

# 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

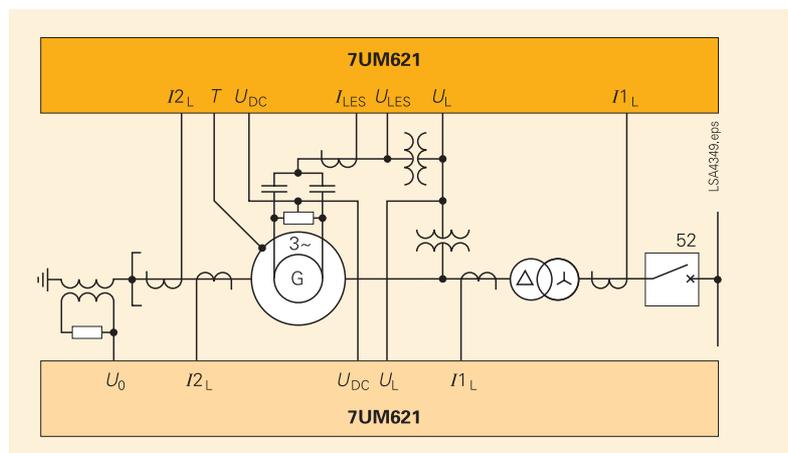


Bild 2 Blockschaltbild Maschinenschutz

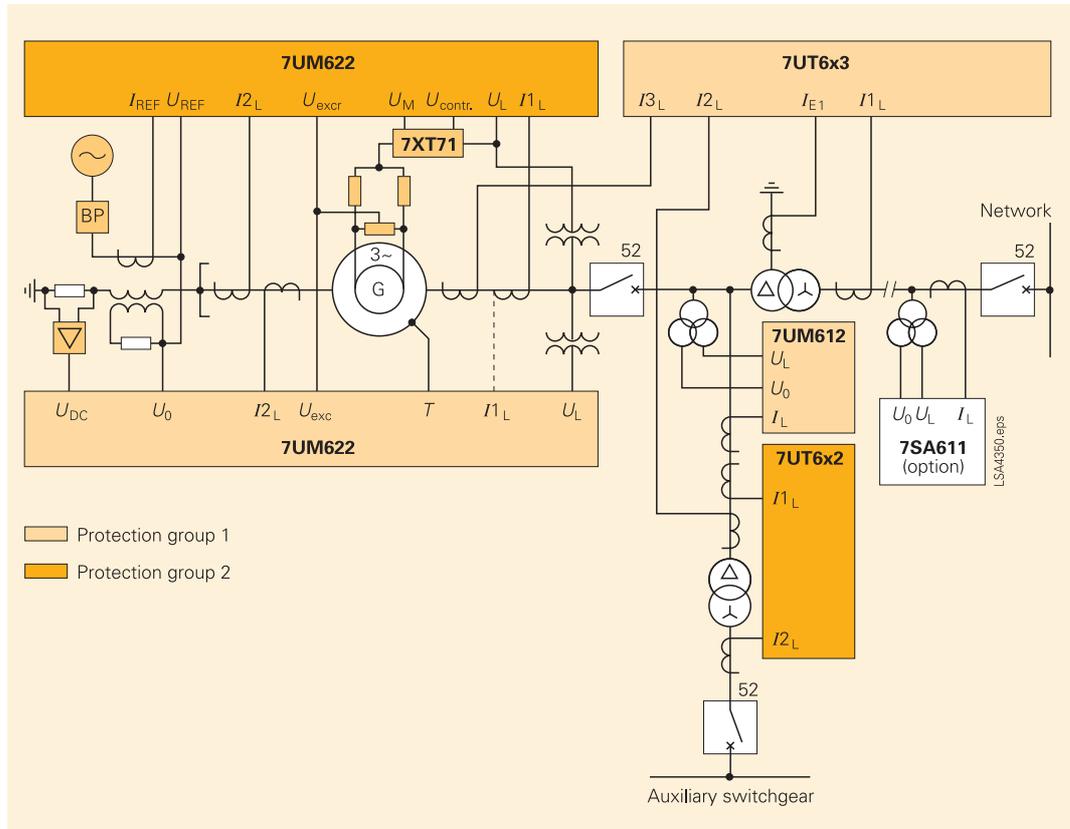


Bild 3 Redundantes Schutzkonzept für große Generatoren

### 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.

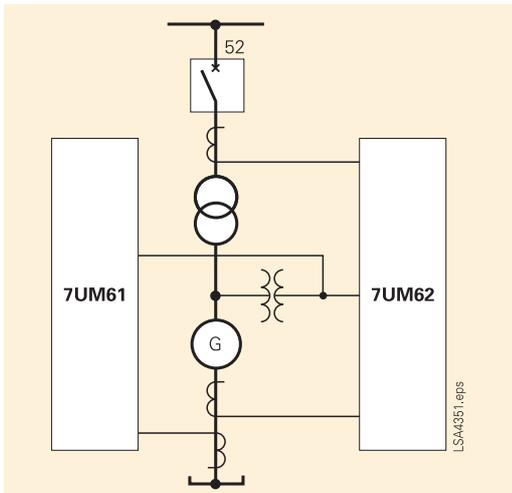


Bild 4 Beispiel: Teilredundanz

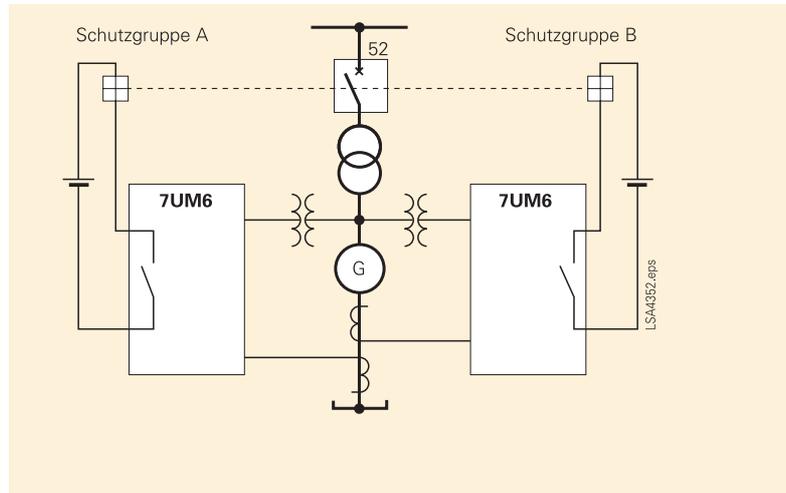


Bild 5 Beispiel: Vollständige Redundanz

### 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 (System 1)	Schutzgruppe B (System 2)
Ständererdschluss 100 %	Ständererdschluss 90 %
Differentialschutz	Differentialschutz (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 Längsreaktanzen $X_d$ (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
Sammelschienenseite				
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	$\pm 9 \times 1,25$ %

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
Anschwert 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
Anschwert 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 Messformer (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 $I_2 \gg$	10 bis 100 %	51,4 %
Verzögerungszeit T $I_2 \gg$	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 Ω	7,28 Ω
Auslösezeit-Zone Z1	0 bis 60,0 s; ∞	0,30 s
Impedanz Übergreifstufe Z1B	0,05 bis 65,0 Ω	11,44 Ω
Auslösezeit Übergreifstufe Z1B	0 bis 60,0 s; ∞	8,00 s
Impedanz Zone Z2	0,05 bis 65,0 Ω	11,44 Ω
Auslösezeit Z2	0 bis 60,0 s; ∞	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
Anregestrom $3I_0 >$	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- 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- punktnähe 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. Zusätzlich 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  $\ddot{u}_{Trafo} = 15,75:\sqrt{3} / 0,5 \text{ kV}$

Parameter	Einstellmög- 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).

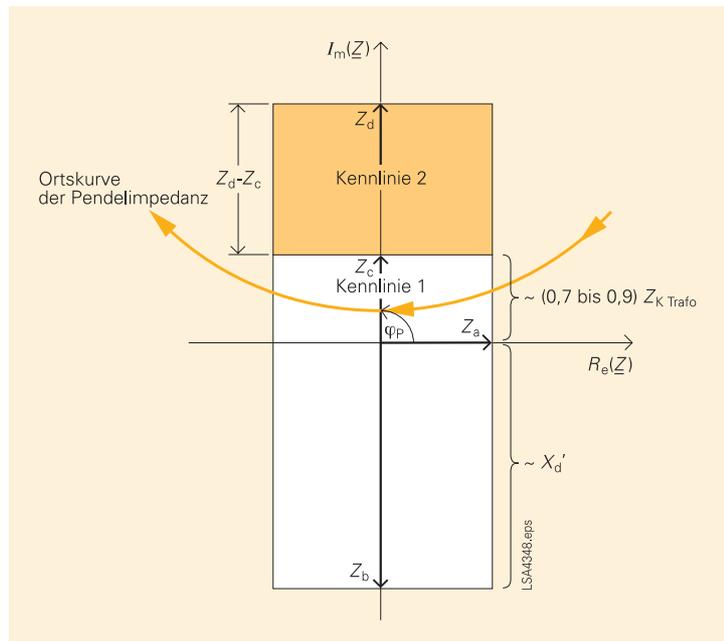


Bild 7 Pendelpolygon

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