigungsfreie Zeit  $t'_{\text{AL}}$  von min  $\frac{1}{4}$  Periode ist gewährleistet  
 $n' \geq 30$  oder  $t'_{\text{AL}} \geq \frac{1}{4}$  Periode
- 3. Bedingung:  
max. Verhältnis der primären Nennströme der Stromwandler an den Enden des Schutzobjektes zueinander

$$\frac{I_{\text{prim max}}}{I_{\text{prim min}}} \leq 8$$

## 2.2 Reserveschutzfunktionen

Wie bei modernen, digitalen Schutzgeräten üblich, bietet auch der 7SD610 eine Palette an weiteren Schutz- und Zusatzfunktionen, die ihn an nahezu alle Einsatzfälle flexibel anpassbar machen. Jedoch muss sich der Anwender bei Einsatz dieser Funktionen der fehlenden Hardwareredundanz bewusst sein! Daher sollte zumindest ein weiterer separater Kurzschlusschutz installiert werden. Je nach Spannungsebene und/oder Wichtigkeit der Leitung kann dies ein separates Distanzschutz-(7SA6) oder ein UMZ-Schutzrelais (7SJ6) sein.

Der im 7SD610 enthaltene Überstromzeitschutz sollte daher nur als Reserveschutz gegen externe Fehler im Netz außerhalb des Differential-schutzbereiches genutzt werden.

### 2.2.1 Überstromzeitschutz

Per Parametrierung kann festgelegt werden, ob der im 7SD610 enthaltene dreistufige Überstromzeitschutz (ANSI 51) als eigenständige Schutzfunktion (Reserveschutz) permanent arbeiten, oder nur bei Ausfall der Kommunikationsverbindung als Notfunktion aktiviert werden soll.

Wie oben erwähnt, sollte aber bei Einsatz der Reserveschutzfunktion der Gedanke der hardwaremäßigen Redundanz nicht vernachlässigt werden. Somit empfiehlt sich die Reserve-UMZ-Funktion in erster Linie für einen Schutzbereich außerhalb des Differential-schutzbereiches, wie z. B. dem Schutz eines Einspeisefeldes in einer Unterstation.

Zwei der drei Stufen ( $I>$ - und  $I>>$ -Stufe) werden in diesem Fall als Einspeiseschutz konfiguriert, die  $I>>>$ -Stufe könnte nur bei Notbetrieb freigegeben und so eingestellt werden, dass sie in dieser Ausnahmesituation unter Verlust der Selektivität stromstarke Fehler schnell abschaltet. Wird der Überstromzeitschutz als Notfunktion verwendet, können alle Stufen bzgl. Ansprechschwelle und Verzögerungszeit für diesen Ausnahmefall bzgl. Selektivität und Schnelligkeit ausgewogen eingestellt werden.

### 2.2.2 Hochstrom-Schnellabschaltung

Diese Funktion soll bei einseitigem Zuschalten auf einen stromstarken Kurzschluss unverzüglich abschalten. Hierzu werden die auf die Grundschnwingung gefilterten Messwerte jeder Phase mit der eingestellten Schwelle verglichen. Übersteigt der Messwert das Doppelte des Schwellwertes erfolgt unmittelbar die Schutzauslösung. Für diese Funktion muss die Leistungsschalterposition der Gegenseite bekannt sein.

Eine weitere Stufe dieser Schutzfunktion arbeitet ohne die Information über die Stellung des Leistungsschalters am Gegenende, kann aber nur eingesetzt werden, falls eine Stromstaffelung über das Schutzobjekt möglich ist.

### 2.2.3 Thermischer Überlastschutz

Der thermische Überlastschutz verhindert eine thermische Überbeanspruchung des zu schützenden Objektes. Diese Funktion wird beim 7SD610 insbesondere für einen im Schutzbereich liegenden Transformator eingesetzt, macht aber auch für stark ausgelastete Energiekabel Sinn.

Der 7SD610 errechnet aus den gemessenen Phasenströmen und den eingestellten, das Schutzobjekt charakterisierenden Parametern mittels eines thermischen Modells die Temperatur des Betriebsmittels. Übersteigt diese Temperatur eine einstellbare Schwelle, setzt der 7SD610 eine Warnmeldung ab, wird eine zweite, höhere Schwelle überschritten, erfolgt die Schutzauslösung.

### 2.3 Zusatzfunktionen

Die nachstehend aufgeführten Zusatzfunktionen werden im vorliegenden Beispiel nicht benutzt und werden daher nur der Vollständigkeit halber erwähnt.

- Die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) ermöglicht es, Lichtbogenkurzschlüsse auf Freileitungen durch eine Kurzunterbrechung des Stromflusses zum Erlöschen zu bringen und nicht sofort endgültig abzuschalten.
- Der Schaltersversagerschutz im 7SD610 ist zweistufig ausgeführt. Sollte ein vom Schutzgerät erteiltes AUS-Kommando nicht zu einem Abschalten des Fehlerstromes führen, kann der 7SD610 zunächst das AUS-Kommando wiederholen, bevor dann in der zweiten Stufe der übergeordnete Schutz per Parallelverdrahtung über dieses Versagen informiert wird und den ihm zugeordneten Leistungsschalter öffnet.
- Der 7SD610 unterstützt durch seine phasenselektive Arbeitsweise sowohl drei- als auch einpolige Leistungsschalteransteuerung, wie sie insbesondere in der Hochspannung häufig gefordert wird.
- Transformatoren und Kompensationsspulen im Differentialschutzbereich werden durch integrierte Funktionen ebenfalls beherrscht.
- Über Beschaltung eines Binäreinganges kann per externer Einkopplung ein AUS-Kommando durch das 7SD610 erzeugt werden.
- Die digitale Kommunikationsverbindung der Wirkschnittstelle bietet die Möglichkeit vier Fernbefehle und 24 Fernmeldungen von einem zum anderen Gerät zu übertragen und dort individuell weiter zu bearbeiten.
- Da der 7SD610 auch Spannungseingänge besitzt, können die Leiter-Erde-Spannungen der drei Phasen und ggfs. auch die Verlagerungsspannung an das Gerät angeschlossen werden. Dies hat auf die Schutzfunktionen keinen Einfluss, erlaubt aber, die Spannungsmesswerte zu erfassen und mit den Strommesswerten auch abgeleitete elektrische Größen wie Wirk-, Blind- und Scheinleistung,  $\cos \varphi$  und Frequenz zu berechnen.

### 3. Einstellbeispiel

Als Beispiel werden die Einstellungen der 7SD610-Geräte beschrieben, die ein 20-kV-Einzelleiter-VPE-Kabel vom Typ N2XS(F)2Y 1x120RM/16 mit 9,5 km Länge schützen sollen. Der Kabelnennstrom beträgt 317 A, auf Seite 1 wird ein neuer Stromwandler 400 A / 1 A, 10P10, 5 VA eingesetzt, am Gegenende befindet sich ein bereits vorhandener Stromwandler 300 A / 5 A, 10P20, 30 VA. Der maximale durchfließende Kurzschlussstrom beträgt 12,7 kA.

- Per Schaltermitnahmefunktion kann das am lokalen Ende vom 7SD610 erzeugte AUS-Kommando – wie auch das vorgenannte, extern eingekoppelte AUS-Kommando – an das Gerät am Gegenende übertragen werden, um auch den Leistungsschalter zu öffnen.

### 3.1 Überprüfung der Wandler

Zunächst muss überprüft werden, ob die Wandleranforderungen erfüllt sind. Offensichtlich ergibt der Quotient der primärseitigen Wandler-nennströme 400 : 300 einen Wert kleiner 8 und ist somit erfüllt.

Die Berechnung des Betriebsüberstromfaktors erfolgt nach der Formel

$$n' = n \cdot \frac{P_N + P_i}{P' + P_i}$$

#### Gleichung 1

- $n'$  = Betriebsüberstromfaktor
- $n$  = Nennüberstromfaktor
- $P_N$  = Nennbürde der Stromwandler [VA]
- $P_i$  = Eigen- o. Innenbürde der Stromwandler [VA]
- $P'$  = tatsächlich angeschlossene Bürde [VA]

Die Eigenbürde des Stromwandlers errechnet sich gemäß

$$P_i = R_i \cdot I_{N,Wandler}^2$$

#### Gleichung 2

Sollte  $R_i$ , der Innenwiderstand der Sekundärwicklung des Wandlers, nicht bekannt sein, ist die Abschätzung von  $P_i = 20 \% \cdot P_N$  eine gute Näherung. Bei der tatsächlich angeschlossenen Bürde sind alle an den Wandlerkern angeschlossenen Bürden zu addieren. Im vorliegenden Beispiel gehen wir davon aus, dass dies lediglich die Bürde des Schutzgerätes (0,05 VA für Gerätenennstrom von 1 A, 0,3 VA für Gerätenennstrom von 5 A) sowie die Zuleitungsbürde sind.

Letztere errechnet sich nach der Formel

$$P_{Lig} = \frac{2 \cdot \rho_{Cu} \cdot l_{Lig}}{a_{Lig}}$$

#### Gleichung 3

- $P_{Lig}$  = Zuleitungsbürde [VA]
- $\rho_{Cu}$  = spezifischer Widerstand von Cu [  $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$  ]
- $l_{Lig}$  = sekundärseitige, einfache Leitungslänge [m]
- $a_{Lig}$  = Leitungsquerschnitt [mm<sup>2</sup>]

Aus Gleichung 2 ist einfach zu ersehen, dass bei einem sekundärseitigen Wandler-nennstrom von 5 A eine 25-fach höhere Zuleitungsbürde auftritt als bei 1 A!

Für unser Beispiel wurde eine Zuleitung von 5 m (einfache Entfernung, daher Faktor 2) mit einem Querschnitt von 4 mm<sup>2</sup> angenommen. Daraus er-rechnen sich für die beiden Wandler Zuleitungsbürden von 0,045 VA (Wandler 1) und 1,116 VA (Wandler 2).

Mit diesen Werten werden nun für beide Wandler die Überstromfaktoren berechnet. Es ergibt sich gemäß Gleichung 1 für Wandler 1

$$n' = 44,6$$

und für Wandler 2

$$n' = 97,1.$$

Diese Werte müssen nun größer oder gleich den erforderlichen Überstromfaktoren sein, um den maximalen, durchfließenden Kurzschlussstrom in Höhe von 12,7 kA sättigungsfrei übertragen zu können.

Erforderlich sind

$$n' > 12700 \text{ A} / 400 \text{ A} = 31,75$$

und für Wandler 2

$$n' > 12700 \text{ A} / 300 \text{ A} = 42,33.$$

In beiden Fällen ist dies deutlich erfüllt, ebenso wie die dritte Bedingung  $n' > 30$ . Somit sind die vorhandenen Wandler für den Einsatz in diesem Differentialschutzsystem geeignet.

### 3.2 Einstellungen des lokalen Gerätes

Die Parametereinstellungen der beiden Schutzgeräte unterscheiden sich zumeist nur in wenigen Punkten, daher werden zunächst nur die Einstellungen des 7SD610 von Seite 1 erläutert. Die Einstellungen des zweiten Gerätes, die abgeändert werden müssen, werden gegen Ende dieses Kapitels explizit aufgelistet.

Zunächst wird mittels der Parametrier-Software DIGSI 4 im aktuellen Projekt das ausgewählte Gerät 7SD6101-4BA39-0BA0+M2C angelegt und geöffnet.

#### 3.2.1 Funktionsumfang

Im nächsten Schritt werden die Parametereinstellungen vorgenommen, beginnend mit dem „Funktionsumfang“. An dieser Stelle wird festgelegt, welche der im Schutzgerät verfügbaren Funktionen genutzt werden sollen. Die anderen Funktionen werden auf „nicht vorhanden“ gestellt und damit für den weiteren Verlauf der Geräteparametrierung ausgeblendet. Für unser Beispiel wählen wir neben dem Differentialschutz als Hauptschutzfunktion den Überstromzeitschutz, die Hochstrom-Schnellabschaltung sowie den Überlastschutz aus.

| Nr.  | Funktion                    | Umfang               |
|------|-----------------------------|----------------------|
| 0103 | Parametergruppenumschaltung | nicht vorhanden      |
| 0112 | Differentialschutz          | vorhanden            |
| 0122 | Externe Einkopplung         | nicht vorhanden      |
| 0124 | Schnellabschaltung          | vorhanden            |
| 0126 | Überstromzeitschutz         | UMZ/AMZ (IEC-Kurven) |
| 0140 | Auslösekreisüberwachung     | nicht vorhanden      |
| 0142 | Überlastschutz              | vorhanden            |
| 0144 | Spannungswandler            | nicht angeschlossen  |

Bild 4 Einstellungen im Menüpunkt „Funktionsumfang“



### 3.2.2 Anlagendaten

In der „Anlagendaten 1“ genannten Rubrik werden die durch die Primärtechnik definierten Parameter eingestellt. Dies sind insbesondere das Übersetzungsverhältnis des Stromwandlers (400 A / 1 A), die Lage seines Sternpunkts (angenommen „leistungsseitig“) sowie die Nennfrequenz des Stromnetzes (50 Hz).

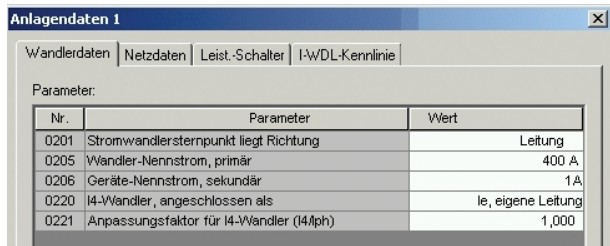


Bild 5 Einstellungen im Menüpunkt „Anlagendaten – Wandlerdaten“

Auf der nächsten Karte werden die minimalen und maximalen Ansteuerzeiten des Leistungsschalters eingegeben, um die sichere Ausführung von Schaltbefehlen zu garantieren.

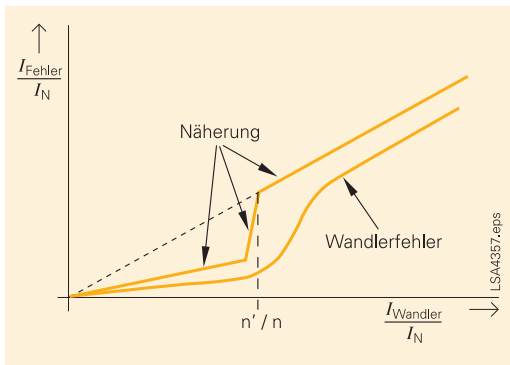


Bild 6 Näherung der Stromwandlerfehler

Als nächstes sind drei Parameter einzustellen, die den Stromwandler in Anlehnung an seinen Kennlinienverlauf charakterisieren und letztlich die Empfindlichkeit des Differentialschutzes definieren.

Im Groben lässt sich der Einfluss stromproportionaler Messungenauigkeiten aufgrund von Wandlerfehlern in zwei Bereiche aufteilen, die auf der Stromskala durch den Quotienten  $n'/n$  getrennt werden. Diese prozentualen Fehlerwerte sind von der Wandlerklasse abhängig und können aus nachfolgender Tabelle entnommen werden. Aus der Fußnote ist zu ersehen, dass der Quotient  $n'/n$  maximal auf 1,50 eingestellt werden sollte, was einer „defensiven“ Einstellung entspricht, die vorzeitig auf den höheren Fehlereinfluss übergeht und damit die Selbststabilisierung erhöht.

Unter dem gleichen Aspekt wurden die voreingestellten Werte definiert. Sie beziehen sich auf einen Wandler der Klasse „10P“ und liegen auch für den Quotienten auf der „sicheren Seite“. Diese voreingestellten Werte können für alle Stromwandlertypen belassen werden, unter Umständen wird dabei etwas von der potentiell sehr hohen Empfindlichkeit des Differentialschutzes verschenkt.

Für unser Beispiel bedeutet dies, dass die Voreinstellungen der beiden Fehlerwerte passen, der Quotient kann auf den Einstellwert von 1,50 erhöht werden, da hier  $n'/n = 4,46$  deutlich über dem empfohlenen Maximalwert von 1,50 liegt.

| Wandlerklasse | Norm                       | Fehler bei Nennstrom |                               | Fehler bei Nennüberstromfaktor    | Einstellempfehlungen |             |             |
|---------------|----------------------------|----------------------|-------------------------------|-----------------------------------|----------------------|-------------|-------------|
|               |                            | Übersetzung          | Winkel                        |                                   | Adresse 251          | Adresse 253 | Adresse 254 |
| 5P            | IEC 60044-1                | 1,0 %                | $\pm 60$ min                  | $\leq 5$ %                        | $\leq 1,50^{1)}$     | 3,0 %       | 10,0 %      |
| 10P           |                            | 3,0 %                | –                             | $\leq 10$ %                       | $\leq 1,50^{1)}$     | 5,0 %       | 15,0 %      |
| TPX           | IEC 60044-1                | 0,5 %                | $\pm 30$ min                  | $\epsilon \leq 10$ %              | $\leq 1,50^{1)}$     | 1,0 %       | 15,0 %      |
| TPY           |                            | 1,0 %                | $\pm 30$ min                  | $\epsilon \leq 10$ %              | $\leq 1,50^{1)}$     | 3,0 %       | 15,0 %      |
| TPZ           |                            | 1,0 %                | $\pm 180$ min<br>$\pm 18$ min | $\epsilon \leq 10$ %<br>(nur I ~) | $\leq 1,50^{1)}$     | 6,0 %       | 20,0 %      |
| TPS           | IEC 60044-1<br>BS: Class X |                      |                               |                                   | $\leq 1,50^{1)}$     | 3,0 %       | 10,0 %      |
| C100 bis C800 | ANSI                       |                      |                               |                                   | $\leq 1,50^{1)}$     | 5,0 %       | 15,0 %      |

Tabelle 1 Einstellempfehlungen für Stromwandlerdaten

1) Wenn  $n'/n \leq 1,50$ , dann Einstellung = rechnerischer Wert; wenn  $n'/n > 1,50$ , dann Einstellung = 1,50.

| Nr.  | Parameter                                | Wert   |
|------|--|--------|
| 0251 | Betriebs-lü-Ziffer/Nenn-lü-Ziffer        | 1,50   |
| 0253 | Fehler b. Betr.-lü-Ziffer/Nenn-lü-Ziffer | 5,0 %  |
| 0254 | Fehler bei Nennüberstromziffer           | 15,0 % |

**Bild 7** Einstellungen im Menüpunkt „Anlagendaten 1 – l-WDL-Kennlinie“

Bei deaktivierter Parametersatzumschaltung steht für die weiteren Einstellungen nur der „Parametersatz A“ zur Verfügung. Unter „Anlagendaten 2“ werden lediglich der Betriebsnennstrom der Leitung (317 A) sowie Details zur korrekten Erkennung des Leitungszustandes und der Zuschalterkennung eingestellt. Hierbei kann insbesondere der Betriebsnennstrom des Schutzobjektes, also des Stromkabels, vom Wandlernennstrom abweichen. Der Betriebsnennstrom muss für beide 7SD610-Geräte identisch eingestellt werden, da dieser Wert die Basis des Stromvergleichs an beiden Enden ist!

### 3.2.3 Einstellungen des Differentialschutzes

Der Differentialschutz als Hauptschutzfunktion des 7SD610 ist in wenigen Schritten parametrierbar und eingestellt. Wie alle im Funktionsumfang aktivierten Schutzfunktionen kann auch der Differentialschutz an dieser Stelle nochmals ein- oder ausgeschaltet werden, um eine funktionsselektive Prüfung zu vereinfachen. Selbstverständlich sollte für den normalen Betriebszustand die Differentialschutzfunktion eingeschaltet werden.

Bezüglich der Differentialschutzfunktion sind im vorliegenden Beispiel lediglich fünf Parameter einzustellen. Insbesondere werden zwei diskrete Ansprechschwellen ( $I_{DIFF>}$  sowie  $I_{DIFF>>}$ ) der Differentialschutzfunktion eingestellt. Diese beiden Werte bestimmen die Ansprechschwellen der beiden oben beschriebenen Schutzalgorithmen der Differentialschutzfunktion.

#### 1233 $I_{DIFF>>}$ : Ansprechwert

Der  $I_{DIFF>>}$ -Wert definiert die Auslöseschwelle des Ladungsvergleichs, der bei stromstarken Fehlern sehr schnell auf Auslösung entscheidet. Dieser Wert wird üblicherweise auf Betriebsnennstrom eingestellt. Im Falle eines kompensierten (gelöschten) Netzes muss zudem vermieden werden, dass der Einstellwert den ungelöschten Erdschlussstrom unterschreitet, da ansonsten bereits die Zündschwingung bei Erdschlusseintritt zur (ungevollten) Auslösung führen könnte. Somit ist der Nennstrom der Petersen-Spule ein guter Anhaltspunkt für den Einstellwert der  $I_{DIFF>>}$ -Schwelle, falls dieser über dem Leitungsnennstrom liegt.

#### 1210 $I_{DIFF>}$ : Ansprechwert

Die  $I_{DIFF>}$ -Stufe entspricht der Auslöseschwelle des eigentlichen Stromvergleichsschutzes und wird auf das ca. 2,5fache des Ladestromes eingestellt. Dieser Ladestrom errechnet sich nach der Gleichung:

$$I_C = 3,63 \cdot 10^{-6} \cdot U_N \cdot f_N \cdot C_B' \cdot s$$

$I_C$  zu ermittelnder primärer Ladestrom [A]

$U_N$  Nennspannung des Netzes [kV]

$f_N$  Nennfrequenz des Netzes [Hz]

$C_B'$  Betriebskapazität der Leitung [nF/km]

$s$  Länge der Leitung [km]

Die Daten des zu schützenden Einleiter-Ölkabels lauten:  $C_B' = 235$  nF/km;  $s = 9,5$  km

Daraus errechnet sich bei einer Nennspannung von 20 kV und 50 Hz Netzfrequenz nach obiger Gleichung ein Ladestrom von 8,1 A. Für  $I_{DIFF>}$  ergibt sich somit ein Einstellwert von 20,3 A (primär) bzw. bei einem Stromwandler-Übersetzungsverhältnis von 400 A / 1 A ein Sekundärwert von 0,05 A. Dieser Wert liegt unterhalb der minimalen Einstellschwelle von 0,10 A (sekundär)! Mit der Voreinstellung von 0,30 A wurde erneut die „sichere Seite“ aufgesucht. Dieser Wert ergibt sich aus der Annahme des dreifachen Ladestroms in Höhe von 10 %, bezogen auf Nennstrom. Bei Wandlern, die vergleichbares Übertragungsverhalten haben und bei externen Fehlern den maximal durchfließenden Strom sicher sättigungsfrei übertragen, kann diese Schwelle auch bis zu 0,10 A herabgesetzt werden. Bei unterschiedlichen Wandlertypen (z. B. eisengeschlossene Wandler und linearisierte Wandler) sollte die Voreinstellung belassen werden, um bei externen Fehlern auch gegenüber transienten Effekten abgesichert zu sein.

Im vorliegenden Fall, bei vergleichbaren Wandlern mit gutem Übertragungsverhalten ( $n'$  hoch), ist ein Einstellwert von 0,10 A oder mit etwas Sicherheit von 0,20 A möglich. Sollte das 2,5fache des Ladestromes über 0,30 A liegen ist selbstverständlich der höhere Wert einzustellen.

Bei Vergleich der scheinbar sehr empfindlichen Voreinstellung von 0,30 A zu herkömmlichen Differentialschutzeinstellungen ( $I_N$ ) ist die bei letzteren vorhandene unterschiedliche Gewichtung der Fehlerarten zu berücksichtigen. Oft werden dort einpolige Fehler durch die Mischwandleranschaltung um Faktoren nahe dem Wert 3 empfindlicher erfasst, was ebenfalls einer  $I_{DIFF>}$ -Schwelle nahe 0,30 A entsprechen würde.

| Nr.   | Parameter                                | Wert   |
|-------|--|--------|
| 1210  | I-DIFF>: Ansprechwert                    | 0,20 A |
| 1213  | I-DIF> Zuschaltung: Ansprechwert         | 0,20 A |
| 1217A | T-I-DIF> : Zeitverzögerung               | 0,00 s |
| 1218A | Verzögerung bei 1ph. Anregung (gelösolt) | 0,04 s |
| 1233  | I-DIFF>>: Ansprechwert                   | 1,0 A  |

**Bild 8** Einstellungen des Menüpunktes „Parametergruppe A – Differentialschutz – Diffschutz“

#### Weitere Parameter der Differentialschutzfunktion

Zusätzlich existieren zur feineren Abstimmung der Differentialschutzfunktion drei weitere Parameter.

Zunächst besteht die Möglichkeit die Ansprechschwelle  $I_{DIFF>}$  bei Zuschalten der Leitung anzuheben. Dies ist dann zu empfehlen, wenn lange, unbelastete Kabel oder Freileitungen eingeschaltet werden. Um hier kein Ansprechen des Differentialschutzes hervorzurufen, sollte dieser Parameter  $I_{DIFF>}$  ZUSCH. auf das ca. 3,5fache des Ladestromes eingestellt werden, sofern dieser Wert über dem Wert von  $I_{DIFF>}$  liegt. Nur in Ausnahmefällen sollte die Auslösung des Stromvergleichschutzes verzögert werden, daher ist es angeraten, die Voreinstellung für  $T-I_{DIFF>}$  unverändert auf 0,00 s zu belassen.

Im gelöschten Netz ist allerdings eine Verzögerung bei einpoliger Anregung angeraten, um eine Auslösung durch den Zündvorgang des Erdschlusses zu vermeiden. Eine Verzögerung von 0,04 s hat sich bewährt.

Da im Schutzbereich des Differentialschutzsystems kein Trafo zu berücksichtigen ist, kann die Einschalttrush-Stabilisierung ausgeschaltet bleiben. Somit sind alle weiteren Parametereinstellungen dieses Kärtchens irrelevant.

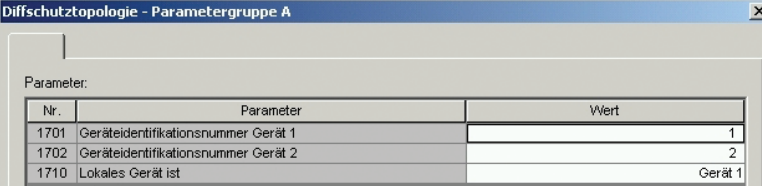
#### 3.2.4 Einstellung der Kommunikation

Die Kommunikation der beiden 7SD610 erfolgt über eine parallel zum Stromkabel verlegte LWL-Verbindung. Bei einer Streckenlänge von 9,5 km handelt es sich um ein LWL-Kabel mit Monomodefasern 9/125  $\mu\text{m}$ . Auch diese Kommunikationsverbindung erfordert ein paar wenige Parametereinstellungen, wobei in der Rubrik „Wirkschnittstellen“ die Voreinstellungen im Allgemeinen belassen werden können.

Wie bereits erwähnt, werden die Informationen zwischen beiden Geräten, also vorwiegend die Strommesswerte, per Telegramm übertragen. Einzelne fehlerhafte oder gar fehlende Telegramme stellen kein Problem dar, werden zu Statistikzwecken gezählt aber ansonsten ignoriert. Bleibt solch ein Fehlerzustand jedoch über längere Zeit anstehen, wird bei Überschreiten einer ersten Zeitschwelle eine Verbindungsstörung gemeldet und bei einer zweiten, höheren Schwelle auf Ausfall der Verbindung erkannt. Zudem lässt sich einstellen, wie lange übertragene Fernsignale bei Erkennen einer Verbindungsstörung ihren „alten“ Zustand halten sollen.

In der Kartei „WS 1“ wird die Wirkschnittstelle aktiviert und die Art der Kommunikationsverbindung, hier „Lichtwellenleiter direkt“ ausgewählt. Die weiteren Parameter können auf den voreingestellten Werten belassen werden.

Unter dem Begriff „Diffschutztopologie“ müssen nun den Geräten Identifikationsnummer „n“ zugeteilt werden. Das vorliegende Differentialschutzsystem besteht aus zwei Geräten 7SD610. Eines der beiden Geräte muss als „Gerät 1“, das andere als „Gerät 2“ eingestellt werden. Der Unterschied liegt darin, dass sich die Absolutzeitführung des Systems nach der des Gerätes 1 richtet. Gerät 2 passt sich dementsprechend an, somit sind die Zeitangaben beider Geräte immer vergleichbar. Da die beiden Geräte unter Umständen auch über ein digitales Kommunikationsnetz miteinander verbunden sein könnten, in dem mehr als ein Differentialschutzsystem kommuniziert, kann jedem Gerät zusätzlich eine Geräteidentifikationsnummer zugeteilt werden, die im Kommunikationsnetz nur einmal verwendet werden darf. Diese beiden Adressen müssen in beiden Geräten identisch eingestellt sein. In unserem Beispiel einer direkten LWL-Verbindung ist keine Anpassung der Identifikationsnummern nötig.



| Nr.  | Parameter                           | Wert    |
|------|-------------------------------------|---------|
| 1701 | Geräteidentifikationsnummer Gerät 1 | 1       |
| 1702 | Geräteidentifikationsnummer Gerät 2 | 2       |
| 1710 | Lokales Gerät ist                   | Gerät 1 |

Bild 9 Einstellungen des Menüpunktes „Parametergruppe A –Diffschutztopologie“

### 3.2.5 Reserveschutzfunktionen

#### 3.2.5.1 Hochstrom-Schnellabschaltung

Diese Funktion ist nur dann wirksam, wenn der Leistungsschalter am Gegenende geöffnet ist und dies dem lokalen 7SD610 via Kommunikationsverbindung mitgeteilt wird. Unter der Annahme, dass die Funktion in beiden Geräten aktiviert wird, muss die Information über die Leistungsschalterposition auch vom lokalen 7SD610 erfasst werden. Hierzu sind in der Rangiermatrix in der Informationsgruppe „Anlagendaten 2“ die Informationen 00379 „>LS Pos.Ein 3p“ und 00380 „>LS Pos.Aus 3p“ mit den zugehörigen Binäreingängen zu verknüpfen. Die Ansprechschwelle für die  $I_{>>>}$ -Stufe sollte in etwa auf den Ladestrom der Leitung eingestellt werden. Dieser Wert bietet eine ausreichende Sicherheitsreserve, da der Schutzalgorithmus die gemessenen Momentanwerte mit dem Doppelten des eingestellten Effektivwertes vergleicht. Die leistungsschalterpositionsunabhängige Stufe  $I_{>>>>}$  wird deaktiviert belassen (Einstellwert „∞“), da keine Stromstaffelung über das Schutzobjekt möglich ist.

#### 3.2.5.2 Überstromzeitschutz

Da neben dem Differentialschutz im Allgemeinen ein weiterer Kurzschlusschutz aus Gründen der Hardware-Redundanz in einem eigenständigen Schutzgerät zum Einsatz kommt, wird der integrierte UMZ nur als Notfunktion bei Ausfall der Kommunikationsverbindung aktiviert. Die Einstellung der Stromschwellwerte erfolgt – sofern möglich – zwischen maximalem Betriebs- und minimalem Kurzschlussstrom. Die zugehörige Verzögerungszeit wird bestmöglich in den Netzstaffelplan eingepasst, um ein Höchstmaß an Selektivität zu erhalten. In unserem Beispiel empfiehlt sich – ohne den minimalen Kurzschlussstrom zu kennen – ein Einstellwert von 20 % über dem maximal zulässigen Dauerstrom des Kabels (407 A), also von 488 A oder 1,22 A sekundär.

Sollte eine stromabhängige Staffelung über das Schutzobjekt möglich sein, kann auch eine Hochstromstufe mit unverzögerter Abschaltung eingestellt werden. Hierbei muss sichergestellt sein, dass die Schwelle bei einem durchfließenden Fehlerstrom nicht anspricht.

Wird der im 7SD610 integrierte UMZ als permanent aktive Reserveschutzfunktion eingesetzt, können Überstrom- und Hochstromstufe für reguläre UMZ-Schutzaufgaben außerhalb des Differentialschutzbereiches verwendet werden. Die  $I_{>>>}$ -Stufe kann bei Notbetrieb (Ausfall der Kommunikationsverbindung) im oben beschriebenen Sinne als Not-UMZ-Stufe eingesetzt werden.

#### 3.2.5.3 Thermischer Überlastschutz

Der thermische Überlastschutz verhindert eine thermische Überbeanspruchung des Schutzobjektes, hier des 20-kV-Kabels. Da die Ursache der Überlastung normalerweise außerhalb des Schutzobjektes liegt, ist der Überlaststrom ein durchfließender Strom. Das Gerät errechnet die Über-temperatur gemäß einem thermischen Einkörpermodell nach der Differentialgleichung

$$\frac{d\Theta}{dt} + \frac{1}{\tau_{th}} \cdot \Theta = \frac{1}{\tau_{th}} \cdot \left( \frac{I}{k \cdot I_N} \right)^2$$

Die Schutzfunktion errechnet für jede Phase ein thermisches Abbild des zu schützenden Objektes aus dem Quadrat des Phasenstromes. Hierbei wird der ungefilterte Messwert verwendet, so dass auch Oberwellenanteile in der thermischen Betrachtung Berücksichtigung finden. Zunächst ist einzustellen, ob die Überlastfunktion bei Erreichen der Auslösegrenze tatsächlich abschalten oder auch das Erreichen dieser Schwelle lediglich melden soll.

Als Basisstrom für die Überlastfassung wird der thermisch dauernd zulässige Strom des Schutzobjektes (vgl. Kabeldaten) herangezogen, der sich über den Einstellfaktor  $k$  auf den Schutzgerätenstrom beziehen lässt:

$$k = \frac{I_{\max}}{I_N}$$

Somit ergibt sich bei einem maximal zulässigen Dauerstrom von 407 A und einem primären Wandlernennstrom von 400 A ein Wert für  $k$  von 1,02.

Die Erwärmungszeitkonstante  $\tau_{th}$  ist ebenfalls den Herstellerangaben zu entnehmen. Zu beachten ist, dass diese in Minuten einzustellen ist, wohingegen häufig ein maximal zulässiger 1s-Strom angegeben wird, so auch für unser Kabel. Hier beträgt der 1s-Strom 17,2 kA. Die Umrechnung erfolgt gemäß

$$\frac{\tau_{th}}{\min} = \frac{1}{60} \cdot \left( \frac{\text{zul. 1-s-Strom}}{\text{zul. Dauerstrom}} \right)^2$$

$\tau_{th}$  ergibt sich damit zu 29,8 min.

Vor Erreichen der Auslöseschwelle können eine thermische und/oder eine Stromwarnstufe eingestellt werden. Diese sollten typischerweise etwas unter der Auslöseschwelle eingestellt werden, um dem Betriebspersonal noch hinreichend Zeit zu geben, die Auslastung des Betriebsmittels zu verringern. Für die thermische Warnstufe empfiehlt sich die Voreinstellung von 90 % zu belassen. Die Stromwarnstufe wird etwas unterhalb des maximalen, dauernd zulässigen Betriebsstromes parametrierbar, wir wählen hier 95 % von diesem Wert, also 387 A primär. Bezogen auf den Wandlernennstrom ergibt dies ca. 0,97 A sekundär. Schließlich kann noch eingestellt werden, nach welcher Berechnungsmethode die Übertemperatur errechnet wird. Diese Berechnung erfolgt für jede Phase getrennt. Es steht zur Auswahl, ob die maximale der drei errechneten Übertemperaturen (Voreinstellung), deren arithmetischer Mittelwert oder die aus dem maximalen Leiterstrom errechnete Übertemperatur für den Vergleich mit den Ansprechschwellen maßgebend ist. Wir belassen hier die Voreinstellung, solange kein anderer Algorithmus zwingend zu bevorzugen ist.

| Nr.  | Parameter                             | Wert        |
|------|---------------------------------------|-------------|
| 4201 | Überlastschutz                        | Nur Meldung |
| 4202 | k-Faktor                              | 1,02        |
| 4203 | Zeitkonstante                         | 29,8 min    |
| 4204 | Thermische Warnstufe                  | 90 %        |
| 4205 | Stromwarnstufe                        | 0,97 A      |
| 4206 | Berechnungsmethode der Übertemperatur | Theta max   |

Bild 10 Einstellungen des Menüpunktes „Parametergruppe A – Überlastschutz“

### 3.3 Einstellungen des Gerätes am Gegenende

Die Einstellungen des soeben parametrierbaren lokalen Gerätes können zumeist als Basis der Parametrierung für das Gerät am Gegenende verwendet werden. Hierzu wird der Datensatz einfach durch Kopieren und Einfügen dupliziert. Dadurch entsteht eine neue Gerätedatei, die sich nur durch die VD-Adresse unterscheidet. Somit ist sichergestellt, dass der kopierte Datensatz zu einem anderen, wenn auch bisher gleichen Gerät gehört.

In der Rubrik „Parametergruppe A – Diffschutztopologie“ ist Parameter 1710 auf „Gerät 2“ einzustellen. Ohne diese Einstellung wird keine Kommunikation zwischen den beiden Geräten zustande kommen.

| Nr.  | Parameter                           | Wert    |
|------|-------------------------------------|---------|
| 1701 | Geräteidentifikationsnummer Gerät 1 | 1       |
| 1702 | Geräteidentifikationsnummer Gerät 2 | 2       |
| 1710 | Lokales Gerät ist                   | Gerät 1 |

Bild 11 Einstellungen für das Gerät am Gegenende in der Rubrik „Parametergruppe A – Diffschutztopologie“

Danach müssen in der Rubrik Anlagendaten 1 die Wandlerdaten sowie die Wandlerkennlinie angepasst werden. Auch ist zu überprüfen, ob die Schaltermitnahme von beiden Enden aus erfolgen soll, ansonsten ist auch dies abzuändern.

Die Einstellungen der Rubriken Anlagendaten 2, Differentialschutzfunktion, Wirkschnittstellen, Schnellabschaltung und Überlast sind für beide Geräte identisch und brauchen nicht abgeändert zu werden. Die Einstellungen der UMZ-Funktion sind von der Netztopologie abhängig und daher zu überprüfen. Werden die Geräte an eine Stationsleittechnik angeschlossen, ist auch die jeweilige Geräteadresse zu kontrollieren.

■ 4. Anschlussbeispiel

Im Allgemeinen ist der Anschluss von drei Phasenstromwandlern an den 7SD610 gemäß Bild 13 in Holmgreenschaltung zu empfehlen. So kann der Differentialschutz mit den drei direkt gemessenen Phasenströmen arbeiten, für andere Schutzfunktionen, z. B. UMZ-Schutz steht ein aus den drei Phasenströmen aufsummierter Erdstrom zur Verfügung. Sollten erhöhte Anforderungen an die Genauigkeit des Erdstromes bestehen, kann auch ein Kabelumbauwandler an den IE-Eingang des 7SD610 angeschlossen werden (Bild 14). In diesem Fall muss das geänderte Übersetzungsverhältnis für diesen Eingang via Parameter 221 in „Anlagendaten 1 – Wandlerdaten“ eingegeben werden.

■ 5. Zusammenfassung

Der unverzögerte und zugleich streng selektive Schutz von Kabeln und Leitungen reduziert die Folgen unvermeidlicher Netzstörungen. Dies bedeutet einerseits Investitionsschutz des Betriebsmittels und liefert andererseits einen Beitrag zur höchsten Versorgungssicherheit.

Ein Differentialschutzsystem, bestehend aus zwei SIPROTEC 7SD610-Schutzgeräten, bietet einen umfassenden Schutz von Kabel und Freileitungen. Integrierte Not- bzw. Reserveschutzfunktionen sowie umfangreiche Zusatzfunktionen erlauben einen reibungslosen Anschluss des Gerätes ohne Zusatzgeräte und die Einbindung in komplexe Netzschutzstaffelungen.

Die Voreinstellungen des Gerätes sind so gewählt, dass der Anwender nur die bekannten Daten des Kabels und der Primärwandler einzustellen hat. Viele Werte der Voreinstellung können problemlos übernommen werden und erleichtern damit den Aufwand für Parametrierung und Einstellung.

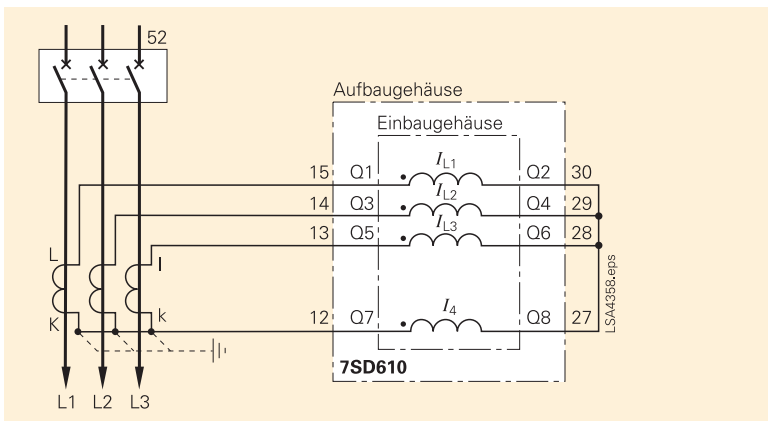
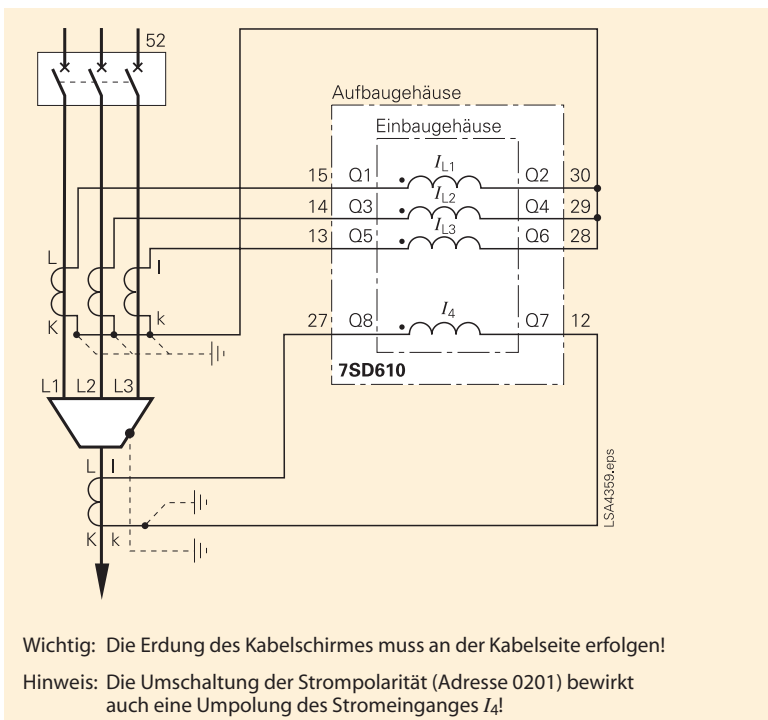


Bild 12 Stromwandleranschluss an 3 Primärstromwandler und Sternpunktstrom (Normalanschluss)



Wichtig: Die Erdung des Kabelschirmes muss an der Kabelseite erfolgen!

Hinweis: Die Umschaltung der Strompolarität (Adresse 0201) bewirkt auch eine Umpolung des Stromeinganges  $I_4$ !

Bild 13 Stromwandleranschluss an 3 Primärstromwandler und gesondertem Erdstromwandler (Kabelumbauwandler)

## Thermischer Überlastschutz von Kabeln

### ■ 1. Einleitung

Eine Reparatur bei einem Ausfall von Erdkabeln kann teuer und zeitaufwendig sein. Schutzsysteme sind so konzipiert, dass sie Kabel bei Fehlerzuständen vor hohen Stromwerten schützen. Durch einen Temperaturanstieg aufgrund ausgedehnter Überlastungszustände kann jedoch ebenfalls ein Ausfall der Kabel verursacht werden. Da beim Betrieb von Stromversorgungsnetzen die Betriebsmittel so nah wie möglich an den Belastungsgrenzen genutzt werden, nimmt die Bedeutung von Schutzeinrichtungen gegen thermische Überlastungen immer mehr zu.

Beim thermischen Überlastschutz wird die Temperatur des Leiters auf der Grundlage spezifischer Leiterdaten und des im Stromkreis vorhandenen Stroms berechnet. Der Schutz wird dazu verwendet, Leiter vor einer Beschädigung aufgrund ausgedehnter Überlastungen zu schützen. Im vorliegenden Artikel wird nur der thermische Überlastschutz von Erdkabeln erörtert.

Der thermische Überlastschutz wird normalerweise in einem Alarmmodus verwendet, um die Betreiber des Stromversorgungsnetzes vor der Gefahr einer möglichen Beschädigung der Kabel zu warnen. Der thermische Überlastschutz kann jedoch auch eingesetzt werden, um einen Leistungsschalter auszulösen. In beiden Fällen kann das Vorhandensein einer thermischen Überlastung erkannt und behoben werden, bevor es zu einem Ausfall der Kabel kommt.

### ■ 2. Thermischer Überlastschutz

Mit dem thermischen Überlastschutz mit Gedächtnisfunktion wird ein Echtzeit-Schätzwert für den Temperaturanstieg im Kabel ( $\Theta$ ) berechnet, ausgedrückt in Bezug auf den maximalen Temperaturanstieg  $\Delta\Theta_{\max}$ . Diese Berechnung basiert auf der Größenordnung des zur Last fließenden Stroms sowie des maximalen Nenndauerstroms des Leiters. Für die Berechnung wird die Wärmedifferentialgleichung erster Ordnung verwendet:

$$\tau \frac{d\Theta}{dt} + \Theta = I^2$$

$$\text{wobei } \Theta = \frac{\Delta\Theta}{\Delta\Theta_{\max}} \text{ ist.}$$

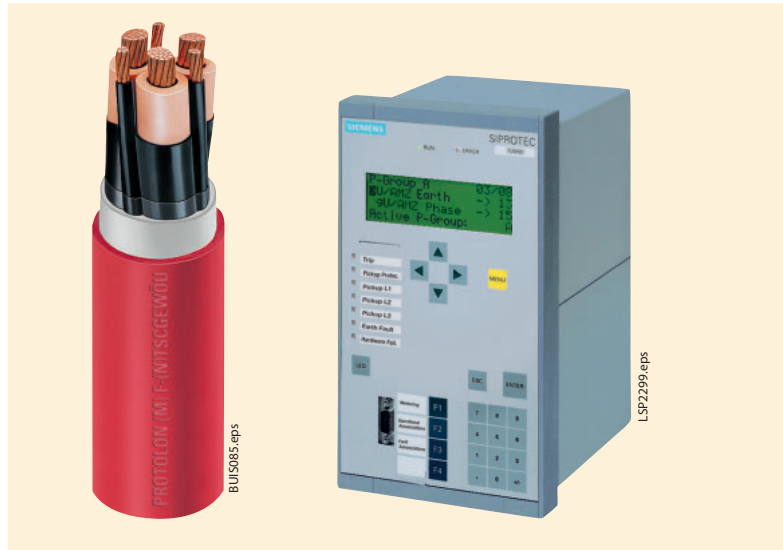


Bild 1

- $\Delta\Theta$  = Temperaturanstieg über die Umgebungstemperatur
- $\Delta\Theta_{\max}$  = maximaler Bemessungs-Temperaturanstieg, der dem Höchststrom entspricht
- $\tau$  = thermische Zeitkonstante für die Erwärmung des Leiters
- $I$  = gemessener Effektiv-Strom auf der Grundlage des maximalen Bemessungs-Überlaststroms des geschützten Leiters:  $I_{\text{meas}}/I_{\text{max}}$ .

Die Lösung der Wärmedifferentialgleichung lautet:

$$\Theta_{\text{op}} = \Theta_{\text{amb}} + \Delta\Theta_{\max} \left( 1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right)$$

Der Anfangswert ist  $\Theta_{\text{amb}}$ , die Umgebungstemperatur des Kabels und der stationäre Wert sind  $\Theta_{\text{amb}} + \Delta\Theta$ , wobei  $\Delta\Theta$  durch die Größenordnung von  $I$  bestimmt wird. Es wird angenommen, dass der Anfangswert  $\Theta_{\text{amb}}$  die Temperatur ist, auf der die Daten der Kabelbemessung basieren. Der stationäre Wert wird erreicht, wenn die Temperatur ihren Endwert aufgrund der Wärmeeffekte von  $I$  erreicht hat. An diesem Punkt ist der Wert von  $\tau d\Theta/dt$  in der Gleichung 1 Null. Daher gilt bei einem stabilen Zustand  $\Delta\Theta = \Delta\Theta_{\max} I^2$ , wobei  $I = I_{\text{meas}}/I_{\text{max}}$  ist. Der Übergang zwischen dem Anfangswert und dem stationären Wert wird durch den Exponentialausdruck  $1 - e^{-\frac{t}{\tau}}$  bestimmt.  $\tau$  ist eine Konstante des zu schützenden Kabels.

Im Bild 2 ist die Betriebstemperatur des Kabels als eine Funktion der Zeit und der Überlast zu sehen. Ohne Last ist die Temperatur des Leiters gleich der Umgebungstemperatur. Kommt zu irgendeinem Zeitpunkt ein Überlastäquivalent zum maximalen Nennstrom hinzu, erreicht die Temperatur des Kabels  $\Theta_{\max}$  gemäß der Exponentialfunktion  $1 - e^{-\frac{t}{\tau}}$ .

Die Leitertemperatur weist aufgrund einer Stromüberlast, beginnend bei einem Leerlastzustand, dieselben Charakteristika auf, wie im Bild 2 zu sehen ist, wobei  $\Theta_{\max}$  zu  $\Theta_{op}$  und  $I_{MAX}$  zu  $I_{Load}$  wird. Ist jedoch bereits eine bestimmte Vorlast am Leiter vorhanden, ändert sich das Merkmal der Betriebstemperatur. Der Leiterstrom erwärmt das Kabel auf eine gewisse Betriebstemperatur. Kommt eine Überlast hinzu, wird die Endtemperatur des Kabels so berechnet, als ob das Kabel die normale Betriebstemperatur aufweisen würde. Der Startpunkt des zweiten (Überlast) Merkmals

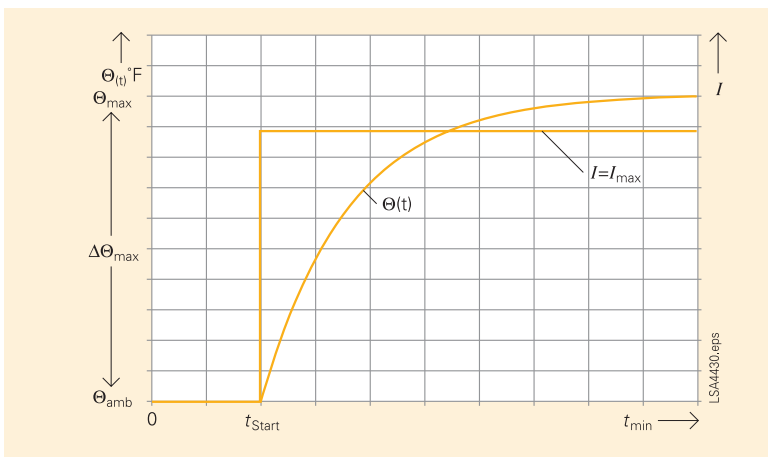


Bild 2 Temperatur gegenüber der Zeit für eine Überlast von  $I_{\max}$

fällt jedoch mit der Dauertemperatur der normalen Last zusammen. Dies ist im Bild 3 dargestellt.

### ■ 3. Berechnung der Einstellungen

Für den thermischen Überlastschutz sind zwei Einstellungen erforderlich, der k-Faktor und die Zeitkonstante  $\tau$ .  $\tau$  ist für die Eigenschaften des Kabels spezifisch. Mit dem k-Faktor wird der maximale Nenndauerstrom des Kabels zum Relais in Beziehung gesetzt.

#### 3.1 Maximaler Dauerstrom des Kabels

Der maximale Nenndauerstrom des Kabels wird dazu verwendet, die Einstellung für den k-Faktor zu bestimmen. Er kann außerdem dazu benutzt werden, die Einstellung für  $\tau$  zu bestimmen. Dieser Strom hängt vom Querschnitt, dem Isolierma-

terial, dem Kabelaufbau sowie der Leiterkonfiguration ab. Kabelhersteller können den maximalen Nenndauerstrom ihrer Kabel spezifizieren.

Sind keine Bemessungsdaten verfügbar, ist es möglich, einen Schätzwert des maximalen Dauerstroms auf der Grundlage der Informationen über die Stromtragfähigkeit des Leiters zu berechnen. Die Stromtragfähigkeit von Leitern wird auf der Grundlage von Stromkreisconfigurationen, Leitertemperatur sowie Umgebungstemperatur spezifiziert. Auch werden die maximale Betriebstemperatur des Leiters sowie Korrekturfaktoren für verschiedene Leiter-Betriebstemperaturen sowie Umgebungserdtemperaturen spezifiziert.

Verwenden Sie die Stromtragfähigkeit bei der Grenz-Überlastbetriebstemperatur und nicht die der maximalen Leiter-Betriebstemperatur, um den maximalen Nenndauerstrom eines Kabels zu bestimmen. Gemäß den ICEA-Spezifikationen sind [1] *Notfall-Überlastungen* nur für insgesamt 100 Stunden während eines Zeitraums von 12 Monaten sowie für nicht mehr als 5 solcher Zeiträume während der Lebensdauer des Kabels zulässig. Daher ist es wünschenswert, immer dann auszulösen oder einer Alarm auszugeben, wenn die thermische Überlastung diesen Wert erreicht. Bei der Bestimmung des maximalen Dauerstroms müssen Sie daran denken, dass sowohl die Leiterkonfiguration als auch die Umgebungstemperatur den Nennstrom beeinflussen.

Beispiel:

|                     |                                       |
|---------------------|---------------------------------------|
| Netzspannung        | 12,47 kV                              |
| Kabeldaten          | 500 MCM geschirmtes Kabel             |
| Leitertemperatur    | 90 °C                                 |
| Umgebungstemperatur | 20 °C                                 |
| Verlegungsart       | 3 Stromkreise in der Kabelkanalgruppe |

Laut den Leiter-Tabellen beträgt die Stromtragfähigkeit für Kupferleiter mit einer Temperatur von 90 °C bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C und mit 3 Stromkreisen in der Kabelkanalgruppe 360 A. Die Grenz-Überlastbetriebstemperatur für ein Kabel mit einer Temperatur von 90 °C beträgt 130 °C. Laut Tabelle 1 beträgt der Bemessungsfaktor für die Stromtragfähigkeit bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C 1,18.

Daher gilt:

$360 \text{ A} \times 1,18 = 424,8 \text{ A}$  maximal zulässiger Dauerstrom



### 3.2 Berechnung des k-Faktors

Mit dem k-Faktor wird der Betriebsstrom zum Relais in Beziehung gesetzt, um eine Überlasterkennung zu ermöglichen. Der k-Faktor wird als das Verhältnis des maximalen Dauerstroms  $I_{max}$  zum Bemessungsstrom des Relais  $I_N$  definiert:

Beispiel:

$$k = \frac{I_{max}}{I_N}$$

Netzspannung 12,47 kV  
 Kabeldaten 500 MCM geschirmtes Kabel  
 Leitertemperatur 90 °C  
 Umgebungstemperatur 20 °C  
 Verlegungsart 3 Stromkreise in der Kabelkanalgruppe

Maximaler Dauerstrom ( $I_{max}$ ) 424,8 A primär  
 Stromwandlerverhältnis 800/5  
 Relais-Nennstrom ( $I_N$ ) 5 A sekundär

$$k = \frac{424,8}{(800 / 5)} = 0,53$$

### 3.3 Thermische Zeitkonstante $\tau$

Die thermische Zeitkonstante  $\tau$  ist ein Maß für die Geschwindigkeit, bei der sich das Kabel mit zunehmender oder abnehmender Last erwärmt oder abkühlt, und ist die Zeit, die erforderlich ist, um 63 % des Endtemperaturanstiegs bei einem konstanten Leistungsverlust zu erreichen. Die thermische Zeitkonstante ist der bestimmende Faktor für die Berechnung der Betriebstemperatur als Prozentsatz der höchstzulässigen Überlasttemperatur, wie in Gleichung 2 gezeigt.  $\tau$  kann beim Kabelhersteller in Erfahrung gebracht werden. Ist keine Spezifikation für  $\tau$  verfügbar, kann aus dem zulässigen Kurzschluss-Nennstrom des Kabels sowie aus dem maximalen Nenndauerstrom ein Schätzwert berechnet werden. Üblicherweise wird der Nennstrom von 1 Sekunde Dauer als der zulässige Kurzschlussstrom verwendet.  $\tau$  wird mit der folgenden Gleichung berechnet:

$$\tau (\text{min}) = \frac{1}{60} \cdot \left| \frac{I_{1s}}{I_{max}} \right|^2$$

Wird ein Kurzschlussstrom mit einem anderen Intervall als 1 Sekunde verwendet, wird die Gleichung mit diesem Intervall multipliziert. Wird z.B. der Bemessungswert von 0,5 Sekunden verwendet, gilt Folgendes:

$$\tau (\text{min}) = \frac{0,5}{60} \cdot \left| \frac{I_{0,5s}}{I_{max}} \right|^2$$

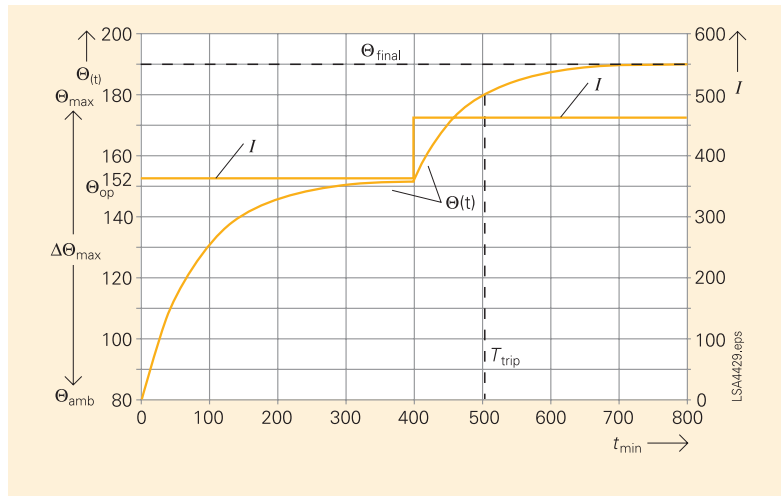


Bild 3 Temperatur gegenüber der Zeit bei einer vorhandenen Überlastung

Beispiel:

Netzspannung 12,47 kV  
 Kabeldaten 500 MCM geschirmtes Kabel  
 Leitertemperatur 90 °C  
 Umgebungstemperatur 20 °C  
 Verlegungsart 3 Stromkreise in der Kabelkanalgruppe

Maximaler Dauerstrom ( $I_{max}$ ) 424,8 A primär  
 Höchststrom für 1 s 35 975 A

$$\tau (\text{min}) = \frac{1}{60} \cdot \left| \frac{35975}{424,8} \right|^2 = 119,5 \text{ min}$$

| Leitergröße | Stromtragfähigkeit | Max. Dauerstrom | Kurzzeitbelastbarkeit (1 s) | $\tau$ (Minuten) |
|-------------|--------------------|-----------------|-----------------------------|------------------|
| 1/0         | 160                | 189             | 7 585                       | 27               |
| 2/0         | 185                | 218             | 9 570                       | 32               |
| 3/0         | 205                | 242             | 12 065                      | 41               |
| 4/0         | 230                | 271             | 15 214                      | 52               |
| 250 MCM     | 255                | 301             | 17 975                      | 59               |
| 350 MCM     | 305                | 360             | 25 165                      | 81               |
| 500 MCM     | 360                | 425             | 35 950                      | 119              |
| 750 MCM     | 430                | 507             | 53 925                      | 188              |
| 1000 MCM    | 485                | 572             | 71 900                      | 263              |

Tabelle 1 Geschirmter Kupferleiter, 5001 - 35000 V, 90 °C, Dreileiterkabel, drei Stromkreise in der Kanalgruppe

| Leitertemperatur<br>°C | Umgebungstemperatur der Erde |       |       |       |       |
|------------------------|------------------------------|-------|-------|-------|-------|
|                        | 10 °C                        | 15 °C | 20 °C | 25 °C | 30 °C |
| 75                     | 0,99                         | 0,95  | 0,91  | 0,87  | 0,82  |
| 85                     | 1,04                         | 1,02  | 0,97  | 0,93  | 0,89  |
| 90                     | 1,07                         | 1,04  | 1,00  | 0,96  | 0,93  |
| 100                    | 1,12                         | 1,09  | 1,05  | 1,02  | 0,98  |
| 105                    | 1,14                         | 1,11  | 1,08  | 1,05  | 1,01  |
| 110                    | 1,16                         | 1,13  | 1,10  | 1,07  | 1,04  |
| 125                    | 1,22                         | 1,19  | 1,16  | 1,14  | 1,11  |
| 130                    | 1,24                         | 1,21  | 1,18  | 1,16  | 1,13  |
| 140                    | 1,27                         | 1,24  | 1,22  | 1,19  | 1,17  |

Tabelle 2 Korrekturfaktoren für verschiedene Umgebungstemperaturen der Erde

Kurzschlussnennstrom für Kupfer

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 \cdot t = 0,0297 \cdot \log\left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)$$

- $I$  = Kurzschlussstrom [A]
- $A$  = Leiterquerschnitt – runder Querschnitt von 0,001" Durchmesser (evtl. Umrechnung auf mm<sup>2</sup>)
- $t$  = Kurzschlusszeit [s]
- $T_1$  = Betriebstemperatur 90 °C
- $T_2$  = Maximale Kurzschlussstemperatur 250 °C

Kurzschlussnennstrom für Aluminium

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 \cdot t = 0,0125 \cdot \log\left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)$$

In der Tabelle 1 werden die für  $\tau$  berechneten Werte für übliche Leiter und Konfigurationen aufgeführt. Unterhalb der Tabelle 2 sind die Formeln zur Berechnung der Kurzschluss-Strombelastung der Leiter dargestellt.

### 3.4 Analyse der Relaiseinstellungen

Kombiniert man die Beispiele in den Abschnitten 3.1, 3.2 und 3.3, erhält man aufgrund der Kabel-daten die folgenden Relaiseinstellungen:

- k-Faktor: 0,53
- $\tau$ : 119,5 Minuten

Die Betriebstemperatur zu einem bestimmten Zeitpunkt kann unter Verwendung der Gleichung 2 berechnet werden.

- $\Theta_{amb}$  = die Leiter-Betriebstemperatur = 90 °C.
- $\Delta\Theta_{max}$  = die maximale Überlasttemperatur – die anfängliche Betriebstemperatur = 130 °C - 90 °C = 40 °C.

Wie in oben stehendem Abschnitt 2 gezeigt, kann das Exponentialglied durch  $I^2$  ersetzt werden, um die Dauertemperatur zu bestimmen, wobei  $I = I_{meas}/I_{max}$  gilt.

Auf der Grundlage dieser Einstellungen und einem Laststrom von 400 A gilt:

$$\Theta_{op} = \Theta_{amb} + \Delta\Theta_{max} \left(\frac{I_{meas}}{I_{max}}\right)^2 = 90^\circ + 40^\circ \left(\frac{400}{424,8}\right)^2 = 125^\circ \text{C}$$

Somit erwärmt sich der Leiter bei einer Last von 400 A auf eine Temperatur von 125 °C.

### 4. Implementierung des thermischen Überlastschutzes

Mit dem thermischen Überlastschutz der Relais von Siemens wird die Temperatur für alle drei Phasen unabhängig berechnet und die höchste der drei berechneten Temperaturen wird für Auslösestufen verwendet. Neben dem k-Faktor und der thermischen Zeitkonstante gibt es zwei weitere Einstellungen für den thermischen Überlastschutz. Wie im Bild 4 zu sehen ist, handelt es sich bei diesen Stufen um die „Thermische Warnstufe“ sowie der „Stromwarnstufe“.

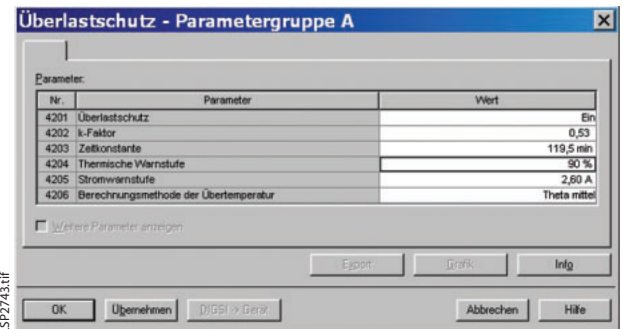


Bild 4 Einstellungen für den thermischen Überlastschutz

#### 4.1 Thermische Warnstufe

Die thermische Warnstufe sendet ein Warnsignal, bevor das Relais bei einem thermischen Überlastzustand auslöst. Die thermische Warnstufe stellt ebenfalls den Rückfallwert für das Auslösesignal für den thermischen Überlastschutz dar. Daher muss die berechnete Temperatur unter diesen Wert fallen, damit die Schutzauslösung rückgestellt werden kann. Diese Stufe wird in Prozent der Höchsttemperatur eingestellt. Eine Einstellung von 90 % ist für die meisten Betriebszustände ausreichend.

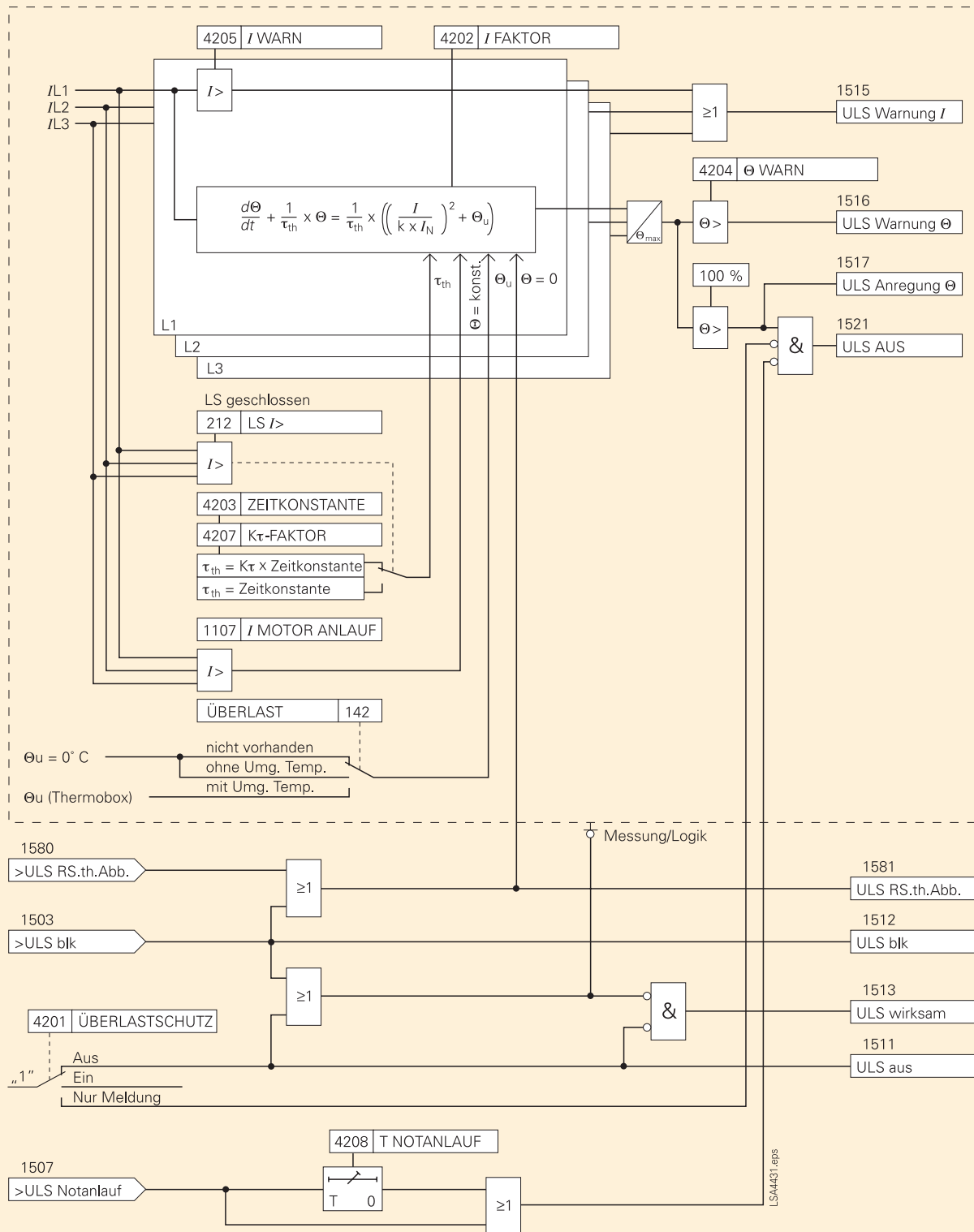


Bild 5 Logikdiagramm des Überlastschutzes

#### 4.2 Stromwarnstufe

Der Stromwarnstufe sendet einen Alarm, wenn der Laststrom den Wert der Einstellung überschreitet. Diese Einstellung muss gleich dem maximalen Nenndauerstrom des Kabels sein oder etwas darunter liegen.

#### 4.3 Thermischer Überlastschutz als Alarm- oder Auslösefunktion

Der thermische Überlastschutz kann bei Überlastungszuständen entweder auf „ON“ (Auslösen) oder auf „Alarm only“ (Nur Alarm) gesetzt werden. Normalerweise ist er auf „Thermische Warnstufe“ gesetzt. Durch Setzen des thermischen Überlastschutzes auf „ON“ wird dieser zu einer Auslösefunktion, was bedeutet, dass die *Relaisauslösefunktion 0511 aktiviert* wird. Durch die Voreinstellung des Relais wird die *Relaisauslösefunktion 0511* so eingestellt, dass ein Kontakt geschlossen wird, der den Leistungsschalter auslöst.

„Thermische Warnstufe“ (Nur Alarm) bedeutet, dass durch den thermischen Überlastschutz die *Relaisauslösefunktion 0511 nicht aktiviert* wird. Der thermische Überlastschutz kann weiterhin so programmiert werden, dass er einen Binärausgang zum Auslösen anspricht. Mit dieser Konfiguration kann die thermische Überlastfunktion verwendet werden, um Bediener vor einem möglichen Ausfall des Kabels aufgrund einer Überlastung zu warnen.

#### 4.4 Einstellungen an Unterschiede in der Umgebungstemperatur anpassen

Die Umgebungstemperatur der Erde hat eine beträchtliche Auswirkung auf den maximalen Nenndauerstrom des Kabels. Bei den meisten Anwendungen ist es besser, eine Umgebungstemperatur der Erde anzunehmen, um die Berechnungen für die Relaiseinstellung durchzuführen. In einigen Bereichen können jedoch große jahreszeitliche Unterschiede bei der Umgebungstemperatur der Erde vorhanden sein. Die Verwendung mehrerer Einstellgruppen ermöglicht es dem Relais, die Einstellungen für den thermischen Überlastschutz an große jahreszeitlich bedingte Temperaturschwankungen anzupassen.

Eine Änderung der Einstellgruppe kann durch einen Binäreingang, einen Fernbefehl oder eine Funktionstaste erfolgen, von denen alle ein Eingreifen des Bedieners erfordern, um die Änderung zu bewerkstelligen. Eine andere Möglichkeit besteht darin, das Relais die Einstellgruppen auf der Grundlage der Zustände des Stromversorgungsnetzes ändern zu lassen. Indem der Ausgang eines Temperaturfühlers mit dem Eingang eines optionalen Messwertumformers am Relais 7SJ63 verbunden wird, kann die Änderung der Einstellgruppen erfolgen, wenn die Erdtemperatur einen Schwellenwert für einen festgelegten Zeitraum überschreitet.

#### 5. Zusammenfassung

Der Ausfall von Erdkabeln aufgrund einer durch eine langfristige Überlastung verursachte Erwärmung kann leicht durch den Einsatz eines thermischen Überlastschutzes verhindert werden. Auf der Grundlage der aus den Angaben der Kabelhersteller, der Verlegeart, sowie der Betriebszustände gewonnenen Informationen ist es einfach, Einstellung für den thermischen Überlastschutz zu bestimmen. Der thermische Überlastschutz wird normalerweise verwendet, um einen Alarm bei Überlastungszuständen auszugeben, damit die Betreiber des Stromversorgungsnetzes fundierte Entscheidungen treffen können, wie mit einer Überlastung umgegangen werden soll, um eine Beschädigung des Kabels zu verhindern. Ein thermischer Warnstufe kann in Verbindung mit einem SCADA-System verwendet werden, um die Zeit zu verfolgen, die ein Kabel einer Überlastung ausgesetzt ist und somit die verbleibende Lebensdauer des Kabels abzuschätzen.

#### 6. Referenzen

Insulated Cable Engineers Association Standard P32-382-1994, “Short Circuit Characteristics of Insulated Cable”, 1994, South Yarmouth, MA.

“Engineering Handbook”, The Okonite Company, 1999, Ramsey, NJ.

H. Pender and W. Del Mar, “Electrical Engineer’s Handbook”, 4th Edition, Wiley & Sons, New York, NY.

## Entkupplungseinrichtung mit flexibler Schutzfunktion

### ■ 1. Einleitung

Mit den flexiblen Schutzfunktionen lässt sich ein einstufiger oder mehrstufiger Leistungsrichtungsschutz realisieren. Jede Leistungsrichtungsstufe kann einphasig oder dreiphasig betrieben werden. Die Stufen können wahlweise Wirkleistung vorwärts, Wirkleistung rückwärts, Blindleistung vorwärts oder Blindleistung rückwärts als Messgröße heranziehen. Die Anregung der Schutzstufen kann bei Schwellwertüberschreitung oder -unterschreitung erfolgen. Mögliche Anwendungen für einen Leistungsrichtungsschutz werden in Tabelle 1 aufgeführt.

Nachfolgend wird ein praktisches Applikationsbeispiel für den Rückleistungsschutz mit Hilfe der flexiblen Schutzfunktion angegeben.

### ■ 2. Anlagenbeispiel

#### 2.1 Funktionen für die Entkupplungseinrichtung

Bild 2 zeigt das Beispiel einer industriellen Schaltanlage mit Eigenversorgung durch den dargestellten Generator. Alle dargestellten Leitungen und die Sammelschiene sind dreiphasig ausgeführt (mit Ausnahme der Erdverbindungen und der Verbindung zur Spannungsmessung am Generator). Die beiden Abzweige 1 und 2 versorgen die kundenseitigen Verbraucher. Im Normalfall erhält der Industriekunde seinen Strom vom Energieversorger. Der Generator läuft nur synchron mit, ohne Leistung einzuspeisen. Kann das EVU die benötigte Versorgungsqualität nicht mehr gewährleisten, soll die Schaltanlage vom EVU-Netz getrennt werden und der Generator die Eigenversorgung übernehmen. Im vorliegenden Beispiel soll die Schaltanlage vom EVU-Netz entkuppelt werden, wenn die Frequenz den Nennbereich verlässt (z.B. 1 - 2 % der Nennfrequenz), die Spannung einen vorgegebenen Wert unter- oder überschreitet oder der Generator Wirkleistung in das EVU-Netz zurückspeist. Je nach Anwenderphilosophie werden einige dieser Kriterien noch verknüpft. Dies würde über CFC realisiert werden.

Hier wird die Realisierung eines Rückleistungsschutzes mit den flexiblen Schutzfunktionen erläutert. Für den Frequenz- und Spannungsschutz werden im Abschnitt „Einstellhinweise“ Empfehlungen gegeben.



Bild 1

|   | Richtung  | Bewertungsart   |                                     |
|---|-----------|---|-------------------------------------|
|   |           | Überschreitung  | Unterschreitung                     |
| P | Vorwärts  | Überwachung der Vorwärtsleistungsgrenzen von Betriebsmitteln (Transformatoren, Leitungen)   | Erfassung von leerlaufenden Motoren |
| P | Rückwärts | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Schutz eines lokalen Industrienetzes vor Rückspeisung in das Energieversorgungsnetz</li> <li>– Erfassung der Rückspeisung von Motoren</li> </ul> |                                     |

Tabelle 1 Anwendungsübersicht, Leistungsrichtungsschutz

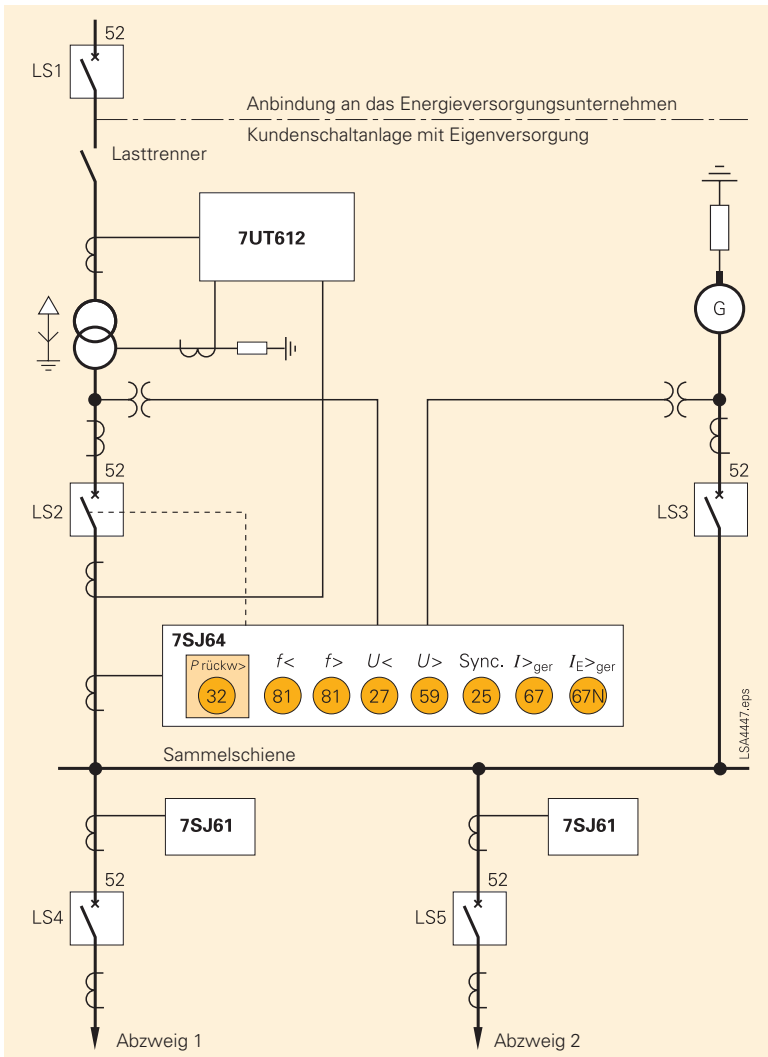


Bild 2 Beispiel einer Schaltanlage mit Generator-Eigenversorgung

### 2.2 Anlagendaten

Die Schaltanlage ist oberspannungsseitig über eine 110-kV-Leitung mit dem EVU-Netz verbunden. Der Leistungsschalter LS1 ist Teil des EVU-Netzes. Mit dem Lasttrenner erfolgt ggf. die Entkopplung der Schaltanlage vom EVU-Netz. Der Transformator mit einem Übersetzungsverhältnis von 10:1 überträgt die Spannungsebene auf 11 kV. Unterspannungsseitig sind der Transformator, der Generator und die beiden Abzweige über eine Sammelschiene verbunden. Die Leistungsschalter LS2 bis LS5 trennen Verbraucher und Betriebsmittel von der Sammelschiene.

| Anlagendaten  |                                 |
|---|---------------------------------|
| Nennleistung des Generators   | $S_{N, Gen} = 38,1 \text{ MVA}$ |
| Nennleistung des Transformators                                       | $S_{N, Trafo} = 40 \text{ MVA}$ |
| Nennspannung der Oberspannungsseite                                   | $U_N = 110 \text{ kV}$          |
| Nennspannung der Sammelschienseite                                    | $U_N = 11 \text{ kV}$           |
| Primärer Nennstrom der Stromwandler auf der Sammelschienseite         | $I_{N, prim} = 2000 \text{ A}$  |
| Sekundärer Nennstrom der Stromwandler auf der Sammelschienseite       | $I_{N, sek} = 1 \text{ A}$      |
| Primäre Nennspannung der Spannungswandler auf der Sammelschienseite   | $U_{N, prim} = 11 \text{ kV}$   |
| Sekundäre Nennspannung der Spannungswandler auf der Sammelschienseite | $U_{N, sek} = 100 \text{ kV}$   |

Tabelle 2 Anlagendaten für das Applikationsbeispiel

### 3. Schutzfunktionalität

Mit dem Schutzgerät SIPROTEC 7SJ64 wird die Schaltanlage bei Rückspeisung des Generators in das EVU-Netz von diesem entkoppelt (Schutzfunktion P rückw>). Diese Funktionalität wird mit einer flexiblen Schutzfunktion realisiert. Zusätzlich erfolgt die Entkopplung bei Frequenz- oder Spannungsschwankungen im EVU-Netz (Schutzfunktionen  $f<$ ,  $f>$ ,  $U<$ ,  $U>$ ,  $I>_{ger}$ ,  $I_E>_{ger}$ ). Der Schutz erhält die Messwerte jeweils über einen dreiphasigen Strom- und Spannungswandlersatz und einer einphasigen Verbindung zum Generator-Spannungswandler (zur Synchronisierung). Bei einer Entkopplung wird der Leistungsschalter LS2 angesteuert.

Der Transformator wird über einen Differentialschutz und abhängige bzw. unabhängige Überstromzeitschutzfunktionen für die Leiterströme geschützt. Im Fehlerfall wird – über eine Remote-Verbindung – der EVU-seitige Leistungsschalter LS1 angesteuert. Zusätzlich wird der Leistungsschalter LS2 angesteuert.

Die Abzweige 1 und 2 werden mit Überstromzeitschutzfunktionen vor Kurzschlüssen und Überlastung durch die angeschlossenen Verbraucher geschützt. Sowohl die Leiterströme als auch die Nullströme der Abzweige können über abhängige und unabhängige Überstromzeitschutzstufen geschützt werden. Im Fehlerfall werden die Leistungsschalter LS4 bzw. LS5 angesteuert.

Die Sammelschiene könnte zusätzlich mit dem Mehrenden-Differentialschutz 7UT635 versehen werden. Die hierzu nötigen Stromwandler sind in Bild 2 bereits mit dargestellt.

### 3.1 Synchronisierung bei Zuschaltung des Generators

In den meisten Fällen ist der Stromkunde nach einer Abschaltung verantwortlich für die Rückkehr des Anlagensystems zum Normalbetrieb. Der Test auf synchrone Bedingungen erfolgt durch das SIPROTEC 7SJ64. Nach erfolgreicher Synchronisierung wird der Generator mit der Sammelschiene verbunden. Die für die Synchronisierung notwendigen Spannungen werden am Transformator und am Generator gemessen. Am Transformator erfolgt die Spannungsmessung dreiphasig, da diese auch für die Richtungsbestimmung benötigt wird. Vom Generator wird über einen Spannungswandler in Stern-Dreiecksschaltung die Leiter-Leiter-Spannung U31 dem Geräteeingang U4 zugeführt (siehe Bild 3).

### 3.2 Anschlussplan

Bild 3 zeigt den Anschluss des Gerätes für den Rückleistungsschutz und die Synchronisierung. Der Leistungsfluss in positiver bzw. Vorwärtsrichtung erfolgt von der überspannungsseitigen Sammelschiene (nicht dargestellt) über den Transformator auf die unterspannungsseitige Sammelschiene.

### 3.3 Realisierung des Rückleistungsschutzes mit flexiblen Schutzfunktionen

Der Rückleistungsschutz bewertet die Wirkleistung aus den symmetrischen Komponenten der Grundschwingungen der Spannungen und Ströme. Die Bewertung der Mitsysteme macht die Rückleistungsbestimmung unabhängig von Unsymmetrien in den Strömen und Spannungen und spiegelt die reale Beanspruchung der Antriebsseite wieder. Der berechnete Wirkleistungswert entspricht der Gesamtwirkleistung. Bei dem im Beispiel gezeigten Anschluss wird die Leistung in Richtung der Sammelschiene vom Gerät als positiv gemessen.

### 3.4 Funktionslogik

Das Logikdiagramm im Bild 4 stellt die Funktionslogik des Rückleistungsschutzes dar.

Der Rückleistungsschutz spricht an, wenn die parametrierbare Anregeschwelle überschritten wird. Bleibt die Anregung während der ebenfalls parametrierbaren Anregerverzögerung bestehen, wird die Anagemeldung „P. rückw. Anr“ abgesetzt. Damit wird die Auskommandoverzögerung gestartet. Tritt während der laufenden Auskommandoverzögerung kein Anregerückfall auf, werden die Auslösemeldung „P. rückw. AUS“ und die Zeitablaufmeldung „P. rückw. Abl.“ abgesetzt (letztere nicht dargestellt). Der Anregerückfall erfolgt, wenn die Rückfallschwelle unterschritten wird. Der Blockiereingang „>P. rückw. block“ blockiert die ganze Funktion, d.h. Anregung, Aus-

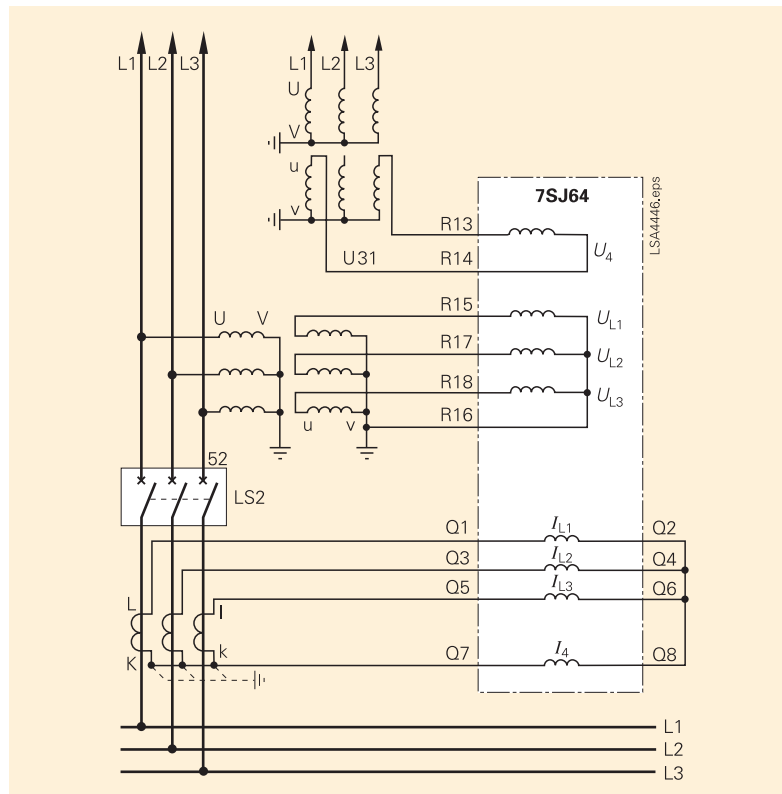


Bild 3 Anschlussplan für einen 7SJ642 als Rückleistungsschutz (Einbaugehäuse)

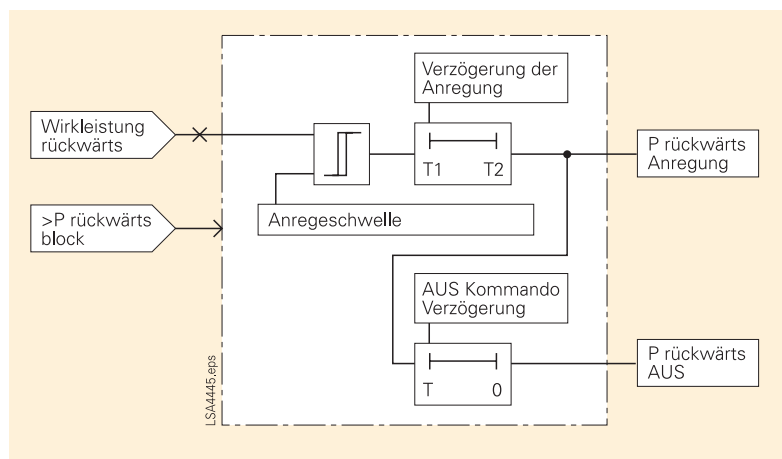


Bild 4 Logikdiagramm der Rückleistungsbestimmung mit flexibler Schutzfunktion

■ 4. Einstellhinweise

4.1 Rückleistungsschutz

Der Ansprechwert des Rückleistungsschutzes wird mit 10 % der Generator-Nennleistung gewählt. In diesem Beispiel wird der Einstellwert als sekundäre Leistung in Watt parametrisiert. Zwischen der primären und der sekundären Leistung gilt der Zusammenhang:

$$P_{\text{sek}} = P_{\text{prim}} \cdot \frac{U_{\text{N, sek}}}{U_{\text{N, prim}}} \cdot \frac{I_{\text{N, sek}}}{I_{\text{N, prim}}}$$

Mit den angegebenen Daten berechnen sich die Ansprechwerte unter Berücksichtigung von  $P_{\text{prim}} = 3,81 \text{ MW}$  (10 % von 38,1 MW) auf der Primärebene zu

$$P_{\text{sek}} = 3,81 \text{ MW} \cdot \frac{100 \text{ V}}{11000 \text{ V}} \cdot \frac{1 \text{ A}}{2000 \text{ A}} = 17,3 \text{ W}$$

auf der Sekundärebene. Das Rückfallverhältnis wird mit 0,9 parametrisiert. Damit ergibt sich eine sekundäre Rückfallschwelle von  $P_{\text{sek, Rückfall}} = 15,6 \text{ W}$ . Wird die Anregeschwelle auf einen Wert nahe der unteren Einstellgrenze von 0,5 W verringert, sollte das Rückfallverhältnis ebenfalls auf ca. 0,7 reduziert werden.

Der Rückleistungsschutz benötigt als Schutz vor unerwünschter Rückspeisung keine kurzen Auslösezeiten. Im vorliegenden Beispielfall ist es sinnvoll, Anregung und Anregerückfall um etwa 0,5 s und die Auslösung um etwa 1 s zu verzögern. Die Verzögerung der Anregung minimiert die Anzahl der eröffneten Störfallprotokolle, wenn die Rückleistung um den Schwellwert schwankt. Für den Fall, dass der Rückleistungsschutz eingesetzt wird, um bei Fehlern im EVU-Netz die Schaltanlage schnell vom Netz trennen zu können, ist es sinnvoll, einen größeren Ansprechwert (z.B. 50 % der Nennleistung) und geringere Verzögerungszeiten zu verwenden.

4.2 Frequenzschutz  $f_{<}, f_{>}$

Das Gerät 7SJ64 enthält 4 Frequenzstufen. Eine Stufe wird als  $f_{>}$  parametrisiert und auf 50,5 Hz eingestellt, sie arbeitet ohne Zeitverzögerung. Damit wird die Frequenzerhöhung erkannt, die aufgrund eines Kurzschlusses im EVU herührt. Die 3 weiteren Frequenzstufen sollten als  $f_{<}$  Stufen parametrisiert werden, um als Lastabwurfkriterien für den Inselbetrieb des Industrienetzes zu dienen.

Vorgeschlagene Einstellwerte:

$$\begin{aligned} f_{1<} &= 49,5 \text{ Hz} & t_1 &= 0,2 \text{ s} \\ f_{2<} &= 49 \text{ Hz} & t_2 &= 0,1 \text{ s} \\ f_{3<} &= 48 \text{ Hz} & t_3 &= 0,2 \text{ s} \end{aligned}$$

Bei Erreichen der Stufe  $f_{3<}$  sollte der Generator in den Inselbetrieb gefahren werden, um den Eigenbedarf zu retten.

4.3 Unterspannungsschutz  $U_{<}$

Mit dem  $U_{<}$  Kriterium wird der Spannungseinbruch bei einem Kurzschluss im Netz erfasst. Das  $U_{<}$  Kriterium sollte stets mit der Fehlerstromrichtung verknüpft werden, um nur bei einem Fehler im EVU-Netz den Kuppelschalter zu öffnen. Der Spannungswert sollte auf  $0,5 \times U_{\text{N}}$  eingestellt werden.

4.4 Parametrierung des Rückleistungsschutzes mit DIGSI

Im DIGSI-Manager wird zunächst ein Gerät 7SJ64x (z.B. 7SJ642) angelegt und geöffnet. Im Funktionsumfang wird für das vorliegende Beispiel eine flexible Schutzfunktion (Flexible Funktion 01) projiziert (Bild 5).

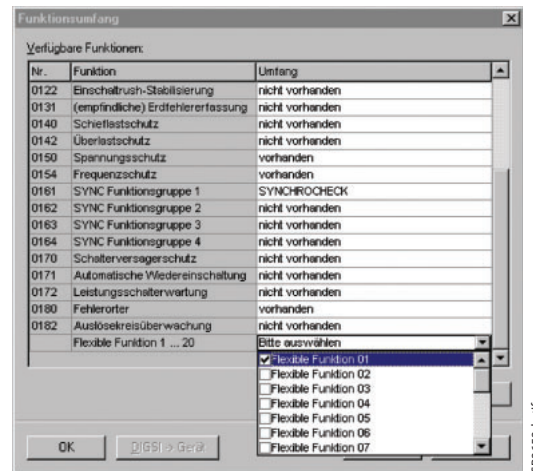


Bild 5 Projektierung einer flexiblen Schutzfunktion

Unter „Parameter“ wird nach Anwahl von „Weitere Funktionen“ die flexible Funktion sichtbar (Bild 6).

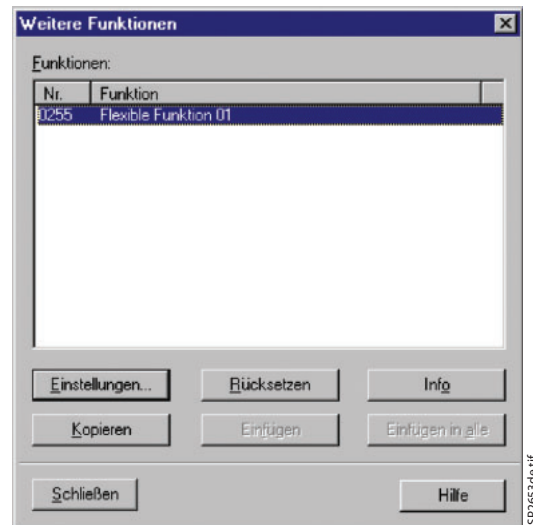


Bild 6 In der Funktionsauswahl wird die flexible Funktion sichtbar



Unter „Einstellungen --> Allgemein“ muss die Funktion zunächst eingeschaltet sowie die Arbeitsweise „3-phasig“ angewählt werden (Bild 7).

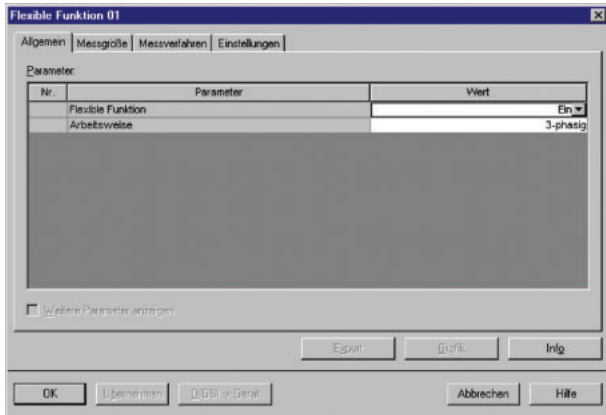


Bild 7 Anwahl der dreiphasigen Arbeitsweise

In den Menüpunkten „Messgröße“ und „Messverfahren“ müssen „Wirkleistung rückwärts“ bzw. „Überschreitung“ eingestellt werden. Aktiviert man im Menüpunkt „Einstellungen“ die Box „Weitere Parameter anzeigen“, können Schwellwert, Anregeverzögerung und AUS-Kommando-Verzögerung parametrisiert werden (Bild 8). Da die Leistungsrichtung bei Messspannungsausfall nicht bestimmt werden kann, ist in diesem Fall eine Schutzblockierung sinnvoll.

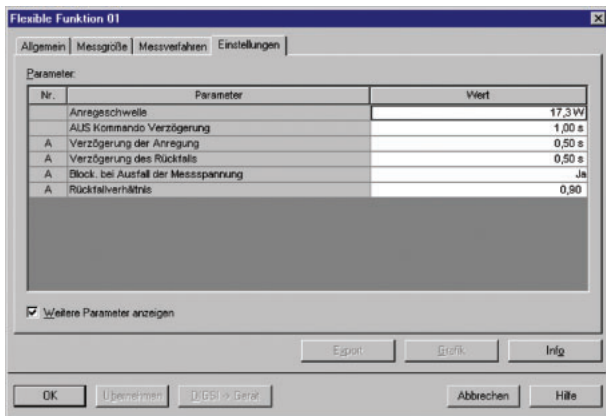


Bild 8 Einstellmöglichkeiten der flexiblen Funktion

#### 4.5 Rangierungen in DIGSI

Die Bezeichnungen der Meldungen sind in DIGSI editierbar und für dieses Beispiel entsprechend angepasst. Die Bezeichnungen der Parameter liegen fest.

In der DIGSI-Rangierungsmatrix sind (nach Anwahl von „nur Meldungen und Befehle“ und „kein Filter“) zunächst die folgenden Meldungen sichtbar (Bild 9).

|        |             |                 |                                  |    |
|--------|-------------|-----------------|----------------------------------|----|
| Flk 01 | 235.2110.01 | >Flk01 block    | >Funktion Flk01 blockieren       | EM |
|        | 235.2111.01 | >Flk01 unverz.  | >Funktion Flk01 AUS unverzögert  | EM |
|        | 235.2113.01 | >Flk01 Blk.Zeit | >Funktion Flk01 Zeit blockieren  | EM |
|        | 235.2114.01 | >Flk01 Blk.AUS  | >Funktion Flk01 AUS blockieren   | EM |
|        | 235.2118.01 | Flk01 block     | Funktion Flk01 ist blockiert     | AM |
|        | 235.2119.01 | Flk01 aus       | Funktion Flk01 ist ausgeschaltet | AM |
|        | 235.2120.01 | Flk01 wirksam   | Funktion Flk01 ist wirksam       | AM |
|        | 235.2121.01 | Flk01 Anr       | Funktion Flk01 Anregung          | AM |
|        | 235.2125.01 | Flk01 Abl       | Funktion Flk01 Zeitablauf        | AM |
|        | 235.2126.01 | Flk01 AUS       | Funktion Flk01 Auslösung         | AM |

Bild 9 Meldungen vor dem Editieren

Durch Anklicken der Texte besteht die Möglichkeit, Kurztext und Langtexte passend zur Applikation zu editieren (Bild 10).

|        |             |                 |                               |    |
|--------|-------------|-----------------|-------------------------------|----|
| Flk 01 | 235.2110.01 | >P rückw. block | >P rückwärts blockieren       | EM |
|        | 235.2111.01 | >P rw. unverz.  | >P rückwärts AUS unverzögert  | EM |
|        | 235.2113.01 | >P rw. Blk.Zeit | >P rückwärts Zeit blockieren  | EM |
|        | 235.2114.01 | >P rw. Blk.AUS  | >P rückwärts AUS blockieren   | EM |
|        | 235.2118.01 | P rückw. block  | P rückwärts ist blockiert     | AM |
|        | 235.2119.01 | P rückw. ausg.  | P rückwärts ist ausgeschaltet | AM |
|        | 235.2120.01 | P rückw. wirk.  | P rückwärts ist wirksam       | AM |
|        | 235.2121.01 | P rückw. Anr    | P rückwärts Anregung          | AM |
|        | 235.2125.01 | P rückw. Abl    | P rückwärts Zeitablauf        | AM |
|        | 235.2126.01 | P rückw. AUS    | P rückwärts Auslösung         | AM |

Bild 10 Meldungen nach dem Editieren

Die Rangierung der Meldungen erfolgt analog zur Rangierung der Meldungen anderer Schutzfunktionen.

#### 5. Zusammenfassung

Mit Hilfe der flexiblen Schutzfunktionen ist es möglich, nicht standardmäßig vorhandene Messkriterien wie z.B. Leistungsrichtung problemlos zu realisieren. Dieses Messkriterium ist eine vollwertige Schutzfunktion und kann somit als gleichwertiges Kriterium in einer Entkopplungseinrichtung integriert werden. Die Synchronisierungsfunktion des SIPROTEC 7SJ64 kann hier vorteilhaft zur Synchronisierung des Industrienetzes bei der Zuschaltung nach Entkopplung eingesetzt werden.



## Erdfehlerschutz bei isoliertem Sternpunkt

### 1. Allgemeines zum Erdschluss

Im isolierten Netz ist der Erdfehler kein Kurzschluss, jedoch ein anormaler Betriebszustand. Er muss gemeldet und möglichst schnell beseitigt werden. Die Art der Erdschlusserfassung hängt von der Konfiguration des Netzes ab. Im Strahlenetz wird die empfindliche Erdschlussrichtungserfassung mit  $\sin \varphi$ -Messung eingesetzt, im vermaschten Netz vorzugsweise das Erdschlusswischerrelais. Bei einem widerstandslosen Erdschluss z.B. in der Phase L3 wird die Spannung  $U_{L3-E}$  zu null, die Spannungen  $U_{L2-E}$  und  $U_{L1-E}$  steigen auf den  $\sqrt{3}$ -fachen Wert an. Es bildet sich eine Verlagerungsspannung  $U_{E-N}$ , die auch Nullspannung ( $U_0$ ) genannt wird. Sie hat den Wert der Leiter-Erdspannung im Normalbetrieb. An der Fehlerstelle fließt ein rein kapazitiver Erdschlussstrom. Dieser kann sehr unruhige Lichtbögen erzeugen. Im Allgemeinen werden isolierte Netze bis zu einem kapazitiven Erdschlussstrom von 50 A betrieben. Zur Meldung des Erdschlusses wird die  $U_{E-N}$ -Spannung ausgewertet.

Die  $U_0$ -Spannung kann aus den Phasenspannungen berechnet oder über die offene Dreieckswicklung (e-n-Wicklung) am Spannungswandler erfasst werden. Diese Wicklung hat üblicherweise ein um den Faktor  $\sqrt{3}$  größeres Übersetzungsverhältnis. Bei Erdschluss beträgt die Messspannung deshalb etwa 100 V. Ein Spannungsrelais zur Erdschlusserkennung wird auf einen Wert von 25 V – 30 V eingestellt, als Zeitverzögerung sind 5 s sinnvoll. Diese Funktionalität ist in den Leitungsschutzgeräten 7SJ5., 7SJ6., 7SA5. und 7SA6. je nach gewählter Ausstattung enthalten. Sind die Geräte mit drei Spannungswandlereingängen ausgerüstet, kann zusätzlich eine phasen-selektive Erdschlussmeldung erfolgen. Als Kriterium für die Erkennung der fehlerbehafteten Phase wird  $U \leq 40$  V eingestellt, als Kriterium für die fehlerfreien Phasen  $U \geq 75$  V.

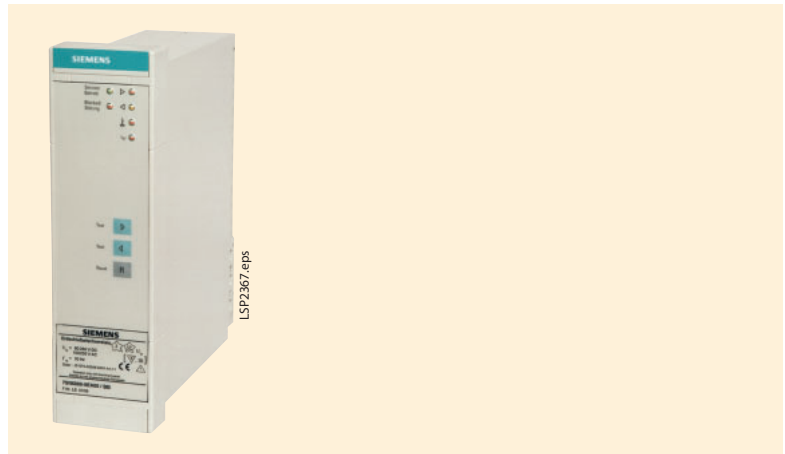


Bild 1 Erdschlusswischerrelais SIPROTEC 7SN60

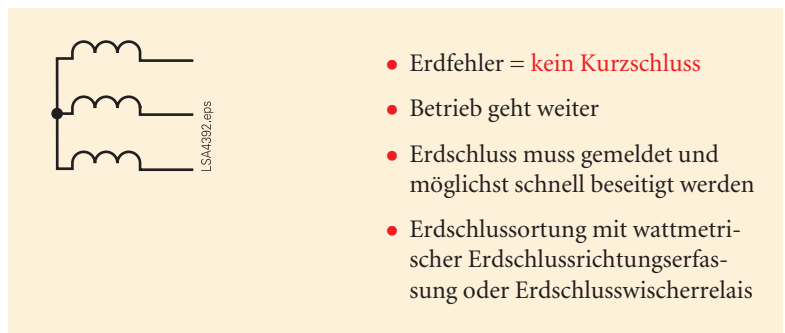


Bild 2 Isoliertes Netz

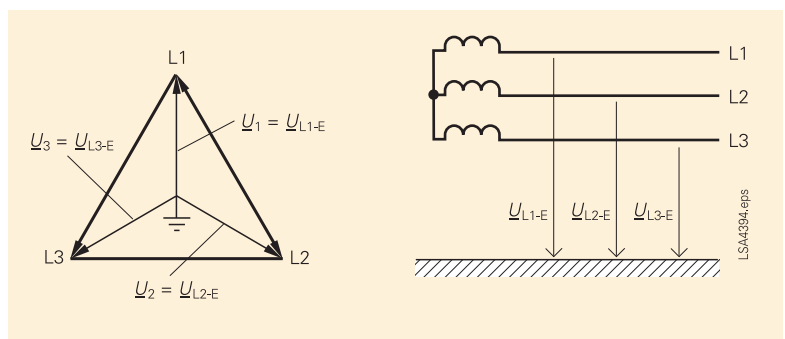


Bild 3 Spannungen im Normalbetrieb

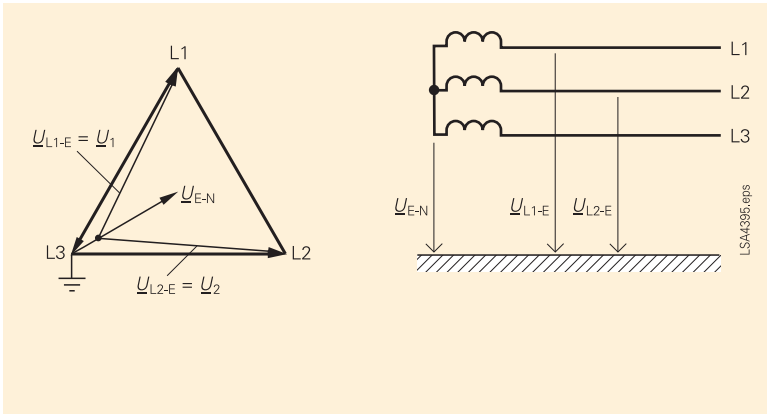


Bild 4 Spannungen beim Erdschluss L3

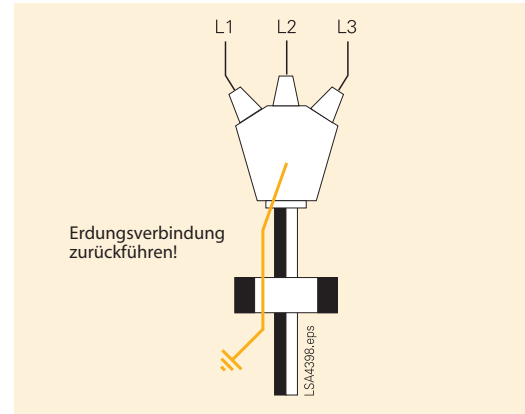


Bild 7 Kabelumbauwandler

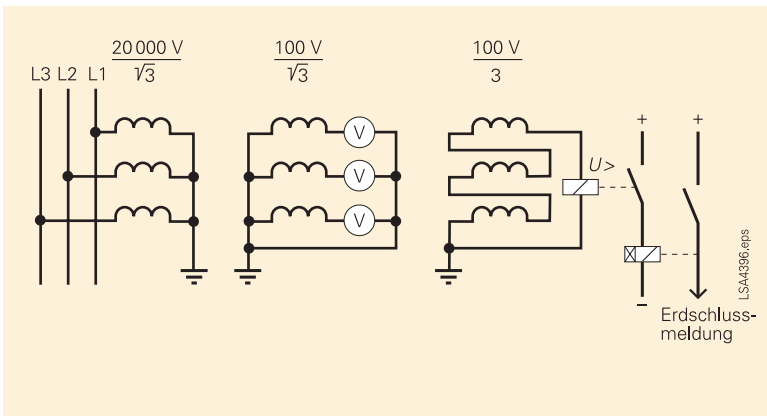


Bild 5 Spannungswandler mit Dreieckswicklung

hältnis der Abzweigwandler (<math> < 150/1 </math> bzw. <math> 150/5 </math>) geeignet. Bei kleineren Erdströmen bietet sich die zweite Methode mit dem *Kabelumbauwandler* an. Dieser liefert für die empfindliche Erdschlusserfassung bessere Werte.

Wichtig ist dabei, dass auf genaue Montage geachtet wird. Bei Schnittbandkernen müssen die Kernflächen genau aufeinander liegen.

Von entscheidender Bedeutung ist auch, dass die Erdung des Kabelschirms durch den Wandler zurückgeführt wird, damit wirklich die Summe der Phasenströme gemessen wird.

■ 2. Empfindliche Erdschlussrichtungsbestimmung mit  $\sin \varphi$ -Messung

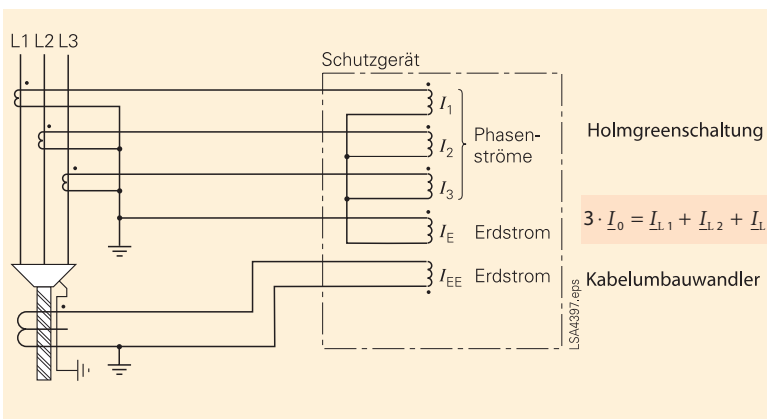


Bild 6 Anschaltung der Ströme

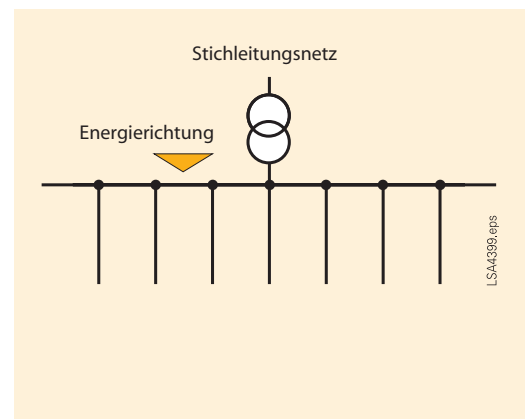


Bild 8 Strahlennetz

Die Erfassung des fließenden Erdstromes kann mit zwei Methoden erfolgen.

Die *Holmgreenschaltung* addiert die drei Phasenströme durch eine entsprechende Verschaltung der Stromwandler und liefert damit den Erdstrom. Da jedoch jeder Wandler einen Fehler hat, ist diese Methode zur Messung des Erdstroms nur in Netzen mit größeren Erdschlussströmen (> 40 A) und nicht zu hohem Übersetzungsver-

Die Erdschlussrichtungsbestimmung ist nur im *Stickleitungsnetz* sinnvoll. Wird sie im vermaschten Netz eingesetzt, sind erst nach Umschaltung auf Stiche sinnvolle Ergebnisse zu erwarten.

| Kapazitive Ströme |        |   |           |
|-------------------|--------|---|-----------|
| Freileitung       | 20 kV  | ~ | 0,05 A/km |
|                   | 110 kV | ~ | 0,30 A/km |
| Kabel             | 10 kV  | ~ | 1,5 A/km  |
|                   | 20 kV  | ~ | 3,0 A/km  |
|                   | 110 kV | ~ | 20,0 A/km |

Mit Hilfe der Tabelle oder mit Werten aus Kabelhandbüchern wird der kapazitive Strom des Netzes abgeschätzt.

**Beispiel:**

*Strom*

30 km 10-kV-Kabel, 1,5 A/km = 45 A  $I_E$

Holgreenschaltung, Übersetzungsverhältnis der Hauptstromwandler: 200/1  
 Erdstrom am Schutzgerät: 225 mA  
 Einstellung  $I_E > 150$  mA

Da bei einem Erdschluss nur noch die gesunden Netzteile einen Erdschlussstrom liefern, muss der Ansprechwert stets tiefer als der maximale Erdschlussstrom eingestellt werden. Bei genauer Berechnung muss der Wert des längsten Stiches plus einer Sicherheit vom Maximalwert subtrahiert werden.

*Spannungseinstellungen:*

Bei der Festlegung der Spannungseinstellungen muss beachtet werden, für welche Größe der Ansprechwert bei dem eingesetzten Gerät eingestellt werden muss:

- Verlagerungsspannung; Wert bei Erdschluss  $100 \text{ V} / \sqrt{3}$
- gemessene Spannung an der offenen Dreieckswicklung (e-n-Wicklung); Wert bei Erdschluss 100 V
- Dreifache Nullspannung  $3U_0$ ; Wert bei Erdschluss  $100 \text{ V} \cdot \sqrt{3}$

Bei Anschluss an die e-n-Wicklung ist ein Ansprechwert von  $U_{e-n} > = 25 \text{ V}$  üblich. Bei Einstellung von Ansprechwerten für die (berechnete) Verlagerungsspannung wird dementsprechend ein Wert von  $25 \text{ V} / \sqrt{3}$  empfohlen. Der vorgeschlagene Wert bei Einstellung des Ansprechwertes für  $3U_0$  ist  $25 \text{ V} \cdot \sqrt{3}$ .

Zeitverzögerung der Erdschlussmeldung:  $t = 5 \text{ s}$

Bei phasenselektiver Spannungserfassung:

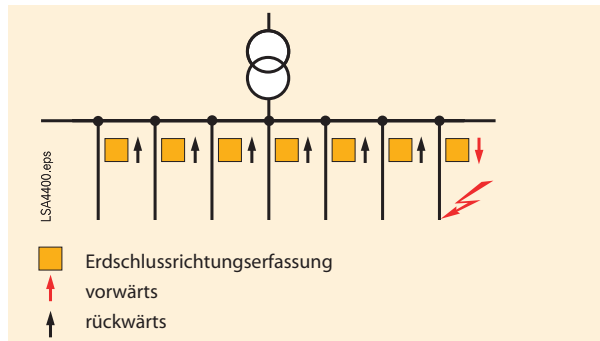
Betroffene Phase  $U \leq 40 \text{ V}$   
 Gesunde Phasen  $U \geq 75 \text{ V}$

*Art der Messung:*

Sin-phi

*Erdschlusserfassung:*

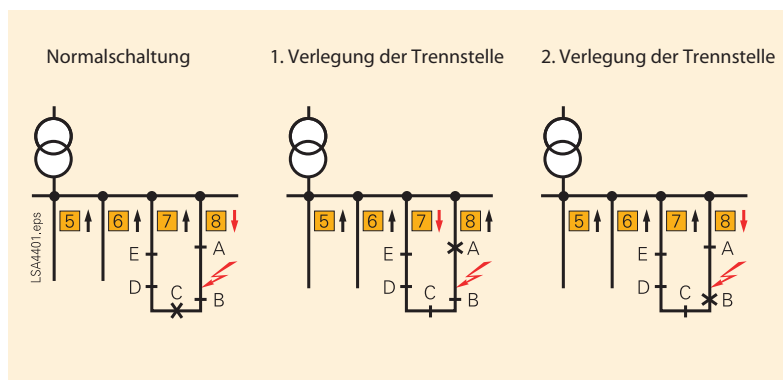
Nur Meldung (üblicherweise erfolgt keine Abschaltung bei Erdschluss)



**Bild 9** Erdschluss im Strahlennetz

Bild 9 zeigt beispielhaft, wie die Anzeige der Erdschlussrichtungsbestimmung in einem konkreten Fall aussehen könnte. Dabei ist zu beachten, dass nicht alle oder im ungünstigsten Fall keine der nicht betroffenen Leitungen rückwärts anzeigt. Wenn der Teilstrom, der zur Erdschlussstelle geliefert wird, kleiner ist als der eingestellte Grenzwert, erfolgt keine Richtungsanzeige. Von allen Geräten wird jedoch der Erdschluss auf Grund der Spannungsverhältnisse erkannt und die allgemeine Erdschlussmeldung abgesetzt. Für die Fernmeldung muss einmal aus dem galvanisch zusammenhängenden Netz die Meldung „Erdschluss“ übertragen werden. Von den einzelnen Abzweigen empfiehlt es sich, nur die Meldung „Erdschluss Vorwärts“ zu übertragen. Wird der Abzweig mit der Meldung „Erdschluss Vorwärts“ abgeschaltet, muss die Erdschlussmeldung verschwinden.

Handelt es sich bei der erdschlussbehafteten Leitung um einen offenen Ring mit mehreren Trennstellen, kann durch Verlegen der Trennstelle das erdschlussbehaftete Teilstück ermittelt werden.



**Bild 10** Erdschlusserfassung im Ringnetz

Beispiel im Bild 10: Normalerweise liegt die Trennstelle bei C. Es ist ein Erdschluss eingetreten und das Gerät 8 hat „vorwärts“ gemeldet.

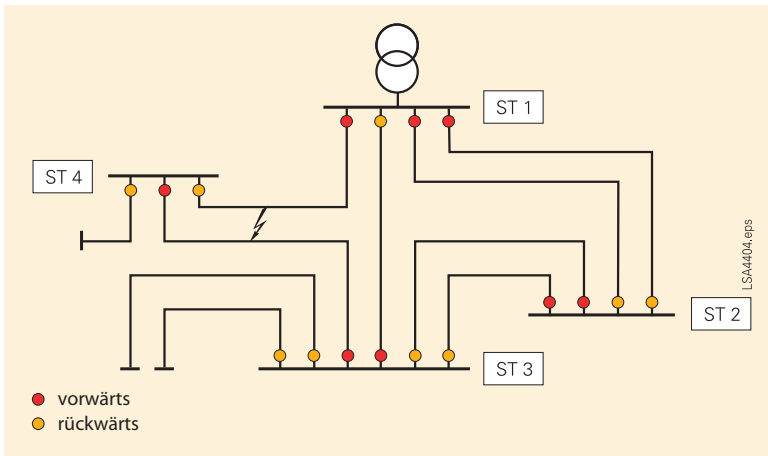


Bild 11 Erdschlusswischeranzeigen

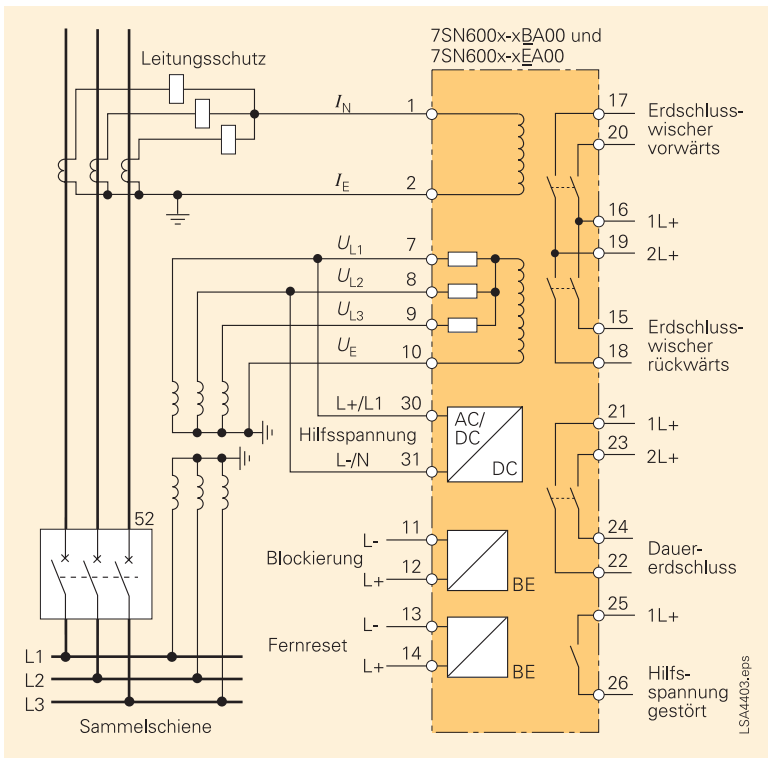


Bild 12 Anschaltung Erdschlusswischerrelais

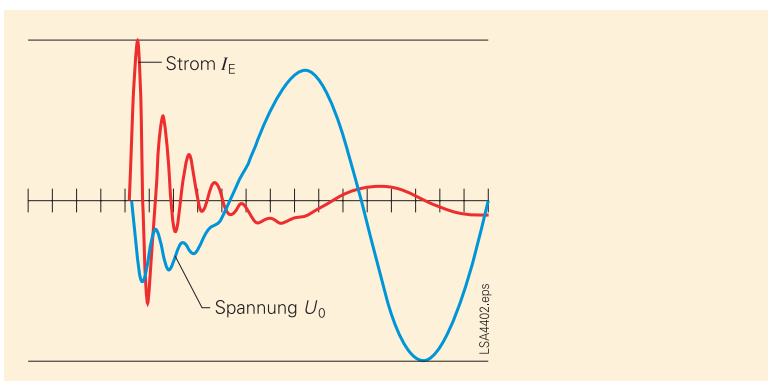


Bild 13 Transiente im Erdschlussfall

Wird nun die Trennstelle von C nach A verlegt, was unterbrechungsfrei für die Versorgung mit Lasttrennen erfolgen kann, zeigt das Gerät 7 „vorwärts“ an. Damit ist der Abschnitt A – C vom Erdschluss betroffen. Wird nun die Trennstelle nach B verlegt, zeigt Gerät 8 wiederum „vorwärts“. Damit ist eindeutig der Abschnitt A – B erdschlussbehaftet.

### ■ 3. Erdschlussrichtungsbestimmung mit dem Erdschlusswischerrelais 7SN60

Handelt es sich um ein vermaschtes Netz, können aus der  $\sin \varphi$ -Messung keine eindeutigen Richtungsanzeigen gewonnen werden. Die Stromrichtung im Erdschlussfall ist nicht eindeutig zu bestimmen. Hier werden mit Erdschlusswischerrelais gute Ortungsergebnisse erzielt. Diese Geräte arbeiten mit dem Umladevorgang, der beim Eintritt des Erdschlusses auftritt. Dabei wird die Kapazität der erdschlussbehafteten Phase gegen Erde entladen und die gesunden Phasen auf den höheren Spannungswert aufgeladen. Bei diesem Umladevorgang tritt ein hoher Strom auf, der einem mehrfachen (3 – 4fach) des kapazitiven Stromes entspricht. Deshalb werden Erdschlusswischerrelais immer an die Holmgreenschaltung angeschlossen. Wichtig ist zu wissen, dass der Umladevorgang nur bei Eintritt des Erdschlusses auftritt, d.h. nur ein einziges Mal. Damit sind Wiederholungsmessungen nach Umschaltungen ohne Aussagekraft und führen nur zur Verwirrung. Um im vermaschten Netz die erdschlussbehaftete Leitung zu identifizieren, ist die Anzeige von beiden Leitungsenden nötig. Beide Geräte müssen in „Vorwärtsrichtung“ anzeigen. Daher ist es sinnvoll, die Meldungen der Erdschlusswischerrelais auf ein Netzabbild zu übertragen. Hier kann dann schnell entschieden werden, wo der Erdschluss liegt.

Im Bild 11 liegt der Fehler auf der mittleren Leitung von ST 4 nach ST 3, da hier beide Geräte „vorwärts“ anzeigen.

### ■ 4. Zusammenfassung

Bei Auftreten eines Erdfehlers im Netz mit isoliertem Sternpunkt kann der Betrieb weitergehen. Der Fehler lässt sich mit den beschriebenen Verfahren lokalisieren. Die Fehlerstelle sollte vom Betreiber zügig vom Netz getrennt werden. Damit wird das Auftreten eines Doppelerdfehlers (der als Kurzschluss eine Versorgungsunterbrechung verursachen würde) vermieden.

## Erdfehlerschutz bei gelöschtem Sternpunkt

### 1. Allgemeines zum Erdschluss

Im gelöschten Netz ist der Erdfehler kein Kurzschluss, jedoch ein anormaler Betriebszustand. Er muss gemeldet und möglichst schnell beseitigt werden. Die Art der Erdschlusserfassung hängt von der Konfiguration des Netzes ab. Im Strahlennetz wird die wattmetrische Erdschlussrichtungserfassung mit  $\cos \varphi$ -Messung eingesetzt, im vermaschten Netz vorzugsweise das Erdschlusswischerrelais.

Bei einem widerstandslosen Erdschluss z.B. in der Phase L3 wird die Spannung  $U_{L3-E}$  zu null, die Spannungen  $U_{L2-E}$  und  $U_{L1-E}$  steigen auf den  $\sqrt{3}$ -fachen Wert an. Es bildet sich eine Verlagerungsspannung  $U_{E-N}$ , die auch Nullspannung ( $U_0$ ) genannt wird. Sie hat den Wert der Leiter-Erdspannung im Normalbetrieb.

Der kapazitive Erdschlussstrom an der Fehlerstelle wird durch den induktiven Strom der Petersenspule kompensiert, so dass der Wirkstrom an der Fehlerstelle sehr klein wird. Es verbleibt ein Wattreststrom, der durch den ohmschen Anteil der Spule bestimmt wird. Er liegt in der Größenordnung von 3 % des kapazitiven Spulenstroms. Zur Meldung des Erdschlusses wird die  $U_{E-N}$ -Spannung ausgewertet.

Die  $U_0$ -Spannung kann aus den Phasenspannungen berechnet oder über die offene Dreieckswicklung (e-n-Wicklung) am Spannungswandler erfasst werden. Diese Wicklung hat üblicherweise ein um den Faktor  $\sqrt{3}$  größeres Übersetzungsverhältnis. Bei Erdschluss beträgt die Messspannung deshalb etwa 100 V. Ein Spannungsrelais zur Erdschlusserkennung wird auf einen Wert von 25 V – 30 V eingestellt, als Zeitverzögerung sind 5 s sinnvoll. Diese Funktionalität ist in den Leitungsschutzgeräten 7SJ5.., 7SJ6.., 7SA5.. und 7SA6.. je nach gewählter Ausstattung enthalten. Sind die Geräte mit drei Spannungswandlereingängen ausgerüstet, kann zusätzlich eine phasenselektive Erdschlussmeldung erfolgen. Als Kriterium für die Erkennung der fehlerbehafteten Phase wird  $U \leq 40$  V eingestellt, als Kriterium für die fehlerfreien Phasen  $U \geq 75$  V.

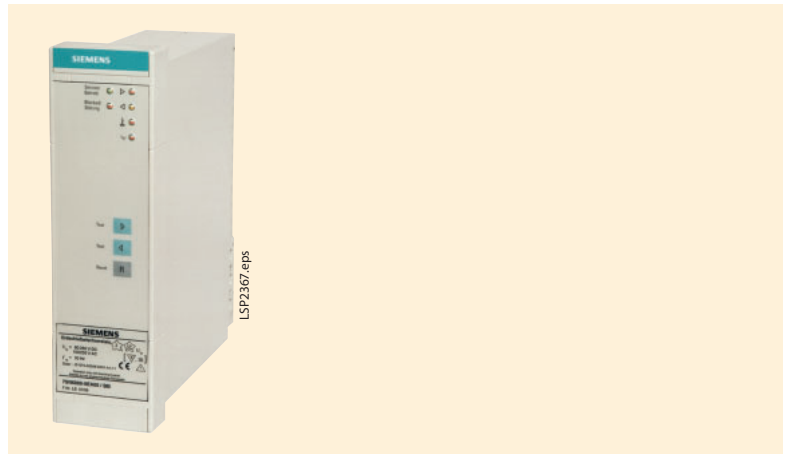


Bild 1 Erdschlusswischerrelais SIPROTEC 7SN60

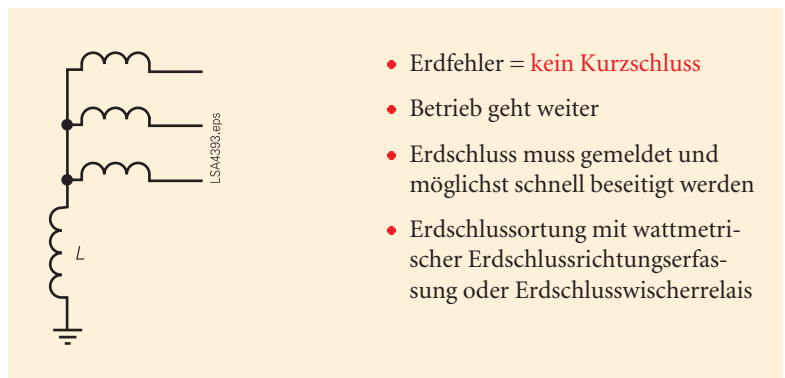


Bild 2 Gelöschtes Netz

- Erdfehler = **kein Kurzschluss**
- Betrieb geht weiter
- Erdschluss muss gemeldet und möglichst schnell beseitigt werden
- Erdschlussortung mit wattmetrischer Erdschlussrichtungserfassung oder Erdschlusswischerrelais

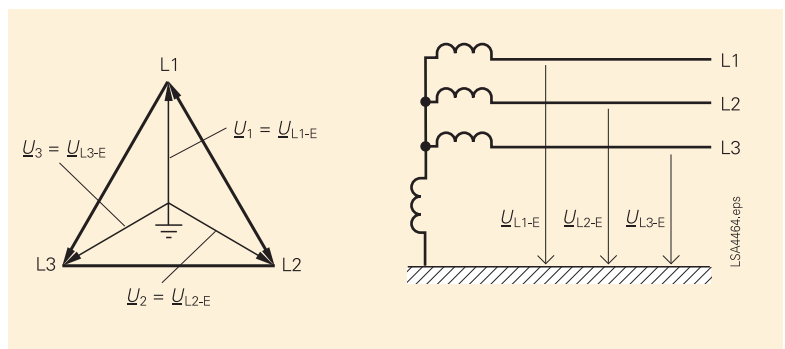


Bild 3 Spannungen im Normalbetrieb

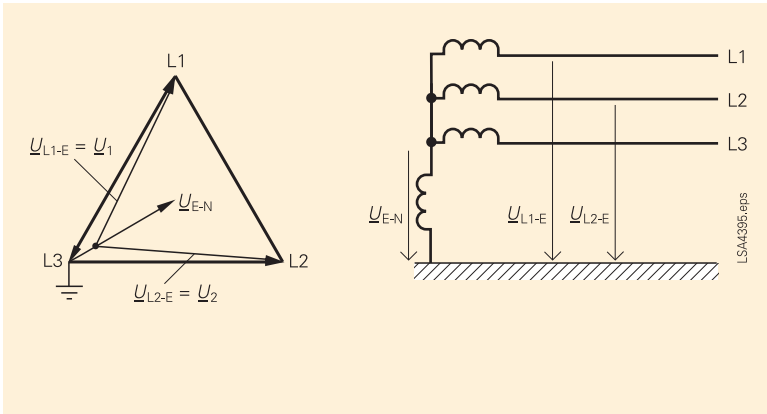


Bild 4 Spannungen beim Erdschluss L3

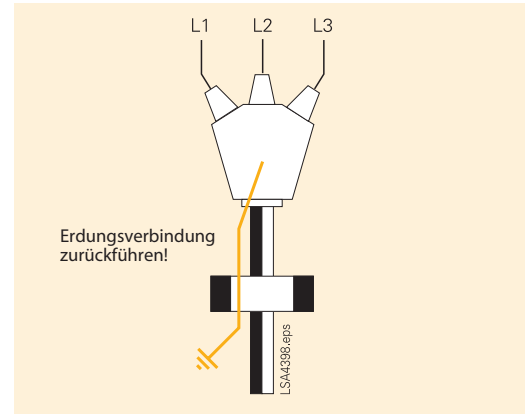


Bild 7 Kabelumbauwandler

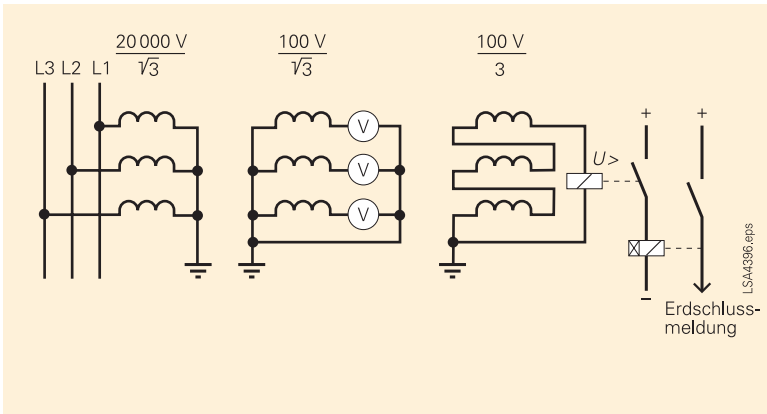


Bild 5 Spannungswandler mit Dreieckswicklung

Kabelumbauwandler an. Dieser liefert für die Erdschlusserfassung deutlich bessere Werte. Wichtig ist dabei, dass auf genaue Montage geachtet wird. Bei Schnittbandkernen müssen die Kernflächen genau aufeinander liegen.

Von entscheidender Bedeutung ist auch, dass die Erdung des Kabelschirms durch den Wandler zurückgeführt wird, damit wirklich die Summe der Phasenströme gemessen wird.

■ 2. Wattmetrische Erdschlussrichtungsbestimmung mit  $\cos \varphi$ -Messung

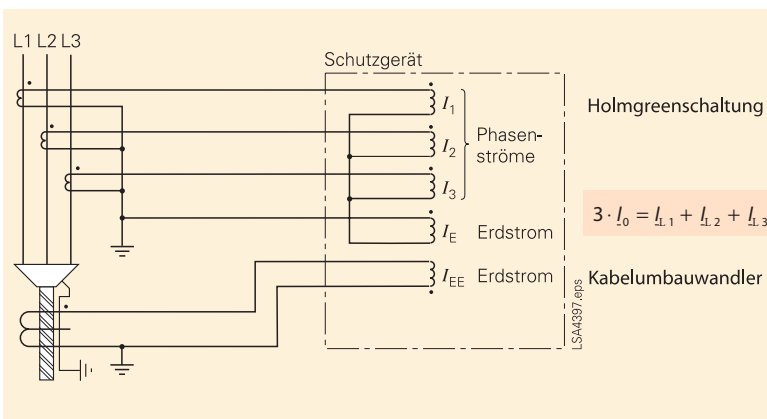


Bild 6 Anschaltung der Ströme

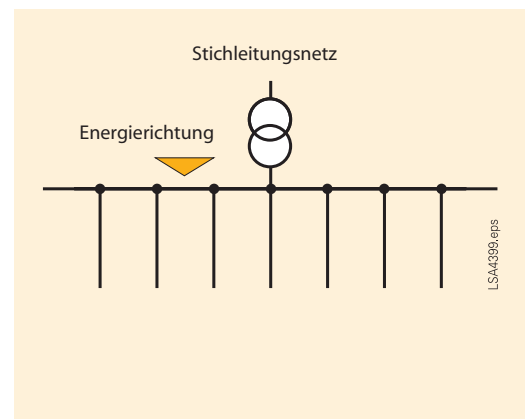


Bild 8 Strahlennetz

Die Erfassung des fließenden Erdstromes kann mit zwei Methoden erfolgen.

Die *Holmgreenschaltung* addiert die drei Phasenströme durch eine entsprechende Verschaltung der Stromwandler und liefert damit den Erdstrom. Da jedoch jeder Wandler einen Fehler hat, ist diese Methode zur Messung der kleinen Wattrestströme im gelöschten Netz nicht geeignet. Hier bietet sich die zweite Methode mit dem

Die wattmetrische Erdschlussrichtungsbestimmung ist nur im Strahlennetz sinnvoll. Wird sie im vermaschten Netz eingesetzt, sind erst nach Umschaltung auf Stiche sinnvolle Ergebnisse zu erwarten.



| Kapazitive Ströme |        |   |           |
|-------------------|--------|---|-----------|
| Freileitung       | 20 kV  | ~ | 0,05 A/km |
|                   | 110 kV | ~ | 0,30 A/km |
| Kabel             | 10 kV  | ~ | 1,5 A/km  |
|                   | 20 kV  | ~ | 3,0 A/km  |
|                   | 110 kV | ~ | 20,0 A/km |

Mit Hilfe der Tabelle oder mit Werten aus Kabelhandbüchern wird der kapazitive Strom des Netzes abgeschätzt. Alternativ ist es auch möglich, den Wert an der Spule abzulesen.

#### Beispiel:

##### Strom

Petersenspule mit einem Nennstrom von 200 A, momentan eingeregelt auf 180 A.

Damit können wir von einem kapazitiven Erdschlussstrom von 180 A ausgehen. Setzen wir den Wattrestanteil mit 3 % an, ergeben sich 5,40 A. Dieser wird vom Kabelumbauwandler mit 60:1 übersetzt und damit kommen am Schutzgerät 90 mA an. Der Ansprechwert sollte dann auf ca. 50 mA eingestellt werden. Da bei einem Erdschluss nur noch die gesunden Netzteile einen Erdschlussstrom liefern, muss der Ansprechwert stets tiefer als der maximale Erdschlussstrom eingestellt werden.

##### Spannungseinstellungen:

Bei der Festlegung der Spannungseinstellungen muss beachtet werden, für welche Größe der Ansprechwert bei dem eingesetzten Gerät eingestellt werden muss:

- Verlagerungsspannung; Wert bei Erdschluss  $100 \text{ V}/\sqrt{3}$
- gemessene Spannung an der offenen Dreieckswicklung (e-n-Wicklung); Wert bei Erdschluss 100 V
- Dreifache Nullspannung  $3U_0$ ; Wert bei Erdschluss  $100 \text{ V} \cdot \sqrt{3}$

Bei Anschluss an die e-n-Wicklung ist ein Ansprechwert von  $U_{e-n} > 25 \text{ V}$  üblich. Bei Einstellung von Ansprechwerten für die (berechnete) Verlagerungsspannung wird dementsprechend ein Wert von  $25 \text{ V}/\sqrt{3}$  empfohlen. Der vorgeschlagene Wert bei Einstellung des Ansprechwertes für  $3U_0$  ist  $25 \text{ V} \cdot \sqrt{3}$

Zeitverzögerung der Erdschlussmeldung:  $t = 5 \text{ s}$

Bei phasenselektiver Spannungserfassung:

Betroffene Phase  $U \leq 40 \text{ V}$   
Gesunde Phasen  $U \geq 75 \text{ V}$

Art der Messung:

Cos-phi

##### Erdschlusserfassung:

Nur Meldung (üblicherweise erfolgt keine Abschaltung bei Erdschluss)

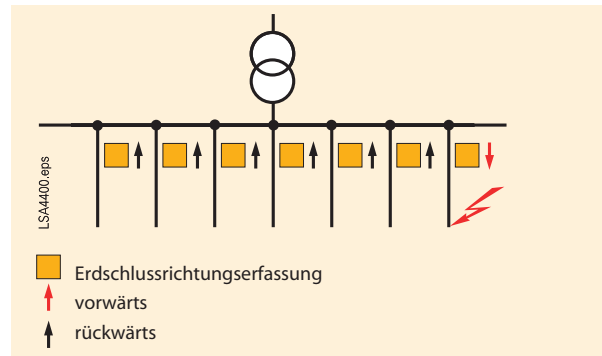


Bild 9 Erdschluss im Strahlennetz

Bild 9 zeigt beispielhaft, wie die Anzeige der wattmetrischen Erdschlussrichtungsbestimmung in einem konkreten Fall aussehen könnte. Dabei ist zu beachten, dass nicht alle oder im ungünstigsten Fall keine der nicht betroffenen Leitungen rückwärts anzeigt. Wenn der Wirkanteil des Teilstromes, der zur Erdschlussstelle geliefert wird, kleiner ist, als der eingestellte Grenzwert, erfolgt keine Richtungsanzeige. Von allen Geräten wird jedoch der Erdschluss auf Grund der Spannungsverhältnisse erkannt und die allgemeine Erdschlussmeldung abgesetzt. Für die Fernmeldung muss einmal aus dem galvanisch zusammenhängenden Netz die Meldung „Erdschluss“ übertragen werden. Von den einzelnen Abzweigen empfiehlt es sich, nur die Meldung „Erdschluss Vorwärts“ zu übertragen. Wird der Abzweig mit der Meldung „Erdschluss Vorwärts“ abgeschaltet, muss die Erdschlussmeldung verschwinden.

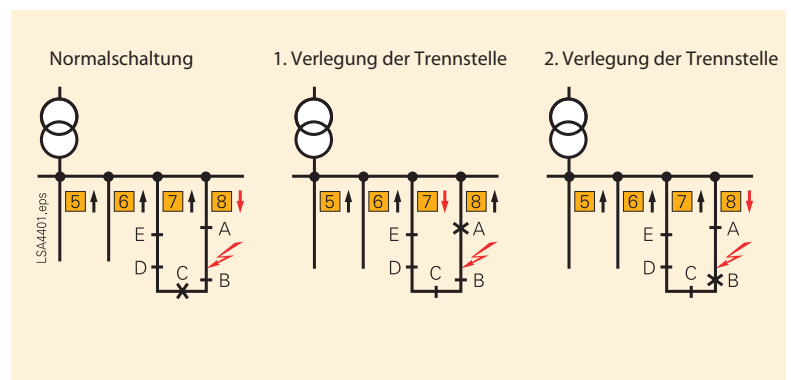


Bild 10 Erdschlusserfassung im Ringnetz

Handelt es sich bei der erdschlussbehafteten Leitung um einen offenen Ring mit mehreren Trennstellen, kann durch Verlegen der Trennstelle das erdschlussbehaftete Teilstück ermittelt werden.

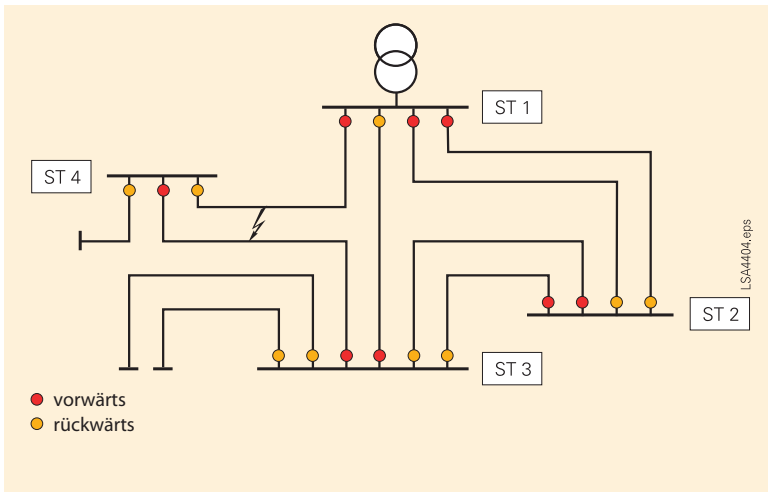


Bild 11 Erdschlusswischeranzeigen

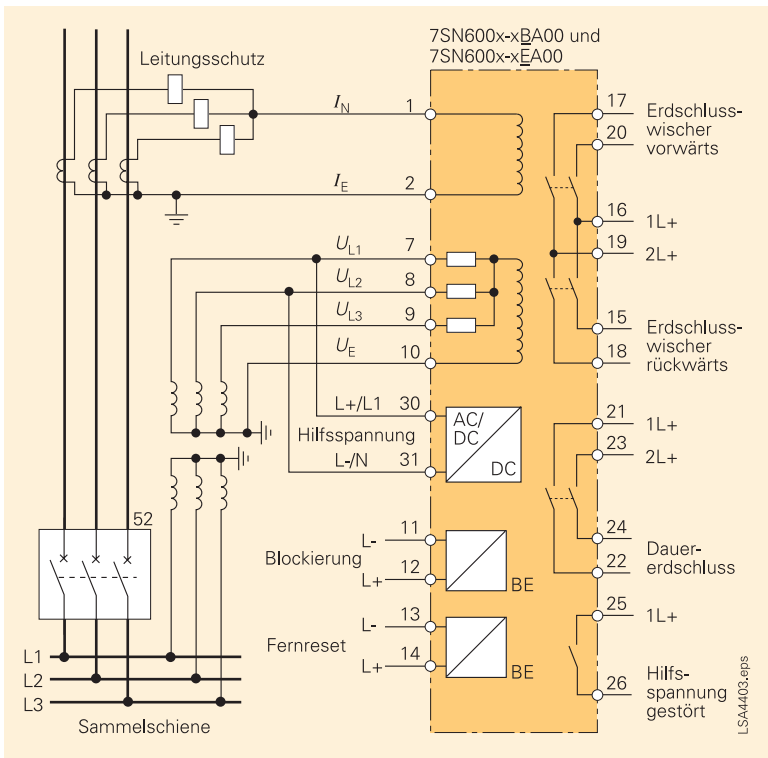


Bild 12 Anschaltung Erdschlusswischerrelais

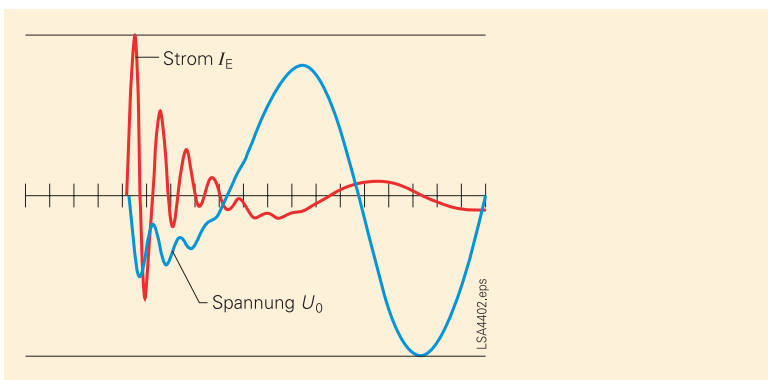


Bild 13 Transiente im Erdschlussfall

Beispiel im Bild 10:

Normalerweise liegt die Trennstelle bei C. Es ist ein Erdschluss eingetreten und das Gerät 8 hat „vorwärts“ gemeldet. Wird nun die Trennstelle von C nach A verlegt, was unterbrechungsfrei für die Versorgung mit Lasttrennen erfolgen kann, zeigt das Gerät 7 „vorwärts“ an. Damit ist der Abschnitt A – C vom Erdschluss betroffen. Wird nun die Trennstelle nach B verlegt, zeigt Gerät 8 wiederum „vorwärts“. Damit ist eindeutig der Abschnitt A – B erdschlussbehaftet.

### ■ 3. Erdschlussrichtungsbestimmung mit dem Erdschlusswischerrelais 7SN60

Handelt es sich um ein vermaschtes Netz, können mit wattmetrischen Relais keine eindeutigen Richtungsanzeigen gewonnen werden. Die Stromrichtung im Erdschlussfall ist nicht eindeutig zu bestimmen. Hier werden mit Erdschlusswischerrelais gute Ortungsergebnisse erzielt. Diese Geräte arbeiten mit dem Umladevorgang, der beim Beginn des Erdschlusses auftritt. Dabei wird die Kapazität der erdschlussbehafteten Phase gegen Erde entladen und die gesunden Phasen auf den höheren Spannungswert aufgeladen. Bei diesem Umladevorgang tritt ein hoher Strom auf, der einem mehrfachen (3 – 4fach) des kapazitiven Stromes entspricht. Deshalb werden Erdschlusswischerrelais immer an die Holmgreenschaltung angeschlossen. Wichtig ist zu wissen, dass der Umladevorgang nur bei Eintritt des Erdschlusses auftritt, d.h. nur ein einziges Mal. Damit sind Wiederholungsmessungen nach Umschaltungen ohne Aussagekraft und führen nur zur Verwirrung.

Um im vermaschten Netz die erdschlussbehaftete Leitung zu identifizieren, ist die Anzeige von beiden Leitungsenden nötig. Beide Geräte müssen in „Vorwärtsrichtung“ anzeigen. Daher ist es sinnvoll, die Meldungen der Erdschlusswischerrelais auf ein Netzabbild zu übertragen. Hier kann dann schnell entschieden werden, wo der Erdschluss liegt.

Im Bild 11 liegt der Fehler auf der mittleren Leitung von ST 4 nach ST 3, da hier beide Geräte „vorwärts“ anzeigen.

### ■ 4. Zusammenfassung

Bei Auftreten eines Erdfehlers im gelöschten Netz kann der Betrieb weitergehen. Der Fehler lässt sich mit den beschriebenen Verfahren lokalisieren. Die Fehlerstelle sollte vom Betreiber zügig vom Netz getrennt werden. Damit wird das Auftreten eines Doppelerdfehlers (der als Kurzschluss eine Versorgungsunterbrechung verursachen würde) vermieden.

## Erdfehlerschutz bei niederohmiger Sternpunktterdung

### 1. Allgemeines zum Erdfehler

Im niederohmig geerdeten Netz ist der Erdfehler ein Kurzschluss und muss deshalb vom Kurzschlusschutz abgeschaltet werden. Im niederohmig geerdeten Netz (vorwiegend in der Mittelspannung) wird der Erdschlussstrom meistens auf maximal 2000 A begrenzt. Als Ansprechwert für den Erdkurzschlusschutz ( $I_{E>}$ ) ist der minimale Kurzschlussstrom maßgebend, der bei weiter entfernten Fehlern auftreten kann. Es muss sichergestellt sein, dass jeder Erdfehler sicher abgeschaltet wird. Wenn Kurzschlussberechnungen für das Netz durchgeführt werden, ist es sinnvoll, nicht nur die maximalen, sondern auch die minimalen Kurzschlussströme berechnen zu lassen. Diese Werte, abzüglich eines Sicherheitszuschlages, sind dann Basis der Einstellwerte für  $I_{E>}$ .

Der Ansprechwert für Erdfehler ist kleiner als der für Phasenfehler und kann in ungünstigen Fällen sogar unter dem Nennstrom der Leitung liegen.

Beim Einsatz von Distanzschutzgeräten (7SA5., 7SA6.) dient der Ansprechwert  $I_{E>}$  lediglich zur Freigabe der Phase-Erde-Messwerke. Zur Einstellung gelten jedoch dieselben Überlegungen.

### 2. Erdkurzschluss im Freileitungsnetz

Da der Erdfehler mit Abstand der häufigste Fehler im Mittelspannungs-Freileitungsnetz ist, sind Maßnahmen zur schnellen Behebung willkommen. Die am häufigsten eingesetzte Methode ist die Kurzunterbrechung (KU) bzw. automatische Wiedereinschaltung (AWE). In der Mittelspannung ist es immer eine dreipolige AWE, in der Hochspannung die einpolige AWE. Voraussetzung für die einpolige AWE sind einpolige AWE-fähige Leistungsschalter.

Tritt ein Erdschluss auf der Freileitung ein, regen die betroffenen Schutzgeräte an. Nach einem AUS-Befehl tritt die Pausenzeit ein (500 ms in der Mittelspannung, einpolig 1 s in der Hochspannung), danach wird wieder zugeschaltet. Ist der Erdschluss behoben, geht der Betrieb weiter, wenn nicht, wird in der eingestellten Zeit endgültig abgeschaltet. Etwa 70 % der Erdschlüsse werden so ohne größere Betriebsunterbrechungen erfolgreich behoben.



Bild 1 SIPROTEC-Schutzgeräte mit Erdschlusschutz

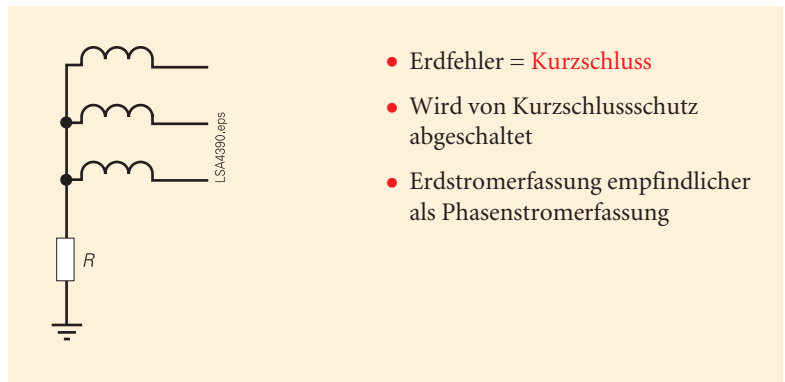


Bild 2 Niederohmig geerdetes Netz

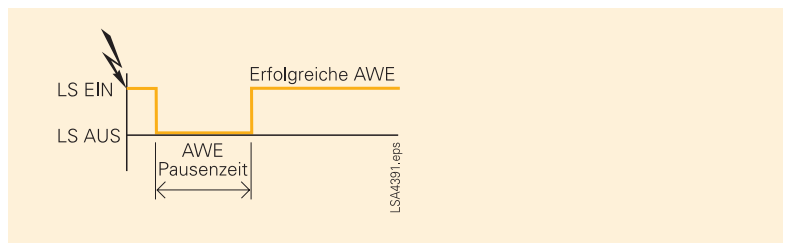


Bild 3 Erdkurzschluss im Freileitungsnetz

Sowohl die Überstromzeitschutzgeräte 7SJ5., 7SJ6.. Als auch die Distanzschutzgeräte 7SA5., 7SA6.. können mit dieser Funktion geordert werden.

Einstellung für die Mittelspannung:

|            |           |
|------------|-----------|
| AWE        | dreipolig |
| Pausenzeit | 500 ms    |
| Wirkzeit   | 300 ms    |

Einstellungen für die Hochspannung ( $\geq 110$  kV)

|            |          |
|------------|----------|
| AWE        | einpolig |
| Pausenzeit | 1 s      |
| Wirkzeit   | 300 ms   |

### ■ 3. Erdschluss im Kabelnetz

Im Kabelnetz ist eine AWE nicht sinnvoll. Hier ist die endgültige Abschaltung unvermeidbar, da ein Erdschluss nicht selbst verlischt. Eine selektive Staffelung vermeidet hier unnötige Abschaltungen.

### ■ 4. Fehlerortung

Sowohl mit den UMZ-Geräten 7SJ6.. als auch mit den Distanzschutzgeräten 7SA5., 7SA6.. ist eine Fehlerortung des Erdschlusses möglich. Voraussetzung ist eine genaue Einstellung des X-Belages der Leitung. Dieser kann den entsprechenden Tabellen des Kabelhandbuches entnommen werden. Schwieriger dagegen ist die Einstellung des Faktors  $Z_E/Z_L$ . Hier können nur Messungen den wahren Sachverhalt deutlich machen. Die Geräte messen die Impedanzschleife bis zum Fehlerort. Wenn die vorher genannten Einstellwerte richtig sind, ist eine Genauigkeit von 3 % der ausgegebenen Fehlerentfernung zu erwarten.

In der Praxis können die Einstellwerte auf Grund der exakten Analyse von eingetretenen Fehlern optimiert werden.

### ■ 5. Zusammenfassung

Im Netz mit niederohmig geerdetem Sternpunkt ist jeder Erdfehler ein Kurzschluss. Der Ansprechwert für den Erdkurzschlusschutz muss ausreichend empfindlich gewählt werden, so dass jeder Erdfehler sicher abgeschaltet wird. SIPROTEC-Leitungsschutzgeräte können optional mit entsprechendem Erdkurzschlusschutz ausgewählt werden. Im Freileitungsnetz werden durch AWE etwa 70 % der Erdschlüsse ohne größere Betriebsunterbrechungen erfolgreich behoben.

## Beherrschung stark unsymmetrischer Belastung unter Verwendung adaptiver Relaiseinstellungen

### ■ 1. Einleitung

Die Einstellung des Erdschlussschutzes in einem typischen Verteilungsnetz ist eine überschaubare Aufgabe. Die Einstellung des Erdschlussschutzes muss ausreichend empfindlich sein, um am Relais-Einbaupunkt mit dem niedrigsten auftretenden Erdschlussstrom anzusprechen. Bei Stromkreisen mit großer unsymmetrischer Belastung tritt aufgrund dieses Ungleichgewichts jedoch ein großer Nullstrom  $3I_0$  im Neutralleiter auf. Der Ansprechwert für den Erdschlussschutz muss ausreichend hoch sein, damit das Relais nicht bei diesem betriebsbedingten Nullstromwert auslöst. Der Wert für den auftretenden Nullstrom wechselt bei unterschiedlichen Zuständen im Stromversorgungsnetz, wie z.B. bei Sommerspitzen im Vergleich zu Winterspitzen.

Im Allgemeinen wird der Verfügbarkeit des Netzes Vorrang gegenüber der empfindlichen Einstellung des Erdschlussschutzes eingeräumt, d.h. der Erdschlussschutz darf beim maximal auftretenden betriebsbedingten Nullstrom nicht ansprechen.

Im folgenden Anwendungsbeispiel wird die Idee der adaptiven Relaiseinstellungen vorgestellt, um einen besseren Erdschlussschutz für Stromkreise mit großer unsymmetrischer Belastung zu erreichen. Für die normalen Einstellungen des Relais wird ein Erdschlussschutz mit maximaler Empfindlichkeit gegenüber Fehlerzuständen verwendet. Ändern sich die Zustände des Stromversorgungsnetzes und nimmt die unsymmetrische Belastung zu, passt sich das Relais durch die Verringerung der Empfindlichkeit des Erdschlussschutzes an, um ein falsches Ansprechen zu verhindern, indem es einen größeren Nullstrom zulässt. Adaptive Relaiseinstellungen stellen eine kostengünstige Methode dar, den Schutz der Abzweige zu verbessern, indem sowohl die hohe Ansprechempfindlichkeit des Erdschlussschutzes erreicht wird, als auch die Verfügbarkeit des Stromversorgungsnetzes bei sich ändernden Zuständen automatisch aufrecht erhalten wird.

### ■ 2. Gegenwärtige Praxis

Bei Stromkreisen mit sehr großer unsymmetrischer Belastung werden drei Philosophien beim Einstellen des Erdschlussschutzes vertreten:



1. Deaktivieren des Erdschlussschutzes:  
Hierdurch kann der Höchstwert des Nullstroms  $3I_0$  während der unsymmetrischen Belastung vorhanden sein. Diese Methode bietet jedoch nur einen minimalen Schutz. Nur die Phasenelemente des Überstromschutzes sprechen bei einem Erdschluss an und aufgrund der Anforderungen an die Berücksichtigung der Lastbedingungen verfügen die Phasenelemente möglicherweise nicht über die notwendige Empfindlichkeit, um alle einphasigen Erdschlüsse sicher zu erkennen.

Durch diese Methode wird die Empfindlichkeit des Schutzsystems stark herabgesetzt, um die Verfügbarkeit des Netzes aufrecht zu erhalten.

2. Herabsetzen der Empfindlichkeit des Erdschlussschutzes, um den erwarteten Höchstwert des Nullstroms zuzulassen. Hierdurch wird ein gewisser Erdschlussschutz bei allen Zuständen des Stromversorgungsnetzes erreicht und es sind keine ständigen Korrekturen der Relaiseinstellungen erforderlich. Die Empfindlichkeit des Erdschlussrelais ist jedoch nicht ideal, besonders wenn die Belastungsunsymmetrie gering ist. Wie bei der Deaktivierung des Erdschlussschutzes wird bei dieser Methode das zuverlässige Ansprechen des Schutzsystems herabgesetzt, um die Verfügbarkeit des Verteilungsnetzes aufrecht zu erhalten. In diesem Fall jedoch nicht so radikal.
3. Ändern der Empfindlichkeit des Erdschlussschutzes für spezielle Betriebszustände des Stromversorgungsnetzes. Diese Methode wird verwendet, wenn die Belastungsunsymmetrie für einen längeren Zeitraum stark zunimmt, wie z.B. während jahreszeitlicher Belastungsspitzen. Die Empfindlichkeit des Schutzes wird so stark maximiert, wie dies praktikabel ist, wobei die Relaiseinstellungen jedoch mehrmals pro Jahr angepasst werden müssen. Durch diese Methode wird nur dann die Empfindlichkeit des Schutzsystems herabgesetzt, wenn dies absolut erforderlich ist. Die Verfügbarkeit des Netzes wird jedoch aufrechterhalten.

Alle drei Methoden werden in der täglichen Praxis verwendet. Vom Standpunkt des reinen Schutzes aus, stellt die Änderung der Ansprechwerte des Erdschlussschutzes für die verschiedenen Zustände des Stromversorgungsnetzes die beste Methode dar. Mit dieser Methode wird die beste Verfügbarkeit des Stromversorgungsnetzes erreicht, indem diese nur bei Bedarf verringert wird. Der Nachteil besteht aus den entstehenden Betriebskosten. Bei elektromechanischen Relais sind Änderungen der Einstellungen vor Ort erforderlich. Digitale Relais benötigen generell eine Fernsteuerung, Hilfsrelais sowie Bedieneingriffe, um die Parametergruppen zu ändern.

### ■ 3. Neues Anwendungskonzept

Mit den adaptiven Relaiseinstellungen kann ein Schutzrelais automatisch und unabhängig Einstellungen in Übereinstimmung mit den sich ändernden Betriebszuständen des Stromversorgungsnetzes verändern. Die Überstromrelais SIPROTEC 4 (7SJ61 bis 7SJ64), bei denen die SPS-Programmierfähigkeit des Continuous Function Chart (CFC) verwendet wird, können

die Relaiseinstellungen automatisch anpassen. Bei dieser Anwendung passt ein Relais die Empfindlichkeit des Erdschlussschutzes automatisch den Änderungen des Nullstromwerts an, die das Ergebnis der steigenden unsymmetrischen Belastung sind.

Zum Anpassen der Erdschlussschutz-Einstellungen ist das Relais programmiert, die Parametergruppen dann zu ändern, wenn sich der gemessene Nullstrom mit der Zeit verändert. Steigt der Nullstromwert an und bleibt er über einem vorher festgelegten Schwellwert, wechselt das Relais von einer Parametergruppe mit der maximalen Erdschlussschutz-Empfindlichkeit zu einer Parametergruppe, die eine geringere Empfindlichkeit für eine höhere unsymmetrische Belastung bietet. Nimmt der Wert für den Nullstrom ab und bleibt dieser unter dem vorher festgelegten Schwellwert, kehrt das Relais zur normalen Parametergruppe zurück. Dieses Konzept ist in Bild 1 dargestellt.

- Parametergruppe A  
Die „normale“ Parametergruppe. Der Ansprechwert des Erdschlussschutzes ist auf die maximale Empfindlichkeit eingestellt, um bei einem Erdfehler im Abzweig anzusprechen. Es wird jedoch der Nullstromwert zugelassen, der während normaler einphasiger Belastungsunterschiede vorhanden ist.
- Parametergruppe B  
Die alternative Parametergruppe. Der Erdschlussschutz wird so eingestellt, dass es den Nullstromwert zulässt, der während des maximalen einphasigen Belastungsunterschieds vorhanden ist.
- Nullstrom-Schwellwert  
Der Nullstromwert, der einen Wechsel in Belastungsunsymmetrie des Stromkreises meldet. Dieser Schwellwert muss groß genug sein, um zu melden, dass sich der Belastungsunterschied gerade ändert, jedoch unter dem Ansprechwert des Erdschlussschutzes für die Parametergruppe A liegt.

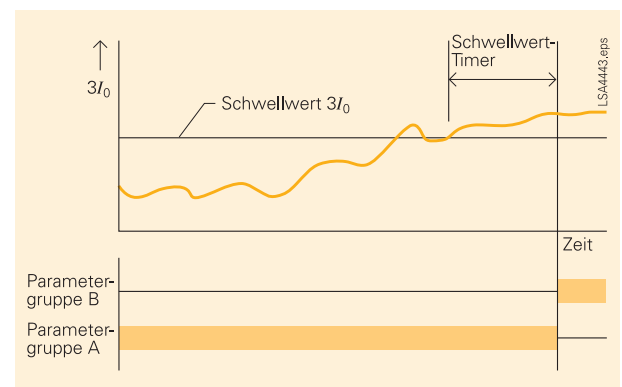


Bild 1 Anpassen der Erdschlusselement-Einstellungen

- Schwellwert-Timer**  
 Diese Verzögerung wird verwendet, um sicherzustellen, dass ein größerer Belastungsunterschied von längerer Dauer vorhanden und dass der Unterschied nicht vorübergehender Natur ist. Die Zunahme im einphasigen Belastungsunterschied, wie durch den Nullstromwert angezeigt, muss länger sein als die Dauer des Schwellwert-Timers. Der Timer muss lang genug eingestellt sein, um sicherzustellen, dass der Belastungsunterschied auf einen neuen Wert gestiegen ist und nicht nur zeitweilig aufgrund einer großen, vorübergehenden einphasigen Belastung angestiegen ist. Der Timer muss ebenfalls so eingestellt werden, dass das Relais sicher zwischen Fehlerzuständen im Netz und einem Wechsel des einphasigen Belastungsunterschieds unterscheiden kann.
- Rückstell-Timer**  
 Dies ist die Zeit, die erforderlich ist, um eine Abnahme der unsymmetrischen Belastung zu melden. Der einphasige Belastungsunterschied, wie er durch den Nullstromwert gemeldet wird, muss für diese Zeitspanne unter dem Nullstrom-Schwellwert bleiben, damit das Relais wieder zur ursprünglichen Parametergruppe wechseln kann. Dieser Timer muss lang genug eingestellt sein, um sicherzustellen, dass der einphasige Belastungsunterschied tatsächlich zum Normalzustand zurückgekehrt ist.

#### 4. Anwendungsbeispiele

Die in Tabelle 1 aufgeführte Belastungsinformation gilt für einen Stromkreis mit einer Sommer Spitze. Wie gezeigt wurde finden während des Sommers eine bedeutende Zunahme in der Belastung sowie ein Anstieg des Nullstromwerts statt. Es ist wünschenswert, Spitzennachfragewerte für die Belastungsinformation, oder, falls dies möglich ist, historische Daten für den Nullstromwert zu verwenden. In diesem Beispiel beträgt der Mindestkurzschlussstrom, bei dem das Erdschlusselement ansprechen muss, 1,5 A<sub>sec</sub>.

|                    | Winter                | Sommer                |
|--------------------|-----------------------|-----------------------|
| Laststrom Phase L1 | 1,25 A <sub>sec</sub> | 2,38 A <sub>sec</sub> |
| Laststrom Phase L2 | 1,54 A <sub>sec</sub> | 1,62 A <sub>sec</sub> |
| Laststrom Phase L3 | 1,35 A <sub>sec</sub> | 1,42 A <sub>sec</sub> |
| Nullstrom          | 0,26 A <sub>sec</sub> | 0,87 A <sub>sec</sub> |

**Tabelle 1** Typische Werte unsymmetrischer Belastung

In Tabelle 2 werden die möglichen Relaiseinstellungen für die Laststromwerte aus Tabelle 1 aufgeführt. Das Ansprechen des Erdschlussschutzes wird in Parametergruppe A eingestellt, um eine gewünschte Empfindlichkeit bis zum Mindestansprechwert zu erreichen, während ein gewisser Prozentsatz des normalen Nullstromwerts zuge-

lassen wird. Aus Gründen der Netzverfügbarkeit und um sicherzustellen, dass der Erdschlussschutz bei allen Kurzschlüssen in der Schutzzone auslöst, wird eine Mindestreichweite im Bereich von 2/1 bis 3/1 eingestellt. Aus Gründen der Verfügbarkeit muss das Ansprechen des Erdschlussschutzes 120 % bis 150 % des normalen Nullstromwerts zulassen.

Das Ansprechen des Erdschlussschutzes wird in Parametergruppe B eingestellt, um die Verfügbarkeit aufrecht zu erhalten, indem ein gewisser Prozentsatz des erwarteten Nullstromwerts zugelassen wird. Ein typischer Einstellbereich beträgt 120 % bis 150 %. Diese Einstellung wird gegen den Wunsch abgewogen, eine gewisse Zuverlässigkeit aufrecht zu erhalten, indem eine bestimmte Reichweitenempfindlichkeit gegenüber dem Mindest-Erdschlussreichweitenpunkt erzielt wird.

Der Nullstrom-Ansprechwert wird so eingestellt, dass er hoch genug ist, um einen Wechsel in unsymmetrische Belastung zu melden, jedoch noch unter der Einstellung für das Ansprechen des Erdschlussschutzes in Parametergruppe A liegt. Beim Pegel für den Nullstrom-Schwellwert und den Schwellwert-Timer muss ebenfalls die Geschwindigkeit der Nullstromveränderung berücksichtigt werden. Ist der Schwellwert zu hoch, oder der Timer zu lang eingestellt, kann der Nullstrom über die Einstellung für das Ansprechen des Erdschlussschutzes ansteigen, bevor eine Einstellungsänderung stattfindet. Nachdem der Erdschlussschutz angesprochen hat, ist keine Änderung der Parametergruppe mehr möglich und der Erdschlussschutz löst schließlich aus.

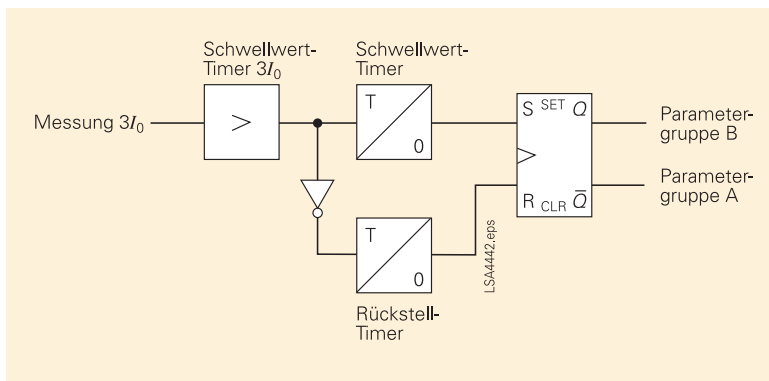
Der Rückstell-Timer ist auf eine Zeit eingestellt, die lang genug ist, um sicherzustellen, dass der einphasige Belastungsunterschied tatsächlich abgenommen hat. Hierdurch soll verhindert werden, dass das Relais zwischen den Parametergruppen hin und her springt.

| Element   | Einstellung           | Berechnungen   |
|---|-----------------------|--|
| Parametergruppe A Ansprechen des Erdschlussschutzes | 0,5 A <sub>sec</sub>  | Reichweite = 1,5/0,5 = 3,0<br>Berücksichtigung der Lastbedingungen = 0,5/0,26 = 192 %  |
| Zeitverzögerung des Erdschlussschutzes              | 1,0                   |  |
| Parametergruppe B Ansprechen des Erdschlussschutzes | 1,1 A <sub>sec</sub>  | Reichweite = 1,5/1,1 = 1,36<br>Berücksichtigung der Lastbedingungen = 1,1/0,26 = 126 % |
| Zeitverzögerung des Erdschlussschutzes              | 1,0                   |  |
| Nullstrom-Schwellwert                               | 0,45 A <sub>sec</sub> |  |
| Schwellwert-Timer                                   | 30 min                |  |
| Rückstell-Timer                                     | 15 min                |  |

**Tabelle 2** Beispiel für Relaiseinstellungen

### ■ 5. Implementierung der adaptiven Relais-einstellungen in einem SIPROTEC 4-Relais

Die Implementierung der adaptiven Relais-Einstelllogik unter Verwendung der SIPROTEC 4 Relais 7SJ61 bis 7SJ62 erfolgt im CFC-Teil des Relais. Hierbei handelt es sich um ein graphisches SPS-Programmierwerkzeug, mit dem die zusätzlichen Logik- und Steuerfunktionen realisiert werden können. Unter Verwendung von CFC wird die Logik im Bild 2 einfach im Relais implementiert.



**Bild 2** Adaptive Erdschluss-Logik

Der durch das Relais gemessene Nullstrom wird mit dem Nullstrom-Schwellwert im „Logik“-Plan von CFC verglichen. Das Ergebnis dieses Vergleichs wird im „Slow PLC“-Plan benutzt, um entweder den Schwellwert-Timer oder den Rückstell-Timer zu starten. Ist das Ergebnis des Vergleichs eine logische 1, wird der Schwellwert-Timer gestartet. Ansonsten wird der Rückstell-Timer gestartet. Läuft der Schwellwert-Timer ab, wird mittels eines RS-Flip-Flops der Befehl „>Set Group Bit0“ (Gruppenbit 0 setzen) gespeichert. Durch die Aktivierung des Befehls „>Set Group Bit0“ wird die Parametergruppe von A zu B verändert. Läuft der Rückstell-Timer ab, wird das RS-Flip-Flop zurückgestellt, wodurch der Befehl „>Set Group Bit0“ deaktiviert und die Parametergruppe von B zu A geändert wird. Weitere Einzelheiten über die Implementierung sind in Anhang A zu finden.

### ■ 6. Zusammenfassung

Die adaptiven Relais-einstellungen stellen eine Methode dar, die Zuverlässigkeit des Schutzsystems auf die tatsächlichen Zustände des Stromversorgungsnetzes abzustimmen. Betrachtet man dieses Beispiel des einphasigen Belastungsunterschieds, muss der Schutztechniker normalerweise Abstriche bei der Empfindlichkeit des Schutzsystems machen, um die Verfügbarkeit des Netzes aufrecht zu erhalten. Durch die adaptiven Relais-einstellungen kann mittels des Relais die Empfindlichkeit des Schutzsystems maximiert werden, während die Verfügbarkeit dadurch überhaupt nicht beeinträchtigt wird.

Die Idee der adaptiven Relais-einstellungen ist ein äußerst leistungsstarkes Konzept, das auf viele Anwendungen ausgeweitet werden kann. Eine mögliche Anwendung besteht darin, die Relais-einstellungen automatisch für einen zeitweiligen Belastungsanstieg im Netz zu verändern, wie dies z.B. während Schaltvorgängen auftreten kann.

### ■ 7. Literatur

William D. Stevenson, Jr. Elements of Power System Analysis, 4th Ed., McGraw-Hill Book Company, New York, NY; 1982

Turan Gonen, Electric Power Distribution System Engineering, McGraw-Hill Book Company, New York, NY; 1986

DIGSI CFC Handbuch, Siemens Power Transmission and Distribution, Inc., Raleigh, NC; 1999

Multifunktionsschutz  
SIPROTEC 7SJ61 Handbuch  
Siemens PTD



## 380-kV-Übertragungs-Freileitung

### 1. Einleitung

Das vorliegende Anwendungsbeispiel führt den Leser durch alle Schritte, die erforderlich sind, um die Distanzschutzfunktionen für eine typische Übertragungsleitung einzustellen. Standard-Ergänzungen, wie z.B. Signalübertragungsverfahren, Leistungspendeln, Zuschalten auf einen Fehler (Switch on to Fault = SOTF), gerichteter Erdkurzschlusschutz usw. werden ebenfalls behandelt.

### 2. Verwendete Grundfunktionen

- Distanzschutz (21):  
Polygonale Kennlinie
- Signalübertragungsverfahren für 21:  
Signalvergleich (mit Übergreifzone Z1B)
- Erdkurzschluss-Überstrom (67N)  
IEC, gerichtet
- Signalübertragungsverfahren für 67N:  
Richtungsvergleich
- Pendelsperre
- Schwache Einspeisung:  
Echo und Auslösung
- Überstromschutz:  
Notfunktion
- Automatische Wiedereinschaltung:  
1- und 3-polig, 1 Zyklus
- Synchronprüfung:  
Synchrones und asynchrones Einschalten
- Fehlerorter:  
Einseitige Messung

### 3. Übersichtsschaltplan und Anlagendaten

Bei den erforderlichen zeitgestaffelten Distanzschutzzonen handelt es sich um:

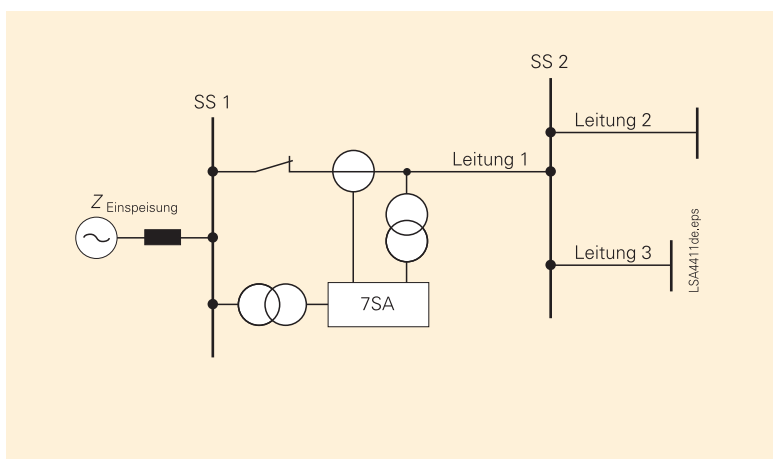


Bild 1 Übersichtsschaltplan des geschützten Abzweigs

| Zonenummer | Funktion  | Reichweite                                   | Verzögerung   |
|------------|---|--|---------------|
| Zone 1     | Selektivzone in Schnellzeit für Leitung 1                 | 80 % Leitung 1                               | 0,00 s        |
| Zone 2     | Vorwärtsgerichtete, verzögerte Reservestufe, übergreifend | 20 % geringer als Z1-Reichweite in Leitung 3 | 1 Staffelzeit |
| Zone 3     | Rückwärtsgerichtete verzögerte Reservestufe               | 50 % Z Leitung 1                             | 2 Staffelzeit |
| Zone 4     | Nicht angewendet  | –  | –             |
| Zone 5     | Ungerichtet   | 120 % Leitung 2                              | 3 Staffelzeit |

Tabelle 1 Einstellhinweise für Distanzonen

|  | Parameter  | Wert                                 |
|--|--|--------------------------------------|
| Anlagendaten                                       | Nenn-Leiter-Leiter-Netzspannung  | 400 kV                               |
|  | Netzfrequenz   | 50 Hz                                |
|  | Maximale Mitsystem-Quellenimpedanz   | 10 + j100                            |
|  | Maximale Null-Quellenimpedanz  | 25 + j200                            |
|  | Minimale Mitsystem-Quellenimpedanz   | 1 + j10                              |
|  | Minimale Null-Quellenimpedanz  | 2,5 + j20                            |
|  | Maximales Verhältnis Ferneinspeisung / Lokaleinspeisung ( $I_2/I_1$ )        | 3                                    |
| Messwandler  | Spannungswandlerübersetzung (LEITUNG)  | 380 kV / 100 V                       |
|  | Spannungswandlerübersetzung (SAMMELSCHIENE)                                  | 400 kV / 110 V                       |
|  | Stromwandlerübersetzung  | 1000 A / 1 A                         |
|  | Stromwandlerdaten  | 5P20, 20 VA, $P_1 = 3$ VA            |
|  | Stromwandler-Anschlusskabel  | 2,5 mm <sup>2</sup> , 50 m           |
|  | Stromwandlerübersetzung / Spannungswandlerübersetzung zur Impedanzumwandlung | 0,2632                               |
| Leitungsdaten                                      | Leitung 1 – Länge  | 80 km                                |
|  | Maximaler Laststrom  | 250 % der vollen Last                |
|  | Mindestbetriebsspannung  | 85 % Nennspannung                    |
|  | Zeichenkonvention für Leistungsfluss   | Export = negativ                     |
|  | Volllast-Scheinleistung (S)  | 600 MVA                              |
|  | Leitung 1 – Mitsystem Impedanz pro km $Z_1$                                  | 0,025 + j0,21 Ω/km                   |
|  | Leitung 1 – Nullimpedanz pro km $Z_0$  | 0,13 + j0,81 Ω/km                    |
|  | Leitung 2 – Gesamte Mitsystem Impedanz                                       | 3,5 + j39,5 Ω                        |
|  | Leitung 2 – Gesamte Nullimpedanz   | 6,8 + j148 Ω                         |
|  | Leitung 3 – Gesamte Mitsystem Impedanz                                       | 1,5 + j17,5 Ω                        |
|  | Leitung 3 – Gesamte Nullimpedanz   | 7,5 + j86,5 Ω                        |
|  | Maximaler Fehlerwiderstand, Phase-Erde                                       | 250 Ω                                |
|  | Mastdaten  | Durchschnittlicher Mastfußwiderstand |
| Erdleiter  |  | 60 mm <sup>2</sup> Stahl             |
| Distanz: Leiter zum Mast/zur Erde (Spannfeldmitte) |  | 3 m                                  |
| Distanz: Leiter zu Leiter (Phase-Phase)            |  | 5 m                                  |
| Leistungsschalter                                  | Auslösungsansprechzeit   | 60 ms                                |
|  | Einschaltansprechzeit  | 70 ms                                |

**Tabelle 2** Netzdaten und Leitungsparameter

Auf der Grundlage der Quellen- und Leitungsimpedanz können die folgenden Mindest-Fehlerstromebenen für Fehler an Leitung 1 berechnet werden:

$$I_K = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{tot}} \quad \text{mit} \quad U_N = 400 \text{ kV}$$

Wird der Fehlerübergangswiderstand für dreiphasige Fehler vernachlässigt, gilt:

$Z_{tot}$  = Summe der synchronen Quellenimpedanz und Leitungsimpedanz (da nur der Strombetrag berechnet werden soll, ist nur der Betrag der Impedanz relevant)

Schutz-Anwendungsbeispiel  
380-kV-Freileitung

$$|Z_{tot}| = |(10 + 80 \cdot 0,025) + j(100 + 80 \cdot 0,21)|$$

$$|Z_{tot}| = |12 + j116,8|$$

$$|Z_{tot}| = 117,4$$

Der dreiphasige Mindest-Fehlerstrom ist daher:

$$I_{3 \text{ ph min}} = \frac{400 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 117,4}$$

$$I_{3 \text{ ph min}} = 1967 \text{ A}$$

Wird der Fehlerübergangswiderstand für einphasige Fehler vernachlässigt, gilt:

$Z_{\text{tot}} = 1/3$  (Summe der Mit-, Gegen- und Null-Quellen- sowie Leitungsimpedanz)

$$|Z_{\text{tot}}| = \frac{2 \cdot [(10 + 80 \cdot 0,025) + j(100 + 80 \cdot 0,21)] + (25 + 80 \cdot 0,13) + j(200 + 80 \cdot 0,81)}{3}$$

$$|Z_{\text{tot}}| = |19,8 + j166,1|$$

$$|Z_{\text{tot}}| = 167,3$$

Der einphasige Mindest-Fehlerstrom ohne Fehlerübergangswiderstand ist daher:

$$I_{\text{ph min}} = \frac{400 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 167,3} = 1380 \text{ A}$$

Wird der Fehlerübergangswiderstand anschließend für einphasige Fehler eingeschlossen, gilt:

$$Z_{\text{tot,R}} = Z_{\text{tot}} + R_{\text{F}}$$

$$|Z_{\text{tot,R}}| = |R_{\text{F}} + Z_{\text{tot}}|$$

$$|Z_{\text{tot}}| = |250 + 19,8 + j166,1|$$

$$|Z_{\text{tot}}| = 316,8$$

Der einphasige Mindest-Fehlerstrom mit hohem Übergangswiderstand ist daher:

$$I_{\text{ph min,R}} = \frac{400 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 316,8} = 729 \text{ A}$$

#### ■ 4. Auswahl der Gerätekonfiguration (Funktionsumfang)

Nachdem das Gerät im DIGSI-Manager ausgewählt und geöffnet wurde, besteht der erste Schritt bei der Durchführung der Einstellung darin, den Funktionsumfang des Geräts einzugeben. Nachstehend ist eine Beispiel-Bildschirmabbildung zu finden, auf der die Auswahl für dieses Beispiel zu sehen ist:

| Funktionsumfang        |  |                              |
|------------------------|--|------------------------------|
| Verfügbare Funktionen: |  |                              |
| Nr.                    | Funktion                                 | Umfang                       |
| 0103                   | Parametergruppenumschaltung              | nicht vorhanden              |
| 0110                   | Auslöseverhalten                         | ein-/dreipolig               |
| 0112                   | Distanzschutz Phase-Phase                | Polygon-Charakteristik       |
| 0113                   | Distanzschutz Phase-Erde                 | Polygon-Charakteristik       |
| 0120                   | Pendelerfassung                          | vorhanden                    |
| 0121                   | Distanzschutz Signalzusatz               | Signalvergleich              |
| 0122                   | Externe Einkopplung                      | nicht vorhanden              |
| 0124                   | Schnellabschaltung nach Zuschaltung      | nicht vorhanden              |
| 0125                   | Schwache Einspeisung                     | vorhanden                    |
| 0126                   | Überstromzeitschutz                      | UMZ/AMZ (IEC-Kurven)         |
| 0131                   | Erdkurzschlusschutz f. hochohmige Fehler | UMZ/AMZ (IEC-Kurven)         |
| 0132                   | Erdkurzschlusschutz Signalzusatz         | Richtungsvergleich           |
| 0133                   | Automatische Wiedereinschaltung          | 1 VE-Zyklus                  |
| 0134                   | Betriebsart der AWE                      | Mit Auskommando und Wirkzeit |
| 0135                   | Synchronkontrolle                        | vorhanden                    |
| 0138                   | Fehlerorter                              | vorhanden                    |

Bild 2 Ausgewählter Funktionsumfang

Die hier angezeigten verfügbaren Funktionen hängen vom Bestellcode des Geräts (Bestell-Nr.) ab. Die hier getroffene Auswahl beeinflusst die Einstelloptionen während der späteren Phasen. Es müssen daher genaue Überlegungen angestellt werden, um sicherzu-

stellen, dass alle erforderlichen Funktionen ausgewählt, und dass die bei dieser speziellen Anwendung nicht benötigten Funktionen deaktiviert werden. Hierdurch wird sichergestellt, dass später nur die relevanten Einstellungsalternativen angezeigt werden.

#### 103 Parametergruppenumschaltung:

Aktivieren Sie diese Funktion nur, falls mehr als eine Parametergruppe benötigt wird. In diesem Beispiel wird nur eine Parametergruppe verwendet; daher ist diese Funktion auf **nicht vorhanden** gesetzt.

#### 110 Auslöseverhalten:

Bei Freileitungsanwendungen ist eine einpolige Auslösung möglich, falls der Leistungsschalter hierzu in der Lage ist. Der Vorteil besteht darin, dass während einer einpoligen Pause die Freileitung weiterhin in geringem Maße Strom transportieren kann und somit das Risiko einer Versorgungsunterbrechung verringert wird. In diesem Beispiel wird sowohl eine einpolige als auch eine dreipolige Auslösung verwendet, daher lautet die Einstellung **ein-/dreipolig**.

#### 112 Distanzschutz Phase-Phase:

Da ein Distanzschutz für Phasenfehler erforderlich ist, muss **Polygon-Charakteristik** ausgewählt werden. In einigen Fällen (abhängig vom Bestellcode) kann auch eine **MHO-Charakteristik** ausgewählt werden.

#### 113 Distanzschutz Phase-Erde:

Hier wird die Erdkurzschlussdistanz-Kennlinie für oben stehende Funktion 112 ausgewählt. Daher muss die Einstellung **Polygon-Charakteristik** lauten.

#### 120 Pendelerfassung:

Kann es zu einer Netzpendelung in der Nähe des eingesetzten Relais kommen, muss die Pendelerfassung aktiviert werden. Sie ist zum Sperren des Distanzschutzes während einer Pendelung erforderlich. Die übliche Praxis besteht darin, bei 380 kV die Pendelerfassung durch Einstellung auf **vorhanden** zu aktivieren.

#### 121 Distanzschutz Signalzusatz:

Um eine schnelle Auslösung bei allen Fehlern auf der Freileitung zu erreichen, muss ein Signalverfahren eingesetzt werden. In diesem Fall lautet die Auswahl **Signalvergleich**.

| Parameter   | Mitnahme  | Signalvergleich   | Blockierverfahren   | Unblocking  |
|---|---|---|---|---|
| Kurze Leitung   | Nicht geeignet, da das Auslösen der Zone 1 wichtig ist und die Einstellung der Zone 1 in die X- und R-Richtung bei kurzen Leitungen klein sein muss | Geeignet, da die Einstellung Z1b beträchtlich größer sein kann als die Leitungsimpedanz, sodass die Signalübertragung bei allen Fehlern in der Leitung gesichert ist.                 | Geeignet, da die Einstellung der rückwärts gerichteten Reichweite von der Leitungslänge unabhängig ist.   | Geeignet, da die Einstellung Z1b beträchtlich größer sein kann als die Leitungsimpedanz, sodass die Signalübertragung bei allen Fehlern in der Leitung gesichert ist.                 |
| Schwache Einspeisung  | Nicht geeignet, da das unabhängige Auslösen der Zone 1 an beiden Enden für eine 100 %ige Leitungsabdeckung wichtig ist.                             | Geeignet, da das starke Ende alle Leitungsfehler durch Übergreifen mit Zone Z1b erkennt. Am Ende mit der schwachen Einspeisung erfolgt anschließend ein Echo des empfangenen Signals. | Teilweise geeignet, da der rückwärts gerichtete Fehler am Ende mit der schwachen Einspeisung ebenfalls erkannt wird, aber keine Auslösung an diesem Ende stattfindet. | Geeignet, da das starke Ende alle Leitungsfehler durch Übergreifen mit Zone Z1b erkennt. Am Ende mit der schwachen Einspeisung erfolgt anschließend ein Echo des empfangenen Signals. |
| Amplitudenmodulierter Trägerfrequenz auf Hochspannungsleitungen (TFH) | Nicht geeignet, da das Signal durch die Fehlerstelle übertragen werden muss, wodurch das Signal gedämpft wird.                                      | Nicht geeignet, da das Signal durch die Fehlerstelle übertragen werden muss, wodurch das Signal gedämpft wird.  | Geeignet, da das Signal nur gesendet wird, wenn kein Fehler in der Leitung aufgetreten ist.   | Nicht geeignet, da das Signal durch die Fehlerstelle übertragen werden muss, wodurch das Signal gedämpft wird.  |
| Frequenz- oder phasenmodulierter (TFH)                                | Geeignet, da das Signal durch die Fehlerstelle übertragen werden kann.  | Geeignet, da das Signal durch die Fehlerstelle übertragen werden kann.  | Geeignet, da das Signal unter allen Bedingungen übertragen werden kann.   | Geeignet, da das Signal durch die Fehlerstelle übertragen werden kann.  |
| Von der Stromleitung unabhängige Kommunikation                        | Geeignet  | Geeignet  | Geeignet  | Geeignet  |

Tabelle 3 Auswahl des Signalverfahrens-Schemas

122 Externe Einkopplung:

Müssen externe Eingänge angeschlossen werden, um eine Auslösung über den Binäreingang zu starten, muss diese Funktion aktiviert werden. Die Auslösung wird anschließend automatisch von der Mindestdauer des Auslösebefehls (Auslösekreis-Selbsthaltung) sowie von Ereignis- und Störschrieaufzeichnungen begleitet. In diesem Beispiel ist die Funktion nicht erforderlich und ist daher auf **nicht vorhanden** gesetzt.

124 Schnellabschaltung nach Zuschaltung:

Beim Zuschalten auf einen Kurzschluss entstehen äußerst starke Ströme, die so schnell wie möglich ausgeschaltet werden müssen. Für diesen Zweck ist eine spezielle Überstromschutzstufe vorgesehen. In diesem Beispiel wird diese Funktion nicht benutzt und ist daher mit **nicht vorhanden** deaktiviert.

125 Schwache Einspeisung:

Bestehen schwache Einspeisungsbedingungen (dauerhaft oder zeitweilig) an einem Ende oder an beiden Enden, muss die Funktion „Schwache Einspeisung“ auf **vorhanden** aktiviert gesetzt werden. Siehe ebenfalls Tabelle 3.

126 Überstromzeitschutz:

Ist der Distanzschutz in Betrieb, sorgt dieser für einen entsprechenden Reserveschutz bei Fernausfällen. Der Überstromzeitschutz im Distanzrelais wird normalerweise nur dann angewendet, wenn die Distanzfunktion gesperrt ist, wie z.B. aufgrund eines Ausfalls des Sekundärspan-

nungskreises (Ausfall der Spannungswandlersicherung). Dies wird in diesem Beispiel angewendet, sodass die Funktion aktiviert werden muss. Die Auswahl des Ansprechennlinienstandards lautet für diese Anwendung UMZ/AMZ (IEC-Kurven).

131 Erdkurzschlusschutz für hochohmige Fehler:

Bei hochohmigen Erdkurzschlüssen ist es ratsam, sich nicht nur auf den Distanzschutz zu verlassen, da dies eine sehr große Reichweiteinstellung in der R-Richtung erforderlich machen würde. Der gerichtete (und nicht gerichtete) Erdkurzschlusschutz spricht sehr empfindlich auf hochohmige Erdkurzschlüsse an und ist daher in diesem Beispiel aktiviert. Hier ist UMZ/AMZ (IEC-Kurven) ausgewählt.

132 Erdkurzschlusschutz Signalzusatz:

Um die Auslösung mit Erdkurzschlusschutz zu beschleunigen (unter oben stehender Funktion 131 aktiviert), kann ein Signalverfahren verwendet werden. In diesem Beispiel wird ein Schema mittels **Richtungsvergleich** angewendet.

133 Automatische Wiedereinschaltung (AWE):

Die meisten Fehler bei Freileitungen treten nur vorübergehend auf, sodass die Leitung nach dem Beheben des Fehlers wieder erfolgreich unter Strom gesetzt werden kann. Zu diesem Zweck kann eine Kurzunterbrechung implementiert werden, um den Ausfall der Leitung mit einer fest eingestellten oder flexiblen Unterbrechungsdauer (Pausenzeit) zu minimieren. Bei dieser Anwendung wird 1 WE-Zyklus verwendet.

134 Betriebsart der AWE:  
Wird, wie in diesem Beispiel, eine ein- und dreipolige Auslösung verwendet, wird die Kurzunterbrechungsfunktion durch den Auslösebefehl angeworfen. Erfolgt die Auslösung aufgrund eines Reserveschutzbetriebs (z.B. Zone 2), ist eine AWE normalerweise nicht erwünscht. Durch Anwendung der Wirkzeit, durch die die Zeit zwischen Anregung und Auslösung überwacht wird, kann eine AWE bei einer zeitverzögerten Auslösung (länger als die eingestellte Wirkzeit) verhindert werden. In diesem Beispiel wird die AWE mit **Auskommando und Wirkzeit** angeworfen.

135 Synchronkontrolle:  
Vor dem Einschalten eines Leistungsschalters ist es ratsam, zu überprüfen, ob die Netzverhältnisse auf beiden Seiten des Leistungsschalters für einen Zusammenschluss geeignet sind. Zu diesem Zweck ist die Funktion Synchronkontrolle in diesem Beispiel auf **vorhanden** gesetzt.

138 Fehlerorter:  
Nach dem Freischalten eines Fehlers kann eine Inspektion der Fehlerstelle erforderlich sein, um sicherzustellen, dass kein dauerhafter Schaden oder die Gefahr weiterer Fehler an der Fehlerstelle besteht. Besonders bei längeren Leitungen ist es sehr hilfreich, über eine Anzeige der Fehlerstelle zu verfügen, um dem Inspektionsteam einen schnellen Zugang zu ermöglichen. Für diesen Zweck ist der Fehlerorter in diesem Beispiel auf **vorhanden** gesetzt.

140 Auslösekreisüberwachung:  
Die vom Relais durchgeführte Überwachung kann ausgedehnt werden, um den Auslösekreis und die Auslösespulen mit einzuschließen. Zu diesem Zweck zirkuliert ein schwacher Strom in den überwachten Stromkreisen und wird über Binäreingänge geleitet, um einen Fehler anzuzeigen. In diesem Beispiel wird diese Funktion nicht benutzt und ist daher auf **nicht vorhanden** gesetzt.

■ 5. Rangierung (Konfigurationsmatrix)

Die Rangiermatrix wird verwendet, um den Informationsfluss im Gerät zu leiten und zuzuweisen. Alle Zuweisungen der Binäreingänge und -ausgänge, sowie der LEDs, der Meldepuffer, der anwenderdefinierten Logik, der Steuerungen usw. werden in der Matrix vorgenommen.

■ 6. Anwenderdefinierte Logik-CFC

Ist eine spezielle Logik in der Anwendung erforderlich, kann CFC für diesen Zweck benutzt werden.

■ 7. Einstellungen für Anlagendaten 1

7.1 Wandlerdaten

Unter dieser Überschrift werden die Anlagendaten zugewiesen. Setzen Sie ein „Häkchen“ in das Feld „Weitere Parameter anzeigen“ um „advanced“ Einstellungen (durch A gekennzeichnet, z.B. 0214A) in die angezeigte Liste mit aufzunehmen. Die „advanced“

(erweiterten) Einstellungen können in den meisten Fällen auf dem Vorgabewert belassen werden.

| Nr.   | Parameter  | Wert               |
|-------|--|--------------------|
| 0201  | Stromwandlersternpunkt liegt Richtung                            | Leitung            |
| 0203  | Wandler-Nennspannung, primär                                     | 380,0 kV           |
| 0204  | Wandler-Nennspannung, sekundär                                   | 100 V              |
| 0205  | Wandler-Nennstrom, primär  | 1000 A             |
| 0206  | Geräte-Nennstrom, sekundär                                       | 1 A                |
| 0210  | U4-Wandler, angeschlossen als                                    | Uss-Wandler        |
| 0211  | Anpassungsfaktor U <sub>ph</sub> / U <sub>en</sub>               | 1,73               |
| 0212  | Sammelschienenspannung U <sub>ss</sub> Anschluss                 | L3-L1              |
| 0214A | Winkelanpassung U <sub>ss</sub> -U <sub>ltg</sub> (Schaltgruppe) | 0 °                |
| 0215  | Anpassungsfaktor U <sub>ltg</sub> / U <sub>ss</sub>              | 1,05               |
| 0220  | I4-Wandler, angeschlossen als                                    | le, eigene Leitung |
| 0221  | Anpassungsfaktor für I4-Wandler (I4A <sub>ph</sub> )             | 1,000              |

Weitere Parameter anzeigen

Bild 3 Konfiguration der Stromwandler- und Spannungswandlerstromkreise

201 Stromwandlersternpunkt liegt Richtung:  
Bei dieser Anwendung sind die Stromwandler wie in untenstehendem Bild 4 gezeigt angeschlossen. Die Polarität des Stromwandleranschlusses muss richtig gewählt werden, um ein korrektes Ansprechen durch den Schutz sicherzustellen. Zu diesem Zweck wird die Position des Sternpunktanschlusses angegeben: In diesem Beispiel liegt er in Richtung **Leitung**.

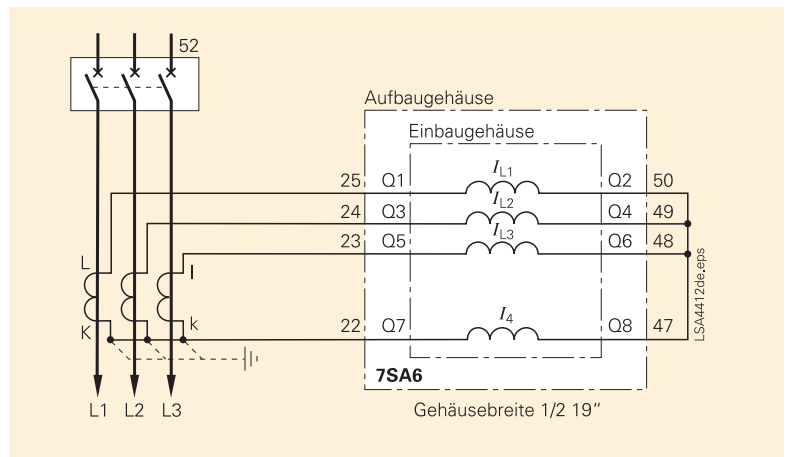


Bild 4 Relaisanschlüsse

203 Wandler-Nennspannung, primär:  
Die Spannungswandlerübersetzung muss korrekt eingestellt werden, um eine genau Messwertausgabe sicherzustellen. Es ist ebenfalls möglich, die Schutzparameter in primären Größen einzustellen. Für eine korrekte Umwandlung von primär zu sekundär müssen die Spannungswandler- und Stromwandlerdaten korrekt eingestellt werden. Bei dieser Anwendung beträgt die Spannungswandler-Primärspannung **380 kV**.

204 Wandler-Nennspannung, sekundär:  
Gemäß den Spannungswandlerdaten auf **100 V** eingestellt.

- 205 Wandler-Nennstrom, primär:  
Gemäß den Stromwandlerdaten auf **1000 A** eingestellt.
- 206 Wandler-Nennstrom, sekundär:  
Gemäß den Stromwandlerdaten auf **1 A** eingestellt. Beachten Sie, dass diese Einstellung den Brückeneinstellungen am Messmodul (Baugruppe) entsprechen muss. Ist dies nicht der Fall, sperrt das Relais und gibt einen Alarm aus. Im Gerätehandbuch sind Anweisungen zum Ändern der Brückeneinstellungen zu finden.
- 210 U4-Wandler angeschlossen als:  
Der 4. Spannungsmesseingang kann für eine Vielzahl unterschiedlicher Funktionen verwendet werden. In diesem Beispiel ist er angeschlossen, um die Sammelschienenspannung für die Synchronkontrolle zu messen (auf U<sub>ss</sub>-Wandler gesetzt), wie Bild 5 zeigt.

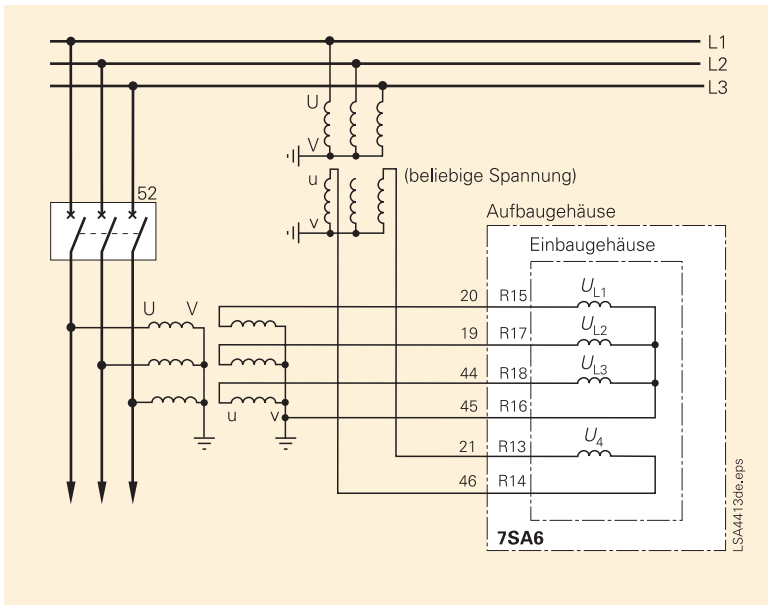


Bild 5 Spannungswandleranschlüsse

- 211 Anpassungsfaktor  $U_{ph} / U_{en}$ :  
Wird in der Einstellung 210 der 4. Spannungsmesseingang gewählt, um die offene Dreiecksspannung ( $3 U_0$ ) zu messen, muss diese Einstellung benutzt werden, um den Unterschied im Übersetzungsverhältnis zwischen dem Phasenspannungswandler und dem offenen Dreiecksspannungswandler zu konfigurieren. Da eine Synchronisationsprüfung verwendet wird, ist diese Einstellung nicht relevant.
- 212 Sammelschienenspannung  $U_{ss}$  Anschluss:  
Wird die Einstellung 210 für den 4. Spannungsmesseingang gewählt, um die Spannung für die Synchronkontrolle zu messen, muss diese Einstellung angewendet werden, um zu definieren, welche Spannung verwendet wird. In diesem Beispiel handelt es sich bei der an  $U_4$  angelegten Spannung um die verkettete Spannung L3-L1, wie in Bild 5 gezeigt.

- 214A Winkelanpassung  $U_{ss}-U_{ltg}$  (Schaltgruppe):  
Ist ein Phasenwinkelunterschied zwischen der Spannung  $U_{ss}$  und  $U_{ltg}$  vorhanden, weil z.B. ein Leistungstransformator mit einer Phasenverschiebungsschaltgruppe zwischen den Messpunkten angeschlossen ist, muss diese Phasenverschiebung hier eingestellt werden. In diesem Beispiel ist die Sammelschiene direkt an die Leitung angeschlossen, sodass eine Phasenverschiebung von  $0^\circ$  vorliegt.
- 215 Anpassungsfaktor  $U_{ltg}/U_{ss}$ :  
Ist das Übersetzungsverhältnis des Spannungswandlers für die Messung der Leitungsspannung und der Sammelschienenspannung nicht gleich, muss der Unterschied hier eingestellt werden. Bei dieser Anwendung gilt:

$$\text{Anpassungsfaktor} = \frac{U_{\text{prim L}}}{U_{\text{sec SS}}} = \frac{380}{400} = \underline{\underline{1,05}}$$

Die erforderliche Einstellung lautet daher **1,05**.

- 220  $I_4$  Wandler, angeschlossen als:  
Die 4. Strommessung kann für eine Vielzahl unterschiedlicher Funktionen verwendet werden. In diesem Fall wird sie verwendet, um den  $I_e$ , **eigenen Leitung** mittels eines Holmgreen-Anschlusses zu messen. Siehe Bild 4.
- 221 Anpassungsfaktor für  $I_4$ -Wandler ( $I_4/I_{ph}$ ):  
Weist der an  $I_4$  angeschlossene Stromwandler, z.B. ein Kabelumbauwandler, ein anderes Verhältnis als das Verhältnis des Stromwandlers auf, der die Phasenströme des geschützten Stromkreises misst, muss dieser Unterschied hier eingestellt werden. Bei dieser Anwendung ist das Verhältnis gleich, daher muss die Einstellung **1,00** lauten.

## 7.2 Anlagendaten (Netzdaten)

| Anlagendaten 1                             |  |                                     |
|--|--|-------------------------------------|
| Wandlerdaten   Netzdaten   Leist.-Schalter |  |                                     |
| Parameter:                                 |  |                                     |
| Nr.  | Parameter                                | Wert                                |
| 0207                                       | Sternpunktbehandlung des Netzes          | geerdet                             |
| 0230                                       | Nennfrequenz                             | 50 Hz                               |
| 0235                                       | Phasenfolge                              | L1 L2 L3                            |
| 0236                                       | Längeneinheit                            | Kilometer                           |
| 0237                                       | Format der Erdimpedanzanpassungsfaktoren | Anpassungsfaktoren RE/RL bzw. XE/XL |

Bild 6 Netzdaten

- 207 Sternpunktbehandlung des Netzes:  
Die Art der Sternpunkterdung muss hier eingestellt werden. Ist der Netz-Sternpunkt nicht wirksam geerdet, isoliert oder induktiv geerdet, wird die Distanzschutzreaktion auf einfache Erdschlüsse stabilisiert, um einen Betrieb bei vorübergehenden Zündströmen zu verhindern. In diesem Beispiel gilt geerdet.

- 230 Nennfrequenz:  
Setzen Sie die Nennfrequenz auf **50 Hz oder 60 Hz**.
- 235 Phasenfolge:  
Die Phasenfolge des Stromversorgungsnetzes ist normalerweise ein Rechtsdrehfeld, L1 L2 L3. Verfügt das Stromversorgungsnetz über ein Linksdrehfeld, kann dies hier eingestellt werden. In diesem Beispiel ist die Phasenfolge (L1 L2 L3).
- 236 Längeneinheit:  
Die Distanzmaßeinheit für den Fehlerort und bestimmte Leitungsparameter kann km oder Meilen lauten. In diesem Beispiel werden **km** verwendet.
- 237 Format der Erdimpedananzpassungsfaktoren:  
Der Distanzschutz beinhaltet eine Kompensation der Erdimpedanz, sodass die gleichen Reichweitereinstellungen für Phasen- und Erdfehler gelten. Die Erdimpedananzpassungsfaktoren können entweder als RE/RL- und XE/XL-Parameter (in der Vergangenheit schon von Siemens verwendetes Standardformat) oder als das Komplexverhältnis **KO** mittels einer Betrag- und Winkeleinstellung eingestellt werden. In diesem Beispiel wird die Einstellung **Anpassungsfaktoren RE/RL bzw. XE/XL** verwendet.

### 7.3 Leistungsschalter

| Nr.   | Parameter                              | Wert   |
|-------|--|--------|
| 0239  | Eigenzeit des Leistungsschalters (SYN) | 0,07 s |
| 0240A | Mindestdauer des Auskommandos          | 0,11 s |
| 0241A | Maximale Dauer des Einkommandos        | 0,12 s |
| 0242  | LS-Prüfung: Pausenzeit                 | 0,10 s |

Bild 7 Leistungsschalterparameter

- 239 Eigenzeit des Leistungsschalters (SYN):  
Diese Einstellung ist nur relevant, falls eine Synchronisationsprüfung mit asynchroner Zuschaltung konfiguriert ist. Beim asynchronen Einschalten wird durch die Synchronkontrolle der Moment für die Ausgabe des Einschaltbefehls bestimmt, sodass sich die primären Leistungsschalterkontakte schließen, wenn die geschalteten Spannungen in Phase sind. Zu diesem Zweck muss die Eigenzeit, die nach der Anwendung des Einschaltbefehls auf die Einschaltspule bis zum Einschalten der Primärkontakte des Leistungsschalters abläuft, hier eingestellt werden. Gemäß Tabelle 2 lautet die erforderliche Einstellung **0,07 s**.
- 240A Mindestdauer des Auskommandos:  
Der Auslösebefehl an den Leistungsschalter muss eine Mindestdauer aufweisen, um einerseits sicherzustellen, dass der Leistungsschalter anspricht, und um andererseits eine vorzeitige Unterbrechung des Stroms in der Auslösespule zu verhindern, was zu einer Beschädigung des Auslösekontakts führen kann, der nicht dafür ausgelegt ist, solch einen großen Induktivstrom zu unterbrechen. Wird ein Primärstromfluss festgestellt (gemessener Strom  $> I_{rest}$  Parameter 1130), wird der Auslösebefehl durch den Stromfluss in Selbsthaltung gebracht und wird nur dann zurückgesetzt, nachdem der Stromfluss unterbrochen wurde (siehe Bild 8). Wird der Auslösebefehl gegeben und kein Stromfluss festgestellt, gilt die hier eingestellte Mindestdauer des Auslösebefehls. Sie muss länger eingestellt werden als die Höchstzeit, die die Hilfskontakte des Leistungsschalters zum Ausschalten und zum Unterbrechen des Stroms in der Auslösespule nach dem Start des Auslösebefehls benötigen. Die Rückstellbedingungen für den Auslösebefehl können mit dem Parameter „1135 Auskommandoabsteuerung über“ eingestellt werden. Gemäß Tabelle 2 beträgt die Ansprechzeit des Leistungsschalters 60 ms. Eine Sicherheitsmarge von 50 ms ist vernünftig, sodass eine Einstellung von **0,11 s** verwendet wird.
- 241A Maximale Dauer des Einkommandos:  
Der Einschaltbefehl muss ebenfalls eine Mindestdauer aufweisen, um sicherzustellen, dass der Leistungsschalter ansprechen kann und dass die Hilfskontakte den Stromfluss durch die Einschaltspule unterbrechen können. Wird nach einem Einschaltbefehl aufgrund eines Zuschaltens auf einen Fehler ein Auslösebefehl gegeben, wird der Einschaltbefehl sofort durch den neuen Auslösebefehl zurückgesetzt. Die Höchstdauer des Einschaltbefehls muss mindestens so lang eingestellt werden, wie die vom Hilfskontakt des Leistungsschalters benötigte maximale Zeit, um den Einschaltspulenstrom nach Beginn des Einschaltbefehls zu unterbrechen. Gemäß Tabelle 2 beträgt die Ansprechzeit des Leistungsschalters 70 ms. Eine Sicherheitsmarge von 50 ms ist vernünftig, sodass eine Einstellung von **0,12 s** verwendet wird.
- 242 LS-Prüfung: Pausenzeit:  
Eines der Testmerkmale in DIGSI ist die automatische Wiedereinschaltung nach einem Leistungsschaltertest. Für diesen Test wird der Leistungsschalter unter normalen Lastbedingungen ausgelöst und wieder eingeschaltet. Durch einen erfolgreichen Test wird bewiesen, dass die Auslöse- und Einschaltstromkreise sowie der Leistungsschalter voll funktionsfähig sind. Da durch den Test eine Unterbrechung des Leistungsflusses verursacht wird (entweder einphasig oder dreiphasig), muss die resultierende Unterbrechungsdauer so kurz wie möglich sein. Während eine normale resultierende Unterbrechungsdauer die Zeit umfassen muss, die ein Fehlerlichtbogen zum Löschen benötigt (normalerweise 0,5 s für eine dreipolige Auslösung und 1 s für eine einpolige Auslösung), braucht der Testzyklus nur so lang zu sein, dass sich der Leistungsschaltermechanismus aus- und einschalten kann. In diesem Falle ist eine resultierende Unterbrechungsdauer von **0,10 s** normalerweise ausreichend.

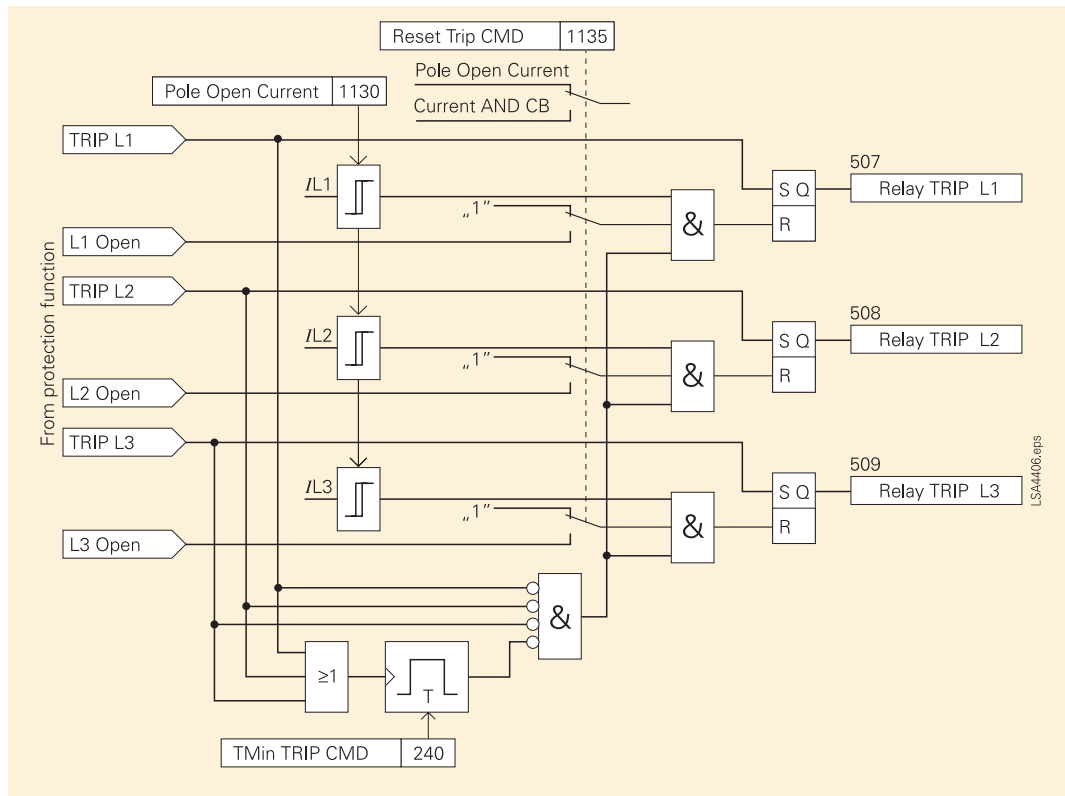


Bild 8 Auskommando-Selbsthaltung

Parametergruppe A

Funktionen:

| Nr.  | Funktion                                 |
|------|--|
| 0011 | Anlagendaten 2                           |
| 0012 | Distanzschutz allgemein                  |
| 0013 | Distanzonen (Polygon)                    |
| 0020 | Pendelerfassung                          |
| 0021 | Distanzschutz Signalzusatz               |
| 0025 | Schwache Einspeisung                     |
| 0026 | Überstromzeitschutz                      |
| 0029 | Messwertüberwachungen                    |
| 0031 | Erdkurzschlusschutz f. hochohmige Fehler |
| 0032 | Erdkurzschlusschutz Signalzusatz         |
| 0034 | Automatische Wiedereinschaltung          |
| 0035 | Synchronkontrolle                        |
| 0038 | Fehlerort                                |

Bild 9 In der Parametergruppe A für diese Anwendung zur Verfügung stehende Einstellblöcke

### 8. Einstellung der Parametergruppe A

Die in der Parametergruppe A zur Verfügung stehenden Einstellblöcke hängen von den Festlegungen ab, die während der Auswahl der Gerätekonfiguration getroffen wurden (Kapitel 4). Wurde die Parametergruppenumschaltung aktiviert, stehen insgesamt 4 Parametergruppen zur Verfügung.

### 9. Einstellungen für Anlagendaten 2

Zusätzlich zu den Anlagendaten 1 werden hier weitere Anlagendaten eingestellt. Da sich diese Parameter in der Parametergruppe A befinden, können sie zwischen den Parametergruppen geändert werden, falls die Parametergruppenumschaltung aktiviert ist.

#### 9.1 Anlagendaten 2

1103 Betriebs-Nennspannung der Primär-Anlage: Zur Anzeige und Verarbeitung der gemessenen Werte ist es wichtig, den Skalendwert auf der Primärseite einzustellen. Dieser muss nicht mit der Spannungswandler-Nennprimärspannung übereinstimmen. Entspricht der Primärwert dieser Einstellung, beträgt der prozentual gemessene Wert 100 %. Andere prozentual gemessene Werte, die ebenfalls von der Spannung abhängen, wie z.B. Leistung (P), verfügen ebenfalls über eine Skalendanzeige abhängig von dieser Einstellung. In Tabelle 2 ist der Nennwert der Netzspannung vorgegeben und wird hier entsprechend auf 400 kV gesetzt.

Anlagendaten 2 - Parametergruppe A

Netzdaten | Leitungszustand | Auskom. 1/3pol

Parameter:

| Nr.  | Parameter                               | Wert            |
|------|---|-----------------|
| 1103 | Betriebs-Nennspannung der Primär-Anlage | 400,0 kV        |
| 1104 | Betriebs-Nennstrom der Primär-Anlage    | 866 A           |
| 1105 | Winkel der Leitungsimpedanz             | 83 °            |
| 1211 | Winkel der Distanzschutzcharakteristik  | 83 °            |
| 1107 | Vorzeichen von P,Q Betriebsmesswerten   | invertiert      |
| 1110 | Reaktanzbelag der Leitung: x'           | 0,0553 Ohm / km |
| 1111 | Leitungslänge in Kilometern             | 80,0 km         |
| 1116 | Anpassungsfaktor RE/RL für die 1. Zone  | 1,40            |
| 1117 | Anpassungsfaktor XE/XL für die 1. Zone  | 0,95            |
| 1118 | Anpassungsfaktor RE/RL f. höhere Zonen  | 1,38            |
| 1119 | Anpassungsfaktor XE/XL f. höhere Zonen  | 1,07            |

Bild 10 Netzdateneinstellung in Anlagendaten 2



- 1104 Betriebs-Nennstrom der Primär-Anlage:  
Zur Anzeige und Verarbeitung der gemessenen Werte ist es wichtig, den Skalenendwert auf der Primärseite einzustellen. Dieser muss nicht mit dem Stromwandler-Nennprimärstrom übereinstimmen. Entspricht der Primärwert dieser Einstellung, beträgt der prozentual gemessene Wert 100 %. Andere prozentual gemessene Werte, die ebenfalls vom Strom abhängen, wie z.B. Leistung ( $P$ ), verfügen ebenfalls über eine Skalenendanzeige abhängig von dieser Einstellung. In Tabelle 2 wird die Bemessungsscheinleistung der Leitung mit 600 MVA angegeben.

$$\text{Nennstrom} = \frac{\text{Scheinleistung MVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{Nennspannung}}$$

$$\text{Nennstrom} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 400} = \underline{\underline{866 \text{ A}}}$$

Der Betriebs-Nennstrom (100 %) wird daher auf **866 A** gesetzt.

- 1105 Winkel der Leitungsimpedanz:  
Der Leitungsimpedanzwinkel wird aus den Daten der Mitsystem-Leitungsimpedanz berechnet. In diesem Beispiel gilt:

$$Z_1 = 0,025 + j0,21$$

$$\text{Leitungsimpedanzwinkel} = \arctan\left(\frac{X_L}{R_L}\right)$$

$$\text{Leitungsimpedanzwinkel} = 83^\circ$$

- 1111 Winkel der Distanzschutzcharakteristik:  
Dieser wird normalerweise so wie der Winkel der Leitungsimpedanz eingestellt. Auf diese Weise ist die Widerstandsabdeckung für alle Fehler entlang der Leitung gleich (Bild 11). Stellen Sie daher für diese Anwendung den Neigungswinkel der Distanzschutzcharakteristik gleich dem Impedanzwinkel ein, der  $83^\circ$  beträgt.

- 1107 Vorzeichen von  $P, Q$  Betriebsmesswerten:  
Die gemessenen Werte  $P$  und  $Q$  werden als positiv bezeichnet, wenn Leistungsfluss in das geschützte Objekt stattfindet. Ist das entgegengesetzte Vorzeichen erforderlich, muss diese Einstellung so geändert werden, dass das Vorzeichen von  $P$  und  $Q$  umgekehrt wird. In Tabelle 2 ist die Vorzeichenkonvention für Leistungsflusszustände der exportierten Leistung (in die Leitung) als negativ bezeichnet. Die Einstellung muss daher hier auf **invertiert** (umgekehrt) gesetzt werden.

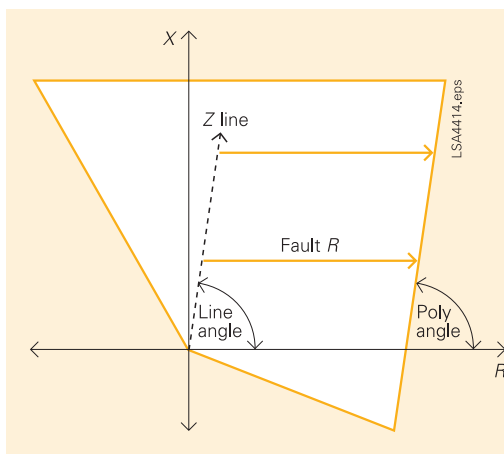


Bild 11 Polygon und Leitungswinkel

- 1110 Reaktanzbelag der Leitung  $x'$ :  
Die Leitungsreaktanz pro Längeneinheit (in diesem Beispiel pro km) ist für die Fehlerorterausgabe in km (Meilen) und Prozent erforderlich. In Tabelle 2 ist sie als  $0,21 \Omega/\text{km}$  primär angegeben. Die Einstellung kann daher als Primärwert **0,2100  $\Omega/\text{km}$**  verwendet werden, oder sie kann in einen Sekundärwert umgewandelt werden:

$$x'_{\text{sekundär}} = \frac{CT \cdot \ddot{u}^1}{VT \cdot \ddot{u}^{-1}} \cdot x'_{\text{primär}} = \frac{1000}{380} \cdot 0,21$$

$$x'_{\text{sekundär}} = 0,0553$$

Die Einstellung für die Sekundärimpedanz lautet **0,0553  $\Omega/\text{km}$** .

- 1111 Leitungslänge in Kilometern:  
Die Einstellung der Leitungslänge in km (Meilen) ist für die Fehlerorterausgabe erforderlich. Gemäß Tabelle 2 auf **80,0 km** gesetzt.
- 1116 Anpassungsfaktor  $R_E/RL$  für die 1. Zone:  
Die Anpassung des Erdimpedanzverhältnis wird angewendet, so dass der Distanzschutz die Entfernung bis zum Fehler aller Fehlerarten auf der Grundlage der eingestellten Mitsystemreichweite misst. Die Einstellung wird als Einstellung  $R_E/RL$  und  $X_E/X_L$  angewendet; hier  $R_E/RL$  für Zone 1 mit den Daten für Leitung 1 gemäß Tabelle 2.

$$\frac{R_E}{R_L} = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{R_0}{R_1} - 1 \right) = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{0,13}{0,025} - 1 \right) = \underline{\underline{1,4}}$$

Verwenden Sie die Einstellung  $R_E/RL$  für Z1 gleich **1,40**.

1)  $\ddot{u}$  = Übersetzungsverhältnis

- 1117 Anpassungsfaktor  $X_E/X_L$  für die 1. Zone:  
Es gelten dieselben Überlegungen wie für oben stehenden Parameter 1116:

$$\frac{X_E}{X_L} = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{X_0}{X_1} - 1 \right) = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{0,81}{0,21} - 1 \right) = 0,95$$

Verwenden Sie die Einstellung  $X_E/X_L$  für Z1 gleich **0,95**.

- 1118 Anpassungsfaktor  $R_E/RL$  für höhere Zonen:  
Da die Übergreifzonen sowohl die geschützte Leitung als auch die angrenzenden Stromkreise abdecken, müssen bei der Anpassung des Erdimpedanzverhältnis sowohl die Impedanzparameter der geschützten Leitung als auch die der angrenzenden Leitungen berücksichtigt werden. Die Reichweite der Zone 2 muss mit dem Schutz am kürzesten, angrenzenden Abzweig (Leitung 3) koordiniert werden, sodass die Reichweite der Zone 2 verwendet wird, um diese Einstellung zu bestimmen. Die anderen Zonenreichweiten werden in großem Maße von anderen Netzbedingungen, wie z.B. parallele Einspeisungen und Zwischeneinspeisungen beeinflusst:

Ist die Reichweite der Zone 2 auf 80 % der Gesamtimpedanz bis zur Reichweite der Zone 1 in Leitung 3 (kürzeste angrenzende Leitung) gesetzt, beträgt die gesamte Mitsystemimpedanz an der Reichweitengrenze der Zone 2:

$$X_{2_1} = 0,8 \cdot (X_{L_{tg1}} + 0,8 \cdot X_{L_{tg3}})$$

$$X_{2_1} = 0,8 \cdot (80 \cdot 0,21 + 0,8 \cdot 17,5) = \underline{\underline{24,64}}$$

$$R_{2_1} = R_{L_{tg1}} + \frac{(X_2 - X_{L_{tg1}})}{X_{L_{tg3}}} \cdot R_{L_{tg3}}$$

$$R_{2_1} = 80 \cdot 0,025 + \frac{24,64 - 80 \cdot 0,21}{17,5} \cdot 1,5 = 2,672$$

Die entsprechende Nullimpedanz wird folgendermaßen berechnet:

$$X_{2_0} = X_{0_{L_{tg1}}} + \frac{(X_2 - X_{L_{tg1}})}{X_{L_{tg3}}} \cdot X_{0_{L_{tg3}}}$$

$$X_{2_0} = 80 \cdot 0,81 + \frac{24,64 - 80 \cdot 0,21}{17,5} \cdot 86,5$$

$$X_{2_0} = 103,4$$

$$R_{2_0} = R_{0_{L_{tg1}}} + \frac{(X_2 - X_{L_{tg1}})}{X_{L_{tg3}}} \cdot R_{0_{L_{tg3}}}$$

$$R_{2_0} = 80 \cdot 0,13 + \frac{24,64 - 80 \cdot 0,21}{17,5} \cdot 7,5$$

$$R_{2_0} = 13,76$$

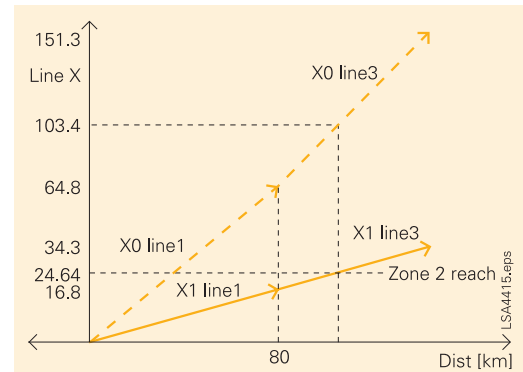


Bild 12 Profil der Mit- und Nullsystem Leitungsimpedanz

Dies ist graphisch für die X-Werte in Bild 12 gezeigt. Eine ähnliche Zeichnung kann auch für die R-Werte angefertigt werden. Verwenden Sie stets die Einstellung für Zone 2 in der X-Richtung als Referenz. Jetzt gelten die abgeleiteten Werte  $X_{2_1}$ ,  $R_{2_1}$ ,  $X_{2_0}$  und  $R_{2_0}$  für die folgende Gleichung:

$$\frac{R_E}{R_L} = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{R_0}{R_1} - 1 \right) = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{13,76}{2,672} - 1 \right) = 1,38$$

Verwenden Sie die Einstellung  $R_E/RL$  für höhere Zonen gleich **1,38**.

- 1119 Anpassungsfaktor  $X_E/X_L$  für höhere Zonen:  
Hierbei handelt es sich um die  $X_E/X_L$ -Einstellung, die der  $R_E/RL$ -Einstellung unter obenstehender Nummer 1118 entspricht. Daher gelten die abgeleiteten Werte  $X_{2_1}$ ,  $R_{2_1}$ ,  $X_{2_0}$  und  $R_{2_0}$  für die folgende Gleichung:

$$\frac{X_E}{X_L} = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{X_0}{X_1} - 1 \right) = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{103,4}{24,64} - 1 \right) = 1,07$$

Verwenden Sie die Einstellung  $X_E/X_L$  für höhere Zonen gleich **1,07**

9.2 Leitungsstatus

**1130A I-Rest Erkennung abgeschaltete Leitung:**  
 Für eine Reihe von Funktionen im Relais ist der Schaltzustand des Leistungsschalters eine wichtige logische Eingabeinformation. Diese kann über die Hilfskontakte oder durch Messen des Stromflusses im Stromkreis abgeleitet werden. Mit diesem Parameter wird der Stromschwellenwert gesetzt, um die Polausschaltbedingung des Leistungsschalters zu bestimmen. Liegt der vom Relais gemessene Phasenstrom unter diesem Schwellenwert, ist diese Bedingung für die Polausschalterkennung wahr.

Die Einstellung muss so empfindlich wie möglich gewählt werden (gleich oder geringer als der kleinste Stromansprechschwellenwert einer Schutzfunktion). Während einer wahren Polausschaltbedingung induzierte Streuströme dürfen kein falsches Ansprechen verursachen.

In diesem Beispiel müssen keine speziellen Bedingungen berücksichtigt werden, daher wird die Voreinstellung von 0,10 A beibehalten.

**1131A U-Rest Erkennung abgeschaltete Leitung:**  
 Wie bereits für den oben stehenden Parameter I-Rest (1130A) beschrieben wurde, wird durch die Einstellung der U-Rest Spannung der Schwellenwert bestimmt, unter dem die Spannungsbedingung für die Polausschaltung wahr ist.

Da hier eine einpolige Auslösung verwendet wird und sich die Spannungswandler auf der Leitungsseite des Leistungsschalters befinden, muss die Einstellung groß genug sein, um sicherzustellen, dass die bei der Ausschaltphase induzierte Spannung unter dieser Einstellung liegt. Verwenden Sie eine Einstellung, die um mindestens 20 % unter der Mindestbetriebs-Leiter-Erde-Spannung liegt.

In diesem Beispiel beträgt die Mindestbetriebsspannung 85 % der Nennspannung:

$$\text{Einstellung} < 0,8 \cdot 0,85 \cdot 400 \text{ kV} / 380 \text{ kV} \cdot 100 / \sqrt{3} < 41$$

Daher gilt eine Einstellung von 40 V.

**1132A Wirkzeit für die Zuschalterkennung:**  
 Nach einer Zuschaltung, können Schutzfunktionen wie z.B. Hochstromschnellabschaltung, aktiviert werden. Die Bedingungen für die Erkennung der Zuschaltung werden mit unten stehendem Parameter 1135 eingestellt. Diese Einstellung der Wirkzeit gilt für jede Erkennung der Zuschaltung außer der Bedingung am Binäreingang für Hand-Ein. Diese direkte Erkennung des Einschaltens des Leistungsschalters spricht fast im selben Moment wie das Einschalten des primären Leistungsschalterkontakts an. Eine ziemlich kurze Selbsthaltungszeit kann daher hier eingestellt werden, um ein Ansprechen der gewünschten Schutzfunktionen zu ermöglichen.

| Nr.   | Parameter                               | Wert                                     |
|-------|---|--|
| 1130A | I-Rest: Erkennung abgeschaltete Leitung | 0,10 A                                   |
| 1131A | U-Rest: Erkennung abgeschaltete Leitung | 40 V                                     |
| 1132A | Wirkzeit für die Zuschalterkennung      | 0,05 s                                   |
| 1134  | Zuschalterkennung über                  | Überschreitung I-Rest ODER U-Rest bzw HE |
| 1135  | Auskommandoabsteuerung über             | Unterschreitung I-Rest                   |
| 1140A | lmin - Aktivierung Sättigungsdetektor   | 24,0 A                                   |
| 1150A | Wirkzeit für das Hand-Ein Signal        | 0,30 s                                   |
| 1151  | Einkommando bei Handein                 | Nein                                     |
| 1152  | Hand EIN-Impuls nach Steuerung          | <kein>                                   |

**Bild 13** Einstellungen für den Leitungsstatus in Anlagendaten 2

Bei dieser Anwendung wird nur der Distanzschutz bei der Zuschaltung verwendet, sodass eine Einstellung von 0,05 s ausreicht.

**1134 Zuschalterkennung über:**  
 Wie oben (1132) angegeben, ist die Erkennung der Zuschaltung für die gezielte Aktivierung bestimmter Schutzfunktionen wichtig. Ist der Binäreingang für Hand-Ein in der Matrix zugewiesen, stellt er eines der Kriterien für die Erkennung der Zuschaltung dar. Werden andere Einschaltbedingungen für Leistungsschalter verwendet, wie z.B. automatische Wiedereinschaltung oder Ferneinschaltung, ist es ratsam, zusätzliche Kriterien für die Erkennung der Zuschaltung anzuwenden. In der unten stehenden Tabelle sind die Vorbedingungen für die Anwendung der einzelnen Bedingungen mit einem X gekennzeichnet.

| 1134 Zuschalterkennung über:              | Hand-Ein BE (Hand-Ein Binäreingang) in der Matrix zugewiesen | LS Hi-Ko (Leistungsschalter-Hilfskontakt) in der Matrix zugewiesen | Spannungswandler (auf der Leitungsseite des Leistungsschalters) |
|---|--|--|---|
| HE (Hand-Ein Binäreingang)                | X  |  |   |
| Überschreitung U-Rest                     |  |  | X   |
| Überschreitung I-Rest (Stromfluss)        | Stets gültig   | Stets gültig   | Stets gültig  |
| LS Hi-Ko (Leistungsschalter-Hilfskontakt) |  | X  |   |

**Tabelle 4** Voraussetzungen für die Anwendung der einzelnen Bedingungen in Parameter 1134

In diesem Beispiel sind der Binäreingang für Hand-Ein und die Leistungsschalter-Hilfskontakte nicht in der Matrix zugewiesen, daher müssen die Bedingungen Spannung und Stromfluss für die Erkennung der Zuschaltung verwendet werden. Da sich die Spannungswandler auf der Leitungsseite befinden, wird die Einstellung **Überschreitung I-Rest ODER U-Rest bzw. HE** verwendet. Beachten Sie, dass der Einschluss von „Hand-Ein“ keine Konsequenz hat, da der Binäreingang in der Matrix nicht zugewiesen wurde.

1135 Auskommandoabsteuerung über:  
Die Dauer des Auslösebefehls muss stets ausreichen, damit die Leistungsschalter-Hilfskontakte den durch die Auslösespule fließenden Strom unterbrechen können. Die zuverlässigste Methode, um den Auslösebefehl in Selbsthaltung zu bringen, ist die Erkennung des Stromflusses im Primärstromkreis durch den Leistungsschalter. Der Hilfskontakt-Status kann als zusätzliche Bedingung verwendet werden. Dies ist hilfreich, wenn Auslösebefehle in Abwesenheit eines primären Stromflusses gegeben werden, z.B. während der Prüfung oder durch Schutzfunktionen, die nicht auf den Stromfluss ansprechen, wie z.B. Spannungs- oder Frequenzschutz. In diesem Beispiel sind die Hilfskontakte nicht in der Matrix zugewiesen, sodass der Auslösebefehl mit **Unterschreitung I-Rest** zurückgestellt wird.

1140A Imin – Aktivierung Sättigungsdetektor:  
Die Stromwandlersättigung wird normalerweise durch Überwachung des Oberschwun- gungsanteils im gemessenen Strom erkannt. Dies ist bei einem Ansprechen des Schutzes unter 1 Zyklus nicht möglich, da mindestens ein Zyklus eines aufgezeichneten Fehler- stroms erforderlich ist, um den Oberschwun- gungsanteil zu bestimmen. Unter 1 Zyklus wird daher Stromwandlersättigung erkannt, wenn der gemessene Strom diesen Schwellen- wert überschreitet. Die folgende Berechnung stellt eine Annäherung dieses Stromschwel- lenwerts dar:

$$\text{Sättigungsdetektor - Schwelle} = \frac{n'}{5} \cdot I_N$$

mit:

$$n' = n \cdot \frac{P_N + P_i}{P' + P_i} = \text{Nenn - Überstromfaktor}$$

$P'$  = die tatsächliche, an den Sekundärstrom- wandler angeschlossene Bürde bestehend aus Relaisbürde + Anschlusskabelbürde im Sekundärkreis des Stromwandlers

In diesem Beispiel ist nur das Relais 7SA6 an den Stromwandler angeschlossen, sodass die Relaisbürde 0,05 VA pro Phase beträgt. Auf- grund des Holmgreen-Anschlusses beträgt die Maximalbürde für Erdströme 2 x 0,05 VA = 0,1 VA.

Die Anschlusskabelbürde im Sekundärstrom- kreis wird wie folgt berechnet:

$$R_{\text{Kabel}} = \frac{2 \cdot l_{\text{Kabel}} \cdot \rho_{\text{CU}}}{a_{\text{Kabel}}}$$

$$\begin{aligned} l_{\text{Kabel}} &= 50 \text{ m} \\ \rho_{\text{CU}} &= 0,0179 \text{ } \Omega \text{mm}^2/\text{m} \\ a_{\text{Kabel}} &= 2,5 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

daher gilt:

$$R_{\text{Kabel}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 0,0179}{2,5}$$

$$R_{\text{Kabel}} = 0,72$$

bei 1 A sekundärer Nennstrom, dies bezieht sich auf:

$$P' = R_{\text{Kabel}} \cdot I_{\text{N CT}}^2 + P_{\text{Schutz}}$$

$$P' = 0,72 \cdot 1^2 + 0,1$$

$$P' = 0,82 \text{ VA}$$

Gemäß Tabelle 2 ergeben sich Stromwandler- daten von 5P20 20 VA, daher gilt:

$$n' = 20 \cdot \frac{20 + 3}{0,82 + 3} = 120$$

mit diesem Wert kann anschließend die Ein- stellung berechnet werden:

$$\text{Sättigungsdetektor - Schwelle} = \frac{120}{5} \cdot 1 \text{ A} = 24 \text{ A}$$

Die in diesem Fall verwendete Einstellung lautet daher **24,0 A**.

1150A Wirkzeit für das Hand-Ein-Signal:

Diese Einstellung ist nur anwendbar, wenn der Binäreingang für manuelles Einschalten in der Matrix zugewiesen wurde (siehe oben stehende Einstellung 1134). Die hier ange- wendete Zeit muss für eine Eigenzeit des Lei- stungsschalters sowie für jegliche zusätzlichen Verzögerungen wie z.B. Synchronisations- prüfung ausreichen, die zwischen dem Start des Binäreingangs und der Einschaltung der primären Leistungsschalterkontakte auftre- ten. In diesem Beispiel ist der Binäreingang für Hand-Ein nicht zugewiesen, sodass diese Einstellung keine Konsequenzen hat und da- her auf dem Voreinstellwert von **0,30 s** belas- sen wird.

1151 Einkommando bei Hand-Ein:

Ist der Binäreingang für manuelles Einschalten zugewiesen, kann er verwendet werden, um einen Einschaltbefehl an den Leistungs- schalter im Relais zu erzeugen. Alternativ dazu kann der Eingang nur dazu verwendet werden, das Relais darüber zu informieren, dass ein manueller Einschaltbefehl extern an den Leistungsschalter gegeben wurde. Muss das Relais einen Einschaltbefehl nach dem Anwurf erzeugen, kann dies mit oder ohne Synchronkontrolle erfolgen, falls die interne Funktion der Synchronkontrolle zur Verfü- gung steht. In diesem Beispiel ist der Binär- eingang für Hand-Ein nicht zugewiesen, sodass diese Einstellung auf **Nein** gesetzt wer- den muss.

- 1152 Hand EIN-Impulse nach Steuerung:  
Werden die internen Steuerfunktionen verwendet, entweder über die Fronttastatur oder Systemschnittstelle, kann der ausgegebene Steuer-Einschaltbefehl an den Leistungsschalter verwendet werden, um die Schutzfunktionen auf die gleiche Weise zu aktivieren, wie dies durch den Binäreingang für Hand-Ein geschehen würde. Die bereitgestellten Einstelloptionen bestehen aus allen konfigurierbaren Steuerungen im Gerät.  
In diesem Beispiel werden die internen Steuerfunktionen nicht verwendet, daher wird diese Einstellung auf der Voreinstellung belassen: <kein>

### 9.3 1-/3-polige Auslösung

Da in diesem Beispiel die 1- und 3-polige Auslösung verwendet wird, müssen die folgenden Einstellungen verwendet werden:

| Nr.   | Parameter                                | Wert            |
|-------|--|-----------------|
| 1155  | Dreipolige Kopplung (bei 1-poligem Aus)  | Mit Auskommando |
| 1156A | Auslöseverhalten bei zweipoligen Fehlern | 3polig          |

**Bild 14** Einstellungen für 1-/3-polige Auslösung in Anlagendaten 2

- 1155 Dreipolige Kopplung (bei 1-poligem Aus):  
Wird die einpolige Auslösung verwendet, muss das Relais die fehlerhafte Phase auswählen und selektiv einpolig auslösen. Bei zwei gleichzeitig auftretenden Fehlern, z.B. Fehler zwischen zwei Leitungen bei einer Doppelleitung, erkennt das Relais zwei fehlerhafte Phasen, von denen sich jedoch nur einer der beiden innerhalb der Auslösezone befindet. Um unter diesen Bedingungen eine einpolige Auslösung sicherzustellen, muss die dreipolige Kopplung auf **Mit Auskommando** gesetzt werden.
- 1156A Auslöseverhalten bei zweipoligen Fehlern:  
Zweipolige Fehler ohne Erde können durch eine einpolige Auslösung behoben werden. Bei Freileitungen, bei denen diese Fehler häufig auftreten, z.B. Leiterberührung aufgrund von Leitertanzen durch Eis- und Windverhältnisse, kann durch die einpolige Auslösung bei zweipoligen Fehlern die Verfügbarkeit der Leitung verbessert werden. Die Einstellungen an beiden Leitungsenden müssen gleich sein. Wird eine einpolige Auslösung gewählt, wird anschließend entweder die voreilende oder die nacheilende Phase an beiden Leitungsenden ausgelöst.  
In diesem Beispiel lautet die Einstellung für die Auslösung bei zweipoligen Fehlern **3-polig**.

## 10. Distanzschutz, allgemeine Einstellungen – Parametergruppe A

### 10.1 Allgemeines

| Nr.   | Parameter                                | Wert       |
|-------|--|------------|
| 1201  | Distanzschutz                            | Ein        |
| 1202  | Mindestphasenstrom $I_{ph}>$             | 0,10 A     |
| 1211  | Winkel der Distanzschutzcharakteristik   | 83 °       |
| 1208  | Leitung mit kap. Serienkompensation      | Nein       |
| 1232  | Unverzög. Messbereich bei Zuschaltung    | Zone Z1B   |
| 1241  | Grenze RL des Lastkegels für LE-Schleif. | 23,800 Ohm |
| 1242  | Öffnungswinkel des Lastkegels f. LE-Sch. | 26 °       |
| 1243  | Grenze RL des Lastkegels für LL-Schleif. | 23,800 Ohm |
| 1244  | Öffnungswinkel des Lastkegels f. LL-Sch. | 26 °       |
| 1317A | Einpoliges AUS bei Fehler in Z2          | Nein       |
| 1357  | Freigabe Zone Z1B für 1.WE-Zyklus        | Nein       |

**Bild 15** Allgemeine Einstellungen für den Distanzschutz

- 1201 Distanzschutz:  
Muss der Distanzschutz in dieser Parametergruppe ausgeschaltet werden, so kann dies mit dieser Einstellung geschehen.  
In diesem Beispiel wird nur eine Parametergruppe verwendet und die Distanzschutzfunktion ist erforderlich, sodass diese Einstellung auf der Voreinstellung **Ein** belassen wird.
- 1202 Mindestphasenstrom  $I_{ph}>$ :  
Obwohl der Distanzschutz auf die Impedanz der fehlerhaften Schleife anspricht, muss ein unterer Grenzwert für den Stromfluss eingestellt werden, bevor der Distanzschutz anspricht. Kann durch die Netzverhältnisse nicht sichergestellt werden, dass dieser Mindeststrom während aller Kurzschlussfehler fließt, sind möglicherweise spezielle Maßnahmen für schwache Einspeisung erforderlich (siehe Kapitel 14). Üblicherweise wird hier eine sehr empfindliche Einstellung verwendet, sodass die Reservefunktion des Distanzschutzes bei Fernfehlern in anderen Abzweigen wirksam ist. Daher wird normalerweise die Voreinstellung von 10 % verwendet. Bei dieser Anwendung sind keine speziellen Bedingungen vorhanden, daher wird die Voreinstellung von **0,10 A** verwendet.
- 1211 Winkel der Distanzschutzcharakteristik:  
Diese Einstellung wurde bereits in Kapitel 9.1 „Netzdaten“ erörtert, wo sie im Zusammenhang mit dem Leitungsimpedanzwinkel beschrieben wurde. Sie ist auf **83°** gesetzt.
- 1208 Leitung mit kapazitiver Serienkompensation:  
Bei Abzweigen in der Nähe von Serienkompensation sind spezielle Maßnahmen für die Richtungsmessung erforderlich.  
Bei dieser Anwendung gibt es keine Serienkompensation an den geschützten oder angrenzenden Abzweigen, sodass die verwendete Einstellung **Nein** lautet.

- 1232 Unverzögerter Messbereich bei Zuschaltung: Wird der geschützte Abzweig ausgeschaltet, kann ein dauerhafter Fehler (z.B. Arbeitserde oder gebrochener Leiter an Erde) vorhanden sein. Nach Einschalten des Abzweigs müssen solche Fehler so schnell wie möglich behoben werden. Es ist üblich, übergreifende Stufen für schnelle Auslösung bei „Zuschalten auf einen Fehler“ zu aktivieren. Beim Distanzschutz gibt es eine Reihe von Alternativen:

| Einstellung          | Distanzschutz bei Zuschaltung  |
|----------------------|--|
| Unwirksam            | Keine speziellen Maßnahmen   |
| Anregung             | Alle Distanzonen für unverzögerte Auslösung freigegeben  |
| Zone Z1B             | Die Zone Z1B wird zur unverzögerten Auslösung freigegeben und spricht mit ihrer eingestellten Richtung an, falls eine Polarisationsspannung verfügbar ist. |
| Zone Z1B ungerichtet | Die Zone Z1B wird zur unverzögerten Auslösung freigegeben und spricht als eine nicht gerichtete Zone an.   |

**Tabelle 5** Einstellalternativen für Distanzschutzaktivierung bei Zuschaltung

Es wird empfohlen, den Distanzschutz bei der Zuschaltung zu verwenden. In vielen Fällen würde die Einstellung „Anregung“ zu einer Reichweite führen, die aufgrund von Schwerlast anspricht, wenn z.B. große Maschinen oder Transformatoren an die Abzweige angeschlossen sind, sodass der Einschaltstromstoß das Doppelte des Volllaststroms beträgt. In diesen Fällen kann die Zone Z1b verwendet werden, da ihre Reichweite normalerweise nur zwischen 120 % und 200 % des geschützten Abzweigs liegt.

Von besonderem Interesse ist die Anwendung der ungerichteten Zone Z1b. Kann die lokale Sammelschiene vom fernen Ende über den geschützten Abzweig mit Strom versorgt werden, können Zuschaltbedingungen bei Sammelschienenfehlern durch Anwendung dieser Einstellung bereitgestellt werden. Beachten Sie, dass die Erkennung der Zuschaltung in diesem Fall nicht mit der Spannungsbedingung verknüpft sein darf, da durch die Spannung an der stromführenden Leitung vor der Zuschaltung der Sammelschiene die Zuschalterkennung verhindert sein würde. In diesem Beispiel wird die lokale Sammelschiene nicht über den Abzweig zugeschaltet, sodass die Einstellung mit **Zone Z1B** angewendet wird.

- 1241 Grenze RL des Lastkegels für LE-Schleifen: Mit den Einstellungen 1241 bis 1244 wird der Lastkegel für die Charakteristik des Distanzrelais festgelegt. In der Impedanzebene muss der Lastbereich bei den Distanzzoneinstellungen ausgeschlossen werden, sodass ein Ansprechen nur unter Fehlerbedingungen

möglich ist. Zu diesem Zweck müssen die kleinste Lastimpedanz und der größte Lastimpedanzwinkel bestimmt werden (siehe Bild 16).

Der Lastkegel wird für Phase-Erde-Schleifen (Parameter 1241 und 1242) sowie für Phase-Phase-Schleifen (Parameter 1243 und 1244) separat eingestellt. Normalerweise verursachen Lastbedingungen keine Erdanregung, da kein Nullstrom in der Last vorhanden ist. Bei einer einpoligen Auslösung von angrenzenden Stromkreisen können gleichzeitig eine Erdanregung sowie ein erhöhter Laststromfluss vorhanden sein. Bei diesen möglichen Fällen muss der Lastkegel ebenfalls für die Erdcharakteristik eingestellt werden.

$$R_{L \min} = \frac{U_{N \min}}{\sqrt{3} \cdot I_{L \max}}$$

Gemäß Tabelle 1 beträgt die Mindestbetriebsspannung 85 % der Nennnetzspannung und der maximale Laststrom 250 % der Volllastscheinleistung.

$$U_{N \min} = 0,85 \cdot 400 \text{ kV} = 340 \text{ kV}$$

$$I_{L \max} = 2,5 \cdot \frac{600 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ kV}} = 2170 \text{ A}$$

Durch Ersetzen dieser Werte in der oben aufgeführten Gleichung ergibt sich:

$$R_{L \min} = \frac{340 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 2170} = 90,5 \Omega$$

Um diesen Wert in einen Sekundärwert umzuwandeln, multiplizieren Sie ihn mit dem Faktor 0,2632 (Tabelle 2), um die Einstellung 23,8 Ω zu erhalten. Da die ungünstigsten Bedingungen angenommen werden, ist ein Sicherheitsfaktor nicht erforderlich. Sind die Parameter für die Berechnung weniger moderat, kann ein Sicherheitsfaktor, z.B. 10 bis 20 %, in die Berechnungen eingeschlossen werden.

- 1242 Öffnungswinkel des Lastkegels für LE-Schleifen:

Um den größten Winkel zu bestimmen, den die Lastimpedanz annehmen kann, muss der größte Winkel zwischen Betriebsspannung und Laststrom bestimmt werden. Da der Laststrom idealerweise phasengleich mit der Spannung ist, wird der Unterschied mit dem Leistungsfaktor  $\cos \varphi$  angegeben. Der größte Winkel der Lastimpedanz wird daher durch den ungünstigsten, kleinsten Leistungsfaktor angegeben. Gemäß Tabelle 2 beträgt der ungünstigste Leistungsfaktor unter Vollastbedingungen 0,9:

$$\varphi_{L \max} = \arccos(\text{Leistungsfaktor}_{\min})$$

$$\varphi_{L \max} = \arccos(0,9) = 26^\circ$$

Der Leistungsfaktor unter Vollastbedingungen muss für diese Berechnung verwendet werden, da unter leichten Lastbedingungen der Blindleistungsfluss dominieren kann. Die Lastimpedanz liegt unter diesen Bedingungen jedoch nicht nahe an der eingestellten Impedanzreichweite. In diesem Falle lautet die Einstellung für den Lastwinkel, maximaler Lastwinkel (Phase-Erde)  $26^\circ$ .

- 1243 Grenze RL des Lastkegels für LL-Schleifen): In diesem Beispiel wird kein Unterschied zwischen der Maximallast während des Phase-Erde-Anregens (einpoliges Ausschalten des benachbarten Abzweigs) und der Phase-Phase-Anregung gemacht, wenn z.B. der parallele Abzweig dreipolig ausgelöst hat. Daher wird hier die gleiche Einstellung wie für 1241 verwendet, d.h.  $23,8 \Omega$ .
- 1244 Öffnungswinkel des Lastkegels für LL-Schleifen: Auch hier wird die gleiche Einstellung wie für Phase-Erde-Schleifen angewendet, d.h.  $26^\circ$ .

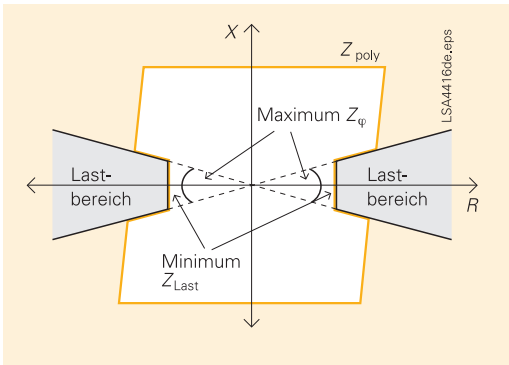


Bild 16 Lastkegel

- 1317A Einpoliges AUS bei Fehler in Z2: Bei besonderen Anwendungen kann die einpolige Auslösung durch Zone 2 angewendet werden. Die verzögerten Schutzstufen werden jedoch normalerweise mit dreipoliger Auslösung verwendet. In diesem Beispiel ist eine dreipolige Auslösung in Zone 2 erwünscht, sodass die Voreinstellung **Nein** nicht verändert wird.
- 1357 Freigabe Zone Z1B für 1. WE-Zyklus: In diesem Beispiel wird ein Signalvergleich verwendet. Die gesteuerte Freigabe der Zone Z1B unterliegt daher den Signalen vom Gegenende. Bei einer Anwendung, bei der kein Signalverfahren verwendet wird, oder bei einem Kommunikationsausfall des Signalverfahrens kann die Zone Z1B auch durch die AWE gesteuert werden. Hiermit wird ein schnelles Auslösen bei allen Fehlern am Abzweig erreicht, obwohl es auch zu einigen nicht selektiven Auslösungen kommen kann. Dies wird in diesem Schema toleriert, da auf alle schnelle Auslösungen eine automatische Wiedereinschaltung folgt.

In diesem Beispiel wird Z1B nur durch das Signalverfahren gesteuert, daher wird die Einstellung **Nein** verwendet.

## 10.2 Erdschlüsse

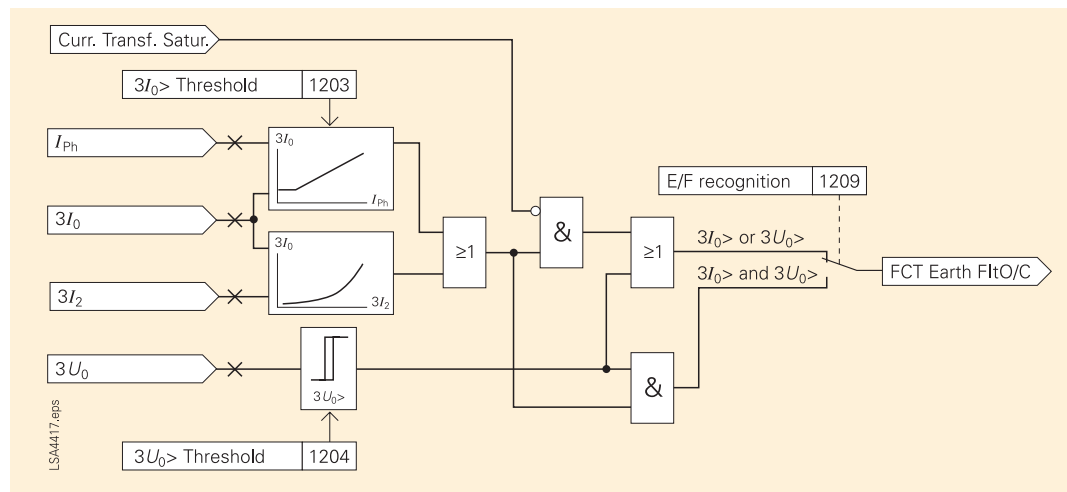
| Distanzschutz allgemein - Parametergruppe A |  |                                   |
|---|--|-----------------------------------|
| Allgemein   Anregung Erde   Staffelzeiten   |  |                                   |
| Parameter:                                  |  |                                   |
| Nr.   | Parameter                              | Wert                              |
| 1203  | Erdfehlererkennung 3I0>                | 0,10 A                            |
| 1204  | Erdfehlererkennung 3U0>                | 5 V                               |
| 1207A                                       | 3I0>-Anregestabilisierung (3I0>Aphmax) | 0,10                              |
| 1209A                                       | Kriterien für Erdfehlererkennung       | 3I0> ODER 3U0>                    |
| 1221A                                       | Schleifenauswahl bei Ph-Ph-E-Anregung  | Blockierung der voreilenden Phase |

Bild 17 Erdanregungseinstellungen für den Distanzschutz

- 1203 Erdfehlererkennung  $3I_0$ : Die fehlerhafte Schleife muss durch den Distanzschutz identifiziert werden, um ein korrektes Ansprechen sicherzustellen. Ist ein Erdkurzschluss vorhanden, wird dieser durch die Erdanregung erkannt. Nur in diesem Fall werden die drei Erdschleifenmessungen gemäß der weiteren Auswahlkriterien ausgewertet. Das Erdstromansprechen ist der wichtigste Parameter für die Erdanregung. Der Schwellenwert hierfür muss kleiner eingestellt werden als der kleinste bei Erdkurzschlüssen am geschützten Abzweig erwartete Erdstrom. Da der Distanzschutz ebenfalls so eingestellt ist, dass er als Reserveschutz bei externen Fernfehlern anspricht, wird diese Einstellung wesentlich empfindlicher eingestellt, als dies bei internen Fehlern der Fall ist. Unter Kapitel 3 wurde der minimale einphasige Fehlerstrom für interne Fehler, bei denen der Fehlerwiderstand vernachlässigt wird, mit 1380 A berechnet. Um einen Fehlerwiderstand und eine Reichweite in angrenzende Abzweige als Reserve zu ermöglichen, muss die hier verwendete Einstellung wesentlich geringer sein als dieser berechnete Wert. In diesem Beispiel wird der Voreinstellwert von 0,10 A sekundär (100 A primär) beibehalten.

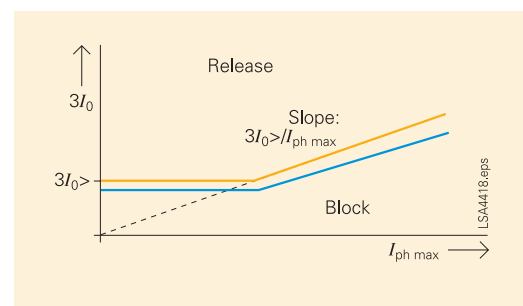
**1204** Erdfehlererkennung  $3U_0 >$ :  
 Ein weiteres Kriterium für die Erdkurzschlusserrfassung ist die Nullspannung. Bei einem geerdeten Netz ist während Erdkurzschlüssen stets Nullspannung vorhanden und nimmt mit zunehmender Entfernung zwischen dem Messpunkt und der Fehlerstelle ab. Diese Schwellenwerteneinstellung wird daher auch für die Erdkurzschlusserrfassung verwendet, wie im Logikdiagramm, Bild 18, gezeigt. Ist die Null-Vorimpedanz groß, kann die Nullstromkomponente im Fehlerstrom gering werden. In diesem Falle wird die Nullspannung trotzdem relativ groß sein, und zwar aufgrund des geringen Nullstromflusses, der durch die große Null-Vorimpedanz fließt. Für eine sichere Erdkurzschlusserrfassung wird die Voreinstellung von 5 V beibehalten. Werden durch eine Netzunsymmetrie während störungsfreiem Betrieb größere Nullspannungen verursacht, muss diese Einstellung erhöht werden, um eine Erdanregung unter diesen Umständen zu vermeiden.

**1209A** Kriterien für Erdfehlererkennung:  
 Für die oben stehenden Einstellungen 1203 und 1204 sowie in Bild 18 wurden die Methode sowie die Logik der Erdfehlererkennung erläutert. Mit dieser Einstellung verfügt der Anwender über die Mittel, die Erdfehlererkennungslgik zu beeinflussen. Bei geerdeten Netzen wird empfohlen, die sehr zuverlässige ODER-Kombination von Nullstrom und Nullspannung für die Erdfehlererkennung zu verwenden. Wie zuvor erwähnt, ergänzen sich diese beiden Kriterien gegenseitig, sodass bei einer schwachen Einspeisung ein geringer Nullstrom oft mit einer großen Nullspannung zusammenhängt, was umgekehrt für eine starke Einspeisung gilt. Die UND-Einstellung ist nur für außergewöhnliche Bedingungen gedacht, wenn z.B. die Nullspannung oder der Nullstrom selbst kein zuverlässiger Indikator für Erdfehler ist. In diesem Beispiel wird die Voreinstellung ODER aus den oben aufgeführten Gründen beibehalten.



**Bild 18** Erdanregungslogik

**1207A**  $3I_0 >>$  Anregestabilisierung ( $3I_0 >> I_{ph \max}$ ):  
 Bei großen Phasenströmen können die Netzunsymmetrie (z.B. unverdrillte Leitungen) sowie Stromwandlerfehler (z.B. Sättigung) einen Nullstromfluss am Relais verursachen, obwohl kein Erdschluss vorhanden ist. Um unter diesen Bedingungen eine Erdanregung zu vermeiden, wird der Nullstromansprechwert mit diesem Faktor stabilisiert. Werden keine extreme Netzunsymmetrie oder außergewöhnlich große Stromwandlerfehler erwartet, kann die Voreinstellung von 10 %, d.h. 0,10 beibehalten werden, wie dies in diesem Beispiel der Fall ist.



**Bild 19** Stabilisierter Schwellenwert für das Nullansprechen



1221A Schleifenauswahl bei Ph-Ph-E-Anregung:

Ist ein gewisser Fehlerwiderstand (Lichtbogen-spannung) vorhanden, werden die gemessenen Fehlerschleifenimpedanzen durch diesen zusätzlichen Spannungsabfall in der Kurzschluss-schleife beeinflusst. Bei zweiphasigen Erdkurzschlüssen ist dieser Einfluss besonders stark, da der Strom im Fehlerwiderstand aus drei verschiedenen Kurzschluss-schleifen stammt. Eine theoretische Analyse sowie Simulationen zeigen die folgende Verteilung der gemessenen Schleifenimpedanzen bei zweiphasigen Erdkurzschlüssen: Der Einfluss der Last (Ferneinspeisung und Lastwinkel) kann die Drehung der gemessenen Fehlerwiderstände erhöhen oder verringern. Die voreilende Phase Erdschleife wird jedoch stets dazu neigen, ein Übergreifen zu produzieren. Aus diesem Grunde wird die Voreinstellung **Blockierung der voreilenden Phase** in diesem Beispiel verwendet. Handelt es sich bei der Anwendung um eine Doppel-leitung, bei der es zu gleichzeitigen Erdkurz-schlüssen an beiden Leitungen kommen kann, muss die Einstellung nur Phase-Erde-Schleifen oder alle beteiligten Schleifen verwendet werden, um eine Blockierung der internen Fehlerschleife durch diese Einstellung zu vermeiden. In diesem Falle muss jedoch eine zusätzliche Staffelungs-marge für Zone 1 verwendet werden, um ein Übergreifen während eines externen zweiphasigen Erdkurzschusses zu vermeiden.

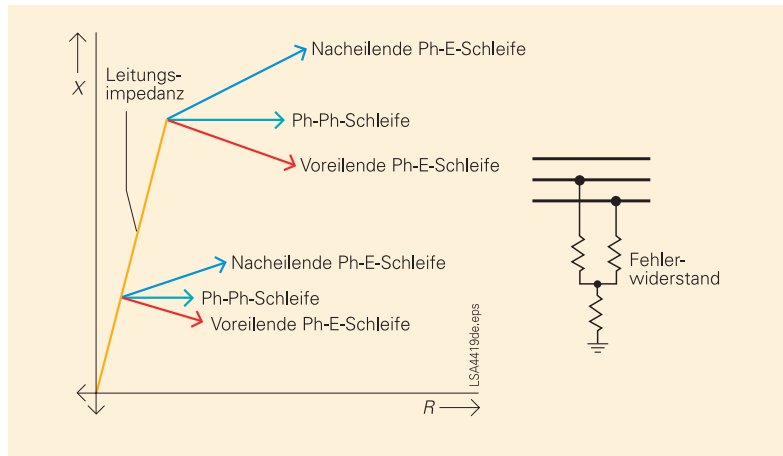


Bild 20 Impedanzverteilung bei zweiphasigen Erdkurzschlüssen mit Fehlerwiderstand

10.3 Staffelzeiten

1210 Start der Zonenzeiten:

Bei internen Fehlern regen alle verzögerten Zonen (vorwärts und ungerichtet) an, es sei denn, es sind ein beträchtlicher Fehlerwiderstand sowie eine starke Ferneinspeisung vorhanden. Obwohl es sich beim Fehler in Bild 22 um einen internen Fehler handelt, wird er aufgrund des Fehlerwiderstands und der starken Ferneinspeisung nur in der Zone Z4 gemessen. Werden alle Zonenzeiten mit der Distanzanregung gestartet, wird der Fehler durch das Relais mit der eingestellten Zone 2 Zeit nach dem Anregen behoben, da sich die gemessene Impedanz in die Zone 2 verschiebt, sobald die starke Ferneinspeisung den Leistungsschalter auf der rechten Seite auslöst. Aus dem Zeitdiagramm in Bild 23 ist der Einfluss dieser Einstellung zu ersehen. Werden die Zonenzeiten mit Distanzanregung gestartet, erfolgt das Auslösesignal nach Fehlereintritt (Distanzanregung) mit der Zone 2 (250 ms) Verzögerung, obwohl die Zone 2 nur etwas später anspricht, nachdem das ferne Ende den Leistungsschalter auf der rechten Seite ausgeschaltet hat. Die Auslöseverzögerung ist daher so, als ob der Fehler innerhalb der Zone 2 entstanden wäre. Für externe Fehler (Reservfunktion) wird ein ähnliches Verhalten mit den höheren Zonen erreicht. Diese Funktionsweise wird in diesem Beispiel verwendet, sodass die Einstellung mit **Distanzschutz General-Anregung** verwendet wird.

Distanzschutz allgemein - Parametergruppe A

Allgemein | Anregung Erde | **Staffelzeiten**

Parameter:

| Nr.  | Parameter                     | Wert                               |
|------|-------------------------------|------------------------------------|
| 1210 | Start der Zonenzeiten         | mit Distanzschutz General-Anregung |
| 1305 | Verzögerungszeit T1-1pol      | 0,00 s                             |
| 1306 | Verzögerungszeit T1-mehrpole  | 0,00 s                             |
| 1315 | Verzögerungszeit T2-1pol      | 0,25 s                             |
| 1316 | Verzögerungszeit T2-mehrpole  | 0,25 s                             |
| 1325 | Verzögerungszeit T3           | 0,50 s                             |
| 1335 | Verzögerungszeit T4           | ∞ s                                |
| 1345 | Verzögerungszeit T5           | 0,75 s                             |
| 1355 | Verzögerungszeit T1B-1pol     | 0,00 s                             |
| 1356 | Verzögerungszeit T1B-mehrpole | 0,00 s                             |

Bild 21 Staffelzeiteinstellung für die Distanzonen

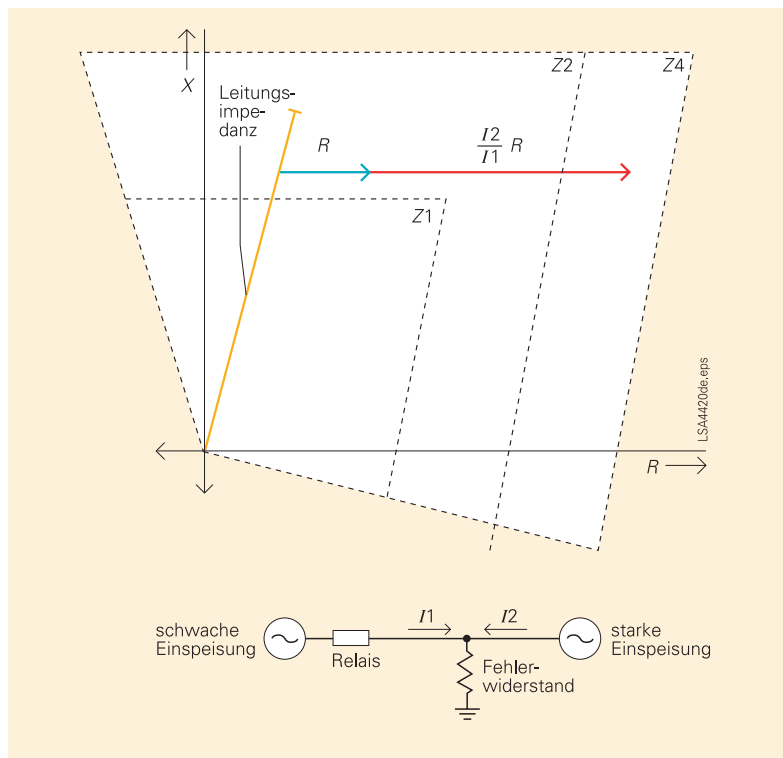


Bild 22 Einfluss des Fehlerwiderstands und der Ferneinspeisung auf die gemessene Impedanz

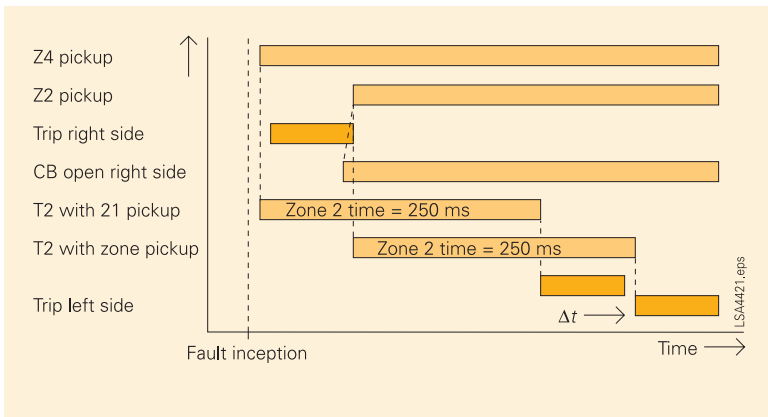


Bild 23 Zeitdiagramm für Fehler in Bild 22

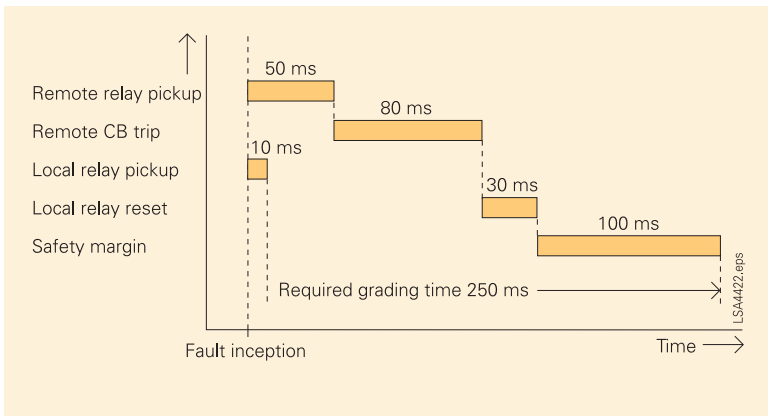


Bild 24 Zeittafel zur Bestimmung der Staffelzeit

Ist eine Koordinierung mit einem anderen Distanz- oder Überstromschutz erforderlich, kann die Einstellung mit Zonen-Anregung verwendet werden. In dem in Bild 22 und 23 beschriebenen Szenario führt dies jedoch zu einer zusätzlichen Verzögerung ( $\Delta t$  in Bild 23). Während externer Fehler mit Reserve-schutzbetrieb kann diese Verzögerung sehr lang werden, oftmals eine volle Zeitstufelstufe, sodass Reichweiten- und Zeitstufelung konservativer angewendet werden müssen.

- 1305 Verzögerungszeit T1-1pol:  
Die Zone 1 wird normalerweise als schnell auslösende (unverzögert) Unterreichweitenzone betrieben. Für die schnellste Auslösung werden alle Zeiten der Zone 1 auf 0,00 s gesetzt. Bei speziellen Anwendungen kann die Auslösezeit bei einphasigen Fehlern hier so eingestellt werden, dass sie sich von der für mehrphasige Fehler unterscheidet, die mit unten stehendem Parameter 1306 eingestellt wird.

- 1306 Verzögerungszeit T1-mehrpole:  
Auch hier wird die Zone 1 normalerweise als schnell auslösende (unverzögerte) Unterreichweitenzone betrieben. Für die schnellste Auslösung werden alle Zeiten der Zone 1 auf 0,00 s gesetzt. Siehe ebenfalls die oben stehende Einstellung 1305.

- 1315 Verzögerungszeit T2-1pol:  
Für die Zone 2 und höhere Zonen muss die Staffelzeit berechnet werden. Durch diese Zeit muss sichergestellt werden, dass die zeitgestaffelte Auslösung selektiv bleibt. In Bild 24 werden die Parameter gezeigt, die für die Zeitstufelungsmarge berücksichtigt werden müssen. Die eingegebenen Werte gelten für dieses Beispiel und entsprechen den Bedingungen im ungünstigsten Fall. Die erforderliche Zeitstufelungsmarge beträgt daher 250 ms. Die Zone 2 ist an den Fernabzweigen mit der Zone 1 gestaffelt, sodass ein einzelner Zeitstufelungsschritt erforderlich ist (siehe Tabelle 1). Setzen Sie diese Zeit für einphasige Fehler auf 0,25 s. Bei speziellen Anwendungen kann die Auslösezeit bei einphasigen Fehlern hier so eingestellt werden, dass sie sich von der für mehrphasige Fehler unterscheidet, die mit unten stehendem Parameter 1316 eingestellt wird.

- 1316 Verzögerungszeit T2-mehrpole:  
Da die Zone 2 in diesem Beispiel nur dreipolig auslösen wird und einphasige Fehler nicht besonders berücksichtigt werden, wird diese Zeit so wie in oben stehendem Parameter 1315 gesetzt, d.h. auf 0,25 s.

- 1325 Verzögerungszeit T3:  
Gemäß Tabelle 1 handelt es sich bei der erforderlichen Verzögerung für diese Stufe um zwei Zeitschritte = 0,50 s.

- 1335 Verzögerungszeit T4:  
Gemäß Tabelle 1 ist diese Stufe nicht erforderlich, sodass die Verzögerung auf Unendlich,  $\infty$  s gesetzt werden kann.

- 1345 Verzögerungszeit T5:  
Gemäß Tabelle 1 handelt es sich bei der erforderlichen Verzögerung für diese Stufe um drei Zeitschritte = 0,75 s.

- 1355 Verzögerungszeit T1B-1pol:  
Die Zone Z1B wird für den Fernschutz in einem Signalvergleichsverfahren verwendet. Bei dieser Anwendung ist keine Verzögerung erforderlich, sodass die Einstellung hier 0,00 s lautet. Bei speziellen Anwendungen kann die Auslösezeit bei einphasigen Fehlern hier so eingestellt werden, dass sie sich von der für mehrphasige Fehler unterscheidet, die mit unten stehendem Parameter 1365 eingestellt wird.

- 1365 Verzögerungszeit T1B-mehrpole:  
Wie oben aufgeführt, wird die Zone Z1B für den Signalvergleich verwendet. Bei dieser Anwendung ist keine Verzögerung erforderlich, sodass die Einstellung hier 0,00 s lautet.

11. Distanzzonen (Polygon) – Parametergruppe A

11.1 Zone Z1

- 1301 Betriebsart der Zone Z1:  
Bei polygonalen Distanzschutz zonen kann der Anwender den Betriebsmodus für jede Zone wählen: entweder „vorwärts“, „rückwärts“, „ungerichtet“ oder „unwirksam“. Ist die Zone „unwirksam“, erzeugt sie weder Ansprechsignale noch eine Auslösung. Die anderen Optionen sind in nebenstehendem Diagramm zu sehen, in dem Z1, Z1B, Z2 und Z4 auf vorwärts gerichtet gesetzt sind. Z3 ist auf rückwärts gerichtet und Z5 auf nicht gerichtet gesetzt. In diesem Beispiel muss Zone 1 auf **vorwärts** gesetzt werden.

- 1302 Resistanz R(Z1):  
Da der Distanzschutz mit polygonalen Auslösekennlinien angewendet wird, werden die Zonengrenzen als Widerstands- (R) und Reaktanz-Einstellungen (X) eingegeben. Für gemessene Phase-Phase-Schleifen und gemessene Phase-Erde-Schleifen ist eine separate Einstellung für die Widerstandsreichweite (R) vorhanden. Diese Einstellung gilt für Phase-Phase-Schleifen. Mit Einstellung „1211 Winkel der Distanzschutzcharakteristik“ wird die polygone R-Reichweite so geneigt, dass sie parallel zur Leitungsimpedanz verläuft (siehe Bild 11). Die Widerstandseinstellungen der einzelnen Zonen müssen daher nur den Fehlerwiderstand an der Fehlerstelle abdecken. Für die Einstellung der Zone 1 werden Lichtbogenfehler berücksichtigt. Zu diesem Zweck wird der Lichtbogenwiderstand mit der folgenden Gleichung berechnet:

$$R_{LB} = \frac{U_{LB}}{I_F}$$

Die Lichtbogen spannung ( $U_{LB}$ ) wird unter Verwendung der folgenden Faustregel berechnet, die eine sehr konservative Schätzung (der geschätzte Wert  $R_{LB}$  ist größer als der tatsächliche Wert) darstellt:

$$U_{LB} = 2500 \text{ V} \cdot l_{LB} \text{ wobei } l_{LB} \text{ die Länge des Lichtbogens ist.}$$

Die Länge des Lichtbogens ist größer als der Abstand zwischen den Leitern (Phase-Phase), da der Lichtbogen aufgrund der thermischen und magnetischen Kräfte in eine Kurve gezerrt wird. Zu Zwecken einer Schätzung wird angenommen, dass  $l_{LB}$  das Zweifache des Leiterabstands beträgt.

LB = Lichtbogen

| Distanzzonen (Polygon) - Parametergruppe A                 |                                  |           |
|--|----------------------------------|-----------|
| Zone Z1   Zone Z1B   Zone Z2   Zone Z3   Zone Z4   Zone Z5 |                                  |           |
| Parameter:   |                                  |           |
| Nr.  | Parameter                        | Wert      |
| 1301   | Betriebsart der Zone Z1          | vorwärts  |
| 1302   | Resistenz R(Z1)                  | 2,830 Ohm |
| 1303   | Reaktanz X(Z1)                   | 3,537 Ohm |
| 1304   | Resistenz bei Erdfehlern RE(Z1)  | 2,830 Ohm |
| 1305   | Verzögerungszeit T1-1pol         | 0,00 s    |
| 1306   | Verzögerungszeit T1-mehrpole     | 0,00 s    |
| 1307   | Polygonabschrägung (1. Quadrant) | 15 °      |

Bild 25 Distanzzoneneinstellungen (Zone 1)

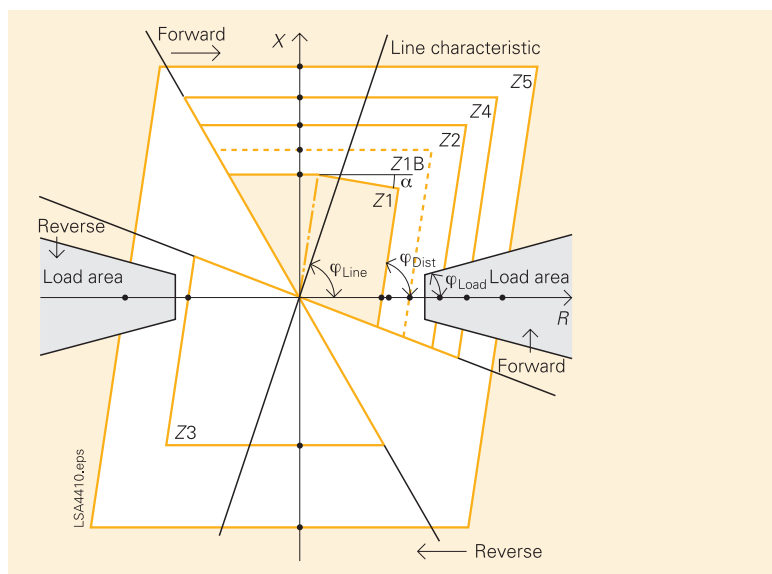


Bild 26 Diagramm der polygonalen Zone

Um den größten Wert von  $R_{LB}$  zu erhalten, der für die Einstellung erforderlich ist, muss der kleinste Wert des Fehlerstroms verwendet werden (berechnet in Kapitel 3):

$$R_{LB} = \frac{2500 \text{ V} \cdot 2 \cdot 5 \text{ m}}{1967 \text{ A}} = 12,7 \Omega$$

Durch Hinzufügen einer Sicherheitsmarge von 20 % und Umwandlung in eine sekundäre Impedanz (Faktor aus Tabelle 2) wird die folgende Mindesteinstellung berechnet (geteilt durch 2, da  $R_{LB}$  in der Schleifenmessung erscheint, während die Einstellung als Phasenimpedanz oder Mitimpedanz erfolgt):

$$R(Z1) = \frac{1,2 \cdot 12,7 \cdot 0,2632}{2} = 2,01 \Omega \text{ (sek)}$$

Dieser berechnete Wert entspricht der kleinsten Einstellung, die erforderlich ist, um die gewünschte Lichtbogenwiderstandsabdeckung zu erzielen. Abhängig von der unten berechneten Reichweite X(Z1) kann diese Einstellung erhöht werden, um die gewünschte Polygonsymmetrie für Zone 1 zu erzielen.

Wenn wir uns daher das Ergebnis der unten stehenden Einstellung für „1303 Reaktanz X(Z1)“ ansehen, sehen wir, dass 3,537 Ohm verwendet werden. Bei einem Freileitungsschutz kann die folgende Faustregel für die Einstellung R(Z1) verwendet werden:

$$0,8 \cdot X(Z1) < R(Z1) < 2,5 \cdot X(Z1)$$

In diesem Beispiel gilt die untere Grenze, daher lautet die Einstellung für R(Z1):

$$R(Z1) = 0,8 \cdot 3,537 = 2,830 \Omega \text{ (sekundär)}$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **2,830 Ohm**.

- 1303 Reaktanz X(Z1):  
Die Reaktanzreichweite wird berechnet aus der gestaffelten Reichweite, die diese Zone bereitstellen muss. In Tabelle 1 wird die Reichweite der Zone 1 als 80 % der Leitung 1 festgelegt. Daher gilt:

$$X(Z1) = 0,8 \cdot X_{Ltg 1}$$

$$X(Z1) = 0,8 \cdot 80 \cdot 0,021 = 13,44 \Omega \text{ (primär)}$$

Dies wird durch Multiplikation mit dem Umrechnungsfaktor aus Tabelle 2 in einen sekundären Wert umgerechnet:

$$X(Z1) = 13,44 \cdot 0,2632 = 3,537 \Omega \text{ (sekundär)}$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **3,537 Ohm**.

- 1304 Resistanz bei Erdfehler RE(Z1):  
Die R-Reichweite bei Erdfehlern wird ähnlich wie die Einstellung „1302 R(Z1)“ für Phase-Phase-Fehler berechnet. Für den Erdkurzschluss muss nicht nur die Lichtbogenspannung berücksichtigt werden, sondern auch der Masterdungswiderstand. Aus dem Diagramm in Bild 28 ist ersichtlich, dass obwohl der einzelne Masterdungswiderstand 15 Ω beträgt (Tabelle 2), der daraus resultierende Wert aufgrund des Parallelanschlusses von mehreren Masterdungswiderständen weniger als 1,5 Ω beträgt.

Relais gemessen wird (dieser Effekt ist ebenfalls in Bild 22 zu sehen). Um diesen Einfluss auszugleichen, ist der Höchstwert (für praktische Zwecke) des Verhältnisses von  $I_2/I_1$  erforderlich. Dies wird in Tabelle 2 als der Wert 3 angegeben. Der maximale, vom Relais in der Fehlerschleife gemessene Masterdungswiderstand beträgt daher:

$$R_{TF} = \left(1 + \frac{I_2}{I_1}\right) \cdot \text{effective\_tower\_footing\_R}$$

$$R_{TF} = (1 + 3) \cdot 1,5 = 6 \Omega \text{ (primär)}$$

Die Lichtbogenspannung für die Erdkurzschlüsse wird unter Verwendung des Abstands zwischen Leiter zum Mast/Boden berechnet, der in Tabelle 2 angegeben ist:

$$U_{LB} = 2500 \text{ V} \cdot l_{LB}$$

$$U_{LB} = 2500 \text{ V} \cdot 2 \cdot 3 \text{ m} = 15 \text{ kV}$$

Um den größten Wert von  $R_{LB}$  zu erhalten, der für die Einstellung erforderlich ist, muss der kleinste Wert des Fehlerstroms verwendet werden (berechnet in Kapitel 3):

$$R_{LB} = \frac{15 \text{ kV}}{1380 \Omega} = 10,9 \Omega$$

Der Gesamtwiderstand, der während Erdkurzschlüssen abgedeckt werden muss, ist die Summe von  $R_{LB}$  und  $R_{TF}$ . Es ist ein Sicherheitsfaktor von 20 % enthalten und das Ergebnis wird in sekundäre Werte umgerechnet (Teilung durch den Faktor  $(1 + RE/RL)$ , da  $R_{LB}$  und  $R_{TF}$  in der Schleifenmessung erscheinen, während die Einstellung als Phasenimpedanz oder Mitimpedanz erfolgt).

$$RE(Z1) = \frac{12 \cdot (10,9 + 6) \cdot 0,2632}{(1 + 1,4)} = 2,22 \Omega \text{ (sek)}$$

Dieser berechnete Wert entspricht der kleinsten Einstellung, die erforderlich ist, um die gewünschte Widerstandsabdeckung zu erzielen. Abhängig von der oben berechneten Reichweite X(Z1) kann diese Einstellung erhöht werden, um die gewünschte Polygonsymmetrie für Zone 1 zu erzielen. Das Ergebnis der Einstellung für „1303 Reaktanz X(Z1)“ lautet 3,537 Ohm. Bei einem Freileitungsschutz kann die folgende Faustregel für die Einstellung RE(Z1) verwendet werden; Hinweis: Die untere Grenze ist die gleiche wie bei Ph-Ph-Fehler – dadurch ist eine schnelle Auslösung gewährleistet, andererseits wird die obere Grenze mit der Schleifenreichweite ermittelt – dadurch wird Übergreifen verhindert:

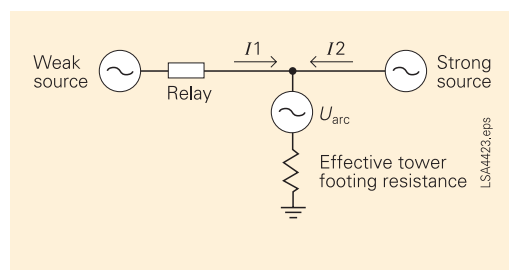
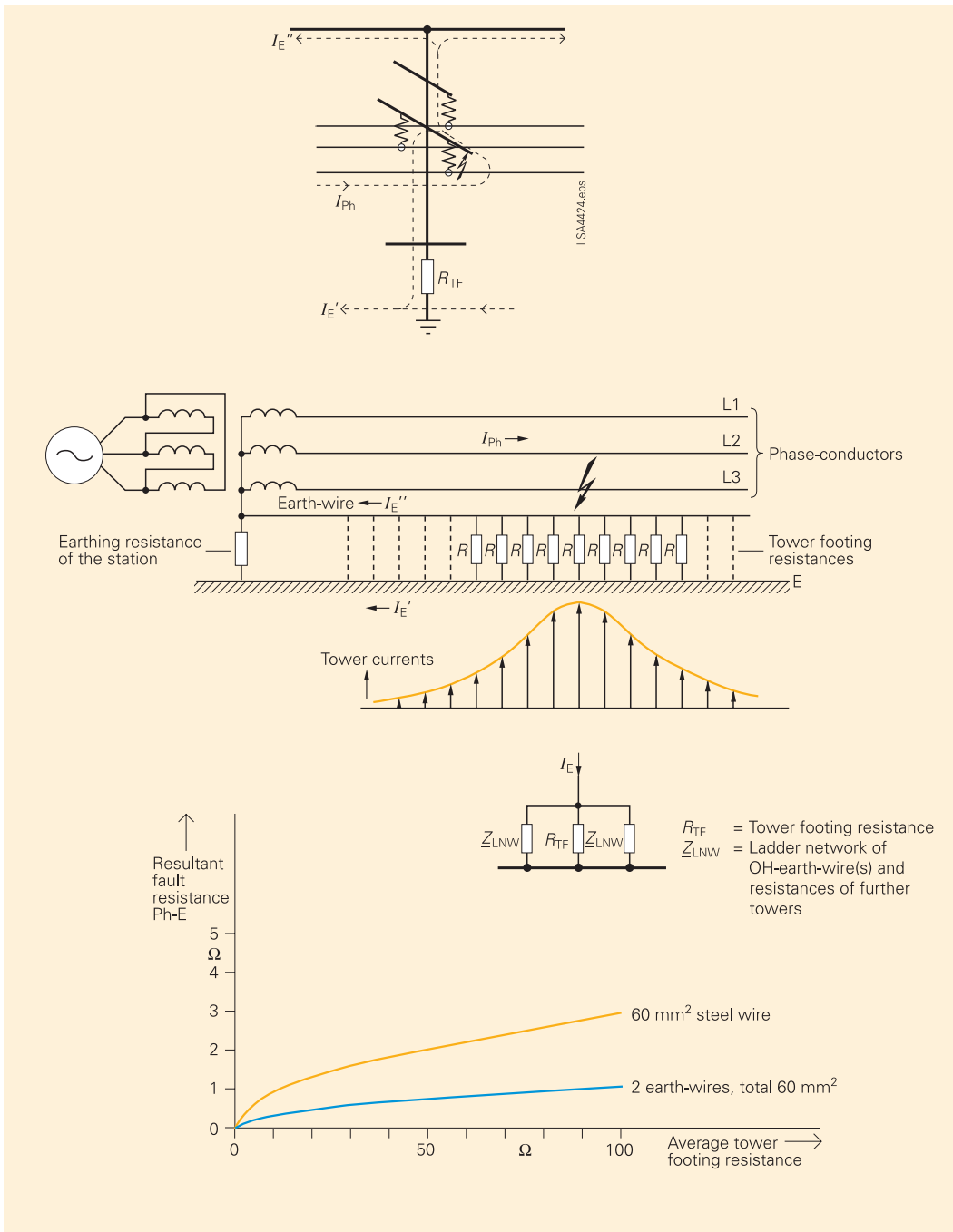


Bild 27 Kombination aus Lichtbogenspannung und Masterdungswiderstand

Aus Bild 27 ist zu ersehen, dass die Fernspeisung ( $I_2$ ) einen zusätzlichen Spannungsabfall im „effektiven Masterdungswiderstand“ einführt, der in der Fehlerschleife durch das



**Bild 28** Effektiver Masterdungswiderstand

$$0,8 \cdot X(Z1) < RE(Z1) < \frac{1 + \frac{XE}{XL}}{1 + \frac{RE}{RL}} \cdot 2,5 \cdot X(Z1)$$

In diesem Beispiel gilt die untere Grenze, daher lautet die Einstellung für RE(Z1):

$$RE(Z1) = 0,8 \cdot 3,537 = 2,83 \Omega (\text{sekundär})$$

Die verwendete Einstellung lautet daher 2,83 Ohm.

- 1305 Verzögerungszeit T1-1pol:  
Die Zone 1 muss so schnell wie möglich auslösen, daher wird diese Zeit auf 0,00 s ersetzt.
- 1306 Verzögerungszeit T1-mehrpole:  
Die Zone 1 muss so schnell wie möglich auslösen, daher wird diese Zeit auf 0,00 s gesetzt.
- 1307 Polygonabschrägung (1. Quadrant):  
Die Zone 1 darf unter keinen Umständen bei externen Fehlern ansprechen, da dies einen Verlust der Selektivität bedeuten würde. In dieser Hinsicht muss der Einfluss der Fernspeisung zusammen mit dem Fehlerwiderstand berücksichtigt werden.  
Aus den Spannungs- und Stromzeigern in Bild 29 ist der Einfluss des Übertragungswinkels (TA), d.h. der Winkel zwischen den Spannungen VA und VB, auf den gemessenen Fehlerwiderstand zu ersehen. In der Impedanzebene wird der Zeiger  $I_2/I_1$  RF durch den Übertragungswinkel nach unten gedreht. Das Risiko, dass ein externer Fehler in Zone 1 vordringt, wird aufgezeigt. Um dies zu verhindern, werden die Grenze der X-Einstellung für Zone 1 durch den „Alphawinkel“ nach unten geneigt. Eine genaue Berechnung des „Alphawinkels“ ist kompliziert und hängt in großem Maße von sich ändernden Bedingungen im Versorgungsnetz ab. Daher wird der ungünstigste praktische Fall ausgewählt, um die Einstellung für den „Alphawinkel“ festzusetzen. Zu diesem Zweck muss der größte Übertragungswinkel (TA), der während normaler Überlastbedingungen im Versorgungsnetz auftreten kann, auf den folgenden Satz von Kurven angewendet werden.

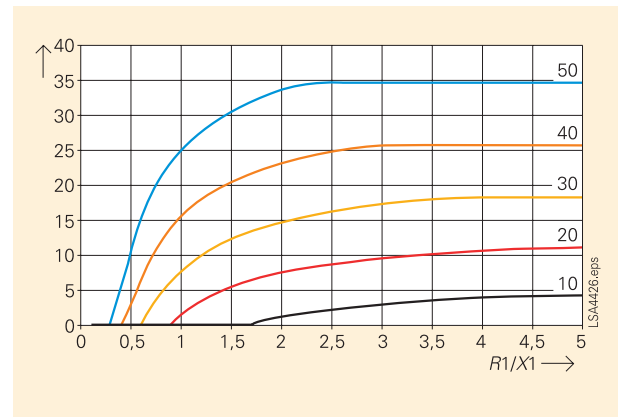


Bild 30 Kurven für die Wahl der Alphawinkeleinstellung

Gemäß Tabelle 2 wird der maximale „Übertragungswinkel“ für diese Anwendung mit 35° angegeben; wird dies in Bild 30 zusammen mit dem Wert von 0,8 für die Einstellung R1/X1 (siehe oben  $2,830/3,537 = 0,8$ ) eingetragen, beträgt die erforderliche Einstellung des „Alphawinkels“ weniger als 15° (durch Verwendung des TA (Übertragungswinkel) = Kurve 40). Daher wird eine Einstellung von 15° verwendet.

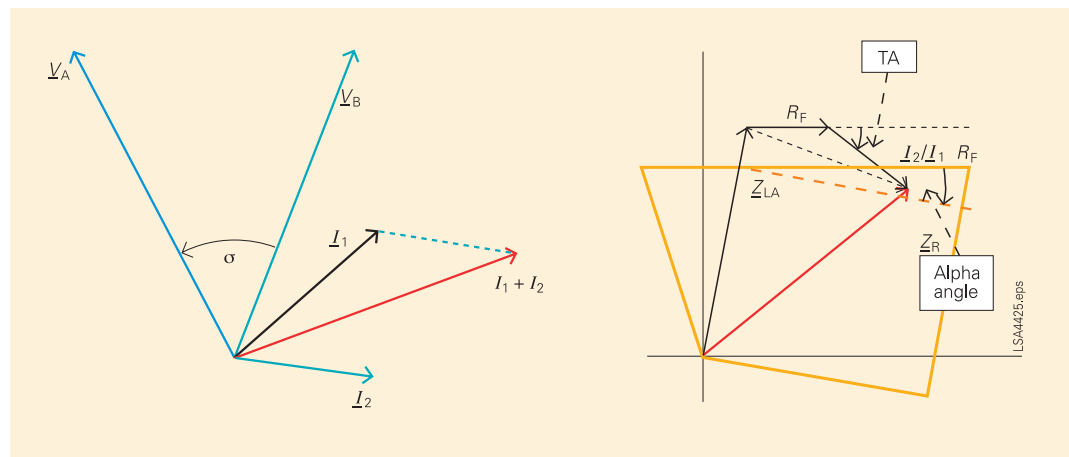


Bild 29 Übertragungswinkel für die Alphawinkeleinstellung (Polygonabschrägung)

11.2 Zone Z1B

1351 Betriebsart der Zone Z1B:  
Die Zone Z1B wird bei dieser Anwendung für das Signalverfahren (Signalvergleich) verwendet. Für dieses Schema muss die Zone Z1B als **vorwärts** gerichtete Übergreifzone eingestellt werden.

1352 Resistanz R(Z1B):  
Wie bei den Einstellungen für Zone 1 muss diese Einstellung alle internen Lichtbogenfehler abdecken. Die Mindesteinstellung ist daher gleich der Einstellung R(Z1), 2,830 Ω. Es wird jedoch eine zusätzliche Reichweite für Z1B im Vergleich zu Z1 eingestellt, da es sich hierbei um eine Übergreifzone handelt, während Z1 auf Unterreichweite gesetzt wird. Die Größe der zusätzlichen Reichweite R hängt vorwiegend vom Verhältnis der Einstellung für die Reichweite R zur Reichweite X ab. Für die Zone Z1B wird der folgende Grenzwert empfohlen:

$$X(Z1B) < R(Z1) < 4 \cdot X(Z1)$$

Schauen wir uns die verwendete Einstellung für „1353 X(Z1B), Reaktanz“ an, die **6,633 Ohm** beträgt, wird ersichtlich, dass die untere Grenze gilt. Die Einstellung für R(Z1B) lautet daher **6,633 Ohm**.

1353 Reaktanz X(Z1B):  
Die Zone Z1B muss so eingestellt werden, dass sie auf Leitung 1 übergreift. Die Mindesteinstellung beträgt 120 % der Leitungsreaktanz. In der Praxis wird jedoch eine Einstellung von 150 % oder mehr verwendet, es sei denn, die betreffende Leitung ist extrem lang. Das Risiko einer Unterreichweite aufgrund der in den Bildern 20, 22 und 29 gezeigten Effekte wird damit vermieden. Bei dieser Anwendung, einer Leitung mit mittlerer Länge, wird eine Reichweite von 150 % gewählt:

$$X(Z1B) = 1,5 \cdot X_{Ltg 1}$$

$$X(Z1B) = 1,5 \cdot 80 \cdot 0,21 = 25,2 \Omega \text{ (primär)}$$

Die verwendete Einstellung lautet daher:

$$X(Z1B) = 25,2 \Omega \text{ (primär)} \cdot 0,2632$$

$$X(Z1B) = 6,633 \Omega \text{ (sek)}$$

**6,633 Ohm.**

| Distanzzonen (Polygon) - Parametergruppe A |                                   |                                       |
|--|-----------------------------------|---------------------------------------|
| Zone Z1                                    | Zone Z1B                          | Zone Z2   Zone Z3   Zone Z4   Zone Z5 |
| Parameter:                                 |                                   |                                       |
| Nr.  | Parameter                         | Wert                                  |
| 1351                                       | Betriebsart der Zone Z1B          | vorwärts ▾                            |
| 1352                                       | Resistanz R(Z1B)                  | 6,633 Ohm                             |
| 1353                                       | Reaktanz X(Z1B)                   | 6,633 Ohm                             |
| 1354                                       | Resistanz bei Erdfehlern RE(Z1B)  | 5,769 Ohm                             |
| 1355                                       | Verzögerungszeit T1B-1pol         | 0,00 s                                |
| 1356                                       | Verzögerungszeit T1B-mehrpole     | 0,00 s                                |
| 1357                                       | Freigabe Zone Z1B für 1 WE-Zyklus | Nein                                  |

Bild 31 Einstellungen für Zone Z1B

1354 Resistanz bei Erdfehlern RE(Z1B):  
Wie bei den Einstellungen für Zone 1 muss diese Einstellung alle internen Lichtbogenfehler abdecken. Die Mindesteinstellung ist daher gleich der Einstellung RE(Z1), 2,83 Ohm. Wie bei der Einstellung „1352 R(Z1B)“ beschrieben, wird normalerweise eine zusätzliche Reichweite verwendet und die folgende Faustregel wird für die Einstellung RE(Z1B) angewendet:

$$1 + \frac{XE}{RE} \cdot X(Z1B) < RE(Z1B) < \frac{1 + \frac{XE}{XL}}{1 + \frac{RE}{RL}} \cdot 4 \cdot X(Z1B)$$

In diesem Beispiel gilt die untere Grenze, daher lautet die Einstellung für RE(Z1B):

$$RE(Z1B) = \frac{(1 + 1,07)}{(1 + 1,38)} \cdot 6,633 = \underline{\underline{5,769 \Omega \text{ (sek)}}}$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **5,769 Ohm**.

1355 Verzögerungszeit T1B-1pol:  
In diesem Signalvergleich-Schema müssen sowohl einphasige als auch mehrphasige Fehler ohne zusätzliche Verzögerung ausgelöst werden. Daher wird hier die Einstellung **0,00 s** verwendet.

1356 Verzögerungszeit T1B-mehrpole:  
In diesem Signalvergleich-Schema müssen sowohl einphasige als auch mehrphasige Fehler ohne zusätzliche Verzögerung ausgelöst werden. Daher wird hier die Einstellung **0,00 s** verwendet.

1357 Freigabe Zone Z1B für 1 WE-Zyklus:  
Diese Einstellung wurde bereits in Kapitel 10.1 verwendet und wird hier mit den anderen Einstellungen für Z1B wiederholt. Die Einstellung lautet **Nein**.

### 11.3 Zone Z2

| Distanzzonen (Polygon) - Parametergruppe A                 |                                 |           |
|--|---------------------------------|-----------|
| Zone Z1   Zone Z1B   Zone Z2   Zone Z3   Zone Z4   Zone Z5 |                                 |           |
| Parameter:   |                                 |           |
| Nr.  | Parameter                       | Wert      |
| 1311   | Betriebsart der Zone Z2         | vorwärts  |
| 1312   | Resistanz R(Z2)                 | 4,150 Ohm |
| 1313   | Reaktanz X(Z2)                  | 6,485 Ohm |
| 1314   | Resistanz bei Erdfehlern RE(Z2) | 4,980 Ohm |
| 1315   | Verzögerungszeit T2-1pol        | 0,25 s    |
| 1316   | Verzögerungszeit T2-mehrpole    | 0,25 s    |
| 1317A  | Einpoliges AUS bei Fehler in Z2 | Nein      |

Bild 32 Einstellungen für Zone Z2

- 1311 Betriebsart der Zone Z2:  
Die Zone Z2 wird als die erste zeitgestaffelte Übergreifzone verwendet. Daher muss sie auf **vorwärts** gesetzt werden.
- 1312 Resistanz R(Z2):  
Es muss die Widerstandsabdeckung für alle Lichtbogenfehler bis zur eingestellten Reichweite (siehe Tabelle 1) eingestellt werden. Da diese Zone als Überzone verwendet wird, muss eine zusätzliche Sicherheitsmarge eingeschlossen werden und zwar auf der Grundlage einer Mindesteinstellung, die der Einstellung X(Z2) sowie der Einstellung für den Lichtbogenwiderstand für interne Fehler, Einstellung R(Z1), entspricht. X(Z2) wird auf **6,485 Ohm** gesetzt. Daher gilt:

$$R(Z2)_{\min} = \frac{X(Z2)}{X_{Ltg1}(\text{sek})} \cdot R(Z1)$$

$$R(Z2)_{\min} = \frac{6,485}{80 \cdot 0,21 \cdot 0,2632} \cdot 2,83 = 4,15 \Omega(\text{sek})$$

Die Einstellung für R(Z2) lautet daher **4,150 Ohm**.

- 1313 Reaktanz X(Z2):  
Gemäß der Staffelungsanforderung in Tabelle 1 ergibt sich:

$$X(Z2) = 0,8 \cdot (X_{Ltg1} + 0,8 \cdot X_{Ltg3}) \cdot \frac{CT \ddot{u}}{VT \ddot{u}}$$

$$X(Z2) = 0,8 (80 \cdot 0,21 + 0,8 \cdot 17,5) \cdot 0,2632$$

$$X(Z2) = 6,485 \Omega(\text{sek})$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **6,485 Ohm**.

- 1314 Resistanz bei Erdfehlern RE(Z2):  
Ähnlich wie bei der Einstellung R(Z2) basiert die erforderliche Mindestreichweite für diese Einstellung auf der Einstellung RE(Z1), die den gesamten internen Fehlerwiderstand abdeckt sowie auf der Einstellung X(Z2), die den Umfang des Übergreifens bestimmt. Alternativ dazu kann die Reichweite RE(Z2) mittels der folgenden Gleichung aus der Reichweite R(Z2) berechnet werden:

$$RE(Z2) = \frac{X(Z2)}{X_{Ltg1}(\text{sek})} \cdot RE(Z1) \cdot 1,2$$

$$RE(Z2) = \frac{6,485}{80 \cdot 0,21 \cdot 0,2632} \cdot 2,83 \cdot 1,2 = 4,98 \Omega(\text{sek})$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **4,98 Ohm**.

- 1315 Verzögerungszeit T2-1pol:  
Diese Einstellung wurde bereits in Kapitel 10.3 erläutert und wird hier erneut mit allen Einstellungen für Zone 2 aufgeführt. Die Einstellung **0,25 s** wird verwendet.
- 1356 Verzögerungszeit T2-mehrpole:  
Diese Einstellung wurde bereits in Kapitel 10.3 erläutert und wird hier erneut mit allen Einstellungen für Zone 2 aufgeführt. Die Einstellung **0,25 s** wird verwendet.
- 1317A Einpoliges AUS bei Fehlern in Z2:  
Diese Einstellung wurde bereits in Kapitel 10.1 erläutert und wird hier erneut mit allen Einstellungen für Zone 2 aufgeführt. Die verwendete Einstellung lautet **Nein**.

### 11.4 Zone Z3

| Distanzzonen (Polygon) - Parametergruppe A                 |                                 |           |
|--|---------------------------------|-----------|
| Zone Z1   Zone Z1B   Zone Z2   Zone Z3   Zone Z4   Zone Z5 |                                 |           |
| Parameter:   |                                 |           |
| Nr.  | Parameter                       | Wert      |
| 1321   | Betriebsart der Zone Z3         | rückwärts |
| 1322   | Resistanz R(Z3)                 | 8,048 Ohm |
| 1323   | Reaktanz X(Z3)                  | 2,211 Ohm |
| 1324   | Resistanz bei Erdfehlern RE(Z3) | 8,048 Ohm |
| 1325   | Verzögerungszeit T3             | 0,50 s    |

Bild 33 Einstellungen für Zone Z3

- 1321 Betriebsart der Zone Z3:  
Zone Z3 wird als rückwärts gerichtete Verzögerungsreservestufe verwendet (siehe Tabelle 1). Daher muss sie auf **rückwärts** gesetzt werden.
- 1322 Resistanz R(Z3):  
Die Widerstandsreserveeinstellungen für den Reserveschutz mit Distanzschutzzonen werden durch einen unteren und oberen Grenzwert definiert. Der untere Grenzwert ist der Mindestfehlerwiderstand (Lichtbogenwiderstand), der abgedeckt werden muss, und der obere Grenzwert basiert auf der entsprechenden Einstellung für die X-Reichweite. Beachten Sie, dass bei ohmschen Übergangswiderstand (keine reinen Lichtbogenfehler) die anderen Einspeisungen in den rückwärts gerichteten Fehler eine signifikante Unterreichweite verursachen. Da keine detaillierten Werte zur Verfügung stehen, ist es sicher die gleiche Lichtbogenreserve anzunehmen wie die berechnete für Fehler an Leitung 1. Daher wird durch die Einstellung für R(Z1), 2,830 Ω, der untere Grenzwert definiert. Der obere Grenzwert ergibt sich durch Einschränkungen der Reichweitesymmetrie und gibt an, dass R(Z3) < 6 Mal X(Z3) ist. X(Z3) wird auf 2,211 Ohm gesetzt, daher lautet der obere Grenzwert 13,266 Ω. Eine Einstellung, die in der Mitte dieser beiden Grenzwerte liegt, ist ein sicherer Kompromiss:



$$R(Z3) = \frac{R(Z1) + 6 \cdot X(Z3)}{2}$$

$$R(Z3) = \frac{2,83 + 6 \cdot 2,211}{2} = \underline{8,048 \Omega(\text{sek})}$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **8,048 Ohm**.

- 1323 Reaktanz  $X(Z3)$ :  
Gemäß der Staffelungsanforderung in Tabelle 1 ergibt sich:

$$X(Z3) = 0,5 \cdot X_{Ltg1} \cdot \frac{CT \ddot{u}}{VT \ddot{u}}$$

$$X(Z3) = 0,5 \cdot 80 \cdot 0,211 \cdot 0,2632 = \underline{2,211 \Omega(\text{sek})}$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **2,211 Ohm**.

- 1324 Resistanz bei Erdfehler  $RE(Z3)$ :  
Ähnlich wie bei der Einstellung  $R(Z3)$  werden die oberen und unteren Grenzwerte durch die Mindestreichweite und die Symmetrie definiert. Alternativ dazu kann die Reichweite  $RE(Z3)$  mittels der folgenden Gleichung aus der Reichweite  $R(Z3)$  berechnet werden:  
Die verwendete Einstellung lautet daher **8,048 Ohm**.

- 1325 Verzögerungszeit  $T3$ :  
Diese Einstellung wurde bereits in Kapitel 10.3 erläutert und wird hier erneut mit allen Einstellungen für Zone 3 aufgeführt. Die Einstellung **0,50 s** wird verwendet.

### 11.5 Zone Z4

| Nr.  | Parameter                         | Wert       |
|------|-----------------------------------|------------|
| 1331 | Betriebsart der Zone Z4           | unwirksam  |
| 1332 | Resistanz $R(Z4)$                 | 12,000 Ohm |
| 1333 | Reaktanz $X(Z4)$                  | 12,000 Ohm |
| 1334 | Resistanz bei Erdfehlern $RE(Z4)$ | 12,000 Ohm |
| 1335 | Verzögerungszeit $T4$             | oo s       |

Bild 34 Einstellungen für Zone Z4

- 1331 Betriebsart der Zone Z4:  
Zone Z4 wird nicht verwendet (siehe Tabelle 1). Sie muss daher auf **unwirksam** gesetzt werden.

Weitere Einstellungen in diesem Block haben keine Konsequenzen und werden daher hier nicht erörtert.

### 11.6 Zone Z5

| Nr.  | Parameter                              | Wert        |
|------|--|-------------|
| 1341 | Betriebsart der Zone Z5                | ungerichtet |
| 1342 | Resistanz $R(Z5)$                      | 26,320 Ohm  |
| 1343 | Reaktanz $X(Z5)+$ (Richtung vorwärts)  | 17,782 Ohm  |
| 1344 | Resistanz bei Erdfehlern $RE(Z5)$      | 26,320 Ohm  |
| 1345 | Verzögerungszeit $T5$                  | 0,75 s      |
| 1346 | Reaktanz $X(Z5)-$ (Richtung rückwärts) | 8,891 Ohm   |

Bild 35 Einstellungen für Zone Z5

- 1341 Betriebsart der Zone Z5:  
Zone Z5 wird als ungerichtete, endgültige Reservestufe verwendet (siehe Tabelle 1). Sie muss daher auf **ungerichtet** gesetzt werden.

- 1342 Resistanz  $R(Z5)$ :  
Die Widerstandsreserveeinstellungen für den Reserveschutz mit Distanzschutzzonen werden durch einen unteren und oberen Grenzwert definiert. Der untere Grenzwert ist der Mindestfehlerwiderstand (Lichtbogenwiderstand), der abgedeckt werden muss. Der obere Grenzwert basiert auf der entsprechenden Einstellung für die X-Reichweite. Beachten Sie, dass bei ohmschen Übergangswiderstand (keine reinen Lichtbogenfehler) die anderen Einspeisungen in den Fehler eine bedeutsame Unterreichweite verursachen. Da keine detaillierten Werte zur Verfügung stehen, wird die erforderliche Lichtbogenreserve mit der Lichtbogenspannung (5 m) bei 50 % des Nennstroms oder 500 A primär berechnet.

$$R(Z5)_{\min} = \frac{2500 \text{ V} / \text{m} \cdot 2 \cdot 5 \text{ m}}{500 \text{ A}} \cdot \frac{CT \ddot{u}}{VT \ddot{u}}$$

$$R(Z5)_{\min} = \frac{2500 \cdot 2 \cdot 5}{500} \cdot 0,2632 = \underline{13,16 \Omega(\text{sek})}$$

Durch diese Einstellung wird eine Erkennung in Zone 5 sichergestellt, falls die Lichtbogenspannung, wie in Kapitel 11.1 berechnet, für einen Leiterabstand von 5 m gilt und der Fehlerstrom mindestens 500 A beträgt. Der obere Grenzwert ergibt sich durch Einschränkungen der Reichweitesymmetrie und gibt an, dass  $R(Z5) < 6 \text{ Mal } X(Z5)+$  oder  $x(Z5)-$  ist.  $X(Z5)$  wird auf 17,782  $\Omega$  gesetzt, daher lautet der obere Grenzwert 106,69  $\Omega$ . Dies reicht weit in den Lastbereich hinein (siehe Parameter 1241, der in Kapitel 10.1 berechnet wurde). Eine Einstellung, die das Doppelte des Mindestwertes beträgt, stellt einen sicheren Kompromiss dar:

$$R(Z5) = R(Z5)_{\min} \cdot 2$$

$$R(Z5) = 13,16 \cdot 2 = \underline{26,32}$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **26,320 Ohm**.

- 1343 Reaktanz  $X(Z5)+$  (Richtung vorwärts):  
Gemäß der Staffelungsanforderung in Tabelle 1 ergibt sich:

$$X(Z5) = 1,2 \cdot (X_{Ltg1} + X_{Ltg2}) \cdot \frac{CT \ddot{u}}{VT \ddot{u}}$$

$$X(Z5) = 1,2 \cdot (80 \cdot 0,21 + 39,5) \cdot 0,2632$$

$$X(Z5) = 17,782 \Omega \text{ (sekundär)}$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **17,782 Ohm**.

- 1344 Resistanz bei Erdfehlern  $RE(Z5)$ :  
Ähnlich wie bei der Einstellung  $R(Z5)$  werden die oberen und unteren Grenzwerte durch die Mindestreichweite und die Symmetrie definiert. In diesem Beispiel wird  $RE(Z5)$  wie  $R(Z5)$  eingestellt.

Die verwendete Einstellung lautet daher **26,32 Ohm**.

- 1345 Verzögerungszeit  $T5$ :  
Diese Einstellung wurde bereits in Kapitel 10.3 erläutert und wird hier erneut mit allen Einstellungen für Zone 5 aufgeführt. Die Einstellung **0,75 s** wird verwendet.

- 1346 Reaktanz  $X(Z5)-$  (Richtung rückwärts):  
Bei der ungerichteten Zone  $Z5$  kann die folgende Symmetrieanforderung verwendet werden, falls keine anderen Bedingungen festgelegt sind:

$$0,5 \cdot X(Z5)+ < X(Z5)- < 2 \cdot X(Z5)+$$

In diesem Fall gilt der untere Grenzwert, sodass sich Folgendes ergibt:

$$X(Z5)- = 0,5 \cdot X(Z5)+$$

$$X(Z5)- = 0,5 \cdot 17,782$$

$$X(Z5)- = 8,891 \Omega \text{ (sekundär)}$$

Die verwendete Einstellung lautet daher **8,891 Ohm**.

■ 12. Pendelerfassung – Parametergruppe A

| Nr.  | Parameter                            | Wert                 |
|------|--------------------------------------|----------------------|
| 2002 | Pendelprogramm                       | alle Zonen blockiert |
| 2006 | Pendelauslösung                      | Nein                 |
| 2007 | Auslöseverzögerung nach Pendelsperre | 0,08 s               |

Bild 36 Einstellungen für die Pendelerfassung

- 2002 Pendelprogramm:  
Bei einer erkannten Pendelung muss die Auslösung durch den Distanzschutz aufgrund der Messung der „Pendelimpedanz“ verhindert werden. Daher wird die Einstellung **alle Zonen blockiert** verwendet.

- 2006 Pendelauslösung:  
Ist die Pendelung sehr weit reichend, und wird eine Außertrittfallbedingung erreicht, muss eine selektive Pendelauslösung im Verbundnetz verwendet werden, um stabile Insel-Unternetze zu erreichen. Dieses Relais ist nicht an solch einer Verbindung platziert, sodass eine Außertrittfallauslösung nicht erforderlich ist, daher lautet die Einstellung **Nein**.

- 2007 Auslöseverzögerung nach Pendelsperre:  
Findet während einer Pendelung, das durch das Relais erkannt wird, ein externer Schaltvorgang statt, kommt es zu einem Sprung der gemessenen „Pendelimpedanz“. Durch diesen Sprung kann die Pendelerkennung zurückfallen. Um eine Auslösung zu verhindern, falls diese Impedanz innerhalb der Distanzzone liegt, wird eine Verzögerungszeit von **0,08 s** eingestellt, damit die Pendelmessung erneut sicher ansprechen kann.

■ 13. Signalzusatz für Distanzschutz – Parametergruppe A

| Nr.   | Parameter                                | Wert       |
|-------|--|------------|
| 2101  | Distanzschutz-Signalzusatz               | Ein        |
| 2102  | Anschlusskonfiguration                   | Zwei-Enden |
| 2103A | Sendesignalverlängerung                  | 0,05 s     |
| 2109A | Trans Block: Wartezeit bei Rückw. Fehler | 0,04 s     |
| 2110A | Transiente Blockierzeit                  | 0,05 s     |

Bild 37 Signalzusatz Einstellungen für Distanzschutz

- 2101 Distanzschutz-Signalzusatz:  
In dieser Anwendung wird der Signalzusatz mit **Ein** aktiviert.
- 2102 Anschlusskonfiguration:  
Bei dieser Leitung handelt es sich um eine Leitung mit nur **Zwei-Enden**.
- 2103A Sendesignalverlängerung:  
Bei einem sequentiellen Ansprechen an den beiden Leitungsenden oder einem langsamen Ansprechen an einem Ende kann das Ende, das zuerst auslöst, nach Anregerückfall die Übertragung des Sendesignals stoppen, bevor das langsame Ende bereit zum Ansprechen ist. Durch die Sendesignalverlängerungszeit wird sichergestellt, dass das Sendesignal nicht zurückgestellt wird bis das ferne Ende ausreichend Zeit zum Auslösen hatte.

In Bild 38 muss das verzögerte Ansprechen des fernen Endes nach dem Ausschalten des lokalen Leistungsschalters berücksichtigt werden, um sicherzustellen, dass das Sendesignal nicht zu schnell zurückgestellt wird. Die Kanallaufzeit wird vernachlässigt, da es zur Sicherheitsmarge steigert. Die in der Zeichnung angegebenen Zeiten gelten für dieses Beispiel, sodass eine Einstellung von 0,05 s verwendet wird.

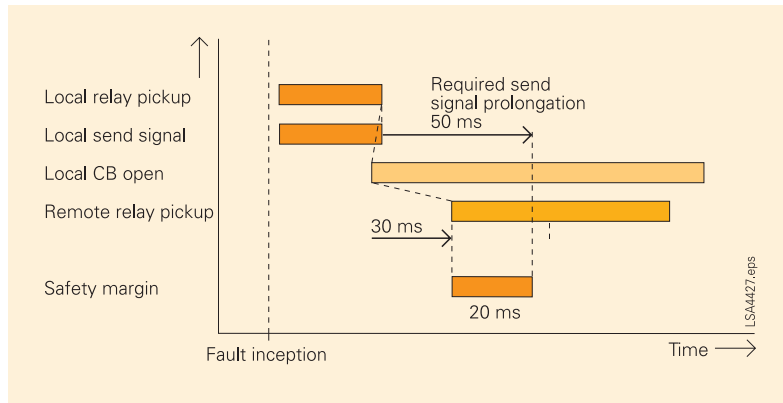


Bild 38 Zeittafel für die Sendesignalverlängerungszeit

- 2109A Trans.Block. Wartezeit bei Rückw. Fehler: Die transiente Blockierung, ist für das Signalvergleichsverfahren erforderlich, falls parallele Stromkreise vorhanden sind. Während der Freischaltung eines Fehlers im parallelen Stromkreis kann sich der Fehlerstrom im geschützten Abzweig umkehren. Um eine Auslösung mit dem Signalvergleich unter diesen Bedingungen zu vermeiden, wird die transiente Blockierung verwendet. Um sicherzustellen, dass die transiente Blockierung nur durch externe Fehler aktiviert wird, startet sie nur nach der Erfassung eines rückwärts gerichteten Fehlers für diese Zeit, die auf 80 % der schnellsten Fehlerbehebung im parallelen Stromkreis eingestellt ist (einschließlich Leistungsschaltereigenzeit).

$$T_w = 0,8 \cdot (T_{LS} + T_{Schutz\_Ltg2} - T_{Schutz\_Ltg1})$$

$$T_w = 0,8 \cdot (60 \text{ ms} + 10 \text{ ms} - 20 \text{ ms}) = 40 \text{ ms}$$

Ltg1 = Eigene Leitung

Ltg2 = Parallel-Leitung

Die Einstellung 0,04 s wird verwendet.

- 2110A Transiente Blockierzeit: Nach der Behebung des externen Fehlers muss die Bedingung der transienten Blockierung aufrechterhalten werden, bis beide Leitungsenden die neue Fehlerbedingung sicher erfassen. Zu diesem Zweck müssen die Relais-Ansprechzeit (Neuausrichtung) sowie die Signallaufzeit berücksichtigt werden.

$$T_b = 1,2 \cdot (T_{Lauf} + T_{Um})$$

$$T_b = 1,2(20 \text{ ms} + 20 \text{ ms}) = 48 \text{ ms}$$

T<sub>Lauf</sub> = Signallaufzeit

T<sub>Um</sub> = Umorientierung

Die Einstellung 0,05 s wird verwendet.

■ 14. Schwache Einspeisung (Auslösung bzw. Echo) – Parametergruppe A

- 2501 Betriebsart für schwache Einspeisung: Wird das Signalvergleichsverfahren verwendet, kann die Funktion der schwachen Einspeisung für eine schnelle Fehlerbehebung an beiden Leitungsenden verwendet werden, auch wenn an einem Leitungsende eine sehr schwache oder keine Einspeisung vorhanden ist. Die Funktion der schwachen Einspeisung muss an dem Leitungsende aktiviert werden, an dem es zu einer schwachen Einspeisung kommen kann. Ist jederzeit eine starke Einspeisung sichergestellt, kann diese Funktion

| Nr.   | Parameter                                 | Wert                 |
|-------|---|----------------------|
| 2501  | Betriebsart für schwache Einspeisung      | Echo und Auskommando |
| 2502A | Echoverzögerung / Auslöseverzögerung      | 0,04 s               |
| 2503A | Echo-Impulsdauer / Auslöseverlängerung    | 0,05 s               |
| 2504A | Echo-Blockierdauer nach Echo              | 0,05 s               |
| 2505  | Unterspannungsanregung U <sub>phe</sub> < | 25 V                 |
| 2509  | Echologik: Dis+EF über gemeinsamen Kanal  | Nein                 |

Bild 39 Einstellung für die schwache Einspeisung

ausgeschaltet werden. Die Funktion kann ebenfalls verwendet werden, um nur ein Echo zurück zum Ende mit einer starken Einspeisung zu senden, sodass dieses Ende mit dem Signalvergleichsverfahren auslösen kann, oder um am Ende mit einer schwachen Einspeisung zusätzlich zum Senden des Echos auszulösen. Bei dieser Anwendung wird Echo und Auskommando verwendet.

- 2502A Echoverzögerung / Auslöseverzögerung: Da der Kommunikationskanal ein Störsignal produzieren kann (unerwünschter Empfang), ist eine geringe Verzögerung aus Sicherheitsgründen vorgesehen. Nur wenn für diese Zeit das Empfangssignal vorhanden ist, reagiert die Funktion der schwachen Einspeisung. Bei einer Leistungsschalter dreipolig offen Bedingung wird diese Verzögerung umgangen und das Echo wird sofort gesendet. Die Voreinstellung 0,04 s ist für diese Anwendung angemessen.
- 2503A Echo-Impulsdauer / Auslöseverlängerung: Um sicherzustellen, dass das Echosignal sicher übertragen werden kann, muss es über eine definierte Mindestdauer verfügen. Andererseits ist ein dauerhaftes Echosignal nicht erwünscht. Daher wird das Echo als ein Impuls mit dieser eingestellten Länge gesendet. Wird ebenfalls eine Auslösung verwendet, wird durch diese Zeit auch die Länge des internen Auslösesignals definiert (siehe ebenfalls den Parameter 240A in Kapitel 7.3). Die Voreinstellung 0,05 s ist für diese Anwendung angemessen.

- 2504A Echo-Blockierdauer nach Echo:  
Wird Echo bei schwacher Einspeisung an beiden Leitungsenden angewendet, muss vermieden werden, dass ein empfangenes Echosignal erneut als Echo in einem kontinuierlichen Strom von Echosignalen gesendet wird. Zu diesem Zweck wird diese Sperrzeit eingestellt, um ein erneutes Echo zu verhindern, bevor diese Zeit abläuft. Eine sichere Einstellung dieses Timers ist auf die Zeit, die für die Übertragung eines Signals von einem Ende zum anderen und zurück benötigt wird (das Doppelte der Kanallaufzeit) plus eine Sicherheitsmarge von 10 ms. Bei dieser Anwendung wird eine ungünstigste Kanalverzögerung von 20 ms angenommen, sodass eine Einstellung von 0,05 s angemessen ist.
- 2505 Unterspannungsanregung Uphe<:  
Das Auslösesignal bei schwacher Einspeisung (phasenselektiv) wird durch diesen Unterspannungsschwellenwert überwacht. Am Ende mit der schwachen Einspeisung ist die Quellenimpedanz sehr groß, sodass sehr geringe Spannungen bei Fehlern im geschützten Stromkreis gemessen werden. Wird dieser Schwellenwert so eingestellt, dass er weit unter der Mindestbetriebs-Leiter-Erde-Spannung liegt, ist die Auslösung bei schwacher Einspeisung sicher und phasenselektiv. Simulationen und praktische Erfahrungen haben gezeigt, dass mit einer Einstellung von 50 % der Nenn-Leiter-Erde-Spannung gute Ergebnisse erzielt werden. Daher wird die Voreinstellung von 25 V verwendet.
- 2509 Echologik: Dis+EF über gemeinsamen Kanal:  
Werden sowohl der Distanzschutz als auch der gerichtete Erdkurzschlusschutz mit Signalverfahren verwendet (Distanz mit Signalvergleich und Erdkurzschluss mit Richtungsvergleich), können die Signale über einen gemeinsamen Kanal oder über zwei getrennte Kanäle geleitet werden. Die schwache Einspeisung sowie die Echologik müssen entsprechend eingestellt werden, um ein korrektes Ansprechen sicherzustellen. Bei dieser Anwendung werden zwei getrennte Kanäle verwendet, daher lautet die Einstellung **Nein**.

■ 15. Überstromzeitschutz – Parametergruppe A  
15.1 Allgemeines

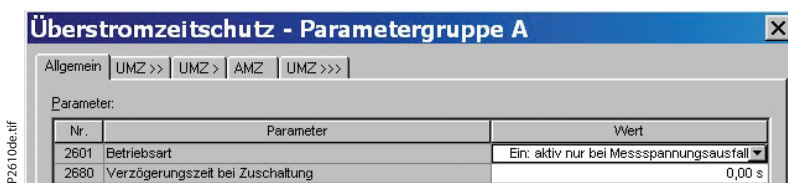


Bild 40 Allgemeine Einstellungen, Überstromzeitschutz

- 2601 Betriebsart:  
Der Distanzschutz ist selektiver und empfindlicher als der Überstromzeitschutz. Der Überstromzeitschutz ist daher nur erforderlich, wenn der Distanzschutz aufgrund eines Fehlers im Spannungsmesskreis (Notfallmodus) gesperrt ist. Daher wird der Betriebsmodus auf **Ein : aktiv nur bei Messspannungsausfall** gesetzt.
- 2680 Verzögerungszeit bei Zuschaltung:  
Nach der Erkennung der Leitungszuschaltung wird die Funktion „Zuschalten auf Fehler“ aktiviert (siehe die Parameter 1132A und 1134 in Kapitel 9.2). Die Reserve-Überstromstufen können ebenfalls für die Auslösung nach Zuschalten verwendet werden. Mit diesem Timer wird die Verzögerung für die Auslösung bei Zuschalten auf Fehler mit einer Reserveüberstromzeitstufe eingestellt. Bei dieser Anwendung wird Auslösung bei Zuschalten auf Fehler mit Reserveüberstromzeitschutz nicht angewendet, sodass die Einstellung dieses Timers nicht relevant ist; belassen Sie die Voreinstellung daher auf **0,00 s**.

15.2 Stufe UMZ I >>

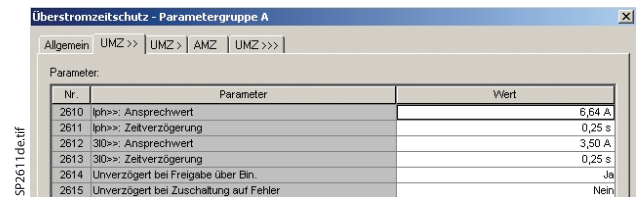


Bild 41 Einstellungen für die Stufe I >>, Reserveüberstrom

- 2610 I<sub>ph>></sub> Ansprechwert:  
Diese hohe Einstellstufe ist erforderlich, um mit einer einzelnen Zeitschrittstaffelung auszulösen. Daher muss die Reichweite der Einstellung für Zone 2 entsprechen. Diese Einstellung muss daher gleich dem maximalen dreiphasigen Fehlerstrom für einen Fehler an der Kippgrenze für Zone 2 sein.

Auf der Grundlage der Quellen- und Leitungsimpedanzen kann der folgende maximale Fehlerstrom für Fehler an der Zone 2 Kippgrenze berechnet werden:

$$I_F = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{tot}} \quad \text{mit } U_N = 400 \text{ kV}$$

Z<sub>tot</sub> = Summe der geringsten Mitsystem-Quellenimpedanz und Leitungsimpedanz bis zur Kippgrenze von Zone 2 (da nur Strombetrag berechnet werden soll, ist nur der Betrag der Impedanz relevant)

$$|Z_{\text{tot}}| = |(R_{N_{\text{min}}} + 0,8 \cdot (R_{L_{g1}} + 0,8 \cdot R_{L_{g2}})) + j(X_{N_{\text{min}}} + 0,8 \cdot (X_{L_{g1}} + 0,8 \cdot X_{L_{g2}}))|$$

$$|Z_{\text{tot}}| = |(1 + 0,8 \cdot (80 \cdot 0,025 + 0,8 \cdot 1,5)) + j(10 + 0,8 \cdot (80 \cdot 0,21 + 0,8 \cdot 17,5))|$$

$$|Z_{\text{tot}}| = |3,56 + j34,64|$$

$$|Z_{\text{tot}}| = 34,8$$

Der maximale dreiphasige Fehlerstrom an der Kippgrenze für Zone 2 lautet daher:

$$I_{3_{\text{ph Z 2 max}}} = \frac{400 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 34,8} = 6636 \text{ A}$$

Als ein sekundärer Wert lautet die für  $I_{>>}$  angewendete Einstellung daher **6,64 A**.

2611  $T_{I_{\text{ph}}}$  >> Zeitverzögerung:

Diese hohe Einstellstufe ist erforderlich, um mit einer einzelnen Zeitschrittstaffelung auszulösen. Daher müssen **0,25 s** eingestellt werden, was einem Zeitschritt entspricht (siehe Bild 24).

2612  $3I_0$  >> Ansprechwert:

Diese hohe Einstellstufe ist erforderlich, um Erdkurzschlüsse mit einer einzelnen Zeitschrittstaffelung auszulösen. Daher muss die Reichweite der der Einstellung für Zone 2 entsprechen. Diese Einstellung muss daher gleich dem maximalen einphasigen Fehlerstrom für einen Fehler an der Kippgrenze für Zone 2 sein.

Auf der Grundlage der Quellen- und Leitungsimpedanzen kann der folgende maximale Fehlerstrom für Fehler an der Kippgrenze der Zone 2 berechnet werden:

$$I_F = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{tot}}} \quad \text{mit} \quad U_N = 400 \text{ kV}$$

$Z_{\text{tot}} = 1/3$  der Summe der minimalen Mit-, Gegen- und Nullsystem-Quellenimpedanz sowie Leitungsimpedanz bis zur Kippgrenze von Zone 2 (da nur Strombetrag berechnet werden soll, ist nur der Betrag der Impedanz relevant)

Für die in Einstellung 2610 verwendeten dreiphasigen Fehlerstrom wurde die gesamte Mitimpedanz berechnet. Da die Gegenimpedanz gleich dem Wert der Mitimpedanz ist, kann  $Z_{\text{tot}}$  für diese Einstellung wie folgt berechnet werden:

$$|Z_{\text{tot}}| = \frac{|2 \cdot Z_{\text{tot}_{2610}} + (R_{0_{N_{\text{min}}}} + 0,8 \cdot (R_{0_{L_{g1}}} + 0,8 \cdot R_{0_{L_{g2}}})) + j(X_{0_{N_{\text{min}}}} + 0,8 \cdot (X_{0_{L_{g1}}} + 0,8 \cdot X_{0_{L_{g2}}}))|}{3}$$

$$|Z_{\text{tot}}| = \frac{|(7,12 + 2,5 + 0,8 \cdot (80 \cdot 0,13 + 0,8 \cdot 7,5)) + j(69,28 + 20 + 0,8 \cdot (80 \cdot 0,81 + 0,8 \cdot 86,5))|}{3}$$

$$|Z_{\text{tot}}| = |7,58 + j65,49|$$

$$|Z_{\text{tot}}| = 65,9$$

Der maximale einphasige Fehlerstrom an der Reichweitengrenze für Zone 2 lautet daher:

$$I_{3_{ph Z 2max}} = \frac{400 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 65,9} = 3504 \text{ A}$$

Als ein sekundärer Wert lautet die für  $3I_0 >>$  angewendete Einstellung daher 3,50 A.

- 2613 T  $3I_0 >>$  Zeitverzögerung:  
Diese hohe Einstellstufe ist erforderlich, um mit einer einzelnen Zeitschrittstaffelung auszulösen. Daher müssen 0,25 s eingestellt werden, was einen Zeitschritt darstellt (siehe Bild 24).
- 2614 Unverzögert bei Freigabe über Bin.:  
Der Reserveüberstrom ist nur aktiv, wenn der Distanzschutz aufgrund eines Ausfalls des sekundären Spannungswandlerstromkreises gesperrt ist (siehe Einstellung 2601 in Kapitel 15.1). Wird unter diesen Umständen ein Signal vom fernen Ende empfangen (Signalvergleich), kann die Auslösung des Überstromschutzes beschleunigt werden. Dies kann bei dieser Stufe sicher angewendet werden, da deren Reichweite geringer ist, als die für Z1B eingestellte Reichweite. Verwenden Sie daher die Einstellung Ja. Damit diese Funktion korrekt verwendet werden kann, ist zu beachten, dass die Binäreingangsfunktion „7110 >U/AMZ Auskommando-Freigabe“ dem binären Signalverfahren-Empfangseingang des Distanzschutzes parallel zugewiesen sein muss.
- 2615 Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler:  
Diese Funktion wird nicht verwendet (siehe die Einstellung 2680 in Kapitel 15.1). Daher wird Nein eingestellt.

### 15.3 Stufe UMZ I >

Als ein sekundärer Wert lautet die für  $I >$  angewendete Einstellung daher 1,74 A.

- 2621 T  $I_{ph} >$  Zeitverzögerung:  
Diese Stufe muss mit derselben Verzögerung wie Zone 5 auslösen, drei Zeitstaffelungsschritte. Daher müssen 0,75 s eingestellt werden, was drei Zeitschritten entspricht (siehe Bild 24).
- 2622  $3I_0 >$  Ansprechwert:  
Diese Stufe muss mit der gleichen Verzögerung wie Zone 5 auslösen. Sie muss Erdkurzschlüsse mit der gleichen Empfindlichkeit wie Zone 5 erkennen. Daher mit einem Erdkurzschluss an der X-Kippgrenze der Zone 5 mit der schwächsten Einspeisung gemäß Tabelle 2 ergibt sich folgende Stromgröße:

$$3I_{0 Z5\_min} = \frac{U_{N\_sek}}{\sqrt{3} \cdot (X_{N\_max} + X_{Z5}) \cdot \left(1 + \frac{XE}{XL}\right)}$$

$$3I_{0 Z5\_min} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot (100 \cdot 0,2632 + 17,782) \cdot (1 + 1,38)}$$

$$3I_{0 Z5\_min} = 0,55 \text{ A}$$

Als ein sekundärer Wert lautet die für  $3I_0 >$  angewendete Einstellung daher 0,55 A.

- 2623 T  $3I_0 >>$  Zeitverzögerung:  
Diese empfindliche Einstellstufe soll mit drei Zeitstaffelungsschritten auslösen. Daher müssen 0,75 s eingestellt werden, was drei Zeitschritten entspricht (siehe Bild 24).
- 2624 Unverzögert bei Freigabe über Bin.:  
Die Stufe  $I >>$  wird für diesen Zweck angewendet, siehe die Einstellung 2614 in Kapitel 15.2. Stellen Sie daher Nein für diese Stufe ein.
- 2625 Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler:  
Diese Funktion wird nicht verwendet (siehe die Einstellung 2680 in Kapitel 15.1). Daher wird Nein eingestellt.

| Nr.  | Parameter                              | Wert   |
|------|--|--------|
| 2620 | $I_{ph} >$ Ansprechwert                | 1,74 A |
| 2621 | $I_{ph} >$ Zeitverzögerung             | 0,75 s |
| 2622 | $3I_0 >$ Ansprechwert                  | 0,55 A |
| 2623 | $3I_0 >$ Zeitverzögerung               | 0,75 s |
| 2624 | Unverzögert bei Freigabe über Bin.     | Nein   |
| 2625 | Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler | Nein   |

Bild 42 Einstellungen für die Stufe  $I >>$ , Reserveüberstrom

- 2620  $I_{ph} >$  Ansprechwert:  
Diese Stufe muss mit der gleichen Verzögerung wie Zone 5 auslösen. Sie darf nicht aufgrund der Last ansprechen (zulässige Überlast). Die zulässige Überlast ist das Doppelte der Volllast, daher gilt:

$$I_{ph} > = \frac{2 \cdot \text{Volllast}}{\sqrt{3} \cdot U_N}$$

$$I_{ph} > = \frac{2 \cdot 600}{\sqrt{3} \cdot 400} = 1732 \text{ A}$$

## 15.4 Abhängige Stufe (AMZ)

| Nr.  | Parameter  | Wert       |
|------|--|------------|
| 2640 | $I_p$ : Ansprechwert                               | $\infty$ A |
| 2642 | $I_p$ : AMZ-Zeit für IEC-Kennlinien T $I_p$        | 0,50 s     |
| 2646 | $I_p$ : AMZ-Zusatzverzögerung T $I_p$ verz         | 0,00 s     |
| 2650 | $3I_{Op}$ : Ansprechwert                           | $\infty$ A |
| 2652 | $3I_{Op}$ : AMZ-Zeit (IEC-Kennlinien) T $3I_{Op}$  | 0,50 s     |
| 2656 | $3I_{Op}$ : AMZ-Zusatzverzögerung T $3I_{Op}$ verz | 0,00 s     |
| 2660 | IEC-Kennlinie                                      | Invers     |
| 2670 | Unverzögert bei Freigabe über Bin.                 | Nein       |
| 2671 | Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler             | Nein       |

Bild 43 Einstellungen für die AMZ-Stufe, Reserveüberstrom

- 2640  $I_p$ : Ansprechwert:  
Die Koordinierung des stromabhängigen Stafflungsschutzes kann wirksam angewendet werden, um einen angemessen schnellen und empfindlichen selektiven Schutz zu erzielen. Bei dieser Anwendung wird die AMZ-Stufe nicht verwendet, daher lautet die Einstellung hier Unendlich,  $\infty$  A.
- 2642  $I_p$ : AMZ-Zeit für IEC-Kennlinien T  $I_p$ :  
Da die oben stehende Einstellung 2640 Unendlich ( $\infty$ ) lautet, ist diese Einstellung nicht relevant und wird daher auf der Voreinstellung 0,50 s belassen.
- 2646  $I_p$ : AMZ-Zusatzverzögerung T  $I_p$  verz:  
Diese Stufe kann auch als weitere stromunabhängig verzögerte Stufe mittels dieser Einstellung verwendet werden. Da die oben stehende Einstellung 2640 Unendlich ( $\infty$ ) lautet, ist diese Einstellung nicht relevant und wird daher auf der Voreinstellung 0,00 s belassen.
- 2650  $3I_{Op}$ : Ansprechwert:  
Die Koordinierung des stromabhängigen Stafflungsschutzes kann wirksam angewendet werden, um einen angemessen schnellen und empfindlichen selektiven Schutz zu erzielen. Bei dieser Anwendung wird die AMZ-Stufe nicht verwendet, daher lautet die Einstellung hier Unendlich,  $\infty$  A.
- 2652  $3I_{Op}$ : AMZ-Zeit (IEC-Kennlinien) T  $3I_{Op}$ :  
Da die oben stehende Einstellung 2650 Unendlich ( $\infty$ ) lautet, ist diese Einstellung nicht relevant und wird daher auf der Voreinstellung 0,50 s belassen.
- 2656  $3I_{Op}$ : AMZ-Zusatzverzögerung T  $3I_{Op}$ verz:  
Diese Stufe kann auch als weitere stromunabhängig verzögerte Stufe mittels dieser Einstellung verwendet werden. Da die oben stehende Einstellung 2650 Unendlich ( $\infty$ ) lautet, ist diese Einstellung nicht relevant und wird daher auf der Voreinstellung 0,00 s belassen.
- 2660 IEC-Kennlinie:  
Während der Gerätekonfiguration (Kapitel 4) wurde als Standard der Kurven mit Parameter 0126 IEC gewählt. Hier wird die Auswahl aus verschiedenen IEC-Kurven getroffen. Da diese Stufe bei dieser Anwendung nicht verwendet wird, ist die Einstellung nicht relevant und wird daher auf der Voreinstellung Inverse (Normal invers) belassen.

- 2670 Unverzögert bei Freigabe über Bin.:  
Die Stufe  $I_{>>>}$  wird für diesen Zweck verwendet, siehe die Einstellung 2614 in Kapitel 15.2. Stellen Sie daher **Nein** für diese Stufe ein.
- 2671 Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler:  
Diese Funktion wird nicht verwendet (siehe die Einstellung 2680 in Kapitel 15.1). Daher wird **Nein** eingestellt.

15.5 Stufe  $UMZ_{>>>}$ 

| Nr.  | Parameter                              | Wert       |
|------|--|------------|
| 2630 | $I_{ph}>>>$ : Ansprechwert             | $\infty$ A |
| 2631 | $I_{ph}>>>$ : Zeitverzögerung          | 0,30 s     |
| 2632 | $3I_0>>>$ : Ansprechwert               | $\infty$ A |
| 2633 | $3I_0>>>$ : Zeitverzögerung            | 2,00 s     |
| 2634 | Unverzögert bei Freigabe über Bin.     | Nein       |
| 2635 | Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler | Nein       |

Bild 44 Einstellungen für die Stufe  $I_{STUB}$ , Reserveüberstrom

- 2630  $I_{ph}>>>$ : Ansprechwert:  
Diese Stufe kann als eine normale stromunabhängig verzögerte Stufe verwendet werden. Außerdem kann sie über einen Binäreingang gesperrt oder freigegeben werden. Bei bestimmten Anwendungen (z.B. 1 ½ Leistungsschalter) ist ein Abschnitt zwischen dem LS vorhanden, wenn der Trenner leitungsseitig geöffnet ist. Durch Freigabe der Überstromstufe über die erwähnten Binäreingänge kann eine schnelle und selektive Freischaltung von Fehlern an der Stickleitung erreicht werden. Bei dieser Anwendung ist diese Stufe deaktiviert, indem ein Ansprechwert mit der Einstellung  $\infty$  A verwendet wird.
- 2631  $I_{ph}>>>$ : Zeitverzögerung:  
Da die oben stehende Einstellung 2630 Unendlich ( $\infty$ ) lautet, ist diese Einstellung nicht relevant und wird daher auf der Voreinstellung 0,30 s belassen.
- 2632  $3I_0>>>$ : Ansprechwert:  
Diese Stufe kann als eine normale stromunabhängig verzögerte Stufe verwendet werden. Außerdem kann sie über einen Binäreingang gesperrt oder freigegeben werden. Bei bestimmten Anwendungen (z.B. 1 ½ Leistungsschalter) ist ein Abschnitt zwischen dem LS vorhanden, wenn der Trenner leitungsseitig geöffnet ist. Durch Freigabe der Überstromstufe über die erwähnten Binäreingänge kann eine schnelle und selektive Freischaltung von Fehlern an diesem Abschnitt erreicht werden. Bei dieser Anwendung ist diese Stufe deaktiviert, indem ein Ansprechwert mit der Einstellung  $\infty$  A verwendet wird.
- 2633  $3I_0>>>$ : Zeitverzögerung:  
Da die oben stehende Einstellung 2632 Unendlich ( $\infty$ ) lautet, ist diese Einstellung nicht relevant und wird daher auf der Voreinstellung 2,00 s belassen.

- 2634 Unverzögert bei Freigabe über Bin.: Die Stufe  $I >>$  wird für diesen Zweck verwendet, siehe die Einstellung 2614 in Kapitel 15.2. Stellen Sie daher NO (Nein) für diese Stufe ein.
- 2635 Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler: Diese Funktion wird nicht verwendet (siehe die Einstellung 2680 in Kapitel 15.1). Daher wird NO (Nein) eingestellt.

■ 16. Messwertüberwachung – Parametergruppe A  
16.1 Symmetrie / Summe

| Nr.   | Parameter                          | Wert   |
|-------|------------------------------------|--------|
| 2901  | Messwertüberwachungen              | Ein    |
| 2902A | Symmetrie U: Ansprechwert          | 50 V   |
| 2903A | Symmetrie U: Kennliniensteigung    | 0,75   |
| 2904A | Symmetrie Iph: Ansprechwert        | 0,50 A |
| 2905A | Symmetrie Iph: Kennliniensteigung  | 0,50   |
| 2906A | Summe I: Ansprechwert              | 0,10 A |
| 2907A | Summe I: Kennliniensteigung        | 0,10   |
| 2908A | Symmetrie Uph: Ansprechverzögerung | 5 s    |
| 2909A | Symmetrie Iph: Ansprechverzögerung | 5 s    |

Bild 45 Einstellungen für Symmetrie / Summen, Messwertüberwachung

- 2901 Messwertüberwachungen: Nur in außergewöhnlichen Fällen wird die Messwertüberwachung nicht aktiviert. Daher muss diese Einstellung stets Ein lauten.

Die erweiterten Einstellungen 2902A bis 2909A können verwendet werden, um die Parameter der Messwertüberwachungen zu ändern. Diese können generell auf ihren Voreinstellungen belassen werden.

16.2 Messspannungsausfall

| Nr.   | Parameter                                  | Wert               |
|-------|--|--------------------|
| 2910  | Betriebsart für Fuse Failure Monitor       | Ein                |
| 2911A | $U >$ für FFM-Erkennung                    | 30 V               |
| 2912A | $I <$ für FFM-Erkennung                    | 0,10 A             |
| 2913A | $U_{mess <}$ für 3poligen Spannungsausfall | 5 V                |
| 2914A | $I_{delta}$ für 3poligen Spannungsausfall  | 0,10 A             |
| 2915  | Spannungsausfallüberwachung                | mit Stromkriterium |
| 2916A | Wartezeit Spannungsausfallüberwachung      | 3,00 s             |

Bild 46 Einstellung für Messspannungsausfallüberwachung

- 2910 Betriebsart für Fuse Failure Monitor (FFM): Nur in außergewöhnlichen Fällen wird der Fuse Failure Monitor nicht aktiviert. Daher muss diese Einstellung stets Ein lauten.

Bei der Spannungsausfallerkennung können die Voreinstellparameter für die erweiterten Einstellungen unverändert verwendet werden.

- 2915  $U >$  für FFM-Erkennung: Wenn beim Zuschalten des Abzweigs der Sekundärkreis des Spannungswandlers außer Betrieb ist, wird ein Alarm „168 Störung

Messspannungsausfall 3-polig“ ausgegeben und die Notfunktion aktiviert. Diese Überwachungsaufgabe kann mit diesem Parameter 2915 gesteuert werden. Da keine Hilfskontakte des Leistungsschalters zugewiesen sind, erfolgt die Steuerung nur mit **Stromkriterium**.

16.3 Spannungswandler-Schutzschalter

| Nr.  | Parameter                              | Wert |
|------|--|------|
| 2921 | Reaktionszeit U-Wandler-Schutzschalter | 0 ms |

Bild 47 Einstellung für Spannungswandler-Schutzschalter, Messüberwachung

- 2921 Reaktionszeit U-Wandler-Schutzschalter: Wird ein Hilfskontakt des Schutzschalters verwendet (in der Matrix zugewiesen), muss die Ansprechzeit dieses Kontakts hier eingegeben werden. Beachten Sie, dass solch eine Eingabe in der Praxis nicht erforderlich ist, da das Relais alle Spannungswandlerausfälle einschließlich des Ansprechens des Schutzschalters mittels der Messung erkennt. Durch die eingestellte Zeit wird die gesamte Fehlererfassung durch den Distanzschutz verzögert, daher sollte diese Funktion generell nicht verwendet werden. Bei dieser Anwendung ist sie ebenfalls nicht erforderlich und wird daher auf der Voreinstellung 0 ms belassen.

■ 17. Erdkurzschluss für hochohmige Fehler – Parametergruppe A

17.1 Allgemeines

| Nr.   | Parameter                                     | Wert                         |
|-------|---|------------------------------|
| 3101  | Erdfehlerschutz                               | Ein                          |
| 3102  | Blockierung bei                               | jeder Distanzschutz-Anregung |
| 3174  | EF-Blockierung bei Distanzschutz-Anr.         | in Zone Z1/Z1B               |
| 3103  | Blockierung in einpoliger Pause               | Ja                           |
| 3104A | Stabilisierung mit Leiterströmen              | 10 %                         |
| 3105  | 30min für Signalaussetz                       | 0,46 A                       |
| 3109  | EF-Schutz Auslösung 1-polig erlaubt           | Nein                         |
| 3170  | Anteil 2. Harmonischer, der blockiert         | 15 %                         |
| 3171  | $I_{max}$ deaktiviert Block. durch 2. Harmon. | 7,50 A                       |
| 3172  | Auslösung bei Zuschaltung auf Fehler mit      | Anregung und Richtung        |
| 3173  | Verzögerungszeit bei Zuschaltung              | 0,00 s                       |

Bild 48 Allgemeine Einstellungen, Erdkurzschlusschutz für hochohmige Fehler

- 3101 Erdfehlerschutz: Für die Behebung von hochohmigen Erdkurzschlüssen bietet diese Funktion eine bessere Empfindlichkeit als der Distanzschutz. Da hochohmige Erdkurzschlüsse bei dieser Anwendung erwartet werden, wird diese Funktion aktiviert, indem sie auf Ein gesetzt wird.
- 3102 Blockierung bei: Da der Distanzschutz selektiver (definierte Zonenreichweite) als der Erdkurzschlusschutz ist und über eine überlegene Phasenauswahl verfügt, wird er so eingestellt, dass der Erdkurzschlusschutz mit **jeder Distanzschutz-Anregung** blockiert wird.



- 3174 E/F-Blockierung bei Distanzschutz-Anr.:  
Da eine schnelle einpolige Auslösung nur in Zone 1 und Zone 1B mit dem Distanzschutz erfolgt, wird der Erdkurzschlusschutz nur gesperrt, wenn der Distanzschutz in Zone Z1/Z1B anspricht.
- 3103 Blockierung in einpoliger Pause:  
Während der einpoligen Pause kann der Laststrom über den Erdfeld fließen. Um in diesem Fall ein falsches Ansprechen des Erdkurzschlusschutzes zu verhindern, muss eine Blockierung erfolgen. Daher lautet die Einstellung Ja.
- 3104A Stabilisierung mit Leiterströmen:  
Fließen große Ströme während des Auftretens von Fehlern ohne Erdbeteiligung, führen Stromwandlerfehler (Sättigung) zu einem Erdstromfluss. Der Erdkurzschlusschutz, der über einen sehr empfindlichen Ansprechschwellenwert für hochohmige Kurzschlüsse verfügt, könnte aufgrund dieses Stromwandler-Fehlerstroms ansprechen. Um dies zu verhindern, wird eine Stabilisierungskennlinie eingesetzt, mit dem der Schwellenwert erhöht wird, wenn die Phasenströme groß sind. Die Kennlinie ist in unten stehender Abbildung 49 zu sehen. Die Voreinstellung von 10 % ist für die meisten Anwendungen geeignet.

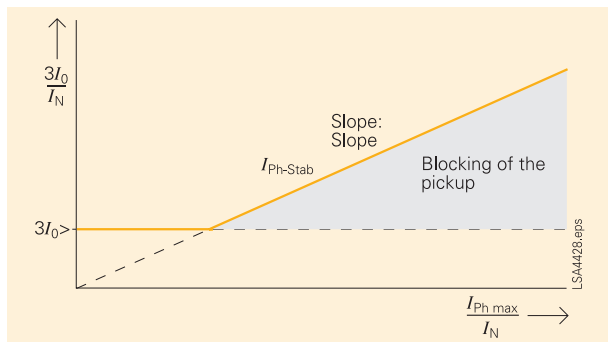


Bild 49 Stabilisierung des Ansprechschwellenwertes  $3I_0$

- 3105  $3I_0$ min für Signalzusatz:  
Beim Richtungsvergleich-Schutzsystem, besonders bei der schwachen Einspeisungsechofunktion, muss eine Signalzusatz-Sende- oder -Echo-Sperrbedingung empfindlicher sein als die Signalzusatz-Auslösebedingung. Mit diesem Schwellenwert wird der Mindesterdstrom für den Signalzusatz festgelegt und auf 80 % der empfindlichsten Signalzusatz-Auslösestufe gesetzt, daher gilt:

$$3I_{0\_TP} = 0,8 \cdot 3I_0 \gg$$

$$3I_{0\_TP} = 0,8 \cdot 0,58$$

$$3I_{0\_TP} = 0,46 \text{ A}$$

Der Einstellwert ist daher 0,46 A

- 3109 EF-Schutz Auslösung 1-polig erlaubt:  
Der Distanzschutz wird so eingestellt, dass alle Lichtbogenfehler in der Leitung abgedeckt werden. Hochohmige Kurzschlüsse werden oft durch mechanische Defekte (gebrochene Leiter oder Fremdkörper in der Leitung) hervorgerufen, sodass ein automatisches Wiedereinschalten nicht erfolgreich sein kann. Setzen Sie daher auf nur dreipolige Auslösung mit Erdkurzschlusschutz indem dieser Parameter auf Nein gestellt wird.
- 3170 Anteil 2. Harmonischer, der blockiert:  
Wird die Leitung zugeschaltet, kann durch angeschlossene Trafos und der Last ein Einschaltstrom mit Nullkomponente verursacht werden. Der Rushstrom kann durch seine 2. Harmonische erkannt werden. Bei dieser Anwendung ist keine Inrushsperre erforderlich und wird in den einzelnen Stufen auch nicht verwendet. Die Einstellung hat keine Konsequenzen. Belassen Sie daher die Voreinstellung auf 15 %.
- 3171  $I_{max}$  deaktiviert Block. durch 2. Harmon.:  
Fließen sehr große Fehlerströme, können Stromwandlerfehler ebenfalls eine gewisse 2. Harmonische verursachen. Daher wird die Rushsperre deaktiviert, wenn der Erdkurzschlussstrom über dem Schwellenwert liegt. Wie bereits unter oben stehendem Parameter 3170 ausgeführt, wird die Inrushsperre in diesem Beispiel nicht verwendet. Diese Einstellung hat keine Konsequenzen. Belassen Sie daher die Voreinstellung auf 7,50 A.
- 3172 Auslösung bei Zuschaltung auf Fehler mit:  
Der Erdkurzschlusschutz kann mit einer eingestellten Verzögerung (Parameter 3173) bei einer Zuschaltung der Leitung aktiviert werden. Bei dieser Anwendung wird nur die Distanzschutzfunktion mit Zuschaltung aktiviert, sodass diese Einstellung keine Konsequenzen hat. Belassen Sie daher die Voreinstellung auf **Anregung und Richtung**.
- 3173 Verzögerungszeit bei Zuschaltung:  
Wie unter oben stehendem Parameter 3172 angegeben, wird durch diesen Timer die Verzögerung Auslösung nach Zuschalten durch den Erdkurzschlusschutz definiert. Da diese nicht verwendet wird, wird die Voreinstellung unverändert auf 0,00 s belassen.

17.2 UMZ 3I<sub>0</sub>>>>

| Nr.  | Parameter                              | Wert     |
|------|--|----------|
| 3110 | Betriebsart                            | vorwärts |
| 3111 | Ansprechwert                           | 3,50 A   |
| 3112 | Zeitverzögerung                        | 0,25 s   |
| 3113 | Unverzögert mit Signalzusatz oder Bin. | Nein     |
| 3114 | Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler | Nein     |
| 3115 | Blockierung durch Einschalttrush       | Nein     |

Bild 50 Einstellungen für die UMZ Stufe 3I<sub>0</sub>>>>, Erdkurzschluss-Überstrom

- 3110 Betriebsart:  
Insgesamt stehen 4 Stufen zur Verfügung, von denen eine als Abhängige (AMZ) verwendet werden kann. Bei dieser Anwendung werden nur drei Stufen verwendet, die Stufe UMZ>>> für schnelles (einzelner Zeitschritt) richtungsabhängiges AUS und die Stufe AMZ>>> für zeitverzögertes richtungsabhängiges AUS und schnellen Richtungsvergleich sowie die Stufe AMZ> für nicht gerichteten Reservebetrieb. Daher muss diese Stufe auf **vorwärts** gesetzt werden.
- 3111 Ansprechwert:  
Diese Stufe muss mit der gleichen Empfindlichkeit ansprechen wie die Reserve-Überstromstufe (Notfunktion) 3I<sub>0</sub>>> (siehe die Einstellung 2612). Verwenden Sie daher hier die Einstellung 3,50 A. Beachten Sie, dass diese Stufe nur aktiv ist, wenn der Distanzschutz nicht anspricht und dass sie gerichtet ist (kein ansprechen bei rückwärts gerichtetem Fehler), während die Reserve-Überstromstufe nur im Notfallmodus anspricht, wenn der Distanzschutz nicht zur Verfügung steht.
- 3112 Zeitverzögerung:  
Diese Stufe muss mit einer einzelnen Staffelschrittverzögerung auslösen, daher muss dieser Wert auf 0,25 s gesetzt werden.
- 3113 Unverzögert mit Signalzusatz oder Bin.:  
Die Stufe 3I<sub>0</sub>>>> löst mit Signalverfahren aus, daher lautet die Einstellung hier **Nein**.
- 3114 Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler:  
Wie oben ausgeführt, wird nur der Distanzschutz gezielt bei Zuschaltung freigegeben. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Nein**.
- 3115 Blockierung durch Einschalttrush:  
Wie oben ausgeführt, wird die Inrushsperre nicht verwendet. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Nein**.

17.3 UMZ>>

| Nr.  | Parameter                              | Wert     |
|------|--|----------|
| 3120 | Betriebsart                            | vorwärts |
| 3121 | Ansprechwert                           | 0,58 A   |
| 3122 | Zeitverzögerung                        | 0,50 s   |
| 3123 | Unverzögert mit Signalzusatz oder Bin. | Ja       |
| 3124 | Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler | Nein     |
| 3125 | Blockierung durch Einschalttrush       | Nein     |

Bild 51 Einstellungen für die Stufe UMZ>>, Erdkurzschluss-Überstrom

- 3120 Betriebsart:  
Bei dieser Anwendung werden nur drei Stufen verwendet, die Stufe UMZ>>> für schnelles (einzelner Zeitschritt) richtungsabhängiges Aus und die Stufe UMZ>> für zeitverzögertes richtungsabhängiges Aus und schnellen Richtungsvergleich sowie die Stufe UMZ> für ungerichteten Reservebetrieb. Daher muss diese Stufe auf **vorwärts** gesetzt werden.
- 3121 Ansprechwert:  
Diese Stufe muss bei allen internen hochohmigen Erdkurzschlüssen ansprechen. Verwenden Sie daher eine Marge von 20 %.  
$$3I_0 >> = 0,8 \cdot I_{ph \min\_R}$$
  
$$3I_0 >> = 0,8 \cdot 729 = 583 \text{ A}$$
  
Setzen Sie den sekundären Ansprechwerte daher auf **0,58 A**:
- 3122 Zeitverzögerung:  
Diese Stufe muss mit zwei Staffelschritten auslösen, daher muss dieser Wert auf **0,50 s** gesetzt werden.
- 3123 Unverzögert mit Signalzusatz oder Bin.:  
Die Stufe 3I<sub>0</sub>>>> löst mit Signalverfahren aus, daher lautet die Einstellung hier **Ja**.
- 3124 Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler:  
Wie oben ausgeführt, wird nur der Distanzschutz gezielt bei Zuschaltung freigegeben. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Nein**.
- 3125 Blockierung durch Einschalttrush:  
Wie oben ausgeführt, wird die Inrushsperre nicht verwendet. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Nein**.

17.4 UMZ>

| Nr.  | Parameter                              | Wert        |
|------|--|-------------|
| 3130 | Betriebsart                            | ungerichtet |
| 3131 | Ansprechwert                           | 0,58 A      |
| 3132 | Zeitverzögerung                        | 1,00 s      |
| 3133 | Unverzögert mit Signalzusatz oder Bin. | Nein        |
| 3134 | Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler | Nein        |
| 3135 | Blockierung durch Einschalttrush       | Nein        |

Bild 52 Einstellungen für die Stufe UMZ>, Erdkurzschluss-Überstrom

- 3130 Betriebsart:  
Bei dieser Anwendung werden nur drei Stufen verwendet, die Stufe UMZ>>> für schnelles (einzelne Staffelzeit) richtungsabhängiges Aus und die Stufe UMZ>> für zeitverzögertes richtungsabhängiges Aus und schnellen Richtungsvergleich sowie die Stufe UMZ> für ungerichteten Reservebetrieb. Daher muss diese Stufe auf **ungerichtet** gesetzt werden.
- 3131 Ansprechwert:  
Diese Stufe muss bei allen internen hochohmigen Erdkurzschlüssen ansprechen, d.h. wie bei UMZ>>, jedoch ungerichtet und mit längerer Verzögerung. Setzen Sie den sekundären Ansprechwert daher auf **0,58 A**:
- 3132 Zeitverzögerung:  
Diese Stufe muss mit vier Staffelzeitschritten auslösen, daher muss dieser Wert auf **1,00 s** gesetzt werden.
- 3133 Unverzögert mit Signalzusatz oder Bin.:  
Die Stufe  $3I_0>>>$  löst mit Signalverfahren aus, daher lautet die Einstellung hier **Nein**.
- 3134 Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler:  
Wie oben ausgeführt, wird nur der Distanzschutz gezielt bei Zuschaltung freigegeben. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Nein**.
- 3135 Blockierung durch Einschalttrush:  
Wie oben ausgeführt, wird die Inrushsperre nicht verwendet. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Nein**.

17.5 AMZ Stromabhängige Zeit Stufe

| Nr.  | Parameter                              | Wert      |
|------|--|-----------|
| 3140 | Betriebsart                            | unwirksam |
| 3141 | Ansprechwert 3I0                       | 1,00 A    |
| 3143 | AMZ-Zeit für IEC-Kennlinien T 3I0P     | 0,50 s    |
| 3147 | Zusatzverzögerung T 3I0Pverz           | 1,20 s    |
| 3148 | Unverzögert mit Signalzusatz oder Bin. | Nein      |
| 3149 | Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler | Nein      |
| 3150 | Blockierung durch Einschalttrush       | Nein      |
| 3151 | AMZ-Kennlinie (IEC)                    | Invers    |

Bild 53 Einstellungen für die stromabhängige Zeit, Erdkurzschluss-Überstrom Stufe

- 3140 Betriebsart:  
Diese Stufe wird hier nicht benötigt, daher wird sie auf **unwirksam** gesetzt.
- Da diese Stufe unwirksam ist, haben die Einstellungen 3141 bis 3151 keine Konsequenzen und werden auf ihren Voreinstellungen belassen.

17.6 Richtung

| Nr.   | Parameter                              | Wert                          |
|-------|--|-------------------------------|
| 3160  | Einflussgrößen der Richtungsbestimmung | mit U0 + I-Sternpunkt oder U2 |
| 3162A | Unterer Grenzwinkel Richtung vorwärts  | 338 °                         |
| 3163A | Oberer Grenzwinkel Richtung vorwärts   | 122 °                         |
| 3164  | Minimale Nullspannung 3U0min           | 3,8 V                         |
| 3166  | Minimale Gegensystemspannung 3U2min    | 3,8 V                         |
| 3167  | Minimaler Gegensystemstrom 3I2min      | 0,58 A                        |
| 3168  | Kompensationswinkel für Nullleistung   | 255 °                         |
| 3169  | Nullleistung für Richtung vorwärts     | 0,3 VA                        |

Bild 54 Richtungseinstellungen, Erdkurzschluss-Überstrom

- 3160 Einflussgrößen der Richtungsbestimmung:  
Da zwei der angewendeten Stufen des Erdkurzschluss-Überstromschutzes gerichtet sind (vorwärts), muss die Wahl des Polarisations signals sorgfältig abgewogen werden. Ist sowohl eine Gegen- als auch eine Nullsystem-Einspeisung an der Relaisstelle vorhanden, werden durch eine Polarisation **mit U0 + I-Sternpunkt oder U2** hervorragende Ergebnisse erzielt. Der Erdstrom von einer in Stern geschalteten und geerdeten Transformatorwicklung wird nur ausgewertet, wenn der 4. Stromeingang des Relais auf diese Weise angeschlossen ist. Bei dieser Anwendung misst dieser Stromeingang den Erdstrom der geschützten Leitung (Parameter 220 in Kapitel 7.1). Daher werden bei dieser Einstellung nur die Null-Spannung oder Gegensystem-Spannung als Polarisations signal verwendet. Die Auswahl erfolgt automatisch (der größere der beiden Werte wird gewählt).

- 3162A Unterer Grenzwinkel Richtung vorwärts:  
Die Grenzwinkel für die Richtungsentscheidung wurden für hochohmige Erdkurzschlüsse optimiert und werden hier auf dem Wert  $338^\circ$  belassen.
- 3163A Oberer Grenzwinkel Richtung vorwärts:  
Die Grenzwinkel für die Richtungsentscheidung wurden für hochohmige Erdkurzschlüsse optimiert und werden hier auf dem Wert  $122^\circ$  belassen.

- 3164 Minimale Nullspannung:  
Die Nullspannung ist einer der Werte für die Richtungsentscheidung. Bei hochohmigen Erdkurzschlüssen kann dieser Wert sehr klein werden. Für diese Einstellung wird er unter Verwendung des minimalen einphasigen Fehlerstroms bei hochohmigen Erdkurzschlüssen und der kleinsten Nullsystem-Quellenimpedanz berechnet (dies schließt eine Sicherheitsmarge mit ein, da diese beiden Bedingungen nicht zusammen eintreffen):

$$3I_{0\min} = I_{1ph\min\_R} \cdot Z_{0\text{source\_min}}$$

$$3I_{0\min} = 729 \cdot 20 = \underline{\underline{14,58 \text{ kV}}}$$

Als sekundärer Wert lautet dieser Wert:

$$3U_{0\min\_sek} = 3U_{0\min} \cdot \frac{100 \text{ V}}{380 \text{ kV}}$$

$$3U_{0\min\_sek} = 14,58 \text{ kV} \cdot \frac{100 \text{ V}}{380 \text{ kV}} = \underline{\underline{3,8 \text{ V}}}$$

Verwenden Sie daher die Einstellung **3,8 V**.

- 3166 Minimale Gegensystemspannung  $3U_{2\min}$ :  
Obwohl eine ähnliche Berechnung wie für Parameter 3164 einen kleineren Wert (50 %) ergeben würde, wird diese nicht angewendet, da eine automatische Auswahl der größeren der beiden Spannungen eingestellt wurde (Parameter 3160). Es wird daher die gleiche Einstellung wie für die Nullspannung verwendet, stellen Sie die Einstellung auf **3,8 V**.
- 3167 Minimaler Gegensystemstrom  $3I_{2\min}$ :  
Verwenden Sie hier den kleinsten Gegensystemstrom bei hochohmigen Erdkurzschluss mit einer Marge von 20 %.
- $$3I_{2\min} = 0,8 \cdot I_{1ph\min\_R}$$
- $$3I_{2\min} = 0,8 \cdot 729 = \underline{\underline{583,2 \text{ A}}}$$
- Verwenden Sie daher die Einstellung **0,58 A**.
- 3168 Kompensationswinkel für Nullleistung:  
Diese Einstellung ist nur für Richtungsentscheidungen relevant, die auf Nullleistung basieren. Bei dieser Anwendung hat diese Einstellung keine Konsequenzen und wird daher auf der Voreinstellung  $255^\circ$  belassen.

- 3169 Nullleistung für Richtung vorwärts:  
Diese Einstellung ist nur für Richtungsentscheidungen relevant, die auf Nullleistung basieren. Bei dieser Anwendung hat diese Einstellung keine Konsequenzen und wird daher auf der Voreinstellung **0,3 VA** belassen.

## 18. Erdkurzschlussschutz Signalzusatz – Parametergruppe A

| Nr.   | Parameter                                  | Wert       |
|-------|--|------------|
| 3201  | Erdfehler-Signalzusatz                     | Ein        |
| 3202  | Anschlusskonfiguration                     | Zwei-Enden |
| 3203A | Sendesignalverlängerung                    | 0,05 s     |
| 3209A | Trans. Block.: Wartezeit nach Rückw. Fehl. | 0,04 s     |
| 3210A | Transiente Blockierzeit                    | 0,05 s     |

**Bild 55** Einstellungen für Signalzusatz für Erdkurzschlussschutz

- 3201 Erdfehler-Signalzusatz:  
Bei dieser Anwendung ist der Signalzusatz erforderlich und wird als Richtungsvergleichsverfahren angewendet, siehe Parameter 132 in Kapitel 4. Diese Funktion wird daher durch die Einstellung **Ein** aktiviert.
- 3202 Anschlusskonfiguration:  
Bei der Leitung handelt es sich um eine Leitung vom Typ **Zwei-Enden**.
- 3203A Sendesignalverlängerung:  
Da dieselbe Art von Kommunikation mit derselben Kanalverzögerung für das Distanz-Signalverfahren und den Erdkurzschluss-Signalzusatz verwendet wird, gelten hier dieselben Überlegungen wie für Parameter 2103A in Kapitel 13. Daher wird in diesem Beispiel eine Einstellung von **0,05 s** verwendet.
- 3209A Trans.Block.: Wartezeit nach Rückw.Fehl.:  
Da dieselbe Art von Kommunikation mit derselben Kanalverzögerung für das Distanz-Signalverfahren und den Erdkurzschluss-Signalzusatz verwendet wird, gelten hier dieselben Überlegungen wie für Parameter 2109A in Kapitel 13. Daher wird in diesem Beispiel eine Einstellung von **0,04 s** verwendet.
- 3210A Transiente Blockierzeit:  
Da dieselbe Art von Kommunikation mit derselben Kanalverzögerung für das Distanz-Signalverfahren und den Erdkurzschluss-Signalzusatz verwendet wird, gelten hier dieselben Überlegungen wie für Parameter 2110A in Kapitel 13. Daher wird in diesem Beispiel eine Einstellung von **0,05 s** verwendet.

## 19. Automatische Wiedereinschaltung – Parametergruppe A

### 19.1 Allgemeines

| Nr.   | Parameter                               | Wert             |
|-------|---|------------------|
| 3401  | Automatische Wiedereinschaltung         | Ein              |
| 3402  | LS-Bereitschaft vor dem Anwurf prüfen?  | Nein             |
| 3403  | Sperrzeit nach Wiedereinschaltung       | 3,00 s           |
| 3404  | Blockierdauer bei Hand-Ein-Erkennung    | 1,00 s           |
| 3406  | Folgefehlererkennung                    | Mit Auskommando  |
| 3407  | Folgefehler in der spannungslosen Pause | startet TP FOLGE |
| 3408  | Anwurfüberwachungszeit                  | 0,20 s           |
| 3409  | LS-Bereitschafts-Überwachungszeit       | 3,00 s           |
| 3410  | Zeit bis Inter-EIN                      | ∞ s              |
| 3411A | Maximale Verlängerung der Pausenzeit    | 10,00 s          |

**Bild 56** Allgemeine Einstellungen, Automatische Wiedereinschaltung

- 3401 Automatische Wiedereinschaltung:  
Bei dieser Anwendung ist die AWE erforderlich und wird mit den Einstellungen „1 WE-Zyklus“ und „Mit Auskommando und Wirkzeit“ angewendet, siehe Parameter 133 und 134 in Kapitel 4. Diese Funktion wird daher durch die Einstellung Ein aktiviert.
- 3402 LS-Bereitschaft vor dem Anwurf prüfen?:  
Bevor eine AWE versucht wird, muss der Status des Leistungsschalters überprüft werden. Dies kann erfolgen, bevor der Wiedereinschaltzyklus gestartet wird (vor/zum Zeitpunkt des Starts), oder bevor der Wiedereinschaltbefehl gegeben wird. Bei dieser Anwendung wird der Status des Leistungsschalters geprüft, bevor der Einschaltbefehl durch die AWE gegeben wird. Daher muss diese Einstellung Nein lauten.
- 3403 Sperrzeit nach Wiedereinschaltung:  
Ist die Wiedereinschaltung erfolgreich, muss die AWE in den normalen Zustand zurückkehren, welcher vor dem ersten Fehler existierte. Die hier eingestellte Zeit wird mit jedem Wiedereinschaltbefehl gestartet und muss die Bedingungen im Stromversorgungsnetz berücksichtigen (auch die Erholungszeit des Leistungsschalters muss möglicherweise berücksichtigt werden). Hier wird eine Einstellung von 3 s verwendet.
- 3404 Blockierdauer bei Hand-Ein-Erkennung:  
Ist der Binäreingang für Hand-Ein zugewiesen, muss die AWE nach dem Hand-Ein für eine festgelegte Zeit gesperrt werden, um eine AWE beim Zuschalten auf einen Fehler zu verhindern. Bei dieser Anwendung wird der Binäreingang für Hand-Ein nicht benutzt, Zuschaltung wird durch den Stromfluss erkannt und die AWE in diesem Falle nicht gestartet. Diese Einstellung ist hier nicht relevant, da der Binäreingang für Hand-Ein nicht zugewiesen wurde. Die Voreinstellung 1,00 s bleibt unverändert.
- 3406 Folgefehlererkennung:  
Falls während der einpoligen Pause ein weiterer Kurzschluss erkannt wird (sich ausweitender Kurzschluss), kann die AWE hierauf gezielt reagieren. Die Erkennung eines Folgefehlers erfolgt bei dieser Anwendung durch den erneuten Anwurf der AWE durch ein weiteren (neuen) Ausbefehl an die AWE. Setzen Sie diese Einstellung daher auf **Mit Auskommando**.
- 3407 Folgefehler in der spannungslosen Pause:  
Die Reaktion auf den sich ausweitenden Kurzschluss während der einpoligen Pause wird hier eingestellt. Bei dieser Anwendung wird sie auf **started TP FOLGE** gesetzt (started Folgefehler Pausenzeit).
- 3408 Anwurfüberwachungszeit:  
Wird das AWE-Startsignal (Schutzauslösung) nicht nach einer angemessenen Zeit zurückgestellt (Leitungsschalteransprechzeit plus Schutz-Rückfallzeit), ist entweder ein Problem mit dem Leistungsschalter (Versagen des Schalters) oder dem Schutz vorhanden und der AWE-Zyklus darf nicht gestartet werden. Hier wird die maximale Zeit für das Startsignal eingestellt, dauert es länger, wird der automatische Wiedereinschaltzyklus nicht gestartet und die Bedingung für die endgültige Auslösung wird festgelegt. Verwenden Sie hier eine Einstellung, die das Doppelte der Leistungsschaltereigenzeit plus der Schutz-Rückfallzeit beträgt, d.h. 0,20 s.
- 3409 LS-Bereitschafts-Überwachungszeit:  
Da der Bereitschaftsstatus des Leistungsschalters vor der Ausgabe des Einschaltbefehls überprüft wird, muss eine Zeitgrenze eingestellt werden, während der dieser Bereitschaftsstatus erreicht werden muss. Wird diese Zeit überschritten, wird auf endgültige Auslösung entschieden und das Wiedereinschalten findet nicht statt. Diese Zeitgrenze wird hier auf 3,00 s eingestellt.
- 3410 Zeit bis Inter-EIN:  
Die AWE kann verwendet werden, um einen Einschaltbefehl an das Gegenende über die Kommunikationskanäle zu senden. Dies wird hier nicht verwendet, daher wird die Zeit auf der Voreinstellung Unendlich, d.h. ∞ s belassen.
- 3411A Maximale Verlängerung der Pausenzeit:  
Die AWE kann parametrisiert werden, um auf die Freigabe durch die Synchronkontrolle oder den Leistungsschalterstatus vor der Ausgabe des Einschaltbefehls zu warten. Hier wird die maximale Verlängerung der resultierenden Pausenzeit beim Warten auf die Freigabebedingungen eingestellt. In der Praxis ist eine Begrenzung auf weniger als 1 Minute sinnvoll. Bei dieser Anwendung werden 10 s verwendet.

19.2 1. WE-Zyklus

| Nr.  | Parameter                          | Wert   |
|------|------------------------------------|--------|
| 3450 | Anwurf mit diesem Zyklus erlaubt ? | Ja     |
| 3451 | Wirkzeit                           | 0,20 s |
| 3456 | Pausenzeit bei 1poliger Auslösung  | 1,00 s |
| 3457 | Pausenzeit bei 3poliger Auslösung  | 0,50 s |
| 3458 | Pausenzeit bei Folgefehler         | 0,50 s |
| 3459 | LS-Bereitschaft vor WE prüfen      | Ja     |
| 3460 | Synchrocheck nach 3-poliger Pause  | Ja     |

Bild 57 Einstellungen für den 1. WE-Zyklus

3450 Anwurf mit diesem Zyklus erlaubt?:  
Da dies der einzige WE-Zyklus ist, der angewendet wird, muss der Anwurf in diesem Zyklus zugelassen werden, daher wird dieser Parameter auf Ja eingestellt.

3451 Wirkzeit:  
Wie unter Parameter 134 in Kapitel 4 angegeben, wird die Wirkzeit verwendet, um eine Unterscheidung zu treffen zwischen Kurzschlüssen, die ohne Verzögerung durch den Hauptschutz abgeschaltet wurden und externen Kurzschlüssen welche mit Verzögerung durch den Reserveschutz abgeschaltet wurden. Die Aktionszeit muss kürzer als der berechnete Staffelzeitstufe (0,25 s) und länger als die langsamste Auslösung mit Signalverfahren (60 ms) eingestellt werden. Hier wird eine Zeit von 0,20 s verwendet.

3456 Pausenzeit bei 1poliger Auslösung:  
Die resultierende Pausenzeit muss ein Verpuffen der Lichtbogengase ermöglichen. Während der einpoligen Pause ist die erforderliche Zeit länger, da der Lichtbogen weiterhin durch einen kapazitiv gekoppelten Strom aus den fehlerfreien Phasen gespeist wird, nachdem der Leistungsschalter einpolig ausgeschaltet wurde. In der Praxis hat sich gezeigt, dass mit einer Zeit von 1,00 s gute Ergebnisse erzielt werden können.

3457 Pausenzeit bei 3poliger Auslösung:  
Die resultierende Pausenzeit muss ein Verpuffen der Lichtbogengase ermöglichen. Während der dreipoligen Pause ist diese Zeit kurz. In der Praxis hat sich gezeigt, dass mit einer Zeit von 0,50 s gute Ergebnisse erzielt werden können.

3458 Pausenzeit bei Folgefehler:  
Wie bei den oben stehenden Parametern 3407 und 3408 eingestellt, wird eine dreipolige Pause im Falle eines sich ausweitenden Kurzschlusses gestartet. Hier kann dieselbe Zeit wie bei Parameter 3457 verwendet werden, da diese Zeit mit der dreipoligen Auslösung aufgrund des sich von einphasig zu dreiphasig ausweitenden Kurzschlusses beginnt. Daher werden 0,50 s eingestellt.

3459 LS-Bereitschaft vor WE prüfen:  
Wie oben angegeben, wird der Leistungsschalterstatus geprüft, bevor ein Einschaltbefehl erteilt wird. Setzen Sie diesen Wert daher auf Ja.

3460 Synchrocheck nach 3-poliger Pause:  
Die Bedingung der Synchronkontrolle muss vor Erteilung des Einschaltbefehls überprüft werden. Setzen Sie diesen Wert daher auf Ja.

19.3 Dreipolige Mitnahme / Rückspannungsüberwachung / verkürzte WE

| Nr.  | Parameter                               | Wert   |
|------|---|--------|
| 3430 | 3-polige Mitnahme (LS Plausibilität)    | Nein   |
| 3431 | Rückspannungsüberwachung / Verkürzte WE | ohne   |
| 3438 | Zeit für stabilen Zustand der Spannung  | 0,10 s |
| 3440 | Grenzwert für fehlerfreie Spannung      | 48 V   |
| 3441 | Grenzwert für Spannungsfreiheit         | 30 V   |

Bild 58 Einstellung für Dreipolige Mitnahme / Rückspannungsüberwachung / verkürzte WE

3430 3-polige Mitnahme (LS Plausibilität):  
Wird die AWE mit einpoligen Auslösesignalen gestartet, kann im Verlauf einer einpoligen AWE festgestellt werden, dass die Bedingungen für eine einpolige Wiedereinschaltung nicht länger gültig sind (z.B. aufgrund einer weiteren einpoligen Auslösung während der 1-poligen Pause, oder weil der Hilfskontaktstatus des Leistungsschalters ein mehrpoliges Ausschalten anzeigt usw.). Ist dies der Fall, kann durch die AWE eine dreipolige Auslösung ausgegeben werden, bevor mit einem dreipoligen WE-Zyklus fortgefahren, oder die endgültige Auslösebedingung eingestellt wird. Mit dieser Einstellung wird bestimmt, ob die AWE-Funktion diese dreipolige Auslösung ausgibt. Bei dieser Anwendung werden keine externen Startsignale verwendet, sodass diese Einstellung auf Nein gesetzt wird, da die internen Schutzfunktionen bei Bedarf selbstständig dreipolige Kopplung des Auslösesignals bewirken.

3431 Rückspannungsüberwachung / Verkürzte WE:  
Spezielle Wiedereinschaltprogramme können eingesetzt werden, um mehrfache Zuschaltung auf permanente Fehler zu verhindern und die resultierende Pausenzeit zu minimieren. Bei dieser Anwendung werden solche Programme nicht verwendet, daher wird hier auf ohne parametrisiert.

Die Einstellungen 3438, 3440 und 3441 haben keine Konsequenzen, da der Parameter 3431 auf „ohne“ gesetzt ist. Belassen Sie diese Einstellungen auf ihren Voreinstellungen.

19.4 Automatische Wiedereinschaltung – Konfiguration

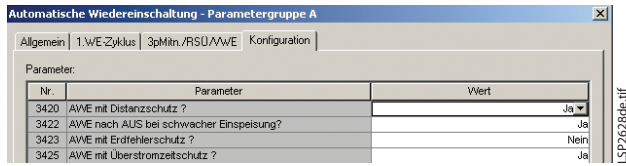


Bild 59 Einstellung zum Anwurf der AWE

- 3420 AWE mit Distanzschutz?: Die Distanzschutzauslösung erfolgt 1- und 3-polig und startet die Kurzunterbrechung. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Ja**.
- 3422 AWE nach AUS bei schwacher Einspeisung?: Die Auslösung bei schwacher Einspeisung erfolgt ein- und drei-polig und startet die Kurzunterbrechung. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Ja**.
- 3423 AWE mit Erdfehlerschutz?: Der Erdkurzschlusschutz löst nur 3-polig aus und startet nicht die Kurzunterbrechung. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Nein**.
- 3425 AWE mit Überstromschutz?: Der Reserve-Überstromschutz löst aus und startet die Kurzunterbrechung. Setzen Sie diesen Wert daher auf **Ja**. Beachten Sie, dass aufgrund der Wirkzeit (Parameter 3451 in Kapitel 19.2) nur die beschleunigte Auslösung mit Signalvergleich zu einer Wiedereinschaltung führen wird.

20. Synchron- und Spannungskontrolle – Parametergruppe A

20.1 Allgemein

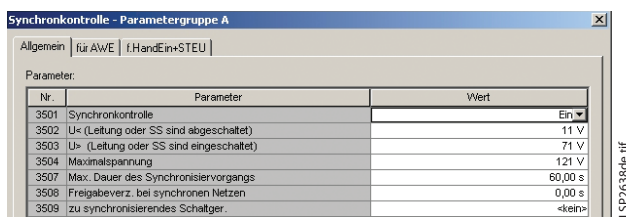


Bild 60 Allgemeine Parameter für Synchron- und Spannungskontrolle

- 3501 Synchronkontrolle: In dieser Anwendung wird die Synchronkontrolle verlangt und wird daher auf **Ein** parametrier.
- 3502  $U <$  (Leitung oder SS sind abgeschaltet): Wenn die Spannung an der Leitung/SS unter dieser Grenze gemessen wird dann wird angenommen, dass die Leitung/SS spannungsfrei ist. In dieser Anwendung wird die L3-L1 Phase-Phase-Spannung für die Synchronkontrolle benutzt. Der Schwellwert muss daher mit der verketteten Spannung berechnet werden. In den meisten Fällen kann 10 % eingestellt werden, wenn die Spannung

unter 10 % absinkt kann mit Sicherheit von einer freigeschalteten Leitung/SS ausgegangen werden. Wenn eine Kopplung von parallelen Leitungen möglich ist, sollte diese Schwelle höher eingestellt werden. In dieser Anwendung sind keine parallelen Leitungen vorhanden, somit wird auf 10 % eingestellt:

$$U < = 0,1 \cdot U_N$$

$$U < = 0,1 \cdot 110 = 11 \text{ V}$$

Der Wert für  $U_N$  in diesem Fall (110 V) stammt vom SS-Spannungswandler (Phase-Phase), da damit das Resultat größer (mehr Sicherheit) ist. Es wird 11 V eingestellt.

- 3503  $U >$  (Leitung oder SS sind eingeschaltet): Wenn die Spannung an der Leitung/SS über dieser Grenze gemessen wird dann wird angenommen, dass die Leitung/SS eingeschaltet ist. In dieser Anwendung wird die L3-L1 Phase-Phase-Spannung für die Synchronkontrolle benutzt. Der Schwellwert muss daher mit der verketteten Spannung berechnet werden. Der Einstellwert muss geringer (20 % Sicherheitsabstand) als die kleinste erwartete Betriebsspannung sein (in dieser Anwendung 85 % des Nennwert):

$$U > = 0,8 \cdot 0,85 \cdot U_N$$

$$U > = 0,8 \cdot 0,85 \cdot \frac{400 \text{ kV}}{380 \text{ kV}} \cdot 100 = 71,6 \text{ V}$$

Der Wert für  $U_N$  in diesem Fall ( $400/380 \cdot 100 \text{ V}$ ) stammt von dem Leitungsseitigen-Spannungswandler (Phase-Phase), da damit das Resultat kleiner (mehr Sicherheit) ist. Es wird 71 V eingestellt.

- 3504 Maximalspannung: Wenn die Spannung an der Leitung oder Sammelschiene über diesem Grenzwert gemessen wird, dann wird sie als zu hoch für eine Zuschaltfreigabe eingeschätzt. Dieser Parameter muss größer als die maximale Betriebsspannung bei der noch zugeschaltet werden darf sein. Generell wird 110 % der Nennbetriebsspannung empfohlen. An langen Leitungen kann die örtliche Spannung, vom Gegenende gespeist, wegen dem Ferranti-Effekt größer sein (üblicherweise mit Kompensationsdrosseln verhindert). In solch einem Fall sollte der Einstellwert größer sein. In diesem Beispiel wird 110 % eingestellt:

$$U_{\text{max}} = 1,10 \cdot U_N$$

$$U_{\text{max}} = 1,10 \cdot 110 = 121 \text{ V}$$

Der Wert für  $U_N$  in diesem Fall (110 V) stammt vom SS-Spannungswandler (Phase-Phase), da damit das Resultat größer (mehr Sicherheit) ist. Es wird 121 V eingestellt.

- 3507 Max. Dauer des Synchronisiervorgangs:  
Wenn die Bedingungen für die Synchronkontrolle nicht innerhalb dieser Zeit erfüllt werden, wird die Synchronkontrolle abgebrochen ohne Freigabe der Zuschaltung. Der Initiator der Synchronkontrolle (Steuerbefehl) erwartet innerhalb einer angemessenen Zeit eine Reaktion des Schalters. Hier soll die längste Verzögerungszeit der Schalterreaktion welche vom Betriebspersonal toleriert wird eingestellt werden. Normalerweise sind **60.00 s** eine akzeptable maximale Verzögerung.
- 3508 Freigabeverz. bei synchronen Netzen:  
Wenn der definierte Zustand für Synchronkontrolle erreicht ist, kann die Freigabe um diese Zeit verzögert werden, um sicher zu stellen, dass der Zustand nicht nur vorübergehend besteht. Im Normalfall ist diese Stabilisierungszeit nicht notwendig und kann daher auf **0,00 s** gestellt werden.
- 3509 zu synchronisierendes Schalter:  
Die geräteinternen Steuerbefehle können auch die Synchronkontrolle abfragen. Dafür muss der passende Steuerbefehl hier selektiert werden (zur Auswahl stehen alle angelegten Steuerbefehle). In diesem Beispiel wird die interne Steuerung nicht benutzt, somit muss hier **<kein>** parametrisiert werden.

### 20.2 Parameter für Betrieb mit AWE

Die folgenden Parameter gelten für EIN-Befehle von der AWE-Funktion. Wobei diese direkt von der internen AWE (intern mit der Synchronkontrolle gekoppelt) oder von einer externen AWE mittels Binäreingänge stammen können.

| Nr.   | Parameter                               | Wert             |
|-------|---|------------------|
| 3510  | Betriebsart der Zuschaltung             | mit LS-Eigenzeit |
| 3511  | Zulässige Spannungsdifferenz            | 22,0 V           |
| 3512  | Zulässige Frequenzdifferenz             | 0,10 Hz          |
| 3513  | Zulässige Winkeldifferenz               | 40 °             |
| 3515A | Zuschaltung bei U>SS, U>Ltg und Synchr. | Ja               |
| 3516  | Zuschaltung bei U>SS und U>Ltg          | Ja               |
| 3517  | Zuschaltung bei U<SS und U>Ltg          | Nein             |
| 3518  | Zuschaltung bei U<SS und U<Ltg          | Nein             |
| 3519  | Synchronitätsprüfung wird überbrückt    | Nein             |

Bild 61 Parameter für Synchronkontrolle bei EIN von AWE

- 3510 Betriebsart der Zuschaltung:  
Wenn die EIN-Freigabe bei asynchronen Bedingungen (Leitungs- und Sammelschienen-Spannung haben nicht die gleiche Frequenz) erfolgen soll, dann muss die Leistungsschaltzeit für den Zeitpunkt des Ein-Befehls berücksichtigt werden. Siehe den Parameter 239 in Kapitel 7.3. In diesem Beispiel ist Schalten bei asynchronen Bedingungen gestattet, daher muss auf: **mit LS-Eigenzeit** parametrisiert werden.
- 3511 Zulässige Spannungsdifferenz:  
Mit diesem Parameter wird die maximale Spannungsdifferenz vorgegeben. Wenn die Differenz zwischen Leitungs- und Sammelschienen-Spannungsbetrag diese Grenze überschreitet dann wird von der Synchronkontrolle keine Zuschaltfreigabe erteilt. Da die Synchronkontrolle mit verketteten Spannungen misst, muss dieser Parameter mit ph-ph-Spannung berechnet werden. Die Differenz zwischen der maximalen und minimalen Betriebsspannung wird benutzt um den ungünstigsten Zustand zu kalkulieren:

$$U_{\text{Diff max}} = (U_{N \text{ max}} - U_{N \text{ min}})$$

$$U_{\text{Diff max}} = \left( 121 - \frac{400 \text{ kV}}{380 \text{ kV}} \cdot 100 \cdot 0,85 \right)$$

$$U_{\text{Diff max}} = 31,5 \text{ V}$$

Normalerweise ist der Einstellwert gleich 31,5 V hier zu groß da Schalten mit einem so großen Delta zu einem gefährlichen Ausgleichstransient führt. Wenn keine besonderen Umstände so wie extrem lange Leitungen mit Spannungsanstieg wegen kapazitiven Ladeströmen oder sehr schwache Vermaschung ohne Spannungscompensation vorliegen, sollte eine obere Grenze von ca. 20% der normalen Betriebsspannung eingestellt werden:

$$U_{\text{Diff max}} = 0,2 \cdot U_N$$

$$U_{\text{Diff max}} = 0,2 \cdot 110 = 22 \text{ V}$$

Daher wird 22 V eingestellt.

- 3512 Zulässige Frequenzdifferenz:  
Schalten mit asynchronen Bedingungen ist erlaubt wenn die Frequenzdifferenz zwischen Sammelschiene und Leitung unter dieser eingestellten Schwelle ist. Schalten mit synchronen Bedingungen gelten, wenn die Frequenzdifferenz kleiner als 0,01 Hz ist. Schalten bei großer Frequenzdifferenz kann Betriebsmittel beschädigen. Normalerweise ist eine obere Grenze von **0,10 Hz** sinnvoll.



- 3513 Zulässige Winkeldifferenz:  
Bei synchronen Bedingungen ( $f_{diff} < 0,01$  Hz) wird auch der Phasenwinkel zwischen der Sammelschienen- und Leitungs-Spannung kontrolliert. Bei synchronen Bedingungen ist dieser Winkel konstant und resultiert größtenteils von dem Lastwinkel im Netz. In dieser Anwendung wird eine obere Grenze von  $40^\circ$  eingestellt.
- 3515A Zuschaltung bei  $U > SS$ ,  $U > Ltg$  und Synchr.:  
Für diese Anwendung soll die AWE einschalten können, wenn Leitung und Sammelschiene unter Spannung stehen. Es muss daher auf **Ja** parametrieren werden. Die oben eingestellten Grenzen für die Synchronkontrolle werden dann angewendet.
- 3516 Zuschaltung bei  $U > SS$  und  $U < Ltg$ :  
Für diese Anwendung soll die AWE einschalten können wenn die Sammelschiene unter Spannung steht und die Leitung spannungsfrei ist; daher hier **Ja** parametrieren.
- 3517 Zuschaltung bei  $U < SS$  und  $U > Ltg$ :  
Für diese Anwendung darf die AWE nicht einschalten wenn die Leitung unter Spannung steht und die Sammelschiene spannungsfrei ist; daher hier **Nein** parametrieren.
- 3518 Zuschaltung bei  $U < SS$  und  $U < Ltg$ :  
Für diese Anwendung darf die AWE nicht einschalten wenn Leitung und Sammelschiene spannungsfrei sind; daher hier **Nein** parametrieren.
- 3519 Synchronitätsprüfung wird überbrückt:  
Die Überbrückung wird nur beim Prüfen und der Inbetriebnahme verwendet. Daher wird **Nein** parametrieren.
- 3530 Betriebsart der Hand-Ein-Zuschaltung:  
Wenn auch unter asynchronen Bedingungen (Frequenz an Sammelschiene und Leitung sind nicht gleich) zugeschaltet werden soll, dann muss die Leistungsschaltereigenzeit für den Zeitpunkt des Einbefehls berücksichtigt werden. Vergleichen Sie dies mit dem Parameter 239 in Kapitel 7.3. In dieser Anwendung ist asynchrones Schalten erlaubt, daher wird parametrieren: **mit LS-Eigenzeit**.
- 3531 Zulässige Spannungsdifferenz:  
Die gleichen Überlegungen wie bei der Parametrierung für AWE mit Parameter 3511 gelten auch hier. Es wird daher auf **22 V** parametrieren.
- 3532 Zulässige Frequenzdifferenz:  
Die gleichen Überlegungen wie bei der Parametrierung für AWE mit Parameter 3512 gelten auch hier. Es wird daher auf **0,10 Hz** parametrieren.
- 3533 Zulässige Winkeldifferenz:  
Die gleichen Überlegungen wie bei der Parametrierung für AWE mit Parameter 3513 gelten auch hier. Es wird daher auf  **$40^\circ$**  parametrieren.
- 3535A Zuschaltung bei  $U > SS$ ,  $U > Ltg$  und Synchr.:  
Für diese Anwendung soll mit Hand-Ein geschaltet werden, wenn Leitung und Sammelschiene unter Spannung stehen. Es muss daher auf **Ja** parametrieren werden. Die oben eingestellten Grenzen für die Synchronkontrolle werden dann angewendet.
- 3536 Zuschaltung bei  $U > SS$  und  $U < Ltg$ :  
Normalerweise wird Schalten mit Handein für alle Sammelschienen- und Leitungszustände erlaubt. Daher wird auf **Ja** parametrieren.
- 3537 Zuschaltung bei  $U < SS$  und  $U > Ltg$ :  
Siehe Parameter 3536. Daher wird auf **Ja** parametrieren.
- 3538 Zuschaltung bei  $U < SS$  und  $U < Ltg$ :  
Siehe Parameter 3536; Daher wird auf **Ja** parametrieren.
- 3539 Synchronitätsprüfung wird überbrückt:  
Die Überbrückung wird nur beim Prüfen und der Inbetriebnahme verwendet. Daher wird **Nein** parametrieren.

### 20.3 Parameter für Betrieb mit Hand-Ein und Steuerung

Die folgenden Parameter gelten für EIN-Befehle von der internen Steuerung oder dem Binäreingang für Hand-Ein.

| Nr.   | Parameter  | Wert             |
|-------|--|------------------|
| 3530  | Betriebsart der Hand-Ein-Zuschaltung             | mit LS-Eigenzeit |
| 3531  | Zulässige Spannungsdifferenz                     | 22,0 V           |
| 3532  | Zulässige Frequenzdifferenz                      | 0,10 Hz          |
| 3533  | Zulässige Winkeldifferenz                        | $40^\circ$       |
| 3535A | Zuschaltung bei $U > SS$ , $U > Ltg$ und Synchr. | Ja               |
| 3536  | Zuschaltung bei $U > SS$ und $U < Ltg$           | Ja               |
| 3537  | Zuschaltung bei $U < SS$ und $U < Ltg$           | Ja               |
| 3538  | Zuschaltung bei $U < SS$ und $U < Ltg$           | Ja               |
| 3539  | Synchronitätsprüfung wird überbrückt             | Nein             |

**Bild 62** Parameter für Synchronkontrolle bei EIN von Hand-Ein und Steuerung

21. Fehlerorter – Parametergruppe A

| Nr.  | Parameter                  | Wert        |
|------|----------------------------|-------------|
| 3802 | Start der Fehlerortung mit | Auskommando |
| 3806 | Lastkompensation           | Nein        |

Bild 63 Fehlerorter-Einstellungen

- 3802 Start der Fehlerortung mit:  
Der Fehlerorter kann nur dann sinnvolle Daten über Kurzschlüsse über die geschützte Leitung hinweg liefern, wenn die nachgeschalteten Abzweige eine reine radiale Konfiguration ohne Zwischeneinspeisung aufweisen. Bei dieser Anwendung ist eine Einspeisung an der fernen Sammelschiene vorhanden, sodass die Fehlerortdaten nur dann erwünscht sind, wenn der Schutz bei internen Kurzschlüssen auslöst. Setzen Sie daher diese Einstellung auf **Auskommando**.
- 3806 Lastkompensation:  
Das Ergebnis der einseitigen Fehlerortberechnung kann aufgrund des Einflusses des Lastwinkels und des Fehlerwiderstands ungenau sein. Dies wurde in Zusammenhang mit dem Parameter 1307 in Kapitel 11.1 beschrieben. Bei einphasigen Erdkurzschlüssen kann eine Lastkompensation eingesetzt werden, um bessere Ergebnisse zu erzielen. Diese Funktion ist nicht unter allen Bedingungen wirksam und eine Fehlerortausgabe, die dem Schutzergebnis ähnelt, ist bei dieser Anwendung erwünscht, sodass die Lastkompensation hier durch die Einstellung **Nein** ausgeschaltet wird.

22. Störschreibung – Oszillographische Fehleraufzeichnungen

| Nr.   | Parameter                             | Wert                   |
|-------|---------------------------------------|------------------------|
| 0402A | Startbedingung f. Störwertspeicherung | Speichern mit Anregung |
| 0403A | Aufzeichnungsumfang der Störwerte     | Störfall               |
| 0410  | Max.Länge pro Aufzeichnung T-max      | 2,00 s                 |
| 0411  | Vorlaufzeit T-vor                     | 0,25 s                 |
| 0412  | Nachlaufzeit T-nach                   | 0,10 s                 |
| 0415  | Aufzeichnungszeit bei externem Start  | 0,50 s                 |

Bild 64 Einstellungen für die Störschreibung

- 0402A Startbedingung für Störwertspeicherung:  
Bei dieser Anwendung muss eine Aufzeichnung während interner und externer Kurzschlüsse auch dann gespeichert werden, wenn das Relais nicht auslöst. Verwenden sie daher die Einstellung **Speichern mit Anregung**, um die Aufzeichnung jedes Mal zu speichern, wenn das Relais einen Kurzschluss erkennt. Mit den Einstellungen 0403A bis 0415, können die Länge und die Konfiguration der oszillographischen Fehleraufzeichnungen den Anwenderanforderungen angepasst werden.

23. Allgemeine Geräteeinstellungen

| Nr.  | Parameter                    | Wert         |
|------|------------------------------|--------------|
| 0610 | Fehleranzeige an den LED/LCD | mit Anregung |
| 0640 | Startseite Grundbild         | Seite 1      |

Bild 65 Allgemeine Geräteeinstellungen

- 0610 Fehleranzeige an den LED/LCD:  
LED- und LCD-Bild/-Text können nach der Anregung aktualisiert oder mit der Auslösung eingefroren werden. Bei dieser Anwendung wird die letzte Anregung angezeigt: **mit Anregung**.
- 0640 Startseite Grundbild:  
Für die LCD-Anzeige kann während Normalbetrieb (keine Fehlererfassung) die Darstellung aus einer Vielzahl von Standardvarianten ausgewählt werden. Hier ist Variante 1 mit der Einstellung **Seite 1** ausgewählt.

24. Einstellung der Uhrzeitsynchronisation und des Uhrzeitformats

Bild 66 Einstellung der Zeitsynchronisation und des Zeitformats

Hier kann die Uhrzeitsynchronisation eingestellt werden. Es gibt verschiedene Quellen für die Synchronisation der internen Uhr, wie in Bild 66 gezeigt ist.

■ 25. Schnittstelleneinstellungen

25.1 Einstellung der seriellen Schnittstelle am PC

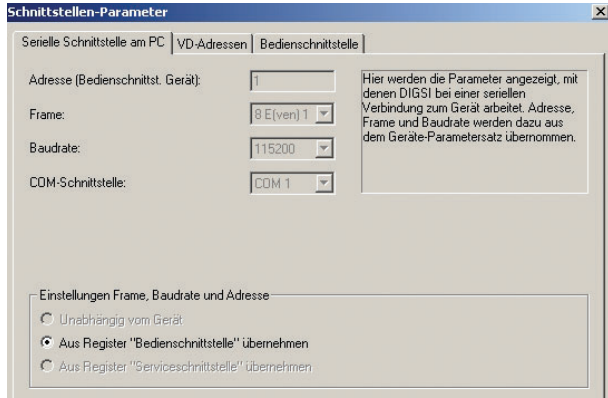


Bild 67 Einstellung der seriellen Schnittstelle am PC

Die Konfiguration der seriellen Schnittstelle zum PC ist hier gezeigt. In diesem Fall sind keine Einstellungen erforderlich.

25.2 Einstellung der VD-Adresse

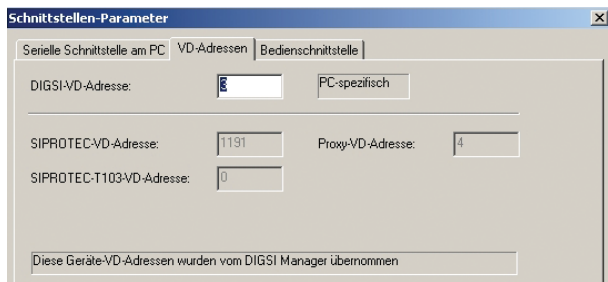


Bild 68 Einstellungen für die VD-Adresse

Diese Adressen können auf den Voreinstellungen belassen werden.

25.3 Einstellungen für die Bedienschnittstelle

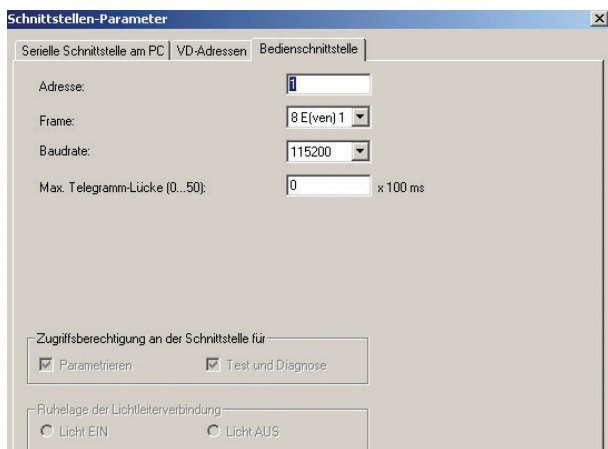


Bild 69 Einstellungen für die Bedienschnittstelle

Diese Einstellungen gelten für die Bedienschnittstelle, falls diese verwendet wird.

■ 26. Passworteinstellungen

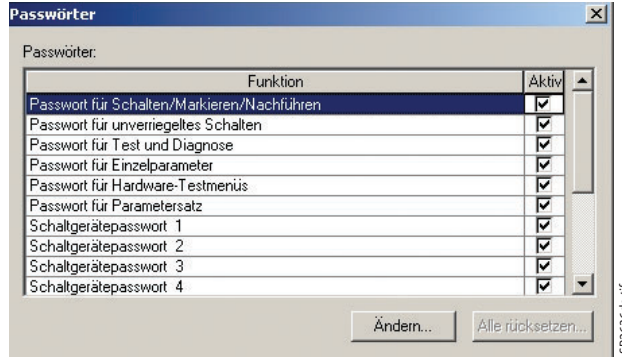


Bild 70 Einstellungen für den Zugang mittels Passwort

Hier können verschiedene Ebenen für den Zugang mittels Passwort, wie in Bild 70 gezeigt, eingestellt werden.

■ 27. Spracheinstellungen

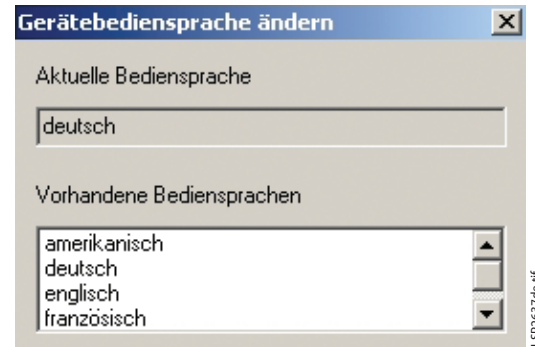


Bild 71 Einstellungen für die im Gerät verwendete Sprache

Die gezeigten Spracheinstellungen hängen von den Sprachen ab, die mit dem DIGSI-Gerätetreiber auf dem PC installiert wurden.

#### ■ 28. Zusammenfassung

SIPROTEC-Schutzgeräte 7SA6 enthalten die Funktionen die für den vollständigen Schutz eines Leitungsabzweiges benötigt werden und sind damit universell einsetzbar.

Die vielfältigen Parametriermöglichkeiten erlauben es, mittels des Bedienprogramms DIGSI 4, das Gerät einfach und übersichtlich an den jeweiligen Anwendungsfall anzupassen.

Viele Werte der Voreinstellung können problemlos übernommen werden und erleichtern damit den Aufwand für Parametrierung und Einstellung. Schon bei der Bestellung sind durch die Auswahl des Funktionsumfangs wirtschaftliche Lösungen für sämtliche Spannungsebenen realisierbar.

## Realisierung eines gerichteten Überstromzeitschutzes mit SIPROTEC 7SA6

### 1. Einleitung

Die Implementierung einer gerichteten Überstromstufe (ANSI 67) in die SIPROTEC-Distanzschutzrelais 7SA6 mit  $Z <$  Anregung ist durch eine einfache Kopplung der ungerichteten Distanzschutz-Stufe (in diesem Fall Zone 5) mit einer der Überstromstufen (in diesem Beispiel Stufe  $I <$ ) im Relais möglich.

Der Distanzschutz und der gerichtete Überstromschutz verwenden dieselben gemessenen Signale, denselben Phasenstrom sowie dieselbe Phasenspannung. Durch die Impedanzmessung werden sowohl eine höhere Empfindlichkeit als auch eine höhere Selektivität erzielt.

Im vorliegenden Dokument wird gezeigt, wie einfach die Funktion gerichteter Überstromzeitschutz mittels der CFC-Logik in die SIPROTEC-Distanzschutzrelais 7SA6 implementiert werden kann.

### 2. Allgemeine Parameter für die Implementierung des gerichteten Überstromzeitschutzes (ANSI 67)

Die Einstellungen des Relais können auf der Grundlage der Anwendung wie gewöhnlich angewendet werden. Für die Funktion gerichteter Überstromzeitschutz müssen zumindest die folgenden Funktionen in der Gerätekonfiguration aktiviert werden:

| Einstellparameter für ger. UMZ | Bezeichnung             | Beispielwert (Sekundärrelais 1 A) |
|--------------------------------|-------------------------|-----------------------------------|
| Ansprechschwellenwert          | $I_{ph} >$ Ansprechwert | 2,5 A                             |
| Verzögerung                    | $t_1 >$                 | 0,5 s                             |

Tabelle 1 Parameter für gerichteten Überstrom  $I_{ph} >$

#### Einstellblock: Gerätekonfiguration

Der Distanzschutz muss für Phasenfehler aktiviert werden: Parameter 0112

Der Reserveüberstrom muss aktiviert werden: Parameter 0126



Bild 1 SIPROTEC Leitungsschutz 7SA6

| Funktionsumfang        |  |                              |
|------------------------|--|------------------------------|
| Verfügbare Funktionen: |  |                              |
| Nr.                    | Funktion                                 | Umfang                       |
| 0103                   | Parametergruppenumschaltung              | nicht vorhanden              |
| 0110                   | Auslöseverhalten                         | ein-/dreipolig               |
| 0112                   | Distanzschutz Phase-Phase                | Polygon-Charakteristik       |
| 0113                   | Distanzschutz Phase-Erde                 | Polygon-Charakteristik       |
| 0120                   | Pendelerfassung                          | nicht vorhanden              |
| 0121                   | Distanzschutz Signalzusatz               | nicht vorhanden              |
| 0122                   | Externe Einkopplung                      | nicht vorhanden              |
| 0124                   | Schnellabschaltung nach Zuschaltung      | nicht vorhanden              |
| 0125                   | Schwache Einspeisung                     | nicht vorhanden              |
| 0126                   | Überstromzeitschutz                      | UMZ/AMZ (IEC-Kurven)         |
| 0131                   | Erdkurzschlusschutz f. hochohmige Fehler | nicht vorhanden              |
| 0132                   | Erdkurzschlusschutz Signalzusatz         | nicht vorhanden              |
| 0133                   | Automatische Wiedereinschaltung          | nicht vorhanden              |
| 0134                   | Betriebsart der AWE                      | Mit Auskommando und Wirkzeit |
| 0135                   | Synchronkontrolle                        | nicht vorhanden              |
| 0136                   | Frequenzschutz                           | nicht vorhanden              |
| 0137                   | Spannungsschutz                          | nicht vorhanden              |

Bild 2 Einstellungen für den Funktionsumfang

Rangierungen in der E/A Matrix

Weisen Sie das Signal „3719 Dist. Anregung vorw.“ im Block „Distanz Allg.“ den Zielen im CFC-Plan zu. Wählen Sie die gerichtete Stufe des Reserve-Überstromzeitschutzes aus.

| Information |               | Ziel |     |   |    |    |        |   |   |   |    |
|-------------|---------------|------|-----|---|----|----|--------|---|---|---|----|
| Nummer      | Displaytext   | L    | Typ | Q | BA | LE | Puffer | S | C | B | ST |
|             |               |      |     |   |    |    |        |   |   |   |    |
| 03713       | Dis SchLL1Eu  |      | AM  |   |    |    |        |   |   |   |    |
| 03714       | Dis SchLL2Eu  |      | AM  |   |    |    |        |   |   |   |    |
| 03715       | Dis SchLL3Eu  |      | AM  |   |    |    |        |   |   |   |    |
| 03716       | Dis SchLL12u  |      | AM  |   |    |    |        |   |   |   |    |
| 03717       | Dis SchLL23u  |      | AM  |   |    |    |        |   |   |   |    |
| 03718       | Dis SchLL31u  |      | AM  |   |    |    |        |   |   |   |    |
| 03719       | Dis Anr vorw. |      | AM  |   |    |    |        | X | X |   |    |
| 03720       | Dis Anr rück. |      | AM  |   |    |    |        | X |   |   |    |
| 03741       | Dis Anz1 L1E  |      | AM  |   |    |    |        |   |   |   |    |

Bild 3 Signal Rangierungen Distanzschutz allgemein

Weisen Sie dieser Stufe das entsprechende Blockiereingangssignal der CFC-Quellen zu. Als Quellensignal können Sie die Signale:

- 7104 >U/AMZ I>>-Stufe blockieren oder
- 7105 >U/AMZ I>-Stufe blockieren oder
- 7106 >U/AMZ I<sub>p</sub>-Stufe blockieren

verwenden. In diesem Beispiel wurde das Signal 7105 verwendet. Eine Mehrfachzuweisung ist ebenfalls möglich.

| Information |                           | Quelle |     |    |   |   |   |    |    |        |   | Ziel |   |   |   |   |    |
|-------------|---------------------------|--------|-----|----|---|---|---|----|----|--------|---|------|---|---|---|---|----|
| Nummer      | Displaytext               | L      | Typ | BE | F | S | C | BA | LE | Puffer | B | E    | N | S | C | B | ST |
|             |                           |        |     |    |   |   |   |    |    |        |   |      |   |   |   |   |    |
| 07104       | >U/AMZ I>> blk            |        | EM  |    |   |   |   |    |    |        | X |      |   | X |   |   |    |
| 07105       | >U/AMZ I> blk             |        | EM  |    |   |   | X |    |    |        | X |      |   | X |   |   |    |
| 07106       | >U/AMZ I <sub>p</sub> blk |        | EM  |    |   |   |   |    |    |        | X |      |   | X |   |   |    |
| 07110       | >U/AMZ AUS Frq.           |        | EM  |    |   |   |   |    |    |        | X | X    |   | X |   |   |    |
| 07130       | >U/AMZ I>>> blk           |        | EM  |    |   |   |   |    |    |        | X |      |   | X |   |   |    |
| 07131       | >U/AMZ I>>> Frq           |        | EM  |    |   |   |   |    |    |        | X | X    |   | X |   |   |    |
| 07151       | U/AMZ aus                 |        | AM  |    |   |   |   |    |    |        | X |      |   | X |   |   |    |
| 07152       | U/AMZ block               |        | AM  |    |   |   |   |    |    |        | X | X    |   | X |   |   |    |

Bild 4 Signal Rangierungen Distanzschutz Polygon

3. Einstellhinweise für den Distanzschutz

Die Empfindlichkeit des Distanzschutzes muss größer oder gleich dem Ansprechwert des gerichteten Überstromschutzes sein. Dies stellt kein Problem dar, da der gerichtete Überstromschutz oberhalb des maximalen Laststromes eingestellt wird, während der Distanzschutz empfindlicher eingestellt wird als der kleinste Fehlerstrom.

In der relevanten Einstellgruppe (z.B. Einstellgruppe A) müssen die folgenden Distanzschutzeinstellungen überprüft werden:

- Distanzschutz Polygon
- 1201 Distanzschutz ist EIN
- 1202 Mindestphasenstrom  $I_{ph}$  für Distanzmessung (Bild 5).

| Nr.  | Parameter                                | Wert      |
|------|--|-----------|
| 1201 | Distanzschutz                            | Ein       |
| 1202 | Mindestphasenstrom I <sub>ph</sub>       | 0,10 A    |
| 1211 | Winkel der Distanzschutzcharakteristik   | 85 °      |
| 1208 | Leitung mit kap. Serienkompensation      | Nein      |
| 1232 | Unverzög. Messbereich bei Zuschaltung    | unwirksam |
| 1241 | Grenze RL des Lastkegels für LE-Schleif. | ∞ Ohm     |
| 1242 | Öffnungswinkel des Lastkegels f. LE-Sch. | 45 °      |
| 1243 | Grenze RL des Lastkegels für LL-Schleif. | ∞ Ohm     |
| 1244 | Öffnungswinkel des Lastkegels f. LL-Sch. | 45 °      |
| 1357 | Freigabe Zone Z1B für 1VE-Zyklus         | Ja        |

Bild 5 Einstellungen Distanzschutz

Um die Mindest-Reichweitereinstellung des Distanzschutzes zu berechnen, ist das Überstromkriterium in der Impedanzebene im Bild 6 dargestellt:

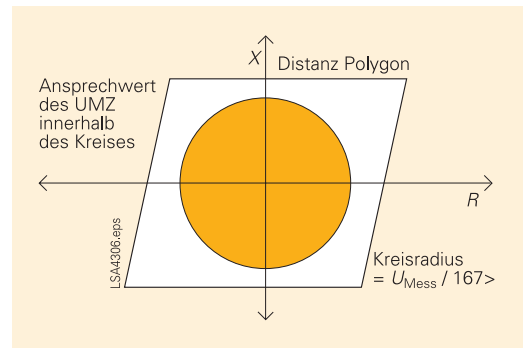


Bild 6 Ansprechmerkmal des Überstromschutzes in der Impedanzebene

Aus Bild 6 wird deutlich, dass der größte Kreisradius bestimmt werden muss, um die Mindest-Impedanzreichweite so einzustellen, dass eine Richtungsentscheidung zur Verfügung steht, wenn die Überstromstufe anspricht. Der maximale Kreisradius wird erzielt, wenn die gemessene Fehlerspannung zusammen mit dem Fehlerstrom an der Anregeschwelle liegt. Wird die maximale Betriebsspannung (fehlerfrei) verwendet, ist bereits ein großer Sicherheitsfaktor eingebaut, da die Fehlerspannung stets geringer sein wird.

$$\text{Kreisradius} = \frac{U_{\text{Betrieb max}}}{\sqrt{3} \cdot I_{ph} >}$$

In diesem Beispiel beträgt die sekundäre Spannungswandler-Nennspannung 100 V. Die maximale Betriebsspannung beträgt 110 % der Nennspannung, so dass der folgende Kreisradius berechnet werden kann:

$$\text{Kreisradius} = \frac{100 \cdot 1,1}{\sqrt{3} \cdot 2,5}$$

$$\text{Kreisradius} = 25,4 \Omega$$

Die Einstellung 1243 R Last (LL), Grenze RL des Lastkegels für LL-Schleife (zweiphasig), muss größer sein als der berechnete Kreisradius.

In der Praxis stellt dies kein Problem dar, da diese Einstellung mit einer ähnlichen Gleichung unter Verwendung des maximalen Laststroms anstelle des Überstromansprechens  $I_{ph>}$  berechnet wird, der größer als der maximale Laststrom sein muss. Daher ist diese Einstellung, wenn sie angewendet wird, naturgemäß größer als der hier berechnete Kreisradius.

Mindestens eine der eingestellten Distanzschutz-zonen mit vorwärts gerichteter oder nicht gerichteter Reichweite muss eine größere Reichweite besitzen als der Kreisradius. In diesem Beispiel weist die Zone 5 die größte Reichweite auf und ist auf nicht gerichtet eingestellt. In diesem Fall muss Folgendes überprüft werden:

- 1341 Betriebsmodus der Zone 5 ist nicht gerichtet
- 1342  $R(Z5)$  Widerstand bei zweiphasigen Fehlern Kreisradius (25,4  $\Omega$ )
- 1343  $X+(Z5)$  Reaktanz für Vorwärtsrichtung Kreisradius (25,4  $\Omega$ )

Verfügt keine der angewendeten Zonen über eine ausreichend große Reichweite, muss zu diesem Zweck eine spezielle Zone ausgewählt werden. Diese Zone muss als nicht gerichtete Zone (für MHO vorwärts gerichtet eingestellt) eingestellt werden, mit einer X- und R-Reichweite gleich des berechneten Kreisradius (25,4  $\Omega$  in diesem Beispiel). Die Verzögerung dieser Zone kann auf unendlich ( $\infty$ ) eingestellt werden, um bei Bedarf ein Auslösen durch den Distanzschutz in dieser Zone zu vermeiden.

| Nr.  | Parameter                              | Wert        |
|------|--|-------------|
| 1341 | Betriebsart der Zone Z5                | ungerichtet |
| 1342 | Resistanz $R(Z5)$                      | 25,000 Ohm  |
| 1343 | Reaktanz $X(Z5)+$ (Richtung vorwärts)  | 30,000 Ohm  |
| 1344 | Resistanz bei Erdfehlern $RE(Z5)$      | 21,000 Ohm  |
| 1345 | Verzögerungszeit $T5$                  | 0,90 s      |
| 1346 | Reaktanz $X(Z5)-$ (Richtung rückwärts) | 20,000 Ohm  |

Bild 7 Einstellung der Distanzonen

#### 4. Einstellen der Reserve-Überstromstufe für 67

Der Reserveüberstrom muss als Reserveschutz betrieben werden, so dass er stets aktiv ist:

2601 Betriebsart EIN: stets aktiv

Beim Reserve-Überstromschutz müssen die folgenden Einstellungen angewendet werden, die für die Funktion gerichteter UMZ (ANSI 67) gedacht ist. In diesem Beispiel wird Stufe  $I>$  verwendet:

2620  $I_{ph>}$  Ansprechwert  
eingestellt gleich des erforderlichen gerichteten UMZ Ansprechwertes (in diesem Beispiel 2,5 A)

2621  $T I_{ph>}$  Verzögerung  
eingestellt gleich der gewünschten Verzögerung (in diesem Beispiel 0,5 Sek.)

2622  $3I_0>$  Ansprechwert  
durch die Einstellung auf Unendlichkeit ( $\infty$ ) deaktiviert

| Nr.  | Parameter                              | Wert       |
|------|--|------------|
| 2620 | $I_{ph>}$ : Ansprechwert               | 2,50 A     |
| 2621 | $I_{ph>}$ : Zeitverzögerung            | 0,50 s     |
| 2622 | $3I_0>$ : Ansprechwert                 | $\infty$ A |
| 2623 | $3I_0>$ : Zeitverzögerung              | 2,00 s     |
| 2624 | Unverzögert bei Freigabe über Bin.     | Nein       |
| 2625 | Unverzögert bei Zuschaltung auf Fehler | Nein       |

Bild 8 Einstellungen des Überstromzeitschutzes

#### 5. Einrichten der CFC-Logik

In der CFC-Logik wird das Fehlen einer Vorwärts-erkennung durch den Distanzschutz (in diesem Falle Zone 5) verwendet, um die Reserve-Überstromstufe (in diesem Falle Stufe  $I<$ ) zu blockieren.

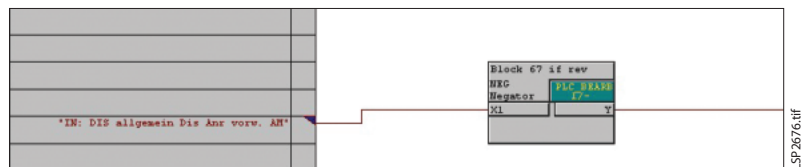


Bild 9 Verknüpfung in der CFC-Logik

Verwenden Sie aus der schnellen SPS einen Inverter, und beschriften den Eingang mit dem Signal „Dist. Vorwärts“. Verbinden Sie den Inverter-Ausgang zum relevanten Blockiereingang der Reserve-Überstromstufe.

#### 6. Prüfen der Funktion ger. UMZ

Um den gerichteten Überstrom zu testen, wurden ein vorwärts gerichteter und rückwärts gerichteter Fehlerzustand mit dem Omicron® State Sequencer simuliert. Bei beiden Fehlern wurde die Fehlerstromebene auf 10 % über dem Ansprechen der Funktion UMZ; 2,75 A, eingestellt. Der Winkel zwischen Strom und Spannung für den vorwärts gerichteten Fehler betrug  $0^\circ$  und für den rückwärts gerichteten Fehler  $180^\circ$ .

Das Auslöseprotokoll für diese beiden Fälle sind in Folgenden aufgeführt.

Im Auslöseprotokoll (Bild 10) ist das Auslösesignal durch die Reservestufe O/C I> nach 510 ms zu sehen.

| Störfallmeldungen - 000002 / 12.07.2004 16:05:03.111 - Test / Ordner / 7SA |   |             |                         |             |         |
|--|---|-------------|-------------------------|-------------|---------|
| Nummer   | Meldung                                 | Wert        | Datum und Zeit          | Verursacher | Ursache |
| 00301  | Netzstörung                             | 2 - KOMMEND | 12.07.2004 16:05:03.111 |             |         |
| 00302  | Störfall                                | 2 - KOMMEND | 12.07.2004 16:05:03.111 |             |         |
| 03693  | Dist. Anregung L1-L2-L3                 | KOMMEND     | 0 ms                    |             |         |
| 03704  | Dist. ausgewählte Schleife L12 vorwärts | KOMMEND     | 0 ms                    |             |         |
| 03705  | Dist. ausgewählte Schleife L23 vorwärts | KOMMEND     | 0 ms                    |             |         |
| 03706  | Dist. ausgewählte Schleife L31 vorwärts | KOMMEND     | 0 ms                    |             |         |
| 07162  | U/AMZ: Anregung L1                      | KOMMEND     | 10 ms                   |             |         |
| 07163  | U/AMZ: Anregung L2                      | KOMMEND     | 10 ms                   |             |         |
| 07164  | U/AMZ: Anregung L3                      | KOMMEND     | 10 ms                   |             |         |
| 07184  | U/AMZ: Anregung L1-L2-L3                | KOMMEND     | 10 ms                   |             |         |
| 07192  | U/AMZ: Anregung I>-Stufe                | KOMMEND     | 10 ms                   |             |         |
| 07215  | U/AMZ: Auskommando 3polig               | KOMMEND     | 510 ms                  |             |         |
| 07222  | U/AMZ: Auskommando I>-Stufe             | KOMMEND     | 510 ms                  |             |         |
| 00533  | Abschaltstrom (primär) L1               | 2.75 kA     | 514 ms                  |             |         |
| 00534  | Abschaltstrom (primär) L2               | 2.75 kA     | 514 ms                  |             |         |
| 00535  | Abschaltstrom (primär) L3               | 2.75 kA     | 514 ms                  |             |         |
| 03805  | Auslösung Distanzschutz 3polig          | KOMMEND     | 900 ms                  |             |         |
| 07161  | U/AMZ: Generalanregung                  | GEHEND      | 989 ms                  |             |         |
| 03671  | Dist. Generalanregung                   | GEHEND      | 999 ms                  |             |         |
| 03704  | Dist. ausgewählte Schleife L12 vorwärts | GEHEND      | 1000 ms                 |             |         |
| 03705  | Dist. ausgewählte Schleife L23 vorwärts | GEHEND      | 1000 ms                 |             |         |
| 03706  | Dist. ausgewählte Schleife L31 vorwärts | GEHEND      | 1000 ms                 |             |         |
| 00511  | Geräte-Aus (allg.)                      | GEHEND      | 1000 ms                 |             |         |
| 01128  | Fehlerort Schleife L31                  | KOMMEND     | 894 ms                  |             |         |
| 01117  | R (sekundär)                            | 21.84 Ohm   | 894 ms                  |             |         |
| 01118  | X (sekundär)                            | 0.07 Ohm    | 894 ms                  |             |         |
| 01114  | R (primär)                              | 87.36 Ohm   | 894 ms                  |             |         |
| 01115  | X (primär)                              | 0.27 Ohm    | 894 ms                  |             |         |
| 01119  | Fehlerdistanz                           | 0.5 km      | 894 ms                  |             |         |
| 01120  | Fehlerdistanz [%]                       | 0.5 %       | 894 ms                  |             |         |

Bild 10 Auslöseprotokoll für vorwärts gerichteten Fehler

| Störfallmeldungen - 000003 / 12.07.2004 16:06:00.775 - Test / Ordner / 7SA522 |  |             |                         |             |         |
|---|--|-------------|-------------------------|-------------|---------|
| Nummer  | Meldung                                  | Wert        | Datum und Zeit          | Verursacher | Ursache |
| 00301   | Netzstörung                              | 3 - KOMMEND | 12.07.2004 16:06:00.775 |             |         |
| 00302   | Störfall                                 | 3 - KOMMEND | 12.07.2004 16:06:00.775 |             |         |
| 03693   | Dist. Anregung L1-L2-L3                  | KOMMEND     | 0 ms                    |             |         |
| 03710   | Dist. ausgewählte Schleife L12 rückwärts | KOMMEND     | 0 ms                    |             |         |
| 03711   | Dist. ausgewählte Schleife L23 rückwärts | KOMMEND     | 0 ms                    |             |         |
| 03712   | Dist. ausgewählte Schleife L31 rückwärts | KOMMEND     | 0 ms                    |             |         |
| 03805   | Auslösung Distanzschutz 3polig           | KOMMEND     | 900 ms                  |             |         |
| 00533   | Abschaltstrom (primär) L1                | 2.75 kA     | 904 ms                  |             |         |
| 00534   | Abschaltstrom (primär) L2                | 2.75 kA     | 905 ms                  |             |         |
| 00535   | Abschaltstrom (primär) L3                | 2.75 kA     | 905 ms                  |             |         |
| 03671   | Dist. Generalanregung                    | GEHEND      | 1000 ms                 |             |         |
| 03710   | Dist. ausgewählte Schleife L12 rückwärts | GEHEND      | 1000 ms                 |             |         |
| 03711   | Dist. ausgewählte Schleife L23 rückwärts | GEHEND      | 1000 ms                 |             |         |
| 03712   | Dist. ausgewählte Schleife L31 rückwärts | GEHEND      | 1000 ms                 |             |         |
| 00511   | Geräte-Aus (allg.)                       | GEHEND      | 1001 ms                 |             |         |
| 01128   | Fehlerort Schleife L31                   | KOMMEND     | 894 ms                  |             |         |
| 01117   | R (sekundär)                             | -21.82 Ohm  | 894 ms                  |             |         |
| 01118   | X (sekundär)                             | -0.07 Ohm   | 894 ms                  |             |         |
| 01114   | R (primär)                               | -87.28 Ohm  | 894 ms                  |             |         |
| 01115   | X (primär)                               | -0.28 Ohm   | 894 ms                  |             |         |
| 01119   | Fehlerdistanz                            | -0.5 km     | 894 ms                  |             |         |
| 01120   | Fehlerdistanz [%]                        | -0.5 %      | 894 ms                  |             |         |

Bild 11 Auslöseprotokoll des rückwärts gerichteten Fehlers

### 7. Zusammenfassung

Die Implementierung einer gerichteten Überstromstufe (67) in die Distanzschutzrelais SIPROTEC 7SA6 ist durch eine einfache Kopplung des richtungsabhängigen Distanzschutz-Auslösesignals mit einer der Überstromstufen im Relais möglich.

Ist eine der anderen Reserve-Überstromstufen als Notfallschutz erforderlich, falls der Distanzschutz aufgrund eines Sicherheitsausfalls blockiert ist, kann eine ähnliche Logik implementiert werden, durch die das Blockierungssignal vom Sicherheitsausfallalarm (170) abgeleitet wird.



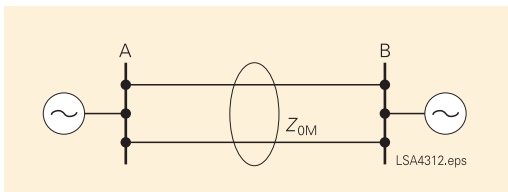
## Distanzschutz mit Parallelleitungskompensation

Umwelt- und Kostenbewusstsein zwingen EVU's immer häufiger Parallelleitungen zu installieren. Durch die nahe räumliche Zuordnung der Übertragungsleitungen kommt es zu höheren Fehleraten und zur Beeinflussung der Messgrößen. Die deutliche Beeinflussung der Messgrößen von bis zu 30 % des Distanzschutzes durch Parallelleitungen und die Abhilfemaßnahmen sollen in diesem Applikationsbeispiel betrachtet werden.

### 1. Begriffsklärung Parallelleitung

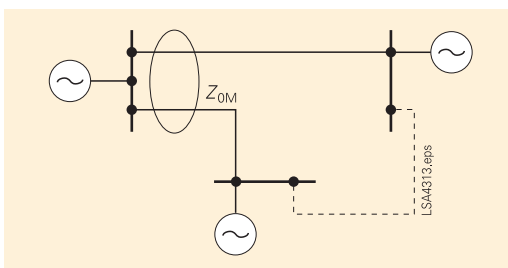
#### 1.1 Parallelleitungen mit gemeinsamen Mit- und Gegensystemen

Die beiden parallelen Leitungen haben die selben Sammelschienen an beiden Leitungsenden.



**Bild 1** Parallelleitung mit gemeinsamer Einspeisung an den Leitungsenden

Bei dieser Anordnung, wo beide Systeme mit den gleichen Quellen verbunden sind, ist es für den Distanzschutz möglich den Einfluss der Parallelleitung zu kompensieren.



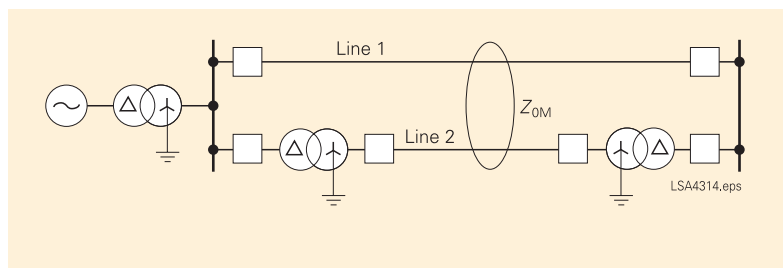
**Bild 2** Parallelleitung mit nur einer gemeinsamen Sammelschiene

Bei dieser Anordnung der Parallelleitungen kann der Effekt nur auf einer Seite kompensiert werden.



**Bild 3** Parallelleitungen über den Bosphorus

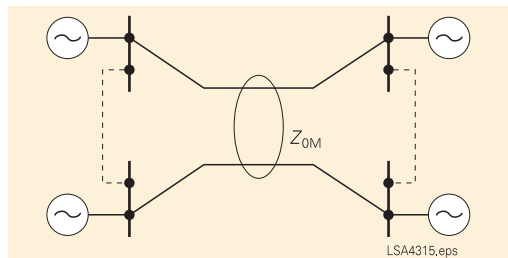
#### 1.2 Parallelleitungen mit gemeinsamen Mit- und unabhängigem Nullsystem



**Bild 4** Parallelleitung mit gemeinsamer Einspeisung auf einem gemeinsamen Mast

Diese Anordnung der Parallelleitung beeinflusst die Distanzmessung nicht.

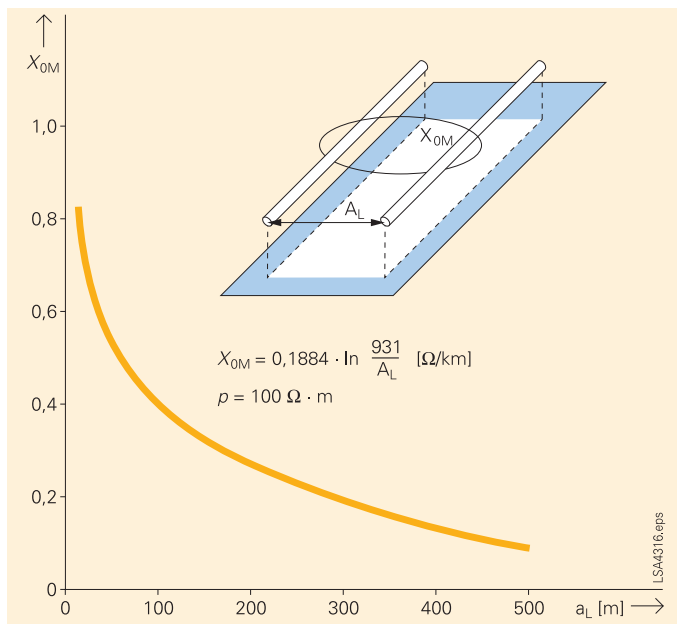
### 1.3 Parallelleitungen mit isoliertem Mit- und Nullsystem



**Bild 5** Parallelleitungen mit separat gespeisten Sammelschienen

Dies ist die ungünstigste Anordnung für den Distanzschutz. Eine Kompensation der induktiven Kopplung der Stromkreise ist nicht möglich. Diese Anordnung verursacht eine komplizierte Fehler-spannungs- und Stromverteilung durch die induktive Kopplung.

#### 2. Allgemein



**Bild 6** Induktive Kopplung von Parallelleitungen

Bei parallel geführten Leitungen kommt es zu einer induktiven Kopplung der Stromkreise. Dabei kann bei verdrehten Leitungen die Beeinflussung im Mit- und Gegensystem praktisch vernachlässigt werden. (Koppelimpedanz kleiner als 5 % der Selbstimpedanz). Das heißt, bei Lastfluss und bei allen Fehlern ohne Erdbeteiligung können die Leitungen als unabhängig betrachtet werden.

Bei Erdkurzschlüssen addieren sich die Leiterströme jedoch nicht zu Null, sondern es entsteht ein Summenstrom der dem fließenden Erdstrom entspricht. Für diesen Summenstrom kann man sich das Dreiphasensystem ersetzt denken durch einen

fiktiven Summenleiter in der geometrischen Mitte der Phasenleiter.

Für die Koppel Impedanz  $Z_M'$  einer Doppelleitung erhalten wir dann zwei parallele Einzelleiter mit Erdrückweg. Die Koppelungsimpedanz kann wie folgt berechnet werden:

$$Z_M' = \frac{\pi \cdot \mu_0}{4} \cdot f + j_{\mu_0} \cdot f \cdot l_n \frac{\vartheta}{D_{ab}} \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4} \left[ \frac{\Omega \cdot \text{s}}{\text{km}} \right]$$

$$\vartheta = 658 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$$

$\vartheta$  = Eindringtiefe in den Boden

$f$  = Frequenz in Hz

$\rho$  = spezifischer Widerstand in  $\Omega / \text{m}$

$D_{ab}$  = Leiterabstand in Metern zwischen den beiden Leitern

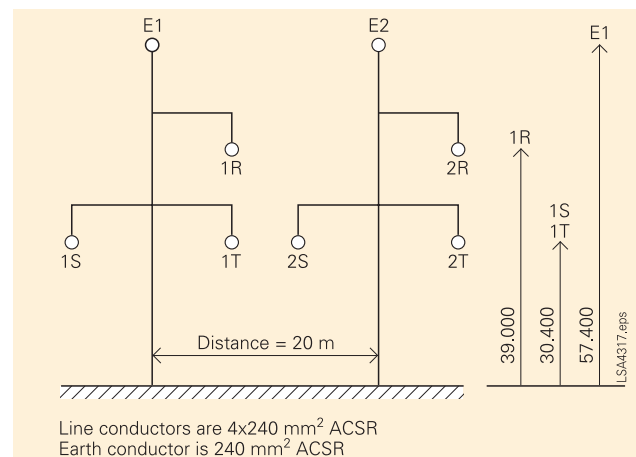
Für einen typischen Wert des spezifischen Erdwiderstands von  $\rho = 100 \Omega / \text{m}$ , einer Systemfrequenz von 50 Hz, einem Leiterabstand von 20 m und einem Erdkurzschluss von  $I_a = 1000 \text{ A}$  bekommen wir folgendes Ergebnis.

$$Z_M' = 0,05 + j 0,24 \Omega / \text{km}$$

Damit kann man die induzierte Spannung im Parallelleiter mit  $U_b = Z_M \cdot I_a$  berechnen und wir bekommen 250 V pro km.

Bei einer Parallelleitung von 100 km würde das eine induzierte Spannung im Parallelleiter von 25 kV ergeben.

#### 3. Berechnung der Messfehler des Distanzschutzes durch eine Parallelleitung bei Erdfehler



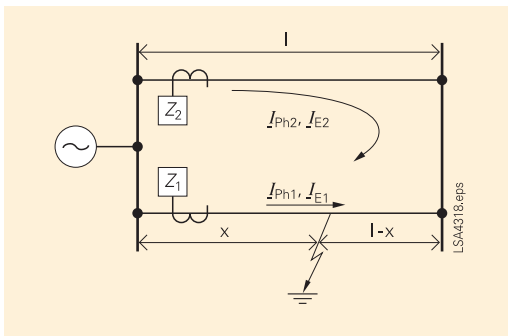
**Bild 7** Mastbilder

Erdwiderstand  
100 Ω / m

|                         |                 |
|-------------------------|-----------------|
| Mitimpedanz (Ω / km)    | 0,032 + j 0,254 |
| Nullimpedanz (Ω / km)   | 0,139 + j 0,906 |
| Koppelimpedanz (Ω / km) | 0,107 + j 0,488 |
| R1 =                    | 0,032 Ω / km    |
| X1 =                    | 0,254 Ω / km    |
| R0 =                    | 0,139 Ω / km    |
| X0 =                    | 0,906 Ω / km    |
| R0M =                   | 0,107 Ω / km    |
| X0M =                   | 0,488 Ω / km    |

$$\frac{Z_E}{Z_L} = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1} = 0,86$$

$$\frac{Z_M}{Z_L} = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1}$$

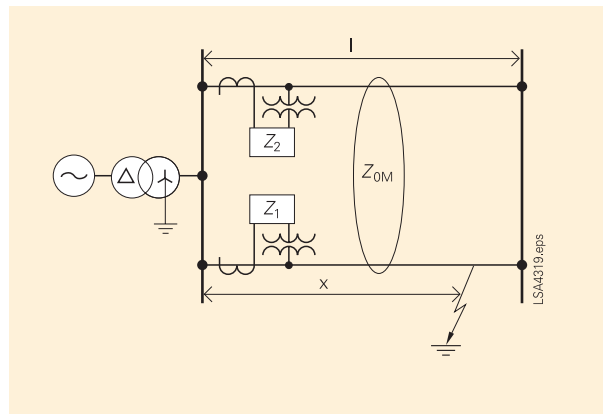


**Bild 8** Parallelleitung mit einer Einspeisung, ohne Parallelleitungskompensation

Für das Distanzrelais Z<sub>2</sub> ist die gemessene Impedanz Z<sub>B</sub>

$$Z_2 = (2 \cdot l - x) \cdot Z_L + \underbrace{\frac{x \cdot \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_L}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}}}_{\text{Messfehler}}$$

Durch Einsetzen der Werte in die Gleichungen können wir für diese Doppelleitung die Messfehler bei einseitiger Einspeisung berechnen. Die Ergebnisse sind im folgenden Diagramm dargestellt:



**Bild 9** Doppelleitung mit einseitiger Einspeisung

Phasenstrom :

$$I_{LA} = I_{A1} + I_{A2} + I_{A0} \quad I_{LB} = I_{B1} + I_{B2} + I_{B0}$$

Erdstrom:

$$I_{EA} = 3 I_{A0} \quad I_{EB} = 3 I_{B0}$$

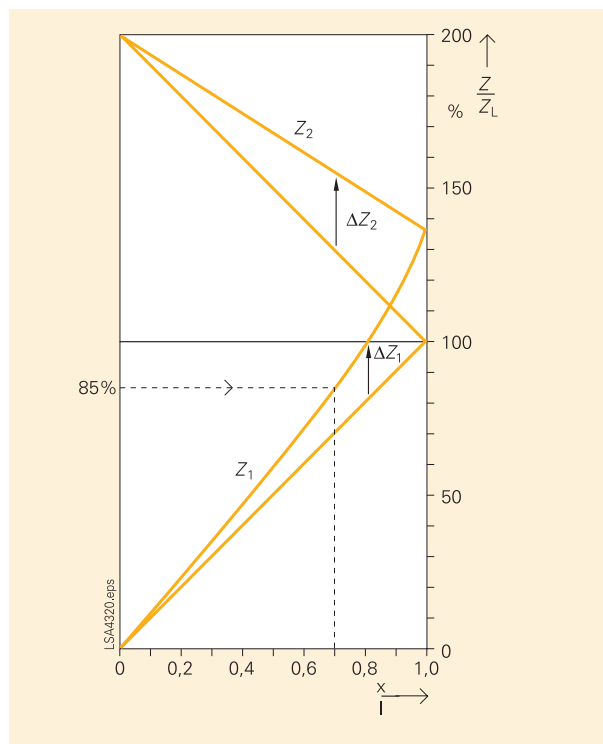
$$K_0 = (Z_{L0} - Z_{L1}) / 3 Z_{L1}$$

$$K_{0M} = Z_{0M} / 3 Z_{L1}$$

$$I_{C0} / I_{A0} = x / 2 - x$$

Für das Distanzrelais Z<sub>1</sub> ist die gemessene Impedanz Z<sub>A</sub>

$$Z_1 = \underbrace{\frac{x}{l} \cdot Z_L + \frac{x}{l} \cdot Z_L \cdot \frac{\frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_L} \cdot \frac{x}{2l - x}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}}}_{\text{Messfehler}}$$



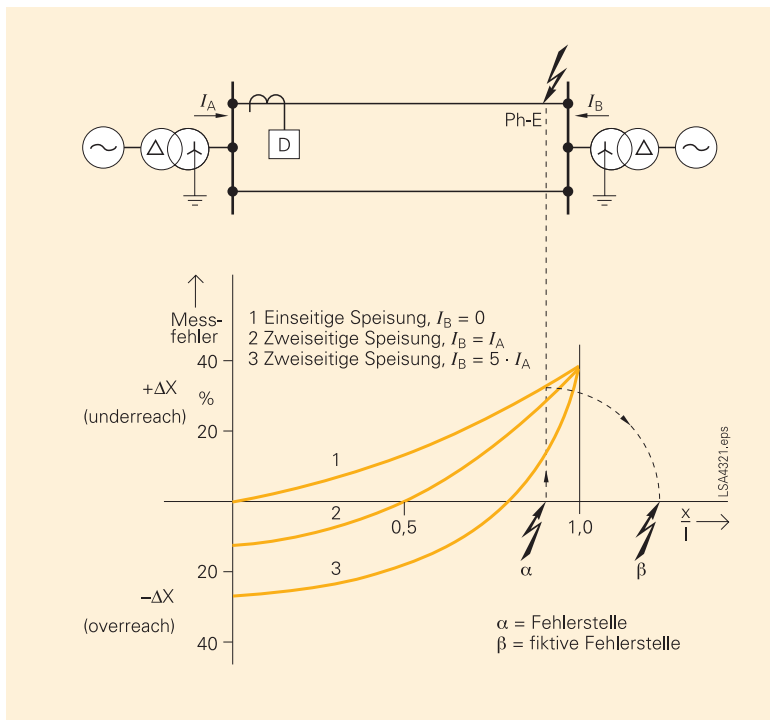
**Bild 10** Distanzmessfehler auf einer Doppelleitung mit einseitiger Einspeisung

Die größte Messabweichung (35 %) tritt bei einem Fehler am Leitungsende auf, da die eingekoppelte Länge bis zur Fehlerstelle maximal wird.

Aus diesem Beispiel ist zu erkennen, dass die Zonenreichweite auf 70 % zurückgenommen werden muss, um bei Erdfehlern keine Überreichweite zu erzielen.

### 3.1 Resultat

- Der Fehler ist proportional zum  $K_{OM} = Z_{OM} / 3 Z_{L1}$
- Der Fehler erhöht sich mit dem Verhältnis des Erdstromes der Parallelleitung  $I_{EP}$  zum Erdfehlerstrom des Relais.
- Das Relais hat eine Unterreichweite wenn der Erdfehlerstrom der Parallelleitung und der Erdstrom des Relais in Phase sind (gleiche Richtung).
- Das Relais hat eine Überreichweite wenn der Erdfehlerstrom der Parallelleitung und der Erdstrom des Relais entgegengesetzte Phasenlage haben (entgegengesetzte Richtung).



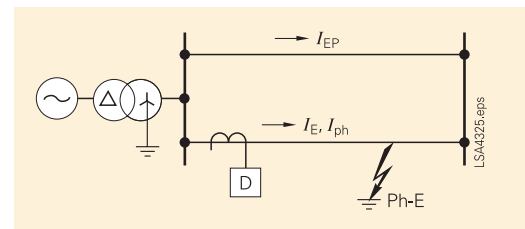
**Bild 11** Erdkurzschluss auf einer Doppelleitung bei zweiseitiger Einspeisung

Der Messfehler des Relais auf der fehlerhaften Leitung bei zweiseitiger Einspeisung ist im obigen Diagramm dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Fehler negativ wird bei Fehlern auf den ersten 50 % der Leitung bei gleichen Einspeiseverhältnissen. Dies ist genau der Bereich, wo der Erdstrom auf der Parallelleitung in entgegengesetzter Richtung fließt.

Auf den nächsten Bildern ist ersichtlich, dass der Parallelleitungseinfluss sich mit dem Schaltzustand der Parallelleitung stark ändert. Der Grund ist die unterschiedliche Erdstromverteilung.

$$Z_{ph-E} = \frac{U_{ph-E}}{I_{ph-E} + k_E \cdot I_E + k_{EM} \cdot I_{EP}}$$

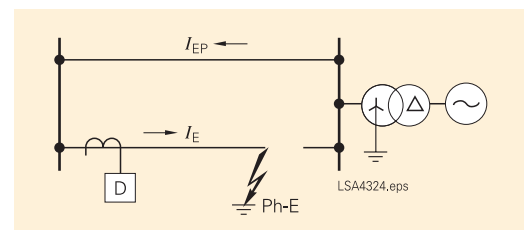
$$\text{mit } k_{EM} = \frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_{L1}}$$



**Bild 12** Fehler am Leitungsende

$$\Delta Z = \frac{k_{EM}}{1 + k_E} \cdot Z_L \triangleq 24 \% \text{ von } Z_L$$

Fehler am Leitungsende (Bild 12):  
Einspeisequellen für Mit- und Nullsystem am gleichen Leitungsende



**Bild 13** Fehler am Leitungsende mit geöffnetem Leistungsschalter

$$\Delta Z = -\frac{k_{EM}}{1 + k_E} \cdot Z_L \triangleq 24 \% \text{ von } Z_L$$

Fehler am Leitungsende (Bild 13):  
Ein Schalter offen, Sternpunktterdung und Relais an entgegengesetzten Enden.

$$\Delta Z = \frac{3 \cdot k_{EM}}{1 + k_E} \cdot Z_L = \frac{Z_{0M}}{Z_0} \cdot Z_L \triangleq 40 \% \text{ von } Z_L$$

Fehler am Leitungsende (Bild 14):

$$\Delta Z = -Z_L \cdot \frac{k_{EM} \cdot \frac{Z_{0M}}{Z_{0L}}}{1 + k_E} \triangleq -10 \% \text{ von } Z_L$$

Fehler am Leitungsende (Bild 15):

#### 4. Paralleleitungs-kompensation

Damit der Distanzschutz mit Paralleleitungs-kompensation arbeiten kann, wird vorausgesetzt, dass er den  $I_{EP}$  der Paralleleitung als Messgröße bekommt.

$$\underline{Z}_A = \frac{\underline{U}_A}{I_{ph} + k_E \cdot I_E}$$

$$= \frac{\underline{Z}_{1L} \left( I_{ph} + \frac{Z_{EL}}{Z_{1L}} \cdot I_E + \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_{1L}} \cdot I_{EP} \right)}{I_{ph} + k_E \cdot I_E}$$

Aus der Gleichung ist ersichtlich dass die Fehlerimpedanz richtig gemessen wird, wenn wir im Nenner den Term  $\frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_{1L}} \cdot I_{EP}$  addieren. Mit der normalen

Einstellung  $k_E = Z_E / Z_L$  kürzt sich dann der Nenner gegen den Klammersausdruck im Zähler und wir erhalten als Messergebnis  $\underline{Z}_{1L}$ .

Der Distanzschutz besitzt einen weiteren Messeingang an dem der Erdstrom der Paralleleitung angeschlossen wird. Die Addition erfolgt numerisch. Es ist zu beachten, dass das Relais auf der gesunden Leitung durch die Einkopplung des Erdstromes der Paralleleitung den Fehler in zu kurzer Entfernung sieht. Würde die Zone1 der nicht fehlerbehafteten Leitung auf 85 % eingestellt sein, würde der Distanzschutz durch den zugeführten Parallelfehler zu einer Überreichweite führen. Der Distanzschutz würde noch Fehler auf der Paralleleitung bis 55 % Leitungslänge in Zone 1 sehen.

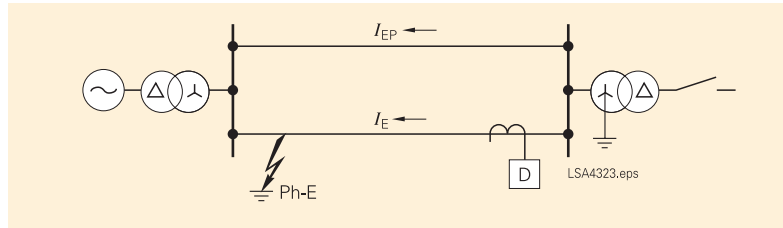


Bild 14 Einspeisequellen des Mit- und Nullsystems an entgegengesetzten Leitungsenden

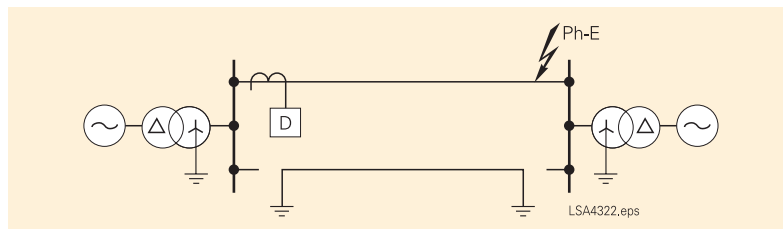


Bild 15 Paralleleitung abgeschaltet und beidseitig geerdet

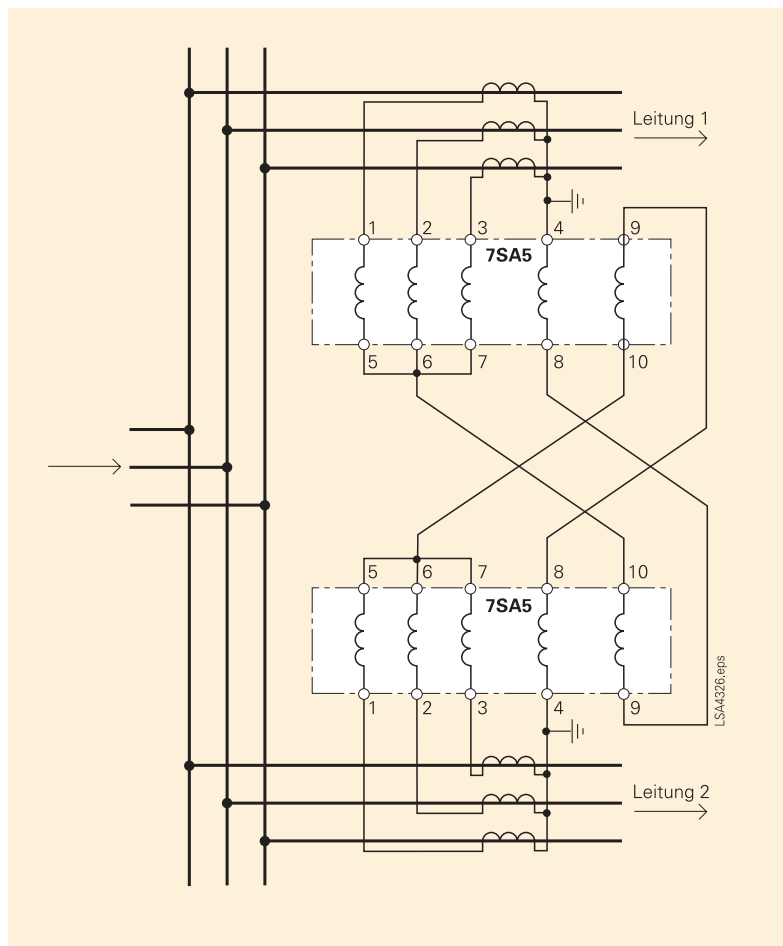


Bild 16 Anschluss der Paralleleitungs-kompensation

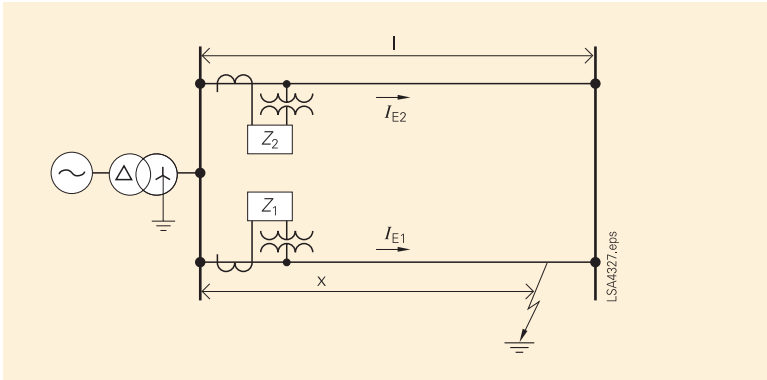


Bild 17 Distanzmessung mit Parallelleitungskompensation

$$\left( \frac{Z_E}{Z_L} = 0,86 / \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_L} = 0,65 \right)$$

$Z_L$  = Leitungsimpedanz

Zum Verhindern dieser Überfunktion wird die sogenannte Erdstromwaage benutzt. Sie vergleicht die Erdströme der beiden Leitungssysteme und sperrt die Parallelleitungskompensation, wenn der Erdstrom der Parallelleitung den Erdstrom der eigenen Leitung um einen einstellbaren Faktor überschreitet.

$$\frac{I_{E1}}{I_{E2}} = \frac{2 \cdot l - x}{x} = \frac{2 - \frac{x}{l}}{\frac{x}{l}}$$

Bei einer Einstellung von  $x/l$  von 85 % wirkt die Parallelleitungskompensation bei Fehlern auf der eigenen Leitung und noch 15 % in die Parallelleitung. Daraus ergibt sich ein Faktor von  $I_{E1} / I_{E2} = 1,35$  als Standardwert für die Erdstromwaage.

Einstellhinweise für die Parallelleitungskompensation

- Die Kompensation ist nur möglich wo die beiden Leitungen in der gleichen Station enden
- Beim Distanzschutz wird die Kompensation nur dort eingesetzt, wo ohne Kompensation keine ausreichende Reservezone möglich ist. Dies ist der Fall, wenn auf die Doppelleitung kurze Leitungen folgen.

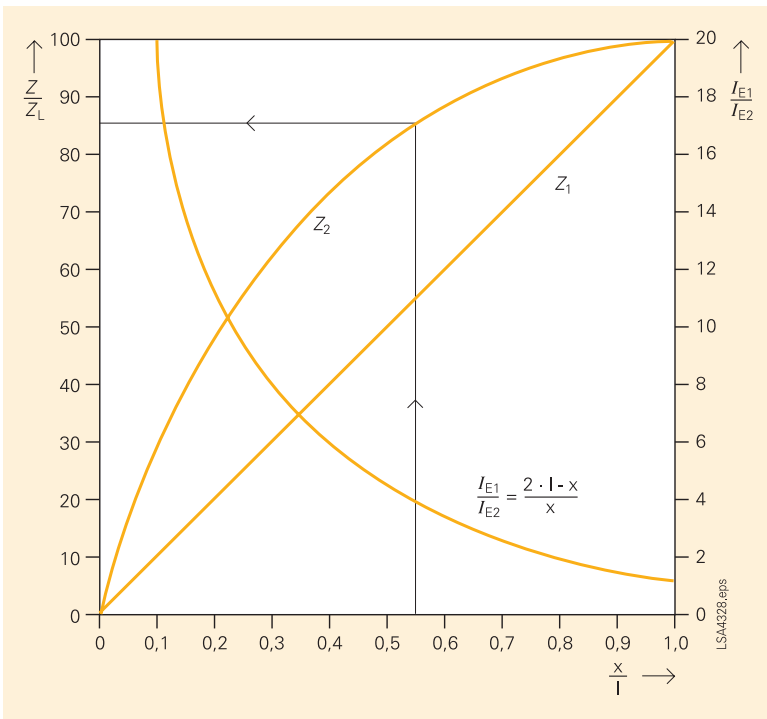


Bild 18 Wirkung der Parallelleitungskompensation

Beispiel:

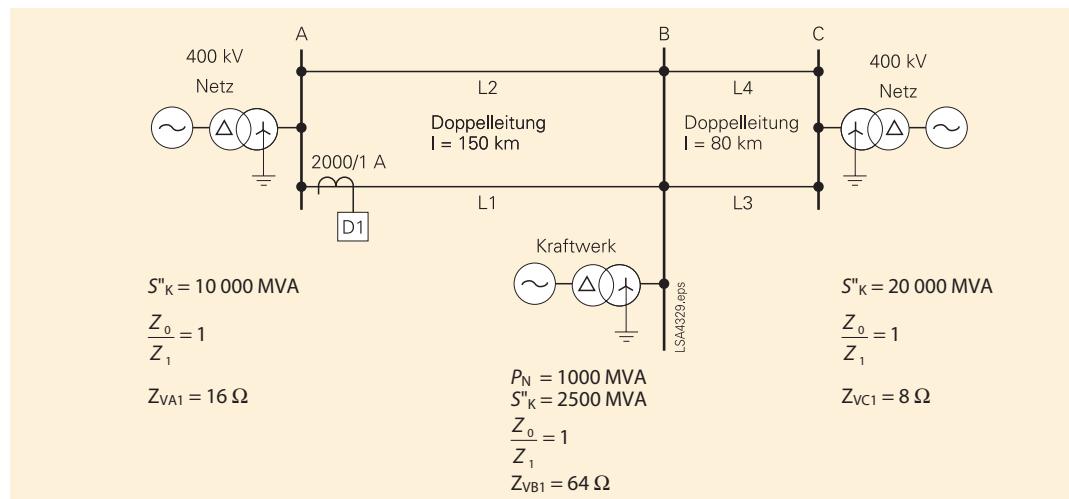


Bild 19 Anlagenbeispiel einer Doppelleitung

## ■ 5. Berechnungsbeispiele

Das Vorgehen bei der Einstellung einer normalen Einfachleitung ist in den Gerätehandbüchern an Hand eines Beispiels erläutert. An dieser Stelle werden noch besondere Anwendungsfälle behandelt.

### 5.1 Doppelleitung im geerdeten Netz

Die Kopplung im Nullsystem erfordert eine eingehende Betrachtung der Zoneneinstellung bei Erdfehlern.

#### 5.1.1 Allgemeines Vorgehen

Es wird empfohlen, zunächst die Staffelung der Distanzzonen für Phasenfehler festzulegen, ohne Berücksichtigung der Parallellleitungskopplung. Im zweiten Schritt werden dann die Zonenreichweiten für Erdkurzschlüsse überprüft und ein passender Erdstromkompensationsfaktor gewählt. Der Einsatz der Parallellleitungskompensation muss in Betracht gezogen werden, damit bei Erdkurzschlüssen ein ausreichender Fernreserve-schutz gewährleistet werden kann.

#### 5.1.2 Staffelung der Distanzzonen für Phasenkurzschlüsse

Die Zonen sind gemäß den Grundregeln für Staffelpläne einzustellen. Bei den Reservezonen ist dabei der parabelförmige Verlauf der Impedanz, abhängig vom Fehlerort, von Bedeutung. Bei der Reihenschaltung von Doppelleitungen ergeben sich außerdem unterschiedliche Reichweiten der Reservezonen, abhängig vom Schaltzustand und von der Einspeisung am Gegenende. Theoretisch betrachtet ergibt sich damit ein relativ hoher Aufwand für die Erstellung des Staffelplans von Doppelleitungen.

In der Praxis wird in der Regel einfacher vorgegangen. Für die praktische Staffelung der zweiten Zone kann die halbe Impedanz der folgenden Parallellleitung angesetzt werden (Doppelleitung folgt auf Einfachleitung). Wir erhalten damit:

$$Z_{2A} = SF2 \cdot (Z_{A-B} + 0,5 \cdot Z_{B-C})$$

Bei der dritten Zone ist entsprechend der gewählten Reserveschutz-Strategie zu staffeln. Eine für alle Schaltzustände selektive Staffelung führt zu relativ kurzen dritten Stufen, die kaum länger werden, als die entsprechende 2. Stufe.

Im Hoch- und Höchstspannungsnetz wird man versuchen, dass die dritte Stufe bei normalem Parallellleitungsbetrieb die folgende Doppelleitung abdeckt. In diesem Fall erhalten wir die Stufeneinstellung:

$$Z_{3A} = 1,1 \cdot (Z_{A-B} + Z_{B-C})$$

Bei der Anregezone sollen die Folgeleitungen im ungünstigsten Schaltzustand (Einfachleitung folgt auf Parallellleitung) im Schutzbereich liegen. Dafür ist folgende Einstellung zu wählen:

$$Z_{+AA} = 1,1 \cdot (Z_{A-B} + 2 \cdot Z_{B-C})$$

In der Regel sind in den Zwischenstationen der Doppelleitung auch Einspeisungen vorhanden, die bei der Staffelung der Reservezonen zu berücksichtigen sind. Dies wird mit dem folgenden Beispiel veranschaulicht (siehe Bild 19):

Doppelleitung.

Einstellung des Distanzzonen für Phasenkurzschlüsse

Gegeben:

100-kV-Doppelleitung

Leistungsdaten:

Konfiguration gemäß

$l_1$  und  $l_2 = 150$  km,  $l_3$  und  $l_4 = 80$  km

$Z_{1L}' = 0,0185 + j 0,3559 \Omega/\text{km}$

$Z_{0L}' = 0,2539 + j 1,1108 \Omega/\text{km}$

$Z_{0M}' = 0,2354 + j 0,6759 \Omega/\text{km}$

$P_{\text{nat.}} = 518$  MW je Leitung

Stromwandler: 2000/1 A

Spannungswandler: 400/0,1 kV

Aufgabe:

Berechnung der Zoneneinstellung für Relais D1.

Lösung:

Zur Vereinfachung wird bei der Kurzschlussberechnung nur mit X-Werten gerechnet:

$$X_{L1} = X_{L2} = 0,3559 \Omega/\text{km} \cdot 150 \text{ km} = 53,4 \Omega$$

$$X_{L3} = X_{L4} = 0,3559 \Omega/\text{km} \cdot 80 \text{ km} = 28,5 \Omega$$

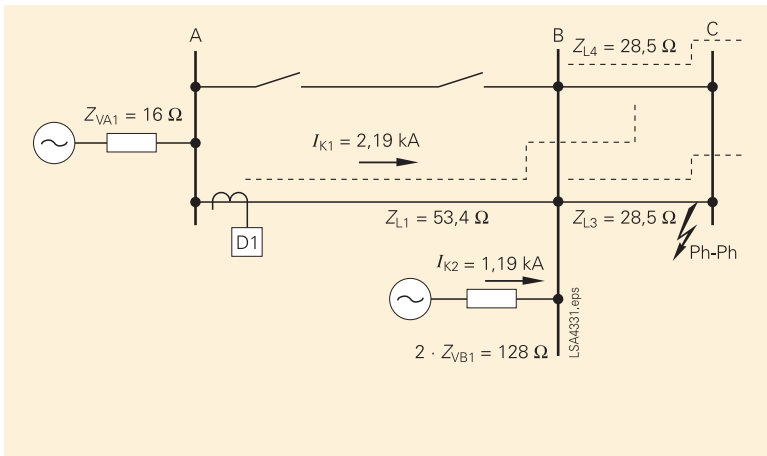
Wir verwenden generell einen Staffelfaktor von 85 %.

Die Zonenreichweiten berechnen sich wie folgt:

$$X_1 = 0,85 \cdot 53,4 \Omega$$

Für die selektive Staffelung der 2. Stufe wird angenommen, dass die Parallellleitung L2 offen ist, dass aber von der Zwischeneinspeisung in B immer mindestens die halbe Kurzschlussleistung ansteht. Es wird selektiv zum Ende der 1. Zone der Distanzrelais der Folgeleitungen 3 und 4 gestaffelt. Das heißt, wir können etwa die halbe Leitungsimpedanz einsetzen. Es ergibt sich damit eine vereinfachte Ersatzschaltung.

Für einen dreipoligen Fehler in C errechnen wir die im Bild eingezeichneten Kurzschlussströme.



**Bild 20** Schutzeinstellung bei Doppelleitungen: Netzdaten zum Berechnungsbeispiel

Unter Berücksichtigung des Zwischeneinspeiseeffektes erhalten wir:

$$X_2 = \left[ 53,4 + \frac{28,5}{2} \cdot \left( 1 + \frac{1,19}{2,19} \right) \right] \cdot 0,85 =$$

$$64 \Omega = 120 \% X_{L1}$$

Gemäß oben genannter Empfehlung erhalten wir für Zone 3

$$X_3 = (53,4 + 28,5) \cdot 1,1 = 90,1 \Omega = 169 \% X_{L1}$$

und für die Anregezone:

$$X_{+A} = (53,4 + 2 \cdot 28,5) \cdot 1,1 = 121 \Omega = 226 \% X_{L1}$$

Die Reichweite der Zonen in R-Richtung stimmen wir auf die Impedanz der natürlichen Leistung ab:

$$Z_{\text{Nat.}} = \frac{U_{\text{N}^2}}{P_{\text{Nat.}}} = \frac{400^2}{518} = 309 \Omega$$

Wir gehen davon aus, dass eine neue Leitung kurzzeitig die doppelte Leistung übertragen muss und lassen zusätzlich einen Sicherheitsabstand von 30 %. Damit ergibt sich die maximale R-Reichweite der Anregung zu:

$$RA1 = 0,7 \cdot \frac{309}{2} = 108 \Omega$$

Wir wählen weiter  $\varphi_A = 50^\circ$  und

$$RA2 = 2 \cdot RA1 = 208 \Omega$$

Für die Distanzzonen bietet ein R/X-Verhältnis von 1 eine ausreichende Kompensation für Fehlerwiderstände.

### 5.1.3 Zonenreichweite bei Erdkurzschlüssen

Bei den Ph-E-Messsystemen ist der Erdstromkompensationsfaktor  $k_E$  maßgebend. Bei Einfachleitungen wird dieser auf den entsprechenden  $Z_F/Z_L$ -Wert der Leitung eingestellt. Der Schutz misst dann für Ph-Ph und Erdkurzschlüsse die gleiche Impedanz.

Bei Doppelleitungen ergibt sich durch die Nullsystemkopplung ein Messfehler bei Erdkurzschlüssen. Mit der Parallelleitungskompensation ist eine Korrektur der Messung möglich. Diese Funktion ist in den Relais 7SA optional enthalten. Es muss nur der Erdstrom der Parallelleitung an das Relais angeschlossen und die Koppelimpedanz eingestellt werden. Die Erdstromwaage kann auf dem Standardwert  $x/l = 85\%$  belassen werden. Der Erdstromfaktor ist in diesem Fall an die Einfachleitung anzupassen.

### 5.1.4 Einstellung des $k_E$ -Faktors (Betrieb ohne Parallelleitungskompensation)

Für den Fall, dass die Parallelleitungskompensation nicht benutzt wird, muss ein  $k_E$ -Faktor gefunden werden, der für die möglichen Betriebszustände der Doppelleitung einen ausreichenden Schutz garantiert (siehe Tabelle 1).



a) Diese Formel gilt für  $\frac{x}{l} \leq 1$

Für  $\frac{x}{l} > 1$  gilt: 
$$\frac{SF1(1 + k_{XER}) + k_{XEM} \cdot \frac{X'_{0M}}{X'_{0L}}}{1 + k_{XEL}}$$

b)  $k_{XEL} = \left( \frac{X'_{EL}}{X'_{1L}} \right)_{\text{Leitung}}$

c)  $k_{XEM} = \left( \frac{X'_{0M}}{3 \cdot X'_{0L}} \right)_{\text{Leitung}}$

Die Anpassung der Einstellung an einen Betriebszustand bewirkt eine Über- oder Unterreichweite bei den jeweils anderen Zuständen. SF1 in % ist dabei der gewählte Staffelfaktor für die 1. Zone (Reichweite bei Ph-Ph-Fehlern).  $x/l$  in % gibt dann an, wie weit die Zone 1 (Ph-E-Schleife) bei Erdfehlern reicht, bezogen auf die Leitungslänge.

Die Bestimmung des Relaisstellwertes  $k_{ER}$  wird an dem Beispiel Doppelleitungsbetrieb gezeigt: Die Spannung am Relaisbauort für einen Fehler in der Entfernung  $x/l$  ist:

$$U_{Ph-E} = \frac{x}{l} Z_L \cdot I_{Ph} + \frac{x}{l} Z_E \cdot I_E + \frac{x}{l} \frac{Z_{0M}}{3} \cdot I_{EP}$$

Dabei ist bei einseitiger Einspeisung:

$$I_{Ph} = I_E \text{ und } I_{EP} = \frac{\frac{x}{l}}{2 - \frac{x}{l}} \cdot I_E$$

Für die Messung an der Ph-E-Schleife erhalten wir damit:

$$Z_{Ph-E} = \frac{U_{Ph-E}}{I_{Ph} + k_{ER} \cdot I_E} = \frac{x}{l} \cdot \frac{Z_L + Z_E + \frac{Z_{0M}}{3} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}}}{1 + k_{ER}}$$

Dabei ist  $k_{ER}$  der am Relais eingestellte komplexe Erdstromkompensationsfaktor.

Bei den digitalen Relais 7SA wird X und R getrennt berechnet. Dafür gelten vereinfachten Formeln, wenn Phasen und Erdströme gleiche Phasenlage haben.

Damit resultiert:

$$X_{Ph-E} = \frac{U_{Ph-E} \cdot \sin \varphi_k}{I_{Ph} + \left( \frac{X_E}{X_L} \right)_R \cdot I_E} = \frac{x}{l} \cdot X_L \cdot \frac{1 + \frac{X_E}{X_L} + \frac{X_{0M}}{3 \cdot X_L} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}}}{1 + \left( \frac{X_E}{X_L} \right)_R}$$

$$R_{Ph-E} = \frac{U_{Ph-E} \cdot \cos \varphi_k}{I_{Ph} + \left( \frac{R_E}{R_L} \right)_R \cdot I_E} = \frac{x}{l} \cdot R_L \cdot \frac{1 + \frac{R_E}{R_L} + \frac{R_{0M}}{3 \cdot R_L} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}}}{1 + \left( \frac{R_E}{R_L} \right)_R}$$

Für die Reichweite interessiert zunächst nur der gemessene X-Wert.

Mit  $k_{XEL} = \frac{X_E}{X_L}$  und  $k_{XEM} = \frac{X_{0M}}{3 \cdot X_L}$  ergibt sich:

$$X_{Ph-E} = \frac{x}{l} X_L \cdot \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}}}{1 + k_{XER}}$$

Das Ph-E-Messsystem und das Ph-Ph-Messsystem haben den gleichen Impedanz-Ansprechwert (gemeinsamen Einstellwert  $Z_1$ ).

Damit gilt:  $Z_{Ph-E} = Z_{Ph-Ph} = Z_1 = SF1 \cdot Z_L$ ,

wobei SF1 der Staffelfaktor der ersten Zone ist.

Für den Erdstromkompensationsfaktor, der am Relais einzustellen ist, erhalten wir schließlich folgende Formel:

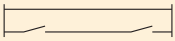
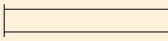
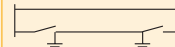
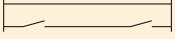
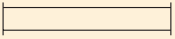
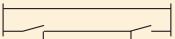
$$k_{XER} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}} \cdot \frac{x}{l} - 1}{SF1}$$

Wir können von einer vorgegebenen Zonenreichweite für Phasenfehler (SF1 in % von  $Z_L$ ) die Reichweite der Ph-E-Messsysteme variieren durch Verstellen des Faktors  $k_{XER}$ .

Wir können die vorherige Gleichung auch nach  $x/l$  auflösen und erhalten dann die Reichweite für eine gegebene  $k_{XER}$ -Einstellung.

$$\frac{x}{l} = \frac{[GF1 \cdot (1 + k_{XER}) + 2(1 + k_{XEL})] - \sqrt{[..]^2 - 8(1 + k_{XEL} - k_{XEM}) \cdot (1 + k_{XER}) \cdot SF1}}{2 \cdot (1 + k_{XEL} - k_{XEM})}$$

In gleicher Weise erhalten wir die in Tabelle 1 angegebenen Formeln für die Fälle „Parallellleitung offen“ und „Parallellleitung offen und beidseitig gerdet“.

|  |   | Reichweite x/l bei Ph-E Kurzschlüssen   |  |   |
|--|---|---|--|---|
|  |   |  |  |                    |
|  |   | $\frac{x}{l} = SF1 \cdot \frac{1 + k_{XER}}{1 + k_{XEL}}$                         | $\frac{x}{l} =$ siehe Formel auf vorgehender Seite                                 | $\frac{x}{l} = \frac{(1 + k_{XER}) \cdot SF1}{1 + k_{XEL} - k_{XEM} \cdot \frac{X'_{0M}}{X_{0L}}}$ a) |
| <b><math>k_{XER}</math>-Einstellung mit:</b><br>$\frac{x}{l} = 0,85$<br>SF1 = 0,85<br>$k_{XEL} = 0,71$<br>b) $k_{XEM} = 0,64$<br>c) $X'_{0M} = 0,72 \Omega/\text{km}$<br>$X'_{0L} = 1,11 \Omega/\text{km}$<br>$X'_{1L} = 0,356 \Omega/\text{km}$ |    | 85 %<br>(75 %)  | 71 %<br>(64 %)   | 108 %<br>(98 %)   |
|  | $k_{ER} = \frac{1 + k_{EL}}{SF1} \cdot \frac{x}{l} - 1 = 0,71 (0,5)$<br><br>$k_{XER} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{x}{l}}{SF1 \cdot \left(2 - \frac{x}{l}\right)} - 1$<br>$k_{XER} = 1,18$ | 108 %   | 85 %   | 132 %   |
|  | <br>$k_{XER} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{X'_{0M}}{X'_{0L}} \cdot \frac{x}{l}}{SF1} - 1 = 0,31$   | 65 %  | 56 %   | 85 %  |

**Tabelle 1** Distanzmessung bei Erdkurzschlüssen: Reichweite (in x-Richtung) abhängig von der RelaisEinstellung  $k_{XER} = \left( \frac{X_E}{X_L} \right)_{\text{Relais}}$  und dem Schaltzustand

Die Wahl der Einstellung von  $k_{XER}$  erfordert einen Kompromiss, der alle drei Betriebsfälle berücksichtigt. (Tabelle 1)<sup>1</sup> Bei einem Staffelfaktor von SF1 = 85 % bietet die Anpassung an die Einfachleitung meist eine akzeptable Lösung. Die beidseitige Abschaltung einer Leitung mit beidseitiger Erdung tritt nur bei Wartungsarbeiten auf, so dass das kurze Übergreifen von 8 % nur selten wirksam wird, da in der Regel das Übergreifen durch Zwischenspeisungen verkürzt wird.

Bei Betrieb mit einpoliger KU würde das Übergreifen sowieso nur zu einer überzähligen KU, und zu keiner endgültigen Abschaltung führen, vorausgesetzt, dass es sich um einen transienten Kurzschluss handelt (etwa 90 % der Fehler).

Alternativ kann die Reichweite bei Erdfehlern durch Einstellen eines niedrigeren  $k_{XER}$ -Faktors etwas verkürzt werden. Bei einer Reduzierung von  $k_{XER} = 0,71$  auf  $k_{XER} = 0,5$  würde sich bei dem Beispiel gerade kein Übergreifen mehr ergeben. Die Reichweite bei Doppelbetrieb wäre dann allerdings nur noch 64 %, wobei zu bedenken ist, dass sich die Parallelleitungskopplung nur bei dem Worst-Case-Fall der einseitigen Einspeisung voll auswirkt. Im Normalfall der zweiseitigen Einspeisung ist bei Fehlern nahe der Leitungsmittle der Erdstrom auf der Parallelleitung wesentlich geringer und die Zonenreichweite entspricht fast der

der Einfachleitung. Zudem hat die Parallelleitungskopplung am anderen Leitungsende immer die entgegengesetzte Wirkung, d.h. eine Zonenverlängerung. Durch eine Mitnahmeschaltung kann deshalb stets eine sichere Schnellabschaltung gewährleistet werden. Bei der Reduktion des  $k_{XER}$ -Faktors muss allerdings bedacht werden, dass sich auch die Reichweite der Reservezonen bei Erdfehlern entsprechend verkürzt. Statt einer Verkleinerung des  $k_{XER}$ -Faktors ist deshalb auch eine Zonenreduzierung (z.B. SF1 = 0,8) in Betracht zu ziehen.

### 5.1.5 Einstellung der Übergreifzone

Die Zone  $Z_{1B}$  sollte auf 120 - 130 %  $Z_L$  eingestellt werden. Bei Betrieb mit Parallelleitungskompensation würde diese Reichweite auch bei Erdfehlern gelten.

1 Die Zahlenwerte in der Tabelle 1 wurden mit den Leitungsbelägen des vorhergehenden Beispiels gerechnet. Die komplexen Faktoren  $k_{EL} = 71 - j0,18$  und  $k_{EM} = 0,64 - j0,18$  wurden dabei zur Vereinfachung nur mit ihren Realanteilen berücksichtigt, die in erster Näherung den Werten  $k_{XEL} = X_E/X_L$  und  $k_{XEM} = X_M (3 \cdot X_L)$  entsprechen. Dies ergibt für das Höchstspannungsnetz eine ausreichende Genauigkeit.

Die Anpassung der Einstellung an einen Betriebszustand bewirkt eine Über- oder Unterreichweite bei den jeweils anderen Zuständen. SF1 in % ist dabei der gewählte Staffelfaktor für die 1. Zone (Reichweite bei Ph-Ph-Fehlern).  $x/l$  in % gibt dann an, wie weit die Zone 1 (Ph-E-Schleife) bei Erdfehlern reicht, bezogen auf die Leitungslänge

Die Bestimmung des Relaisstellwertes  $k_{ER}$  wird an dem Beispiel Doppelleitungsbetrieb gezeigt: Die Spannung am Relaisbauort für einen Fehler in der Entfernung  $x/l$  ist:

$$\underline{U}_{Ph-E} = \frac{x}{l} Z_L \cdot I_{Ph} + \frac{x}{l} Z_E \cdot I_E + \frac{X}{l} \frac{Z_{0M}}{3} \cdot I_{EP}$$

Dabei ist bei einseitiger Einspeisung:

$$I_{Ph} = I_E \text{ und } I_{EP} = \frac{\frac{x}{l}}{2 - \frac{x}{l}} \cdot I_E$$

Für die Messung der Ph-E-Schleife erhalten wir damit:

$$\underline{Z}_{Ph-E} = \frac{\underline{U}_{Ph-E}}{I_{Ph} + k_{ER} \cdot I_E} = \frac{x}{l} \cdot \frac{Z_L + Z_E + \frac{Z_{0M}}{3} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}}}{1 + k_{ER}}$$

Dabei ist  $k_{ER}$  der am Relais eingestellte komplexe Erdstromkompensationsfaktor. Bei den digitalen Relais 7SA wird X und R getrennt berechnet. Dafür gelten vereinfachte Formeln, wenn Phasen und Erdströme gleiche Phasenlage haben. Damit resultiert aus

$$X_{Ph-E} = \frac{U_{Ph-E} \cdot \sin \varphi_K}{I_{Ph} + \left(\frac{X_E}{X_L}\right)_R \cdot I_E} = \frac{x}{l} \cdot X_L \cdot \frac{1 + \frac{X_E}{X_L} + \frac{X_{0M}}{3 \cdot X_L} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}}}{1 + \left(\frac{X_E}{X_L}\right)_R}$$

$$R_{Ph-E} = \frac{U_{Ph-E} \cdot \cos \varphi_K}{I_{Ph} + \left(\frac{R_E}{R_L}\right)_R \cdot I_E} = \frac{x}{l} \cdot R_L \cdot \frac{1 + \frac{R_E}{R_L} + \frac{R_{0M}}{3 \cdot R_L} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}}}{1 + \left(\frac{R_E}{R_L}\right)_R}$$

Für die Reichweite interessiert zunächst nur der gemessene Wert:

Mit  $k_{XEL} = \frac{X_E}{X_L}$  und  $k_{XEM} = \frac{X_{0M}}{3 \cdot X_L}$  ergibt sich:

$$X_{Ph-E} = \frac{x}{l} X_L \cdot \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}}}{1 + k_{XER}}$$

Das Ph\_E\_Messsystem und das Ph-Ph-Messsystem haben den gleichen Impedanz-Ansprechwert (gemeinsamen Einstellwert  $Z_1$ ). Damit ergibt sich:  $Z_{Ph-E} = Z_{Ph-Ph} = Z_1 = SF1 \cdot Z_L$ , wobei SF1 der Staffelfaktor der ersten Zone ist:

Für den Erdstromkompensationsfaktor, der am Relais einzustellen ist, erhalten wir schließlich folgende Formel:

$$k_{XER} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{l}{2 - \frac{x}{l}}}{SF1} \cdot \frac{x}{l} - 1$$

Ohne Parallelleitungskompensation muss die 120%-Reichweite für den Fall des Parallelleitungsbetriebes dimensioniert werden unter Berücksichtigung des vorher festgelegten  $k_{XER}$ -Faktors.

$$SF = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{x/l}{2 - x/l}}{1 + k_{XER}} \cdot x/l$$

Für einen Fehler am Ende der Leitung ( $x/l = 100\%$ ) und einen Sicherheitszuschlag von 20 % erhalten wir folgende Formel für die Übergreifzone:

$$X1B = SF_{100\%} \cdot X_L \cdot \frac{120\%}{100} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM}}{1 + k_{XER}} \cdot X_L \cdot 1,2$$

Mit dem gewählten  $k_{XER} = 0,71$  erhalten wir  $X1B = 165\% X_L$ .

Ohne Parallelleitungskompensation muss also die Übergreifzone sehr hoch eingestellt werden, damit bei Doppelleitungsbetrieb ein Sicherheitszuschlag von 20 % gewährleistet ist.

### 5.1.6 Reichweite der Reservezonen bei Erdfehlern

Wir betrachten das Verhalten der Distanzmessung mit und ohne Parallelleitungskompensation.

### 5.1.7 Distanzmessung ohne Parallelleitungskom- pensation

Für den einfachen Fall, dass auf die Parallelleitung eine Einfachleitung folgt (Bild 21, Leitung 4 abgeschaltet), können wir die gemessenen Impedanz wie folgt bestimmen:

Spannung am Relaiseinbauort:

$$\begin{aligned} U_{\text{Ph-E}} &= Z_{L1} \cdot I_{\text{Ph1}} + Z_{E1} \cdot I_{E1} + \frac{Z_{0M1-2}}{3} \cdot I_{E2} \\ &+ \frac{x}{l_2} Z_{L2} \cdot I_{\text{Ph3}} + \frac{x}{l_2} Z_{E2} \cdot I_{E3} \end{aligned}$$

Mit  $I_{\text{Ph1}} = I_{E1} = I_{E2} = I_K$  und  $I_{\text{Ph3}} = I_{E3} = 2 \cdot I_K$  erhalten wir für die Relaisreaktanz:

$$\begin{aligned} X_{\text{Ph-E}} &= \frac{U_{\text{Ph-E}} \cdot \sin \varphi_K}{I_{\text{Ph1}} + k_{\text{XER}} \cdot I_{E1}} = \\ &= \frac{1 + k_{\text{XEL1}} + k_{\text{XEM1-2}}}{1 + k_{\text{XER}}} \cdot X_{L1} + 2 \cdot \frac{x}{l_2} \cdot \frac{1 + k_{\text{XEL3}}}{1 + k_{\text{XER}}} \cdot X_{L2} \end{aligned}$$

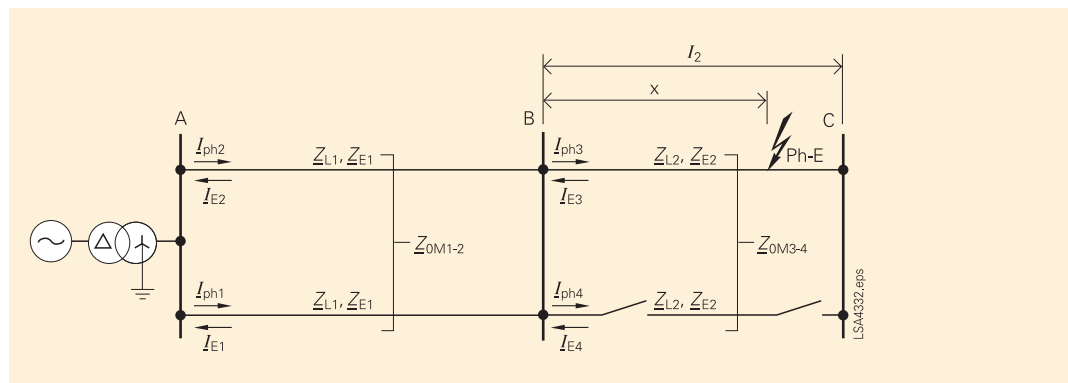


Bild 21 Distanzmessung auf Doppelleitungen: Fehler auf einer Folgeleitung

Wenn wir  $x/l_2 = 0$  setzen, erhalten wir die gemessene Reaktanz bei einem Fehler in der Gegenstation. Für das gerechnete Beispiel ergibt sich der Wert

$$X_{\text{Ph-E}} = \frac{1 + 0,71 + 0,64}{0,71} = 1,37 \cdot X_{L1}$$

Daraus ersehen wir, dass im vorliegenden Fall die Reservezonen erst dann über die nächste Station reichen, wenn sie größer als 137 %  $Z_{L1}$  eingestellt sind. Dies trifft bei der gewählten Einstellung nicht für die 2. Zone zu.

Bei der auf Basis der Phasenkurzschlüsse gewählten Staffelung (120 %) würde die 2. Zone im Parallellitungszustand bei Erdfehlern nur bis 91 %  $Z_{L1}$  reichen.

Dieses Problem tritt besonders dann auf, wenn die folgende Leitung nach der die 2. Zone gestaffelt werden muss, wesentlich kürzer ist als die eigene Leitung und nur eine kleine Zwischeneinspeisung vorhanden ist.

$$\underline{U}_{\text{Ph-E}} = \underline{Z}_{L1} \cdot \underline{I}_{\text{Ph1}} + \underline{Z}_{E1} \cdot \underline{I}_{E1} + \frac{\underline{Z}_{0M1-2}}{3} \cdot \underline{I}_{E2} + \frac{x}{l_2} \underline{Z}_{L2} \cdot \underline{I}_{\text{Ph3}} + \frac{x}{l_2} \underline{Z}_{E2} \cdot \underline{I}_{E3} + \frac{x}{l_2} \frac{\underline{Z}_{0M3-4}}{3} \cdot \underline{I}_{E4}$$

Mit  $\underline{I}_{\text{Ph1}} = \underline{I}_{E1} = \underline{I}_{E2} = \underline{I}_k$  sowie

$$\underline{I}_{\text{Ph3}} = \underline{I}_{E3} = \left(2 - \frac{x}{l_2}\right) \cdot \underline{I}_k \text{ und } \underline{I}_{E4} = \frac{x}{l_2} \cdot \underline{I}_k$$

erhalten wir:

$$\underline{X}_{\text{Ph-E}} = \frac{1 + k_{\text{XEL1}} + k_{\text{XEM1-2}}}{1 + k_{\text{XER}}} \cdot \underline{X}_{L1} + \frac{\frac{x}{l_2} \left(2 - \frac{x}{l_2}\right) \cdot (1 + k_{\text{XEL2}}) + \left(\frac{x}{l_2}\right)^2 \cdot k_{\text{XEM3-4}}}{1 + k_{\text{XER}}} \cdot \underline{X}_{L2}$$

Durch die Auflösung nach  $x/l_2$  gewinnen wir wieder die Formel für die Reichweite der Zonen:

$$\frac{x}{l_2} = \frac{2(1 + k_{\text{XEL2}}) - \sqrt{4(1 + k_{\text{XEL2}})^2 - 4(1 + k_{\text{XEL2}} - k_{\text{XEM3-4}}) \cdot \Delta}}{2 \cdot (1 + k_{\text{XEL2}} - k_{\text{XEM3-4}})}$$

mit

$$\Delta = \frac{\underline{X}_{L1}}{\underline{X}_{L2}} \cdot \left[ (1 + k_{\text{XER}}) \cdot \frac{\underline{X}_{\text{Zone}}}{\underline{X}_{L1}} - (1 + k_{\text{XEL1}} + k_{\text{XEM1-2}}) \right]$$

Für die Zone 3 (169 %  $\underline{X}_{L1}$ ) erhalten wir  $x/l_2 = 33$  %, d.h. nur geringfügig mehr als bei der Einfachleitung. Für die Anregezone (226 %  $\underline{X}_{L1}$ ) wird der Ausdruck unter der Wurzel negativ, weil die Zone knapp über die übernächste Station hinausreicht. Die Grenze (Wurzel = 0) liegt bei 223 %  $\underline{X}_{L1}$ .

### 5.1.8 Distanzmessung mit Parallelleitungskompensation

Bei Anwendung der Parallelleitungskompensation werden Fehler auf der eigenen Leitung distanzrichtig gemessen.

Für Fehler hinter der nächsten Station ergibt sich eine Erweiterung der Zonen um den Faktor:

$$k = \frac{1 + k_{\text{XER}} + k_{\text{XEMR}}}{1 + k_{\text{XER}}}$$

entsprechend den am Relais eingestellten Kompensationsfaktoren.

In den Gleichungen auf den Seiten 12 und 13 ist der Term  $1 + k_{\text{XER}}$  durch  $1 + k_{\text{XER}} + k_{\text{XEMR}}$  zu ersetzen.

Damit erhalten wir für die 2. Zone eine Reichweite bis zu 71 %  $\underline{Z}_{L2}$ , d.h. die Zone reicht bis dicht an das Ende der ersten Zone der Folgeleitung, die auf 85 %  $\underline{Z}_{L2}$  eingestellt ist.

Unter Berücksichtigung der Zwischeneinspeisung in Station B wird sich noch eine Verkürzung der 2. Stufe ergeben, so dass sich der Sicherheitsabstand noch erhöht.

Die 3. Zone ( $169 \% Z_{L1}$ ) reicht mit der Parallelleitungskompensation knapp, und die Anregezone ( $226 \% Z_{L1}$ ) sicher über die übernächste Station (C). (Einen Fehler in C würde  $162 \% Z_{L1}$  entsprechen). Für die endgültige Festlegung der Einstellung wäre auch hier noch die Zwischeneinspeisung zu berücksichtigen.

#### ■ 6. Zusammenfassung

Die Zoneneinstellung kann für die Doppelleitungen an Hand der aufgezeigten Rechengänge und den abgeleiteten Formeln abgeschätzt werden. In praktischen Fall sind die Zwischeneinspeisungen zu berücksichtigen, damit die zweite Zone bei Einhaltung der Selektivität sicher über die nächste Station gestaffelt werden kann und auf jeden Fall Sammelschienenfehler noch sicher erfasst werden.

Bei nicht unterschiedlichen Leitungslängen lässt sich meist auch ohne Parallelleitungskompensation ein akzeptabler Kompromiss für die Relais-einstellung finden. Bei kurzen Folgeleitungen ist jedoch eine Parallelleitungskompensation in Betracht zu ziehen.

Für die relativ aufwendige Überprüfung der Reservezonen und der Anregung stehen heute Rechenprogramme zu Verfügung.

## Schutz von langen Leitungen mit SIPROTEC 7SD5

### ■ 1. Einleitung

Der Schutz von langen Übertragungsleitungen war bisher eine Domäne des Distanzschutzes. Die vielfach vorhandene moderne Informationsübertragungstechnik mit der Möglichkeit Vergleichssignale zuverlässig über große Entfernungen auszutauschen, macht den Differentialschutz für den Einsatz auf langen Übertragungsleitungen interessant. Hohe Empfindlichkeit und strenge Selektivität sind weitere Aspekte die für den Differentialschutz sprechen. Das Gerät SIPROTEC 7SD5 bietet neben dem Differentialschutz umfangreiche Reserveschutz- und Zusatzfunktionen für den kompletten Schutz von Übertragungsleitungen an.

### ■ 2. Schutzkonzept

In diesem Applikationsbeispiel wird im Wesentlichen der Differentialschutz von Zweienden-Leitungen beschrieben. Neben dieser Anwendung beherrschen moderne SIPROTEC Differential-Schutzgeräte folgende Anforderungen:

- Schutz von Mehrbeinkonfigurationen
- Transformator im Schutzbereich
- Anpassung an verschiedene Übertragungsmedien wie LWL oder digitale Kommunikationsnetze

Für den Schutz einer Zweienden-Leitung werden folgende Schutzfunktionen empfohlen:

- 87 L Differentialschutz
- 67 N Gerichteter Überstromschutz
- 79 Automatisches Wiedereinschaltung
- 50 BF Schalterversager-Schutz
- 59/27 Unter- und Überspannungsschutz
- 25 Synchron und Einschaltkontrolle



Bild 1 SIPROTEC Leitungsdifferentialschutz 7SD5

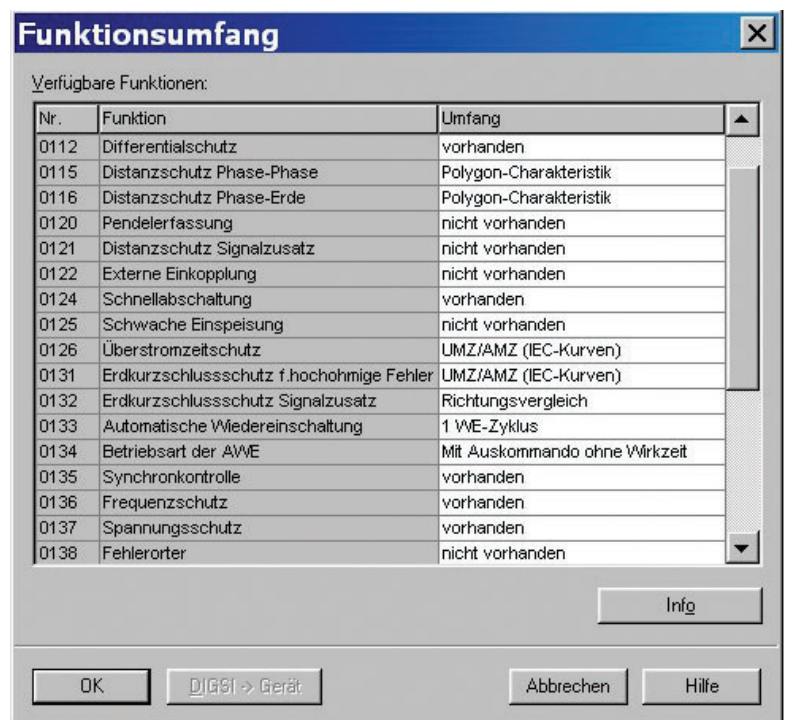


Bild 2 Einstellungen für den Funktionsumfang des 7SD5

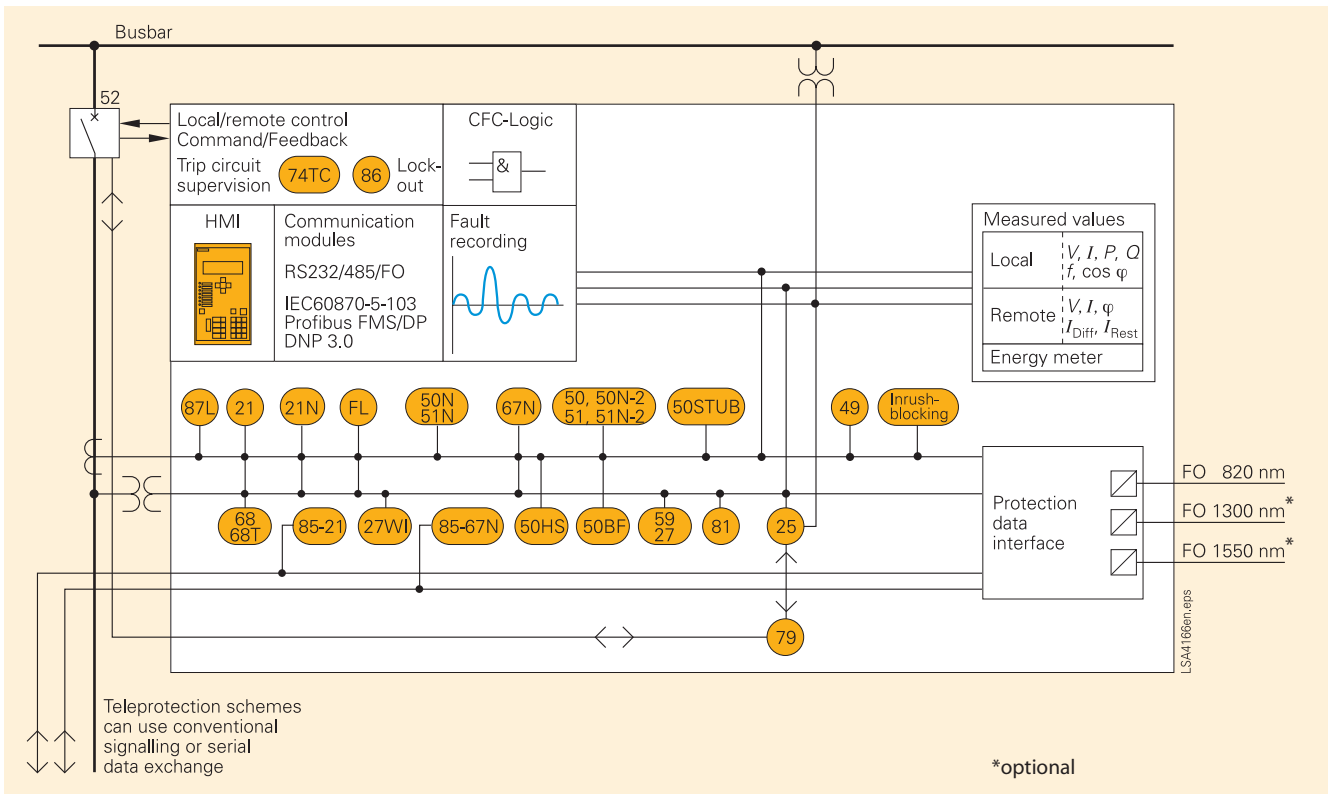


Bild 3 Funktionsumfang des SIPROTEC 7SD5

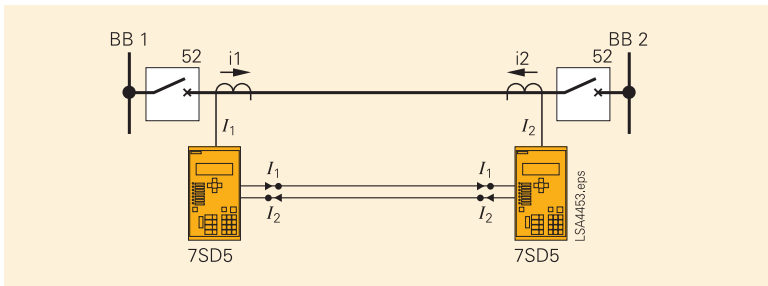


Bild 4 Differentialschutz für eine Leitung mit zwei Enden (einphasiges System)

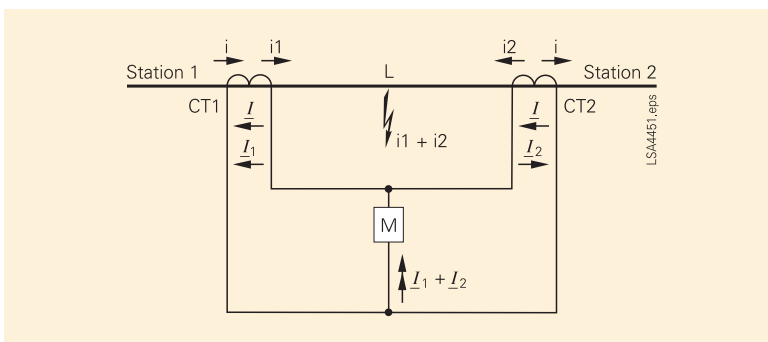


Bild 5 Grundprinzip eines Differentialschutzes für eine 2-Enden Leitung

### 2.1 Differentialschutz

Der Differentialschutz basiert auf einem Stromvergleich. Beim Differentialschutz macht man sich die Tatsache zunutze, dass z.B. ein Leitungsabschnitt L (Bild 5) bei einem störungsfreien Betrieb stets denselben Strom  $I$  an seinen beiden Enden führt. Dieser Strom fließt auf einer Seite in den entsprechenden Bereich hinein und verlässt diesen auf der anderen Seite wieder. Eine Differenz im Strom ist ein eindeutiges Anzeichen für eine Störung innerhalb dieses Leitungsabschnitts. Die Sekundärwicklungen der Stromwandler CT1 und CT2 an den Leitungsenden könnten bei gleicher Übersetzung so zusammengeschaltet werden, dass sich ein geschlossener Stromkreis mit dem Sekundärstrom  $I$  ergibt und ein in die Querverbindung geschaltetes Messglied M beim ungestörten Betriebszustand stromlos bleibt.

Bei einem Fehler im durch die Wandler abgegrenzten Bereich bekommt das Messglied einen zur Summe  $i_1 + i_2$  der von beiden Seiten einfließenden Fehlerströme proportionalen Strom  $I_1 + I_2$  zugeführt. Die einfache Anordnung nach Bild 5 führt also bei einem Kurzschluss im Schutzbereich, in dem ein für das Ansprechen des Messgliedes M ausreichender Fehlerstrom fließt, zuverlässig zum Arbeiten des Schutzes.



## 2.2 Ladestromkompensation

Die Ladestromkompensation ist eine Zusatzfunktion für den Differentialschutz. Sie ermöglicht eine Verbesserung der Empfindlichkeit, indem der durch die Kapazitäten der Freileitung oder des Kabels verursachte Ladestrom, der im eingeschwungenen Zustand durch die verteilte Kapazität der Leitung fließt, kompensiert wird. Infolge der Kapazitäten der Leiter gegen Erde und gegeneinander fließen auch im störungsfreien Betrieb Ladeströme, die eine Differenz der Ströme an den Enden des Schutzbereiches hervorrufen. Insbesondere bei Kabeln und langen Leitungen können die kapazitiven Ladeströme beachtliche Werte erreichen. Sind die abweigseitigen Wandleranschlüsse an die Geräte angeschlossen, kann der Einfluss der kapazitiven Ladeströme weitgehend rechnerisch kompensiert werden. Es besteht die Möglichkeit hier eine Ladestromkompensation zu aktivieren, die den tatsächlichen Ladestrom bestimmt. Bei zwei Leitungsenden übernimmt jedes Gerät die Hälfte der Ladestromkompensation, bei  $M$  Geräten übernimmt jedes den  $M$ ten Teil. Zur Vereinfachung zeigt Bild 6 ein einphasiges System.

Für den ungestörten Betrieb können Ladeströme stationär als annähernd konstant angesehen werden, da sie nur von der Spannung und den Leitungskapazitäten bestimmt werden. Ohne Ladestromkompensation müssen sie daher bei der Einstellung der Empfindlichkeit des Differentialschutzes berücksichtigt werden. Mit Ladestromkompensation ist eine Berücksichtigung an dieser Stelle nicht notwendig. Mit der Ladestromkompensation werden auch die stationären Magnetisierungsströme von Querreaktanzen berücksichtigt.

## 2.3 Gerichteter Erdkurzschlusschutz (67 N)

Der Nullstrom wird als Messgröße verwendet. Gemäß seiner Definitionsgleichung ergibt die Summe der drei Phasenströme, d.h.

$3I_0 = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}$ , den Nullstrom. Die Richtungsbestimmung erfolgt mit dem gemessenen Strom  $I_E (= -3I_0)$ , der mit einer Referenzspannung  $U_P$  verglichen wird.

Die für die Richtungsbestimmung  $U_P$  erforderliche Spannung kann vom Sternpunktstrom  $I_Y$  eines geerdeten Transformatorsternpunktes abgeleitet werden, vorausgesetzt, dass der Wandler zur Verfügung steht. Außerdem können sowohl die Nullspannung  $3U_0$  sowie der Sternpunktstrom  $I_Y$  eines Wandlers für die Messung verwendet werden. Die Referenzgröße  $U_P$  ist dann die Summe der Nullspannung  $3U_0$  sowie ein Wert, der proportional zum Referenzstrom  $I_Y$  ist. Dieser Wert beträgt ca. 20 V für den Bemessungsstrom (Bild 7).

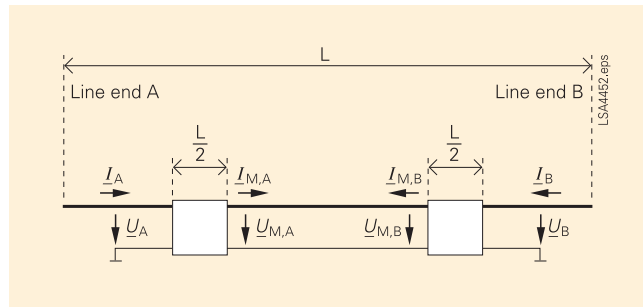


Bild 6 Ladestromkompensation für eine 2-Enden-Leitung (einphasiges System)

Die gerichtete Polarisierung unter Verwendung des Wandler-Sternpunktstroms ist unabhängig von den Spannungswandlern und funktioniert daher zuverlässig während einer Störung im Sekundärstromkreis des Spannungswandlers. Dies setzt aber voraus, dass Erdkurzschlussströme zumindest überwiegend über den Transformator gespeist werden, dessen Sternpunktstrom gemessen wird.

Zur Bestimmung der Richtung sind ein Mindeststrom  $3I_0$  sowie eine Mindest-Verlagerungsspannung, die als  $3U_0$  eingestellt werden kann, erforderlich. Ist die Verlagerungsspannung zu gering, kann die Richtung nur dann bestimmt werden, falls sie mit dem Wandler-Sternpunktstrom gepolt wird und dieser Wert einen Mindestwert überschreitet, der der Einstellung  $I_Y$  entspricht. Die Richtungsbestimmung mit  $3U_0$  wird blockiert, falls über einen Binäreingang „Auslösen des Spannungswandler-Schutzschalters“ gemeldet wird.

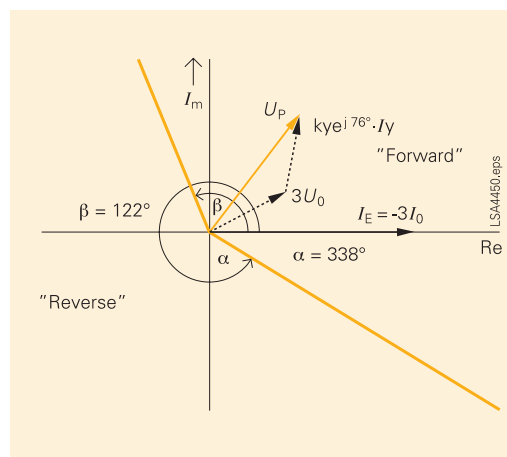


Bild 7 Richtungskennlinie eines Erdfehlerschutzes

#### 2.4 Automatische Wiedereinschaltfunktion (79)

85 % der Lichtbogenfehler bei Freileitungen werden automatisch nach einem Auslösen durch den Schutz gelöscht. Dies bedeutet, dass die Leitung wieder eingeschaltet werden kann. Dieses automatische Wiedereinschalten ist nur bei Freileitungen zulässig, da die Möglichkeit des selbsttätigen Löschsens eines Lichtbogenfehlers nur dort zur Verfügung steht. Das automatische Wiedereinschalten darf in keinem anderen Fall verwendet werden. Besteht das Schutzobjekt aus einer Mischung aus Freileitungen und anderen Geräten (z.B. direkt an einen Wandler angeschlossene Freileitung oder eine Mischung aus Freileitung/Kabel), muss sichergestellt werden, dass das Wiedereinschalten nur bei einer Störung in der Freileitung durchgeführt werden kann. Können die Leistungsschalterpole einzeln betätigt werden, wird normalerweise eine einpolige Kurzunterbrechung bei einphasigen Kurzschlüssen und ein dreipoliges Wiedereinschalten bei mehrphasigen Kurzschlüssen in dem Stromversorgungsnetz mit geerdetem Sternpunkt ausgelöst. Ist der Erdschluss nach einem automatischen Wiedereinschalten (Lichtbogen nicht verlöschen oder metallischer Kurzschluss) weiterhin vorhanden, wird der Leistungsschalter durch die Schutzelemente endgültig ausgelöst. Bei einigen Stromversorgungsnetzen werden mehrere Wiedereinschaltversuche unternommen.

In einem Modell mit einpoliger Auslösung ermöglicht das 7SD5 eine phasenselektive, einpolige Auslösung. Abhängig von der Ausführung ist eine dreipolige, einpolige sowie mehrmalige Kurzunterbrechungsfunktion integriert.

Das 7SD5 kann ebenfalls zusammen mit einer externen Kurzunterbrechungsvorrichtung betrieben werden. In diesem Fall muss der Signalaustausch zwischen dem 7SD5 und der externen Kurzunterbrechungsvorrichtung über Binäreingänge und -ausgänge erfolgen. Es ist ebenfalls möglich, die integrierte Kurzunterbrechungsfunktion durch eine externe Schutzvorrichtung (z.B. durch einen Reserveschutz) auszulösen. Der Einsatz zweier 7SD5 mit Kurzunterbrechungsfunktion, oder der Einsatz eines 7SD5 mit einer Kurzunterbrechungsfunktion und eines zweiten Schutzes mit eigener Kurzunterbrechungsfunktion ist ebenfalls möglich.

Das Wiedereinschalten erfolgt durch eine Kurzunterbrechungsfunktion (KU). Ein Beispiel für den normalen Zeitablauf bei einer doppelten Wiedereinschaltung ist in der folgenden Abbildung zu sehen.

Das integrierte automatische Wiedereinschalten ermöglicht bis zu 8 Wiedereinschaltversuche. Die ersten vier Unterbrechungszyklen können mit unterschiedlichen Parametern (Aktionszeit und resultierende Unterbrechungsdauer, einpolig/dreipolig) ablaufen. Die Parameter des vierten Zyklus können auch auf den fünften Zyklus usw. angewendet werden.

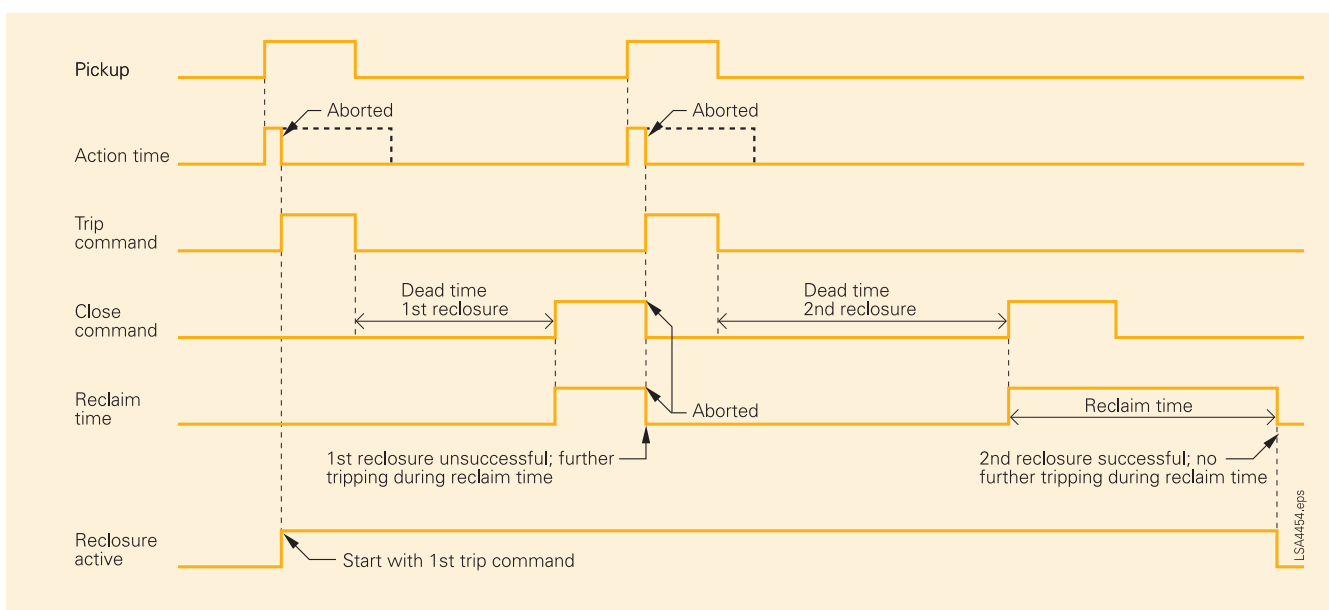


Bild 8 Ablaufdiagramm einer zweimaligen Wiedereinschaltung mit Wirkzeit (2. WE erfolgreich)

### 2.5 Schalterversagerschutz (50BF)

Der Leistungsschalter-Versagerschutz dient der schnellen Reserveabschaltung, wenn im Falle eines Auslösekommandos von einer Schutzfunktion der örtliche Leistungsschalter versagt. Wird z.B. vom Kurzschlusschutz eines Abzweiges ein Auslösekommando an den Leistungsschalter abgegeben, so wird dieses gleichzeitig an den Leistungsschalter-Versagerschutz gemeldet (Bild 9). In diesem wird eine Zeitstufe T-SVS gestartet. Die Zeitstufe läuft so lange, wie ein Auslösekommando des Schutzes ansteht und der Strom über den Leistungsschalter fließt.

Bei störungsfreiem Verlauf wird der Leistungsschalter den Fehlerstrom abschalten und folglich den Stromfluss unterbrechen. Wird das Auslösekommando des Schutzes nicht ausgeführt (Leistungsschalter-Versagerfall), so fließt der Strom weiter und die Zeitstufe kommt zum Ablauf. Nun erteilt der Leistungsschalter-Versagerschutz seinerseits ein Auslösekommando, das die umliegenden Leistungsschalter zum Abschalten des Fehlerstromes bringt.

### 2.6 Unter- und Überspannungsschutz (59/27)

Mit dem Spannungsschutz sollen elektrische Geräte gegen Unter- und Überspannung geschützt werden. Beide Betriebszustände sind ungünstig, da Überspannung z.B. Isolationsprobleme, oder Unterspannung Stabilitätsprobleme verursachen können.

Der Überspannungsschutz im 7SD5 erkennt die Phasenspannungen  $U_{L1-E}$ ,  $U_{L2-E}$  und  $U_{L3-E}$ , die Dreieckspannungen  $U_{L1-L2}$ ,  $U_{L2-L3}$  und  $U_{L3-L1}$  sowie die Verlagerungsspannung  $3U_0$ . Anstatt der Verlagerungsspannung kann jede andere Spannung erkannt werden, die am 4. Spannungseingang  $U_4$  des Geräts anliegt. Außerdem berechnet das Gerät die Mitsystemspannung sowie die Gegensystemspannung, so dass die symmetrischen Komponenten ebenfalls überwacht werden. Es ist auch eine Compoundierung möglich, mit der die Spannung am fernen Ende der Leitung berechnet wird.

Als Einstellwert für den Überspannungsschutz wird 150 % der Nennspannung empfohlen (Voreinstellung kann übernommen werden).

Für den Unterspannungsschutz können auch die Phasenspannungen  $U_{L1-E}$ ,  $U_{L2-E}$  und  $U_{L3-E}$ , die Dreieckspannungen  $U_{L1-L2}$ ,  $U_{L2-L3}$  und  $U_{L3-L1}$  sowie die Mitsystemspannung verwendet werden. Als Einstellwert für den Unterspannungsschutz wird die minimal zulässige Spannung für den Netzbetrieb (z.B. 80 %) empfohlen.

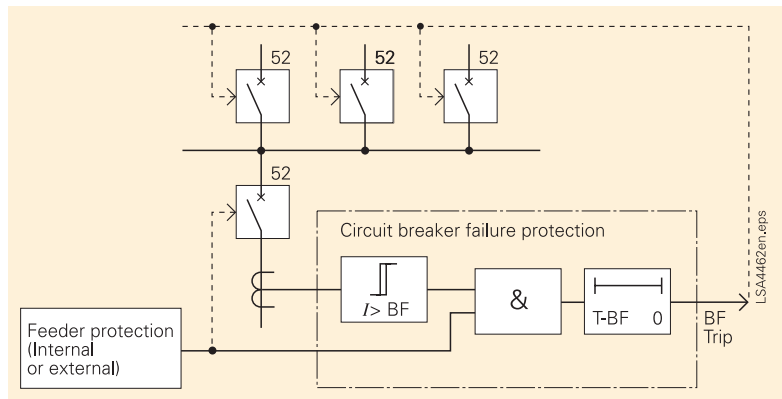
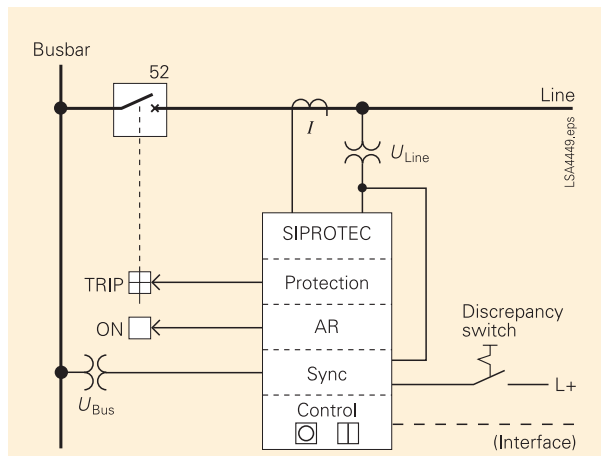


Bild 9 Prinzip des Leistungsschalterversagerschutzes

### 2.7 Synchron- und Einschaltkontrolle (25)

Mittels der Funktion der Synchron- und Einschaltkontrolle wird sichergestellt, dass beim Zuschalten einer Leitung auf eine Sammelschiene die Stabilität des Stromversorgungsnetzes nicht gefährdet wird. Die Spannung des einzuschaltenden Abzweigs wird mit der Spannung der Sammelschiene verglichen, um die Übereinstimmung hinsichtlich der Größenordnung, des Phasenwinkels und der Frequenz mit bestimmten Toleranzen zu überprüfen. Optional kann ein Abschalten des Abzweigs überprüft werden, bevor dieser an eine eingeschaltete Sammelschiene angeschlossen wird (oder umgekehrt).

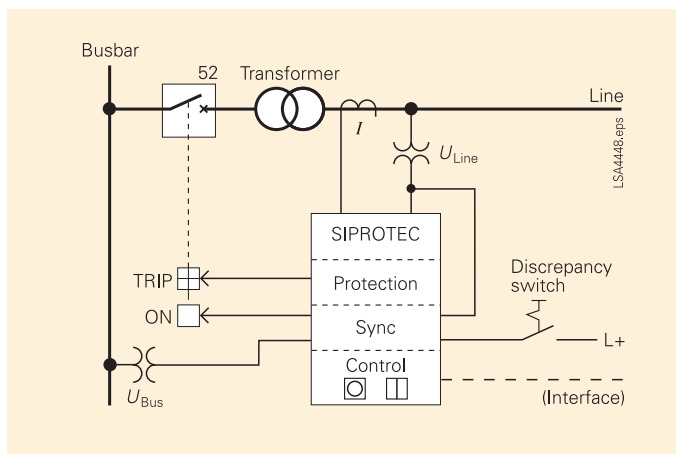
Die Synchronprüfung kann entweder nur für das automatische Wiedereinschalten, nur für das manuelle Einschalten (dies beinhaltet ebenfalls ein Einschalten mittels eines Steuerbefehls) oder für beides durchgeführt werden. Es können ebenfalls verschiedene Kriterien für die Einschaltfreigabe für das automatische und das manuelle Einschalten programmiert werden. Eine Synchronisationsprüfung ist auch ohne externe Anpasstransformatoren möglich, falls sich zwischen den Messpunkten ein Leistungstransformator befindet. Das Einschalten wird bei synchronen oder asynchronen Stromversorgungsnetzzuständen ausgelöst. In letzterem Fall bestimmt das Gerät die Zeit für die Ausgabe des Einschaltbefehls, sodass die Spannungen identisch sind, wenn sich die Leistungsschalterpole schließen.



**Bild 10** Synchronkontrolle beim Einschalten

Bei der Funktion der Synchronisations- und Spannungsprüfung werden die Abzweigspannung – mit  $U_{Line}$  bezeichnet – sowie die Sammelschienenspannung – mit  $U_{Bus}$  bezeichnet – für Vergleichszwecke verwendet. Bei letzterer kann es sich um eine beliebige Leiter-Erde-Spannung oder Dreiecksspannung handeln.

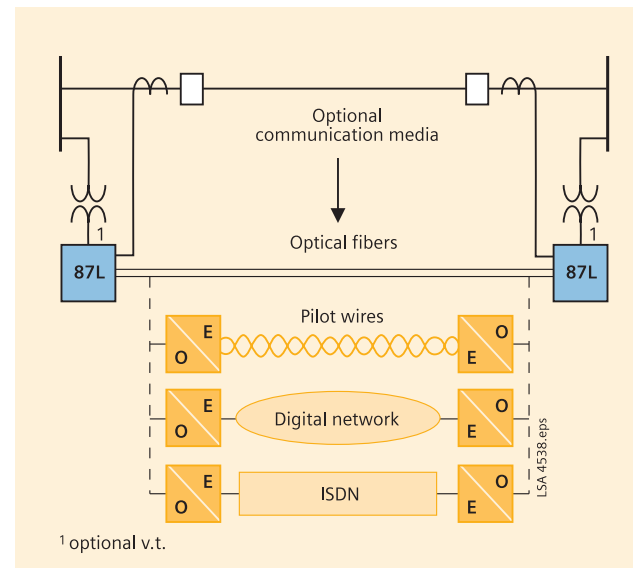
Befindet sich ein Leistungstransformator zwischen den Abzweig-Spannungswandlern und den Sammelschienen-Spannungswandlern (Bild 11), kann dessen Schaltgruppe durch das 7SD5-Relais ausgeglichen werden, so dass keine externen Anpasstransformatoren erforderlich sind.



**Bild 11** Synchronkontrolle über einen Transformator

#### Kommunikationsmedien

Der Signalaustausch zwischen den Leitungsdifferentialschutzrelais ist besonders aufgrund der geographischen Abdeckung der Relais über mittlere und lange Entfernungen hinweg kompliziert. Es müssen mindestens zwei Netzstationen gleichzeitig Relais des selben Stromversorgungsnetzes verwenden, um Daten über einen R2R-Kommunikationskanal (Relais zu Relais) austauschen zu können.



**Bild 12** Trennung von Relais und Kommunikationswandler

Die Kommunikation erfolgt über Hilfsadern, direkte Lichtwellenleiterverbindungen oder Kommunikationsnetze. Welche Art von Medium verwendet wird, hängt von der Entfernung und dem verfügbaren Kommunikationsmedium ab (Tabelle 1). Über kürzere Entfernungen ist eine direkte Verbindung über Lichtwellenleiter mit einer Übertragungsrate von 512 kBit/s möglich. Die Übertragung kann ebenfalls über Modem und Kommunikationsnetze erfolgen.

Es muss jedoch unbedingt angemerkt werden, dass die Auslösezeiten der verschiedenen Schutzrichtungen von der Übertragungsqualität abhängen und bei einer schlechteren Übertragungsqualität bzw. einer längeren Übertragungszeit verlängert wird. In Bild 12 sind einige Beispiele für Kommunikationsverbindungen zu sehen. Bei einer direkten Verbindung hängt die Entfernung vom Typ des Lichtwellenleiters ab. In Tabelle 1 sind die zur Verfügung stehenden Optionen aufgeführt. Die Module in den Schutzgeräten sind austauschbar. Wird ein Kommunikationskonverter verwendet, sind die Vorrichtung und der Kommunikationswandler über Lichtwellenleiter mit einem FO5-Modul verbunden. Der Konverter selbst ermöglicht Anschlüsse an Kommunikationsnetze, zweiadrige Kupferleitungen oder ISDN.

Lichtwellenleiteroptionen:

- 820 nm, 1,5 km, Multimode-Lichtwellenleiter, ST-Stecker
- 820 nm, 3,5 km, Multimode-Lichtwellenleiter, ST-Stecker
- 1300 nm, 10,0 km, Monomode-Lichtwellenleiter, ST-Stecker
- 1300 nm, 35,0 km, Monomode-Lichtwellenleiter, FC-Stecker

Um größere Entfernungen mit Lichtwellenleitern zu überbrücken, wird momentan empfohlen, externe Repeater zu verwenden. Optische Module für Entfernungen von bis zu 100 km werden gerade entwickelt und werden 2005 erhältlich sein.

Eine weitere Option ist die Verbindung mittels eines Kommunikationsnetzes (keine Begrenzung der Entfernung).

| Modul im Gerät     | Steckertyp | Fasertyp              | Optische Wellenlänge | Zul. Streckendämpfung | Entfernung, typisch  |
|--------------------|------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| FO5                | ST         | Multimode 62,5/125 µm | 820 nm               | 8 dB                  | 1,5 km (0,95 Meilen) |
| FO6                | ST         | Multimode 62,5/125 µm | 820 nm               | 16 dB                 | 3,5 km (2,2 Meilen)  |
| FO7                | ST         | Monomode 9/125 µm     | 1300 nm              | 7 dB                  | 10 km (6,25 Meilen)  |
| FO8                | FC         | Monomode 9/125 µm     | 1300 nm              | 18 dB                 | 35 km (22 Meilen)    |
| FO17 <sup>1)</sup> | LC         | Monomode 9/125 µm     | 1300 nm              | 13 dB                 | 24 km (14,9 Meilen)  |
| FO18 <sup>1)</sup> | LC         | Monomode 9/125 µm     | 1300 nm              | 29 dB                 | 60 km (37,5 Meilen)  |
| FO19 <sup>1)</sup> | LC         | Monomode 9/125 µm     | 1550 nm              | 29 dB                 | 100 km (62,5 Meilen) |

**Tabelle 1** Kommunikation über Direktverbindung

1) Für direkte Verbindung über kurze Entfernungen sollte ein geeignetes optisches Dämpfungsglied verwendet werden, um eine Fehlfunktion oder Schaden am Gerät zu vermeiden.

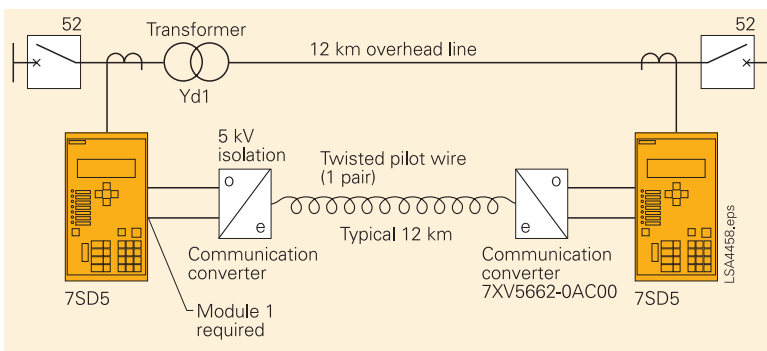
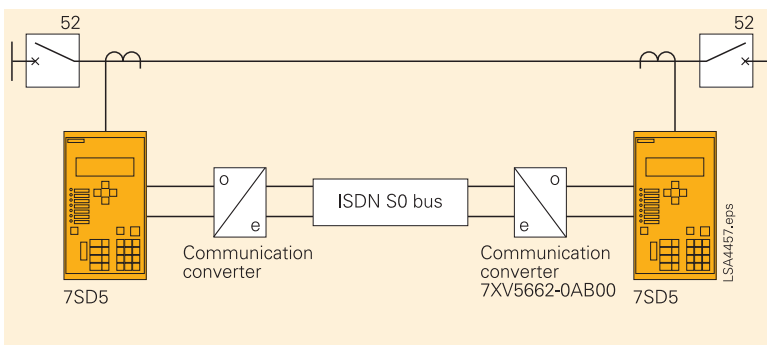
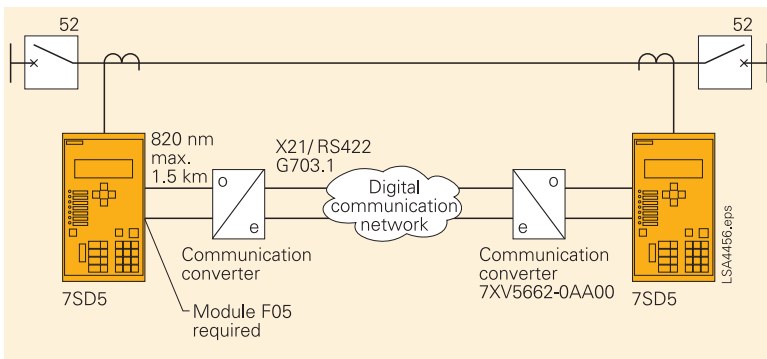
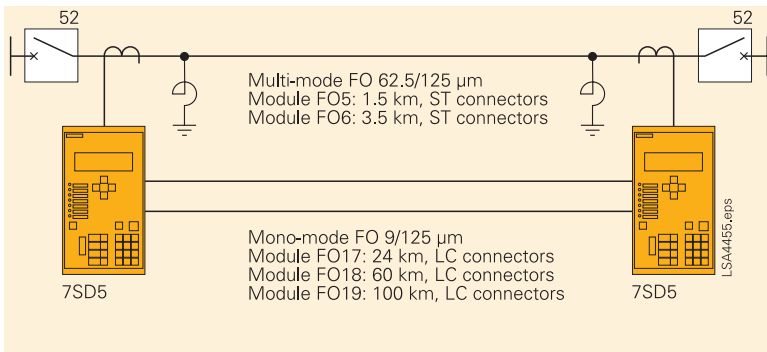


Bild 13 Beispiele für Kommunikationsverbindungen

### 3. Zusammenfassung

Optimaler Schutz von Übertragungsleitungen mit SIPROTEC-Schutzgeräten 7SD5 bedeutet hohe Selektivität der Fehlerklärung, dabei bleibt eine evtl. vorhandene parallele Doppelleitung sicher in Betrieb. Kürzeste Auslösezeiten sichern die Stabilität des Übertragungsnetzes im Fehlerfall, und liefert somit einen entscheidenden Beitrag zur höchsten Versorgungssicherheit.

Aus schutztechnischer Sicht bietet das Gerät SIPROTEC 7SD5 einen umfassenden Leitungsschutz für den Haupt- und Reserveschutz von Übertragungsleitungen in einem Gerät. Durch seine flexiblen Kommunikationsmöglichkeiten lässt sich der SIPROTEC 7SD5 einfach an die vorhandene Kommunikationsinfrastruktur anpassen.

## Schutz eines Dreiwickler-Transformators

### Dreiwicklungs- Transformator

110 kV/25 kV/10 kV

Yyn0d5

25 kV-Seite: starr geerdet

#### Schutzfunktionen:

87 T - Differentialschutz

87 N - Erdfehlerdifferentialschutz

50/51 - UMZ als Reserveschutz

49 - Thermischer Überlastschutz

46 - Schiefelastschutz

24 - Übererregungsschutz

### 1. Einleitung

Transformatoren sind wertvolle Betriebsmittel die entscheidend zur Versorgungssicherheit des Netzes beitragen. Die optimale Auslegung des Transformatorschutzes stellt sicher, dass evtl. auftretende Fehler schnell geklärt werden, und damit Folgeschäden minimiert werden.

Neben den Auslegungshinweisen wird ein komplettes Einstellbeispiel mit SIPROTEC Schutzgeräten für einen Dreiwickler-Transformator im Übertragungsnetz beschrieben.

### 2. Schutzkonzept

Die Bandbreite der Hochspannungstransformatoren reicht von kleinen Verteilnetztransformatoren (ab 100 kVA) bis zu Großtransformatoren von mehreren hundert MVA. Der Differentialschutz bietet einen schnellen, selektiven Kurzschlusschutz, alleine oder in Ergänzung zum Buchholzschutz. Bei größeren Einheiten ab etwa 5 MVA gehört er zur Standardausrüstung.

#### 2.1 Differentialschutz

Der Transformator-differentialschutz enthält eine Reihe von Zusatzfunktion (Anpassung an Übersetzung und Schaltgruppe, Stabilisierung gegen Einschalt-Rush und Übererregung) und erfordert deshalb einige grundsätzliche Überlegungen für die Projektierung und Wahl der Einstellwerte.

Die je Relais integrierten Zusatzfunktionen können mit Vorteil genutzt werden. Es ist jedoch zu beachten, dass Reserveschutzfunktionen aus Redundanzgründen jeweils in einer getrennten Hardware (weiterem Relais) anzuordnen sind. So kann der im Differentialschutz 7UT613 enthaltene Überstromzeitschutz nur als Reserveschutz gegen externe Fehler im angeschlossenen Netz genutzt



Bild 1 SIPROTEC-Transformatorschutz

werden. Der Reserveschutz für den Transformator selbst muss als getrenntes Überstromrelais (z.B. 7SJ602) vorgesehen werden. Der Buchholzschutz als schneller Kurzschlusschutz wird mit dem Transformator geliefert.

Für die einzelnen Funktionen werden die Gerätebezeichnungen nach ANSI (American National Standard) verwendet. Der Differentialschutz hat danach zum Beispiel die ANSI-Nr. 87

Der Differentialschutz 7UT613 ist neben dem Buchholzschutz als unabhängiger schneller Kurzschlusschutz vorgesehen.

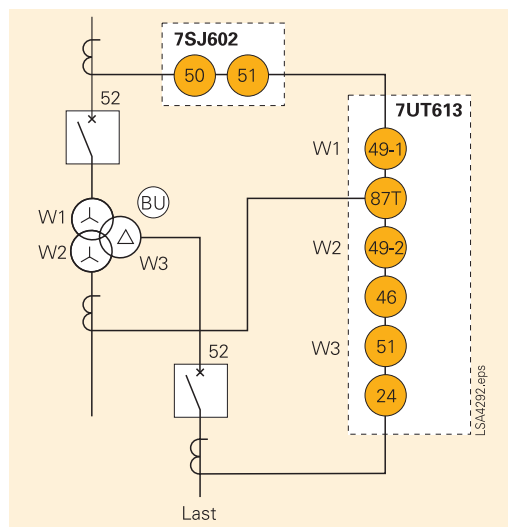
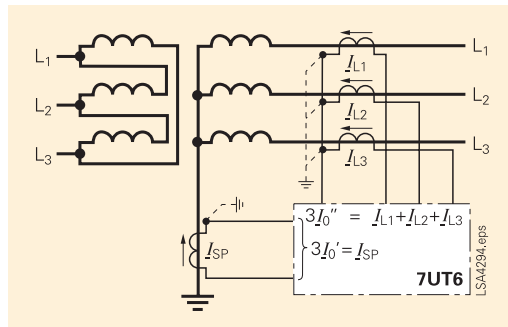


Bild 2 Schutz eines Dreiwickler-Transformators

### 2.2 Erdfehlerdifferentialschutz

Der Erdfehlerdifferentialschutz erfasst Erdkurzschlüsse in Transformatoren bei denen der Sternpunkt niederohmig oder starr geerdet ist. Er ermöglicht eine schnelle und selektive Abschaltung bei Erdschluss in der Wicklung. Der Schutz basiert auf einem Vergleich des Sternpunktstromes  $I_{SP}$  mit den Phasenströmen der Hauptwicklung.



**Bild 3** Anschluss Erddifferentialschutz an einer geerdeten Sternwicklung

Als Ansprechempfindlichkeit sollte  $\leq 10\%$  des Stromes bei Klemmenerdschluss (90%-Schutzbereich) angestrebt werden. Dazu ist der einphasige Zusatzmesseingang mit Anschluss  $I_{Z1}$  des 7UT613 zu verwenden und mittels Einstellung der zugehörigen Hauptwicklung zuzuordnen. Damit wird der Erdstrom dieses Einganges mit den Phasenströmen der Hauptwicklung verglichen.

### 2.3 Reserveschutzfunktionen

Der integrierte Überstromzeitschutz (51) im 7UT613 dient als Reserveschutz für Fehler im versorgten Netz. Ein getrennter Überstromschutz auf der Unterspannungsseite ist deshalb nicht erforderlich. Das Relais 7SJ602 kann als Reserveschutz gegen Kurzschlüsse im Transformator und als zusätzlicher Reserveschutz gegen unterspannungsseitige Fehler angewendet werden. Die Schnellauslösestufe  $I >> (50)$  ist über den durchfließenden Kurzschlussstrom einzustellen, damit sie nicht bei Fehlern auf der Unterspannungsseite anspricht. Die verzögerte Auslösung (51) muss dem Überstromschutz im 7UT613 überstaffelt werden.

Wegen der unterschiedlichen Nennleistungen wird den Wicklungen S2 und S3 jeweils ein getrennter Überlastschutz (im 7UT613 integriert) zugeordnet. Die Dreieckwicklung, die oft nur für Eigenversorgung genutzt wird, erhält einen eigenen Überstromzeitschutz (51) (im 7UT613 integriert) gegen Phasenfehler.

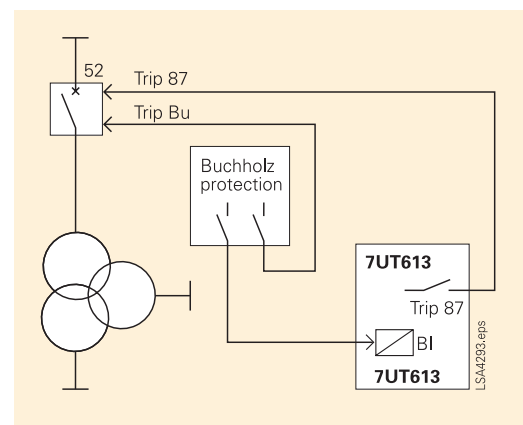
Bei kleiner Nennleistung der Tertiärwicklung und entsprechend angepasster Wandlerübersetzung ist zu prüfen, ob nicht ein externer Zwischenwandler benötigt wird.

### 2.4 Einbindung Buchholzschutz

Der Buchholzschutz des Transformators wertet den Gasdruck des Transformatorbessels aus und erfasst damit schnell und sensitiv interne Fehler des Transformators. Für die Einbindung sollten folgende Überlegungen beachtet werden:

- Auslösekommando des Buchholzschutzes sollte direkt und unabhängig vom Differentialschutz auf den Leistungsschalter wirken
- Auslösekommando des Buchholzschutzes sollte im Störfallprotokoll/Störschrieb des Differentialschutzes aufgezeichnet werden

Durch die Einkopplung des Auslösekommandos über Binäreingang des Differentialschutzes stehen aussagekräftige Daten für die Auswertung im Störfall zur Verfügung.



**Bild 4** Einbindung Buchholzschutz



### ■ 3. Einstellungen

#### 3.1 Einstellhinweise für Differentialschutz

Der Differentialschutz als Hauptschutzfunktion des 7UT613 ist in wenigen Schritten parametrierbar und eingestellt:

- Schutzobjekt „Dreiphasentrafo“ parametrieren
- Zuordnung der Messstellen am Hauptschutzobjekt

Beispiel:

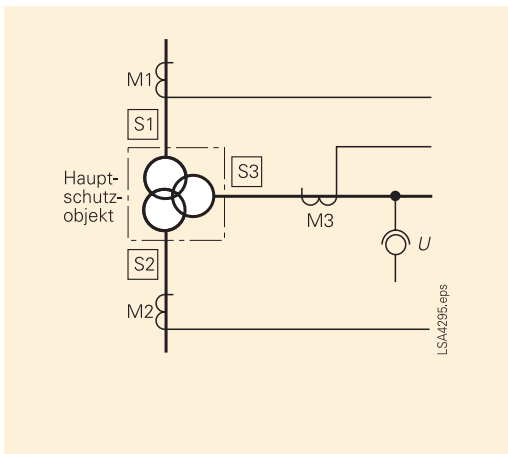


Bild 5 Topologie am Dreiwickler-Transformator

Seiten:

- S1 Oberspannungsseite des Hauptschutzobjektes (Transformator)
- S2 Unterspannungsseite des Hauptschutzobjektes (Transformator)
- S3 Seite der Tertiärwicklung des Hauptschutzobjektes (Transformator)

Messstellen 3-phasig zugeordnet:

- M1 dem Hauptschutzobjekt zugeordnete Messstelle für Seite 1
- M2 dem Hauptschutzobjekt zugeordnete Messstelle für Seite 2
- M3 dem Hauptschutzobjekt zugeordnete Messstelle für Seite 3

Achten Sie bei der Definition der Seiten auf die Festlegungen, die Sie bei der Topologie (Bild 5) des Hauptschutzobjektes getroffen haben. Die Seite 1 ist stets die Bezugswicklung, hat also die Stromphasenlage  $0^\circ$  und keine Schaltgruppenkennziffer. Üblicherweise ist dies die Oberspannungswicklung des Transformators. Die Objektdaten betreffen Angaben für jede der Seiten des Schutzobjektes, wie sie bei der Festlegung der Topologie definiert worden sind.

Das Gerät benötigt folgende Angaben für die Primärwicklung (Seite S1):

- Die primäre Nennspannung  $U_N$  in kV (verketet)
- Die Nennscheinleistung
- Die Behandlung des Sternpunktes
- Die Schaltgruppe des Transformators

Bei Transformatoren sind im Allgemeinen bei durchfließendem Strom die auf der Sekundärseite der Stromwandler gemessenen Ströme nicht gleich, sondern werden von der Übersetzung und der Schaltgruppe des zu schützenden Transformators sowie den Nennströmen der Stromwandler bestimmt. Um die Ströme vergleichbar zu machen, müssen sie daher erst angepasst werden. Diese Anpassung geschieht bei 7UT613 rechnerisch. Externe Anpassungsmittel sind daher normalerweise überflüssig. Die digitalisierten Ströme werden jeweils auf die Transformator-Nennströme umgerechnet. Hierzu wurden dem Schutzgerät die Transformator-Nenndaten, also Nennscheinleistung, Nennspannungen, und die primären Nennströme der Stromwandler eingegeben.

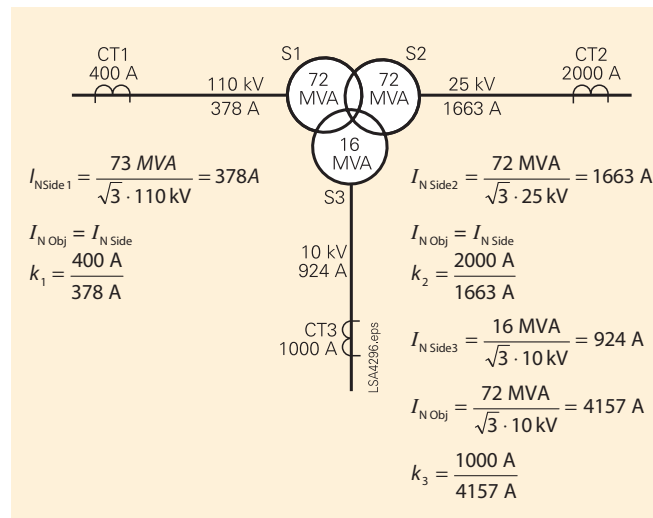


Bild 6 Beispiel für die Betragsanpassung

Bild 6 zeigt ein Beispiel für die Betragsanpassung. Aus der Nennscheinleistung des Transformators (72 MVA) und den Nennspannungen der Wicklungen (110 kV und 25 kV) errechnen sich die primären Nennströme der beiden Seiten S1 (378 A) und S2 (1663 A). Da die Stromwandler-Nennströme von diesen Seiten-Nennströmen abweichen, werden die sekundären Ströme mit den Faktoren  $k_1$  und  $k_2$  multipliziert.

Die dritte Wicklung (S3) dagegen ist nur für 16 MVA dimensioniert (z.B. als Eigenbedarfswicklung). Der Nennstrom dieser Wicklung (= Seite des Schutzobjektes) beträgt daher 924 A. Für den Differentialschutz muss jedoch mit vergleichbaren Strömen gerechnet werden. Deshalb muss für die dritte Wicklung ebenfalls die Nennleistung des Schutzobjektes von 72 MVA zu Grunde gelegt werden. Diese ergibt einen Nennstrom (hier Strom unter Nennbedingungen des Schutzobjektes, d.h. bei 72 MVA) von 4157 A. Dies ist die Bezugsgröße für die Ströme der dritten Wicklung. Die Ströme werden also mit dem Faktor k3 multipliziert. Diese Betragsanpassung nimmt das Gerät auf Basis der eingestellten Nennwerte selbsttätig vor. Zusammen mit der ebenfalls einzugebenden Schaltgruppe ist es in der Lage, nach festgelegten Rechenregeln den Stromvergleich durchzuführen. Dies wird an folgendem Beispiel für die Schaltgruppe Y(N)d5 mit Sternpunktterdung verdeutlicht:

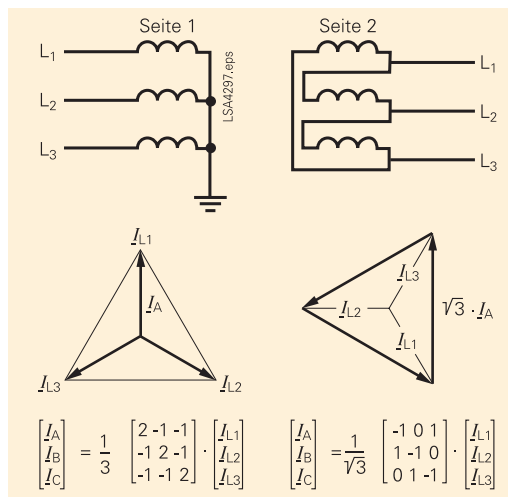


Bild 7 Zeigerdiagramme bei symmetrischen Strömen

Bild 7 zeigt die Wicklungen und darunter die Zeigerdiagramme symmetrisch durchfließender Ströme. Die Matrixgleichung lautet in allgemeiner Form:

$$(I_m) = k \cdot (k) \cdot (I_n)$$

Auf der rechten (Stern-)Seite sind die Leiterströme gleich den Wicklungsströmen (die Betragsanpassung ist im Bild nicht berücksichtigt).

Da innerhalb des Schutzbereiches kein Punkt geerdet ist, kann im Schutzbereich bei äußerem Fehler kein nennswertiger Nullstrom auftreten, auch wenn der Sternpunkt des Netzes an einer anderen Stelle geerdet ist. Bei einem Erdfehler innerhalb des Schutzbereiches ist dagegen ein Nullstrom an der entsprechenden Messstelle möglich, wenn das Netz an einer anderen Stelle geerdet ist oder ein zweiter Erdschluss im Netz vorliegt (Doppelerdschluss im nicht geerdeten Netz). Da also Null-

ströme nur bei inneren Fehlern auftreten können, sind sie für die Stabilität des Differentialschutzes ohne Einfluss. Beim inneren Fehler gehen dagegen die Nullströme (weil von außen kommend) praktisch voll in die Empfindlichkeit ein. Eine besonders hohe Empfindlichkeit bei Erdfehlern im Schutzbereich lässt sich mit dem Überstromzeit-schutz für Nullstrom und/oder dem einphasigen Überstromzeitschutz der auch als Hochimpedanz-Differentialschutz eingesetzt werden kann, erreichen. Die Differentialschutzfunktion muss per Parametrierung aktiv geschaltet werden. Der Differentialschutz 7UT613 ist bei Lieferung inaktiv geschaltet. Der Grund liegt darin, dass der Schutz nicht betrieben werden darf, ohne dass zumindest die Schaltgruppen und Anpassungswerte zuvor richtig eingestellt wurden. Ohne diese Einstellungen kann es zu unvermuteten Reaktionen des Gerätes kommen.

Die Einstellung der Kennlinie des Differentialschutzes basiert auf folgenden Überlegungen:

- Als Ansprechwert für den Differentialstrom kann die Voreinstellung von  $0,2 \times I_N$  bezogen auf den Nennstrom des Trafos in der Regel übernommen werden.
- Der Fußpunkt 1 berücksichtigt stromproportionale Falschströme welche durch Übersetzungsfehler der Wandler verursacht werden können. Die Steigung dieses Kennlinienabschnittes wird auf 25 % eingestellt.
- Die Zusatzstabilisierung erhöht die Stabilität des Differentialschutzes im Bereich sehr hoher durchfließender Kurzschlussströme bei außenliegenden Fehlern und basiert auf dem Einstellwert EXF-Stab (Adresse 1256) und hat die Steigung 1 (Adresse 1241).
- Der Fußpunkt 2 führt zu einer höheren Stabilisierung im Bereich hoher Ströme, bei denen Stromwandlersättigung auftreten kann. Die Steigung dieses Kennlinienabschnittes wird auf 50 % eingestellt.

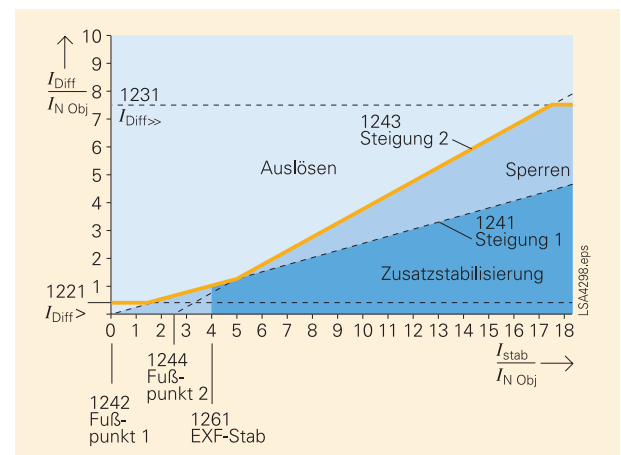


Bild 8 Auslösekennlinie des Differentialschutzes

### 3.1.1 Hinweise zur Zusatzstabilisierung

Im Bereich sehr hoher durchfließender Ströme bei äußerem Kurzschluss wird eine dynamische Zusatzstabilisierung wirksam. Beachten Sie, dass der Stabilisierungsstrom die arithmetische Summe der in das Schutzobjekt einfließenden Ströme ist, also doppelt so hoch wie der durchfließende Strom selbst. Die Zusatzstabilisierung wirkt nicht auf die  $I_{>>}$  Stufe.

Die maximale Dauer der Zusatzstabilisierung nach Erkennen eines externen Fehlers stellen Sie in Vielfachen von einer Periode ein. Der empfohlene Einstellwert liegt bei 15 Perioden (Voreinstellung). Die Zusatzstabilisierung wird automatisch auch vor Ablauf der eingestellten Dauer aufgehoben, sobald erkannt wird, dass sich der Arbeitspunkt  $I_{\text{Diff}}/I_{\text{Stab}}$  stationär (d.h. über mindestens eine Periode) innerhalb des Auslösegebietes nahe der Fehlerkennlinie befindet. Die Zusatzstabilisierung arbeitet für jede Phase getrennt, kann jedoch aufgrund der vorliegenden Schaltgruppe auf die Blockierung aller Phasen ausgedehnt werden („Crossblock-Funktion“). Der empfohlene Einstellwert für die „Crossblock-Funktion“ liegt bei 15 Perioden (Voreinstellung).

### 3.1.2 Hinweise zur Einstellung der Inrush-Blockierung

Beim Einschalten des Trafos entsteht ein Einschalttrush, welcher durch einen hohen Anteil 2. Harmonischer gekennzeichnet ist, und zu einer Fehlanregung des Differentialsschutzes führen kann. Die Voreinstellung der Einschaltstabilisierung mit 2. Harmonischer von 15 % kann unverändert übernommen werden. Um im Ausnahmefall bei besonders ungünstigen Einschaltbedingungen, bedingt durch die Bauart des Transformators stärker stabilisieren zu können, kann ein kleinerer Wert eingestellt werden.

Die Einschaltstabilisierung kann mittels der „Crossblock“-Funktion erweitert werden. Das bedeutet, dass bei Überschreiten des Oberschwingungsanteils in nur einer Phase alle drei Phasen der  $I_{\text{Diff}}>$  Stufe blockiert werden. Ein Einstellwert von 3 Perioden, die für die Zeit der gegenseitige Blockierung nach Überschreiten der Differentialstromschwelle wirksam ist, wird empfohlen (Voreinstellung).

### 3.1.2 Hinweise zur Einstellung der Übererregungs-Blockierung

Stationäre Übererregung bei Transformatoren ist durch ungeradzahlige Oberschwingungen gekennzeichnet. Hier eignet sich die dritte oder fünfte Harmonische zur Stabilisierung. Da bei Transformatoren häufig die dritte im Trafo eliminiert wird (z.B. in einer Dreieckswicklung), wird meist die fünfte Harmonische verwendet. Der Anteil an 5. Harmonischen, der zum Sperren des Differentialsschutzes führt, wird mit 30 % (Voreinstellung) eingestellt. Die Einstellung der Cross-Block-Funktion ist hier in der Regel nicht erforderlich.

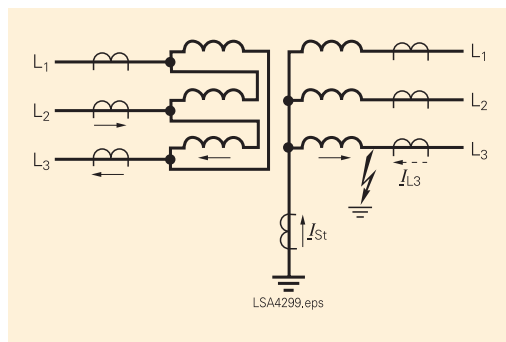
### 3.2 Erdfehlerdifferentialschutz

Der Erdfehlerdifferentialschutz erfasst Erdkurzschlüsse in Transformatoren, bei denen der Sternpunkt geerdet ist, selektiv und mit hoher Empfindlichkeit. Voraussetzung ist, dass ein Stromwandler in der Sternpunktzuführung, also zwischen Sternpunkt und Erder, eingesetzt ist. Dieser Sternpunktstromwandler und die Leiterstromwandler grenzen den Schutzbereich ab.

Im Normalbetrieb fließt in der Sternpunktzuführung kein Strom  $I_{\text{St}}$ . Auch die Summe der Leiterströme

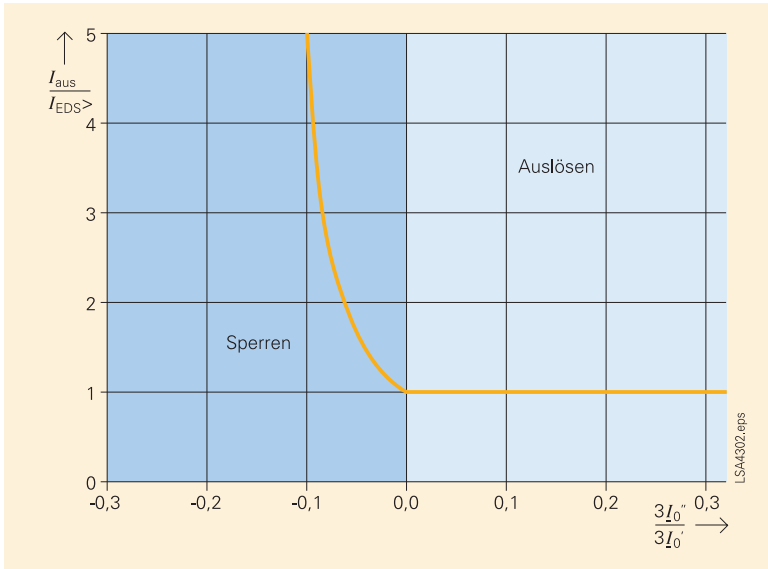
$$3I_0 = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3} \text{ ist annähernd null.}$$

Bei einem Erdkurzschluss im Schutzbereich (Bild 9) fließt auf jeden Fall ein Sternpunktstrom  $I_{\text{St}}$ ; je nach den Erdungsverhältnissen des Netzes kann auch über die Leiterstromwandler ein Erdstrom auf die Fehlerstelle speisen (gestrichelter Pfeil), der jedoch mehr oder weniger in Phase mit dem Sternpunktstrom ist. Dabei ist die Stromrichtung in das Schutzobjekt als positiv definiert.



**Bild 9** Stromverteilung bei einem Erdkurzschluss innerhalb des Trafos

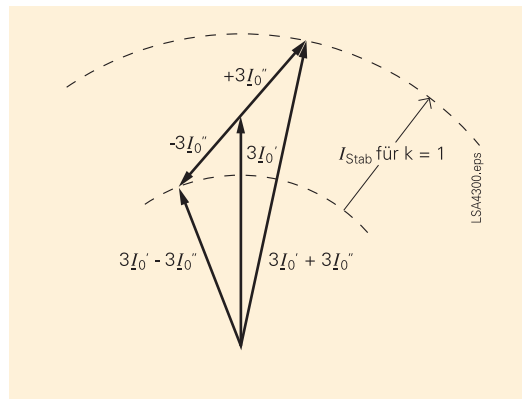
Bei einem äußeren Erdkurzschluss fließt auch ein Nullstrom über die Leiterstromwandler. Dieser hat primärseitig die gleiche Größe wie der Sternpunktstrom und ist in Gegenphase mit diesem. Zur Stabilisierung wird daher sowohl die Größe der Ströme als auch deren Phasenlage zueinander ausgewertet. Für den Erddifferentialschutz ergibt sich folgende Auslösekennlinie:



**Bild 10**  
Auslösekennlinie  
Erddifferentialschutz

Bei obigen Beispielen wurde angenommen, dass bei äußerem Erdkurzschluss  $3I_0''$  und  $3I_0'$  in Gegenphase sind, was für die Primärgrößen auch stimmt. Durch Wandler sättigung kann jedoch eine Phasenverschiebung zwischen dem Sternpunktstrom und der Summe der Leiterströme vorge-tauscht werden, die die Stabilisierungsgröße schwächt. Bei  $\varphi(3I_0''; 3I_0') = 90^\circ$  ist die Stabilisierungsgröße Null. Dies entspricht der klassischen Richtungsbestimmung mit der Methode der Summen- und Differenzbeträge.

Das folgende Zeigerdiagramm zeigt die Stabilisierungsgröße beim äußeren Fehler:



**Bild 11**  
Zeigerdiagramm  
Stabilisierungsgröße bei  
einem äußeren Fehler

Die Erdfehlerdifferentialschutzfunktion muss per Parametrierung aktiv geschaltet werden. Der Erddifferentialschutz 7UT613 ist bei Lieferung inaktiv geschaltet. Der Grund liegt darin, dass der Schutz nicht betrieben werden darf, ohne dass zumindest die Zuordnung und Polarität der Stromwandler zuvor richtig eingestellt wurden. Ohne diese Einstellungen kann es zu unvorhergesehenen Reaktionen des Gerätes kommen.

Für die Empfindlichkeit des Schutzes ist die Einstellung des Wertes  $I_{EDS >}$  maßgebend. Dies ist der Erdkurzschlussstrom, der über die Sternpunkt-zuführung des Transformators einfließt. Ein evtl. vom Netz einfließender weiterer Erdstrom geht nicht in die Ansprechempfindlichkeit ein. Der Stromwert bezieht sich auf den Betriebs-nennstrom der zu schützenden Seite des Trafos. Der voreingestellte Ansprechwert von  $0,15 I_{InS}$  ist normalerweise angemessen.

### 3.3 Reserveschutzfunktionen

#### 3.3.1 Überstromzeitschutz

Der Überstromzeitschutz (UMZ) des 7UT613 dient als Reserveschutz für den Kurzschluss-schutz der nachgeschalteten Netzteile, wenn Fehler dort nicht rechtzeitig abgeschaltet werden, so dass es zu einer Gefährdung des Schutzobjektes kommen kann.

Der Überstromzeitschutz kann einer der drei Spannungsseiten des Trafos zugeordnet werden. Dabei ist auch auf die richtige Zuordnung zwischen den Messeingängen des Gerätes und den Messstellen (Stromwandlersätze) der Anlage zu achten. Die Stufe  $I >>$  ergibt zusammen mit der Stufe  $I >$  oder mit der Stufe  $I_p$  eine zweistufige Kennlinie. Wenn der Überstromzeitschutz auf der Speiseseite des Transformators wirkt, wird die Stufe  $I >>$  so eingestellt, dass sie für Kurz-schlüsse bis in das Schutzobjekt hinein anspricht, bei einem durchfließenden Kurzschlussstrom aber nicht.

**Berechnungsbeispiel:**

Transformator Y(N)d5

72 MVA

25 kV/10 kV

uk = 12 %

Stromwandler 2000 A/1 A auf der 25-kV-Seite

Der Überstromzeitschutz wirkt auf die 25-kV-Seite (= Speiseseite).

Der maximal mögliche dreiphasige Kurzschlussstrom auf der 10-kV-Seite bei starrer Spannung auf der 25-kV-Seite würde betragen:

$$I_{3\text{polmax}} = \frac{1}{U_{k\text{Trafo}}} \cdot I_{N\text{Trafo}} = \frac{1}{U_{k\text{Trafo}}} \cdot \frac{S_{N\text{Trafo}}}{\sqrt{3} \cdot U_N} =$$

$$\frac{1}{0,12} \cdot \frac{72\text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 25\text{ kV}} = 13856,4\text{ A}$$

Mit einem Sicherheitsfaktor von 20 % ergibt sich der primäre Einstellwert:

$$I_{>>} = 1,2 \times 13856,4\text{ A} = 16628\text{ A}$$

Bei Parametrierung in Sekundärgrößen werden die Ströme in Ampere auf die Sekundärseite der Stromwandler umgerechnet.

Sekundärer Einstellwert:

$$I_{>>} = \frac{16628\text{ A}}{2000\text{ A}} \cdot 1\text{ A} = 8,314\text{ A}$$

d.h. bei Kurzschlussströmen über 16628 A (primär) oder 8,314 A (sekundär) liegt mit Sicherheit ein Kurzschluss im Trafobereich vor. Dieser kann vom Überstromzeitschutz sofort abgeschaltet werden. Erhöhte Einschaltstromstöße (Rush) werden, soweit ihre Grundschwingung den Einstellwert übersteigt, durch die Verzögerungszeiten der  $I_{>>}$  stufe unschädlich gemacht. Die Einschaltstabilisierung wirkt nicht auf die Stufen  $I_{>>}$ .

Die Stufe  $I_{>}$  stellt den Reserveschutz für die unterlagerte Sammelschiene dar. Sie wird größer als die Summe der Abgangsnennströme eingestellt. Anregung durch Überlast muss ausgeschlossen sein, da das Gerät in dieser Betriebsart mit entsprechend kurzen Kommandozeiten als Kurzschlusschutz, nicht als Überlastschutz arbeitet. Dabei ist dieser Wert auf die Oberspannungsseite des Transformators umzurechnen. Die Verzögerungszeit richtet sich nach der Staffelzeit in den Abgangsleitungen. Sie ist 300 ms größer als die größte Staffelzeit auf der Unterspannungsseite einzustellen. Ferner ist in diesen Fall die Inrush-Stabilisierung für die  $I_{>}$  Stufe wirksam zu parametrieren, damit ein Fehlansprechen der  $I_{>}$  Stufe durch den Einschalttrush des Trafos verhindert wird.

**3.3.2 Schiefastschutz**

Beim Transformator kann der Schiefastschutz als empfindlicher Schutz auf der Speiseseite bei stromschwachen 1- und 2-poligen Fehlern eingesetzt werden. Dabei lassen sich auch unterspannungsseitige, einpolige Fehler entdecken, welche auf der Oberspannungsseite kein Nullsystem im Strom hervorrufen (z.B. bei Schaltgruppe DYN).

Durch den Schiefastschutz der Oberspannungswicklung (im Beispiel 110 kV) lassen sich unterspannungsseitig (im Beispiel 25 kV) die folgenden Fehlerströme erfassen:

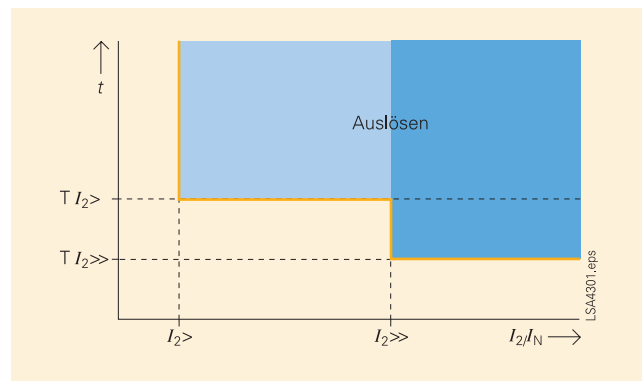
Stellt man für die Oberspannungsseite  $I_2 > = 0,1\text{ A}$  ein, so lässt sich damit unterspannungsseitig ein Fehlerstrom von

$$I_{F1} = 3 \cdot \frac{110\text{ kV}}{25\text{ kV}} \cdot \frac{400\text{ A}}{1\text{ A}} \cdot 0,1\text{ A} = 528\text{ A}$$

bei einpoligen,

$$I_{F2} = \sqrt{3} \cdot \frac{100\text{ kV}}{25\text{ kV}} \cdot \frac{400\text{ A}}{1\text{ A}} \cdot 0,1\text{ A} = 305\text{ A}$$

beim zweipoligen Fehler entdecken. Das entspricht 26 % bzw. 15 % des Transformatornennstromes. Da es sich hier um einen unterspannungsseitigen Kurzschluss handelt, muss die Verzögerungszeit mit den Zeiten von unterlagerten Schutzgeräten koordiniert werden. Die unabhängige Charakteristik ist zweistufig.



**Bild 12** Auslösekennlinie Schiefastschutz

Stufe  $I_2 >$  kann zur Warnmeldung eingesetzt werden. Nach Ablauf der Verzögerungszeit der Stufe  $I_2 >>$  kann ein Auslösebefehl abgesetzt werden.

### 3.3.3 Überlastschutz

Der thermische Überlastschutz verhindert eine thermische Überbeanspruchung des zu schützenden Transformators. Beim 7UT6 sind zwei Methoden der Überlasterfassung möglich:

- Überlastschutz mit thermischem Abbild nach IEC 60255–8,
- Heißpunktberechnung mit Ermittlung der relativen Alterungsrate nach IEC 60354.

Von diesen beiden Methoden kann eine ausgewählt werden. Die erste zeichnet sich durch einfache Handhabung und eine geringe Zahl von Einstellwerten aus; die zweite erfordert einige Kenntnisse über das Schutzobjekt und dessen Umgebung und Kühlung und benötigt die Kühlmitteltemperatur über eine angeschlossene Thermobox. Die zweite Möglichkeit wird eingesetzt, wenn der Transformator an seiner Leistungsgrenze betrieben wird, und über die Heißpunktberechnung die relative Alterungsrate überwacht werden soll. Für diese Anwendung wird der Überlastschutz mit thermischem Abbild ausgewählt, der auf die Oberspannungsseite wirken soll. Da die Ursache der Überlastung normalerweise außerhalb des Schutzobjektes liegt, ist der Überlaststrom ein durchfließender Strom. Das Gerät errechnet die Übertemperatur gemäß einem thermischen Einkörpermodell nach der thermischen Differentialgleichung

$$\frac{d\Theta}{dt} + \frac{1}{\tau_{th}} \cdot \Theta = \frac{1}{\tau_{th}} \cdot \left( \frac{I}{I_{N\text{Obj}}} \right)^2$$

Die Schutzfunktion stellt somit ein thermisches Abbild des zu schützenden Objektes (Überlastschutz mit Gedächtnisfunktion) dar. Es wird sowohl die Vorgeschichte einer Überlast als auch die Wärmeabgabe an die Umgebung berücksichtigt. Das Ansprechen des Überlastschutzes wird als Meldung ausgegeben.

#### Hinweise zur Einstellung:

Bei Transformatoren ist der Nennstrom der zu schützenden Wicklung maßgebend, den das Gerät aus der eingestellten Nennscheinleistung und Nennspannung berechnet. Als Basisstrom für die Überlasterfassung wird der Nennstrom der dem Überlastschutz zugeordneten Seite des Hauptschutzobjektes herangezogen. Der Einstellfaktor  $k$  ist durch das Verhältnis des thermisch dauernd zulässigen Stromes zu diesem Nennstrom bestimmt:

$$k = \frac{I_{\max}}{I_{N\text{Obj}}}$$

Der zulässige Dauerstrom ist gleichzeitig der Strom, bei dem die e-Funktion der Übertempera-

tur ihre Asymptote hat. Die Voreinstellung von 1,15 kann für die Oberspannungswicklung übernommen werden.

Zeitkonstante  $T$  bei thermischem Abbild:

Die Erwärmungszeitkonstante  $T_{th}$  für das thermische Abbild ist vom Trafo-Hersteller anzugeben. Achten Sie darauf, dass die Zeitkonstante in Minuten einzustellen ist. Häufig gibt es anders lautende Angaben, aus denen sich die Zeitkonstante ermitteln lässt:

Beispiel:

$t_6$  Zeit; dies ist die Zeit in Sekunden, für die der 6-fache Nennstrom der Trafowicklung fließen darf.

$$\frac{\tau_{th}}{\text{min}} = 0,6 \cdot t_6$$

Hat die Trafowicklung eine  $t_6$  Zeit von 12 s

$$\frac{\tau_{th}}{\text{min}} = 0,6 \cdot 12 \text{ s} = 7,2$$

so ist die Zeitkonstante  $t$  auf 7,2 min einzustellen.

### 3.3.4 Übererregungsschutz

Der Übererregungsschutz dient zur Erkennung erhöhter Induktion in Generatoren und Transformatoren, insbesondere in Kraftwerk-Blocktransformatoren. Eine Erhöhung der Induktion über den Nennwert führt rasch zu einer Sättigung des Eisenkerns und zu hohen Wirbelstromverlusten, die wiederum zu einer unzulässigen Erwärmung des Eisens führen.

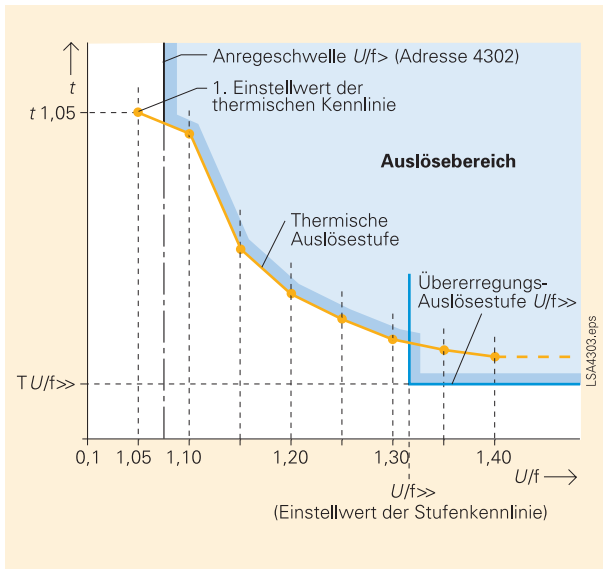
Die Anwendung des Übererregungsschutzes setzt voraus, dass Messspannungen an das Gerät angeschlossen sind. Der Übererregungsschutz misst den Quotienten Spannung/Frequenz  $U/f$ , der bei vorgegebenen Abmessungen des Eisenkerns proportional der Induktion  $B$  ist. Setzt man den Quotienten  $U/f$  in Relation zu Spannung und Frequenz unter Nennbedingungen des Schutzobjektes  $U_{N\text{Obj}}/f_N$ , erhält man ein direktes Maß für die Induktion bezogen auf die Induktion unter Nennbedingungen  $B/B_{N\text{Obj}}$ . Alle konstanten Größen kürzen sich damit weg:

$$\frac{B}{B_{N\text{Obj}}} = \frac{U}{U_{N\text{Obj}}} = \frac{U/f}{U_{N\text{Obj}}/f_N}$$

Durch diese relative Beziehung sind keinerlei Umrechnungen nötig. Sie können alle Werte direkt auf die zulässige Induktion bezogen angeben. Die Nenngrößen des Schutzobjektes haben Sie dem Gerät 7UT613 bereits bei den Objekt- und Wandlerdaten bei der Einstellung des Differentialsschutzes mitgeteilt.

**Einstellhinweise:**

Der vom Hersteller des Schutzobjekts angegebene Grenzwert der dauernd zulässigen Induktion im Verhältnis zur Nenninduktion ( $B/B_N$ ) bildet die Grundlage der Einstellung des Grenzwertes. Dieser Wert ist gleichzeitig Warnstufe und der Mindestwert für die thermische Kennlinie (siehe Bild 13)



**Bild 13** Auslösekennlinie Übererregungsschutz

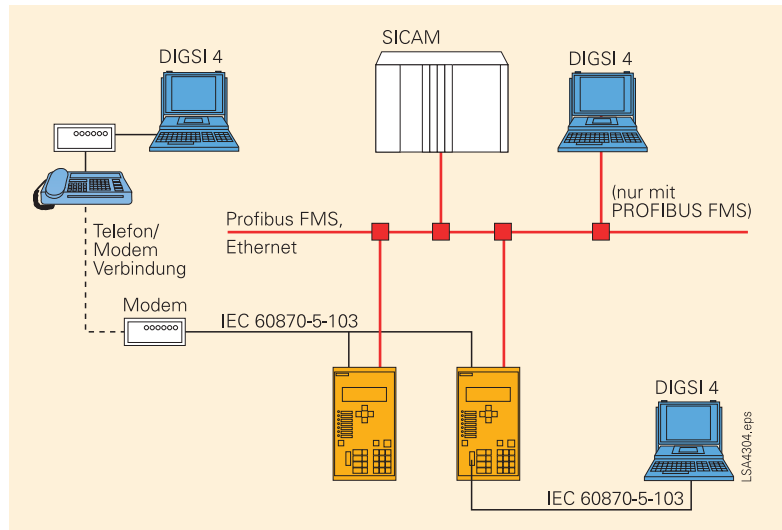
Nach Ablauf der eingestellten zugehörigen Verzögerungszeit (etwa 10 s) der Übererregungsstufe  $U/f >$  erfolgt eine Warnmeldung. Große Übererregung gefährdet das Schutzobjekt schon in kurzer Zeit. Die Schnellauslösestufe  $U/f >>$  wird daher max. auf 1 s Verzögerungszeit eingestellt.

Die thermische Kennlinie soll die Erwärmung, also Temperaturerhöhung, des Eisens durch Übererregung, nachbilden. Durch die Eingabe von 8 Verzögerungszeiten für 8 vorgegebene Induktionswerte  $B/B_{Nobj}$  (vereinfacht  $U/f$  bezeichnet) wird die Erwärmungskennlinie angenähert. Zwischenwerte werden linear interpoliert. Liegen keinerlei Angaben vom Hersteller des Schutzobjekts vor, wird man die voreingestellte Standardkennlinie beibehalten.

#### ■ 4. Weiterführende Funktionen

##### 4.1 Einbindung in die Stationsleittechnik

Der Schutz kann über die Systemschnittstelle an ein Stationsleitsystem angeschlossen werden und parallel über die Service-Schnittstelle an einen Sternkoppler für die getrennte Fernkommunikation mit einem PC betrieben werden.



**Bild 14** Einbindung in die Leittechnik

Über die Systemschnittstelle werden

- Meldungen
- Alarme
- Messwerte

vom Trafo-Differentialschutz zum Stationsleitsystem übertragen. Für jede der aktivierten Schutzfunktionen stehen Meldungen zur Verfügung, welche im Rahmen der Anlagenparametrierung entweder zum Stationsleitsystem übertragen werden können oder auf die LED's oder Meldekontakte im Schutzgerät rangiert werden können. Diese Rangierung ist mittels der DIGSI-Rangiermatrix einfach und übersichtlich möglich.

##### Serviceschnittstelle

Das 7UT613 verfügt über eine getrennte Service-schnittstelle, die mittels Fernkommunikation über Modem ausgelesen werden kann. Der Schutztechniker wird im Büro schnell und umfassend über die Störung des Trafos informiert. Mit der Software DIGSI werden die Daten dann im Büro analysiert. Falls die Fehlerklärung aus der Ferne nicht ausreicht, so liefern die Störfalldaten Hinweise für einen effizienten Serviceeinsatz.

■ 5. Anschlussschaltplan

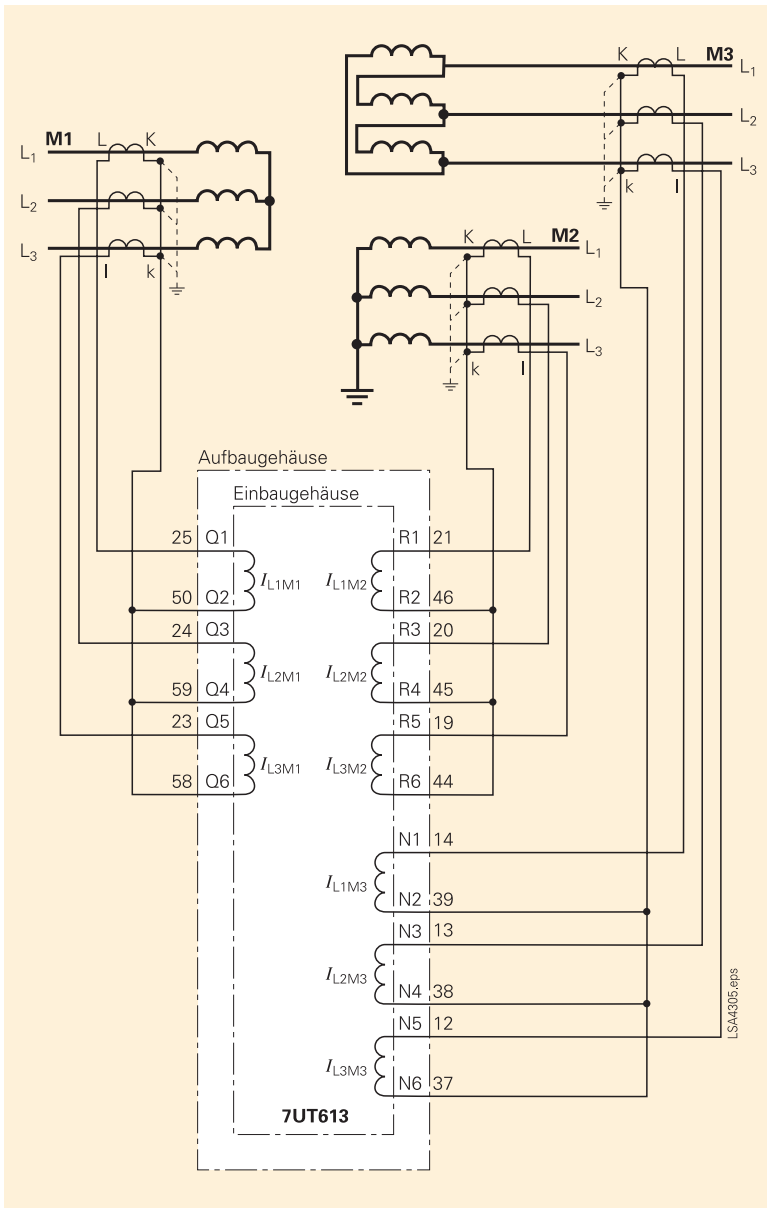


Bild 14 Anschlussschaltplan für 7UT613

■ 6. Zusammenfassung

Optimaler Schutz des Transformators mit SIPROTEC-Schutzgeräten bedeutet Investitionsschutz des wertvollen Betriebsmittels und liefert somit einen Beitrag zur höchsten Versorgungssicherheit.

Aus schutztechnischer Sicht bietet das SIPROTEC-Gerät 7UT613 einen umfassenden Kurzschlusschutz für den Haupt- und Reservechutz von Transformatoren in einem Gerät. Umfangreiche Messfunktionen erlauben einen reibungslosen Anschluss des Gerätes ohne Zusatzgeräte und ermöglichen die Überwachung des Transformators im Betrieb hinsichtlich seiner elektrischen und thermischen Kennwerte. Die Voreinstellung des Gerätes sind so gewählt, dass der Anwender nur die bekannten Daten des Transformators und der Primärwandler zu parametrieren hat. Viele Werte der Voreinstellung können problemlos übernommen werden und erleichtern damit den Aufwand für Parametrierung und Einstellung.



## Schutz eines Transformators mit Stufenschalter

### 1. Einleitung

Transformatoren gehören zu den wichtigsten und kostenintensivsten Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung, so dass infolge von auftretenden Fehlern in diesen Komponenten nicht nur eine Unterbrechung der elektrischen Energieversorgung weiter Gebiete verbunden ist, sondern darüber hinaus auch große wirtschaftliche Einbußen verursacht werden. Im Betrieb muss daher für eine kontinuierliche Energieversorgung möglichst über Jahrzehnte hinweg fehlerfrei gesichert sein. Auftretende Fehler und damit sich ankündigende eventuelle Ausfälle der Transformatoren sollten deshalb rechtzeitig erkannt werden, um geeignete Maßnahmen zur Fehlerbeseitigung einzuleiten.

Aus diesem Grund werden Transformatoren je nach Bauart und Größe mit unterschiedlichen Überwachungs- und Schutzgeräten ausgestattet. Neben dem mechanischen Schutz sollen vor allem der elektrische Schutz beleuchtet werden.

Bei kleineren Verteil-Transformatoren sind aus technisch, wirtschaftlichen Gründen Sicherungen sowie UMZ<sup>1)</sup>-Relais ausreichend. Sicherungen als auch UMZ-Relais sind zeitverzögerte Schutzmaßnahmen. Für Trafos größerer Bauart in Verteilungs-, Übertragungs- und Energieerzeugungsanwendungen sind zeitverzögerte Schutzauslösungen nicht akzeptabel und müssen zur Vermeidung von Systeminstabilitäten und kostenintensiven Abschaltungen unverzüglich abgeschaltet werden.

Transformator-Fehler können generell in 5 Kategorien eingeteilt werden:

- Windungs- und Klemmschluss
- Wicklungsschluss
- Fehler am Transformator-kessel und Hilfseinrichtungen
- Fehler am Transformatorstufenschalter
- Anormale Betriebsbedingungen (Temperatur, Feuchtigkeit, Schmutz)
- Externe Fehler

Diese Applikation soll einen Einblick über den Schutz von geregelten Leistungstransformatoren mit Stufenschalterfunktion dienen.



Bild 1 SIPROTEC Transformatorschutz

### 2. Schutzkonzept

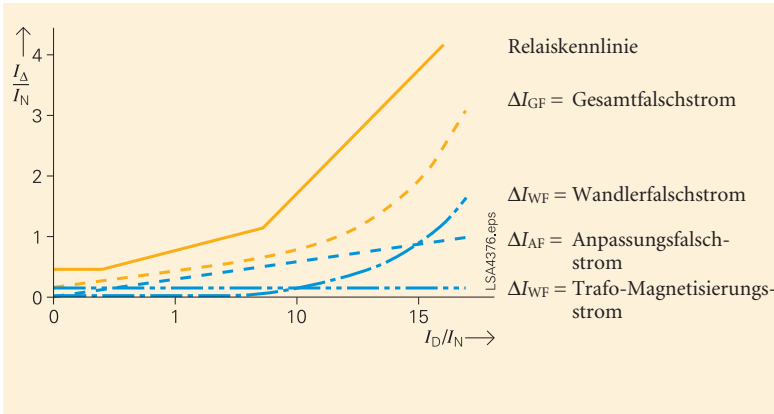
Je nach Bauart und Größe der Transformatoren kommen neben dem klassischen Differentialschutz (ab ca. 1 MVA) als schneller, selektiver Kurzschlusschutz der Buchholz-, Überlast- und Überstromzeitschutz zur Anwendung. Diese sollen hier nur kurz erwähnt werden, da diese in den anderen Applikationen ausführlich beschrieben werden.

#### 2.1 Differentialschutz als Hauptschutz

Der Differentialschutz stellt die Hauptschutzfunktion für den Transformator dar und ist in den SIPROTEC-Geräten 7UT6\* (Adr. 1201) und 7UM62\* (Adr. 2001) implementiert. Ferner enthält dieser eine Reihe von Zusatzfunktionen (Anpassung an Übersetzung und Schaltgruppe, Stabilisierung gegen Einschalt-Rush). Im praktischen Anwendungsfall wird daher mit falschen Differentialströmen gerechnet, die durch den Übertragungsfehler der Stromwandler verursacht werden. Bei geregelten Transformatoren muss mit einem zusätzlichen Falschstrom gerechnet werden der bei Verstellung des Stufenschalters entsteht.

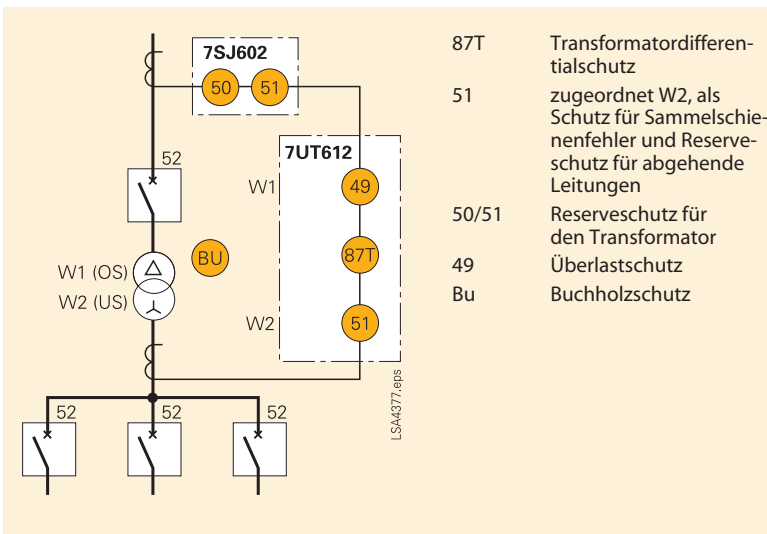
Die in den Geräten integrierten Zusatzfunktionen werden bei Einsatz eines Trafos mit Stufenschalter und den daraus resultierenden Korrekturwerten beeinflusst. In Kap. 4 wird dies anhand einer Beispielrechnung erläutert.

1) UMZ = Unabhängiger Maximalstromzeitschutz



**Bild 2** Falscher Differenzstrom bei Last- und Durchgangsfehlern und angepasste Relaiskennlinie

Reserveschutzeinrichtungen wie der Überstromzeitschutz sind in separaten Geräten (z. B. 7SJ602, 7SJ45/46) vorgesehen. Der im Differentialschutzgeräte enthaltene Überstromzeit – und/oder Überlastschutz dient lediglich als Reserveschutz gegen externe Fehler im angeschlossenen Netz.

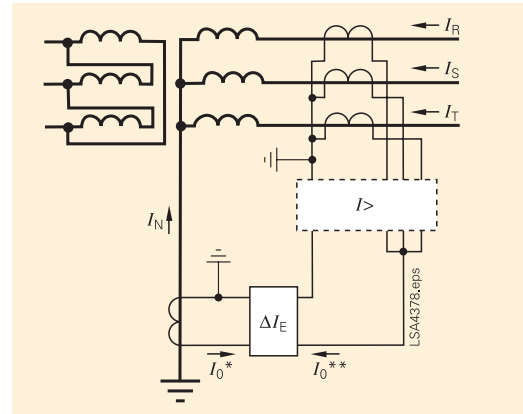


**Bild 3** Schutz eines Zweiwicklertransformators

### 2.2 Erdstrom-Differentialschutz

Bei Transformatorwicklungen mit Sternpunktterdung über ein Impedanz (Erdstrombegrenzung) ist der Erdstrom-Differentialschutz (7UT6\* ADr. 1301) eine ideale Ergänzung zum Phasenschutz um die Ansprechempfindlichkeit im Erdschluss zu erhöhen.

Bei diesem Verfahren werden der gemessene Sternpunktstrom  $I_0^*$  im Trafosternpunkt mit dem berechneten Summenstrom  $I_0^{**}$  aus den Phasenströmen verglichen.



**Bild 4** Erdstrom-Differentialschutz

### 2.3 Buchholzschutz

Der Buchholzschutz wird als externer Schutz (7UT6\*, 7UM62\* ADr. 8601, 8701) ins Relais (Warn-, Kessel- und Auslösemeldung) eingekoppelt und wird für flüssigkeitsgekühlte Transformatoren und Drosselspulen mit Ausdehnungsgefäß verwendet. Das Buchholzrelais spricht auf Fehler an, die eine Gasentwicklung im Kessel zur Folge haben (Windungsschluss, Wicklungsschluss, Verlust von Isolierflüssigkeit, Luftansammlung).

### ■ 3. Einbindung Trafostufenschalter in Differentialschutz

#### 3.1 Zweck eines Trafostufenschalters

Die Spannungsregelung an Transformatoren mit Laststufenschaltern ist ein wichtiges Thema von Energieversorgungsunternehmen. Gemäß DIN/IEC Norm ist es notwendig, die Spannung 230 V/400 V im öffentlichen Niederspannungsnetz mindestens zwischen  $\pm 10\%$  konstant zu halten. Um die Spannung in dieser Bandbreite konstant zu halten wird über einen Trafostufenschalter angesteuert. Der Spannungsregler vergleicht laufend den Istwert  $U_{ist}$  (Ausgangsspannung am Transformator) und einen festen oder lastabhängigen Sollwert  $U_{soll}$ .

Der Spannungsregler liefert – abhängig von der Abweichung des Istwertes zum Sollwert – die Stellgröße für den Laststufenschalter des Transformators. Der Laststufenschalter schaltet, wenn die vorgegebene Bandbreite ( $U_{soll} \pm B\%$ ) unter- bzw. überschritten wird. Somit wird die Spannung am Transformator konstant gehalten. Schwankungen innerhalb der zulässigen Bandbreite haben keinen Einfluss auf das Regelverhalten bzw. den Schaltvorgang.

Die Parameter des Spannungsreglers können dem Verhalten der Netzspannung optimal angepasst werden, so dass ein ausgewogenes Regelverhalten bei geringer Schaltzahl des Laststufenschalters erreicht wird.

diese Fehler mit berechneten Korrekturfaktoren anhand der parametrisierten Anlagendaten aus. Frühere Relais-Generationen benötigten separate Anpassungswandler, unter anderem auch zur Schaltgruppenanpassung.

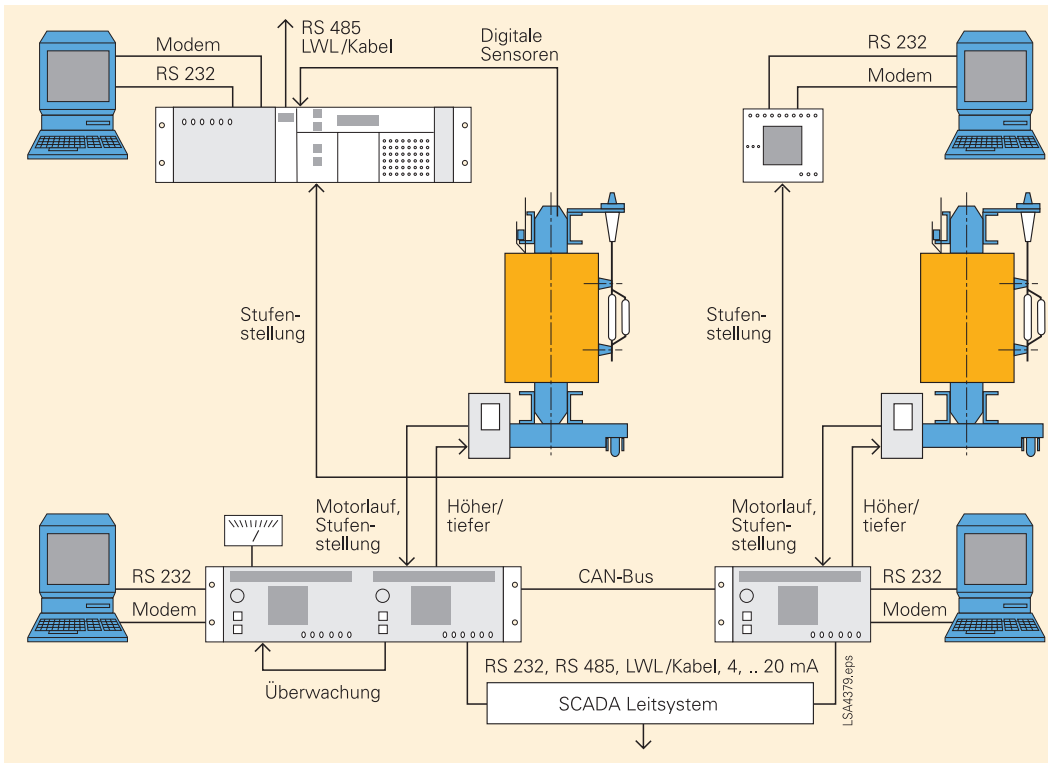


Bild 5 Spannungsregelung eines geregelten Transformators mit Hilfe eines TAPCON®-Systems

### 3.2 Korrektur „falscher“ Differentialströme

Die meisten Berechnungen von Differential- und Stabilisierungs-Strömen erfolgt ohne Berücksichtigung der Schalterstufenstellung. In der Praxis allerdings sind die meisten Leistungstransformatoren mit einem Stufenschalter ausgerüstet. Man unterscheidet zwei Arten:

- Stufenschaltung für Betätigung ohne Last
- Stufenschaltung für Betätigung unter Last

Während die meisten Transformatoren für Stufenschaltung ohne Last ausgerüstet sind, wird zur Spannungsregulierung in Netzwerken die Stufenschaltung unter Last verwendet. Die Schutzparametrierung muss die unterschiedlichen Stufenschalterpositionen berücksichtigen, um die Möglichkeit von Fehlauflösungen (vor allem der Extremstellungen) zu vermeiden.

Der korrekte Betrieb des Differentialsschutzes erfordert, dass unter Normallast- und Fehlbedingungen die Differentialströme auf Primär- und Sekundärseite den echten Gegebenheiten entsprechen. Die primär- und sekundärseitigen Stromwandler erfassen nicht das echte Transformatorübersetzungsverhältnis. Die heutigen digitalen Schutzgeräte wie die SIPROTEC-Serie gleichen

Hat die Wicklung einen Regelbereich, so wird als  $U_N$  der geregelten Seite nicht die tatsächliche Nennspannung verwendet, sondern die dem mittleren Strom des Regelbereichs entsprechende Spannung.

$$U_N = 2 \cdot \frac{U_{\max} \cdot U_{\min}}{U_{\max} + U_{\min}} = \frac{2}{\frac{1}{U_{\max}} + \frac{1}{U_{\min}}}$$

mit  $U_{\max}$ ,  $U_{\min}$  als Grenzen für den Regelbereich.

Beispiel:

Transformator YNd5  
35 MVA  
110 kV/20 kV  
Y-Seite geregelt  $\pm 20\%$

Daraus resultieren für die geregelte Wicklung (110 kV)

Maximale Spannung  $U_{\max} = 132$  kV  
Minimale Spannung  $U_{\min} = 88$  kV

Einzustellende Spannung

$$U_{N \text{ WICKL S1}} = \frac{2}{\frac{1}{132 \text{ kV}} + \frac{1}{88 \text{ kV}}} = 105,6 \text{ kV}$$

Parameter in relevanten SIPROTEC-Geräten

|            |          |
|------------|----------|
| 7UT612     | Adr. 240 |
| 7UT613/63* | Adr. 311 |
| 7UM62      | Adr. 240 |

■ 4. Beispielrechnung  
Einfluss Stufenstellungen auf Differential- und Stabilisierungsströme

Für das folgende Beispiel wird ein Zweiwickler-Transformator mit einem Stufungsbereich von -15 % bis +5 % verwendet. Der Stufenschalter ist in der Primärwicklung zur Spannungsregulierung integriert.

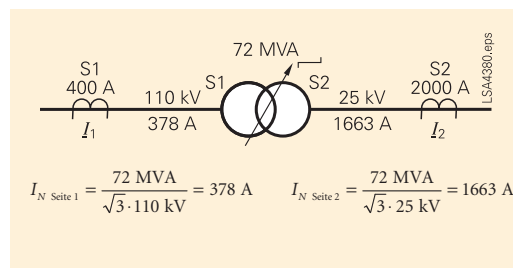


Bild 6

|               |                                 |
|---------------|---------------------------------|
| Transformator | YNd5                            |
|               | (nicht relevant für Berechnung) |
|               | 72 MVA                          |
|               | 110 kV/25 kV                    |
|               | Y-Seite geregelt -15 %/+5 %     |
|               | CT <sub>1</sub> = 400 (1 A)     |
|               | CT <sub>2</sub> = 2000 (5 A)    |

4.1 Berechnungen der einzustellenden Spannung, Objekt-Nennströme und Korrekturfaktoren

Die einzustellende Spannung wird gemäß der Formel im Kapitel 3.2 berechnet und als  $U_{N\text{ Wickl S1}}$  in die SIPROTEC-Geräte 7UT6\*. 7UM62\* parametrisiert.

Für die geregelte Wicklung (110 kV) berechnen sich die

Maximale Spannung  $U_{\max} = 115,5 \text{ kV}$

Minimale Spannung  $U_{\min} = 93,5 \text{ kV}$

Einzustellende Spannung

$$U_{N1} = 2 \cdot \frac{U_{\max} \cdot U_{\min}}{U_{\max} + U_{\min}} = \frac{2}{\frac{1}{U_{\max}} + \frac{1}{U_{\min}}}$$

$$= 2 \cdot \frac{115,5 \text{ kV} \cdot 93,5 \text{ kV}}{115,5 \text{ kV} + 93,5 \text{ kV}} = 103,3 \text{ kV}$$

Objekt-nennstrom der geregelten Seite

$$I_{N1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_{N1}} = \frac{72 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 103,3 \text{ kV}} = 402,3 \text{ A}$$

entspricht auf der CT<sub>1</sub>-Sekundärseite

$$I_{N1} = \frac{I_{N1}}{CT_1} = \frac{402,3 \text{ A}}{400} = 1,00575 \text{ A} \cong I_{N\text{Obj}}$$

(bezogen auf S1)

Objekt-nennstrom der unregulierten Seite (bleibt konstant)

$$I_{N2} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_{N2}} = \frac{72 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 25 \text{ kV}} = 1663 \text{ A}$$

entspricht auf der CT<sub>2</sub>-Sekundärseite

$$I_{N2} = \frac{I_{N2}}{CT_2} = \frac{1663 \text{ A}}{2000} = 0,8315 \text{ A} \cong I_{N\text{Obj}}$$

(bezogen auf S2)

4.2 Berechnungen der Differential-/Stabilisierungsströme in den Stufenschalterextremstellungen

4.2.1 Stufenstellung +5 %

Objektstrom bei maximaler Stufenstellung

$$I_{N1(+5\%)} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_{\max}} = \frac{72 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 115,5 \text{ kV}} = 359,9 \text{ A}$$

entspricht auf CT<sub>1</sub>-Sekundärseite

$$I_{N1(+5\%)} = \frac{I_{N1(+5\%)}}{CT_1} = \frac{359,9 \text{ A}}{400} = 0,8997 \text{ A} \cong 0,8946 \cdot I_{N\text{Obj}}$$

Differentialstrom in maximaler Stufenstellung

$$I_{\text{Diff}} = |I_{N1(+5\%)} - I_{N\text{Obj}}| = |0,8946 \cdot I_{N\text{Obj}} - I_{N\text{Obj}}| = 0,1054 \cdot I_{N\text{Obj}}$$

Stabilisierungsstrom in maximaler Stufenstellung

$$I_{\text{Stab}} = |I_{N1(+5\%)}| + |I_{N\text{Obj}}| = |0,8946 \cdot I_{N\text{Obj}}| + |I_{N\text{Obj}}| = 1,8946 \cdot I_{N\text{Obj}}$$

4.2.2 Stufenstellung -15 %

Objektstrom bei minimaler Stufenstellung

$$I_{N1(-15\%)} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_{\min}} = \frac{72 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 93,5 \text{ kV}} = 444,6 \text{ A}$$

entspricht auf CT<sub>1</sub>-Sekundärseite

$$I_{N1(-15\%)} = \frac{I_{N1(-15\%)}}{CT_1} = \frac{444,6 \text{ A}}{400} = 1,1115 \text{ A} \cong 1,1051 \cdot I_{N\text{Obj}}$$

Differentialstrom in maximaler Stufenstellung

$$I_{\text{Diff}} = |I_{N1(-15\%)} - I_{N2}| = |1,1051 \cdot I_{N\text{Obj}} - I_{N\text{Obj}}| = 0,1051 \cdot I_{N\text{Obj}}$$

Stabilisierungsstrom in maximaler Stufenstellung

$$I_{\text{Stab}} = |I_{N1(+5\%)}| + |I_{N2}| = |1,051 \cdot I_{N\text{Obj}}| + |I_{N\text{Obj}}| = 2,1051 \cdot I_{N\text{Obj}}$$

Bei der einzustellenden Spannung gemäß Kapitel 3.2 wird in den Extremstellungen jeweils vom Objektstrom der gleiche Differentialstromanteil gemessen. Die berechnete und einzustellende Spannung  $U_{N1}$  entspricht der Mittelstellung des Trafostufenschalters.

**4.3 Abstand Betriebsstrom zum Stabilisierungsstrom**

$$I_{op} = m \cdot I_{Stab}$$

Voreinstellung  $m = 0,25$

$$I_{op} = 0,25 \cdot I_{Stab}$$

Bei maximaler Stufenstellung + 5 % folgt

$$I_{op} = 0,25 \cdot 1,8496 \cdot I_{NObj} = 0,4624 \cdot I_{NObj}$$

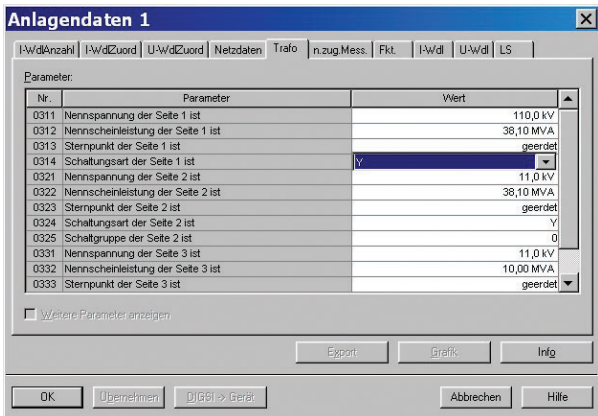
Bei minimaler Stufenstellung - 15 % folgt

$$I_{op} = 0,25 \cdot 2,1051 \cdot I_{NObj} = 0,5263 \cdot I_{NObj}$$

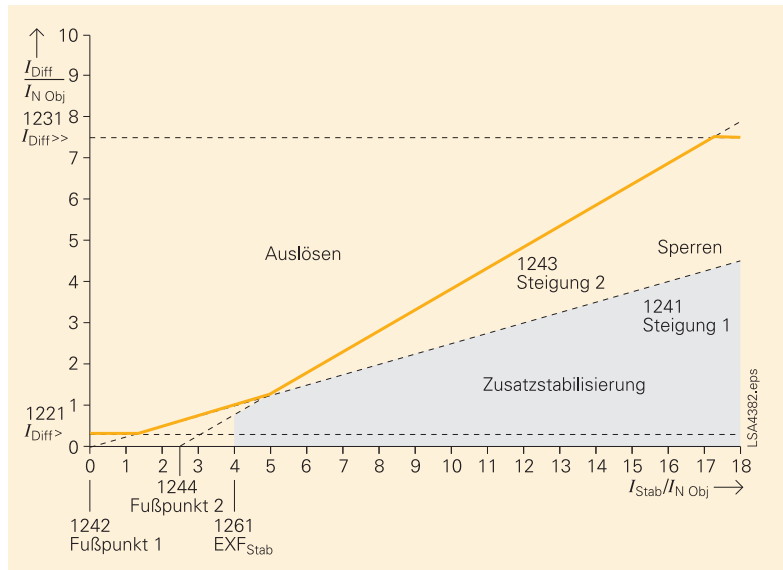
Aus den Berechnungen ist weiterhin zu entnehmen, dass unter Nennbedingungen und Stufen-schalterextremstellungen die Betriebsströme aufgrund der Kennliniencharakteristik nicht im Auslösebereich liegen. Somit muss die Steigung der Auslösecharakteristik (7UT6\* Adr. 1241, 7UM62\* Adr. 2041) nicht den Bedingungen angepasst werden. (Voreinstellung  $m = 0,25$ )

**5. Parametrierhinweise**

Eine direkte Einkopplung eines Transformatorstufenschalters in den Schutzalgorithmus ist ab V4.6 für 7UT63\*-Geräte vorgesehen (voraussichtlich Mitte 2005 verfügbar). Durch Einlesen der Stufenstellungen (mit den Kodierungen BCD, Binär, 1aus n-Tabelle) können je nach Position das Übersetzungsverhältnis angepasst und damit die fehlerhaften Differentialströme kompensiert werden. Dadurch wird sowohl die Empfindlichkeit als auch die Stabilität des Differentialsschutzes verbessert.



**Bild 7** 7UT613/63\* Parametrierung in Anlagendaten – Transformator

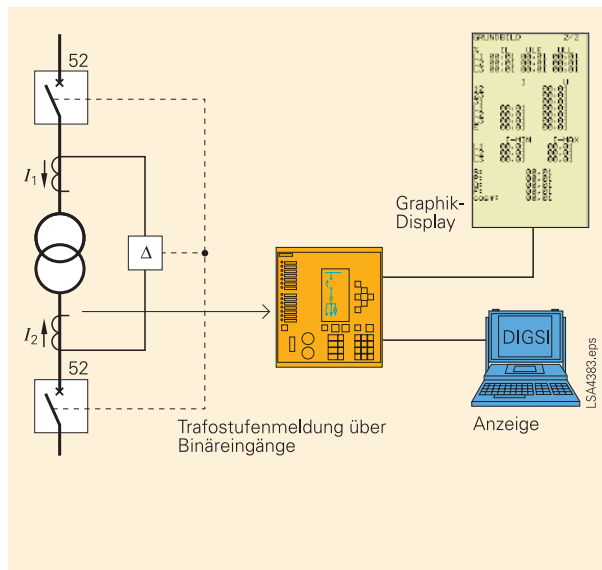


**Bild 8** Auslösekennlinie des Differentialsschutzes in 7UT6\* und 7UM62\*

Z. Zt. erfolgt die Anpassung über die Korrektur der Primärspannung gemäß Formel Kap. 3.2 und Parametrierung durch die entsprechenden Adressen oder DIGSI.

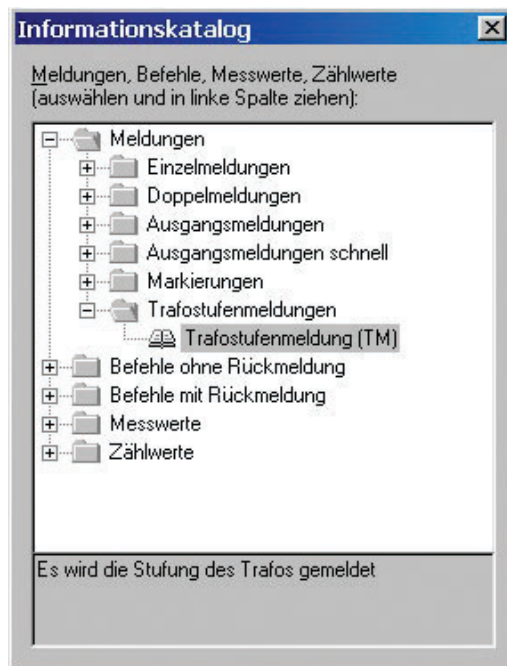
**6. Einbindung der Stufenstellungen In DIGSI**

Trafostufen können entweder über den DIGSI-PC oder über das Graphik-Display des SIPROTEC-Gerätes angezeigt werden. Die Meldung der Trafostufen erfolgt über Binäreingänge am Gerät. Entsprechend des Codierungstyps und Anzahl der Trafostufen erfolgt die Belegung der Binäreingänge. (siehe Bild 9).



**Bild 9** Schematische Darstellung – Einlesen der Stufenstellung über DIGSI oder Grafik-Display

Zur Darstellung der Trafostufen muss als erstes in der Rangiermatrix der Typ Trafostufenmeldung (TM) eingefügt werden.



**Bild 10** Aktivieren der Trafostufenmeldung im Informationskatalog

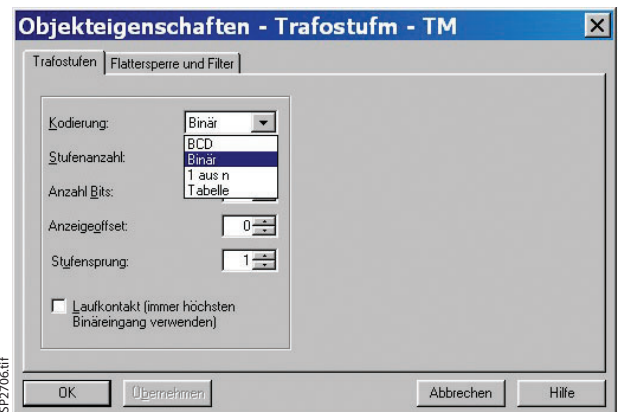
Die Trafostufenmeldung wird in die Rangiermatrix über die Konfiguration der Binäreingaben eingefügt und aktiviert.

|     | Information |                         |         |     | Quelle |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
|-----|-------------|-------------------------|---------|-----|--------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
|     | Nummer      | Displaybit              | Langbit | Typ | 1      | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Typ | Trafostufm  | Trafostufenmeldung (TM) | TM      |     |        |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |

**Bild 11** Einfügen der Trafostufenmeldung in die DIGSI-Rangiermatrix

Unter den Objekteigenschaften der Trafostufenmeldung sind die detaillierten Einstellungen vorzunehmen.

- Anzahl der Bits: notwendig zur Kodierung, Anzahl ist abhängig von der gewählten Kodierung
- Anzeigefset: der Wert, um den die Höhe des angezeigten Wertes gegenüber der Höhe des tatsächlichen Wertes in pos. oder neg. Richtung verschoben werden soll
- Laufkontakt: wenn Option Laufkontakt aktiviert wird, wird die Stufenstellung erst dann als gültig erkannt und übernommen, wenn der Laufkontakt das Erreichen der Stufen signalisiert (immer ranghöchster Kontakt)



**Bild 12** Objekteigenschaften Trafostufenmeldung

### 7. Zusammenfassung

In den meisten Differentialschutzgeräten wird der Einfluss des Trafostufenschalters vorwiegend mit der korrigierten Eingabe der Primärspannung (ermittelt in der Mittelposition des Stufenschalters) berücksichtigt.

Aufgrund der Forderungen nach stabilisierten Spannungen und Regulierung über Stufenschalter lassen sich zukünftig durch Anpassung des Übersetzungsverhältnisses die Wahrscheinlichkeiten von Fehlauflösungen in den Extremstellungen des Stufenschalters begrenzen. Mit der Implementierung der Stufenstellung ins Schutzgerät und Berücksichtigung auf den Schutzalgorithmus in den 7UT63\*-Geräten wird dem Rechnung getragen.

### 8. Referenzen

- Ziegler, Gerhard: Digitaler Differentialschutz – Grundlagen und Anwendung, ISBN3-89578-233-5
- SIPROTEC 7UM62 V4.0, Handbuch, C53000-G1176-C149-1
- SIPROTEC 7UT612 V4.0, Handbuch, C53000-G1176-C148-1
- SIPROTEC 7UT6 V4.0, Handbuch, C53000-G1176-C160-1
- Arbeitsrichtlinie AR505-220: Überwachungs- und Schutzgeräte an Transformatoren, ANL A4 07/1991
- Maschinenfabrik Reinhausen: Spannungsregelung an Transformatoren mit TAPCON® 240
- PTD SE: Präsentation DIGSI-Aufbaukurs, Teil 1, 2002

## Schutz eines Spartrafos

### 1. Einleitung

Transformatoren sind wertvolle Betriebsmittel die entscheidend zur Versorgungssicherheit des Netzes beitragen. Die optimale Auslegung des Transformatorsschutzes stellt sicher, dass eventuell auftretende Fehler schnell geklärt werden, und damit Folgeschäden minimiert werden. Eine besondere Bauform der Transformatoren ist der sogenannte Spartransformator, bei dem im Gegensatz zum Volltransformator nicht 2 unabhängige Wicklungen die Spannungs- und Stromtransformation durchführen. Vielmehr wird ein Teil der Wicklung von beiden Seiten genutzt was zu einer deutlich kompakteren Bauform führt.

Die Bandbreite der Spartransformatoren reicht von kleinen Verteilnetztransformatoren (ab 1000 kVA) bis zu Großtransformatoren von mehreren hundert MVA. Ihr Einsatz ist umso interessanter, je weniger das Verhältnis Oberspannungs- zu Unterspannungsseite von 1 abweicht, d.h. je weniger Energie über die magnetische Kopplung übertragen wird, was zu einer Einsparung an Eisenmaterial führt.

Neben den Auslegungshinweisen wird ein komplettes Einstellbeispiel mit SIPROTEC-Schutzgeräten für einen Dreiwickler-Transformator in Sparschaltung im Übertragungsnetz beschrieben.

### 2. Schutzkonzept

Der Differentialschutz bietet einen schnellen, selektiven Kurzschlusschutz, alleine oder in Ergänzung zum Buchholzschutz. Bei größeren Einheiten ab etwa 5 MVA gehört er zur Standardausrüstung. Neben der Hauptschutzfunktion, welche einen Kurzschluss innerhalb des Schutzobjektes zuverlässig abschaltet, enthält ein vollwertiges Schutzkonzept eine Reihe weiterer ergänzender Funktionen, die sich um andere Probleme, wie zum Beispiel Überlast, Übererregung etc. kümmern. Alle hierzu notwendigen Funktionen sind bereits in den SIPROTEC 4-Geräten enthalten. Reserveschutzfunktionen ergänzen das Schutzkonzept auf sinnvolle Weise.

Ein Beispiel eines vollständigen Schutzkonzeptes eines Spartrafos zeigt das Bild 2.



Bild 1 SIPROTEC-Transformatorsschutz

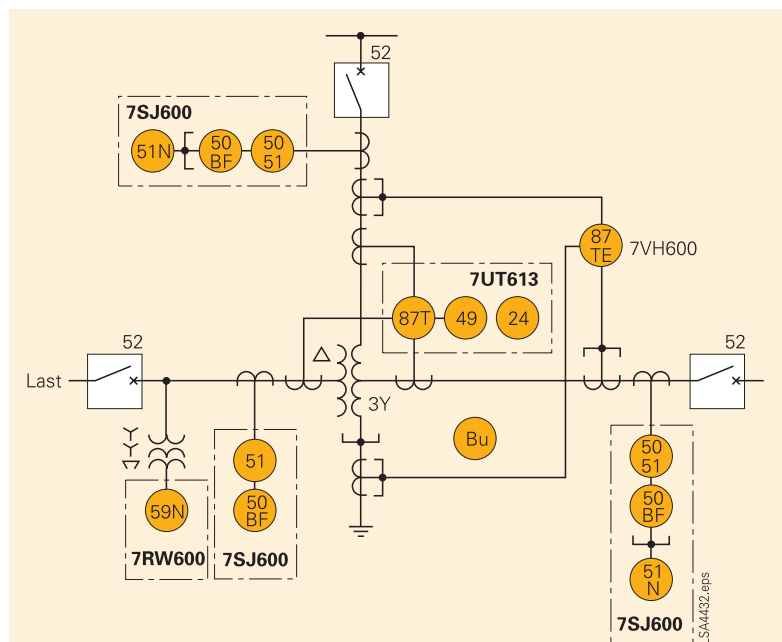


Bild 2 Schutz eines Spartransformators

Für dieses Beispiel ist ein Differentialschutz 87T in der Ausführung für 3 Wicklungen zu wählen (7UT613), damit die Dreiecksausgleichswicklung in den Schutzbereich eingeschlossen werden kann (verschiedene Alternativen der Anschaltungen werden in Kapitel 3 ausführlich erläutert). Fehlt diese, kann ein Spartrafo auch mit dem 7UT612 vollständig geschützt werden.

Der integrierte Überlastschutz 49 wird auf die Durchgangsleistung abgestimmt und schützt den Trafo vor Überhitzung und vorzeitiger Alterung. Der Übererregungsschutz 24 verhindert eine unzulässige Erwärmung des Eisens.

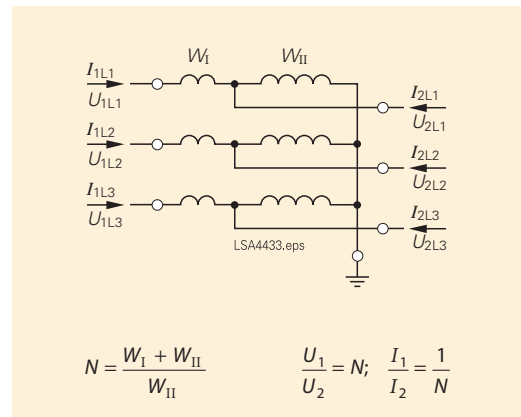
Zur Erhöhung der Erdfehlerempfindlichkeit wird im englischen Einflussgebiet oft ein zusätzlicher Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz 87TE eingesetzt. Das einphasige Relais 7VH600 liegt an der Parallelschaltung der Wandler der Abgänge und des Wandlers im Sternpunkt. Die sieben Wandler (3 Seite 1, 3 Seite 2, 1 Sternpunkt) müssen allerdings zusätzlich vorgesehen werden und nach Klasse TPS (IEC 60044-6) ausgelegt sein. Ein Ansprechwert von 10 %  $I_n$  wird üblicherweise erreicht. Zusätzlich oder alternativ kann auch ein Überstromrelais  $I_{e>t}$  ANSI 50N in der Sternpunktverbindung vorgesehen werden. Dieses muss dann allerdings zeitlich mit den unterlageren Überstromrelais koordiniert werden.

Die Dreieckswicklung, die neben ihrer Ausgleichsfunktion oft auch für die Eigenversorgung verwendet wird, erhält einen eigenen Überstromzeitschutz 50, 50N für externe Phasenfehler. Das Spannungsrelais 7RW600 (59N) an der offenen Dreieckswicklung des Spannungswandlers erfasst die Verlagerungsspannung  $3U_0$  mit der ein Erdschluss in der Tertiärwicklung oder in dem angeschlossenen Verteilungsnetz angezeigt wird. Auf der Ober- und Unterspannungsseite wird ein Überstromzeitschutz 50, 50N angeordnet, jeweils mit Schnellauslösestufe  $I >>$  und zeitverzögerter Stufe  $I >$  gegen Phase- und Erdfehler. Wahlweise kann auch der integrierte Überstromzeitschutz im 7UT613 auf eine der beiden Seiten projektiert werden.

Für jeden Abgang ist der Schalterversagerschutz 50 BF im entsprechenden Schutzgerät zu aktivieren.

Die als Übersicht vorgestellten, einzelnen Elemente werden im folgenden Schritt für Schritt beschrieben.

### ■ 3. Aufbau eines Spartrafos



**Bild 3** Aufbau und Übersetzungsverhältnisse bei einem Zweiwicklungs-Spartrafo

Bei Spartrafos gibt es nur die Schaltgruppe Yyn0, d.h. es findet keine Phasendrehung der Ströme und Spannungen zwischen Primär- und Sekundärseite statt. Der gemeinsame Sternpunkt ist immer geerdet. Deswegen besteht immer eine galvanische Kopplung beider Seiten. Die Verteilung des Sternpunktstromes auf beide Seiten hängt von mehreren Faktoren, z.B. Wicklungsverteilung und Vorhandensein einer Tertiärwicklung ab.

### ■ 4. Realisierung mit SIPROTEC

#### 4.1 Differentialschutz

Der Transformator-differentialschutz enthält eine Reihe von Zusatzfunktion (Anpassung an Übersetzung und Schaltgruppe, Stabilisierung gegen Einschalt-Rush und Übererregung) und erfordert deshalb einige grundsätzliche Überlegungen für die Projektierung und Wahl der Einstellwerte. Die je Relais integrierten Zusatzfunktionen können mit Vorteil genutzt werden. Es ist jedoch zu beachten, dass Reserveschutzfunktionen aus Hardware-redundanzgründen jeweils in einer getrennten Hardware (weiterem Relais) anzuordnen sind. So kann der im Differentialschutz 7UT612/613 enthaltene Überstromzeitschutz nur als Reserveschutz gegen externe Fehler im angeschlossenen Netz genutzt werden. Der Reserveschutz für den Transformator selbst muss als getrenntes Überstromrelais (z.B. 7SJ602) vorgesehen werden. Der Buchholzschutz als schneller Kurzschlusschutz wird mit dem Transformator geliefert.



Für die einzelnen Funktionen werden die Gerätebezeichnungen nach ANSI (American National Standard) verwendet. Der Differentialschutz hat danach zum Beispiel die ANSI-Nr. 87. Der Differentialschutz ist neben dem Buchholzschutz als unabhängiger schneller Kurzschlusschutz vorgesehen.

Der Differentialschutz für einen Spartrafo kann abhängig von den zur Verfügung stehenden Stromwandlern auf 2 verschiedene Arten realisiert werden.

1. Differentialschutz über die gesamte Trafobank (zu verwendender Schutz 7UT612 (2 Wicklungen) / 7UT613 (3 Wicklungen)).

In diesem Fall werden wie im Bild 4 gezeigt, jeweils drei Phasenstromwandler für jede Seite verwendet. Der Sternpunktwandler hat hier für den Differentialschutz keinerlei Bewandtnis, kann jedoch für einen Reserveüberstromzeitschutz verwendet werden. Er kann je nach weiterer Verwendung durch andere Schutzfunktionen auf jede der beiden Seiten eingestellt werden.

2. Stromvergleich je Sparwicklung:

Verwendung von Phasenstromwandlern vor der Sternpunktzusammenführung (Erdstromwicklung). Im Bild 5 hingegen sieht man, dass auch die Zuleitungen zum Sternpunkt jeweils einen Phasensmesswandler haben. In diesem Fall kann der Spartrafo wie ein Dreieckobjekt behandelt werden.

Beide Anschlussarten unterscheiden sich grundsätzlich voneinander und werden getrennt nacheinander im Kapitel 5 behandelt.

#### 4.2 Erdfehlerdifferentialschutz

Der Erdfehlerdifferentialschutz kann beim Spartrafo nicht angewendet werden.

#### 4.3 Reserveschutzfunktionen

Der integrierte Überstromzeitschutz (51) im 7UT613 dient als Reserveschutz für Fehler im versorgten Netz. Ein getrennter Überstromschutz auf der Unterspannungsseite ist deshalb nicht erforderlich. Das Relais 7SJ600 auf der Oberspannungsseite kann als Reserveschutz gegen Kurzschlüsse im Transformator und als zusätzlicher Reserveschutz gegen unterspannungsseitige Fehler angewendet werden. Die Schnellauslösestufe  $I_{>>}$  (50) ist über den durchfließenden Kurzschlussstrom einzustellen, damit sie nicht bei Fehlern auf der Unterspannungsseite anspricht. Die verzögerte Auslösung (51) muss dem Überstromschutz im 7UT613 überstaffelt werden.

Die Wicklungen S1 und S2 können mit dem integrierten Überlastschutz geschützt werden.

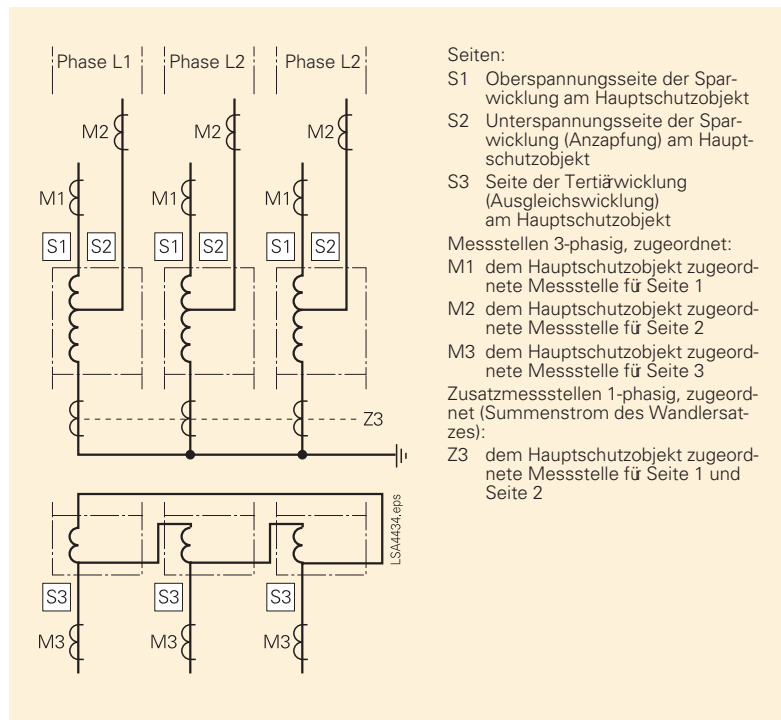


Bild 4 Topologie einer Transformatorbank, bestehend aus 3 einphasigen Spartransformatoren mit als Tertiärwicklung herausgeführter Ausgleichswicklung

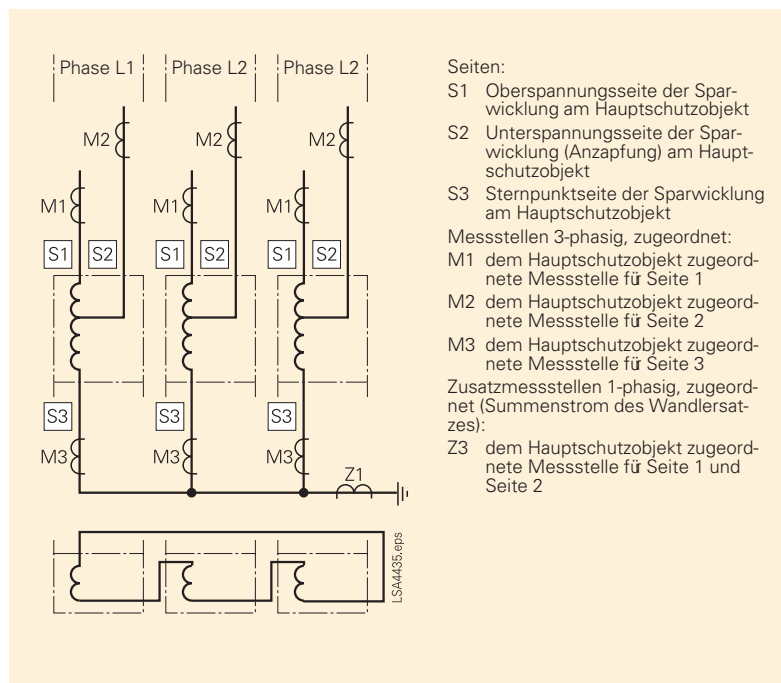


Bild 5 Topologie einer Transformatorbank, bestehend aus 3 einphasigen Spartransformatoren; Topologie-Definitionen für einen Stromvergleichsschutz pro Phase, d.h. vor der Sternpunktzusammenführung steht bei M3 eine phasenselektive Strommessung zur Verfügung

Die Dreieckwicklung, die oft nur für Eigenversorgung genutzt wird, erhält einen eigenen Überstromzeitschutz (51) sowie aufgrund der kleineren Nennleistung der Tertiärwicklung auch einen eigenen Überlastschutz. Beides kann z.B. mit dem 7SJ600 (Bild 2) realisiert werden.

#### 4.4 Einbindung Buchholzschutz

Der Buchholzschutz des Transformators wertet den Gasdruck des Transformatorbessels aus und erfasst damit schnell und sensitiv interne Fehler des Transformators. Für die Einbindung sollten folgende Überlegungen beachtet werden:

- Auslösekommando des Buchholzschutzes sollte direkt und unabhängig vom Differentialschutz auf den Leistungsschalter wirken
- Auslösekommando des Buchholzschutzes sollte im Störfallprotokoll/Störschrieb des Differentialschutzes aufgezeichnet werden

Durch die Einkopplung des Auslösekommandos über Binäreingang des Differentialschutzes stehen aussagekräftige Daten für die Auswertung im Störfall zur Verfügung.

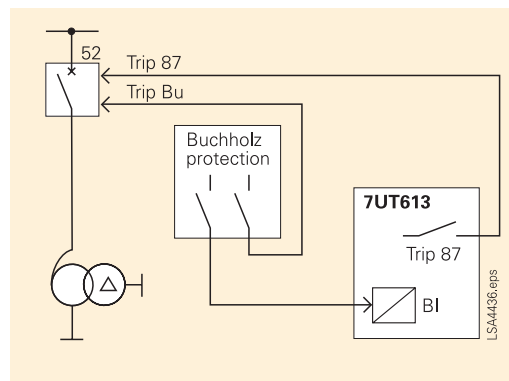


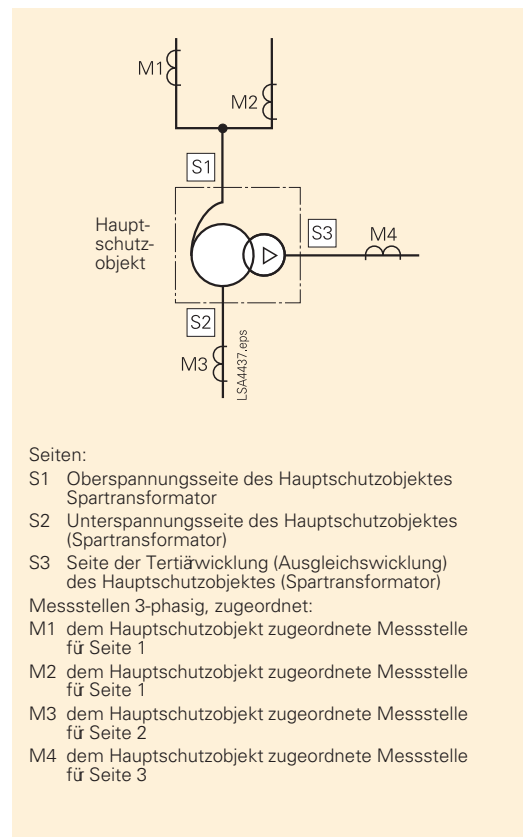
Bild 6 Einbindung in den Buchholzschutz

## 5. Einstellungen

### 5.1 Einstellhinweise für Differentialschutz über die gesamte Trafobank

Der Differentialschutz als Hauptschutzfunktion des 7UT612 / 613 ist in wenigen Schritten parametrierbar und eingestellt:

- Schutzobjekt „Spartrafo“ parametrieren
- Zuordnung der Messstellen am Hauptschutzobjekt



- Seiten:
- S1 Oberspannungsseite des Hauptschutzobjektes Spartransformator
  - S2 Unterspannungsseite des Hauptschutzobjektes (Spartransformator)
  - S3 Seite der Tertiärwicklung (Ausgleichswicklung) des Hauptschutzobjektes (Spartransformator)
- Messstellen 3-phasig, zugeordnet:
- M1 dem Hauptschutzobjekt zugeordnete Messstelle für Seite 1
  - M2 dem Hauptschutzobjekt zugeordnete Messstelle für Seite 1
  - M3 dem Hauptschutzobjekt zugeordnete Messstelle für Seite 2
  - M4 dem Hauptschutzobjekt zugeordnete Messstelle für Seite 3

Bild 7 Topologie eines Spartrafos mit als Tertiärwicklung herausgeführter Ausgleichswicklung

Die Topologie beim Spartrafo wird folgendermaßen festgelegt:

Seite 1 ist die erste der Sparwicklungen, sinnvollerweise wählt man hier die Oberspannungsseite. Seite 2 ist die zweite der Sparwicklungen, sinnvollerweise wählt man hier die Unterspannungsseite. Danach folgen eventuelle weitere Anzapfungen. Sollte eine Dreiecksausgleichswicklung vorliegen, so ist diese zuletzt zuzuordnen.

Das Gerät benötigt folgende Angaben über das Schutzobjekt:

- Die primäre Nennspannung  $U_N$  in kV (verkettet)
- Die sekundäre Nennspannung  $U_N$  in kV (verkettet)
- Die Nennscheinleistung, welche beim Spartrafo für beide Seiten gleich ist.

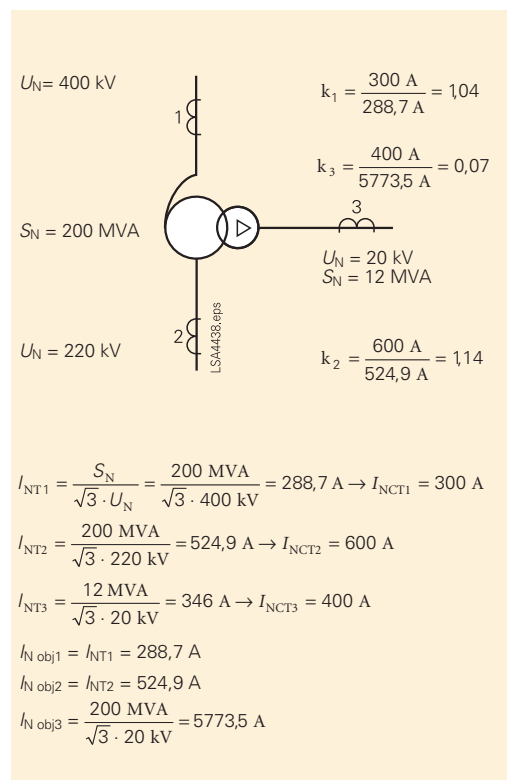
Mit der Einstellung „Spartrafo“ in der Konfiguration wird automatisch festgelegt, dass keine Schaltungsgruppierung vorgenommen (Phasewinkel  $0^\circ$  zwischen Ober- und Unterseite) sowie die Nullstromelimination auf beiden Seiten durchgeführt wird.

Bei Transformatoren sind im Allgemeinen bei durchfließendem Strom die auf der Sekundärseite der Stromwandler gemessenen Ströme nicht gleich, sondern werden von der Übersetzung des zu schützenden Transformators sowie den Nennströmen der Stromwandler bestimmt. Um die Ströme vergleichbar zu machen, müssen sie daher erst angepasst werden. Diese Anpassung geschieht bei 7UT613 rechnerisch. Externe Anpassungsmittel sind daher normalerweise überflüssig (häufige Ausnahme: Tertiärwicklung mit kleinerer Nennscheinleistung). Die digitalisierten Ströme werden jeweils auf die Transformator-Nennströme umgerechnet. Hierzu werden dem Schutzgerät die Transformator-Nennspannungen, also Nennscheinleistung, Nennspannungen, und die primären Nennströme der Stromwandler eingegeben.

Bild 8 zeigt ein Beispiel für die Betragsanpassung. Aus der Nennscheinleistung des Transformators (200 MVA) und den Nennspannungen der Wicklungen (400 kV und 220 kV) errechnen sich die primären Nennströme der beiden Seiten S1 (288,7 A) und S2 (525 A). Da die Stromwandler-Nennströme von diesen Trafo-Nennströmen abweichen, werden die sekundären Ströme mit den Faktoren  $k_1$  und  $k_2$  multipliziert. Die dritte Wicklung (S3) dagegen ist nur für 12 MVA dimensioniert (z.B. als Eigenbedarfwicklung). Der Nennstrom dieser Wicklung (= Seite des Schutzobjektes) beträgt daher 346 A. Für den Differentialschutz muss jedoch mit vergleichbaren Strömen entsprechend den Übersetzungsverhältnissen der einzelnen Seiten des Trafos gerechnet werden. Deshalb muss für die dritte Wicklung ebenfalls die Nennleistung des Schutzobjektes von 200 MVA zu Grunde gelegt werden. Diese ergibt einen rechnerischen Nennstrom (hier Strom unter Nennbedingungen des Schutzobjektes, d.h. bei 200 MVA) von 5773,5 A. Dies ist die Bezugsgröße für die Ströme der dritten Wicklung. Die Ströme werden also mit dem Faktor  $k_3$  multipliziert. Diese Betragsanpassung nimmt das Gerät auf Basis der eingestellten Nennwerte selbsttätig vor.

Schaut man in die technischen Daten des 7UT612/613 so ist ein zulässiges Verhältnis  $0,25 < k < 4$  für Phasenströme angegeben. D.h. im Falle der Wicklung 3, hat  $k_3$  ein unzulässig kleines Verhältnis. Hier ist ein Anpasswandler vorzusehen, um in den zulässigen Bereich zu kommen. Er sollte so dimensioniert sein, dass der Anpassfaktor knapp über dem minimalen Wert von 0,25 zu liegen kommt. Im vorliegenden Fall könnte man also nehmen:

$$n > 0,25 / (400 \text{ A} / 5773,5 \text{ A}) = 3,6, \text{ z.B. } n=4.$$



**Bild 8** Beispiel eines Spartrafos für die Betragsanpassung

Zusammen mit der Information Spartrafo ist das Schutzgerät nun in der Lage, einen Stromvergleich durchzuführen. Im folgenden Beispiel soll das Prinzip erläutert werden (siehe Bilder 9 und 10):

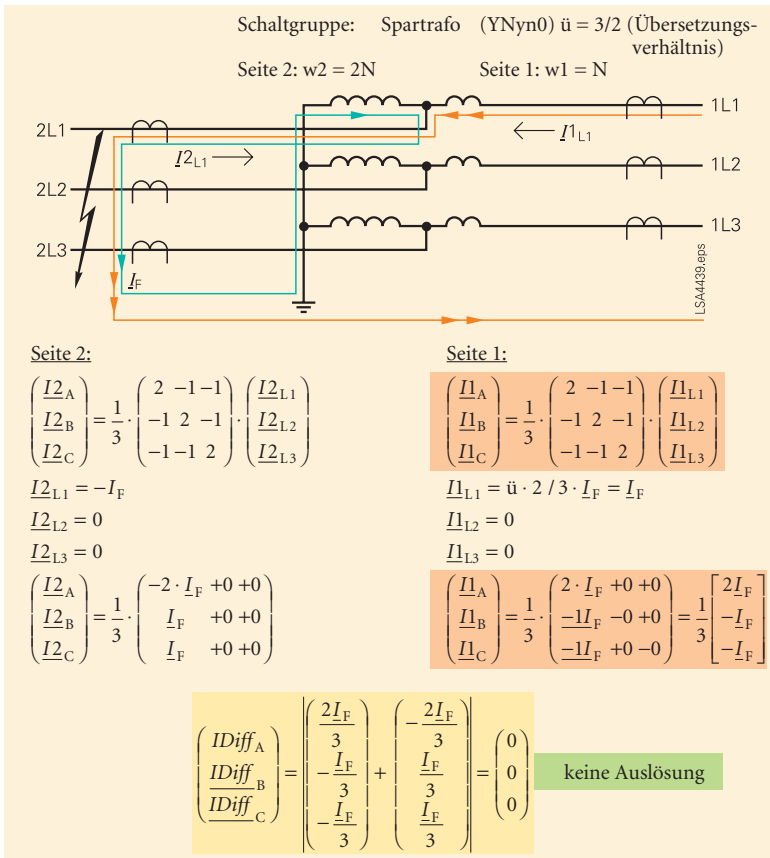


Bild 9 Berechnung des Differentialstromes beim Spartrafo für einen externen Fehler

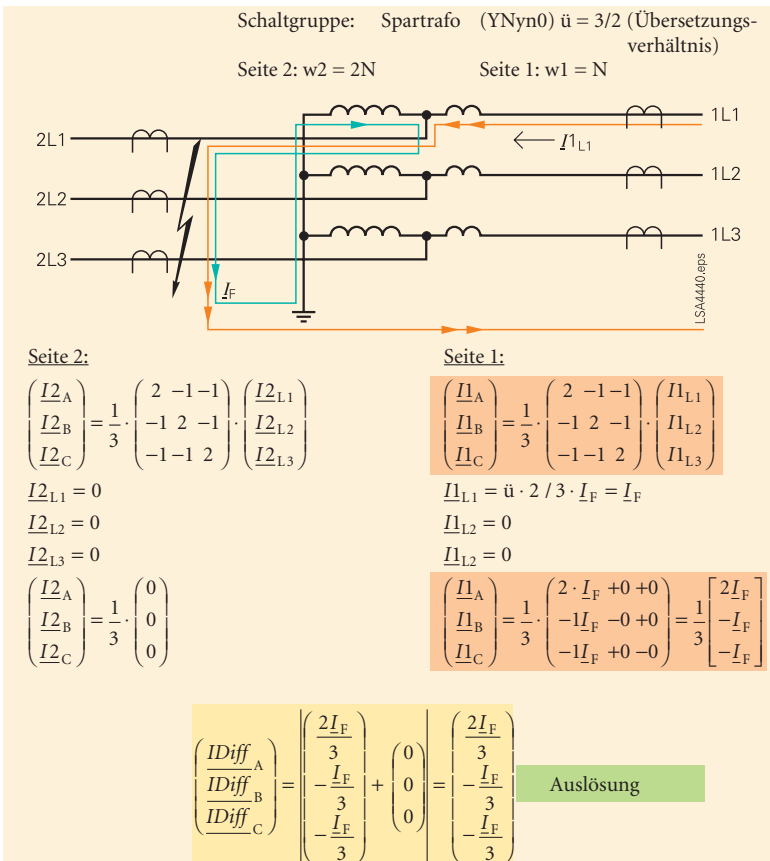


Bild 10 Berechnung des Differentialstromes bei einem internen Fehler

Von beiden Seiten wird auf eine „virtuelle“ Seite umgerechnet, auf deren Basis der Stromvergleich durchgeführt wird. Im Falle der Vektorgruppe 0 (wie sie beim Spartrafo immer vorliegt) geschieht dies durch eine Einheitsmatrix. Die verwendeten Matrizen ergeben sich aus der Einheitsmatrix durch die Subtraktion des Nullstromes von der Messung (entspricht 1/3 der Summe aller drei Phasenströme). Dies ist notwendig, da eine Aufteilung des Sternpunktstromes auf beide Seiten des Schutzobjektes nicht möglich ist.

### 5.2 Einstellhinweise für Differentialschutz bei Stromvergleich je Sparwicklung

Sind auf den Zuleitungen zum Sternpunkt je Phase Stromwandler vorhanden (Erdungswicklung), so kann ein Knotenschutz je Phase realisiert werden. Stromübersetzungsverhältnisse und deren Änderungen (Tap changes) wirken sich nicht aus, da hier die drei Eintrittsstellen des Stromes gemessen werden und die Endpunkte des Kirchhoffschen Knotens bilden.

Ein derartiger Stromvergleich ist für Erdfehler empfindlicher als der normale Differentialschutz (siehe Bild 11). Das ist deshalb interessant, weil diese Fehler bei Trafobänken die höchste Wahrscheinlichkeit besitzen. Eine evtl. Ausgleichswicklung oder Tertiärwicklung darf bei dieser Anwendung nicht in den Schutz mit einbezogen werden, auch wenn sie herausgeführt und mit Stromwandlern versehen sein sollte, da diese nicht zum geschützten (phasenselektiven) Knoten gehört.

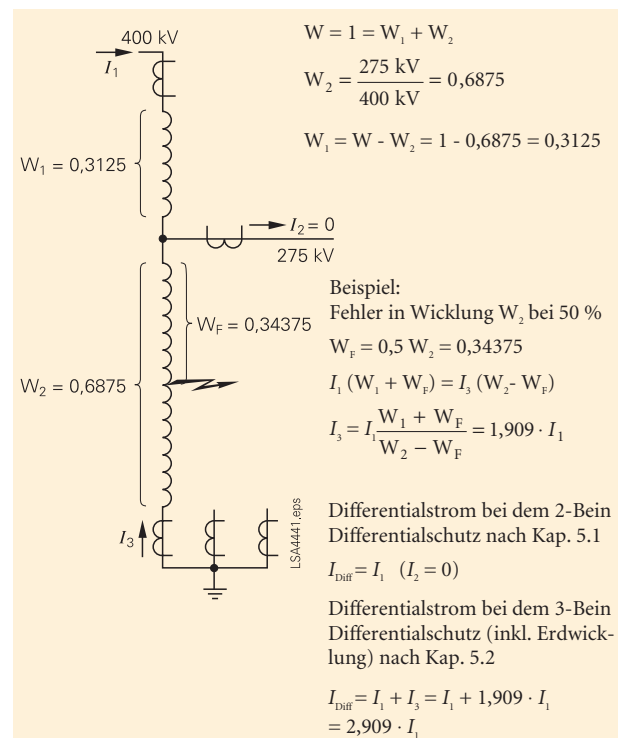


Bild 11 Erhöhung der Empfindlichkeit durch Verwendung von phasenselektiven Erdungswicklungen

Die Topologie wird wie folgt festgelegt:

Die beiden Sparwicklungen werden zu S1 und S2 (Anzapfung).

Die Erdungswicklung ist in diesem Fall als Seite 3 einzustellen. Liegt eine weitere Anzapfung vor, dann wird die Erdungswicklung als Seite 4 festgelegt. Sobald eine der Seiten als Erdungswicklung definiert ist, macht der Schutz automatisch einen Knotendifferentialschutz über alle beteiligten Sparwicklungen.

Die Differentialschutzfunktion muss per Parametrierung aktiv geschaltet werden. Der Differentialschutz 7UT613 ist bei Lieferung inaktiv geschaltet. Der Grund liegt darin, dass der Schutz nicht betrieben werden darf, ohne dass zumindest die Schaltgruppen und Anpassungswerte zuvor richtig eingestellt wurden. Ohne diese Einstellungen kann es zu unvermuteten Reaktionen des Gerätes kommen.

Die Einstellung der Kennlinie des Differential-schutzes basiert auf folgenden Überlegungen:

- Als Ansprechwert für den Differentialstrom  $I_{\text{Diff}} >$  kann die Voreinstellung von  $0,2 \times I_N$  bezogen auf den Nennstrom des Trafos in der Regel übernommen werden.
- Die Steigung 1 berücksichtigt stromproportionale Falschströme welche durch Übersetzungsfehler der Wandler verursacht werden können. Die Steigung dieses Kennlinienabschnittes wird auf 25 % eingestellt.
- Die Zusatzstabilisierung erhöht die Stabilität des Differentialschutzes im Bereich sehr hoher durchfließender Kurzschlussströme bei außenliegenden Fehlern und basiert auf den Einstellwert EXF-Stab (Adresse 1261) und hat die Steigung 1 (Adresse 1241).
- Der Fußpunkt 2 führt zu einer höheren Stabilisierung im Bereich hoher Ströme, bei denen Stromwandlersättigung auftreten kann. Die Steigung dieses Kennlinienabschnittes wird auf 50 % eingestellt.
- Die Schwelle  $I_{\text{Diff}} >>$  arbeitet ohne Stabilisierung und ist für hohe Kurzschlussströme auf der Primärseite des Trafos mit gleichzeitiger großer Wandler-sättigung vorgesehen. Sie sollte mind. 20 % höher als der max. durchfließende Kurzschlussstrom bzw. der max. Inrushstrom eingestellt werden.

#### Hinweise zur Zusatzstabilisierung

Im Bereich sehr hoher durchfließender Ströme bei äußerem Kurzschluss wird eine dynamische Zusatzstabilisierung wirksam. Die Voreinstellung 4.0 kann in der Regel unverändert übernommen werden. Der Wert ist auf den Nennstrom des Schutzobjektes bezogen. Beachten Sie, dass der Stabilisierungsstrom die arithmetische Summe der in das Schutzobjekt einfließenden Ströme ist, also

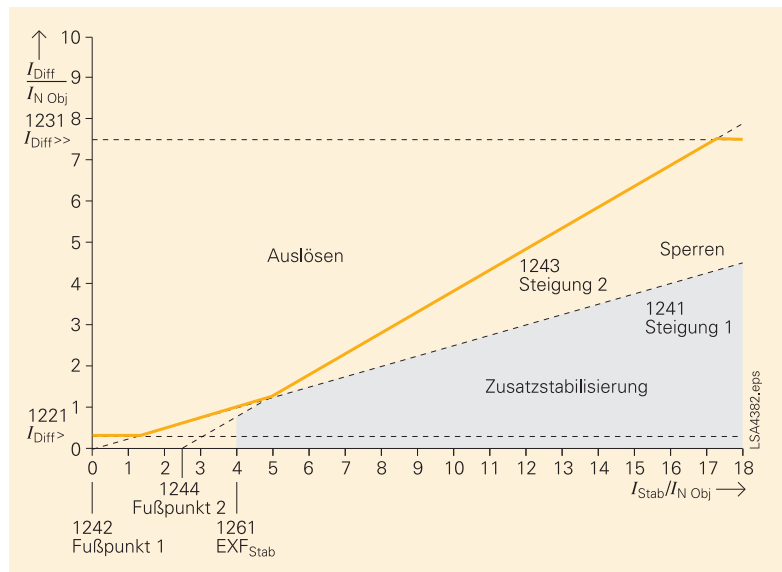


Bild 12 Auslösekennlinie Differentialschutz

doppelt so hoch wie der durchfließende Strom selbst. Die Zusatzstabilisierung wirkt nicht auf die  $I_{\text{Diff}} >>$ -Stufe. Die maximale Dauer der Zusatzstabilisierung nach Erkennen eines externen Fehlers stellen Sie in Vielfachen von einer Periode ein. Der empfohlene Einstellwert liegt bei 15 Perioden (Voreinstellung). Die Zusatzstabilisierung wird automatisch auch vor Ablauf der eingestellten Dauer aufgehoben, sobald erkannt wird, dass sich der Arbeitspunkt  $I_{\text{Diff}}/I_{\text{Stab}}$  stationär (d.h. über mindestens eine Periode) innerhalb des Auslösegebietes nahe der Fehlerkennlinie befindet. Die Zusatzstabilisierung arbeitet für jede Phase getrennt, kann jedoch aufgrund der vorliegenden Schaltgruppe auf die Blockierung aller Phasen ausgedehnt werden („Crossblock-Funktion“). Der empfohlene Einstellwert für die „Crossblock-Funktion“ liegt bei 15 Perioden (Voreinstellung).

#### Hinweise zur Einstellung der Inrush-Blockierung

Beim Einschalten des Trafos entsteht ein Einschalttrush, welcher durch einen hohen Anteil 2. Harmonischer gekennzeichnet ist, und zu einer Fehlanregung des Differentialschutzes führen kann. Die Voreinstellung der Einschaltstabilisierung mit 2. Harmonischer von 15 % kann unverändert übernommen werden. Um im Ausnahmefall bei besonders ungünstigen Einschaltbedingungen, bedingt durch die Bauart des Transformators stärker stabilisieren zu können, kann ein kleinerer Wert eingestellt werden. Die Einschaltstabilisierung kann mittels der „Crossblock“-Funktion erweitert werden. Das bedeutet, dass bei Überschreiten des Oberschwingungsanteils in nur einer Phase alle drei Phasen der  $I_{\text{Diff}} >$ -Stufe blockiert werden. Ein Einstellwert von 3 Perioden, die für die Zeit der gegenseitigen Blockierung nach Überschreiten der Differentialstromschwelle wirksam ist, wird empfohlen (Voreinstellung).

### Hinweise zur Einstellung der Übererregungs-Blockierung

Stationäre Übererregung bei Transformatoren ist durch ungeradzahlige Oberschwingungen gekennzeichnet. Hier eignet sich die dritte oder fünfte Harmonische zur Stabilisierung. Da bei Transformatoren häufig die dritte im Trafo eliminiert wird (z.B. in einer Dreieckswicklung), wird meist die fünfte Harmonische verwendet. Der Anteil an 5. Harmonischen, der zum Sperren des Differential-schutzes führt, wird mit 30 % (Voreinstellung) eingestellt. Die Einstellung der Cross-Block-Funktion ist hier in der Regel nicht erforderlich.

## 5.3 Reserveschutzfunktionen

### 5.3.1 Überstromzeitschutz

Der Überstromzeitschutz (UMZ) des 7UT612 / 613 dient als Reserveschutz für den Kurzschluss-schutz der nachgeschalteten Netzteile, wenn Fehler dort nicht rechtzeitig abgeschaltet werden, so dass es zu einer Gefährdung des Schutzobjektes kommen kann. Der Überstromzeitschutz kann einer der drei Spannungsseiten des Trafos zugeordnet werden. Dabei ist auch auf die richtige Zuordnung zwischen den Messeingängen des Gerätes und den Messstellen (Stromwandlersätze) der Anlage zu achten. Die Stufe  $I>>$  ergibt zusammen mit der Stufe  $I>$  oder mit der Stufe  $I_p$  eine zweistufige Kennlinie. Wenn der Überstromzeitschutz auf der Speise-seite des Transformators wirkt, wird die Stufe  $I>>$  so eingestellt, dass sie für Kurzschlüsse bis in das Schutzobjekt hinein anspricht, bei einem durchfließenden Kurzschlussstrom aber nicht.

Berechnungsbeispiel:

Transformator YNyn0 (Sparschaltung)

50 MVA

66 kV/33 kV

$u_k = 12\%$

Stromwandler 500 A/1 A auf der 66-kV-Seite

Der Überstromzeitschutz wirkt auf die 66-kV-Seite (= Speise-seite).

Der maximal mögliche dreiphasige Kurzschlussstrom auf der 33-kV-Seite bei starrer Spannung auf der 66-kV-Seite würde betragen:

$$I_{3\text{pol max}} = \frac{1}{u_{k \text{ Trafo}}} \cdot I_{N \text{ Trafo}} = \frac{1}{u_{k \text{ Trafo}}} \cdot \frac{S_{N \text{ Trafo}}}{\sqrt{3} U_N}$$

$$= \frac{1}{0,12} \cdot \frac{35 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV}} = 3645 \text{ A}$$

Mit einem Sicherheitsfaktor von 20 % ergibt sich der primäre Einstellwert:

$$I>> = 1,2 \times 3645 \text{ A} = 4374 \text{ A}$$

Bei Parametrierung in Sekundärgrößen werden die Ströme in Ampere auf die Sekundärseite der Stromwandler umgerechnet.

Sekundärer Einstellwert:

$$I>> = \frac{4375 \text{ A}}{500 \text{ A}} \cdot A = 8,75 \text{ A}$$

d.h. bei Kurzschlussströmen über 4374 A (primär) oder 8,8 A (sekundär) liegt mit Sicherheit ein Kurzschluss im Trafobereich vor. Dieser kann vom Überstromzeitschutz sofort abgeschaltet werden. Erhöhte Einschaltstromstöße (Rush) müssen ebenfalls berücksichtigt werden. Die Einschaltstabilisierung wirkt nicht auf die Stufen  $I>>$ . Die Stufe  $I>$  stellt den Reserveschutz für die unterlagerte Sammelschiene dar. Sie wird größer als die Summe der Abgangsnennströme eingestellt. Anregung durch Überlast muss ausgeschlossen sein, da das Gerät in dieser Betriebsart mit entsprechend kurzen Kommandozeiten als Kurzschlussschutz, nicht als Überlastschutz arbeitet. Dabei ist dieser Wert auf die Oberspannungsseite des Transformators umzurechnen. Die Verzögerungszeit richtet sich nach der Staffelzeit in den Abgangsleitungen. Sie ist eine Zeitstufe z.B. 200 ms größer als die größte Staffelzeit auf der Unterspannungsseite einzustellen. Ferner ist in diesen Fall die Inrush-Stabilisierung für die  $I>$  Stufe wirksam zu parametrieren, damit ein Fehlsprechen der  $I>$  Stufe durch den Einschalt-rush des Trafos verhindert wird.

### 5.3.2 Überlastschutz

Der thermische Überlastschutz verhindert eine thermische Überbeanspruchung des zu schützenden Transformators. Beim 7UT6 sind zwei Methoden der Überlastfassung möglich:

- Überlastschutz mit thermischem Abbild nach IEC 60255–8,
- Heißpunkt-berechnung mit Ermittlung der relativen Alterungsrate nach IEC 60354.

Von diesen beiden Methoden kann eine ausgewählt werden. Die erste zeichnet sich durch einfache Handhabung und eine geringe Zahl von Einstellwerten aus; die zweite erfordert einige Kenntnisse über das Schutzobjekt und dessen Umgebung und Kühlung und benötigt die Kühlmitteltemperatur über eine angeschlossene Thermobox. Die zweite Möglichkeit wird eingesetzt, wenn der Transformator an seiner Leistungsgrenze betrieben wird, und über die Heißpunkt-berechnung die relative Alterungsrate überwacht werden soll. Für diese Anwendung wird der Überlastschutz mit thermischem Abbild ausgewählt, der auf die Oberspannungsseite wirken soll.

Da die Ursache der Überlastung normalerweise außerhalb des Schutzobjektes liegt, ist der Überlaststrom ein durchfließender Strom. Das Gerät errechnet die Übertemperatur gemäß einem thermischen Einkörpermodell nach der thermischen Differentialgleichung

$$\frac{d\Theta}{dt} + \frac{1}{\tau_{th}} \cdot \Theta = \frac{1}{\tau_{th}} \cdot \left( \frac{I}{k \cdot I_{N\text{Obj}}} \right)^2$$

Die Schutzfunktion stellt somit ein thermisches Abbild des zu schützenden Objektes (Überlastschutz mit Gedächtnisfunktion) dar. Es wird sowohl die Vorgeschichte einer Überlast als auch die Wärmeabgabe an die Umgebung berücksichtigt. Das Ansprechen des Überlastschutzes wird als Meldung ausgegeben.

Hinweise zur Einstellung:

Bei Transformatoren ist der Nennstrom der zu schützenden Wicklung maßgebend, den das Gerät aus der eingestellten Nennscheinleistung und Nennspannung berechnet. Als Basisstrom für die Überlastfassung wird der Nennstrom der dem Überlastschutz zugeordneten Seite des Hauptschutzobjektes herangezogen. Der Einstellfaktor  $k$  ist durch das Verhältnis des thermisch dauernd zulässigen Stromes zu diesem Nennstrom bestimmt:

$$k = \frac{I_{max}}{I_{N\text{Obj}}}$$

Der zulässige Dauerstrom ist gleichzeitig der Strom, bei dem die e-Funktion der Übertemperatur ihre Asymptote hat. Die Voreinstellung von 1,15 kann für die Oberspannungswicklung übernommen werden.

Zeitkonstante  $\tau$  bei thermischem Abbild:

Die Erwärmungszeitkonstante  $\tau_{th}$  für das thermische Abbild ist vom Trafo-Hersteller anzugeben. Achten Sie darauf, dass die Zeitkonstante in Minuten einzustellen ist. Häufig gibt es anders lautende Angaben, aus denen sich die Zeitkonstante ermitteln lässt:

Beispiel:

$t_6$  Zeit; dies ist die Zeit in Sekunden, für die der 6-fache Nennstrom der Trafowicklung fließen darf.

$$\frac{\tau_{th}}{\text{min}} = 0,6 \cdot t_6$$

Hat die Trafowicklung eine  $t_6$  Zeit von 12 s

$$\frac{\tau_{th}}{\text{min}} = 0,6 \cdot 12 \text{ s} = 7,2$$

so ist die Zeitkonstante  $\tau$  auf 7,2 min einzustellen.

**5.3.3 Übererregungsschutz**

Der Übererregungsschutz dient zur Erkennung erhöhter Induktion in Generatoren und Transformatoren, insbesondere in Kraftwerk-Blocktransformatoren. Eine Erhöhung der Induktion über den Nennwert führt rasch zu einer Sättigung des Eisenkerns und zu hohen Wirbelstromverlusten, die wiederum zu einer unzulässigen Erwärmung des Eisens führen. Die Anwendung des Übererregungsschutzes setzt voraus, dass Messspannungen an das Gerät angeschlossen sind. Der Übererregungsschutz misst den Quotienten Spannung/Frequenz  $U/f$ , der bei vorgegebenen Abmessungen des Eisenkerns proportional der Induktion  $B$  ist. Setzt man den Quotienten  $U/f$  in Relation zu Spannung und Frequenz unter Nennbedingungen des Schutzobjektes  $U_{N\text{Obj}}/f_N$ , erhält man ein direktes Maß für die Induktion bezogen auf die Induktion unter Nennbedingungen  $B/B_{N\text{Obj}}$ . Alle konstanten Größen kürzen sich damit weg:

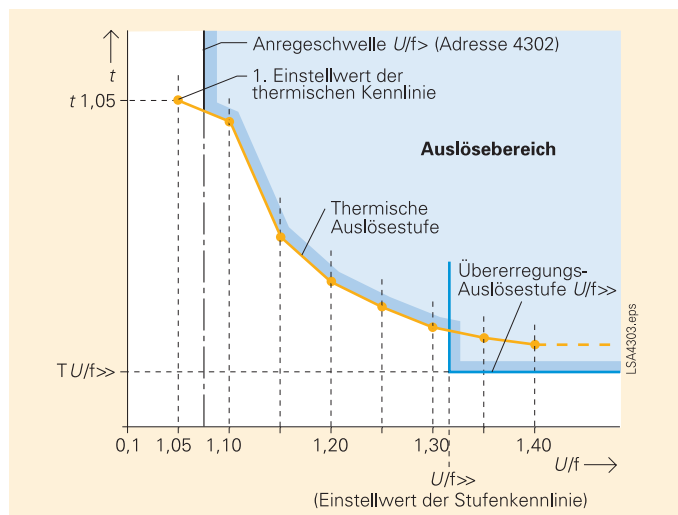
$$\frac{B}{B_{N\text{Obj}}} = \frac{\frac{U}{U_{N\text{Obj}}}}{\frac{f}{f_N}} = \frac{U / f}{U_{N\text{Obj}} / f_N}$$

Durch diese relative Beziehung sind keinerlei Umrechnungen nötig. Sie können alle Werte direkt auf die zulässige Induktion bezogen angeben. Die Nenngrößen des Schutzobjektes haben Sie dem Gerät 7UT613 bereits bei den Objekt- und Wandlerdaten bei der Einstellung des Differentialsschutzes mitgeteilt.

Einstellhinweise:

Der vom Hersteller des Schutzobjektes angegebene Grenzwert der dauernd zulässigen Induktion im Verhältnis zur Nenninduktion ( $B/B_N$ ) bildet die Grundlage der Einstellung des Grenzwertes. Dieser Wert ist gleichzeitig Warnstufe und der Mindestwert für die thermische Kennlinie (siehe Bild 13)

**Bild 13**  
Kennlinie für den Übererregungsschutz



Nach Ablauf der eingestellten zugehörigen Verzögerungszeit (etwa 10 s) der Übererregungsstufe  $U/f >$  erfolgt eine Warnmeldung. Große Übererregung gefährdet das Schutzobjekt schon in kurzer Zeit. Die Schnellauslösestufe  $U/f >>$  wird daher max. auf 1 s Verzögerungszeit eingestellt. Die thermische Kennlinie soll die Erwärmung, also Temperaturerhöhung, des Eisens durch Übererregung, nachbilden. Durch die Eingabe von 8 Verzögerungszeiten für 8 vorgegebene Induktionswerte  $B/B_{N_{Obj}}$  (vereinfacht  $U/f$  bezeichnet) wird die Erwärmungskennlinie angenähert. Zwischenwerte werden linear interpoliert. Liegen keinerlei Angaben vom Hersteller des Schutzobjekts vor, wird man die voreingestellte Standardkennlinie beibehalten.

## ■ 6. Weiterführende Funktionen

### 6.1 Einbindung in die Stationsleittechnik

Der Schutz kann über die Systemschnittstelle an ein Stationsleitsystem angeschlossen werden und parallel über die Service-Schnittstelle an einen Sternkoppler für die getrennte Fernkommunikation mit einem PC betrieben werden.

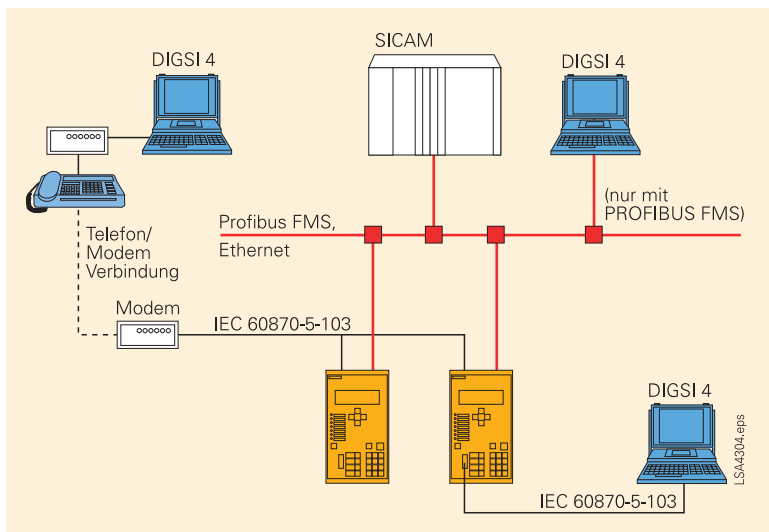


Bild 14 Einbindung in die Stationsleittechnik

Über die Systemschnittstelle werden

- Meldungen
- Alarme
- Messwerte

vom Trafo-Differentialschutz zum Stationsleitsystem übertragen. Für jede der aktivierten Schutzfunktionen stehen Meldungen zur Verfügung, welche im Rahmen der Anlagenparametrierung entweder zum Stationsleitsystem übertragen werden können oder auf die LED's oder Meldekontakte im Schutzgerät rangiert werden können. Diese Rangierung ist mittels der DIGSI-Rangiermatrix einfach und übersichtlich möglich.

### Serviceschnittstelle

Das 7UT613 verfügt über eine getrennte Service-schnittstelle, die mittels Fernkommunikation über Modem ausgelesen werden kann. Der Schutztechniker wird im Büro schnell und umfassend über die Störung des Trafos informiert. Mit der Software DIGSI werden die Daten dann im Büro analysiert. Falls die Fehlerklärung aus der Ferne nicht ausreicht, so liefern die Störfalldaten Hinweise für einen effizienten Serviceeinsatz

## ■ 7. Zusammenfassung

Optimaler Schutz des Transformators mit SIPROTEC Schutzgeräten bedeutet Investitionsschutz des wertvollen Betriebsmittels und liefert somit einen Beitrag zur höchsten Versorgungssicherheit. Aus schutztechnischer Sicht bietet das Gerät SIPROTEC 7UT612 bzw. 7UT613 einen umfassenden Kurzschlusschutz für den Haupt- und Reserveschutz von Transformatoren in einem Gerät. Weitere SIPROTEC-Geräte ergänzen den Hauptschutz und erhöhen die Zuverlässigkeit des Schutzschemas durch ihre Hardwareredundanz.

Umfangreiche Messfunktionen erlauben einen reibungslosen Anschluss des Gerätes ohne Zusatzgeräte und ermöglichen die Überwachung des Transformators im Betrieb hinsichtlich seiner elektrischen und thermischen Kennwerte. Die Voreinstellung des Gerätes sind so gewählt, dass der Anwender nur die bekannten Daten des Transformators und der Primärwandler zu parametrieren hat. Viele Werte der Voreinstellung können problemlos übernommen werden und erleichtern damit den Aufwand für Parametrierung und Einstellung.



## Schutz eines Motors mit einer Leistung bis 200 kW

### ■ 1. Einleitung

Antriebsmaschinen spielen für das Funktionieren eines Produktionsprozesses häufig eine entscheidende Rolle. Schäden und Ausfälle von Motoren führen nicht selten auch zu Folgeschäden und Produktionsausfällen die in der Höhe die Reparaturkosten des Motors um ein Vielfaches übersteigen. Eine optimale Auslegung des Motorschutzes stellt sicher, dass Schäden in Folge von thermischer Überlastung vermieden werden und es dadurch nicht zu einer Verringerung der normalen Lebensdauer kommt. Bei auftretenden Kurz-, Erd- und Windungsschlüssen können Folgefehler minimiert werden.

Die Bandbreite bei Motoren reicht von kleinen Niederspannungsmotoren mit einigen wenigen kW bis hin zu Hochspannungsmotoren mit einigen MW. Für die Auslegung des Schutzsystems sollten die Leistungsgröße des Motors, die Bedeutung des Antriebes für den technologischen Prozess, die Betriebsbedingungen und die Anforderungen des Motorherstellers zu Grunde gelegt werden.

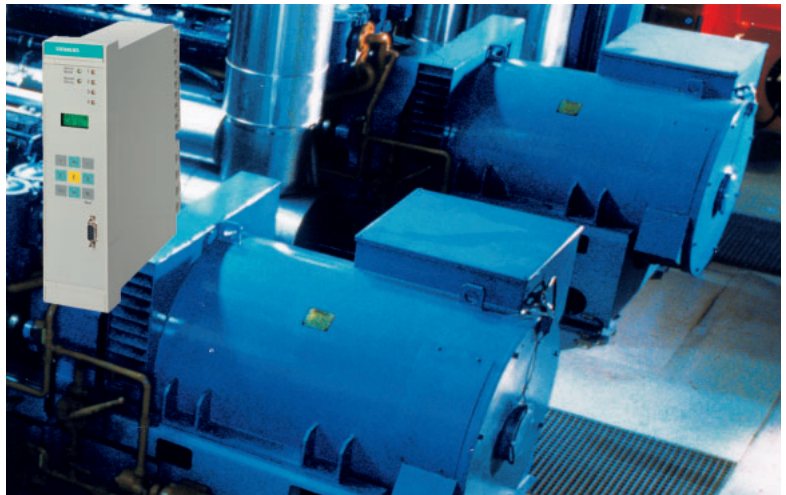
Im Folgenden wird die Einstellung eines SIPROTEC-Schutzgerätes als Motorschutz am Beispiel eines Hochspannungsmotors (10 kV) beschrieben.

### ■ 2. Die Aufgaben des Motorschutzes

Motoren besitzen hinsichtlich ihrer Betriebsbedingungen einige markante Besonderheiten. Diese sind für das Verständnis der vielfältigen Fehlerursachen wichtig und müssen bei der Auslegung des Schutzsystems berücksichtigt werden.

#### 2.1 Schutz des Stators vor thermischer Überbeanspruchung

Die vom Motor während des Betriebes aus dem Energienetz aufgenommene Leistung wird an der Welle als mechanische Leistung an die Arbeitsmaschine abgegeben. Die bei dieser Energieumwandlung in der Wicklung auftretende Verlustleistung ist maßgeblich für die entstehenden Motortemperaturen verantwortlich. Die Verlustwärme ist dabei dem Quadrat des Stromes proportional. Der zeitliche Verlauf der Erwärmung des Motors wird durch seine Wärmespeichereigenschaft und das Wärmeabgabevermögen bestimmt und durch die thermische Zeitkonstante  $\tau$  charakterisiert.



**Bild 1** Multifunktionsschutz SIPROTEC 7SJ602

Insbesondere elektrische Maschinen sind durch länger andauernde Überlastungen gefährdet. Eine thermische Überlastung des Motors führt zu einer Schädigung der Isolierung und damit zu Folgefehlern bzw. Herabsetzung der Gesamtlebensdauer des Motors. Diese Überlastungen können und dürfen durch einen Kurzschlussschutz nicht erfasst werden da hier die möglichen Verzögerungszeiten sehr kurz gewählt werden müssen.

Der Überlastschutz verhindert eine thermische Überbeanspruchung des zu schützenden Motors. Das Gerät 7SJ602 erfasst wahlweise Beanspruchungen bereits vor Eintritt von Überlast (Überlastschutz mit vollständigem Gedächtnis = thermisches Abbild) oder erst nach Überschreiten eines parametrierbaren Anreghostromes (Überlastschutz ohne Gedächtnisfunktion).

#### ■ Überlastschutz ohne Gedächtnis

Im Falle der Wahl des Überlastschutzes ohne Gedächtnis wird die Auslösezeit nach einer einfachen Formel berechnet. Vorbelastungen werden nicht berücksichtigt da die Ströme nur erfasst werden, wenn diese größer als das 1,1-fache des Einstellwertes sind.

$$t = \frac{35}{(I / I_B)^2 - 1} \cdot t_{6IB} \quad \text{für } I > 1,1 I_B$$

|           |   |
|-----------|---|
| $t$       | Auslösezeit   |
| $I$       | Überlaststrom   |
| $I_B$     | parametrierter Schwellenwert  |
| $t_{6IB}$ | parametrierter Zeitfaktor<br>(16-Zeit = Auslösezeit bei Anlegen des 6-fachen des parametrierten Schwellenwertes $I_B$ ) |

- **Überlastschutz mit Gedächtnis**  
Das Gerät errechnet die Übertemperatur gemäß einem thermischen Einkörpermodell nach einer thermischen Differentialgleichung. Dadurch kann die Vorlast mit allen Lastspielen richtig vom Gerät erfasst und ausgewertet werden. Ein solches thermisches Abbild lässt sich an die Überlastbarkeit des geschützten Betriebsmittels optimal anpassen.

### 2.2 Schutz des Rotors vor thermischer Überlastung

Zu den vielfältigen Ursachen für die Entstehung stromverursachter Übertemperaturen bei Motoren gehört schließlich eine unzulässig lange Anlaufzeit bzw. im Grenzfall die Blockierung des Läufers. Solche Zustände werden durch ein zu großes mechanisches Gegenmoment hervorgerufen, wie es z.B. bei überschütteten Mühlen und Brechern oder überlasteten Zentrifugen usw. entstehen kann

- **Anlaufzeitüberwachung**  
Das Schutzgerät verfügt über eine Anlaufzeitüberwachung, die eine sinnvolle Ergänzung des Überlastschutzes von elektrischen Maschinen darstellt. Die Auslösezeit ist stromabhängig. Damit werden auch verlängerte Anlaufzeiten bei verringertem Anlaufstrom infolge von Spannungseinbrüchen beim Zuschalten des Motors richtig bewertet. Die Anlaufzeitüberwachung wird beim Überschreiten eines einzustellenden Stromwertes gestartet. Die Auslösezeit ist abhängig vom tatsächlichen gemessenen Anlaufstrom. Ist die zulässige Festbremszeit kleiner als die Anlaufzeit, so muss zusätzlich über einen Binäreingang die Drehzahl (Motor steht oder dreht sich) abgefragt werden.
- **Wiedereinschaltsperr**  
Die Wiedereinschaltsperr verhindert eine Wiedereinschaltung des Motors, wenn bei diesem Anlauf eine Überschreitung der zulässigen Läufererwärmung zu erwarten ist.  
Die Läufererwärmung eines Motors liegt im Allgemeinen sowohl während des Normalbetriebs als auch bei erhöhten Lastströmen weit unterhalb seiner zulässigen Grenztemperatur. Dagegen wird bei Anläufen und damit verbundenen hohen Anlaufströmen der Läufer wegen seiner kleineren thermischen Zeitkonstanten thermisch stärker gefährdet als der Ständer. Ein erneutes Einschalten des Motors muss verhindert werden, wenn bei diesem Anlauf eine Überschreitung der zulässigen Läufererwärmung zu erwarten ist. Dies ist Aufgabe der Wiedereinschaltsperr.

Da der Läuferstrom nicht direkt messbar ist, wird auf die Ständerströme zurückgegriffen, aus denen die Läufererwärmung indirekt berechnet wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass die thermischen Grenzwerte für die Läuferwicklung bei den vom Motorhersteller angegebenen Daten für den Nenn-Anlaufstrom, die maximal zulässige Anlaufzeit und die Anzahl der zulässigen Anläufe aus kaltem ( $n_k$ ) und aus betriebswarmen ( $n_w$ ) Zustand gerade erreicht werden. Das Gerät berechnet daraus die für das thermische Läuferabbild maßgeblichen Größen und gibt so lange einen Sperrbefehl, bis das thermische Abbild des Läufers einen Wert unterhalb der Wiedereinschaltgrenze erreicht hat und somit ein erneuter Anlauf zulässig wird. Solange ein Sperrbefehl ansteht, wird ein Einschalten über die integrierte Schaltersteuerung des Gerätes verhindert. Eine Rangierung des Sperrbefehls der Wiedereinschaltsperr auf ein Kommandorelais oder eine externe Verknüpfung mit der Schaltersteuerung ist in diesem Falle nicht erforderlich. Wenn der Motor jedoch von einer anderen Stelle her eingeschaltet werden kann, muss ein Ausgangsrelais mit dem Sperrbefehl rangiert und dessen Kontakt in den Einschaltkreis eingeschleift werden.

### 2.3 Schiefkastenschutz

Beim Schutz von Motoren kommt dem Schiefkastenschutz eine besondere Bedeutung zu. Unsymmetrische Belastungen erzeugen in Motoren ein Gegendrehfeld, welches mit doppelter Frequenz auf den Läufer wirkt. Auf der Oberfläche des Läufers werden Wirbelströme induziert, welche zu lokalen Übererwärmungen im Läufer führen.

Bei Absicherung des Motors über Sicherungen ist eine in der Praxis häufige Störung der Ausfall einer Leiterspannung. Der Ständerwicklung wird bei diesem Störfall über die beiden ungestörten Leiter die verkettete Spannung zugeführt. Durch den Motor wird je nach Belastung ein mehr oder weniger kreisförmiges Drehfeld aufrechterhalten, so dass der Motor unter erhöhter Stromaufnahme ein ausreichendes Drehmoment entwickeln kann.

Ferner besteht die Gefahr einer thermischen Überlastung bei unsymmetrischer Netzspannung. Schon kleine Spannungsunsymmetrien führen wegen der kleinen Gegenreaktanzen zu großen Schiefkasteströmen.

Der Schiefastschutz des 7SJ602 filtert aus den zugeführten Leiterströmen die Grundwelle heraus und zerlegt sie in symmetrische Komponenten (Gegensystem  $I_2$  und Mitsystem  $I_1$ ). Zur Erkennung der Schiefast wird das Verhältnis „Gegensystem/Nennstrom ( $I_2/I_N$ )“ ausgewertet. Der Schiefastschutz ist zweistufig aufgebaut. Nach Erreichen einer ersten, einstellbaren Schwelle  $I_{2>}$  wird eine Zeitstufe  $TI_{2>}$  gestartet, nach Erreichen einer zweiten, einstellbaren Schwelle  $I_{2>>}$  die Zeitstufe  $TI_{2>>}$  gestartet. Nach Ablauf einer der Kommandozeiten wird ein Auslösekommando gebildet. Der Schwellwertvergleich kann nur dann durchgeführt werden, wenn der größte der drei Phasenströme mindestens 10 % des Nennstromes beträgt.

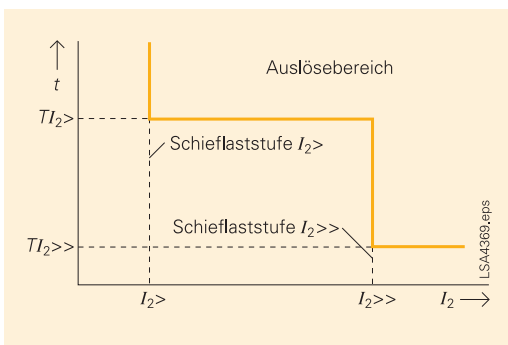


Bild 2 Kennlinie des Schiefastschutzes

#### 2.4 Erdfehlerschutz

Bei der Auslegung des Erdfehlerschutzes ist es wichtig zu wissen, wie der Sternpunkt des Energienetzes beschaltet ist. Auch bei der Auswahl der Schutzgerätehardware muss darauf Rücksicht genommen werden. Hier gibt es das 7SJ602 in zwei Bestellvarianten, die sich in der Gestaltung der Wandlereingänge unterscheiden.

##### 7SJ6021.. / 7SJ6025.. für niederohmig geerdete Netze.

Das Gerät verfügt über einen vierten Eingangsübertrager mit „normaler“ Empfindlichkeit für die Erdstromerfassung. Dieser kann in die Sternpunktzuführung des Stromwandlersatzes oder an einen gesonderten Kabelumbauwandler angeschlossen werden.

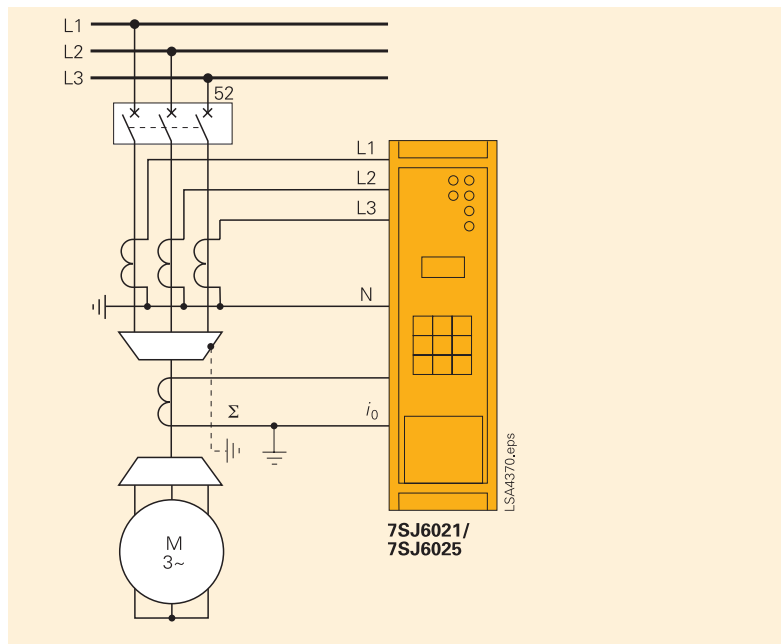


Bild 3 Anschlussbild für niederohmig geerdete Netze

##### 7SJ6022.. / 7SJ6026.. für gelöschte, isolierte oder hochohmig geerdete Netze

Das Gerät verfügt über zwei Phasen-Stromwandler, einen empfindlichen Erdstromeingang und einen Spannungseingang z.B. zur Erfassung der  $U_{en}$  Spannung.

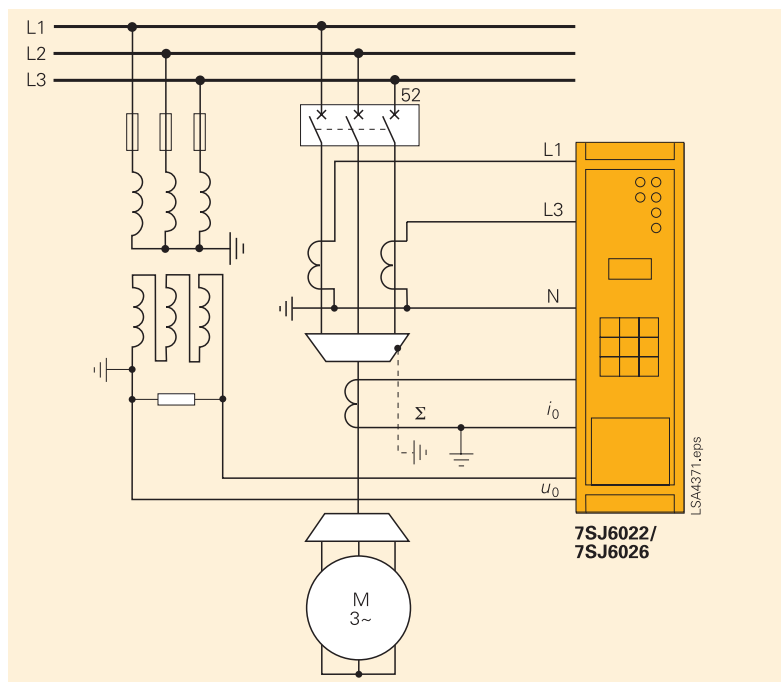


Bild 4 Anschlussbild für gelöschte oder isolierte Netze

Der Erdfehlerschutz erfasst Erdfehler in der Ständerwicklung von Dreiphasenmaschinen. Da Motoren üblicherweise direkt über eine Sammelschiene an das Energienetz geschaltet sind (Sammelschienenschaltung) ist es wichtig zu erkennen, ob der Erdschluss sich im Maschinenabzweig oder auf einem anderen Sammelschienenabzweig befindet.

Bei geerdeten Netzen kann dies üblicherweise anhand der Höhe des Erdstromes eindeutig erkannt werden. Bei einem Fehler in der Maschine fließt der gesamte vom Netz getriebene Erdkurzschlussstrom über die Messstelle des Schutzes. Die Maschine muss schnellstmöglich vom Netz getrennt werden um größere Schäden zu vermeiden. Bei Netzerdfehlern ist der erfasste Erdstrom im Wesentlichen durch die Maschinenkapazitäten bestimmt und damit erheblich kleiner, eine Auslösung darf nicht erfolgen.

In kompensierten, isolierten und niederohmig geerdeten Netzen sollte die Ausführung mit dem empfindlichen Erdstromeingang und der empfindlichen Erdfehlererfassung gewählt werden. Die hochempfindliche Erdfehlererfassung ersetzt dann die Erdstromstufe des Überstromzeitschutzes. Wegen ihrer hohen Empfindlichkeit ist sie nicht geeignet zur Erfassung von Erdkurzschlüssen mit großen Erdströmen (über etwa  $1,6 \cdot I_N$  an den Klemmen für empfindlichen Erdstromanschluss); hier ist der Überstromzeitschutz für Erdstrom einzusetzen.

Ist der Betrag des Erdstromes ausreichend für die Bestimmung des Erdfehlers wird kein Spannungseingang benötigt. Das 7SJ602 verfügt über eine zweistufige Strom/Zeit-Kennlinie die mit den Beträgen des Erdstromes arbeiten. Sie sind daher dort sinnvoll, wo die Höhe des Erdstromes eine Aussage über die Lage des Erdfehlers erlaubt. Dies kann z.B. der Fall sein, bei Maschinen an niederohmig geerdeten Netzen (mit Erdstrombegrenzung).

Bei Maschinen in Sammelschienenschaltung an isolierten Netzen, muss sichergestellt sein, dass die Netzkapazität des vorgelagerten Netzes einen ausreichend großen Erdstrom liefert aber der Erdstrom am Relaisbauort bei netzseitigen Erdschlüssen im Verhältnis klein ist. Anhand des Betrages des Erdstromes kann dann eine Entscheidung über die Lage des Fehlerortes getroffen werden.

Ist dies nicht der Fall, sollte an der Sammelschiene eine zusätzliche Erdstromerzeugungseinrichtung installiert werden. Diese erzeugt bei Erdschluss einen definierten Erdstrom. Mit Hilfe der angeschlossenen Verlagerungsspannung kann dann eine Richtungsentscheidung getroffen werden.

Wird eine Belastungseinrichtung (Erdstromerzeugungseinrichtung) eingebaut, sollte auch nur diese bei der Auslegung der Einstellung angesetzt werden, um unabhängig von Schaltzuständen im Netz zu sein. Bei Maschinen in kompensierten Netzen wird eine Belastungseinrichtung und die Messung der Verlagerungsspannung immer empfohlen um einen sicheren Erdschlussentscheid treffen zu können.

### 2.5 Kurzschlusschutz

Die Aufgabe des Kurzschlusschutzes besteht darin, bei auftretenden Kurzschlüssen durch eine schnelle Abschaltung sowohl eine Ausweitung des Schadens am Motor (Zerstörung des Eisenpaketes usw.) zu verhindern als auch die Auswirkungen auf das Elektroenergiesystem mit den angeschlossenen Verbrauchern (Spannungsunsymmetrie, Spannungseinbrüche usw.) zu minimieren.

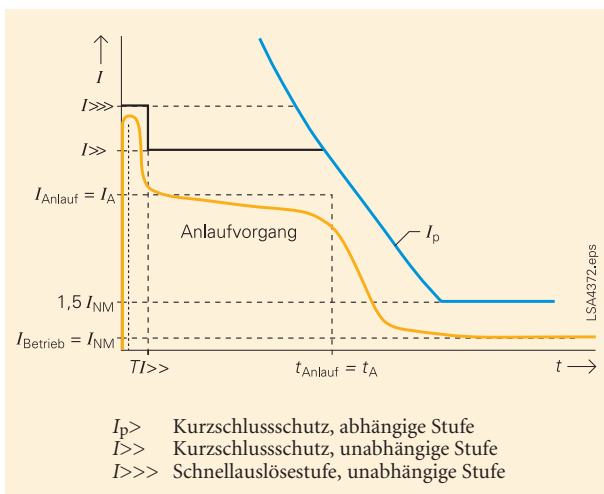
Der Überstromzeitschutz im 7SJ602 kann sowohl als unabhängiger Überstromzeitschutz (UMZ) als auch als stromabhängiger Überstromzeitschutz (AMZ) eingesetzt werden. Für AMZ-Schutz steht wahlweise eine Reihe von in IEC 60255-3 definierten Kennlinien oder von in ANSI-Normen definierten Kennlinien zur Verfügung. Den gewählten Überstromkennlinien kann eine Hochstromstufe  $I_{>>}$ , die immer mit stromunabhängiger Kommandozeit arbeitet, überlagert werden. Darüber hinaus kann in den Phasenzweigen noch eine unverzögerte Schnellauslösestufe  $I_{>>>}$  überlagert werden. Dadurch lässt sich die Auslösekennlinie optimal an das Anlaufverhalten eines Motors anpassen.

Um bei stromstarken Fehlern in der Maschine schnell abschalten zu können verfügt das 7SJ602 über eine spezielle Schnellauslösestufe. Die  $I_{>>>}$ -Stufe muss sicher oberhalb des Einschaltstromes des Motors eingestellt werden, damit nicht bereits eine Einschaltung des Motors zu einer Auslösung führt. Erfahrungswerte zeigen, dass die Einschaltströme etwa das 1,5- bis 1,6-fache des Anlaufstromes betragen können.

Die  $I_{>>}$ -Stufe sollte oberhalb des Motoranlaufstromes eingestellt werden, damit sie nicht durch diesen zur Auslösung kommt. Mit der Verzögerungszeit  $TI_{>>}$  muss die Dauer des Einschaltstromes berücksichtigt werden. Da der Einschaltstrom nur einige ms andauert, kann  $TI_{>>}$  mit ca. 50 ms gewählt werden.

Bei der Funktion des Überstromschutzes sollte eine abhängige Kennlinie gewählt werden, da diese besser an das Betriebsverhalten des Motors angepasst werden kann.

Der abhängige Kurzschlusschutz  $I_p >$  dient zum Schutz des Motors vor Kurzschlüssen während des Betriebes im eingeschwungenen Zustand (nach Hochlauf). Je höher der Kurzschlussstrom ist, desto schneller wird ausgelöst. Als Auslösekennlinie sollte die Extrem invers Kennlinie gewählt werden.



**Bild 5** Stromkennlinie bei Motoranlauf

### 3. Einstellungen

Berechnungsbeispiele orientieren sich an den folgenden Motordaten:

#### Motor-/Anlagendaten

|   |                         |
|---|-------------------------|
| Stromwandler Phase $I_{NPRI}/I_{NSEK}$      | 100 A/1 A               |
| Stromwandler Erde (60/1) $I_{EE}/I_{PH}$    | 0,6 (Kabelumbauwandler) |
| Spannungswandler                            | 10 kV/100 V             |
| Motornennstrom $I_{NM}$                     | 74 A                    |
| max. zulässige Schiefast                    | 10 %                    |
| zulässige Schiefastdauer                    | 15 s                    |
| therm. dauernd zul. Strom $I_{Max}$         | $1,1 \cdot I_{NM}$      |
| thermische Ständerzeitkonstante $\tau_{th}$ | 40 min                  |
| Verlängerungsfaktor Stillstand $k_\tau$     | 5                       |
| Anlaufstrom $I_A$                           | $5 \cdot I_{NM}$        |

Bei den Anlagendaten werden Daten der Anlage bzw. des zu schützenden Betriebsmittel eingegeben. Einige die im Besonderen die Motorschutzfunktionen betreffen sind hier nochmals kurz herausgegriffen.

Für einige Schutzfunktionen ist es wichtig zu erkennen, ob der Leistungsschalter geschlossen oder geöffnet ist. Als Kriterium hierfür wird das Über- bzw. Unterschreiten einer Stromschwelle verwendet. Der Einstellwert gilt für alle drei Phasen. Wird in einer Phase der parametrisierte Stromwert überschritten, wird der LS als geschlossen angesehen.

Bei Maschinen muss dieser Wert kleiner als der minimale Leerlaufstrom der Maschine gewählt werden.

Motordaten sind im Allgemeinen auf Motornennstrom bezogen. Damit die Einstellungen für Motorschutzfunktionen direkt als bezogene Größen angegeben werden können, muss dem 7SJ602 in den Anlagendaten ein Anpassfaktor mitgeteilt werden.

Beispiel:

Stromwandler 100 A/1 A  
 Motornennstrom  $I_{NM} = 74$  A

- Verhältnis Motornennstrom zu Wandlernennstrom  
 $I_m = I_{NM}/I_{WDLN} = 0,74$  [aus Wandlerdaten]  
 Ebenfalls bereits in den Anlagendaten wird der Anlaufstrom des Motor im 7SJ602 voreingestellt. Der Anlaufstrom wird als ein auf den Motornennstrom ( $I_{NM}$ ) bezogener Wert vorgegeben.  
 Er hängt von Größe und Beschaffenheit des Motors ab und liegt bei einem normalen lastfreien Anlauf in der Größenordnung von  $5 \cdot I_{NM}$ .

- Motoranlaufstrom bezogen auf Motornennstrom  
 $I_a = 5$  [aus Motor-Datenblatt]  
 Im 7SJ602 wird die Anlaufzeit des Motors in den Anlagendaten voreingestellt. Nach dieser Zeit muss der Anlaufstrom sicher unterschritten sein.
- Motoranlaufzeit  
 $t_{ANL} = 4,3$  s [aus Motor-Datenblatt]

#### 3.1 Der Überlastschutz

Für den Überlastschutz soll die Belastung vor Eintritt der Überlast berücksichtigt werden. D.h. es muss die Überlastfunktion mit vollem Gedächtnis verwendet werden.

Das Gerät errechnet die Übertemperatur gemäß einem thermischen Einkörpermodell nach der thermischen Differentialgleichung:

$$\frac{d\Theta}{dt} + \frac{1}{\tau_{\eta}} \cdot \Theta = \frac{1}{\tau_{th}} \cdot I^2$$

- $\Theta$  aktuelle Übertemperatur bezogen auf die Endtemperatur bei maximal zulässigem Leitungsstrom  $k \cdot I_N$
- $\tau_{th}$  thermische Zeitkonstante der Erwärmung des Schutzobjektes
- $I$  aktueller effektiver Strom bezogen auf den maximal zulässigen Strom  $I_{max} = k \cdot I_N$

Nachfolgende Parameter müssen eingestellt werden:

- Einstellwert des k-Faktors =  $I_{\max}/I_{\text{NWandler}}$   
 $I_{\max}$  = therm. dauernd zulässiger maximaler Strom =  $1,1 \cdot I_{\text{NM}} = 81,4 \text{ A}$   
 $k = 0,82$
- Einstellwert der thermischen Zeitkonstanten  $\tau_{\text{th}}$  in Minuten  
 $\tau_{\text{th}} = 40 \text{ min}$  [aus Motor-Datenblatt]

Für Motoren wird häufig anstelle der Zeitkonstanten die  $t_6$ -Zeit, d.h. die zulässige Zeit beim 6-fachen des zulässigen Dauerstromes, angegeben. Daraus kann wie folgt das  $\tau_{\text{th}}$  errechnet werden:

$$\text{Einstellwert } \tau_{\text{th}} [\text{min}] = \frac{t_6}{60} \cdot 36 = 0,6 \cdot \frac{t_6}{s}$$

- Verlängerungsfaktor  $k_{\tau}$  zwischen Zeitkonstante bei Stillstand und Lauf des Motors  
 $k_{\tau} = 5$  entsprechend Motorangabe
- Warnübertemperatur in Prozenten der Auslöseübertemperatur  $\Theta_{\text{WARN}}/\Theta_{\text{AUS}}$   
 $\Theta_{\text{WARN}} = 90 \%$  [Voreinstellung]

Zusätzlich bietet das 7SJ602 die Möglichkeit eine externe Thermobox an das Gerät anzuschließen. Dadurch besteht die Möglichkeit die Kühlmittel- bzw. Umgebungstemperatur des Schutzobjektes über die serielle Schnittstelle in das Gerät einzukoppeln und in der Überlastberechnung mit zu berücksichtigen.

### 3.2 Anlaufzeitüberwachung

Die Anlaufzeitüberwachung interpretiert das Überschreiten des Stromwertes  $I_{a>}$  als Motoranlauf. Demzufolge muss dieser Wert so gewählt werden, dass er während des Motoranlaufs unter allen Last- und Spannungsbedingungen vom tatsächlichen Anlaufstrom sicher überschritten wird, aber bei zulässiger, kurzzeitiger Überlast nicht erreicht wird außerdem muss er oberhalb des maximalen Laststromes projektiert werden. Der Einstellwert bezieht sich auf den Motornennstrom. Üblich ist etwa der halbe Wert des Nennanlaufstromes. Wenn der Anlaufstrom also  $5 \cdot$  Motornennstrom ( $I_{\text{NM}}$ ) beträgt, wird  $I_{a>}$  auf  $2,5 \cdot$  Motornennstrom eingestellt. Die Auslösezeit berechnet sich quadratisch nach der Stromhöhe:

$$t_{\text{aus}} = t_{\text{ANL}} \cdot \left( \frac{I_a}{I} \right)^2 \quad \text{mit } I > I_a >$$

$t_{\text{aus}}$  tatsächliche Auslösezeit zum fließenden Strom  $I$   
 $t_{\text{ANL}}$  max. Anlaufzeit  
 $I$  tatsächlich fließender Strom (Messgröße)  
 $I_a$  Nenn-Anlaufstrom des Motors

Nachfolgende Parameter müssen eingestellt werden:

- Anlaufstromschwelle  $I_{a>}$  für die Anlaufzeitüberwachung, bezogen auf Motornennstrom  $I_{\text{NM}}$   
Mit  $I_a = 5 \cdot I_{\text{NM}}$  Motorendaten – eingegeben bei Anlagendaten  
 $I_{a>} = 0,5 \cdot I_a = 2,5 \cdot I_{\text{NM}}$

Sollte die Anlaufzeit die Auslösezeit des Überstromzeitschutzes überschreiten, besteht die Möglichkeit während des Anlaufs nach 70 ms den Überstromzeitschutz zu blockieren.

- Blockierung der  $I > I_p$  Stufen bei Anlauf  
**NEIN**

Ist die zulässige Festbremszeit kleiner als die Anlaufzeit, so muss zusätzlich über einen Binäreingang die Drehzahl (Motor steht oder dreht sich) abgefragt werden.

### 3.3 Wiedereinschaltsperr

Maßgebend für die Wiedereinschaltgrenze ist die Nachbildung der Läuferfermentperatur. Die dazu notwendigen Kenngrößen, wie Anlaufstrom, Motornennstrom und maximal zulässige Anlaufzeit werden bei den Anlagendaten projektiert.

Nachfolgende Parameter müssen bei der Wiedereinschaltsperr zusätzlich noch eingestellt werden:

- Läuferfermentperatur Ausgleichszeit  
Da die thermische Zeitkonstante des Läufers bedeutend geringer ist als die des Ständers, ist für die Läuferfermentperaturausgleichszeit meist ein Wert von 1 min (Voreinstellung) praktikabel.  
 $t_{\text{AUSG}} = 1 \text{ min}$  [Erfahrungswert]
- Anzahl der maximal zulässigen Warmanläufe  
 $nW = 2$  [Erfahrungswert]

Sind keine Vorgaben aus dem Motor-Datenblatt vorhanden kann hier der Erfahrungswert 2 eingestellt werden

- Differenz zwischen der Anzahl maximal zulässiger Kaltanläufe und der Anzahl maximal zulässiger Warmanläufe  
 $nK - nW = 1$  [Erfahrungswert]  
Sind keine Vorgaben aus dem Motor-Datenblatt vorhanden kann hier der Erfahrungswert 1 eingestellt werden
- Faktor für die thermische Abkühlzeit des Läufers bei Stillstand der Maschine  
Die verringerte Kühlung während des Motorstillstandes bei Motoren mit Eigenbelüftung wird durch den Faktor  $k_{\tau\text{STI}}$  (bezogen auf die Zeitkonstante bei Leerlauf) berücksichtigt. Als Kriterium für den Stillstand des Motors gilt das Unterschreiten der Stromschwelle, die bei den Anlagendaten als LS  $I >$  eingestellt worden ist.

Bei fremdbelüfteten Motoren kann 1 eingestellt werden.

$$k_{\tau\text{STI}} = 5 \quad [\text{Erfahrungswert}]$$

Sind keine Vorgaben aus dem Motor-Datenblatt vorhanden kann hier der Erfahrungswert 5 eingestellt werden

- Faktor für die thermische Abkühlzeit des Läufers bei laufender Maschine  
 Dieser Faktor berücksichtigt die unterschiedliche Abkühlung eines belasteten, laufenden Motors gegenüber der eines abgeschalteten Motors. Er ist wirksam, sobald der Strom  $I_2 >$  (eingestellt unter Anlagendaten) überschreitet. Bei  $k_{\tau\text{BET}} = 1$  ist Erwärmungs- und Abkühlzeitkonstante unter Betriebsbedingungen gleich.  
 $k_{\tau\text{BET}} = 2$  [Erfahrungswert]  
 Sind keine Vorgaben aus dem Motor-Datenblatt vorhanden kann hier der Erfahrungswert 2 eingestellt werden
- Mindestsperrzeit für die Wiedereinschaltung  
 Der Wert für die Mindestsperrzeit  $t_{\text{SPER}}$  richtet sich nach den Vorgaben des Motorherstellers bzw. den Betreiberforderungen. Er muss größer als die Ausgleichszeit  $t_{\text{AUSG}}$  sein.  
 $t_{\text{SPER}} = 6 \text{ min}$  [Annahme]

### 3.4 Schiefllastschutz

Bei elektrischen Maschinen kommt dem Schiefllastschutz eine besondere Bedeutung zu.

Die unabhängige Charakteristik ist zweistufig aufgebaut. Nach Erreichen einer ersten, einstellbaren Schwelle  $I_2 >$  wird eine Anregemeldung abgegeben und eine Zeitstufe  $T I_2 >$  gestartet, nach Erreichen einer zweiten Stufe  $I_2 >>$  eine weitere Meldung abgesetzt und die Zeitstufe  $T I_2 >>$  gestartet. Nach Ablauf einer der Verzögerungszeiten wird ein Auslösebefehl abgegeben. Die  $I_2 >>$  Stufe ist bei einer geringen Empfindlichkeit und einer sehr kurzen Auslösezeit z.B. gut geeignet auf Fehler im sekundären Wandlerkreis.

Die voreingestellten Werte für Anregung und Zeitverzögerung sind meist ausreichend. Falls vom Maschinenhersteller Werte über die dauernd zulässige Schiefllast und die Dauer der Belastbarkeit in Abhängigkeit von der Höhe der Schiefllast vorliegen, sind diese zu bevorzugen.

Die Prozentwerte beziehen sich auf den Nennstrom des Wandlers.

- Ansprechwert der Stufe  $I_2 >$  (bezogen auf den Wandlernennstrom  $I_N$ )  
 $I_2 > = 10 \%$  [aus Motor-Datenblatt]
- Auslöseverzögerung der Stufe  $I_2 >$   
 $T I_2 > = 15 \text{ s}$  [aus Motor-Datenblatt]

- Ansprechwert der Stufe  $I_2 >>$   
 $I_2 >> = 50 \%$  [Voreinstellung]
- Auslöseverzögerung der Stufe  $I_2 >>$   
 $T I_2 >> = 1 \text{ s}$  [Voreinstellung]

### 3.5 Erdschlussschutz

Der Erdschlussschutz erfasst Erdschlüsse in der Ständerwicklung von Dreiphasenmaschinen. Die Gestaltung des Erdfehlerschutzes ist davon abhängig wie der Sternpunkt des Energienetzes beschaltet ist. Der Sternpunkt des Motors soll im Folgenden immer isoliert aufgebaut sein. Das 7SJ602 ist sowohl für Netze mit geerdetem Sternpunkt als auch für Netze mit isoliertem, kompensiertem oder niederohmig geerdetem Sternpunkt geeignet. Zwei Hardware-Varianten decken all diese Netzformen ab. Dies muss bei der Bestellung berücksichtigt werden.

Im Folgenden soll die Einstellung des Erdschlussschutzes für einen Motorabzweig in einem isoliert aufgebauten 10-kV-Netz veranschaulicht werden.

Da es sich um ein isoliertes Netz handelt sollte die Variante mit einer empfindlichen Erdfehlererkennung gewählt werden.

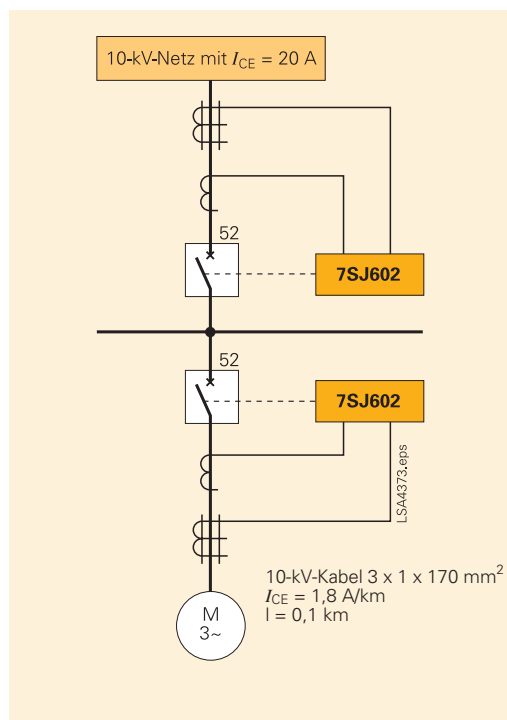


Bild 6 Applikationsbeispiel Motorschutz

In unserem Beispiel wird angenommen, dass das einspeisende 10-kV-Energienetz eine entsprechende Größe aufweist und bei Erdschluss ein kapazitiver Erdschlussstrom  $I_{CE}$  von ca. 20 A zur Fehlerstelle fließt. Die Information über die Höhe des kapazitiven Erdschlussstromes muss vom Netzbetreiber erfragt werden. Natürlich liefert auch der Motorabzweig einen Erdschlussstrom. Der Motorabzweig soll über ein 100 m langes 10-kV-Kabel angeschlossen sein. Der Erdschlussstrom des Motorabzweiges errechnet sich wie folgt:

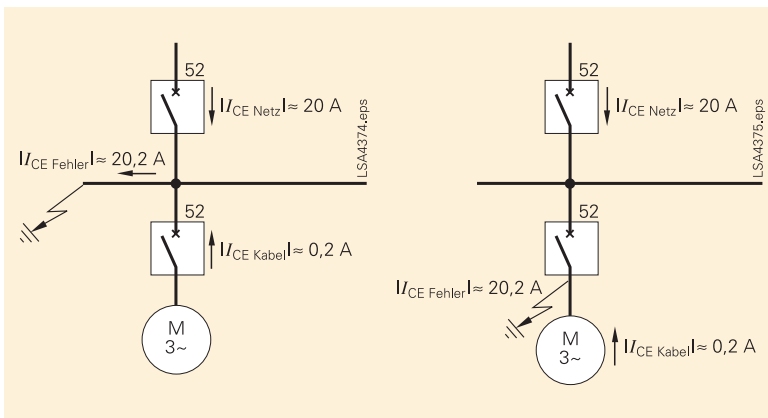
$$I_{CEKabel} = I'_{CE} \cdot l$$

$$I'_{CE} = 1,8 \text{ A/km (aus Datenblatt des Kabels)}$$

$$l = 0,1 \text{ km}$$

$$I_{CEKabel} \approx 0,20 \text{ A}$$

Dadurch ergibt sich nachfolgend dargestellte Erdschlussstrom Verteilung



**Bild 7** Erdschluss-Stromverteilung in Abhängigkeit vom Fehlerort

Aus den Stromverteilungen kann man erkennen, dass anhand der Beträge des Erdschlussstromes bereits eine eindeutige Fehlerlokalisierung möglich ist.

Bei Erdschluss auf der Sammelschiene soll nur das 7SJ602 im Einspeisefeld anregen. Befindet sich die Fehlerstelle im Motorabzweig soll sowohl das 7SJ602 im Einspeisefeld als auch im Motorabgang anregen. Dadurch kann in diesem Beispiel nur über die Höhe des Erdstromes eine Aussage über die Lage erfolgen.

Als Anregeschwelle ergibt sich für den Motorabgang folgender Einstellvorschlag: Aus Sicherheitsgründen sollte nicht von  $I_{CEges}$  ausgegangen werden, da sich dieser z.B durch Netzabschaltungen verkleinern kann. Als Ansatz kann hier  $I_{EE>} \approx 0,5 \cdot I_{CE}$  gewählt werden

Soll ein Erdschluss nicht zu einer Auslösung führen, kann die Funktion  $I_{EE>}$  auch nur auf Melden eingestellt werden. Wenn keine zweite Anregeschwelle benötigt wird kann  $I_{EE>>}$  auf unwirksam gestellt werden.

Ist der Betrag des Erdstromes für die Fehlerortbestimmung nicht ausreichend kann eine Erdschlussrichtungsbestimmung projektiert werden. In diesem Fall ist ein Spannungseingang ( $U_{en}$ ) zwingend erforderlich.

Bei der empfindlichen Erdfehlerrichtungsbestimmung ist nicht der Betrag des Stromes maßgebend, sondern der Anteil des Stromes senkrecht zu einer einstellbaren Richtungskennlinie (Symmetrieachse). Für die Richtungsbestimmung ist das Überschreiten der Verlagerungsspannungsstufe  $U_E$  und eines ebenfalls parametrierbaren, die Richtung bestimmenden Stromanteils (Wirk-  $[\cos \phi]$  oder Blindanteil  $[\sin \phi]$ ), Voraussetzung.

Bei elektrischen Maschinen in Sammelschienen-schaltung am isolierten Netz kann man  $\cos \phi$  für die Messart einstellen und einen Korrekturwinkel von etwa  $+45^\circ$ , da hier der Erdschlussstrom oft aus einer Überlagerung des kapazitiven Erdschlussstromes vom Netz und dem ohmschen Strom eines Belastungswiderstandes zusammengesetzt ist.

### 3.6 Kurzschlusschutz

Der Kurzschlusschutz ist die Haupt-Schutzfunktion des 7SJ602. Er besitzt insgesamt drei Stufen für Leiterströme und zwei Stufen für den Erdstrom. Die Überstromstufe ( $I>$ ) kann wahlweise mit stromunabhängiger (UMZ) oder mit stromabhängiger (AMZ) Kommandozeit arbeiten. Die Hochstromauslösung ( $I>>$ ) und die Schnellauslösung ( $I>>>$ ) arbeitet immer mit einer stromunabhängigen Kommandozeit.

Für den Kurzschlusschutz eines Motors ist zu beachten, dass der Einstellwert  $I>>>$  kleiner als der kleinste (2-polige) Kurzschlussstrom und größer als der größte Anlaufstrom sein muss. Da der maximal auftretende Einschaltstrom in der Regel auch bei ungünstigen Verhältnissen unter  $1,6 \times$  Nennanlaufstrom liegt, ergibt sich für die Kurzschlussstufe  $I>>>$  folgende Einstellbedingung:

$$1,6 \times I_{Anlauf} < I>>> < I_{k2pol}$$

Als Sicherheitsabstand sollte der Einstellwert etwa 30 % oberhalb des zu erwartenden Anlaufstroms gewählt werden.

$$I>>> = 2,0 \cdot I_A = 2,0 \cdot 5 \cdot I_{NM} = 2,0 \cdot 5 \cdot 74/100 \cdot I_N \approx 7,4 I_N$$

- Ansprechwert der Schnellauslösestufe  $I>>> = 7,4 \cdot I_N$



Die Einstellung der  $I_{>>}$  orientiert sich am Motoranlaufstrom. Damit ein ordnungsgemäßer Anlauf sicher nicht zur Auslösung führt, sollte hier ein Sicherheitsfaktor von ca. 1,5 angesetzt werden.

$$1,5 \cdot I_{\text{Anlauf}} < (I_{>>}) < (I_{>>>})$$

Die  $I_{>>}$  sollte oberhalb des Motoranlaufstromes eingestellt werden, damit sie nicht durch diesen zur Auslösung kommt.

$$I_{>>} = 1,5 \cdot I_A = 1,5 \cdot 5 \cdot I_{NM} = 1,5 \cdot 5 \cdot 74/100 \cdot I_N \approx 5,5 I_N$$

- Ansprechwert der Hochstromstufe

$$I_{>>} = 5,5 \cdot I_N$$

Die Verzögerungszeit für die Hochstromstufe sollte solange verzögert werden bis der max. Einschaltstrom sicher abgeklungen ist. Werte aus dem Motor-Datenblatt sind den in dieser Applikation getroffenen Annahmen bzw. verwendeten Erfahrungswerten immer vorzuziehen

- Auslöseverzögerung der Hochstromstufe

$$T_{I_{>>}} = 50 \text{ ms}$$

Bei der Funktion des Überstromschutzes sollte eine abhängige Kennlinie gewählt werden, da diese besser an das Betriebsverhalten des Motors angepasst werden kann.

Der abhängige Kurzschlusschutz  $I_p$  dient zum Schutz des Motors vor Kurzschlüssen während des Betriebes im eingeschwungenen Zustand (nach Hochlauf). Je höher der Kurzschlussstrom ist, desto schneller wird ausgelöst. Als Auslösekennlinie sollte die Extrem invers Kennlinie gewählt werden.

Für die Einstellung der Überstromstufe  $I_p$  ist vor allem der maximal auftretende Betriebsstrom maßgebend. Anregung durch Überlast muss ausgeschlossen sein, da das Gerät in dieser Betriebsart mit entsprechend kurzen Kommandozeiten als Kurzschlusschutz, nicht als Überlastschutz arbeitet.

$$I_p = 1,5 \cdot I_{NM}/1,1 = 1,5/1,1 \cdot 74/100 \cdot I_N \approx 1,0 I_N$$

- Zeitmultiplikator für die Phasenströme

$$T_p = 1,5 \text{ s}$$

- Einstellwert der Überstromstufe  $I_p$  für die Phasenströme

$$I_p = 1,0 I_N$$

#### ■ 4. Zusammenfassung

An diesem Einstellbeispiel ist ersichtlich dass mit einem SIPROTEC Schutzgerät ein umfassender Schutz eines Motors realisiert werden kann, und damit neben dem eigentlichen Schutz des Betriebsmittels auch ein Schutz des übrigen Energienetzes vorhanden ist.

Aus schutztechnischer Sicht bietet das Gerät neben dem Kurzschlusschutz auch weitergehende Schutzfunktionen für Motoren kleiner Leistungsklassen. Da alle Schutzfunktionen in einem Gerät vorhanden sind wird der Aufwand für Anschluss und Prüfung minimiert.

Die Voreinstellungen des Gerätes sind so gewählt, dass der Anwender viele Werte, wenn nicht besser bekannt, übernehmen kann. Für die Einstellung benötigte Werte sind im wesentlichen Daten des Motordatenblattes was die Einstellung sehr erleichtert.



## Schutz eines Generators bis 5 MW

### 1. Einleitung

Kleinkraftwerke leisten einen nicht zu vernachlässigenden Beitrag an der Stromerzeugung. Den größte Anteil der Netzeinspeisung haben derzeit noch die Wasserkraftwerke obwohl die höchsten Zuwächse bei den Anlagen die Nutzung der Windenergie erfahren hat.

Für den sicheren Betrieb dieser Betriebsmittel ist der elektrische Schutz unerlässlich.

Der Schutzbereich muss in einem vernünftigen Verhältnis zu den gesamten Anlagenkosten und der Wichtigkeit der Anlage stehen.

Der Anlagentyp, die Ausführung des Generators und der Zusatzeinrichtungen, die Leistungsgröße und die Gestaltung der Netzanbindung beeinflusst den Umfang und die Auswahl der Schutzfunktionen. Folgende Tabelle zeigt einen Überblick über die verwendeten Schutzfunktionen in Abhängigkeit von der Generatorleistung.



Bild 1 SIPROTEC Maschinenschutz

|  | für Wasserkraftgeneratoren |                 |                  |            | für Diesel- und Turbogeneratoren |                 |                  |            |
|--|----------------------------|-----------------|------------------|------------|----------------------------------|-----------------|------------------|------------|
|  | bis 300 kVA                | 300 bis 700 kVA | 700 bis 1500 kVA | > 1500 kVA | bis 300 kVA                      | 300 bis 700 kVA | 700 bis 1500 kVA | > 1500 kVA |
| Therm. und kurzverzögerter Schnellauslöser sowie Arbeitsstromauslöser für $U\sim$ am Generatorschalter | x                          | –               | –                | –          | x                                | –               | –                | –          |
| nur Arbeitsstromauslöser für $U\sim$ am Generatorschalter  | –                          | x               | x                | x          | –                                | x               | x                | x          |
| Spannungssteigerungsschutz   | x                          | x               | x                | x          | –                                | –               | x                | x          |
| Rückleistungsschutz  | –                          | –               | –                | –          | x                                | x               | x                | x          |
| Überstromzeitschutz  | –                          | x               | x                | x          | –                                | x               | x                | x          |
| Differentialschutz   | –                          | –               | –                | x          | –                                | –               | –                | x          |
| Läufer-Erdschlusschutz   | –                          | –               | –                | x          | –                                | –               | –                | x          |
| Hilfsgleichspannung für Schutz erforderlich?   | –                          | x               | x                | x          | –                                | x               | x                | x          |

Tabelle 1 Schutzfunktionen bei Kleinkraftwerken

■ 2. Schutzkonzept

Auch bei Kleinkraftwerken kann man gemäß Bild 2 von den Grundschaltungen: der Sammelschienen- und der Blockschaltung ausgehen.

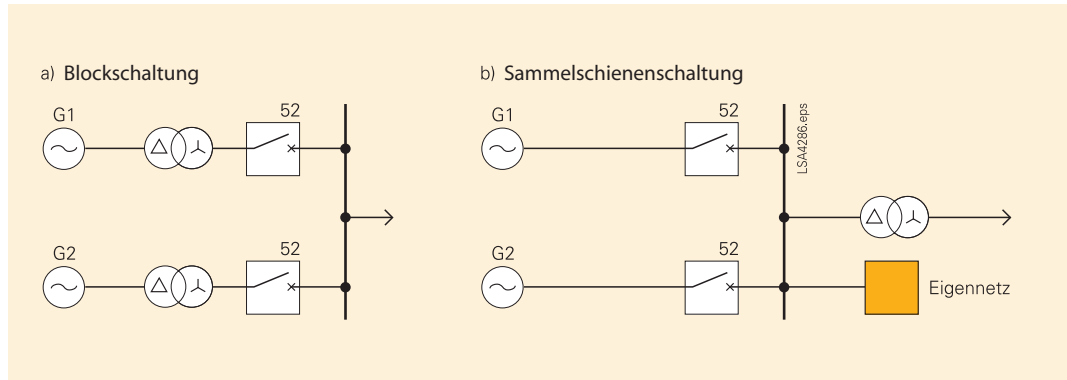


Bild 2 Anlagengrundschaltungen

| Fehlerart                     | Fehlerursache  | Schutzfunktion  | Bemerkungen   |
|-------------------------------|--|---|---|
| Überlastung                   | $S_{ab} > S_{erzeugt}$<br>Reglerfehler<br>Fehlbedienung  | thermischer Überlastschutz ( $I^2t$ )   | Bewertung des Stromeffektivwertes mit Vorlasterfassung  |
| Kurzschluss (2- oder 3-polig) | Isolationsalterung<br>Wicklungsverschiebungen<br>Überspannungen<br>Fertigungsfehler                                  | Überstromzeitschutz ( $I >$ )<br>Differentialschutz ( $\Delta I$ )  | Zeitverzögerung muss mit dem Netzschutz koordiniert werden  |
| Erdschluss (Ständer)          | gleiche Fehlerursache wie beim Kurzschluss   | Ständererdschlusschutz<br>$U_0 >$ bei Blockschaltung<br>Erdschlussrichtung bei Sammelschienen-schaltung ( $/U_E, I_E$ ) | Der Schutzbereich (etwa 80 %) wird durch die Anlagenbedingungen bestimmt (siehe Diskussionen im Text)   |
| Erdschluss (Läufer)           | Isolationsalterung<br>Wicklungsverschiebung<br>Bürstenabrieb auf der Schleifringoberfläche<br>Materialermüdung       | Läufererdschlusschutz mit netzfrequenter Signaleinkopplung in den Läuferkreis   | Einsatz ab 5 MW, wenn Schleifringe vorhanden; unter 5 MW wahlweise                                      |
| Rückleistung                  | Antriebsausfall<br>Stillsetzung  | Rückleistungsschutz ( $-P$ )  | nur bei Dampf- und Dieselantrieb notwendig  |
| Drehzahlabweichungen          | undichte Dampfventile<br>plötzliche Wirkleistungsänderungen<br>Überlastung   | Frequenzschutz ( $f >$ bzw. $f <$ )   | ab 5 MW $f >$ und $f <$<br>unter 5 MW bisher nur $f >$ ; $f <$ wird ebenfalls empfohlen, wenn verfügbar |
| Überspannung                  | Reglerfehler bzw. manuelle Fehlbedienung   | Überspannungsschutz ( $U >$ )   | Bewertung der verketteten Spannung  |
| unzulässige Unterregulung     | Fehler im Erregerkreis<br>untererregte Fahrweise (hoher Blindleistungsbedarf im Netz)<br>Fehlbedienung, Reglerfehler | Untererregungsschutz (z.B. $-Q$ , bzw. $Z$ )  | Einsatz ab 5 MW<br>unter 5 MW bisher nicht üblich; wenn Funktion verfügbar, wird Einsatz empfohlen      |
| unsymmetrische Last           | unterschiedliche Belastung der Leiter  | Schiefelastschutz ( $I_2 >$ )   | Einsatz ab 5 MW; unter 5 MW bisher nicht üblich; wenn möglich, wird Einsatz empfohlen                   |

Bei der **Blockschaltung** wird der Generator über einen Transformator an die Sammelschiene der höheren Spannungsebene angekoppelt. Bei mehreren parallelen Blöcken sind die Generatoren durch die Transformatoren galvanisch getrennt.

Bei der **Sammelschienen-schaltung** speisen mehrere Generatoren auf eine gemeinsame Sammelschiene und danach wird über einen Transformator in die nächst höhere Spannungsebene eingespeist. Die Generatoren sind dabei galvanisch miteinander verbunden.

Aufgrund der geringen Gesamtanlagenkosten wird man sich bei **Kleinkraftwerken häufig** für die Sammelschienen-schaltung entscheiden. Daher wird diese Applikation im weiteren Verlauf näher beleuchtet.

In Tabelle 2 sind die für Kleinkraftwerke tauglichen und zugleich anzuwendenden Schutzfunktionen auf heutigem Kenntnisstand dargestellt. Zur Fehlerart wird die Fehlerursache und die zu nutzende Schutzfunktion genannt sowie allgemeine Hinweise zur Anwendung bzw. zu Besonderheiten der Schutzfunktion gegeben.

Tabelle 2 Fehlerarten, Schutzfunktionen

### 3. Applikationen

Aus Tabelle 1 ist zu ersehen, dass auch bei Kleinmaschinen < 5 MW bereits Geräte mit mehreren Schutzfunktionen einzusetzen sind. Gemäß dem Stand der Technik kommen numerische Schutzgeräte zum Einsatz.

Bei der Auswahl passender Geräte stehen aus dem SIPROTEC-Spektrum verschiedene Möglichkeiten zur Wahl. Wie Tabelle 3 zeigt sind 7SJ-Geräte durchaus geeignet einfache Schutzfunktionen für kleine Maschinen zu erfüllen.

Der entscheidende Vorteil des 7UM6\*-Maschinenschutzgerätes liegt in dem Nachführen der Abtastfrequenz. Damit die Schutz- und Messfunktionen in einem weiten Frequenzbereich richtige Ergebnisse liefern, wird die tatsächliche Frequenz kontinuierlich gemessen und die Abtastfrequenz für die Messgrößenverarbeitung nachgeführt. Dies sichert die Messgenauigkeit im Frequenzbereich von 11 Hz bis 69 Hz. Außerdem kann aus einer Vielzahl von zusätzlichen Schutzfunktionen gewählt werden.

Sollte die Forderung nach einem Differentialschutz bestehen und die entsprechenden Wandlersätze vorhanden sein empfiehlt sich der Einsatz eines 7UM62-Gerätes. Da der Differentialschutz erst bei Maschinen oberhalb 5 MW üblich ist, betrachten wir im nebenstehenden Beispiel den Einsatz eines SIPROTEC 7UM61-Gerätes für einen 5 MW-Generator in Sammelschienenschaltung.

### 4. Einstellungen

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Schutz- und Zusatzfunktionen gemäß Tabelle 3 erläutert und Hinweise zu den Einstellwerten gegeben. Die Berechnungsbeispiele orientieren sich an der in Bild 3 gezeigten Referenzanlage. Beim Auslösekonzept wird davon ausgegangen, dass der Schutz direkt die Auslösebetätigung (Leistungsschalter, Entregung, Turbinenschnellschluss bzw. Dieselaustellung) vornimmt.

#### 4.1 Thermischer Überlastschutz

Der Überlastschutz verhindert eine thermische Überbeanspruchung der Ständerwicklungen der zu schützenden Maschine. Das Gerät errechnet die Übertemperatur gemäß einem thermischen Einkörpermodell nach der thermischen Differentialgleichung und berücksichtigt sowohl die Vorgeschichte einer Überlast als auch die Wärmeabgabe an die Umgebung.

Nach Erreichen einer ersten, einstellbaren Schwelle wird eine Warnmeldung abgegeben, um z.B. eine rechtzeitige Lastreduzierung zu veranlassen. Die zweite Übertemperaturgrenze trennt die Maschine vom Netz. Beispielsweise kann die Umgebungs- bzw. Kühlmitteltemperatur über die PROFIBUS-DP-Schnittstelle eingegeben werden.

| Schutzfunktionen   | ANSI     | 7SJ60 | 7SJ61           | 7SJ62           | 7SJ63/64        | 7UM61           |
|--|----------|-------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Ständer-Überlastungsschutz   | 49       | X     | X               | X               | X               | X               |
| Erdschlussschutz<br>ungerichtet<br>gerichtet                             | 64G      | X     |                 | X               | X               | X               |
|  | 50G      | X     | X               | X               | X               | X               |
|  | 67G      | X     |                 | X               | X               | X               |
| Überstromzeitschutz  | 50<br>51 | X     | X               | X               | X               | X               |
| Schiefastschutz  | 46       | X     | X               | X               | X               | X               |
| Läufererdschlussschutz   | 64R      |       | X <sup>2)</sup> | X <sup>2)</sup> | X <sup>2)</sup> | X <sup>2)</sup> |
| Rückleistungsschutz  | 32       |       |                 |                 | X <sup>1)</sup> | X               |
| Überspannungsschutz  | 59       |       |                 | X               | X               | X               |
| Unterregungsschutz   | 40       |       |                 |                 |                 | X               |
| Frequenzschutz   | 81       |       |                 | X               | X               | X               |
| Temperaturüberwachung<br>(über separates Temperatur-<br>erfassungsgerät) | 38       | X     |                 | X               | X               | X               |
| Schalterversagerschutz   | 50BF     | X     | X               | X               | X               | X               |
| Freiprogrammierbare Logik  |          |       | X               | X               | X               | X               |
| Steuerfunktionen   |          | X     | X               | X               | X               | X               |
| Flexible serielle Schnittstelle  |          | 1     | 2               | 2               | 2/3             | 2               |

- 1) In 7SJ63 mit CFC, in 7SJ64 mit flexiblen Funktionen.
- 2) Über  $I_{EE}$  Messeingang wenn Erdschlussrichtungsfunktion nicht genutzt wird.

Tabelle 3 Schutzgeräte – Auswahlmatrix

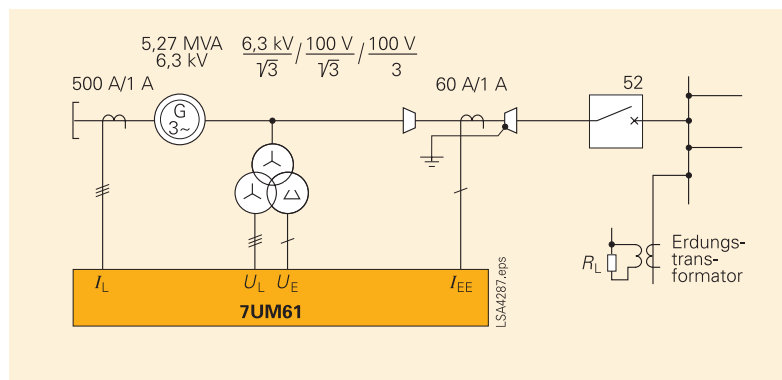


Bild 3 Sammelschienenschaltung mit Kabelumbauwandler

Niedrige Umgebungs- bzw. Kühlmitteltemperatur bedeutet strommäßig stärkere, hohe Temperaturen dagegen niedrigere Belastbarkeit des Generators.

Beispiel:

Generator und Wandler mit folgenden Daten:

- Dauerhaft zulässiger Strom  
 $I_{max\ prim} = 1,15 \cdot I_{N, Maschine}$
- Nennstrom des Generators  $I_{N, Maschine} = 483\ A$
- Stromwandler 500 A/1 A

Einstellwert K-Faktor =  $1,15 \cdot 483A/500A = 1,11$

**Hinweis:**

Bei einem üblichen Wert von K-Faktor = 1,1 ergibt sich bei Anliegen des Maschinennennstromes und angepasstem primären Wandlerstrom ein Übertemperaturwert von  $\Theta/\Theta_K = 1 / 1,1^2 = 0,83$  der Auslöseübertemperatur. Die Warnstufe sollte also zwischen Endübertemperatur bei Nennstrom (in diesem Fall also 83 %) und Auslöseübertemperatur (100 %) eingestellt werden.

Bei einem angenommenen Laststrom von  $I = 1,5 I_N$ , Gerät und einer Vorlast  $I_{vor} = 0$  ergeben sich für unterschiedliche Umgebungstemperaturen  $\Theta_K$  die folgenden Auslösezeiten

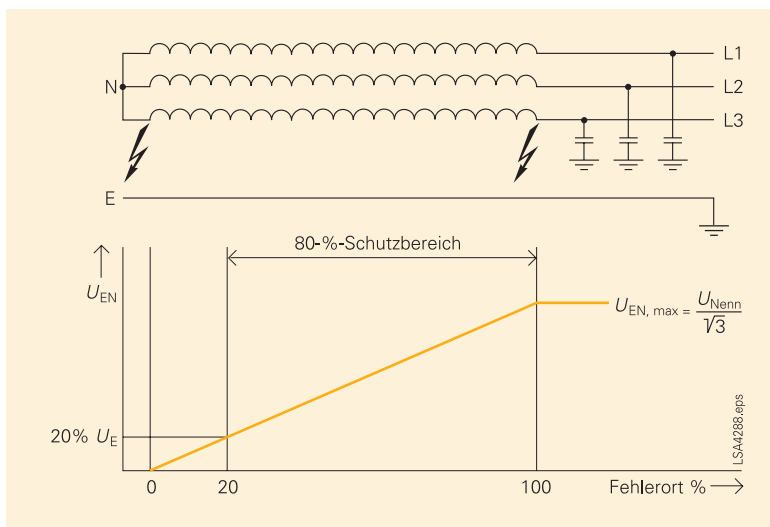
|                            |                     |
|----------------------------|---------------------|
| $\Theta_K = 40 \text{ °C}$ | $t = 463 \text{ s}$ |
| $\Theta_K = 80 \text{ °C}$ | $t = 366 \text{ s}$ |
| $\Theta_K = 0 \text{ °C}$  | $t = 637 \text{ s}$ |

**4.2 Unabhängiger Überstromzeitschutz ( $I >, I >>$ )**

**Allgemeines**

Der Überstromzeitschutz ist bei Klein- oder Niederspannungsmaschinen der Kurzschlusschutz. Damit auch bei inneren Fehlern in jedem Fall ein Ansprechen erfolgen kann, wird der Schutz bei Generatoren stets an den in der Sternpunktzuführung der Maschine befindlichen Stromwandler angeschlossen. Bei Generatoren, deren Erregerspannung von den Maschinenklemmen abgeleitet wird, klingt bei Nahfehlern (also im Generator- und ggf. Blocktransformatorbereich) der Kurzschlussstrom wegen des nun fehlenden Erregerstromes sehr schnell ab und liegt in wenigen Sekunden unterhalb des Ansprechwertes des Überstromzeitschutzes. In diesen Fällen wird eine sogenannte Unterspannungselbsthaltung verwendet.

**Bild 4**  
Abhängigkeit der Verlagerungsspannung vom Fehlerort in der Ständerwicklung



**4.3 Unabhängiger Überstromzeitschutz (Stufe I>) mit Unterspannungshaltung**

Einstellbeispiel:

Ansprechwert  $1,4 \cdot I_{N \text{ Masch.}}$

Auslöseverzögerung 3 s

Unterspannungshaltung  $0,8 \cdot U_{N \text{ Masch.}}$

Haltezeit von  $U < 4 \text{ s}$

Rückfallverhältnis 0,95

**4.4 Erdschlusschutz**

Neben dem Kurzschlusschutz, der wie oben gesehen in bekannter Weise durch Überstrom- (ggf. Differential) Schutz realisiert wird, kommt dem Erdschlusschutz bei Kleinmaschinen eine besondere Bedeutung zu.

**4.4.1 Prinzip**

Die Besonderheit bei elektrischen Maschinen mit isoliertem Sternpunkt ist, dass die Verlagerungsspannung mit wanderndem Fehlerort in Richtung Generatorsternpunkt linear abnimmt (Bild 4). Damit verringert sich auch der Erdschlussstrom, dessen Größe neben der Verlagerungsspannung durch die Erdkapazitäten bestimmt wird. Bei Fehlern in Sternpunktnähe werden Verlagerungsspannung bzw. Erdstrom so klein, so daß sie nicht mehr sicher erfasst werden können.

Man spricht daher von einem Schutzbereich von 80 – 90 %.

Bei der Blockschaltung (Bild 2a) wird dieser Schutzbereich zusätzlich durch die Störeinkopplung vom vorgelagerten Netz bestimmt. Tritt im Netz ein Erdschluss auf, so ist durch die Koppelkapazität CK des Blocktransformators eine Verlagerungsspannung generatorseitig nachweisbar. Die Höhe der Störspannung wird durch die Koppelkapazität, die generatorseitige Erdkapazität (Ständer, Zuleitung) und dem Nennspannungsunterschied zwischen Netz- und Generatorspannung bestimmt.

Bei der Sammelschienenschaltung kann durch die galvanische Verbindung der Generatoren die Verlagerungsspannung nur zur Erdschlussmeldung benutzt werden. Eine selektive Abschaltung ermöglicht der Erdschlussrichtungsschutz. Der Schutzbereich wird durch den Erdstrom bestimmt, der über einen Kabelumbauwandler (60 A/1 A) erfasst wird. Gemäß Bild 2b fließt durch den fehlerbehafteten Generator die Summe der Teilerdströme. Bestimmend für die Höhe des Fehlerstromes ist das an den Generatoren angeschlossene Kabelnetz.

**Beispiel:**

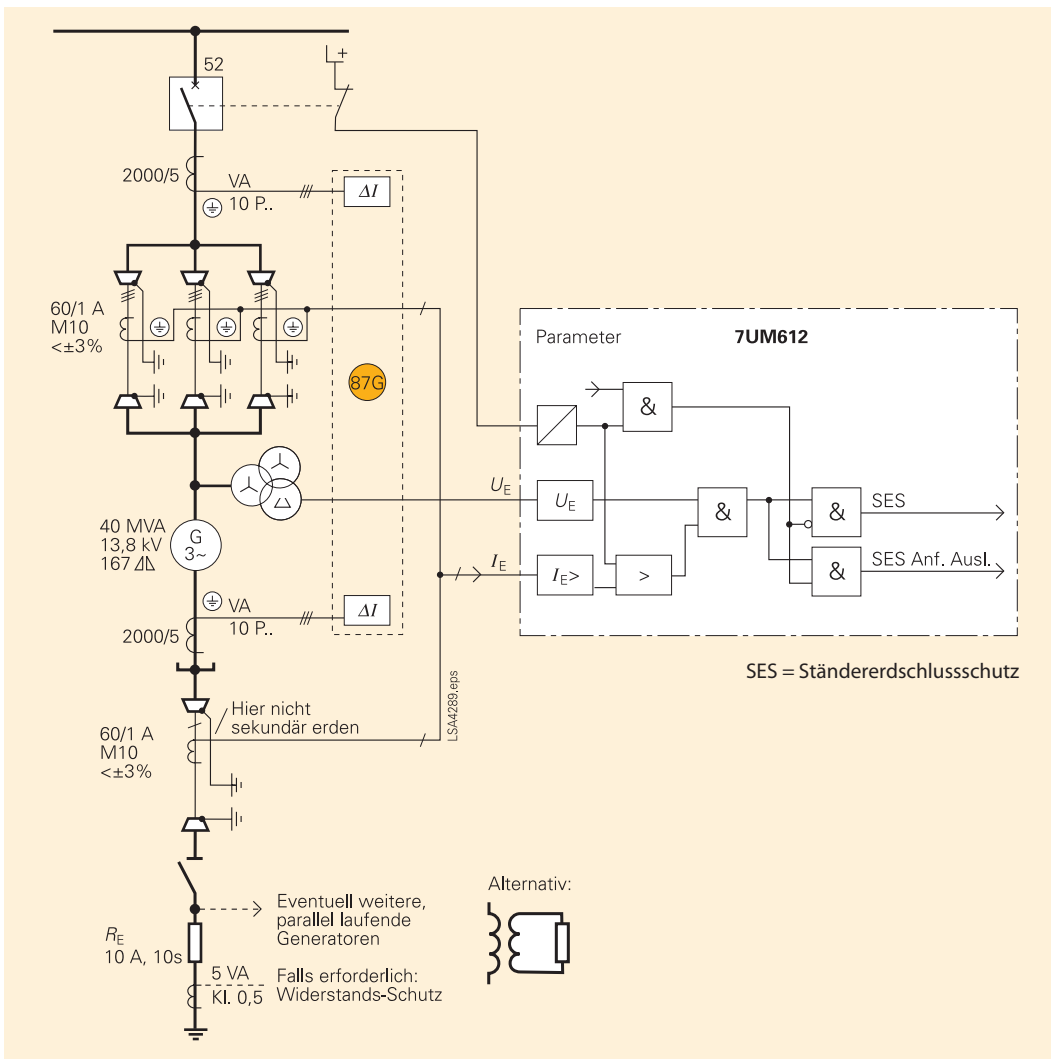
Der kapazitive Erdschlussstrom bei 10-kV-Kabeln (Bleimantel, Kunststoff) liegt zwischen 1,2 bis 3,5 A/km. Geht man bei voller Verlagerungsspannung z.B. von einem max. Erdstrom von 3 A aus und strebt einen Schutzbereich von 80 % an, so fließen primärseitig rd. 0,6 A. Dieser Strom (sekundär etwa 10 mA) ist durch den Schutz sicher beherrschbar.

Ist der kapazitive Strom nicht ausreichend groß, so lohnt sich bei größeren Leistungen die Investition eines Erdungstransformators an der Sammelschiene bzw. von abschaltbaren Belastungswiderständen am Generatorsternpunkt. Der Erdstrom vergrößert sich durch den ohmschen Strom.

**4.4.2 Applikationshinweis**

Im Industriebereich werden Sammelschienenanlagen mit hoch- bzw. niederohmigen, umschaltbaren Sternpunktwiderständen ausgeführt. Zur Erdschlusserfassung werden dabei der Sternpunktstrom und der Summenstrom über Kabelumbauwandler erfasst und als Stromdifferenz dem Schutzgerät zugeführt (siehe Bild 5). Damit tragen sowohl der durch den Sternpunktwiderstand als auch der ggf. vom Netz herrührende Erdstromanteil zum Gesamterdstrom bei. Um eine Überfunktion infolge von Wandlerfehlern auszuschließen, wird die Verlagerungsspannung zur Freigabe benutzt. Der Schutz entscheidet dann auf Maschinenerdschluss, wenn die folgenden beiden Kriterien vorliegen:

- Verlagerungsspannung größer als Einstellwert  $U_0 >$ ,
- Erdstromdifferenz  $\Delta I_E$  größer als Einstellwert  $3 I_0 >$ .



**Bild 5** Erdschlussschutz durch Differenzbildung mit Kabelumbauwandlern

Der Ansprechwert soll mindestens das Doppelte betrieblicher Unsymmetrien betragen. Üblich ist ein Wert von 10 % der vollen Verlagerungsspannung.

#### 4.5 Empfindliche Erdstromerfassung / Läufererd-schlusschutz

Der empfindliche Erdstromschutz dient zur Erfassung von Erdschlüssen in isoliert betriebenen oder hochohmig geerdeten Kreisen. Auch zur Erfassung von Erdschlüssen der Läuferwicklung ist dieser Schutz einsetzbar, wenn der Läuferkreis mit einer netzfrequenten Spannung künstlich gegen Erde verspannt wird ( $U_V \approx 42 \text{ V}$  mittels Vorschaltgerät 7XR61). In diesem Fall wird der maximal fließende Erdstrom durch die Höhe der gewählten Verspannung  $U_V$  und durch die kapazitive Ankopplung an den Läuferkreis begrenzt. Für diesen Anwendungsfall als Läufererdabschlusschutz über den empfindlichen Erdstrommess-eingang ist eine Überwachung des Messkreises vorgesehen. Er gilt als geschlossen, wenn der aufgrund der Erdkapazität des Läuferkreises auch bei gesunder Isolation fließende Erdstrom einen parametrierbaren Mindestwert  $I_{EE<}$  überschreitet. Wird der Wert unterschritten, wird nach einer kurzen Wartezeit (2 s) eine Störungsmeldung abgesetzt.

Ein typischer Ansprechwert ist ca. 2 mA. Wird dieser Wert auf 0 eingestellt, so ist die Überwachungsstufe unwirksam. Dies kann erforderlich werden, wenn die Erdkapazitäten zu klein sind. Die Einstellung der Erdschlussanregung  $I_{EE>}$  wird so gewählt, dass sich damit Isolationswiderstände  $R_E$  von etwa 3 k $\Omega$  bis 5 k $\Omega$  erfassen lassen: Der Einstellwert sollte dabei mindestens doppelt so hoch sein, wie der Störstrom infolge der Erdkapazitäten des Läuferkreises. Die Auslöseverzögerungen  $T_{I_{EE>}}$  und  $T_{I_{EE>>}}$  schließen die Eigenzeiten nicht mit ein.

#### 4.6 Rückleistungsschutz

Der Rückleistungsschutz dient als Schutz einer Turbinen-Generator-Einheit, wenn bei Ausfall der Antriebsenergie die Synchronmaschine als Motor laufend die Turbine antreibt und dabei die erforderliche Schleppleistung aus dem Netz bezieht. Dieser Zustand führt zu einer Gefährdung der Turbinenschaufeln und muss binnen kurzem durch Öffnen des Netzschalters behoben werden. Für den Generator besteht zudem die Gefahr, dass bei einem fehlerhaften Restdampfdurchlass (Sperrventile defekt) nach Ausschalten des Leistungsschalters die Turbinen-Generator-Einheit beschleunigt wird und Überdrehzahl erreicht. Deswegen soll die Netztrennung erst nach erkannter Wirkleistungsaufnahme erfolgen.

Die Höhe der aufgenommenen Wirkleistung wird durch die zu überwindenden Reibungsverluste bestimmt und liegen anlagenbedingt in folgenden Größenordnungen:

- Dampfturbinen:  $P_{\text{Rück}}/S_N \approx 1 \text{ \% bis } 3 \text{ \%}$
- Gasturbinen:  $P_{\text{Rück}}/S_N \approx 3 \text{ \% bis } 5 \text{ \%}$
- Dieselantriebe:  $P_{\text{Rück}}/S_N > 5 \text{ \%}$

Es wird jedoch empfohlen, beim Primärversuch die Rückleistung mit dem Schutz selbst zu messen. Als Einstellwert wählt man etwa den 0,5-fachen Wert der gemessenen und unter den prozentualen Betriebsmesswerten auslesbaren Schleppleistung.

#### 4.7 Frequenzschutz

Der Frequenzschutz hat die Aufgabe, Über- oder Unterfrequenzen des Generators zu erkennen. Liegt die Frequenz außerhalb des zulässigen Bereichs, werden entsprechende Schalthandlungen veranlasst, wie z.B. das Trennen des Generators vom Netz. Frequenzrückgang entsteht durch erhöhten Wirkleistungsbedarf des Netzes oder fehlerhaftes Arbeiten der Frequenz- bzw. Drehzahlregelung. Der Frequenzrückgangsschutz wird auch bei Generatoren eingesetzt, die (zeitweilig) auf ein Inselnetz arbeiten, da hier bei Ausfall der Antriebsleistung der Rückleistungsschutz nicht arbeiten kann. Über den Frequenzrückgangsschutz kann der Generator vom Netz getrennt werden. Frequenzsteigerung wird z.B. durch Lastabwürfe (Inselnetz) oder Fehlverhalten der Frequenzregelung verursacht. Hierbei besteht die Gefahr einer Selbsterregung von Maschinen, die auf lange, leerlaufende Leitungen arbeiten. Grundsätzlich richten sich die einzustellenden Frequenzwerte auch hier nach den Vorgaben des Netz- bzw. Kraftwerkbetreibers. Der Frequenzrückgangsschutz hat dabei die Aufgabe, den Kraftwerkseigenbedarf durch rechtzeitiges Trennen vom Netz sicherzustellen. Der Turboregler regelt dann den Maschinensatz auf Nennfrequenz, so dass der Eigenbedarf mit Nennfrequenz weiterversorgt werden kann. Eine Frequenzsteigerung kann beispielsweise bei einem Lastabwurf oder Fehlverhalten der Drehzahlregelung (z.B. in einem Inselnetz) auftreten. So lässt sich der Frequenzsteigerungsschutz z.B. als Überdrehzahlschutz einsetzen.

| Stufe | Veranlassung           | Einstellwerte             |                           |             |
|-------|------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------|
|       |                        | bei $f_N = 50 \text{ Hz}$ | bei $f_N = 60 \text{ Hz}$ | Verzögerung |
| $f_1$ | Netztrennung           | 48,00 Hz                  | 58,00 Hz                  | 1 s         |
| $f_2$ | Stillsetzung           | 47,00 Hz                  | 57,00 Hz                  | 6 s         |
| $f_3$ | Warnung                | 49,50 Hz                  | 59,50 Hz                  | 20 s        |
| $f_4$ | Warnung oder Auslösung | 52,00 Hz                  | 62,00 Hz                  | 10 s        |

Einstellbeispiel



#### 4.8 Überspannungsschutz

Der Überspannungsschutz hat die Aufgabe, die elektrische Maschine und die damit verbundenen Anlagenteile vor unzulässigen Spannungserhöhungen und damit deren Isolierung vor Schäden zu schützen.

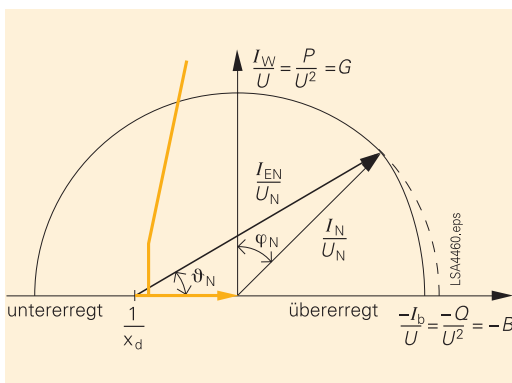
Spannungserhöhungen entstehen z.B. durch Fehlbedienung bei manueller Steuerung des Erregersystems, durch fehlerhaftes Arbeiten des automatischen Spannungsreglers, nach (Voll-) Lastabschaltung eines Generators, bei vom Netz getrenntem Generator oder im Inselbetrieb.

Die Einstellung der Grenzwerte und Verzögerungszeiten des Überspannungsschutzes richtet sich nach der Schnelligkeit, mit der der Spannungsregler Spannungsänderungen ausregeln kann. Der Schutz darf nicht in den Regelvorgang des fehlerfrei arbeitenden Spannungsreglers eingreifen. Die zweistufige Kennlinie muss daher stets über der Spannungszeitkennlinie des Regelvorgangs liegen. Die Langzeitstufe soll bei stationären Überspannungen eingreifen. Sie wird auf etwa 110 % bis 115 %  $U_N$  und je nach Reglergeschwindigkeit auf 1,5 s bis 5 s eingestellt.

#### 4.9 Untererregungsschutz

Der Untererregungsschutz schützt eine Synchronmaschine bei fehlerhafter Erregung bzw. fehlerhafter Regelung vor Asynchronlauf und lokalen Übererwärmungen im Läufer.

Zur Erfassung der Untererregung verarbeitet das Gerät alle drei Strangströme und alle drei Spannungen als Ständerkreiskriterium sowie das Signal einer externen Erregerspannungsüberwachung als Läuferkreiskriterium.



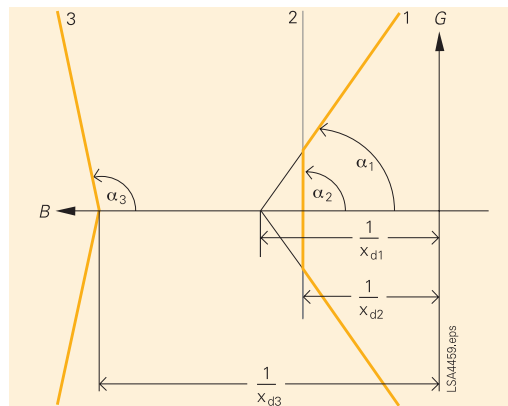
**Bild 6** Admittanzdiagramm eines Turbogenerators

|               |                         |       |                            |
|---------------|-------------------------|-------|----------------------------|
| $U_N$         | Nennspannung            | $I_w$ | Wirkstrom                  |
| $I_N$         | Nennstrom               | $I_b$ | Blindstrom                 |
| $I_{EN}$      | Nennerreglerstrom       | $G$   | Wirkleitwert (Konduktanz)  |
| $\vartheta_N$ | Nennpolradwinkel        | $B$   | Blindleitwert (Subzeptanz) |
| $\varphi_N$   | Nennlastwinkel          | $P$   | Wirkleistung               |
| $x_d$         | synchrone Längsreaktanz | $Q$   | Blindleistung              |
| $U$           | Klemmenspannung         |       |                            |

Die Auslösekennlinien des Untererregungsschutzes setzen sich im Leitwertdiagramm aus Geraden zusammen, die jeweils durch ihren Konduktanzabschnitt  $1/x_d$  (= Koordinatenabstand) und ihren Neigungswinkel  $\alpha$  definiert sind.

Die Geraden  $(1/x_d \text{ KL1})/\alpha 1$  (Kennlinie 1) und  $(1/x_d \text{ KL2})/\alpha 2$  (Kennlinie 2) bilden die statische Untererregungsgrenze.  $(1/x_d \text{ KL1})$  entspricht dem Kehrwert der bezogenen synchronen Längsreaktanz

$$\frac{1}{X_d} = \frac{1}{X_d} \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot I_N}$$



**Bild 7** Kennlinien des Untererregungsschutzes in der Admittanzebene

Besitzt der Spannungsregler der Synchronmaschine eine Untererregungsbegrenzung, so werden die statischen Kennlinien so eingestellt, dass ein Eingreifen durch die Untererregungsbegrenzung ermöglicht wird, bevor die Kennlinie 1 erreicht ist. Bei der Einstellung kann man unmittelbar vom Leistungsdiagramm des Generators ausgehen.

Dividiert man die Achsengrößen durch die Nennscheinleistung, so erhält man das Generatordiagramm in per unit (entspricht einer per unit-Darstellung des Admittanzdiagramms). Durch multiplizieren von  $1/x_d$  mit einem Sicherheitsfaktor von ca. 1,05 ergibt sich der Einstellwert.

Für  $\alpha 1$  wird der Winkel der Untererregungsbegrenzung des Spannungsreglers gewählt oder der Neigungswinkel aus der Stabilitätskennlinie der Maschine abgelesen.  $\alpha 1$  liegt normalerweise bei  $60^\circ$  bis  $80^\circ$ . Für kleine Wirkleistungen wird vom Maschinenhersteller meist eine Mindesterregung gefordert. Hierzu wird die Kennlinie 1 bei kleiner Wirklast von Kennlinie 2 abgeschnitten.  $\alpha 2$  wird auf  $90^\circ$  eingestellt. Mit der Kennlinie 3 lässt sich der Schutz an die dynamischen Stabilitätsgrenzen der Maschine anpassen. Liegen keine genaueren Angaben vor, wählt man einen Wert, der etwa zwischen der synchronen Längsreaktanz  $x_d$  und der transienten Reaktanz  $x_d'$  liegt; er soll jedoch größer als 1 sein.

Für den Winkel  $\alpha$  3 wählt man normalerweise 80° bis 110°, so dass sichergestellt ist, dass nur eine dynamische Instabilität zum Ansprechen mit Kennlinie 3 führt. Bei Überschreiten der statischen Grenzkurve, bestehend aus den Kennlinien 1 und 2, soll zunächst dem Spannungsregler noch Gelegenheit gegeben werden, die Erregung zu erhöhen; aus diesem Grund wird eine Warnmeldung infolge dieses Kriteriums „langzeit“- verzögert (mindestens 10 s). Wird dem Gerät jedoch von einer externen Erregerspannungsüberwachung der Ausfall der Erregerspannung über Binäreingabe mitgeteilt, so kann mit einer kurzen Verzögerungszeit abgeschaltet werden.

|   |   |  |
|---|---|--|
| Kennlinie 1 und 2 statische Stabilität    | unverzögert                                 | Anregemeldung<br>Err < Anr                     |
| Kennlinie 1 und 2 statische Stabilität    | langzeitverzögert<br>T KL 1 = T KL 2 ≈ 10 s | Auslösungen<br>Err < KL 1 AUS / Err < KL 2 AUS |
| Kennlinie 1 und 2 Erregerspannungsausfall | kurzzeitverzögert<br>T KURZ U < ≈ 1,5 s     | Auslösung<br>Err < U <sub>Err</sub> < AUS      |
| Kennlinie 3 dynamische Stabilität         | kurzzeitverzögert<br>T KL 3 ≈ 0,5 s         | Auslösung<br>Err < KL 3 AUS                    |

Einstellung des Untererregungsschutzes

*Hinweis:*

Bei Wahl sehr kurzer Verzögerungszeiten können dynamische Ausgleichsvorgänge u.U. Überfunktionen hervorrufen. Es wird deshalb empfohlen, die Zeiten nicht unter 0,05 s einzustellen.

**4.10 Schiefastschutz**

Der Schiefastschutz dient zur Erkennung unsymmetrischer Belastungen von Dreiphasen-Induktionsmaschinen. Unsymmetrische Belastungen erzeugen ein Gegendrehfeld, welches mit doppelter Frequenz auf den Läufer wirkt. Auf der Oberfläche des Läufers werden Wirbelströme induziert, welche zu lokalen Übererwärmungen in den Läuferendzonen und Nutenkeilen führen. Desweiteren können mit dieser Schutzfunktion Unterbrechungen, Kurzschlüsse oder Vertauschungen in den Anschlüssen zu den Stromwandlern erkannt werden. Es können zudem einpolige und zweipolige Kurzschlüsse, bei denen die Fehlerströme kleiner als die maximalen Lastströme sind, festgestellt werden.

Einstellbeispiel:

Einstellwert  $I_{2\text{zul}} = 11\% \cdot (483\text{ A}/500\text{ A}) = 10,6\%$   
 Faktor  $k = 18,7\text{ s}$   
 T Abkühl = 1650 s

**5. Kommunikation**

Die 7UM6-Geräte verfügen über Schnittstellen, die

- die Integration in übergeordnete Leitstellen,
- komfortable Parametrierung und
- Betriebsbedienungen über PC vor Ort oder über Modemanschluss ermöglichen.

SIPROTEC 7UM614 unterstützt die weit verbreiteten, international genormten offenen Kommunikationsstandards

- PROFIBUS DP, RS485 oder optisch 820 nm Doppelring ST-Stecker
- IEC 60870-5-103,
- DNP3.0; RS485 oder optisch 820 nm Doppelring ST-Stecker und
- MODBUS; RS485 oder optisch 820 nm Doppelring ST-Stecker

**6. Zusammenfassung**

Ausgehend von den Empfehlungen für Schutzfunktionen wurde beschrieben, dass trotz Berücksichtigung von Kostenaspekten mit modernen Geräten technisch verantwortbare Konzeptvereinfachungen bei Kleinkraftwerken realisierbar sind.

Die multifunktionalen, digitalen Schutzeinrichtungen bieten einen hohen Umfang an Funktionen. Die Selbstüberwachung unterstützt die Vermeidung von Unterfunktionen (Nichterkennen des Geräteausfalls). Bereits mit einem Gerät ist der Generator ausreichend geschützt.

Für weiterführende Informationen zur Funktionsauswahl und Einstellung wird das 7UM61 Manual empfohlen, dessen Kapitel 2.1 als Applikations-Handbuch gestaltet wurde.

**7. Literatur**

Herrmann, H.-J.: Digitale Schutztechnik. Grundlagen, Software, Ausführungsbeispiele. VDE-Verlag GmbH, Berlin 1997, ISBN 3-8007-1850-2.

Herrmann, H.-J.: Elektrischer Schutz von Kleinkraftwerken. Elektrizitätswirtschaft Jg. 97 (1998) Heft 24

Siemens AG; PTD:  
 SIPROTEC 7UM61 V4.1 Multifunktionaler Maschinenschutz.

## Systemlösungen für den Schutz mittlerer und großer Kraftwerkseinheiten

### ■ 1. Einleitung

Für einen sicheren Betrieb und zur Erzielung einer hohen Verfügbarkeit von Kraftwerksanlagen ist der elektrische Schutz unerlässlich. Die elektrischen Schutzeinrichtungen können das Auftreten von Fehlern im Kraftwerksblock zwar nicht verhindern, jedoch die entstehenden Schäden begrenzen und somit die Ausfallzeiten der schadhafte Anlage verkürzen.

An dieser Stelle werden nicht die Schutzeinrichtungen im einzelnen diskutiert. Für detaillierte Ausführungen zu Schutzfunktionen und Messverfahren wird auf die Publikationen „Kleinmaschinenschutz < 5 MW“ und „Schutz für mittlere bis große Generatoren“ verwiesen.

Thema dieser Publikation ist die Konzeption von Schutzsystemen mit Blick auf Funktionssicherheit, Verfügbarkeit und Bediensicherheit. Hierbei werden auch unterschiedliche Gerätetechnologien verglichen und die Auswirkungen deren Eigenschaften auf Systemplanung und Betrieb eines Schutzsystems.

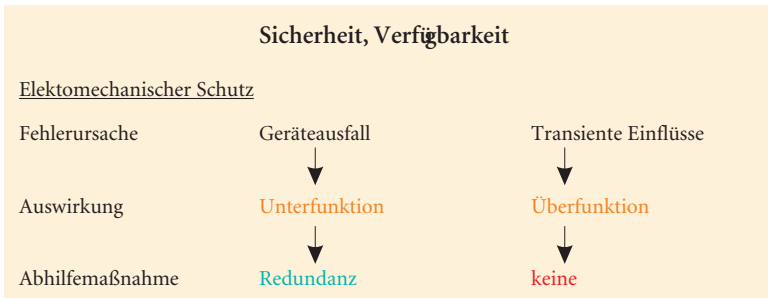
### ■ 2. Sicherheit und Verfügbarkeit des Schutzsystems

Schutzeinrichtungen haben die Aufgabe, Fehler oder unzulässige Betriebszustände in elektrischen Energieversorgungsanlagen zu erkennen und abzuschalten. Im störungsfreien Betrieb der Anlage lassen konventionelle Schutzgeräte nicht erkennen, ob sie ordnungsgemäß funktionieren. Deshalb stellen die Betreiber durch periodisch wiederkehrende Funktionsprüfungen sicher, dass die Schutzgeräte betriebsbereit sind. Diese Bestätigung der Betriebsbereitschaft gilt jedoch nur für den Augenblick der durchgeführten Funktionsprüfung. Für die Zeitspanne zwischen den periodischen Funktionsprüfungen kann keine gesicherte Aussage über den Zustand der Schutzgeräte gemacht werden. Der Aspekt der Wartung und Prüfung wird in Punkt 4 weitergehend erörtert.



Bild 1 SIPROTEC Maschinenschutz für Kraftwerke

Bei elektromechanischen Schutzgeräten bleibt ein möglicher Schutzgeräteausfall unbemerkt, das Gerät geht fast immer in Unterfunktion. Die Verfügbarkeit des Schutzsystems ist nicht mehr gewährleistet. Aus diesem Grund werden die Schutzeinrichtungen wichtiger Anlagen – und hierzu zählen sicher große Kraftwerksblöcke – gedoppelt. Die statistische Wahrscheinlichkeit, dass beide Schutzgeräte im gleichen Zeitraum ausfallen ist so gering, dass man die Verfügbarkeit eines redundanten Schutzsystems als ausreichend betrachtet (siehe Bild 2).



**Bild 2** Sicherheitskonzept bei elektromechanischem Schutz

Beim Einsatz von analog-elektronischen Schutzgeräten rückt ein weiterer Aspekt ins Bild. Eine Geräte störung eines elektromechanischen Schutzgerätes bewirkt fast immer einen Geräteausfall, also Unterfunktion. Eine Geräte störung in einem analog-statischen Schutzgerät kann mit annähernd gleicher Wahrscheinlichkeit eine Unterfunktion oder Überfunktion zur Folge haben. Eine mögliche Unterfunktion ist wie bei elektromechanischen Schutzsystemen durch redundante Auslegung beherrschbar. Die Gefahr einer Überfunktion kann in begrenztem Masse durch zweikanaligen Aufbau der Messkreise vermieden werden (siehe Bild 3).



**Bild 3** Sicherheitskonzept bei analogelektronischem Schutz

Will man mit der Analogtechnik einen sehr hohen Grad an Sicherheit und Verfügbarkeit erreichen, bietet sich die Auslegung nach dem 2-aus-3-Prinzip an. Drei identische oder gleichwertige Schutzsysteme sind extern so miteinander verknüpft, dass immer zwei Auslösesignale unterschiedlicher Systeme in Reihe geschaltet sind. Hierdurch gewinnt man einen sehr hohen Grad an Zuverlässigkeit gegen Überfunktion und Unterfunktion.

In einer Studie aus den 70er Jahren wurden Sicherheit und Zuverlässigkeit verschiedener Konfigurationen analoger Schutzsysteme statistisch untersucht (siehe Tabelle 1).

| Systemkonzept | Unterfunktion | Überfunktion |
|---------------|---------------|--------------|
| 1-aus-1       | 5 Jahre       | 5 Jahre      |
| 1-aus-2       | 600 Jahre     | 2,5 Jahre    |
| 2-aus-2       | 2,5 Jahre     | 21 750 Jahre |
| 2-aus-3       | 200 Jahre     | 7 250 Jahre  |

**Tabelle 1** Übersicht Systemkonzepte

Für verschiedene Systemkonfigurationen wurde die sogenannte MTBF, die mittlere statistische Zeitdauer zwischen zwei Fehlfunktionen des jeweiligen Schutzsystems ermittelt. Die höchste Zuverlässigkeit gegen Überfunktion und Unterfunktion zugleich bietet in der Analogtechnik das 2-aus-3-System. Andererseits ist ein 2-aus-3-System technisch sehr komplex und kostenintensiv und ist aus diesem Grund nur bei wenigen Kernkraftanlagen eingesetzt.

Digitale Schutzgeräte zeichnen sich durch kontinuierliche Selbstüberwachung von Hardware und Software aus. Somit ist die Zuverlässigkeit gegen Überfunktion und Unterfunktion im Schutzgerät selbst realisiert (siehe Bild 4). Eine eventuelle Geräte störung bewirkt die Blockierung einzelner Schutzfunktionen oder des gesamten Gerätes. Dadurch ist eine wirksame Maßnahme gegen Überfunktion der Schutzgeräte und somit des Schutzsystems gegeben. Gleichzeitig wird der Geräteausfall gemeldet. Dank dieser Eigenschaft kann ein ausgefallenes Schutzgerät umgehend ersetzt werden, wodurch sich die statistische Verfügbarkeit des Schutzsystems erhöht.

Für Kraftwerksanlagen kleinerer Leistung oder geringer Bedeutung für eine gesicherte Energieversorgung kann somit die Erfordernis eines redundanten Schutzsystems neu bewertet werden. Ist ein kurzzeitiges Abschalten der Anlage vertretbar, können die Investitionskosten durch den Verzicht auf Redundanz gesenkt werden. Kurzzeitig bedeutet hierbei ein Zeitraum von ca. ein bis drei Tagen, bis das Ersatzgerät eingebaut und in Betrieb genommen ist.

Bei den meisten Kraftwerksanlagen ist jedoch eine Abschaltung auf Grund eines defekten Schutzgerätes nicht akzeptabel, ebenso wenig wie ein fortgesetzter Betrieb ohne vollständigen Schutz. Deswegen ist für mittlere und große Kraftwerksblöcke grundsätzlich ein redundantes Schutzsystem in Betracht zu ziehen. Eine vollständige Redundanz der Schutzfunktionen erlaubt aus technischer Sicht den kurzzeitigen Weiterbetrieb des Blockes, bis ein defektes Schutzgerät ersetzt ist.

Der Vollständigkeit halber sei noch der Einfluss transienter Vorgänge auf das Arbeitsverhalten der Schutzgeräte angesprochen (Bilder 2, 3 und 4). Elektromechanische Schutzgeräte boten, mit Ausnahme ihrer Trägheit, praktisch keine effektive Kompensationsmöglichkeit für transiente Einflüsse. Mit der Analogtechnik konnten störende transiente Messgrößen in begrenztem Umfang durch Mehrfachmessungen eliminiert werden. Erst die Digitaltechnik erlaubt eine sichere Beherrschung transienter Störgrößen durch konsequente digitale Filterung und Messwiederholungen.

Die Realisierung einer vollständigen Redundanz erfordert nicht eine hundertprozentige Dopplung aller Schutzgeräte. Redundanz kann man auch durch zwei unterschiedliche Messverfahren für ein und denselben Fehler erzielen. Beispielsweise kann ein redundantes Schutzkonzept gegen Kurzschlüsse durch Kombination eines Stromvergleichsschutzes (auch Differentialschutz genannt) und eines Impedanzschutzes in voneinander unabhängigen Geräten realisiert werden. Für manche Schutzfunktionen ist die Verwendung diversitärer Messprinzipien sogar wünschenswert. Ein gedoppelter Differentialschutz bietet zwei schnelle und selektive Schutzeinrichtungen gegen Kurzschlüsse in der Maschine. Der Einsatz eines Impedanzschutzes als zweiter Kurzschlusschutz beinhaltet gleichzeitig den Reserveschutz gegen Netzfehler (siehe Bilder 5 und 6).

Einige Besonderheiten sind bei der redundanten Auslegung von Schutzfunktionen zu beachten, deren Funktionsprinzip auf der Einspeisung einer Fremdspannung beruhen (100-%-Ständererdchlusschutz mit 20-Hz-Einkopplung und Läufererdchlusschutz). Die Vorschaltgeräte können nicht gedoppelt am Generator betrieben werden. Es ist jedoch möglich und sinnvoll, die Schutzfunktion selbst redundant zu betreiben. Hierbei werden die Messeingänge der beiden Schutzgeräte von demselben 20-Hz- oder 1-Hz-Frequenzgenerator parallel gespeist. Soll eine sehr hohe statistische Verfügbarkeit erreicht werden, können die Vorschaltgeräte auch gedoppelt mit jeweils einem Umschalter in den Schutzschrank eingebaut werden. Bei Ausfall eines Vorschaltgerätes wird über den Umschalter das parallele Gerät aktiviert.

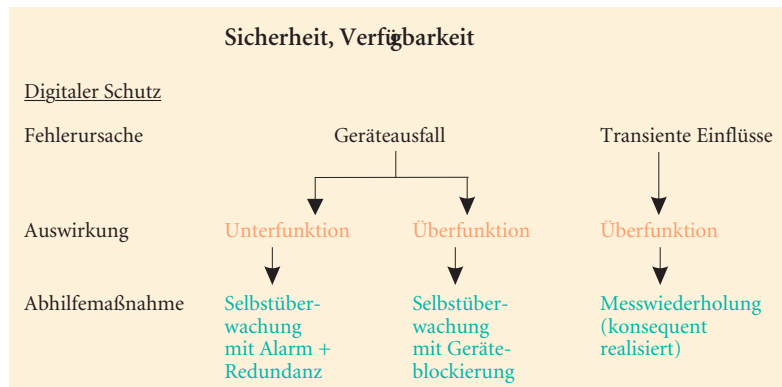


Bild 4 Sicherheitskonzept bei numerischem Schutz

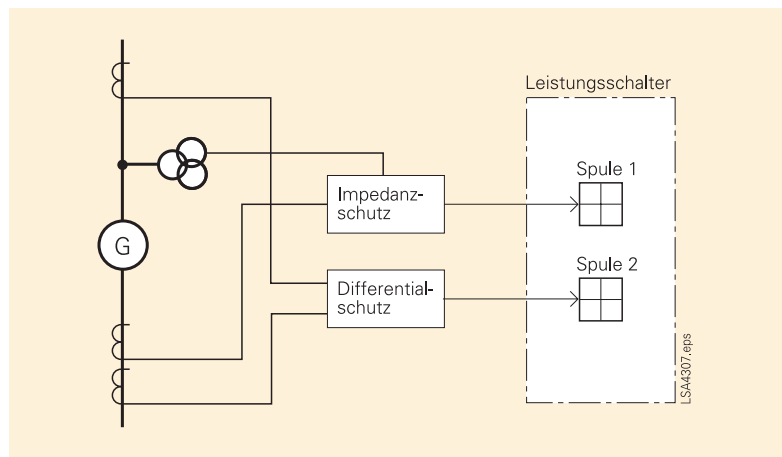


Bild 5 Diversitäre Redundanz: Reserveschutz gegen Netzfehler

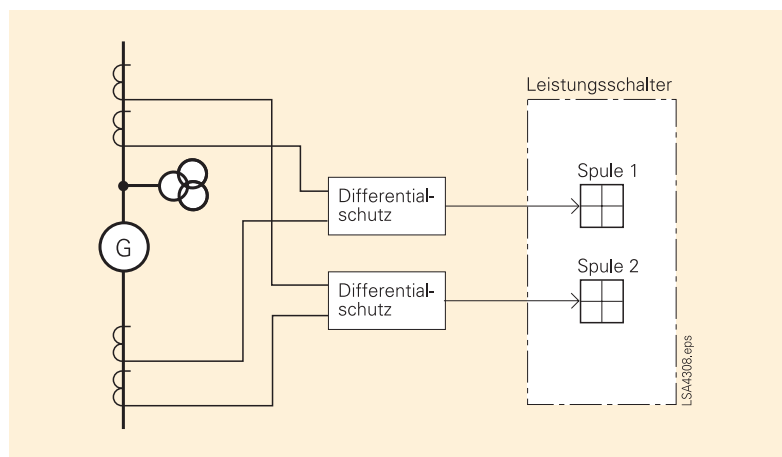


Bild 6 Spiegelbildliche Redundanz: Kein Reserveschutz gegen Netzfehler

■ 3. *Meldeverarbeitung und Kommunikation*

Digitale Schutzgeräte bieten im Vergleich zu konventionellen Geräten dem Betreiber einen stark erweiterten Umfang an Betriebs- und Störmeldungen. Im Interesse einer sicheren Betriebsführung des Kraftwerkes obliegt es dem Planer, aus der Fülle der verfügbaren Informationen dem Betriebspersonal genau die Meldungen und Messwerte zur Verfügung zu stellen, die für den jeweiligen Arbeitsplatz bedeutsam sind. Anstatt der Versuchung zu erliegen, an jedem Arbeitsplatz alle verfügbaren Informationen zugänglich zu machen, steht der Planer in der Verantwortung, ein intelligentes Meldekonzept zu erarbeiten.

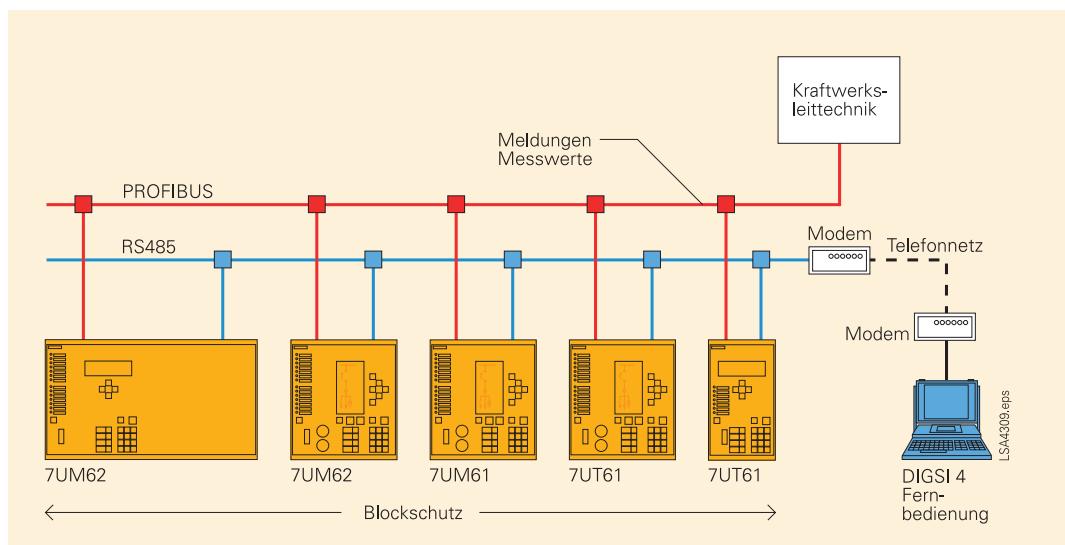
Das heisst: Jeder Mitarbeiter erhält genau die Informationen, die erforderlich sind, um schnell und sicher Entscheidungen für die Betriebsführung des Kraftwerkes treffen zu können.

Bild 7 bietet ein Konzept für ein solches Informationsnetz an.

Für eine detaillierte Störungsanalyse nach erfolgter Schutzauslösung steht ein eigenes Informationsnetz mit angeschlossenem PC zur Verfügung. Über diesen Kommunikationsweg kann der Schutzexperte sämtliche verfügbare Information aus den Schutzgeräten auslesen. Mit Hilfe der Meldelisten und der transienten Störschriebe kann er ein genaues Fehlerbild erstellen, welches zur Abschaltung des Kraftwerksblockes geführt hat. Ersatzweise kann diese Detailinformation auch vor Ort an der frontseitigen Schnittstelle der Schutzgeräte ausgelesen werden.

■ 4. *Wartung und Prüfung*

Die kontinuierliche Selbstüberwachung digitaler Schutzgeräte eröffnet neue Möglichkeiten für Betrieb und Prüfung. War es bei konventionellen Schutzgeräten unerlässlich, den Zustand der Schutzgeräte mittels periodisch durchgeführter Funktionsprüfungen zu überwachen, so übernehmen digitale Schutzgeräte einen Großteil dieser



**Bild 7** Einbindung in die Kraftwerksleittechnik

In der Warte des Kraftwerkes werden Sammelmeldungen aus dem Schutzsystem aufgelegt. Diese Meldungen erlauben einen schnellen Überblick über den Betriebszustand des Kraftwerksblockes im Hinblick auf elektrische Fehler oder unerlaubte Betriebszustände. Die empfohlenen spontanen Meldungen für die Warte sind:

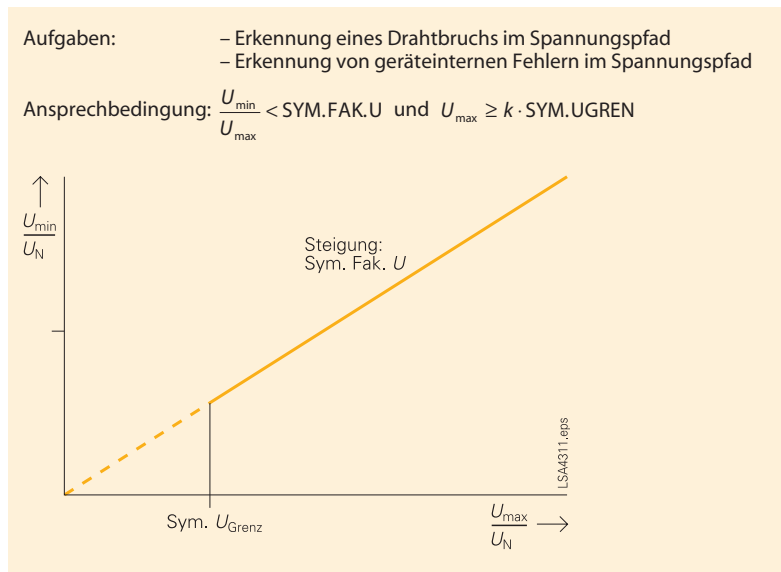
- Schutzauslösung
- Schutz gestört
- Schiefastwarnung
- Ständererdschlusswarnung
- Läufererdschlusswarnung
- Untererregungswarnung

Neben diesen spontanen Meldungen können über die Busverbindung bedarfsweise auch Messwerte aus den Schutzgeräten angefordert werden.

Arbeiten selbst. Die in jedem digitalen Schutzgerät implementierte Selbstüberwachung überprüft zyklisch kontinuierlich die ordnungsgemäße Funktion von Hardware und Firmware. Daraus ergeben sich eine Reihe von Konsequenzen für Wartung und Prüfung eines digitalen Schutzsystems.

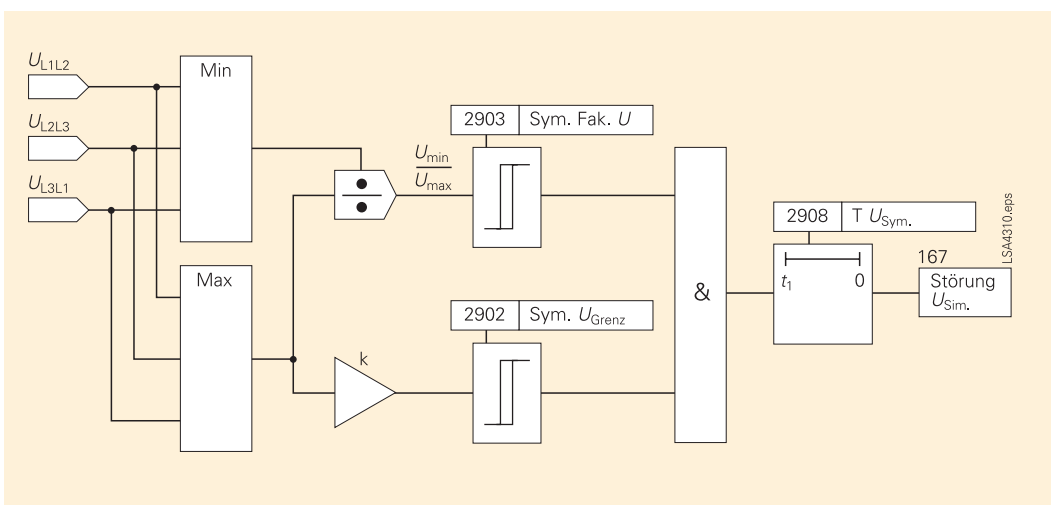
Die regelmäßige Überprüfung der Schutzgeräte durch Einspeisung von Fehlerströmen und -spannungen kann in deutlich längeren Zeitabständen erfolgen. Vorzugsweise wird diese Komplettprüfung anlässlich der turnusmäßigen Wartung der Anlage durchgeführt. Da diese Überprüfung nicht während des Anlagenbetriebs stattfindet, erübrigen sich spezielle Prüfschalter oder Prüfstecker. Die Strom- und Spannungseinspeisung erfolgt über die Schrankklemmen. In Anbetracht des multifunktionalen Schutzgerätekonzeptes für Generatoren ist es praktisch unmöglich, ohne Eingriff in die Geräteparametrierung einzelne Schutzfunktionen zu prüfen. Dies ist auch nicht erforderlich, weil alle Schutzfunktionen eines Gerätes auf derselben Hardware bearbeitet werden. Das von der konventionellen Technik her vertraute Anfahren von Schutzkennlinien mit Messung der Toleranzen ist beim digitalen Schutz nicht vorgesehen. Dank der digitalen Messwertverarbeitung sind Probleme der Alterungsdrift oder Temperaturdrift analoger Bauteile heute praktisch unbekannt. Somit beschränkt sich die Funktionsprüfung auf eine Ansprechprüfung des Schutzgerätes als Ganzes.

Während des Betriebes der Anlage übernimmt die Selbstüberwachung die kontinuierliche Überprüfung der digitalen Schutzgeräte. Neben der Überwachung des Programmablaufes mittels Watchdog wird der ordnungsgemäße Zustand der Hardwarekomponenten kontinuierlich überprüft. Dies geschieht beispielsweise mittels Schreib-/Lesesyklen für die Speicher und Verarbeitung von Referenzgrößen für die Analog/Digital-Wandler. Zusätzlich überwacht das Schutzgerät, soweit messtechnisch möglich, die externen Anschlüsse. Ein Beispiel von vielen ist die Symmetrieüberwachung der Messspannung (Bild 8 und 9).



**Bild 9** Spannungssymmetrieüberwachung

Als Reaktion auf einen erkannten Fehler erzeugt das defekte Schutzgerät entweder nur eine Meldung oder blockiert sich selber teilweise oder komplett, um eine Überfunktion zu vermeiden. Unter Berücksichtigung des erkannten Fehlers reagiert das Schutzgerät abgestuft je nach Schwere des Fehlers (Bild 10).



**Bild 8** Spannungssymmetrieüberwachung

### Mögliche Reaktionen einer Überwachungsfunktion

Leichter Fehler



Schwerwiegender Fehler

- Absetzen einer Meldung
- Blockierung einzelner Schutzfunktionen. Blockiert werden nur die vom Fehler betroffenen Funktionen.
- Außerbetriebnahme aller Schutzfunktionen. Das Gerät bleibt bedienbar, es können weiterhin Meldungen ausgelesen werden.
- Wiederanlauf des Gerätes. Es sind maximal 2 Wiederanläufe möglich, nach dem 3. Wiederanlauf springt das Gerät in den Monitorbetrieb
- Sprung in den Monitorbetrieb. In diesem Fall liegt in der Regel ein Hardwaredefekt vor. Die Ursache kann durch Auswertung eines Fehlerpuffers ermittelt werden.

**Bild 10** Konzept der Überwachungsfunktionen

Während des normalen Betriebes der Anlage bietet das digitale Schutzgerät die Möglichkeit, über das Auslesen von Betriebsmesswerten die kompletten Messwerterfassungskreise zu überprüfen. Ohne jegliche Beeinträchtigung der Schutzfunktionen können im Display der Geräte Messwerte angezeigt werden. Der Vergleich dieser Messwerte mit anderen Mess- oder Schutzeinrichtungen stellt einen Prüfablauf dar, der in der konventionellen Technik ohne zusätzliche Geräte undenkbar war. Dieser Prüfschritt umfasst folgende Anlagen- und Gerätekomponenten:

- Strom- und Spannungswandler
- Wandlerzuleitungen
- Schrankverdrahtung der Messkreise
- Eingangsmessumformer der Schutzgeräte
- Analog/Digitalwandler
- Messwertspeicher

Dieser Prüfablauf kann mit geringem Zeitaufwand und ohne Eingriff in die Schutzbearbeitung des Gerätes jederzeit durchgeführt werden.

### ■ 5. Zusammenfassung

Die Einführung der Digitaltechnik bei der Entwicklung von Schutzgeräten brachte bedeutende Vorteile hinsichtlich verbesserter Leistung, Sicherheit und Verfügbarkeit von Schutzsystemen. Dadurch verbesserte sich insgesamt die Verfügbarkeit von Energieversorgungsanlagen.

Sowohl die Quantität als auch die Qualität der aus den Schutzgeräten ausgegebenen Informationen haben ein solch hohes Niveau erreicht, dass sicherere und mit weniger Aufwand verbundene Betriebsführung und Wartung eines Kraftwerks gegeben sind. Der gewachsene Umfang an Schutzfunktionen in den digitalen Schutzgeräten erfordert ein genau geplantes Schutz- und Informationssystem, um die vielfältigen Möglichkeiten voll aus zu schöpfen.



## Schutz von mittleren und großen Generatoren mit SIPROTEC 7UM6

### 1. Einleitung

Mittlere und große Generatoren leisten den wesentlichen Beitrag bei der Stromerzeugung. Sie tragen die Grundlast und sind ein Garant für die Stabilität eines Energiesystems.

Die Aufgabe des elektrischen Schutzes in diesen Anlagen ist es, Abweichungen vom Normalzustand zu erkennen und gemäß Schutzkonzept und Einstellung zu reagieren. Aufbauend auf den Erfahrungen mit größeren Kraftwerksblöcken lassen sich mit SIPROTEC-Geräten wirtschaftliche Schutzkonzepte auch für mittlere Generatoren realisieren.

Der Schutzzumfang muss in einem vernünftigen Verhältnis zu den gesamten Anlagenkosten und der Wichtigkeit der Anlage stehen.

### 2. Grundsaltungen

Bei mittleren und großen Kraftwerken werden die Generatoren ausschließlich in Blockschaltung betrieben.

Bei der Blockschaltung wird der Generator über einen Transformator an die Sammelschiene der höheren Spannungsebene angekoppelt. Bei mehreren parallelen Blöcken sind die Generatoren durch die Transformatoren galvanisch getrennt. Zwischen dem Generator und dem Transformator kann ein Leistungsschalter angeschlossen sein (siehe Bilder 2 und 3).



Bild 1 SIPROTEC-Maschinenschutz

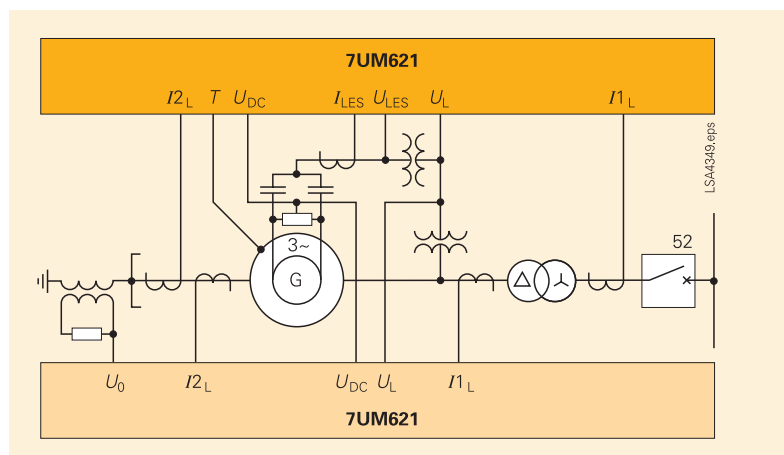


Bild 2 Blockschaltbild Maschinenschutz

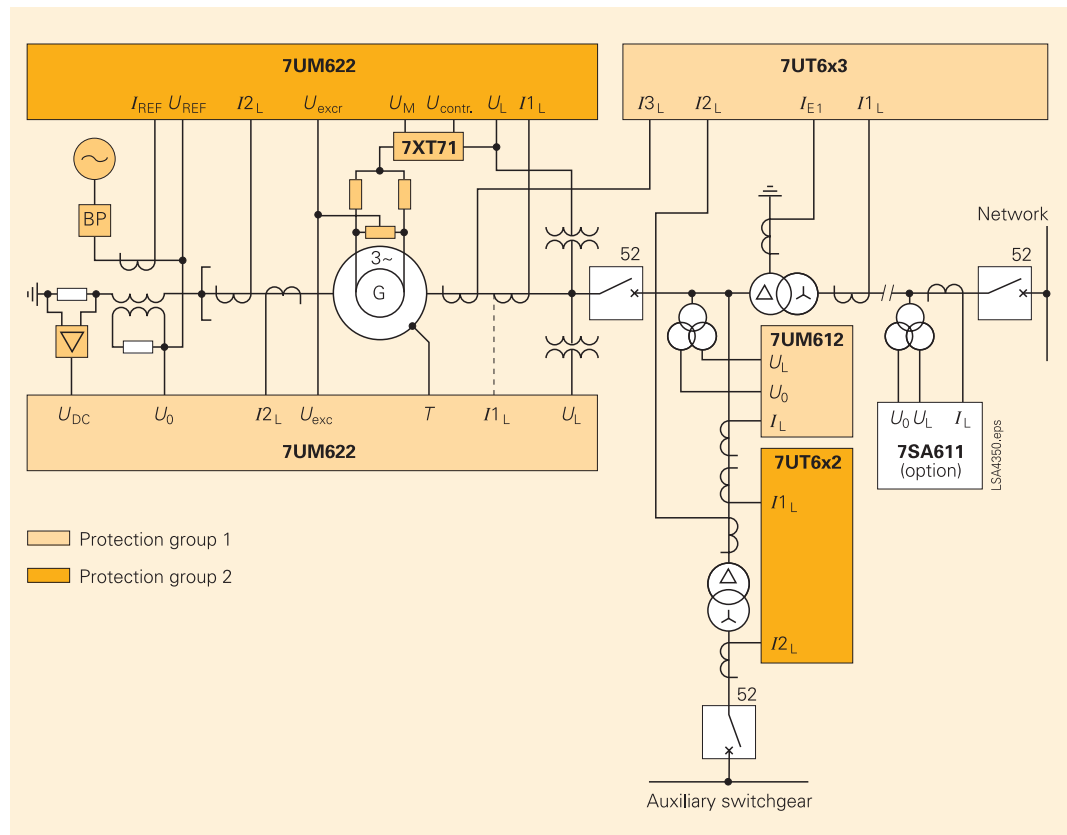


Bild 3 Redundantes Schutzkonzept für große Generatoren

### 3. Schutzkonzept

Bestandteile des Schutzkonzeptes sind:

- das Redundanzkonzept
- das Auslösekonzept
- Schutzumfang

#### 3.1 Redundanzkonzept

Der Redundanzgedanke ist bestimmend für die Ausführung von Schutzsystemen. Viele Überlegungen ordnen sich dem n-1 Prinzip unter. Das bedeutet, dass der Ausfall einer Komponente beherrscht wird und nicht zum Gesamtausfall des Systems führt. Es wird jedoch dieses Prinzip nicht immer durchgängig verfolgt. Bei kleineren Anlagen findet eine Abwägung zwischen Redundanz und Kosten statt. In der Praxis für mittlere und größere Generatoren sind folgende Strategien gängig:

##### Teilredundanz (s. Bild 4)

Hier sind mindestens 2 Schutzgeräte eingesetzt. Dabei werden die Schutzgeräte/Funktionen so ausgewählt, dass bei Ausfall eines Gerätes die Anlage weiter betrieben werden kann. Man lebt jedoch mit gewissen Einschränkungen. Dieses Anlagendesign kommt bei Generatoren größerer Leistung selten zur Anwendung. Beispielsweise schließt man den Schutz an die gleichen Wandler an.

##### Vollständige Redundanz (s. Bild 5)

Bei diesem Anlagendesign zieht sich der Redundanzgedanke durch das gesamte System, wodurch alle wesentlichen Komponenten gedoppelt sind. Gemäß Bild 4 beginnt die Redundanz bei getrennten Wandlern bzw. Wandlerkernen, setzt sich über die Schutzgeräte fort und das AUS-Signal geht über getrennte Gleichspannungswege zu Schaltgeräten mit 2 Leistungsschalterspulen (siehe Bild 5). In den Schutzgeräten können einerseits die Schutzfunktionen gedoppelt sein, andererseits wünscht man sich ergänzende Schutzfunktionen mit unterschiedlichen Messprinzipien. Typische Beispiele sind der Erdschluss und Kurzschlusschutz.

Mit der Verlagerungsspannungsmessung werden beim Erdschluss ca. 90 % des Schutzbereiches abgedeckt.

Die völlig andere Methode – der Verspannung des Ständerkreises mit einer Fremdspannung (20 Hz) – gewährleistet den 100%-Schutz.

Gleiches lässt sich beim Kurzschlusschutz realisieren. Der Hauptschutz ist der Stromdifferentialschutz als selektiver und schneller Schutz. Ergänzend dazu wird der Impedanzschutz eingesetzt, mit dem auch der Reserveschutz für den Netzschutz durch entsprechende Staffelung erreicht werden kann.

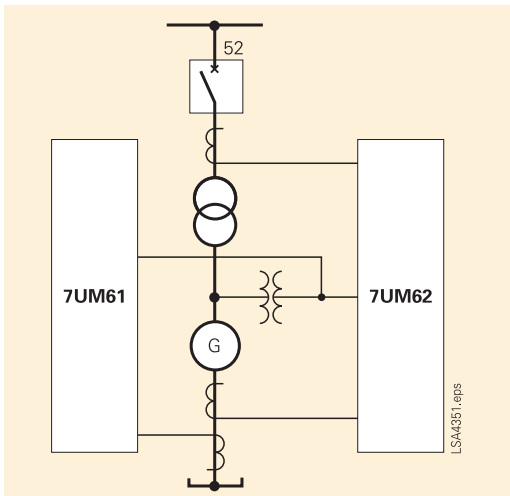


Bild 4 Beispiel: Teilredundanz

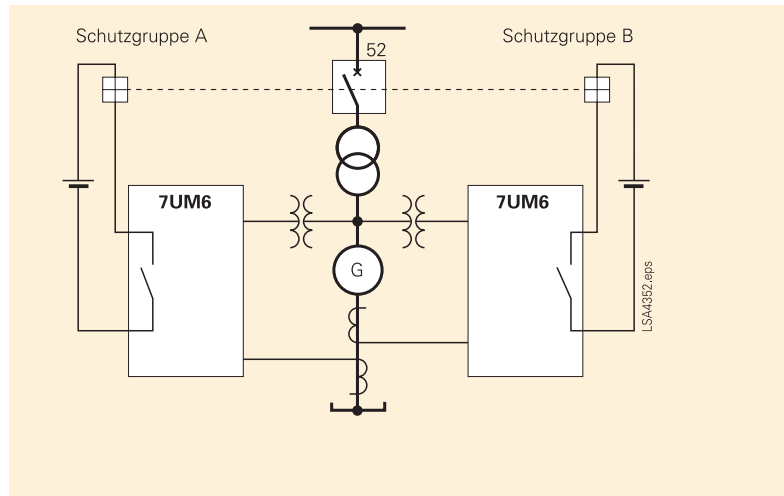


Bild 5 Beispiel: Vollständige Redundanz

### 3.2 Auslösekonzept

Die Besonderheit beim Generatorschutz ist, dass je nach Fehlerfall unterschiedliche Schaltgeräte angesteuert werden müssen. Die Anzahl wird im wesentlichen durch das Anlagenkonzept bestimmt. In der Regel sind bei größeren Blockeinheiten die meisten Schaltgeräte zu betätigen. Spezielle Auslösungen ergeben sich bei Wasserkraftwerken.

Den prinzipiellen Grundgedanken zeigt Bild 6. Auf der einen Seite sind die zu betätigenden Schaltgeräte zu sehen und auf anderen Seite die eingekoppelten Schutzfunktionen. Das Auslöseprogramm bzw. Auslösekonzept hängt von den Empfehlungen/Erfahrungen sowie den Betriebsbedingungen ab. Dabei stehen sich zwei Philosophien gegenüber. Über eine Auslösematrix (in der Digitaltechnik eine Softwarematrix) wird individuell das Auslöseprogramm festgelegt und die Schaltgeräte direkt angesteuert. Die andere, amerikanisch beeinflusste Variante, reduziert die Auslösung auf zwei Programme: z.B. ausschließliche Stillsetzung des Generators sowie die Stillsetzung des Kraftwerksblockes. Zur Ansteuerung der Schaltgeräte werden Lockout – Relais verwendet. Der Schutz braucht dabei nur wenige Auslösekontakte.

### 3.3 Schutzfunktionumfang

Zum sicheren Schutz von elektrischen Maschinen sind zahlreiche Schutzfunktionen erforderlich. Der Umfang und die Kombination sind von unterschiedlichen Faktoren wie Maschinengröße, Betriebsweise, Anlagenausführung, Verfügbarkeitsforderungen, Erfahrungen und Philosophien geprägt. Das führt zwangsläufig zu einer Multifunktionalität, die mit der numerischen Technik hervorragend beherrscht wird. Um unterschiedli-



Bild 6 Schutzauslösung über die Matrix

chen Forderungen gerecht zu werden, ist der Funktionsmix skalierbar (siehe Tabelle 1).

Die Auswahl vereinfacht die Aufteilung in schutzobjekt- und anwendungsbezogene Gruppen.

| Schutzfunktionen             | Generatornennleistung |              |           |
|------------------------------|-----------------------|--------------|-----------|
|                              | 5 - 50 MVA            | 50 - 200 MVA | > 200 MVA |
| Ständererdschlusschutz 90 %  | ■                     | ■            | ■         |
| Ständererdschlusschutz 100 % |                       | ■            | ■         |
| Differentialschutz           | ■                     | ■            | ■         |
| Überstromzeitschutz          | ■                     |              |           |
| Impedanzschutz               |                       | ■            | ■         |
| Läufererdschlusschutz        | ■                     | ■            | ■         |
| Schieflastschutz             | ■                     | ■            | ■         |
| Untererregungsschutz         | ■                     | ■            | ■         |
| Außertrittfallschutz         |                       |              | ■         |
| Ständerüberlastschutz        | ■                     | ■            | ■         |
| Läuferüberlastschutz         |                       |              | ■         |
| Überspannungsschutz          | ■                     | ■            | ■         |
| Frequenzschutz $f >$         | ■                     | ■            | ■         |
| Frequenzschutz $f <$         | ■                     | ■            | ■         |
| Rückleistungsschutz          | ■                     | ■            | ■         |
| Unterspannungsschutz         |                       |              |           |
| Übererregungsschutz          |                       | ■            | ■         |

- vorhanden
- optional
- Pumpspeicherwerk (Motorsicher- und Phasenschieberbetrieb)

**Tabelle 1** Empfohlene Schutzfunktionen entsprechend der Generator-Nennleistung

Eine Funktionsauswahl unter Berücksichtigung der Redundanz ist in der Tabelle 2 dargestellt.

| Schutzgruppe A<br>(System 1) | Schutzgruppe B<br>(System 2)            |
|------------------------------|---|
| Ständererdschluss 100 %      | Ständererdschluss 90 %                  |
| Differentialschutz           | Differentialschutz<br>(als Blockschutz) |
| Impedanz                     | Impedanz                                |
| Läufererdschluss             | Schieflast                              |
| Schieflast                   | Untererregung                           |
| Untererregung                | Außertrittfall                          |
| Überspannung                 | Ständerüberlast                         |
| Frequenz $f > <$             | Überspannung                            |
| Rückleistung                 | Frequenz $f > <$                        |
| Übererregung                 | Rückleistung                            |
|                              | Übererregung                            |

**Tabelle 2** Funktionsauswahl für ein Redundanzkonzept

#### ■ 4. Schutzfunktionen und Einstellung

Für die Einstellwerteberechnung wird die Grundschaltung (Bild 2) betrachtet – mit Maschinendaten aus Tabelle 3. Bei einigen Schutzeinstellungen sind Kennlinien (z.B. Leistungsdiagramm) des Herstellers notwendig. Die physikalischen Hintergründe und die Berechnungsformel sind im Handbuch enthalten. Es werden die sekundären Einstellwerte dargestellt.

| Generatordaten  |  |
|---|--|
| Nennspannung $U_N$  | 15,75 kV $\pm$ 5 %                             |
| Nennscheinleistung (40 °C Kaltgas) $S_N$                                    | 327 MVA  |
| Leistungsschalter $\cos \varphi$  | 0,8  |
| Nennwirkleistung $P_N$  | 261,6 MW                                       |
| Nennstrom $I_N$   | 12 kA  |
| Nennfrequenz $f_N$  | 50 Hz  |
| Maximale Übererregung ( $U/f$ )max %  | aus der Übererregungskennlinie des Herstellers |
| Zulässige Übererregungsdauer $t(U/f)$ max                                   | aus der Übererregungskennlinie des Herstellers |
| Synchrone Längsreaktanz $X_d$<br>(für Trommelläufermaschinen: $x_d = x_q$ ) | 264,6 %  |
| Transiente Reaktanz $x_d'$  | 29,2 %   |
| Maximale Erregerspannung $U_{err-xmin}$                                     | 77 V   |
| Maximal dauernd zulässiger Inversstrom $I_{max prim} / I_N$                 | 10 %   |
| Thermisch dauernd zulässiger Primärstrom $I_{max} / I_N$                    | 1,2  |
| Unsymmetriefaktor ( $I_2$ ) $K = (I_2/I_N)^2 t$                             | 20 s   |

| Stromwandler          | $I_{prim}$ | $I_{sek}$ | ü      | Ziel     |
|-----------------------|------------|-----------|--------|----------|
| Sternpunktseite       |            |           |        |          |
| T1, Kern 1            | 14 kA      | 1 A       | 14 000 | System 1 |
| T1, Kern 3            | 14 kA      | 1 A       | 14 000 | System 2 |
| Sammelschienenenseite |            |           |        |          |
| T2, Kern 1            | 14 kA      | 1 A       | 14 000 | System 1 |
| T2, Kern 3            | 14 kA      | 1 A       | 14 000 | System 2 |
| 110-kV-Seite          |            |           |        |          |
| T3, Kern 1            | 2 000 A    | 1 A       | 2 000  | System 2 |

| Erdungstransformator | $U_{prim}$           | $U_{sek}$       | ü     | Ziel     |
|----------------------|----------------------|-----------------|-------|----------|
| T4; $U_0$            | 15,75 kV/ $\sqrt{3}$ | 5 V/ $\sqrt{3}$ | 54,56 | System 1 |

| Externer Spannungswandler    | $U_{prim}$           | $U_{sek}$         | ü     | Ziel        |
|------------------------------|----------------------|-------------------|-------|-------------|
| Generatorseite               |                      |                   |       |             |
| T5, $U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}$ | 15,75 kV/ $\sqrt{3}$ | 100 V/ $\sqrt{3}$ | 157,5 | System 1, 2 |

| Blocktransformatordaten                   |  |
|---|--|
| Schaltgruppe                              | Ynd5   |
| Gesamtkoppelkapazität HS-NS Ck            | 14,4 nF (4,8 pro Phase)                        |
| Maximale Übererregung ( $U/f$ )max        | 120 %  |
| Zulässige Übererregungsdauer $t(U/f)$ max | aus der Übererregungskennlinie des Herstellers |
| Zulässige Überlast $I_{max} / I_N$        | aus der Übererregungskennlinie des Herstellers |
| Wicklung                                  | primär sekundär                                |
| Nennspannung $U_N$                        | 115 kV 15,75 kV                                |
| Nennscheinleistung $S_N$                  | 318 MVA 318 MVA                                |
| Nennstrom $I_N$                           | 1,596 kA 11,657 kA                             |
| Kurzschlussspannung $u_k$                 | 15 %   |
| Regelbereich des Stufenschalters          | $\pm$ 9 x 1,25 %                               |

Tabelle 3 Daten des Kraftwerkblocks mit Gasturbine

#### 4.1 Stromdifferentialschutz (ANSI 87G, 87M, 87T)

Die Funktion ist der unverzögert wirkende Kurzschlusschutz bei Generatoren, Motoren und Transformatoren und basiert auf dem Stromvergleichsschutzprinzip (Knotenpunktsatz). Aus den Leiterströmen erfolgt die Berechnung des Differenz- und Stabilisierungsstromes. Optimierte digitale Filter bedämpfen sicher Störgrößen wie aperiodisches Gleichstromglied und Harmonische. Die hohe Auflösung der Messgrößen ermöglicht die Erfassung kleiner Differenzströme (10 % von  $I_N$ ) und damit eine sehr hohe Empfindlichkeit. Eine einstellbare Stabilisierungskennlinie erlaubt eine optimale Anpassung an die Bedingungen des Schutzobjektes.

##### Einstellhinweise

Eine wichtige Einstellung ist die Lage der Sternpunkte der Stromwandlersätze auf beiden Seiten des Schutzobjektes. Weiterhin werden die Nennwerte ( $S_{N\text{ GEN/MOTOR}}$ ,  $U_{N\text{ GEN/MOTOR}}$ ) der zu schützenden Maschine und die primären und sekundären Nennströme der Hauptstromwandler auf beiden Seiten abgefragt. Auf diese beziehen sich die Einstellwerte. Außerdem werden sie z.B. für die Bestimmung der Primärmesswerte benutzt.

Als zusätzliche Sicherheit gegen Überfunktionen beim Zuschalten eines zuvor stromlosen Schutzobjektes (z.B. Motor) kann die Ansprechwerterhöhung bei Anlauf eingeschaltet werden.

Die folgende Tabelle präsentiert die Einstellmöglichkeiten ausgewählter Parameter. Die Einstellungen sind für den Generator und nicht für den gesamten Block relevant (Schutzgruppe A)

| Parameter  | Einstellmöglichkeiten                | Voreinstellung              |
|--|--------------------------------------|-----------------------------|
| Ansprechwert der Auslösestufe $I_{\text{Diff}}>$     | 0,05 bis 2,0 $I/I_{\text{NObjekt}}$  | 0,2 $I/I_{\text{NObjekt}}$  |
| Verzögerung der Auslösestufe $I_{\text{Diff}}>$      | 0 bis 60,0 s; $\infty$               | 0,00 s                      |
| Ansprechwert der Auslösestufe $I_{\text{Diff}}>>$    | 0,05 bis 12,0 $I/I_{\text{NObjekt}}$ | 7 $I/I_{\text{NObjekt}}$    |
| Zeitverzögerung der Auslösestufe $I_{\text{Diff}}>>$ | 0 bis 60,0 s; $\infty$               | 0,00 s                      |
| Steigung 1 der Auslösekennlinie                      | 0,1 bis 0,5                          | 0,15                        |
| Fußpunkt der Steigung 1 der Auslösekennlinie         | 0 bis 2,0 $I/I_{\text{NObjekt}}$     | 0 $I/I_{\text{NObjekt}}$    |
| Steigung 2 der Auslösekennlinie                      | 0,25 bis 0,95                        | 0,5                         |
| Fußpunkt für Steigung 2 der Auslösekennlinie         | 0 bis 10,0 $I/I_{\text{NObjekt}}$    | 2,50 $I/I_{\text{NObjekt}}$ |

**Tabelle 4** Parameterübersicht für den Differentialschutz

#### 4.2 Ständerüberlastschutz (ANSI 49)

Der Überlastschutz soll die Ständerwicklung von Generatoren und Motoren gegen zu hohe stetige Stromüberlastungen schützen. Es werden alle Lastspiele durch ein mathematisches Modell bewertet. Grundlage für die Berechnung ist die thermische Wirkung des Stromeffektivwertes. Die Umsetzung entspricht der IEC 60255-8.

##### Einstellhinweise

Stromabhängig wird automatisch die Abkühlzeitkonstante verlängert. Wird die Umgebungs- oder Kühlmitteltemperatur über einen Messumformer (MU2) bzw. den PROFIBUS-DP eingekoppelt, so passt sich das Modell automatisch an die Umgebungsbedingungen an, andernfalls wird von einer konstanten Umgebungstemperatur ausgegangen.

Die folgende Tabelle präsentiert die Einstellmöglichkeiten sowie die Beispiel-Einstellung wichtiger Parameter (ohne Berücksichtigung der Umgebungs- oder Kühlmitteltemperatur).

| Parameter                            | Einstellmöglichkeiten | Einstellung |
|--------------------------------------|-----------------------|-------------|
| k-Faktor                             | 0,1 bis 4,0           | 1,11        |
| Thermische Warnstufe                 | 70 bis 100 %          | 95 %        |
| Stromwarnstufe                       | 0,1 bis 4,0 A         | 1,0 A       |
| $k_t$ -Zeitfaktor bei Stillstand     | 1,0 bis 10,0          | 1,0         |
| Grenzstrom für das thermische Abbild | 0,5 bis 8,0 A         | 3,30 A      |
| Rückfallzeit nach Notanlauf          | 10 bis 15000 s        | 100 s       |

**Tabelle 5** Parameterübersicht für den Ständerüberlastschutz

Die Einstellbereiche und Voreinstellungen sind für einen sekundären Nennstrom von  $I_N = 1$  A angegeben. Bei einem sekundären Nennstrom von  $I_N = 5$  A sind diese Werte mit 5 zu multiplizieren. Bei Einstellungen in Primärwerten ist zusätzlich die Übersetzung der Stromwandler zu berücksichtigen.

### 4.3 Schieflastschutz (ANSI 46)

Unsymmetrische Strombelastungen der drei Stränge eines Generators führen im Rotor zur Erwärmung aufgrund des sich ausbildenden Gegenfeldes. Der Schutz erkennt eine unsymmetrische Belastung von Drehstrommaschinen. Er arbeitet auf der Grundlage der symmetrischen Komponenten und bewertet das Gegensystem der Strangströme. Die thermischen Vorgänge werden im Algorithmus berücksichtigt und führen zur abhängigen Charakteristik. Außerdem wird die Schiefast von einer unabhängigen Warn- und Auslösestufe ausgewertet, die durch Verzögerungsglieder ergänzt werden.

*Einstellhinweise*

*Thermische Kennlinie*

Die Maschinenhersteller geben die zulässige Schiefast durch folgende Formel an:

$$t_{zul} = \frac{K}{\left(\frac{I_2}{I_N}\right)^2}$$

$t_{zul}$  = maximal zulässige Einwirkdauer des Inversstromes  $I_2$

$K$  = Unsymmetriefaktor (Konstante der Maschine)

$I_2/I_N$  = Schiefast (Verhältnis Inversstrom  $I_2$  zu Nennstrom  $I_N$ )

Der Unsymmetriefaktor ist maschinenabhängig und stellt die Zeit in Sekunden dar, die der Generator mit 100 % Schiefast maximal belastet werden darf. Der Faktor liegt überwiegend in der Größenordnung zwischen 5 s und 30 s. Mit dem Überschreiten der zulässigen Schiefast (Wert des dauernd zulässigen Inversstromes) wird begonnen, die Erwärmung des zu schützenden Objektes im Gerät nachzubilden. Es wird dabei fortlaufend die Strom-Zeit-Fläche berechnet und somit werden unterschiedliche Belastungsfälle korrekt berücksichtigt. Hat die Strom-Zeit-Fläche  $((I_2/I_N)^2 \cdot t)$  den Unsymmetriefaktor  $K$  erreicht, wird über die thermische Kennlinie ausgelöst.

Die Einstellmöglichkeiten und die Beispiel-Einstellung zeigt die Tabelle 6.

| Parameter                          | Einstellmöglichkeiten | Einstellung |
|------------------------------------|-----------------------|-------------|
| Dauernd zulässige Schiefast        | 3,0 bis 30,0 %        | 8,6 %       |
| Verzögerungszeit der Warnstufe     | 0 bis 60,0 s; ∞       | 10,0 s      |
| Unsymmetriefaktor K                | 2,0 bis 100,0 s; ∞    | 11 s        |
| Abkühlzeit des thermischen Modells | 0 bis 50000 s         | 1500 s      |
| Anreghostrom $I_2 >>$              | 10 bis 100 %          | 51,4 %      |
| Verzögerungszeit T $I_2 >>$        | 0 bis 60,0 s; ∞       | 3,0 s       |

**Tabelle 6** Parameterübersicht für den Schieflastschutz

### 4.4 Untererregungsschutz (ANSI 40)

Der Schutz verhindert Schäden durch Außertrittfallen infolge von Untererregung. Aus Generatorklemmenspannung und -strom wird der komplexe Leitwert berechnet. Die Schutzfunktion bietet drei Kennlinien zur Überwachung der statischen und der dynamischen Stabilität. Über einen Messumformer kann die Erregerspannung eingekoppelt und bei Ausfall eine schnelle Reaktion des Schutzes durch Timerumschaltung erreicht werden. Die Geradenkennlinien ermöglichen eine optimale Anpassung des Schutzes an das Generatordiagramm. Aus der Per-Unit-Darstellung des Diagramms lassen sich direkt die Einstellwerte ablesen. Für die Berechnung der Größen werden die Mitsysteme der Ströme und Spannungen herangezogen, wodurch korrekte Arbeitsweise auch bei unsymmetrischen Verhältnissen gewährleistet wird.

*Einstellhinweise*

Die Auslösekennlinien des Untererregungsschutzes setzen sich im Leitwertdiagramm aus Geraden zusammen, die jeweils durch ihren Blindanteil der Admittanz  $1/x_d$  und ihren Neigungswinkel  $\alpha$  definiert sind.

Die Tabelle 7 präsentiert die Einstellungen für dieses Applikationsbeispiel.

| Parameter                          | Einstellmöglichkeiten | Voreinstellung |
|------------------------------------|-----------------------|----------------|
| Anregeschwelle $1/x_d$ Kennlinie 1 | 0,25 bis 3,0          | 0,37           |
| Kennlinienneigung Kennlinie 1      | 50 bis 120 °          | 80 °           |
| Verzögerungszeit Kennlinie 1       | 0 bis 60,0 s; ∞       | 10,0 s         |
| Anregeschwelle $1/x_d$ Kennlinie 2 | 0,25 bis 3,0          | 0,33           |
| Kennlinienneigung Kennlinie 2      | 50 bis 120 °          | 90 °           |
| Verzögerungszeit Kennlinie 2       | 0 bis 60,0 s; ∞       | 10,0 s         |
| Anregeschwelle $1/x_d$ Kennlinie 3 | 0,25 bis 3,0          | 1,0            |
| Kennlinienneigung Kennlinie 3      | 50 bis 120 °          | 100 °          |
| Verzögerungszeit Kennlinie 3       | 0 bis 60,0 s; ∞       | 1,5 s          |

**Tabelle 7** Parameterübersicht für den Untererregungsschutz

#### 4.5 Rückleistungsschutz (ANSI 32R)

Der Rückleistungsschutz überwacht die Wirkleistungsrichtung und spricht bei Ausfall der mechanischen Energie an, weil dann die Antriebsenergie dem Netz entnommen wird. Diese Funktion kann zum betriebsmäßigen Stillsetzen des Generators genutzt werden, verhindert aber auch Schäden an Dampfturbinen. Die Stellung des Schnellschlussventils wird als Binärinformation eingekoppelt. Mit ihr wird zwischen zwei Verzögerungen des Ausschaltkommandos umgeschaltet. Die Berechnung der Rückleistung erfolgt aus den Mitsystemen von Strom und Spannung. Unsymmetrische Netzverhältnisse führen deshalb nicht zu einer Beeinträchtigung der Messgenauigkeit.

Kommt eine Rückleistung zustande, so muss der Turbosatz vom Netz abgetrennt werden, da der Betrieb der Turbine ohne einen gewissen Mindestdampfdurchsatz (Kühlwirkung) unzulässig ist oder bei einem Gasturbosatz die motorische Belastung für das Netz zu groß wird.

Das Auslösekommando wird zur Überbrückung einer eventuellen kurzen Leistungsaufnahme beim Synchronisieren oder bei Leistungspendelungen durch Netzfehler um eine einstellbare Zeit verzögert. Bei gefallenem Schnellschlussventil ist dagegen der Block mit kurzer Verzögerung stillzusetzen. Durch Einkoppeln der Stellung des Schnellschlussventils über eine Binäreingabe wird bei gefallenem Schnellschluss die kurze Verzögerung wirksam. Es ist möglich, die Auslösung auch durch ein externes Signal zu blockieren.

Die Höhe der aufgenommenen Wirkleistung wird durch die zu überwindenden Reibungsverluste bestimmt und liegen anlagenbedingt in folgenden Größenordnungen:

- Dampfturbinen:  $P_{\text{Rück}}/S_N$  1 % bis 3 %
- Gasturbinen:  $P_{\text{Rück}}/S_N$  etwa 20 %
- Dieselantriebe:  $P_{\text{Rück}}/S_N > 5$  %

Es wird jedoch empfohlen, beim Primärversuch die Rückleistung mit dem Schutz selbst zu messen. Als Einstellwert wählt man maximal den 0,5-fachen Wert der gemessenen und unter den prozentualen Betriebsmesswerten auslesbaren Schleppleistung.

Die Tabelle 8 präsentiert die Einstellung ausgewählter Parameter.

| Parameter                            | Einstellmöglichkeiten | Einstellung |
|--------------------------------------|-----------------------|-------------|
| Verzögerungszeit mit Schnellschluss  | 0 bis 60,0 s; ∞       | ∞ s         |
| Verzögerungszeit ohne Schnellschluss | 0 bis 60,0 s; ∞       | 6,00 s      |
| Anregeschwelle Rückleistung          | 30,0 bis 0,50 %       | -3,42 %     |
| Anregehaltezeit                      | 0 bis 60,0 s; ∞       | 1,00 s      |

**Tabelle 8** Parameterübersicht für den Rückleistungsschutz

#### 4.6 Impedanzschutz (ANSI 21)

Dieser schnell wirkende Kurzschlusschutz schützt einerseits den Generator bzw. Blocktransformator und ist Reserveschutz für das Netz. Er verfügt über zwei einstellbare Impedanzstufen, wobei zusätzlich die erste Stufe über Binäreingang umschaltbar ist. Bei offenem Netzschalter lässt sich der Impedanzmessbereich verlängern. Die Überstromanregung mit Unterspannungshaltung sorgt für eine sichere Anregung und die Schleifenauswahllogik für die Bestimmung der fehlerbehafteten Schleife.

##### Einstellhinweise

Für die Einstellung der Überstromanregung ist vor allem der maximale betrieblich auftretende Laststrom maßgebend. Eine Anregung durch Überlast muss ausgeschlossen werden! Der Ansprechwert muss deshalb oberhalb des maximal zu erwartenden (Über-) Laststromes eingestellt werden. Einstellempfehlung: 1,2 bis 1,5 mal Maschinennennstrom.

Die Anregellogik entspricht der des unabhängigen Überstromzeitschutzes UMZ  $I >$ . Wenn die Erregung aus den Generatorklemmen hergeleitet wird und damit der Kurzschlussstrom durch die zusammenbrechende Spannung unter den Anrege wert absinken kann, wird die Unterspannungselbsthaltung angeregt.

Die Einstellung der Unterspannungselbsthaltung  $U <$  erfolgt auf einen Wert, der gerade unterhalb der niedrigsten, betriebsmäßig auftretenden verketteten Spannung liegt, z.B. auf  $U < = 75$  % bis 80 % der Nennspannung. Die Haltezeit muss größer sein als die maximale Fehlerklärungszeit im Reservefall. (Empfehlung: Diese Zeit + 1 s).



Der Schutz besitzt drei Kennlinien, die unabhängig eingestellt werden können (siehe auch im Handbuch):

- Zone (Schnellzone Z1) mit den Einstellparametern  
ZONE Z1 Reaktanz = Reichweite,  
ZONE1 T1 = 0 oder kurze Verzögerung, wenn erforderlich.
- Übergreifzone Z1B, gesteuert von extern über Binäreingabe, mit den Einstellparametern  
ÜBERGR. Z1B Reaktanz = Reichweite,  
ÜBERGR. T1B T1B = 0 oder kurze Verzögerung, wenn erforderlich.
- 2. Zone (Zone Z2) mit den Einstellparametern  
ZONE Z2 Reaktanz = Reichweite,  
ZONE2 T2 T2 ist so hoch zu wählen, dass sie über der Staffelzeit des Netzschutzes liegt.
- Ungerichtete Endstufe mit dem Einstellparameter  
T END T END ist so zu wählen, dass die zweite oder dritte Stufe des vorgelagerten Netzschutzes überstaffelt wird.

Da vorausgesetzt werden kann, dass der Impedanzschutz in den Maschinentransformator hineinmisst, muss die Parametrierung so gewählt werden, dass mit ihr auch der Regelbereich des Transformators ausreichend berücksichtigt wird. Für die ZONE Z1 wählt man daher normalerweise eine Reichweite von etwa 70 % des zu schützenden Bereiches (d.h. etwa 70 % der Transformatorreaktanz) ohne oder mit nur geringer Verzögerung (d.h. = 0 s bis 0,50 s).

Für die ZONE Z2 könnte die Reichweite auf etwa 100 % der Transformatorreaktanz, bzw. zusätzlich einer Netzimpedanz, eingestellt werden. Die zugehörige Zeitstufe ZONE2 T2 ist so zu wählen, dass sie die Netzschutzeinrichtungen der folgenden Leitungen überstaffelt.

Für die Beispielkonfiguration (ohne Aktivierung der Pendelsperre) ergeben sich folgende Einstellungen:

| Parameter                                | Einstellmöglichkeiten   | Einstellung    |
|--|-------------------------|----------------|
| Ansprechwert der Überstromanregung       | 0,10 bis 20,0 A         | 1,20 A         |
| Anregespannung der Unterspannungshaltung | 10,0 bis 125,0 V        | 75,0 V         |
| Haltezeit der Unterspannungshaltung      | 0,1 bis 60,0 s          | 10,0 s         |
| Auslösezeit der Endzeitstufe             | 0,1 bis 60,0 s          | 3,0 s          |
| Impedanzzone Z1                          | 0,05 bis 130,0 $\Omega$ | 7,28 $\Omega$  |
| Auslösezeit-Zone Z1                      | 0 bis 60,0 s; $\infty$  | 0,30 s         |
| Impedanz Übergreifstufe Z1B              | 0,05 bis 65,0 $\Omega$  | 11,44 $\Omega$ |
| Auslösezeit Übergreifstufe Z1B           | 0 bis 60,0 s; $\infty$  | 8,00 s         |
| Impedanz Zone Z2                         | 0,05 bis 65,0 $\Omega$  | 11,44 $\Omega$ |
| Auslösezeit Z2                           | 0 bis 60,0 s; $\infty$  | 8,00 s         |

**Tabelle 9** Parameterübersicht für den Impedanzschutz

#### 4.7 Überspannungsschutz (ANSI 59)

Der Schutz verhindert Isolationsfehler als Folge zu hoher Spannung. Wahlweise können die maximal verketteten Spannungen bzw. Leiter-Erde-Spannungen (bei Niederspannungsmaschinen) ausgewertet werden. Bei den verketteten Spannungen ist das Messergebnis unabhängig von Nullpunktverschiebungen durch Erdschlüsse. Die Schutzfunktion ist zweistufig ausgeführt.

Die Einstellung der Grenzwerte und Verzögerungszeiten des Überspannungsschutzes richtet sich nach der Schnelligkeit, mit der der Spannungsregler Spannungsänderungen ausregeln kann. Der Schutz darf nicht in den Regelvorgang des fehlerfrei arbeitenden Spannungsreglers eingreifen. Die zweistufige Kennlinie muss daher stets über der Spannungszeitkennlinie des Regelvorgangs liegen.

##### Einstellhinweise

Die Langzeitstufe  $U>$  und  $T U>$  soll bei stationären Überspannungen eingreifen. Sie wird auf etwa 110 bis 115 %  $U_N$  und je nach Reglergeschwindigkeit auf 1,5 s bis 5 s eingestellt. Bei einer Volllastabschaltung des Generators erhöht sich die Spannung zunächst entsprechend der Transientspannung und wird erst dann vom Spannungsregler wieder bis auf ihren Nennwert reduziert. Die  $U>>$ -Stufe wird als Kurzzeitstufe i.a. so eingestellt, dass der transiente Vorgang bei Volllastabschaltung nicht zu einer Auslösung führt. Üblich sind z.B. für  $U>>$  etwa 130 %  $U_N$  mit einer Verzögerung  $T U>>$  von Null bis 0,5 s.

| Parameter                  | Einstellmöglichkeiten | Voreinstellung |
|----------------------------|-----------------------|----------------|
| Anregespannung $U>$        | 30 bis 170 V          | 115 V          |
| Verzögerungszeit $T U>$    | 0 bis 60 s; $\infty$  | 3 s            |
| Anregespannung $U>>$       | 30 bis 170 V          | 130 V          |
| Verzögerungszeit $T U>>$   | 0 bis 60 s; $\infty$  | 0,50 s         |
| Rückfallverhältnis $RV U>$ | 0,90 bis 0,99         | 0,95           |

**Tabelle 10** Parameterübersicht für den Überspannungsschutz

#### 4.8 Frequenzschutz (ANSI 81)

Der Frequenzschutz verhindert eine unzulässige Beanspruchung der Betriebsmittel (z. B. Turbine) bei Über- und Unterfrequenz und dient auch häufig als Überwachungs- und Steuerungselement. Die Funktion ist vierstufig ausgeführt, wobei die Stufen wahlweise als Über- bzw. Unterfrequenzschutz arbeiten können. Jede Stufe ist einzeln verzögerbar. Der aufwendige Frequenzmessalgorithmus filtert auch bei verzerrten Spannungen zuverlässig die Grundschwingung heraus und führt eine sehr genaue Frequenzbestimmung durch. Über eine Unterspannungsstufe kann die Frequenzmessung blockiert werden.

##### Einstellhinweise

Wenn der Frequenzschutz für die Aufgaben der Netzentkopplung und des Lastabwurfes eingesetzt wird, hängen die Einstellwerte von den konkreten Netzbedingungen ab. Meist wird bei Lastabwurf eine Staffelung nach der Bedeutung der Verbraucher oder -gruppen angestrebt. Weitere Anwendungsfälle sind im Kraftwerksbereich gegeben. Grundsätzlich richten sich die einzustellenden Frequenzwerte auch hier nach den Vorgaben des Netz- bzw. Kraftwerkbetreibers.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Einstellungen die der Praxisanforderung entsprechen.

| Parameter               | Einstellmöglichkeiten | Einstellung |
|-------------------------|-----------------------|-------------|
| Anregespannung $f1$     | 40 bis 65 Hz          | 47,5 Hz     |
| Verzögerungszeit $T f1$ | 0 bis 600 s           | 40 s        |
| Anregespannung $f2$     | 40 bis 65 Hz          | 47 Hz       |
| Verzögerungszeit $T f2$ | 0 bis 100 s           | 20 s        |
| Anregespannung $f3$     | 40 bis 65 Hz          | 51,50 Hz    |
| Verzögerungszeit $T f3$ | 0 bis 100 s           | 40 s        |
| Anregespannung $f4$     | 40 bis 65 Hz          | 52 Hz       |
| Verzögerungszeit $T f4$ | 0 bis 100 s           | 20 s        |
| Mindestspannung         | 10 bis 125 V; 0       | 65 V        |

**Tabelle 11** Parameterübersicht für den Frequenzschutz

#### 4.9 Übererregungsschutz (ANSI 24)

Der Übererregungsschutz dient zur Erkennung einer unzulässig hohen Induktion (proportional zu  $U/f$ ) in Generatoren bzw. Transformatoren, die zu einer thermischen Überbeanspruchung führt. Diese Gefahr ist bei Anfahrvorgängen, bei Vollastabschaltungen, bei „schwachen“ Netzen und im Inselbetrieb möglich. Die abhängige Kennlinie wird mit den Herstellerdaten durch 8 Punkte eingestellt. Zusätzlich sind eine unabhängige Warnstufe und eine Schnellstufe nutzbar. Neben der Frequenz wird die maximale der drei verketteten Spannungen für die Berechnung des Quotienten  $U/f$  benutzt. Der überwachbare Frequenzbereich erstreckt sich von 11 bis 69 Hz.

##### Einstellhinweise

Der Übererregungsschutz enthält zwei Stufenkennlinien und eine thermische Kennlinie zur näherungsweise Nachbildung der Erwärmung, die das Schutzobjekt durch die Übererregung erfährt. Bei Überschreiten einer ersten Ansprechschwelle (Warnstufe  $U/f>$ ) wird eine Zeitstufe  $T U/f>$  gestartet, nach deren Ablauf es zu einer Warnmeldung kommt.

Der vom Hersteller des Schutzobjekts angegebene Grenzwert der Induktion im Verhältnis zur Nenninduktion ( $B/B_N$ ) bildet die Grundlage der Einstellung des Grenzwertes  $U/f>$ .

Als Voreinstellung ist die Kennlinie für einen Siemens-Standard-Transformator gewählt worden. Liegen keinerlei Angaben vom Hersteller des Schutzobjekts vor, wird man die voreingestellte Standardkennlinie beibehalten. Andernfalls kann jede beliebige Auslösekennlinie durch punktweise Eingabe von Parametern durch maximal 7 Geradenstücke vorgegeben werden.

#### 4.10 90 %-Ständererdschlussschutz gerichtet, ungerichtet (ANSI 59N, 64G, 67G)

Bei isoliert betriebenen Generatoren äußert sich ein Erdschluss durch das Auftreten einer Verlagerungsspannung. Bei Blockschaltung ist die Verlagerungsspannung ein ausreichendes, selektives Schutzkriterium. Wenn ein Generator galvanisch mit einer Sammelschiene verbunden ist, muss für eine selektive Erdschlusserfassung zusätzlich noch die Richtung des fließenden Erdstromes bewertet werden. Der Schutz misst die Verlagerungsspannung an einem Spannungswandler im Generatorsternpunkt oder an der offenen Dreieckswicklung eines Spannungswandlers. Wahlweise ist die Nullspannung auch aus den Leiter-Erde-Spannungen berechenbar. In Abhängigkeit von der Anlagenausführung sind 90 bis 95 %-Ständerwicklung eines Generators schützbar.

Beim Anfahren kann über ein extern eingekoppeltes Signal auf Nullspannungsmessung umgeschaltet werden. Entsprechend der Schutzeinstellung sind mit der Funktion unterschiedliche Erdschlussschutzkonzepte umsetzbar.

##### Einstellhinweise

Bei Maschinen in Blockschaltung ist der Ansprechwert so hoch zu wählen, dass Verlagerungen bei Netzerdschlüssen, die sich über die Koppelkapazitäten des Blocktransformators auf den Ständerkreis auswirken, nicht zum Ansprechen führen. Hierbei ist auch die Dämpfung durch den Belastungswiderstand zu berücksichtigen. Eingestellt wird das Doppelte der bei voller Netzverlagerung eingekoppelten Verlagerungsspannung. Die endgültige Festlegung des Einstellwertes erfolgt bei der Inbetriebnahme mit Primärgrößen gemäß Handbuch.

Die Auslösung bei Ständererdschluss wird Zeit verzögert ( $T_{SES}$ ) eingestellte. Bei der Verzögerung ist auch die Überlastbarkeit der Belastungseinrichtung zu berücksichtigen. Alle eingestellten Zeiten sind Zusatzverzögerungszeiten, die die Eigenzeiten (Messzeit, Rückfallzeit) der Schutzfunktion nicht einschließen.

Die Tabelle 12 präsentiert die Einstellmöglichkeiten ausgewählter Parameter. Die Einstellungen sind für diese Schutzkonfiguration ausgewählt.

| Parameter                           | Einstellmöglichkeiten | Einstellung |
|-------------------------------------|-----------------------|-------------|
| Anregespannung $U_0 >$              | 2 bis 125 V           | 10 V        |
| Anreghostrom $3I_0 >$               | 2 bis 1000 mA         | 5 mA        |
| Neigungswinkel der Richtungsgeraden | 0 bis 360 °           | 15 °        |
| Verzögerungszeit $T_{SES}$          | 0 bis 60 s; ∞         | 0,30 s      |

**Tabelle 12** Parameterübersicht für den Ständererdschlussschutz

#### 4.11 Läufererdschlussschutz (ANSI 64R)

Diese Schutzfunktion kann mit dem Schutzgerät 7UM62 auf drei Wegen gelöst werden. Die einfachste Form ist die Methode der Läufererdstrommessung (siehe im Handbuch Kap. Empfindlicher Erdschlussschutz). Widerstandsmessung bei netzfrequenter Spannung.

Die zweite Form ist die Läufererdwiderstandsmessung mit netzfrequenter Spannungseinkopplung in den Läuferkreis (siehe im Handbuch Kapitel Läufererdschlussschutz). Durch den Schutz wird die eingekoppelte Spannung und der fließende Läufererdstrom erfasst. Unter Berücksichtigung des komplexen Widerstandes vom Ankoppelgerät (7XR61) erfolgt über ein mathematisches Modell die Berechnung des Läufererdwiderstandes. Diese Form wird oft für mittelgroße Generatoren angewendet.

Die dritte Form ist die Widerstandsmessung bei Rechteckspannungseinkopplung von 1 bis 3 Hz. Bei größeren Generatoren wird eine höhere Empfindlichkeit gefordert. Es muss einerseits der störende Einfluss der Läufererdkapazität noch besser eliminiert und andererseits der Störabstand zu den Harmonischen (z.B. 6. Harmonische) der Erreger-einrichtung vergrößert werden. Hier hat sich die Einkopplung einer niederfrequenten Rechteckspannung in den Läuferkreis bestens bewährt (zu empfehlen für diese Applikation) Die durch das Vorschaltgerät 7XT71 eingekoppelte Rechteckspannung führt zur stetigen Umladung der Läufererdkapazität. Über einen Shunt im Vorschaltgerät wird der fließende Erdstrom erfasst und in den Schutz (Messeingang) eingekoppelt. Im fehlerfreien Fall ( $RE \sim \infty$ ) ist der Läufererdstrom nach Aufladung der Erdkapazität nahe Null. Im Fehlerfall bestimmt der Erdwiderstand einschließlich Ankoppelwiderstand (7XR6004) sowie die speisende Spannung den stationären Strom. Über den zweiten Eingang (Steuereingang) werden die Umschaltungen, die aktuelle Rechteckspannung und die Umladefrequenz erfasst. Mit dem Messprinzip sind Fehlerwiderstände bis zu 80 kΩ erfassbar.

Die Überwachung des Läufererdkreises auf Unterbrechung erfolgt durch die Bewertung des Stromes während der Umpolungen.

*Einstellhinweise (1- bis 3-Hz-Schutz)*

Da der Schutz den ohmschen Läufererdwiderstand direkt aus den Werten der angelegten Ver-  
spannung, dem Vorwiderstand und dem fließen-  
den Erdstrom berechnet, können die Grenzwerte  
für die Warnstufe (RE WARN) und die Auslöse-  
stufe (RE AUS) unmittelbar als Widerstände ein-  
gestellt werden. In den meisten Fällen sind die  
voreingestellten Werte (RE WARN = 40 kΩ und  
RE AUS = 5 kΩ) ausreichend. Je nach Isolations-  
widerstand und Kühlmittel können diese Werte  
geändert werden. Es ist auf einen ausreichenden  
Abstand des Einstellwertes vom tatsächlichen Iso-  
lationswiderstand zu achten.

Infolge möglicher Störer durch die Erregereinrich-  
tung wird der Einstellwert für die Warnstufe end-  
gültig während der Primärversuche festgelegt.

Die Verzögerung wird für die Warnstufe  
(T RE WARN) meist auf etwa 10 s, für die Auslö-  
sestufe (T RE AUS) kurz, auf etwa 1 s, eingestellt.  
Die eingestellten Zeiten sind Zusatzverzögerungs-  
zeiten, die die Eigenzeiten (Messzeit, Rückfallzeit)  
der Schutzfunktion nicht einschließen.

| Parameter                         | Einstellmöglich-<br>keiten | Voreinstellung |
|-----------------------------------|----------------------------|----------------|
| Ansprechwert der Warnstufe        | 5 bis 80 kΩ                | 40 kΩ          |
| Ansprechwert der Auslösestufe     | 1 bis 10 kΩ                | 5 kΩ           |
| Verzögerungszeit der Warnstufe    | 0 bis 60 s; ∞              | 10 s           |
| Verzögerungszeit der Auslösestufe | 0 bis 60 s; ∞              | 1 s            |

**Tabelle 13** Parameterübersicht für den Läufererdschluss-  
schutz

**4.12 100 %-Ständererdschlusschutz mit  
20-Hz-Einkopplung (ANSI 64 G (100%))**

Als ein sicheres und zuverlässiges Verfahren hat  
sich die Einkopplung einer 20-Hz-Spannung zur  
Erfassung von Fehlern im Sternpunkt bzw. Stern-  
punkt-nähe von Generatoren erwiesen. Es ist im  
Gegensatz zum Kriterium 3. Harmonische (siehe  
Seite 12, Katalog, SIP 6.1) unabhängig von den  
Generatoreigenschaften und der Betriebsweise.  
Weiterhin ist auch eine Messung beim Anlagen-  
stillstand möglich.

Die Schutzfunktion ist so ausgeführt, dass sie  
sowohl Erdschlüsse in der gesamten Maschine  
(echte 100 %) und alle galvanisch angeschlossenen  
Anlagenkomponenten erkennt. Vom Schutzgerät

wird die eingekoppelte 20-Hz-Spannung und der  
fließende 20-Hz-Strom erfasst. Über ein mathe-  
matisches Modell werden die störenden Größen,  
wie z. B. die Ständererdkapazitäten eliminiert und  
der ohmsche Fehlerwiderstand ermittelt. Dadurch  
wird einmal eine hohe Empfindlichkeit gewähr-  
leistet und zum anderen der Einsatz bei Maschi-  
nen mit großen Erdkapazitäten, z.B. große Was-  
serkraftgeneratoren, ermöglicht. Winkelfehler  
durch den Erdungs- bzw. Nullpunktstransforma-  
tor werden bei der Inbetriebnahme erfasst und im  
Algorithmus korrigiert. Die Schutzfunktion ver-  
fügt über eine Warn- und Auslösestufe. Zusätz-  
lich wird der Messkreis überwacht und ein Ausfall des  
20-Hz-Generators erfasst. Unabhängig von der  
Erdwiderstandsberechnung bewertet die Schutz-  
funktion zusätzlich die Höhe des Stromeffektiv-  
wertes. Für Erdschlüsse, bei denen die Verlage-  
rungsspannung und damit der Fehlerstrom eine  
bestimmte Höhe überschreitet, steht damit eine  
weitere Stufe zur Verfügung.

Unter der Berücksichtigung folgender Parameter,  
ergeben sich die Einstellungen für das Applika-  
tionsbeispiel (Sekundärwerte).

- Belastungswiderstand am Erdungstransforma-  
tor  $R_L = 4,63 \Omega$
- Übersetzungsverhältnis Spannungsteiler  
 $\ddot{u}_{KI} = 200 / 5$
- Übersetzungsverhältnis Spannungsteiler  
 $\ddot{u}_{Teiler} = 2 / 5$
- Übersetzungsverhältnis Erdungstransformator  
 $\ddot{u}_{Trafo} = 15,75 \cdot \sqrt{3} / 0,5 \text{ kV}$

| Parameter                                   | Einstellmög-<br>lichkeiten | Einstellung |
|---|----------------------------|-------------|
| Ansprechwert der Warnstufe SES 100 %        | 20 bis 700 Ω               | 193 Ω       |
| Ansprechwert der Auslösestufe SES 100 %     | 20 bis 700 Ω               | 48 Ω        |
| Verzögerungszeit der Warnstufe SES 100 %    | 0 bis 60 s; ∞              | 10 s        |
| Verzögerungszeit der Auslösestufe SES 100 % | 0 bis 60 s; ∞              | 1 s         |
| Ansprechwert 100 % $I_{>>}$                 | 0,02 bis 1,5 A             | 0,27 A      |
| Überwachungsschwelle für 20-Hz-Spannung     | 0,3 bis 15 V               | 1 V         |
| Überwachungsschwelle für 20-Hz-Strom        | 5 bis 40 mA                | 10 mA       |
| Winkelkorrektur für $I_{SES}$               | 60 °                       | 0 °         |
| Übergangswiderstand $R_{ps}$                | 0 bis 700 Ω                | 0 Ω         |
| Paralleler Belastungswiderstand             | 20 bis 700 Ω; ∞            | ∞ Ω         |

**Tabelle 14** Parameterübersicht für den 100 %-Ständererd-  
schlusschutz

### 4.13 Außertrittfallschutz (ANSI 78)

Die Schutzfunktion dient zur Erfassung von Pendelungen im Netz. Speisen Generatoren zu lange auf einen Netzkurzschluss, kann es nach der Fehlerabschaltung zu einem Ausgleichsvorgang (Wirkleistungsschwingungen) zwischen Netz und Generator kommen. Liegt das Pendelzentrum im Bereich der Blockeinheit, so führen die „Wirkleistungsstöße“ zu einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung des Generators und der gesamten Generatorbefestigung einschließlich Turbine. Da es sich um symmetrische Vorgänge handelt, wird aus der Spannungs- und Strommitkomponente die Mitimpedanz berechnet und der Impedanzverlauf bewertet. Zusätzlich erfolgt die Symmetrieüberwachung durch die Bewertung des Gegensystemstromes. Zwei Kennlinien im R/X-Diagramm beschreiben den Wirkungsbereich (Generator, Blocktransformator bzw. Netz) des Außertrittfallschutzes. Je nachdem in welchem Kennlinienbereich der Impedanzvektor ein- und austritt, werden die zugeordneten Zähler erhöht. Wird der eingestellte Zählerstand erreicht, kommt es zur Auslösung. Erfolgt nach einer eingestellten Zeit keine Pendelung mehr, so werden die Zähler automatisch zurückgesetzt. Über einen einstellbaren Impuls kann jede Pendelung gemeldet werden. Die Ausweitung der Kennlinie in R-Richtung bestimmt den erfassbaren Pendelwinkel. Praktika-bel sind 120°. Zur Anpassung an die Verhältnisse bei Einspeisung von mehreren parallelen Generatoren ins Netz, kann die Kennlinie über einen einstellbaren Winkel geneigt werden.

#### Einstellhinweise

Zur Freigabe der Messung muss ein Mindestwert der Mitkomponente der Ströme  $I_1 >$  überschritten sein (Überstromanregung). Zusätzlich darf wegen der Symmetriebedingung ein Maximalwert der Gegenkomponente der Ströme  $I_2 <$  nicht überschritten sein. In der Regel wird der Einstellwert  $I_1 >$  oberhalb Nennstrom, also etwa zu 120%  $I_N$  gewählt, um eine Anregung durch Überlast zu vermeiden. Die Anregeschwelle der Gegenkomponente des Stromes  $I_2 <$  ist auf etwa 20%  $I_N$  eingestellt.

Für die Ermittlung der Einstellwerte sind die vom Schutzgerät gesehenen Impedanzen des Schutzbereiches maßgebend. In Richtung Generator (gesehen vom Einbauort des Spannungswandlersatzes) ist die Pendel-Reaktanz des Generators zu berücksichtigen, die man näherungsweise gleich der Transientreaktanz  $X_d'$  des Generators setzen kann. Man wird also die auf die Sekundärseite bezogene transiente Reaktanz berechnen und für  $Z_b X_d'$  einstellen (siehe Bild 7).

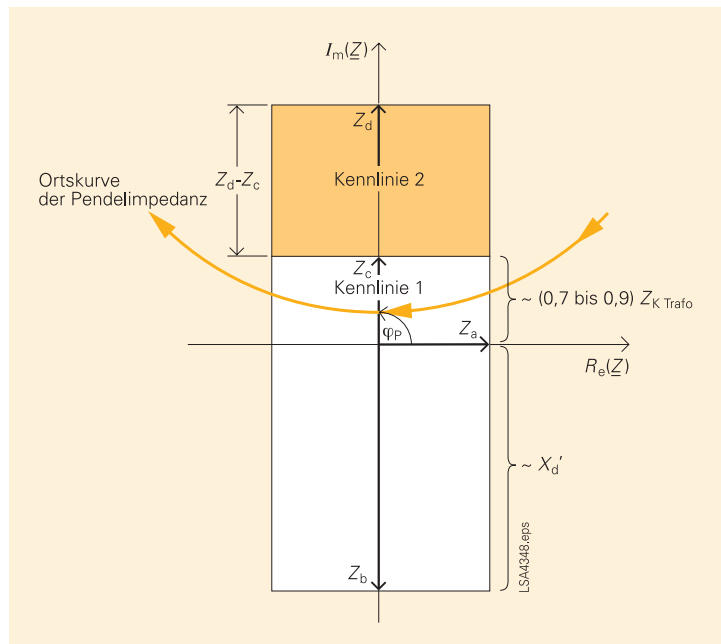


Bild 7 Pendelpolygon

Die Bedeutung, die Berechnung und die Einstellung der Parameter der Auslösekennlinien sind im Handbuch ausführlich beschrieben.

Die folgende Tabelle präsentiert die Einstellmöglichkeiten und die errechneten Einstellungen.

| Parameter                                     | Einstellmöglichkeiten | Einstellung    |
|---|-----------------------|----------------|
| Ansprechwert der Messungsfreigabe $I_1 >$     | 20 bis 400 %          | 120 %          |
| Ansprechwert der Messungsfreigabe $I_2 >$     | 5 bis 100 %           | 20 %           |
| Resistanz $Z_a$ des Polygons (Breite)         | 0,2 bis 130 $\Omega$  | 8,25 $\Omega$  |
| Reaktanz $Z_b$ des Polygons (rückwärts)       | 0,1 bis 130 $\Omega$  | 19,60 $\Omega$ |
| Reaktanz $Z_c$ des Polygons (vorwärts Kl. 1)  | 0,1 bis 130 $\Omega$  | 8,90 $\Omega$  |
| Reaktanzdifferenz Kl. 2 - Kl. 1               | 0 bis 130 $\Omega$    | 1,10 $\Omega$  |
| Neigungswinkel des Polygons                   | 60 bis 90 °           | 90 °           |
| Anzahl der Pendelungen durch Kennlinie 1      | 1 bis 4               | 1              |
| Anzahl der Pendelungen durch Kennlinie 2      | 1 bis 8               | 4              |
| Haltezeit der Kennlinie 1 und Kennlinie 2     | 0,2 bis 60 s          | 20 s           |
| Haltezeit der Meldung ATF Kl. 1 und ATF Kl. 2 | 0,02 bis 0,15 s       | 0,05 s         |

Tabelle 15 Parameterübersicht für den Außertrittfallschutz

Die Einstellbereiche und Voreinstellungen sind für einen sekundären Nennstrom von  $I_N = 1$  A angegeben.

### ■ 5. Kommunikation

Die 7UM6-Geräte werden den Anforderungen der modernen Kommunikationstechnik vollständig gerecht. Sie verfügen über Schnittstellen, die die Integration in übergeordnete Leitstellen, komfortable Parametrierung und Betriebsbedienungen über PC vor Ort oder über Modemanschluss ermöglichen. 7UM6-Geräte unterstützen die weit verbreiteten, international genormten offenen Kommunikationsstandards

- PROFIBUS DP, RS485 oder optisch 820 nm Doppelring ST-Stecker
- IEC 60870-5-103,
- DNP3.0; RS485 oder optisch 820 nm Doppelring ST-Stecker und
- MODBUS; RS485 oder optisch 820 nm Doppelring ST-Stecker

#### *Hinweis:*

Alle SIPROTEC 4-Geräte arbeiten auch mit Sternkoppler. Damit ist es bei einfachen Anwendungen möglich, alle Informationen vom Büro aus oder von unterwegs abzurufen. Mit dem Protokoll PROFIBUS DP ist eine Einbindung von SIPROTEC-Geräten in SPS – basierende Prozessleitsysteme (z.B. SIMATIC S5/S7) einfach möglich. Die Protokolle DNP3.0 und MODBUS ASCII/RTU gestatten eine Einbindung in eine große Anzahl von Leittechnik- und Steuerungssystemen anderer Hersteller.

### ■ 6. Zusammenfassung

Ausgehend von den Empfehlungen für Schutzfunktionen [1] wurde beschrieben, dass trotz Berücksichtigung von Kostenaspekten bei mittleren Generatoren mit modernen SIPROTEC-Geräten wirtschaftliche Konzepte realisierbar sind. Die multifunktionalen, digitalen SIPROTEC-Schutzeinrichtungen ermöglichen im Gegensatz zu den bisherigen Einzelrelais einen höheren Umfang an Funktionen. Die Selbstüberwachung erhöht entscheidend die Verfügbarkeit der Schutzgeräte.

Für weiterführende Informationen zur Funktionsauswahl und Einstellung wird das 7UM62-Manual empfohlen, dessen Kapitel 2. als Applikations-Handbuch gestaltet wurde.

### ■ 7. Literatur

Herrmann, H.-J.: Digitale Schutztechnik. Grundlagen, Software, Ausführungsbeispiele. VDE-Verlag GmbH, Berlin 1997, ISBN 3-8007-1850-2.

Herrmann, H.-J.: Elektrischer Schutz von Kleinkraftwerken. Elektrizitätswirtschaft Jg. 97 (1998) Heft 24

Siemens AG; PTD:  
Handbuch, Multifunktionaler Maschinenschutz 7UM62

## Blockschutzsysteme für Pumpspeicherkraftwerke

### 1. Einleitung

Neben Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken werden in vielen Stromnetzen Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Diese Kraftwerke dienen in erster Linie dem Abfangen von Spitzenlasten im Netz. In Starklastzeiten laufen die Maschinen als Generatoren und speisen Wirkleistung in das Netz. In Schwachlastzeiten, z.B. während der Nachtstunden laufen die Maschinen als Motoren und pumpen Wasser in das Oberbecken, das zu einem späteren Zeitpunkt wieder als Energiequelle für die Spitzenlastdeckung zur Verfügung steht. Somit können große thermische Kraftwerksblöcke für die Grundlastdeckung kontinuierlich gefahren werden.

Bild 2 zeigt eine typische Auslegung eines redundanten Schutzsystems für Pumpspeichersätze mit einer Leistung > 100 MW erzeugte Wirkleistung.

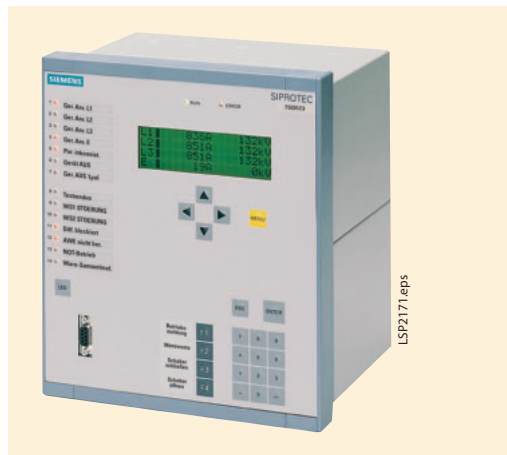


Bild 1 Maschinenschutz SIPROTEC 7UM62

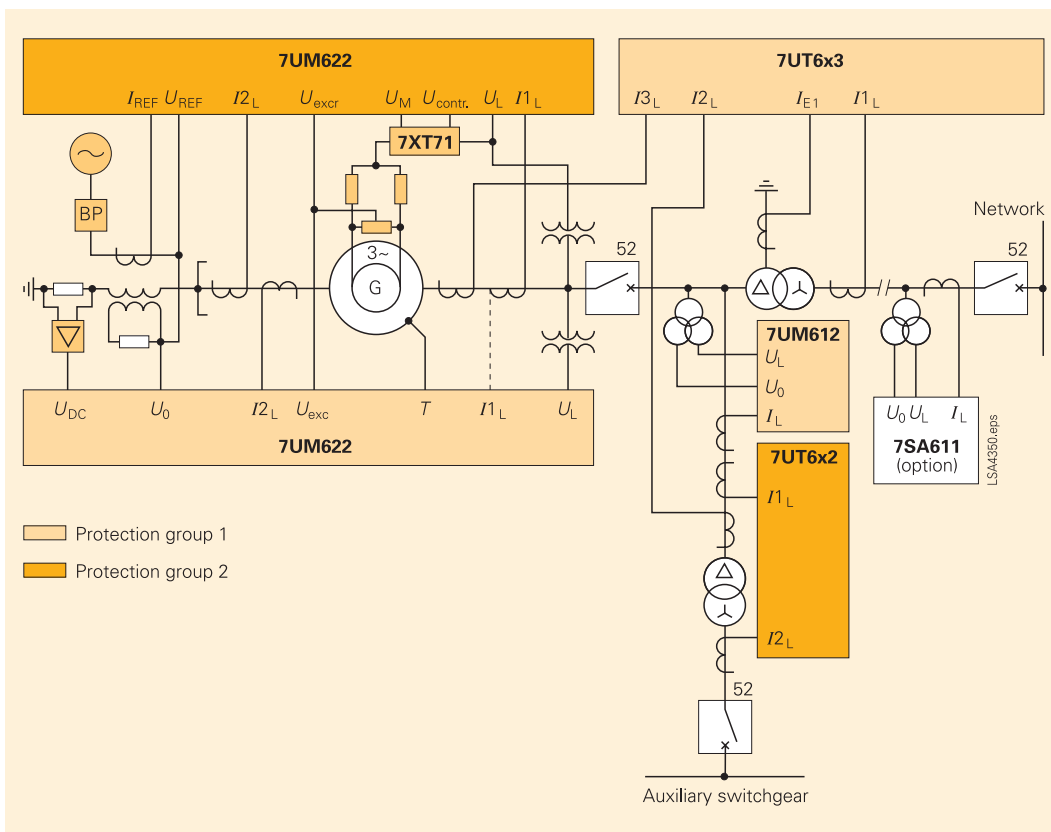


Bild 2 Redundantes Schutzsystem für Pumpspeicherkraftwerk

Vergleicht man die Schutzanforderungen eines Pumpspeicherkraftwerkes mit denen eines Kraftwerksblockes zur reinen Energieerzeugung, erkennt man neben vielen Parallelen auch einige Besonderheiten. Die Auslegung eines Schutzsystems für mittlere und große Kraftwerke wird in einer anderen Publikation vorgestellt. Dieser Leitfaden erklärt ergänzend die besonderen Schutzfunktionen und Funktionsweisen eines Pumpspeichersatzes.

Nachfolgende Tabelle 1 beschreibt ein typisches Grundkonzept für einen Pumpspeicherblock. Das

| Schutzfunktionen              | ANSI-Code    | Schutzgruppe A | Schutzgruppe B |
|-------------------------------|--------------|----------------|----------------|
| Ständererdschlussschutz 90 %  | 64           |                |                |
| Ständererdschlussschutz 100 % | 64 (100 %)   | ■              | ■              |
| Differentialschutz            | 87           | ■              |                |
| Windungsschluss               |              | ■              |                |
| Überstromzeitschutz           | 51           |                | ■              |
| Impedanzschutz                | 21           |                | ■              |
| Läufererdschlussschutz        | 64R          | ■              | ■              |
| Schieflastschutz              | 46           | ■              | ■              |
| Untererregungsschutz          | 40           | ■              |                |
| Außertrittfallschutz          | 78           |                | ■              |
| Ständerüberlastschutz         | 49           | ■              | ■              |
| Läuferüberlastschutz          | 49E          | ■              |                |
| Überspannungsschutz           | 59           | ■              | ■              |
| Frequenzschutz $f >$          | 81 ( $f >$ ) | ■              | ■              |
| Frequenzschutz $f <$          | 81 ( $f <$ ) | ■              | ■              |
| Rückleistungsschutz           | 32           | ■              |                |
| Unterleistungsschutz          | 37           | ■              |                |
| Unterspannungsschutz          | 27           | ■              |                |
| Übererregungsschutz           | 24           | ■              |                |

**Tabelle 1** Schutzkonzept für Pumpspeicherkraftwerk

beschriebene Schutzsystem kann je nach technischer Anforderung oder landesüblicher Schutzkonzepte durch weitere Schutzfunktionen ergänzt werden. Gleichmaßen kann der Grad der Funktionsredundanz erweitert oder verringert werden. Der Vorteil der multifunktionalen Schutzgeräte 7UM6 liegt in der einfachen Konfigurierbarkeit. Mit Hilfe des Bedienprogramms DIGSI kann jeder in dem jeweiligen Gerät enthaltenen Schutzfunktionen aktiv oder inaktiv geschaltet werden.

## ■ 2. Ausgewählte Schutzfunktionen

### 2.1 Ständererdschlussschutz

Für Generatoren in Pumpspeicherkraftwerken gilt wie für andere Kraftwerkstypen auch, dass der häufigste elektrische Fehler ein Erdfehler ist. Der einfache Ständererdschluss verursacht bei ordnungsgemäßer Auslegung des Erdungstransformators und Belastungswiderstandes keine Schäden am Generator. Ein zweiter Erdschluss würde jedoch so hohe Fehlerströme zur Folge haben, dass der Generator erheblich beschädigt würde. Aus diesem Grund soll bereits der einfache Ständererdschluss erkannt und zumindest gemeldet werden. Bei großen Generatoren wird der einfache Erdschluss fast immer auch eine Abschaltung zur Folge haben, soweit nicht Einschränkungen bei der Netzführung dieses ausschließen.

Die Anforderungen an eine zuverlässige Erkennung eines Ständererdschlusses in der gesamten Ständerwicklung bis hin zum Sternpunkt erfüllt der 100 %-ige Ständererdschluss mit 20-Hz-Einspeisung (Bild 3). Dank der Einspeisung einer generatorunabhängigen Hilfsspannung erlaubt dieses Schutzprinzip auch eine so genannte Stillstandsprüfung. Bei einer Fremdversorgung des 20-Hz-Generators kann die Maschine vor dem Hochlauf auf mögliche Ständererdschlüsse getestet werden. Im normalen Betrieb zeigt die empfindliche Meldestufe frühzeitig einen beginnenden Erdschluss an. Das Schutzgerät errechnet aus dem gemessenen Erdstrom die ohm'sche Komponente heraus. Das Ergebnis ist somit unabhängig von der Höhe der Kapazität des Ständers gegen Erde. Dieser Vorteil kommt in besonderem Maß bei großen Wasserkraftgeneratoren zur Wirkung, die eine hohe Kapazität gegen Erde aufweisen. Der Isolationswert der Ständerwicklung gegen Erde kann am Display des Schutzgerätes angezeigt werden und gibt dem Betreiber wertvolle Hinweise, ob die Maschinen noch bis zur nächsten geplanten Revisionsabschaltung weiterfahren kann.

### 2.2 Schieflastschutz

Für drehfeldabhängige Schutzfunktionen sind unterschiedliche Einstellungen erforderlich, wenn die Maschine zwischen Generatorbetrieb und Pumpbetrieb umgeschaltet wird. Ein Beispiel für eine solche Schutzfunktion ist der Schieflastschutz, dessen Ansprechkriterium auf der Messung bzw. Berechnung des Gegendrehfeldes beruht. Eine mögliche Lösung ist der Einbau von zwei identischen Schutzeinrichtungen mit den jeweiligen Einstellwerten für Generatorbetrieb und Pumpbetrieb. Eine der beiden Schutzgeräte ist immer blockiert, um Fehlansprechen zu vermeiden.



Die elegantere und kostengünstigere Lösung ist eine Umschaltung der Parametersätze im Schutzgerät bei Wechsel zwischen den zwei Betriebsarten. Das numerische Maschinenschutzgerät 7UM6 bietet die Möglichkeit, zwei voneinander unabhängige Parametersätze einzulesen. Bei Wechsel zwischen den zwei Betriebsarten der Maschine wird mittels eines Steuersignals auf einen Binäreingang des Schutzgerätes der jeweils andere Parametersatz für die Schutzbearbeitung aktiviert. Das bedeutet für den Schiefastschutz, dass aus den errechneten symmetrischen Komponenten des gemessenen Stromes das Mitsystem und das Gegensystem für die weitere Schutzbearbeitung getauscht werden.

### 2.3 Untererregungsschutz

Häufig werden große Pumpspeichersätze neben dem Ausgleich von Spitzenlasten im Netz gleichzeitig auch zur Blindleistungskompensation eingesetzt. Dadurch kann der Generator je nach Blindleistungsbedarf über einen längeren Zeitraum nahe an seiner Stabilitätsgrenze gefahren werden. Geringfügige Erhöhungen des Blindleistungsbedarfes können den Generator außer Tritt fallen lassen. Deshalb wird dem Untererregungsschutz bei großen Pumpspeicherkraftwerken eine besondere Bedeutung beigemessen.

Vorrangig wird ein Überschreiten der Stabilitätskennlinie des Generators von der Erregereinrichtung selbst erkannt und durch Nachregeln der Erregerspannung wieder ausgeglichen. Der elektrische Untererregungsschutz wird aktiv, wenn diese automatische Nachregelung erfolglos ist. Der Generator fährt weiter in den kapazitiven Arbeitsbereich hinein und fällt schließlich außer Tritt. Dieser unerlaubte Betriebszustand kann den Generator schädigen und das mit dem Kraftwerk verbundene Netz instabil werden lassen. Der asynchron laufende Generator erfährt sehr starke mechanische Belastungen an Welle und Lagern, die kostspielige Reparaturen zur Folge haben können. Außerdem erzeugt er elektrische Pendelungen im Netz, was zum Außertrittfall weiterer Generatoren führen kann. Die Ursache für den Asynchronlauf kann in einer fehlerhaften Funktion der Erregereinrichtung liegen oder in einem zu hohen Blindleistungsbedarf des angeschlossenen Übertragungsnetzes.

In Anbetracht des weiten Arbeitsbereiches für Wirkleistung und Blindleistung eines solchen Pumpspeichersatzes ist der Auslegung der Schutzkennlinien des Untererregungsschutzes besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Die einfache Erfassung der Blindleistung mittels einer kreisförmigen Schutzkennlinie wird diesen Betriebsanforderungen sicher nicht ausreichend Genüge leisten. Für die hier beschriebenen Anforderungen ist eine

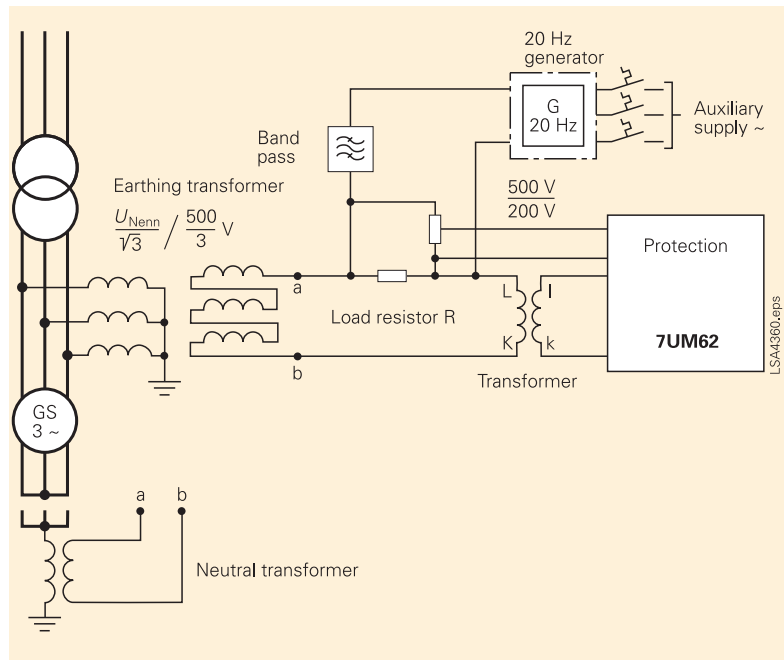


Bild 3 Ständererdschlusschutz mit 20-Hz-Generatorankopplung

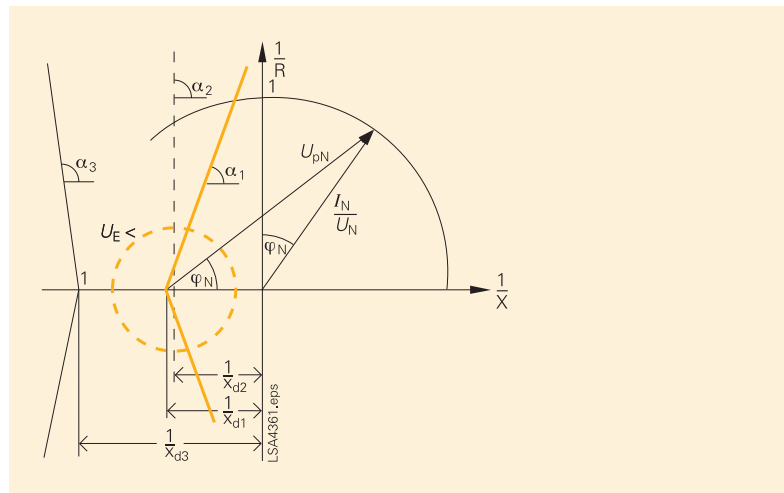


Bild 4 Kennlinien eines Untererregungsschutzes

Kombination von Ansprechkennlinien gemäß Bild 4 ideal geeignet. Diese Schutzkennlinien bilden die Stabilitätskennlinien der Maschine nach und verbinden eine hohe Verfügbarkeit des Pumpspeichersatzes mit optimalem Schutz der Maschine und des angeschlossenen Netzes.

Die Ansprechkennlinie des Untererregungsschutzes setzt sich zusammen aus der stationären und der dynamischen Stabilitätskennlinie der Maschine. Ein Überschreiten der stationären Kennlinie ist ein erstes Indiz dafür, dass die Stabilität gefährdet ist.

Bei ordnungsgemäßer Funktion der Erregereinrichtung kann die Maschine durch automatisches Nachregeln der Erregerspannung wieder in den synchronen Betrieb zurückgeführt werden. Erst ein Überschreiten der dynamischen Stabilitätskennlinie lässt die Maschine endgültig außer Tritt fallen. Beide Kennlinien, im Fachjargon als Ständerkriterium bezeichnet, werden aus Maschinenstrom und -spannung errechnet. Für eine optimale Betriebsführung wird als zusätzliche Messgröße die Erregerspannung ( $U_{er}$ ), auch Läuferkriterium genannt, verwendet. Die empfohlene Funktionslogik des Untererregungsschutzes folgt nachstehender Tabelle 2.

| Messkriterium                     | Reaktion des Schutzes                  |
|-----------------------------------|--|
| Stationäre Kennlinie              | Meldung (optional Auslösung etwa 10 s) |
| Stationäre Kennlinie + $U_{er} <$ | Auslösung etwa 0,3 s                   |
| Dynamische Kennlinie              | Auslösung etwa 0,3 s                   |
| $U_{er} <$                        | Meldung                                |

**Tabelle 2**

Ein Überschreiten der stationären Stabilitätskennlinie ohne gleichzeitiges Einbrechen der Erregerspannung wird nur gemeldet. Somit erhält das Betriebspersonal die Möglichkeit, manuell einzugreifen, um die Maschine in den stabilen Betrieb zurückzuführen. Die Ursache für die Untererregung liegt möglicherweise in der betriebsmäßigen Blindleistungskompensation.

Erst ein gleichzeitiges Absinken der Erregerspannung unter einen eingestellten Wert bewirkt eine Abschaltung der Maschine in Kurzzeit. Hier liegt die Ursache wohl in einem Fehler der Erregereinrichtung. Dann ist es nur eine Frage der Zeit, bis die Maschine auch die dynamische Stabilitätskennlinie erreicht und definitiv außer Tritt fällt. Ein frühzeitiges Abschalten vermeidet dieses weitere Polschlüpfen und schont Maschine und Netz.

Diese logische Verknüpfung der so genannten Ständerkriterien mit dem Läuferkriterium erlauben einen Weiterbetrieb des Pumpspeichersatzes bis zu dessen wahrer Stabilitätsgrenze. Dank der exakten Abbildung der Maschinenkennlinien wird der Block im zulässigen Grenzbereich nicht unnötigerweise abgeschaltet. Andererseits bedeutet diese optimale Ausnutzung der Betriebsgrenzen keine Gefährdung der Maschine oder des Netzes. Ist die Stabilität der Maschine nicht mehr gewährleistet, wird schnell und sicher abgeschaltet.

### 2.4 Ständerüberlastschutz

Eine wichtige Schutzfunktion für den Pumpbetrieb ist der Ständerüberlastschutz. Im generatorischen Betrieb wird die thermische Belastung der Ständerwicklung bei entsprechender Auslegung des Kraftwerksblockes durch die Turbinenleistung begrenzt. Bei Pumpbetrieb kann es zu thermischen Überlastungen der motorisch betriebenen Maschine kommen. Das thermische Abbild mit vollständigem Gedächtnis vermeidet solche Überlastungen. Besonders bei schnellen Lastwechseln ist das thermische Abbild im Vergleich zu einer direkten Temperaturmessung an der Wicklung genauer.

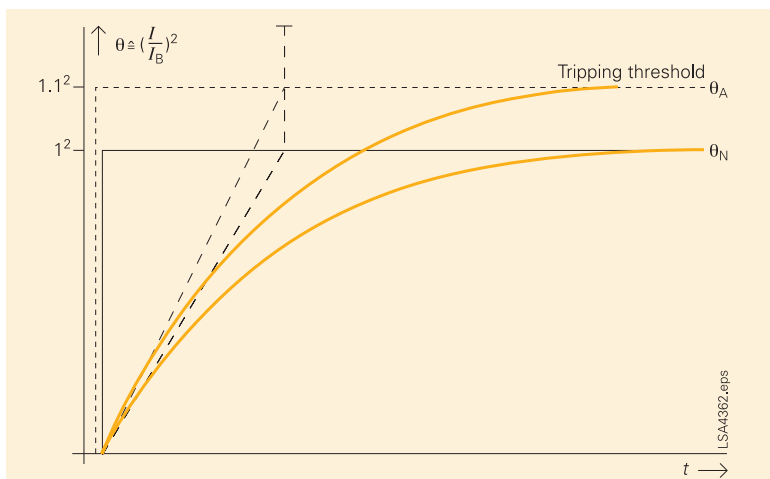
Das thermische Abbild errechnet aus dem Ständerstrom die Temperatur der Ständerwicklung nach der Berechnungsvorschrift  $I^2t$  praktisch verzögerungsfrei (Bild 5). Eine direkte Temperaturmessung an der Isolation der Ständerwicklung folgt Lastwechseln erst mit einiger Verzögerung und zeigt somit nicht immer die aktuelle Temperatur des Leiters an.

### 2.5 Läuferüberwachung

Bei großen Maschineneinheiten ist infolge der hohen Polleistungen besonderes Augenmerk auf die Überwachung des Läuferkreises zu legen. Diese Überwachung umfasst die Isolation der Läuferwicklung ebenso wie die thermische Belastung der Läuferwicklung.

Für die Überwachung der Läuferisolation wird ein speziell entwickeltes Messprinzip eingesetzt, das den störenden Einfluss der Läuferkapazität gegen Erde und von Schwankungen der Erregerspannung weitgehend kompensiert. Eine im Takt von jeweils 1 bis 3 Hz umgepolte Rechteckspannung wird zwischen Läuferkreis und Erde geschaltet (siehe Bild 6). Der nach Abklingen des kapazitiven Ladestromes verbleibende stationäre Kreisstrom ist ein Maß für den Isolationswiderstand der Läuferwicklung. Das Schutzgerät misst nur den ohmschen Anteil der Erdimpedanz unabhängig von der Höhe der Erdkapazität.

Der Einstellwert  $I_B$  ist an den Motornennstrom angepasst  
 Bei  $I = I_B$  wird die Nenntemperatur  $\theta_N$  erreicht  
 Bei  $I = 1,1 I_B$  wird die Auslösetemperatur  $\theta_A$  erreicht



**Bild 5** Wirkungsprinzip des Überlastschutzes

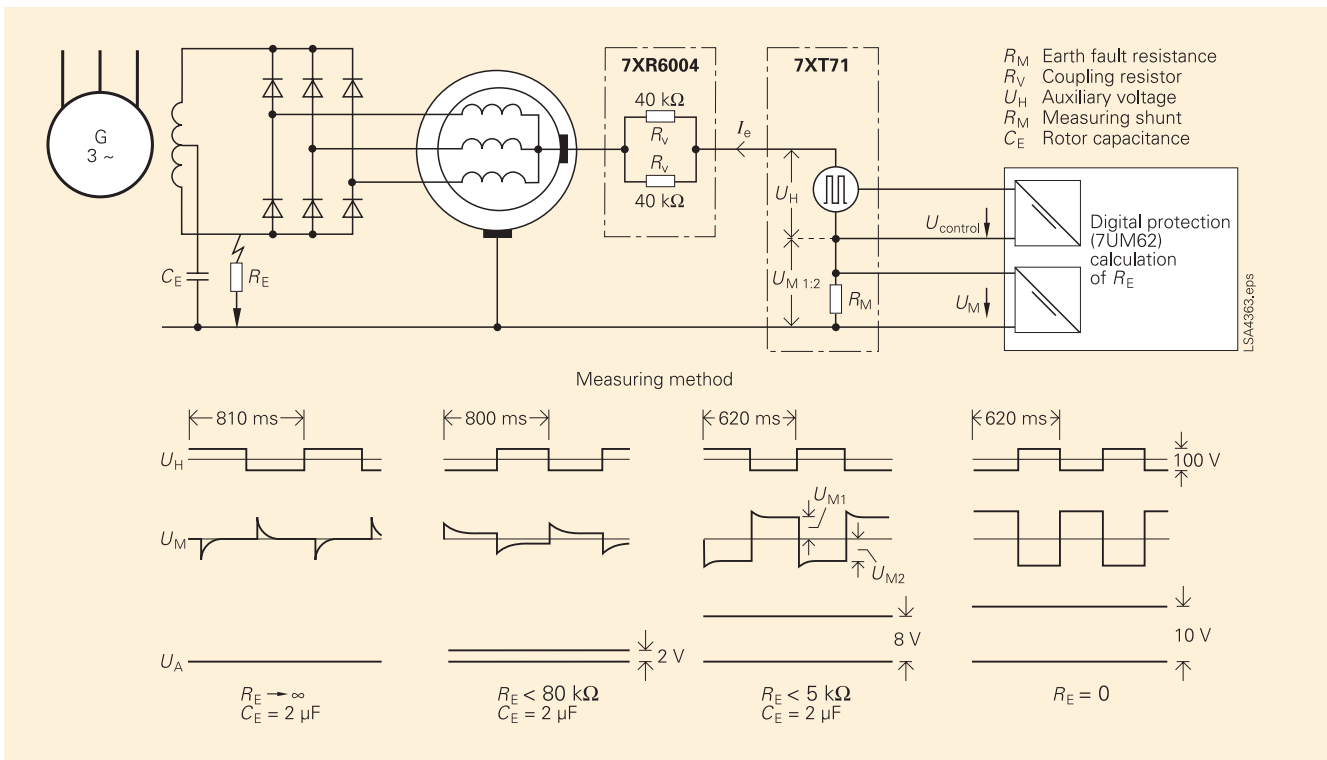


Bild 6 Prinzip Läufererdchlusschutz

Die Differenzmessung des ohmschen Erdstromes aus positiver und negativer Polarität kompensiert einerseits den störenden Einfluss der Erregerspannung und unterbindet Messfehler auf Grund von betriebsbedingten Änderungen der Erregerspannung. Dieses ausgeklügelte Messverfahren misst einen Isolationswiderstand der Läuferwicklung gegen Erde bis in die Größenordnung von  $80 \text{ k}\Omega$ . Somit erkennt das Schutzgerät einen Läufererdchluss bereits im Entstehen. Der Betreiber der Anlage kann die erforderlichen Wartungsarbeiten an der Maschine auf lange Sicht planen. Eine schutzbedingte Abschaltung des Pumpspeichersatzes wird hierdurch fast immer vermieden, was die Verfügbarkeit der Anlage erheblich steigert.

Als Folge der vielfältigen Betriebszustände des Pumpspeichersatzes

- Generatorbetrieb
- Generator- und Phasenschieberbetrieb
- Pumpbetrieb
- Pump- und Phasenschieberbetrieb
- eventuell elektrisches Bremsen

wird der Läuferkreis von der Erregeranlage möglicherweise hohen thermischen Belastungen ausgesetzt. Ein Überlastschutz auf der Oberspannungsseite des Erregertransformators misst den dort fließenden Strom, der in direktem Verhältnis zu der thermischen Läuferbelastung steht. Der Überlastschutz arbeitet als thermisches Abbild mit voll-

ständigem Gedächtnis und erlaubt eine flexible Betriebsführung der Anlage innerhalb der zulässigen Grenzwerte bei gleichzeitigem sicheren Schutz gegen Überlastungen.

### 2.6 Netzausfall bei Pumpbetrieb

Die Schutzfunktion Unterleistung wird nur bei Pumpbetrieb aktiviert. Dies geschieht mittels der oben beschriebenen Parametersatzumschaltung bei Wechsel der Betriebsart. In dem Parametersatz für Generatorbetrieb ist die Funktion Unterleistung ausgeblendet. Diese Schutzfunktion erkennt den plötzlichen Ausfall des speisenden Netzes während Pumpbetrieb der Maschine durch Messung der Wirkleistung in Speiserichtung. Bei erkanntem Fehler wird der Pumpspeichersatz abgeschaltet und die Kugelschieber werden geschlossen.

Ein zweites Messprinzip zur Erkennung eines Ausfalls der netzseitigen Speisung stellt der Unterfrequenzschutz dar, der ebenfalls in dem Schutzkonzept enthalten ist.

Der Unterfrequenzschutz ist während Hochlauf und Umschalten der verschiedenen Betriebszustände der Anlage außer Betrieb und wird nur nach dem Synchronisieren der Maschine mit dem Netz aktiv geschaltet. Diese Steuerung erfolgt über einen Binäreingang des Schutzgerätes, der die Stellung des Netzschalters abfragt.

### ■ 3. Zusammenfassung

Pumpspeicherkraftwerke stellen als Sonderform von Wasserkraftwerken spezielle Anforderungen an das elektrische Schutzsystem. Auf Grund der unterschiedlichen Betriebsarten

- Generatorbetrieb zur Energieeinspeisung
- Pumpbetrieb zur Rückführung von Energie
- Phasenschieberbetrieb

ist ein Schutzsystem gefordert, das sich automatisch diesen wechselnden Betriebsbedingungen anschließt. Die Gerätefamilie SIPROTEC 7UM6 wurde gezielt auch zur Erfüllung dieser variablen Betriebsbedingungen ausgelegt. Das gilt sowohl für die in den Geräten enthaltenen Schutzfunktionen als auch für die flexible Anpassung des Schutzsystems über externe Steuersignale von der Anlage.

## Anwendung des Sammelschienen-Differentialschutzes 7SS601

### ■ 1. Einleitung

Energieversorgungsbetriebe müssen ihre Kunden mit der höchstmöglichen Zuverlässigkeit und kürzestmöglichen Ausfallzeit mit Strom versorgen. Netzstörungen, besonders Kurzschlüsse, können nicht immer vermieden werden. Diese werden unter anderem durch: menschliche Fehler, Unfälle, Einflüsse der Natur wie Sturm, Blitze usw. verursacht. Eine Beschädigung von Primärgeräten, wie z.B. Wandler, Schaltgeräte, Freileitungen usw. muss im Fehlerfall begrenzt werden, um die Reparaturzeit und somit die Netzausfallszeit zu minimieren.

Obwohl Sammelschienenfehler selten vorkommen, werden sie als für Menschen (Personal) und Schaltgeräte am gefährlichsten angesehen. Daher ist ein schnelles Auslösen bei Sammelschienenfehlern wichtig! Dies kann in erster Linie mit Hilfe eines Differentialschutzes erreicht werden.

Besonders für Mittel- und Hochspannungsschaltanlagen wird der Sammelschienen-Differentialschutz oft als teures Zubehör angesehen. Verantwortungsbewusste Ingenieure sind sich jedoch des Risikos bewusst, dass lange Ausfallzeiten entstehen können, falls Sammelschienenfehler nicht schnell und selektiv abgeschaltet werden.

Siemens bietet mit seinem Sammelschienen-Differentialschutz SIPROTEC 7SS601 eine kostengünstige Lösung, die besonders für Konfigurationen mit Einfachsammelschienen mit oder ohne Längstrennung, oder mit einfachen Doppelsammelschienen geeignet sind. Durch den digitalen zentralen Sammelschienenschutz SIPROTEC 7SS601 werden die Vorteile der numerischen Schutztechnik mit einem kostengünstigen und leicht einzusetzenden Schutzsystem kombiniert:

- Selbstüberwachung, Störfall- und Ereignisaufzeichnung, Einstellung nur weniger Parameter mit DIGSI.
- Höchste Flexibilität in Bezug auf Sammelschienenkonfiguration, Anzahl der Abzweige, unterschiedliche Stromwandlerübersetzungsverhältnisse, geringe Stromwandleranforderungen.
- Messwerterfassung über Mischwandler oder Anpassungswandler (phasenselektiv).
- Kurze Auslösezeit und selektives Auslösen bei allen Sammelschienenfehlern.
- Für alle Spannungsebenen bis zu 500 kV geeignet.



Bild 1 SIPROTEC 7SS601 Sammelschienenschutz

Im Folgenden werden die Grundlagen des Sammelschienenschutzes beschrieben und einige typische Anwendungen bei einer Einfachsammelschiene mit Längstrennung (Trennschalter oder Leistungsschalter) vorgestellt.

Die gewählten Beispiele sind für starr geerdete Netze maßgeschneidert.

### ■ 2. Prinzip des Differentialschutzes

Im Bild 2 wird das Grundprinzip des Differentialschutzes dargestellt.

Basis des Differentialschutzes ist das Kirchhoffsches Gesetz: In einem fehlerfreien System muss

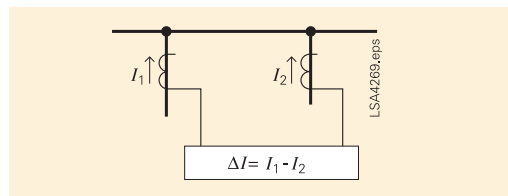
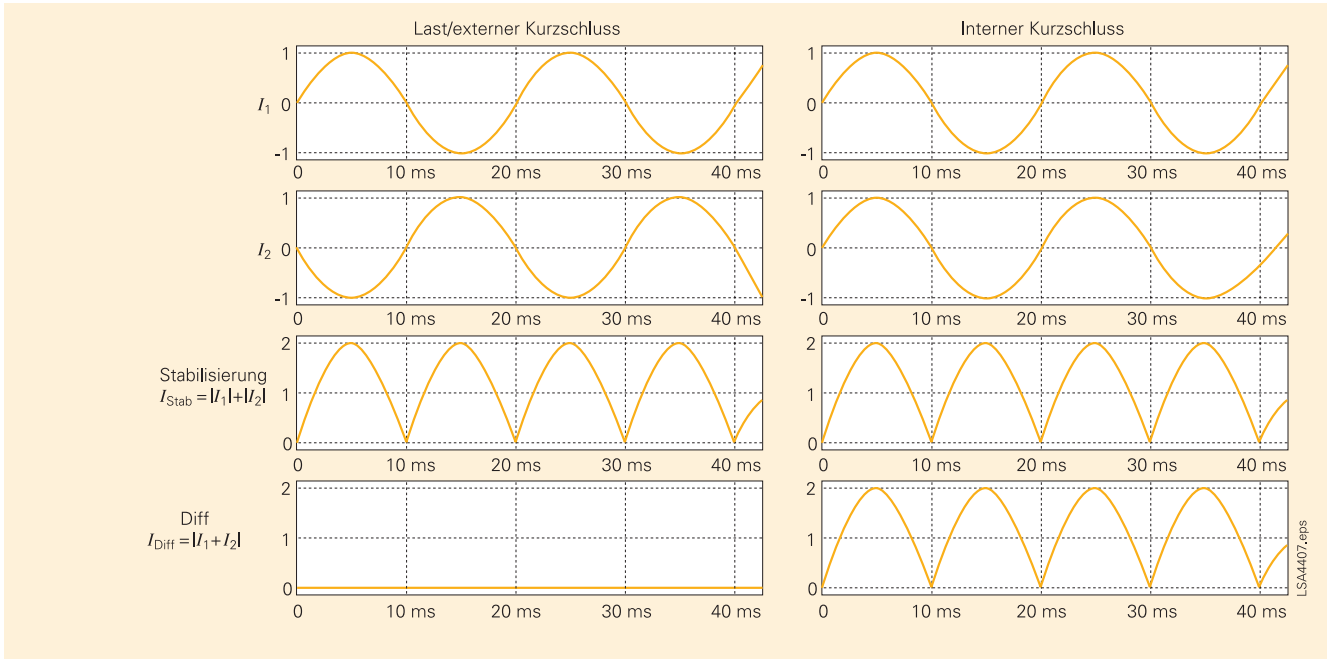


Bild 2 Prinzip Differentialschutz

die Summe der Ströme in einem Knoten Null sein. Dies ist der Idealfall. Stromwandlerfehler sowie Messfehler müssen jedoch berücksichtigt werden. Daher muss der Schutz stabilisiert werden.



**Bild 3**  
Ableitung der Ströme  
 $I_{Diff}$  und  $I_{Stab}$

Die Differentialkriterien sowie die Stabilisierungskriterien werden wie folgt definiert:

Differentialstrom:  $I_{Diff} = |I_1 + I_2 + \dots + I_n|$

Stabilisierungsstrom:  $I_{Stab} = |I_1| + |I_2| + \dots + |I_n|$

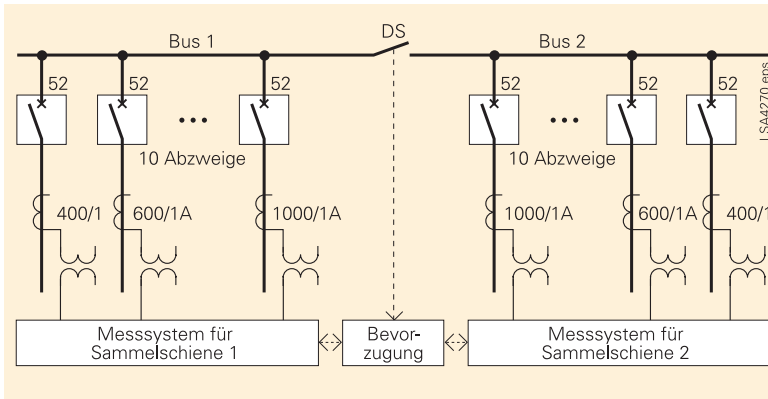
Bild 3 zeigt, wie  $I_{Diff}$  und  $I_{Stab}$  abgeleitet werden. Es ist zu erkennen, dass bei Last- oder Durch-

gangsströmen das Differentialkriterium fast Null ist, wohingegen die Stabilisierungsgröße sofort ansteigt. Bei einem internen Fehler steigen sowohl die Differential- als auch die Stabilisierungsgröße gleichzeitig an. Somit kann der Schutz bereits innerhalb von wenigen Millisekunden entscheiden, ob ein interner oder externer Fehler vorliegt.

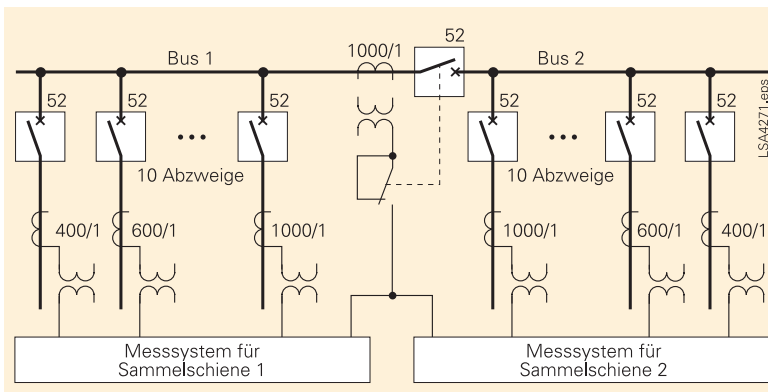
Siemens setzt diese Art von stabilisiertem Differentialschutz seit mehr als 50 Jahren erfolgreich ein. Es wurde zum ersten Mal im elektromechanischen Schutz 7SS84, später im analog statischen Schutz 7SS10 eingesetzt und wird jetzt im digitalen Schutz 7SS52 und 7SS601 ebenfalls eingesetzt.

■ 3. Geschützte Objekte

Die nebenstehenden Beispiele zeigen 10 Abzweige an jedem Sammelschienenabschnitt. Die Anzahl der Abzweige pro Sammelschienenabschnitt ist jedoch nicht begrenzt.



**Bild 4** Einfachsammschiene mit Längstrenner



**Bild 5** Einfachsammschiene mit Längskupplung

3.1. Einfachsammelschiene mit Längstrenner.

In diesem Fall kommen keine Stromwandler in der Längstrennung zum Einsatz, siehe Bild 4.

3.1.1. Ist der Trennschalter DS offen, arbeiten beide Messsysteme unabhängig voneinander. Bei einem Sammelschienenfehler werden nur die Leistungsschalter ausgelöst, die an der betroffenen Sammelschiene angeschlossen sind.

3.1.2. Ist der Trennschalter DS geschlossen, muss die Sammelschiene nun als „eine Einheit“ angesehen werden. Der Bevorzugungsstromkreis schaltet die Ströme aller Abzweige nur auf ein Messsystem. Bei einem Sammelschienenfehler werden alle Leistungsschalter ausgelöst.

3.2. Einfachsammelschiene mit Längskupplung, bei der ein Leistungsschalter sowie Stromwandler in der Längskupplung verwendet werden. Siehe Bild 5.

3.2.1. Ist der Leistungsschalter der Kupplung offen, arbeiten beide Systeme unabhängig voneinander. Bei einem Sammelschienenfehler werden nur die Leistungsschalter ausgelöst, die an der betroffenen Sammelschiene angeschlossen sind. Da der Leistungsschalter offen ist, wird der Stromwandler nicht für die Messung benötigt und somit kurzgeschlossen.

Bei einem Fehler zwischen dem Leistungsschalter der Kupplung und dem Stromwandler erkennt System 1 den Fehler als „intern“ und löst alle an Sammelschiene 1 angeschlossen Leistungsschalter aus.

3.2.2. Ist der Leistungsschalter der Kupplung geschlossen, arbeiten beide Systeme unabhängig voneinander. Bei einem Sammelschienenfehler werden alle Leistungsschalter ausgelöst, die an der betroffenen Sammelschiene angeschlossen sind. Der Leistungsschalter in der Kupplung wird durch beide Systeme ausgelöst.

Bei einem Fehler zwischen dem Leistungsschalter der Kupplung und dem Stromwandler erkennt System 2 den Fehler als „intern“ und löst alle Leistungsschalter der Sammelschiene 2 einschließlich des Leistungsschalters in der Kupplung aus. System 1 bleibt vorläufig stabil.

Nachdem der Leistungsschalter in der Kupplung ausgelöst hat, wird der Stromwandler kurzgeschlossen. Jetzt erkennt System 1 diesen Fehler ebenfalls als „intern“ und behebt den Fehler schließlich, indem es die Leistungsschalter der Sammelschiene 1 auslöst.

#### ■ 4. Mischwandler und Anpassung der verschiedenen Stromwandlerübersetzungsverhältnisse

Der Vorteil des Messverfahrens besteht unter anderem darin, dass andere Schutzrelais mit den Misch- oder Anpasswandlern in Reihe geschaltet sein können (Bild 6). Hierdurch werden die Gesamtkosten für die Schaltanlage reduziert.

Wie bereits zuvor erwähnt, kann das Messverfahren unterschiedliche Stromwandlerverhältnisse verarbeiten. Somit kann eine vorhandene Schaltanlage leicht ohne Ändern oder Hinzufügen von Stromwandlerkernen mit Differentialschutz nachgerüstet werden.

Der Mischwandler wird verwendet, um eine „magnetische“ Summierung der Ströme durchzuführen. Die daraus resultierenden Ströme hängen von den Windungsverhältnissen ab (Bild 7).

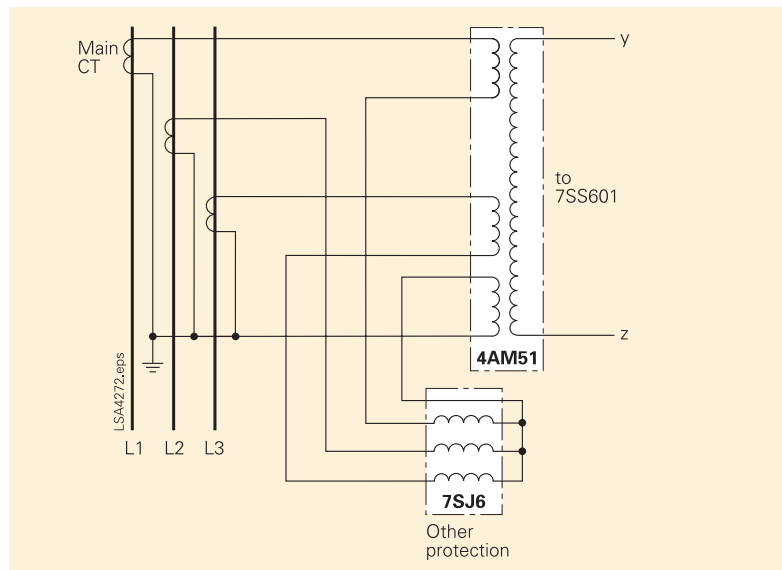


Bild 6 Abzweigschutz und Sammelschienenchutz am gleichen Stromwandlerkern

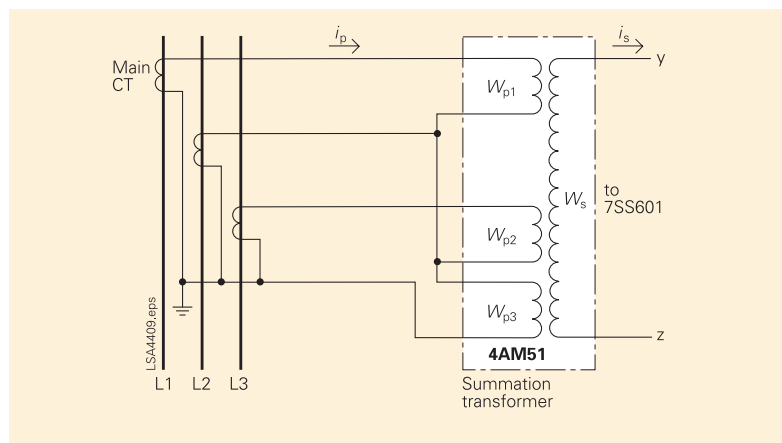


Bild 7 Anschluss des 7SS60 über Mischwandler

$W_p$  = Primärwicklung des Mischwandlers  
 $W_s$  = Sekundärwicklung des Mischwandlers

Die folgende Berechnung zeigt einige Beispiele, wie Ströme der Mischwandler berechnet werden.

Es kann gezeigt werden, dass das optimale Verhältnis der Primärwicklungen 2:1:3 beträgt. Hierdurch wird eine erhöhte Empfindlichkeit gegenüber Erdschlüssen sichergestellt.

Beispiel:  $W_{p1} = 60$  Wicklungen  
 $W_{p2} = 30$  Wicklungen  
 $W_{p3} = 90$  Wicklungen  
 $W_s = 500$  Wicklungen ( fest )

Allgemeine Gleichung:

$$i_p \cdot W_p = i_s \cdot W_s \Rightarrow i_s = i_p \frac{W_p}{W_s}$$

Für das zuvor aufgeführte Beispiel wird Folgendes angenommen:  $i = I_N = 1 \text{ A}$

$$\dot{i}_{L1} = 1 \text{ A} \frac{W_{P1} + W_{P3}}{W_S} = 1 \text{ A} \frac{150}{500} = 0,3 \text{ A} \quad 0,3 \cdot e^{j0}$$

$$\dot{i}_{L1} = 0,3 + j0$$

$$\dot{i}_{L2} = 1 \text{ A} \frac{W_{P3}}{W_S} = 1 \text{ A} \frac{90}{500} = 0,18 \text{ A} \quad 0,18 \cdot e^{j120}$$

$$\dot{i}_{L2} = -0,09 + j0,156$$

$$\dot{i}_{L3} = 1 \text{ A} \frac{W_{P2} + W_{P3}}{W_S} = 1 \text{ A} \frac{120}{500} = 0,24 \text{ A}$$

$$0,24 \cdot e^{j240} \quad \dot{i}_{L3} = -0,12 - j0,21$$

Ergebnis: Addition von  $\dot{i}_{L1} + \dot{i}_{L2} + \dot{i}_{L3} = \dot{i}_s$

$$\dot{i}_s = 0,09 - j0,054 \quad i_s = 0,105 \cdot e^{-j30^\circ}$$

Es ist zu sehen, dass der Sekundärstrom  $\sim 100 \text{ mA}$  beträgt, was dem Nennstrom des Messsystems 7SS601 entspricht.

Die graphische Addition im Bild 8 kommt zum selben Ergebnis.

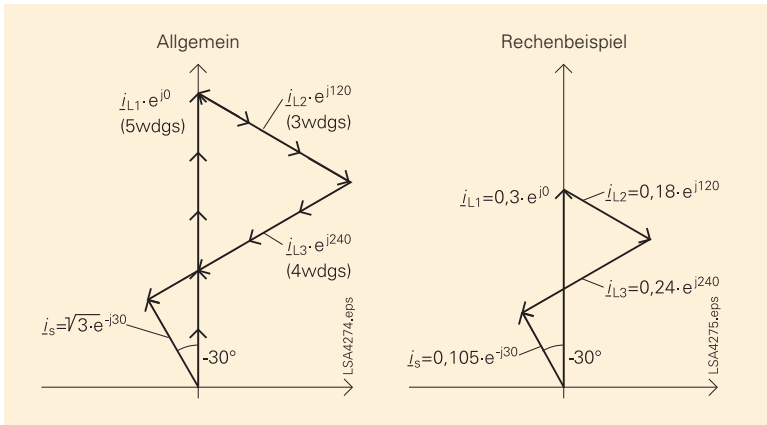


Bild 8 Grafische Addition der Ströme

Zum Anpassen der verschiedenen Stromwandlerverhältnisse verfügt der Mischwandler 4AM5120 über 7 Primärwicklungen, die durch Verschalten der Wicklungen in Reihe kombiniert werden können

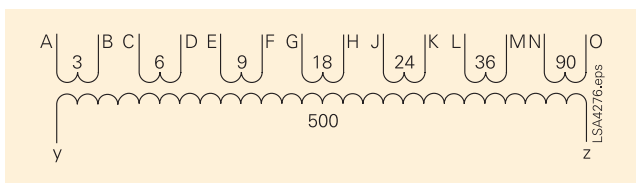


Bild 9 Verhältnis der Windungszahlen beim Mischwandler 4AM5120

| Wicklungen | Referenz | Phase         | Anschlüsse           | Verbindungen           |
|------------|----------|---------------|----------------------|------------------------|
| 6-3-9      | 1        | L1<br>L3<br>N | C, D<br>A, B<br>E, F |                        |
| 12-6-18    | 2        | L1<br>L3<br>N | A, F<br>C, D<br>G, H | B-E                    |
| 18-9-27    | 3        | L1<br>L3<br>N | G, H<br>E, F<br>A, K | B-J                    |
| 24-12-36   | 4        | L1<br>L3<br>N | J, K<br>A, F<br>L, M | B-E                    |
| 30-15-45   | 5        | L1<br>L3<br>N | C, K<br>B, H<br>E, M | D-J<br>A-G<br>F-L      |
| 36-18-54   | 6        | L1<br>L3<br>N | A, K<br>G, H<br>M, O | B-E, F-J<br>L-N        |
| 42-21-63   | 7        | L1<br>L3<br>N | C, M<br>B, K<br>F, O | D-L<br>A-J<br>E-H, G-N |
| 48-24-72   | 8        | L1<br>L3<br>N | A, M<br>J, K<br>H, O | B-E; F-L<br>G-N        |
| 54-27-81   | 9        | L1<br>L3<br>N | G, M<br>A, K<br>F, O | H-L<br>B-J<br>E-N      |
| 60-30-90   | 10       | L1<br>L3<br>N | J, M<br>A, H<br>N, O | K-L<br>B-E, F-G        |

Tabelle 1 Verschaltung der Mischwandlers bei  $I_N = 1 \text{ A}$

(Bild 9). Der Mischwandler 4AM 5120-3DA00-0AN2 ist für einen Nennstrom von 1 A geeignet.

Wie bereits zuvor erwähnt, muss das Verhältnis der Primärwicklungen bei Standardanwendungen 2:1:3 betragen. In der Tabelle 1 sind die am häufigsten verwendeten Windungsverhältnisse zu finden.

Hinweis: Achten Sie stets auf die Ausrichtung der Wicklungen!

Die Beispiele in den Bildern 4 bzw. 5 zeigen Stromwandlerverhältnisse von 400 / 1 A, 600 / 1 A und 1000 / 1 A. Der Differentialschutz kann nur dann Ströme vergleichen, wenn die Basis für den Vergleich gleich ist, d.h., die Stromwandlerübersetzungen müssen aufeinander abgestimmt sein. Hierbei ist ein einfaches Verfahren zu befolgen:

- Der Unterschied bei den Stromwandlerverhältnissen darf 1:10 nicht überschreiten (d.h. 400 / 600 / 1000 ist möglich, z.B. 200 / 800 / 2500 ist nicht möglich)



- Es muss die höchstmögliche Wicklungsanzahl der Mischwandler verwendet werden. Dadurch wird die Genauigkeit erhöht.
- Das höchste Stromwandlerverhältnis dient stets als Referenz.
- Wählen Sie das kleinste gemeinsame Vielfache der Stromwandlerübersetzungsverhältnisse, wobei das Ergebnis der Teilung „10“ nicht überschreiten darf.

Beispiel: 400 / 600 / 1000 kleinste gemeinsame Vielfaches: 2 → 200 / 300 / 500: Nicht möglich!  
 400 / 600 / 1000 kleinste Vielfaches mit dem Ergebnis ≤ 10:100 → 4 / 6 / 10. Möglich!

Das Ergebnis dieser Berechnung wird verwendet, um die Verhältnisse der Mischwandler aus Tabelle 1 auszuwählen (Referenzzahl).

400 / 1 A → 4 → 24-12-36  
 600 / 1 A → 6 → 36-18-54  
 1000 / 1 A → 10 → 60-30-90

Im Bild 10 ist zu sehen, dass bei den oben ausgewählten Verhältnissen die Sekundärströme der Mischwandler gleich sind. Der Differentialschutz kann jetzt alle Ströme vergleichen.

Bei Kurzschlüssen ändert sich die Empfindlichkeit des Differentialschutzes bei unterschiedlichen Fehlerarten aufgrund des Wicklungsverhältnisses 2:1:3 und der daraus resultierenden Sekundärströme (Tabelle 2).

| Kurzschlüsse | Effektive Wicklungen W | $\frac{W}{\sqrt{3}}$ | $I_1$ für $i_M = 100 \text{ mA}$ |
|--------------|------------------------|----------------------|----------------------------------|
| L1 - L2 - L3 | $\sqrt{3}$             | 1,00                 | $1,00 \cdot I_N$                 |
| L1 - L2      | 2                      | 1,15                 | $0,87 \cdot I_N$                 |
| L2 - L3      | 1                      | 0,58                 | $1,73 \cdot I_N$                 |
| L3 - L1      | 1                      | 0,58                 | $1,73 \cdot I_N$                 |
| L1 - E       | 5                      | 2,89                 | $0,35 \cdot I_N$                 |
| L2 - E       | 3                      | 1,73                 | $0,58 \cdot I_N$                 |
| L3 - E       | 4                      | 2,31                 | $0,43 \cdot I_N$                 |

**Tabelle 2** Ergebnis der Stromanpassungen durch 4AM5120

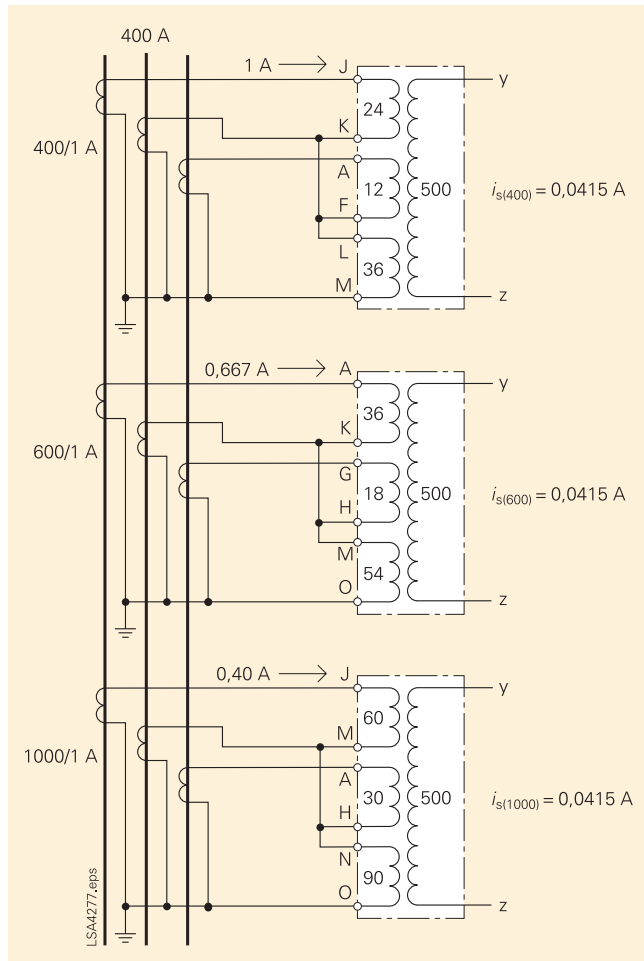
Um eine sichere Auslösung zu garantieren, müssen die Mindest-Kurzschlussströme über dem niedrigsten Ansprechwert des entsprechenden Kurzschlussstyps liegen.

Beispiel: Einstellung des Ansprechschwellenwerts:

$$I_{\text{Diff}} = 1,20 I_{\text{NO}}$$

$I_{\text{NO}}$  = Nennstrom des Referenzverhältnisses (1000 / 1 A)

Daraus ergeben sich die in Tabelle 3 errechneten Ansprechwerte für die verschiedenen Fehlerarten.



**Bild 10** Ergebnis der Mischwandleranpassung

|                          | 1000 / 1 A |
|--------------------------|------------|
| Dreiphasige Kurzschlüsse | 1,20       |
| L1 - L2                  | 1,04       |
| L2 - L3                  | 2,08       |
| L3 - L1                  | 2,08       |
| L1 - E                   | 0,42       |
| L2 - E                   | 0,69       |
| L3 - E                   | 0,52       |

**Tabelle 3** Empfindlichkeit des 7SS60 entsprechend der Fehlerart

Somit muss der Mindest-Kurzschlussstrom folgende Werte überschreiten:

- 1200 A bei dreiphasigen Kurzschlüssen
- 2080 A bei zweiphasigen Kurzschlüssen
- 690 A bei einphasigen Erdschlüssen

■ 5. Baugruppen des zentralen Sammelschienenschutzes 7SS601

Die Grundprinzipien können den Prinzipschaltbildern 11 und 12 entnommen werden: Es sind Mischwandler 4AM5120, Stabilisierungs-Baugruppen 7TM70, eine Trennerabbild-/Bevorzugungs-Baugruppe 7TR71 und Messsysteme 7SS601 erforderlich:

- Mischwandler: einen für jeden Abzweig
- Stabilisierungs-Baugruppen: Jede Baugruppe 7TM70 enthält 5 Eingangstransformatoren mit Gleichrichtern und 5 Auslöserelais.
- Messsystem: eines für jeden Sammelschienenabschnitt.
- Trennerabbild-/Bevorzugungs-Baugruppe 7TR71. Diese Baugruppe realisiert eine Strom-

zuordnung und Bevorzugung über das Trennerabbild.

- Gehäuse 7XP20 zur Aufnahme der Baugruppen 7TM70 und 7TR71. Ein Gehäuse kann bis zu 4 Baugruppen aufnehmen.

Im Bild 11 ist das Prinzip einer Einfachsammschiene mit Längstrennung zu sehen. In diesem Fall wird 7TR71 als „Bevorzugungs“-Baugruppe verwendet. Ist der Längstrenner eingeschaltet, muss die gesamte Sammelschiene als „eine Einheit“ angesehen werden. Alle Ströme dürfen nur von einem System gemessen werden. Somit werden alle Ströme zum System 2 geleitet. Die Auslösestromkreise beider Sammelschienen sind parallel geschaltet.

Bild 11 entspricht dem in Bild 4 gezeigten Beispiel.

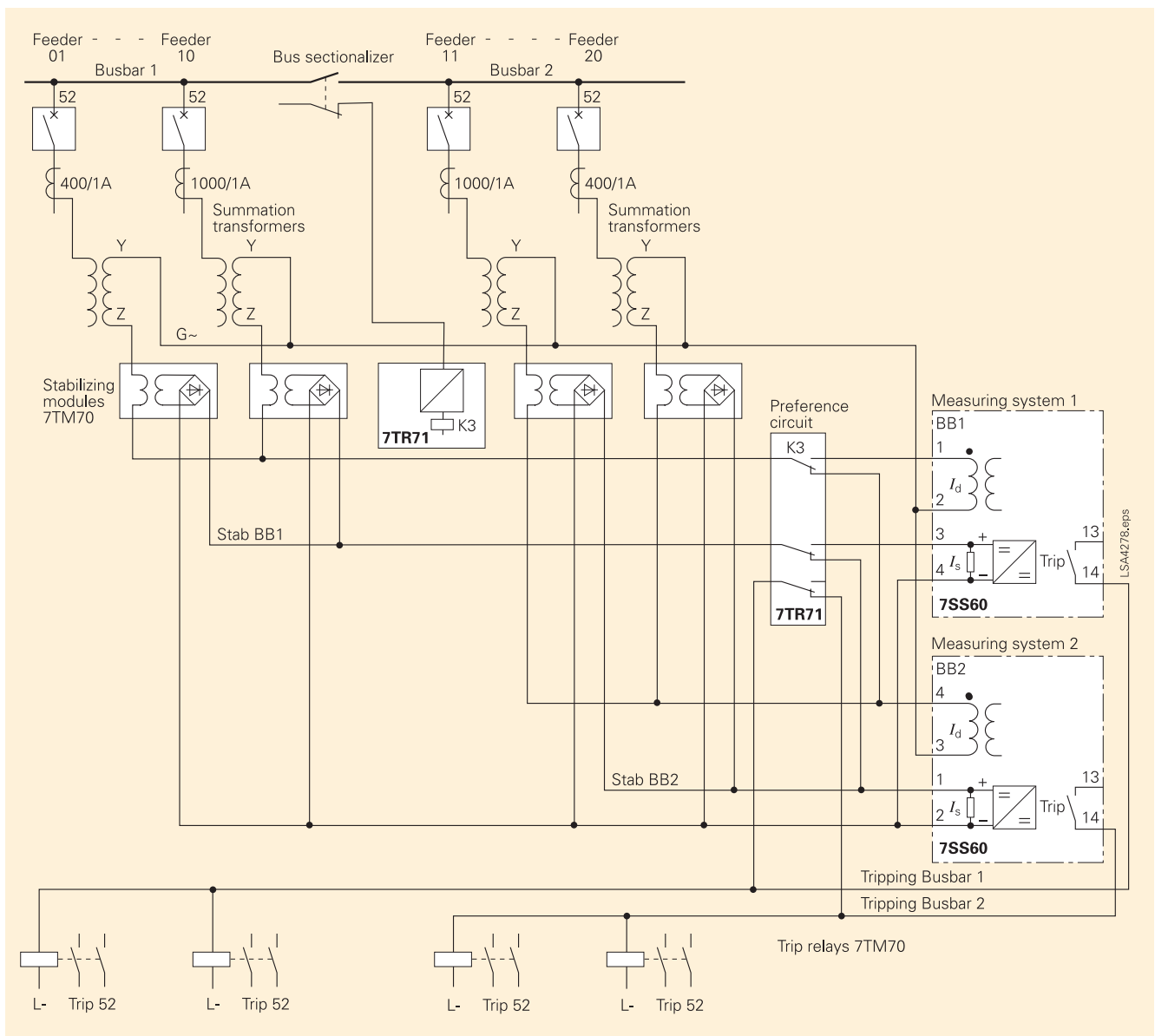
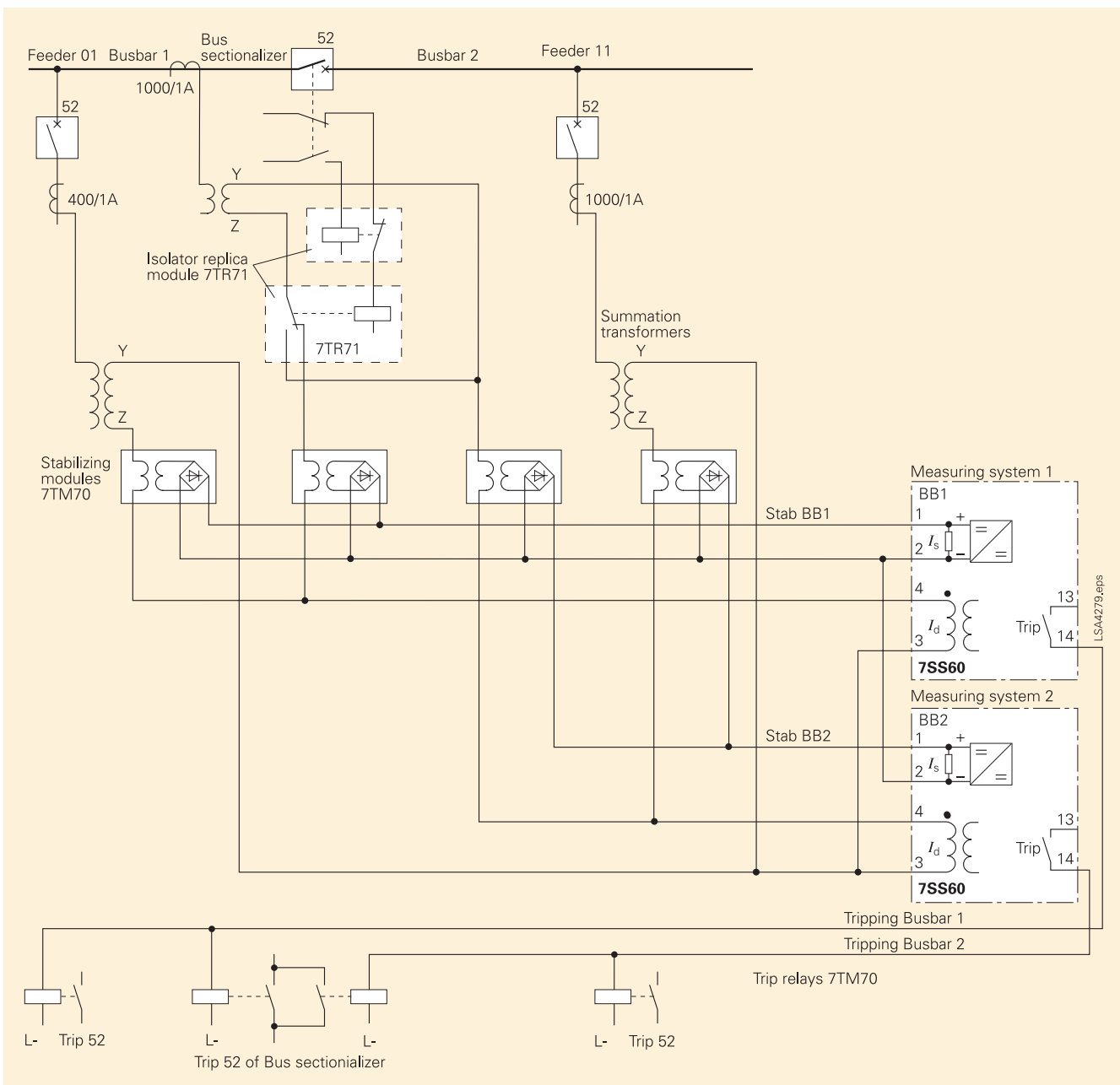


Bild 11 Prinzipschaltbild des 7SS60 mit Längstrennung

Im Bild 12 ist das Prinzip einer Einzelsammelschiene mit Längskupplung zu sehen. In diesem Fall wird 7TR71 als „Schalter-Stellungsabbild“-Baugruppe verwendet. Ist der Kuppelschalter ausgeschaltet, wird die Sekundärseite des Mischwandlers kurzgeschlossen, da kein Strom im Sammelschienenabschnitt fließt. Ist der Kuppelschalter eingeschaltet, werden die Differential- und Stabilisierungsströme beiden Messsystemen in Gegenrichtung zugeführt.

Bei einem Fehler auf einer Seite der Sammelschiene erfolgt die Auslösung schienenselektiv. Der Kuppelschalter der Längstrennung wird durch beide Messsysteme ausgelöst.

Bild 12 entspricht dem in Bild 5 gezeigten Beispiel.



**Bild 12** Prinzipschaltbild des 7SS60 mit Kuppelschalter

Ein Sammelschienenschutz für eine Anlage (20 Felder), wie im Bild 11 zu sehen, umfasst folgende Baugruppen:

- 20 x Mischwandler 4 AM 5120  
(10 Abzweige an jeder Sammelschiene)
- 4 x Stabilisierungs-Baugruppen 7TM70  
(4 x 5 Eingänge = 20 Eingänge)
- 2 x Messsysteme 7SS601
- 1 x Bevorzugungsbaugruppe 7TR71
- 2 x Gehäuse 7XP20

Für den Sammelschienenschutz einer Anlage, wie im Bild 12 zu sehen, werden für 20 Felder + Kupplung folgende Baugruppen benötigt:

- 21 x Mischwandler 4AM5120  
(20 Abzweige + 1 für die Längskupplung)
- 5 x Stabilisierungs-Baugruppen 7TM70  
(25 Eingänge)
- 2 x Messsysteme 7SS601
- 1 x Baugruppe für Trenner-/Leistungsschalterabbild 7TR71
- 2 x Gehäuse 7XP20

Die oben aufgeführten Baugruppen können in einem Standard-Schutzschrank untergebracht werden. Weitere Einzelheiten entnehmen Sie bitte unseren Dokumentationen (Betriebsanleitung, Stromlaufpläne und Katalog).

### ■ 6. Einstellung und Aufbauüberlegungen

Stromwandler müssen so dimensioniert sein, dass alle Ströme ohne Sättigung für mindestens  $\geq 4$  ms übertragen werden. Die Anzahl der parallelgeschalteten Abzweige auf einem Messsystem ist unbegrenzt. Für die praktische Anwendung können beliebig viele Felder parallel geschaltet werden.

Für Netze, in denen Transformatoren mit isoliertem Sternpunkt betrieben werden, können wegen niedrigen Erdschlussströmen besondere Maßnahmen erforderlich sein. Das Handbuch gibt Hinweise.

Beim 7SS601 kann eine Speicherfunktion des Auslösebefehls aktiviert werden.

Der Schwellenwert  $I_d >$  muss so eingestellt werden, dass er über dem maximalen Laststrom liegt (z.B.  $1,2 \cdot I_{Last}$ ), um bei einem Fehler im Stromwandlerkreis eine Auslösung durch Laststrom zu vermeiden. Ist jedoch für minimale Kurzschlussströme eine niedrigere Einstellung erforderlich, können zusätzliche Auslösekriterien eingeführt werden (z.B. Spannung).

Andererseits muss  $I_d >$  so eingestellt werden, dass dieser Wert etwa 50 % unter dem Wert für die minimalen Kurzschlussströme liegt, um eine sichere Auslösung zu garantieren.

Beispiel:  $I_{K \min} = 3000 \text{ A} \rightarrow 50 \% = 1500 \text{ A}$   
 $I_d > = 1,2 \cdot I_{NO}$ , falls das Referenzverhältnis 1000 / 1 A beträgt. Die Einstellung wäre richtig.

Der Schwellenwert  $I_{d > CTS}$  stellt den Ansprechwert für die Stromwandlerüberwachung dar. Ist ein Stromwandler-Sekundärstromkreis offen oder kurzgeschlossen, tritt ein Differentialstrom auf. Der Differentialschutz wird gesperrt und es wird ein Alarm ausgelöst. Hierdurch wird eine Überfunktion bei hohen Durchgangsströmen vermieden.

Mit dem Stabilisierungsfaktor „k“ wird die Steigung der Auslösekennlinie beeinflusst, damit kann die Stabilität des Schutzes an die Einsatzbedingungen angepasst werden. Ein hoher Einstellwert verbessert die Stabilität gegen Fehler außerhalb des Schutzbereiches, verringert jedoch gleichzeitig die Empfindlichkeit zur Erkennung von Sammelschienenfehlern. Der k-Faktor sollte daher so niedrig wie möglich und so hoch wie nötig eingestellt werden. Beim Einsatz des Messsystems als zonenselektiver Schutz, was in der Mehrzahl der Anwendungsfälle zutreffen wird, wird empfohlen, die Voreinstellung 0,6 des k-Faktors zu verwenden.

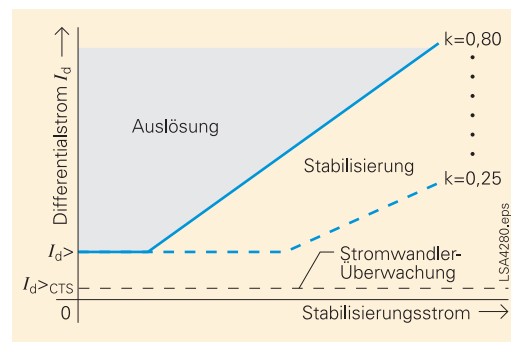


Bild 13 Auslösekennlinie des Schutzes

### ■ 7. Vergleich des Hoch- und Niedrigimpedanzschutzes mit dem Messverfahren Sammelschienenenschutz

Heutzutage wird der Hochimpedanzschutz noch häufig in Britisch beeinflussten Ländern eingesetzt, da er als „kostengünstig und einfach“ angesehen wird. Die meisten Anwender schauen jedoch nur auf den Relaispreis selbst, ohne jedoch die zusätzlichen Kosten für die Primärwandler sowie die anderen Nachteile des Hochimpedanzschutzes zu berücksichtigen:

- Alle Stromwandler müssen dasselbe Verhältnis aufweisen
- Alle Kerne Klasse X
- Sammelschienen-Längskupplungen müssen mit zwei Stromwandlern ausgestattet werden
- Separate Stromwandlerkerne für den Sammelschienenenschutz
- Vorteile der digitalen Technik fehlen (keine Fehleraufzeichnung, keine Kommunikation)
- Checkzone benötigt getrennte Stromwandlerkerne
- Trennerabbild erfordert Umschaltung der Stromwandler-Sekundärstromkreise (Gefahr!) Daher ist eine zusätzliche Check-Zone zwingend erforderlich.

### ■ 8. Zusammenfassung

Der Sammelschienenenschutz 7SS601 stellt eine kostengünstige Lösung für Schaltanlagen in Mittel- und Hochspannungsanlagen dar. Obwohl im Bericht die Anwendung des SIPROTEC 7SS601 mit Mischwandlern und Einfachsammelschienen beschrieben wurde, kann das System auch bei folgenden Anwendungen verwendet werden:

- mit phasengetrennter Messung
- bei Schaltanlagen mit Doppelsammelschienen

Um ein Angebot erstellen zu können, benötigen wir folgende Informationen:

- Übersichtsschaltplan, aus dem Folgendes zu ersehen ist:
- Sammelschienen-Konfiguration als Übersichtsschaltplan
- Übersetzungsverhältnisse der Stromwandler
- Anzahl der benötigten Auslösekontakte
- Phasengetrennte Messung oder mit Mischwandlern
- Komplette Schränke oder Einzelkomponenten

Möchten Sie weitere Informationen zum 7SS60 erhalten, setzen Sie sich bitte mit Ihrem örtlichen Siemens-Partner in Verbindung.

Weitere Einzelheiten können Sie unseren Dokumentationen im Internet unter [www.siprotec.de](http://www.siprotec.de) entnehmen (Betriebsanleitungen, Kataloge, weitere Beschreibungen für Standardanwendungen).



## Einfacher Sammelschienschutz durch rückwärtige Verriegelung

In der Energieübertragung und Energieverteilung kommt den Sammelschienen eine besondere Schlüsselrolle zu. Sind sie doch die zentrale Verteilungsstelle für viele Abzweige. Im Fehlerfall ist der Kurzschlussstrom auf der Sammelschiene sehr groß, was mechanische Zerstörung mit entsprechend langen Reparaturzeiten zur Folge hätte, wobei davon alle Abzweige betroffen sind. In der Hoch- und Höchstspannung wird ein spezieller schneller Sammelschienschutz 7SSx eingesetzt, der im Fehlerfall mit einer Auslösezeit  $< 12$  ms den Schaden begrenzt. Auch in allen wichtigen Mittelspannungsschaltanlagen findet ein schneller Sammelschienschutz Anwendung.

Bei den einfachen Mittelspannungsanlagen mit einer Einspeisung wird aus wirtschaftlichen Überlegungen noch auf einen speziellen Sammelschienschutz verzichtet. Hier erfolgt der Schutz der Sammelschiene durch das UMZ-Relais der Einspeisung. Wie im Bild 1 dargestellt, erfolgt die Auslösung vom UMZ der Einspeisung E1 mit der Staffelzeit von 300 ms größer als die größte Staffelzeit vom Abzweigschutz A1- A3. Die im Bild 1 gewählten Zeiten sind als Beispiel angenommen. Gleichzeitig dient der Schutz in E1 als Reserve-schutz für jeden Abzweigschutz A1- A3. Allerdings wird damit ein Sammelschienenfehler erst nach 0,9 s abgeschaltet, was schon ein beträchtliches Fehlerausmaß zur Folge hätte.

Bei Einfach-Sammelschienen mit einer definierten Einspeisung und sonst nur definierten Abgängen lässt sich durch die Rückwärtige Verriegelung ein schneller Sammelschienschutz realisieren ohne großen zusätzlichen Aufwand. Solche Sammelschienenkonfigurationen kommen häufig im Mittelspannungsnetz und im Eigenbedarf vor. Hierbei werden die als Abzweigschutz schon vorhandenen UMZ-Relais verwendet – wie im Bild 1 dargestellt. Dem zu Gute kommt, dass alle SIPROTEC-Relais über zwei, drei oder noch mehr Stromstufen mit unabhängigen Zeiten verfügen, die einzeln blockiert werden können.

Das Schutzkonzept der Rückwärtigen Verriegelung ist im Bild 2 dargestellt. Beim UMZ-E1 der Einspeisung wird zur  $I >$  Stufe mit  $t_1$  eine weitere Stufe  $I >>$  mit einer Zeit  $t_2 = 50$  ms vorgesehen. Der Ablauf der Zeit  $t_2$  kann über den Binäreingang BE1 blockiert werden.

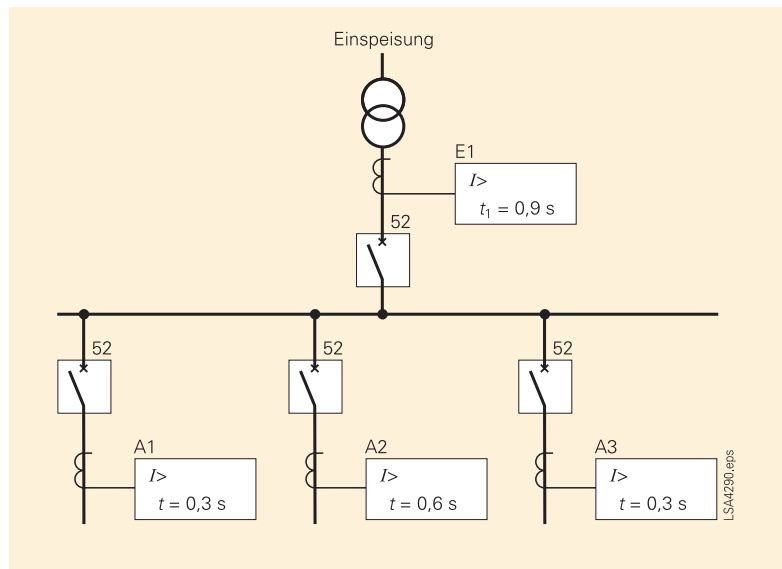


Bild 1 Einfachsammelschiene mit Abzweigschutz

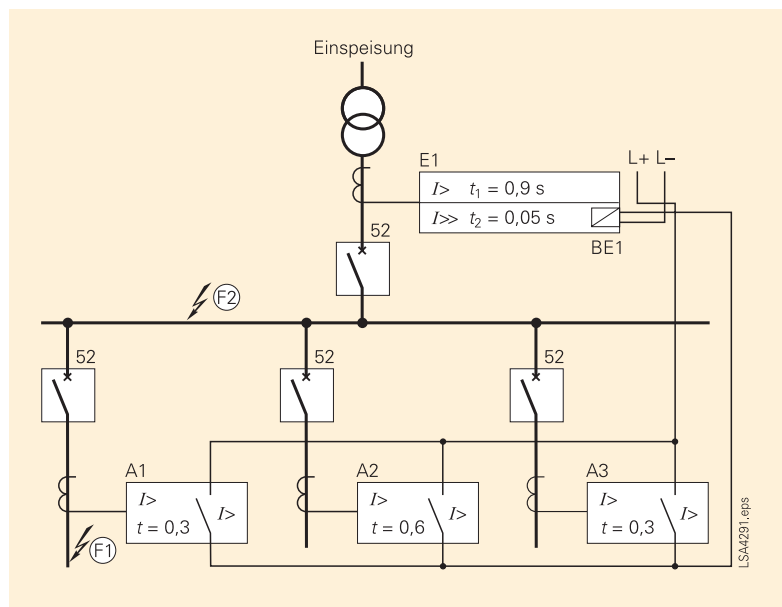


Bild 2 Einfachsammelschiene mit Abzweigschutz und Sammelschienschutz durch rückwärtige Verriegelung

Die Ansprechschwelle der  $I>$  Stufe und  $I>>$  Stufe wird gleich groß eingestellt nach den jeweiligen Netzverhältnissen (ca  $1,5 \times I_{\text{nenn}}$ ). Bei den UMZ-Geräten der Abgänge A1-A3 wird die Anregung auf einen extra Kontakt parametrierbar. Alle Anregekontakte werden parallel geschaltet und als Blockiersignal auf den Binäreingang BE1 vom Einspeise-UMZ gegeben. Diese Verdrahtung erfolgt über eine Cu-Ader, die von Feld zu Feld geschleift wird (siehe Bild 2). Dadurch wird bei einer Anregung im Abgang A1-A3 in der Einspeisung E1 die Auslösung mit  $t_2$  blockiert.

*Funktion bei Fehler im Abzweig:*

Beim Fehler im Abzweig – siehe Bild 2 „F1“ – regt der Einspeise-UMZ E1 in beiden Stufen an und startet  $t_1$  und  $t_2$ . Auch der Abzweig-UMZ A1 regt an und gibt damit über den Anregekontakt ein Blockiersignal auf den Binäreingang BE1 vom Einspeise-UMZ E1. Damit wird der Ablauf von  $t_2$  blockiert. Die Abschaltung des Fehlers erfolgt vom Abzweig-UMZ A1. Der Einspeise-UMZ wirkt dabei als Reserveschutz mit  $t_1$ .

*Funktion bei Fehler auf der Sammelschiene:*

Beim Fehler auf der Sammelschiene – siehe Bild 2 „F2“ – regt der Einspeise-UMZ E1 in beiden Stufen an und startet  $t_1$  und  $t_2$ . Von einem Abgang A1-A3 kann keine Einspeisung auf den Fehler erfolgen. Damit gibt es kein Blockiersignal. Im Einspeise-UMZ läuft die Zeit  $t_2$  ab und löst den Leistungsschalter nach 50 ms aus. Der Sammelschienenfehler ist damit innerhalb kurzer Zeit abgeschaltet, das Fehlerausmaß ist begrenzt.

■ **Zusammenfassung:**

Bei Einfachsammelschienen mit einer Einspeisung und definierten Abgängen – über die keine Rückspeisung erfolgt – ist die Rückwärtige Verriegelung ein wirksamer schneller Sammelschienenschutz. Ein zusätzlicher Geräteaufwand ist nicht erforderlich, weil die SIPROTEC-Geräte diese Funktion in der Grundstufe integriert haben. Zu beachten ist hierbei, dass Motorabgänge beim Sammelschienenfehler als Generator auf den Fehler einspeisen können und damit nicht immer als definierter Abgang zu betrachten sind.

■ **Varianten:**

Bei einer Gerätekommunikation mit Ethernet-Bus und IEC 61850 kann das Blockiersignal über die Busverbindung erfolgen.

Natürlich kann die Rückwärtige Verriegelung auch angewendet werden wenn statt dem UMZ ein Distanzschutz eingesetzt wird.

■ **Ausblick für weiteren Einsatz:**

Bei Ringsammelschienen mit zwei Einspeisungen oder Einfachschienen mit Längskupplung kann über eine Kurzschlussrichtungserfassung ein ähnliches Prinzip der Rückwärtigen Verriegelung angewandt werden. Dieser Anwendungsfall wird in einer weiteren Applikation vorgestellt.



### *Haftungsausschluss*

Wir haben den Inhalt der Druckschrift auf Übereinstimmung mit der beschriebenen Hard- und Software geprüft. Dennoch können Abweichungen nicht ausgeschlossen werden, so dass wir für die korrekte Funktion der beschriebenen Applikationen in einer Anlage keine Gewähr übernehmen können.

### *Copyright*

Copyright © Siemens AG 2004. All rights reserved.

Weitergabe und Vervielfältigung dieser Unterlage, Verwertung und Mitteilung ihres Inhalts ist nicht gestattet, soweit nicht ausdrücklich zugestanden. Zuwiderhandlungen verpflichten zu Schadenersatz. Alle Rechte vorbehalten, insbesondere für den Fall der Patenterteilung oder GM-Eintragung.

### *Eingetragene Marken*

SIPROTEC, SINAUT, SICAM und DIGSI sind eingetragene Marken der SIEMENS AG. Die übrigen Bezeichnungen in diesem Handbuch können Marken sein, deren Benutzung durch Dritte für deren Zwecke die Rechte der Inhaber verletzen können.

Herausgegeben von

Siemens Aktiengesellschaft

Power Transmission and Distribution

Energy Automation Division

Postfach 48 06

90026 Nürnberg

Deutschland

---

[www.siemens.com/ptd](http://www.siemens.com/ptd)

E50001-K4451-A101-A1

**SIEMENS**  
siemens-russia.com