

DIN EN 60255-187-1

ICS 29.120.70

Einsprüche bis 2016-09-29

Entwurf

**Messrelais und Schutzeinrichtungen –
Teil 187-1: Funktionsanforderungen für den stabilisierten und nicht
stabilisierten Differentialschutz von Motoren, Generatoren und
Transformatoren
(IEC 95/341/CD:2016)**

Measuring relays and protection equipment –
Part 187-1: Functional requirements for restrained and unrestrained differential protection
of motors, generators and transformers
(IEC 95/341/CD:2016)

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2016-07-29 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und
Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses
Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal des DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an dke@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten
Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 355 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort.....	12
1 Anwendungsbereich und Zweck	13
2 Normative Verweisungen	14
3 Begriffe	14
4 Festlegung der Funktion.....	16
4.1 Allgemeines	16
4.2 Eingangserregungsgrößen/Erregungsgrößen.....	16
4.2.1 Allgemeines	16
4.2.2 Anschlüsse	17
4.3 Binäre Eingangssignale.....	18
4.4 Funktionslogik.....	19
4.4.1 Allgemeines	19
4.4.2 Phasenstabilisierter Differentialschutz	19
4.4.3 Stabilisierter Nullstromdifferentialschutz	21
4.4.4 Kompensation von Erregungsgrößen	22
4.4.5 Zusätzliche Stabilisierungs-/Blockierungsverfahren.....	24
4.5 Binäre Ausgangssignale.....	26
4.5.1 Allgemeines	26
4.5.2 Anregungssignale (Anzugssignale).....	26
4.5.3 Ansprechsignale (Auslösesignale)	26
4.5.4 Andere Ausgangssignale	26
4.6 Zusätzliche Einflussfunktionen/-bedingungen	27
4.6.1 Allgemeines	27
4.6.2 Ansprechen bei Stromwandlersättigung	27
4.6.3 Schnellauslösung bei Kurzschluss	27
4.6.4 Ausfall von Erregungsgrößen (Stromwandlerüberwachung)	27
4.6.5 Ansprechen bei nicht nominaler Frequenz.....	27
4.6.6 Geomagnetisch induzierte Ströme (GIC)	28
5 Spezifikation des Betriebsverhaltens	28
5.1 Allgemeines	28
5.2 Effektiver Messbereich und Arbeitsbereich	28
5.3 Prüfungen der Genauigkeit im effektiven Messbereich unter stationären Bedingungen	29
5.3.1 Allgemeines	29
5.3.2 Prüfung im Zusammenhang mit der angegebenen thermischen Belastbarkeit	29
5.3.3 Grundgenauigkeit der Charakteristik.....	29
5.3.4 Genauigkeit der Kompensation des Übersetzungsverhältnisses.....	29
5.3.5 Zulässigkeit der Phasenkompensation (Schaltgruppenkompensation)	30
5.3.6 Zulässigkeit der Nullstromkompensation	30

	Seite
5.3.7 Grundgenauigkeit der Oberschwingungsstabilisierung	30
5.3.8 Grundgenauigkeit der Einstellwerte für die Zeitverzögerung	30
5.3.9 Rückfallzeit	31
5.4 Dynamisches Betriebsverhalten im Arbeitsbereich	31
5.4.1 Allgemeines	31
5.4.2 Typische Ansprechzeit	31
5.4.3 Stabilität des Relais bei äußeren Fehlern	32
5.5 Verhalten des Relais bei innerem Fehler infolge eines äußeren Fehlers	32
5.6 Stabilität unter Magnetisierungseinschaltstrombedingungen	32
5.7 Stabilität unter Übererregungsbedingungen	32
5.8 Oberschwingungen auf der Last	32
5.9 Betriebsverhalten während der Sättigung der Stromwandler	33
6 Funktionsprüfungen	33
6.1 Allgemeines	33
6.2 Prüfung im Zusammenhang mit der angegebenen thermischen Belastbarkeit	33
6.3 Prüfungen der Genauigkeit im effektiven Messbereich unter stationären Bedingungen	34
6.3.1 Allgemeines	34
6.3.2 Grundgenauigkeit der Charakteristik	35
6.3.3 Genauigkeit der Kompensation des Übersetzungsverhältnisses (Betrags)	40
6.3.4 Zulässigkeit der Phasenkompensation (Schaltgruppenkompensation)	42
6.3.5 Zulässigkeit der Nullstromkompensation	42
6.3.6 Prüfung der Grundgenauigkeit der Oberschwingungsstabilisierung unter stationären Bedingungen bei Nennfrequenz	43
6.3.7 Genauigkeit im Zusammenhang mit dem Einstellwert der Zeitverzögerung	46
6.3.8 Bestimmung und Dokumentation der Rückfallzeit	47
6.4 Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens	48
6.4.1 Allgemeines	48
6.4.2 Ansprechzeit für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung (stabilisierter Betrieb)	50
6.4.3 Ansprechzeit für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung (nicht stabilisierter Betrieb)	62
6.4.4 Ansprechzeit für Strahlennetzmodell mit einseitiger Einspeisung (stabilisierter Betrieb)	64
6.4.5 Ansprechzeit für Strahlennetzmodell mit einseitiger Einspeisung (nicht stabilisierter Betrieb)	75
6.4.6 Dokumentation der typischen Ansprechzeit	78
6.4.7 Stabilität bei äußeren Fehlern	85
6.5 Verhalten des Relais bei einem inneren Fehler infolge eines äußeren Fehlers	101
6.5.1 Allgemeines	101
6.5.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Transformator-differentialschutz	101
6.5.3 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Stabilisierter Nullstrom-differentialschutz	106
6.5.4 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Generator-differentialschutz	110
6.5.5 Dokumentation	113

	Seite
6.6 Stabilität während Einschaltbedingungen	114
6.6.1 Allgemeines	114
6.6.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Transformatordifferentialschutz	114
6.6.3 Dokumentation	117
6.7 Stabilität unter Übererregungsbedingungen	118
6.7.1 Allgemeines	118
6.7.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Transformatordifferentialschutz	118
6.7.3 Dokumentation	122
6.8 Betriebsverhalten mit Oberschwingungen auf der Last	122
6.8.1 Allgemeines	122
6.8.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Transformatordifferentialschutz	122
6.8.3 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Generator-/Motordifferentialschutz	126
6.8.4 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Stabilisierter Nullstromdifferentialschutz	129
6.8.5 Dokumentation	131
7 Anforderungen an die Dokumentation	131
7.1 Typprüfbericht	131
7.2 Andere Anwenderdokumentation	132
Anhang A (informativ) Beispiele für Phasen- (Schaltgruppen-) und Nullstromkompensationsschemata	133
A.1 Allgemeines	133
A.2 Stern-Dreieck-Transformation Stromtransformation	134
A.3 Dreieck-Stern-Transformation Stromtransformation	139
Anhang B (normativ) Berechnung des Mittel-, Median- und Modalwerts	143
B.1 Mittelwert	143
B.2 Medianwert	143
B.3 Modalwert	143
B.4 Beispiel	143
Anhang C (normativ) Anforderungen an Stromwandler	144
C.1 Allgemeines	144
C.2 Transformatordifferentialschutz	148
C.3 Nullstromdifferentialschutz für Transformatoren	150
C.4 Generatordifferentialschutz	151
C.5 Motordifferentialschutz	152
C.6 Dokumentation	153
Anhang D (informativ) Sättigung von Stromwandlern und Einfluss auf das Betriebsverhalten von Differentialrelais	154
Anhang E (informativ) Transformatordifferentialschutz	159
E.1 Allgemeines	159
E.2 Beispiel 1	160
E.3 Beispiel 2	161

	Seite
Anhang F (informativ) Beispielprüfverfahren zur Bestimmung der Größenanforderungen von Stromwandlern für den Differentialschutz	165
F.1 Allgemeines	165
F.2 Prüfdaten	167
F.3 Daten des Stromwandlers und Stromwandlermodelle	171
F.4 Zusammenfassung der Prüfungen	179
Anhang G (normativ) Rampenverfahren zur Prüfung der Grundgenauigkeit der Charakteristik	180
G.1 Allgemeines	180
G.2 Bedingung vor Fehlereintritt	180
G.3 Pseudo-stetige Rampe	180
G.4 Rampe mit einzelnen Impulsen	181
Anhang H (informativ) COMTRADE-Beispieldatei für den Prüffall eines fortschreitenden Fehlers	184
H.1 Allgemeines	184
Anhang I (normativ) Definition des Fehlereinsatzwinkels	185
Literaturhinweise	186
 Bilder	
Bild 1 – Vereinfachtes funktionelles Blockschaltbild des stabilisierten Differentialschutzes	16
Bild 2 – Referenzrichtung des Primärstroms	18
Bild 3 – Typische Charakteristik eines stabilisierten Elements	20
Bild 4 – Typische Charakteristik eines nicht stabilisierten Elements	20
Bild 5 – Beispiel einer kombinierten Charakteristik von stabilisierten und nicht stabilisierten Elementen	21
Bild 6 – Sekundäre dreiphasige und zweiphasige Einprägung für Wicklung 1 (Beispiel)	23
Bild 7 – Sekundäre einphasige und dreiphasige Einprägungen für Wicklung 1 (Beispiel)	25
Bild 8 – Grundfehler der Ansprechcharakteristik	30
Bild 9 – Beispiel einer Ansprechcharakteristik in der I_{DIFF}/I_{REST} -Ebene mit einem Toleranzband	36
Bild 10 – Prüffälle für die Grundgenauigkeit der Differentialcharakteristik	37
Bild 11 – Beispiel einer Differentialcharakteristik mit der Darstellung der Prüflinien „a“ bis „h“	38
Bild 12 – Maschinendifferentialschutz	38
Bild 13 – Prüfabfolge für die Grundgenauigkeit der Charakteristik	39
Bild 14 – Nullstromdifferentialschutz für Maschinen	40
Bild 15 – Beispiel für die Dokumentation der Prüfergebnisse für die Charakteristik des Differentialrelais	41
Bild 16 – Einprägung des Nullstroms auf der Sternseite des Transformators	43
Bild 17 – Einprägung des Nullstroms auf der Dreiecksseite des Transformators	43
Bild 18 – Beispiel einer Charakteristik der Oberschwingungsstabilisierung bei Bemessungsfrequenz mit Darstellung der Prüflinien	46
Bild 19 – Abfolge von Ereignissen für die Prüfung der Rückfallzeit	48
Bild 20 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Prüfungen der Ansprechzeit	51
Bild 21 – Prüfabfolge für das Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Transformator)	54

	Seite
Bild 22 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Prüfungen der Ansprechzeit	55
Bild 23 – Prüfabfolge für das Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Transformator).....	58
Bild 24 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Prüfungen der Ansprechzeit	59
Bild 25 – Prüfabfolge für das Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Generator)	61
Bild 26 – Prüfabfolge für das Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – nicht stabilisierter Betrieb (Transformator).....	65
Bild 27 – Netzmodell mit einseitiger Einspeisung für Prüfungen der Ansprechzeit.....	66
Bild 28 – Prüfabfolge für das Strahlennetzmodell mit einseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb	69
Bild 29 – Netzmodell mit einseitiger Einspeisung für Prüfungen der Ansprechzeit.....	70
Bild 30 – Prüfabfolge für Strahlennetz mit einseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Generator)	72
Bild 31 – Netzmodell mit einseitiger Einspeisung für Prüfungen der Ansprechzeit.....	73
Bild 32 – Prüfabfolge für Strahlennetz mit einseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Motor)	76
Bild 33 – Prüfabfolge für Strahlennetz mit einseitiger Einspeisung – nicht stabilisierter Betrieb	79
Bild 34 – Beispiel der Frequenzverteilung der Ansprechzeit für eine einzige Anwendung	83
Bild 35 – Ansprechzeit als Funktion der nicht nominalen Frequenzwerte (Genauigkeitsbereich entspricht dem festgelegten Bereich von $\pm 10\%$ der Nennfrequenz).....	86
Bild 36 – Ansprechzeit als Funktion der nicht nominalen Frequenzwerte (Genauigkeitsbereich über dem festgelegten Bereich von $\pm 10\%$ der Nennfrequenz)	86
Bild 37 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Stabilitätsprüfungen	87
Bild 38 – Abfolge der Fehlereinprägung zur Prüfung der Stabilität bei äußeren Fehlern (Transformator).....	90
Bild 39 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Stabilitätsprüfungen	91
Bild 40 – Abfolge der Fehlereinprägung zur Prüfung der Stabilität bei äußeren Fehlern (REF).....	95
Bild 41 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Stabilitätsprüfungen	96
Bild 42 – Abfolge der Fehlereinprägung zur Prüfung der Stabilität bei äußeren Fehlern (Generator).....	98
Bild 43 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Stabilitätsprüfungen	99
Bild 44 – Abfolge der Fehlereinprägung zur Prüfung der Stabilität bei äußeren Fehlern (Motor).....	102
Bild 45 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für einen inneren Fehler infolge eines äußeren Fehlers.....	103
Bild 46 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für die Prüfung eines inneren Fehlers infolge eines äußeren Fehlers.....	106
Bild 47 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für die Prüfung eines inneren Fehlers infolge eines äußeren Fehlers.....	110
Bild 48 – Wellenform des Einschaltstroms von Leistungstransformatoren	115
Bild 49 – Vergleich der Wellenformen	116
Bild 50 – Anschluss des Relais, wenn der Strom von der Sternwicklung eingepreßt wird.....	117
Bild 51 – Anschluss des Relais, wenn der Strom von der Dreieckswicklung eingepreßt wird	118
Bild 52 – Wellenform des Übererregungsstroms des Leistungstransformators, eingepreßt von der Sternwicklung	119
Bild 53 – Wellenform des Übererregungsstroms, eingepreßt von der Dreieckswicklung.....	119

	Seite
Bild 54 – Vergleich der von der Sternwicklung eingprägten Wellenformen	120
Bild 55 – Vergleich der von der Dreieckswicklung eingprägten Wellenformen.....	120
Bild 56 – Wellenform des dreiphasigen Übererregungsstroms, eingprägt von der Sternwicklung	121
Bild 57 – Wellenform des dreiphasigen Übererregungsstroms, eingprägt von der Dreieckswicklung.....	121
Bild 58 – Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last – Transformatorschutz	122
Bild 59 – Dreiphasige Laststromwellenform auf der Sternseite des Transformators mit den überlagerten Oberschwingungen	125
Bild 60 – Dreiphasige Laststromwellenformen auf der Dreiecksseite des Transformators vom Typ YNd1 mit den überlagerten Oberschwingungen	126
Bild 61 – Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last	127
Bild 62 – Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last – Nullstromdifferentialschutz	129
Bild A.1 – Beispiel eines Transformators	133
Bild A.2 – Stromvektoren.....	133
Bild A.3 – Dreiphasiger Fehler (Sternseite).....	135
Bild A.4 – Fehler zwischen den Phasen (Sternseite)	135
Bild A.5 – Einphasiger Fehler (Sternseite)	136
Bild A.6 – Dreiphasiger Fehler (Dreiecksseite)	137
Bild A.7 – Fehler zwischen den Phasen (Dreiecksseite).....	137
Bild A.8 – Einphasiger Fehler (Dreiecksseite).....	138
Bild C.1 – Für die Festlegung von Anforderungen an Stromwandler zu berücksichtigende Fehlerstellen.....	147
Bild C.2 – Für den Transformatordifferentialschutz zu berücksichtigende Fehlerstellen.....	148
Bild C.3 – Für den Nullstromdifferentialschutz zu berücksichtigende Fehlerstellen	150
Bild C.4 – Für den Generatordifferentialschutz zu berücksichtigende externe Fehlerstelle	152
Bild C.5 – Für den Motordifferentialschutz zu berücksichtigende interne Fehlerstelle	152
Bild D.1 – Für die Festlegung von Anforderungen an Stromwandler zu berücksichtigende Fehlerstellen.....	156
Bild D.2 – Im Fall der Addition der Ströme zu berücksichtigende zusätzliche Fehlerstelle	156
Bild E.1 – Beispiel 1 für ein Transformatordifferentialrelais	160
Bild E.2 – Beispiel 2 für ein Transformatordifferentialrelais	162
Bild F.1 – Netzmodelle und Fehlerstellen für den Transformatordifferentialschutz	167
Bild F.2 – Netzmodelle und Fehlerstellen für den Nullstromdifferentialschutz für Transformatoren.....	170
Bild F.3 – Erregungskennlinie für den grundlegenden Stromwandler mit hoher Remanenz	173
Bild F.4 – Magnetisierungskurve für den grundlegenden Stromwandlertyp mit hoher Remanenz.....	175
Bild F.5 – Sekundärstrom an der Grenze zur Wechselstromsättigung mit Nullremanenz im Stromwandler	176
Bild F.6 – Sekundärstrom bei maximalem Gleichspannungsversatz.....	176
Bild F.7 – Erregungskennlinie für den Stromwandlertyp ohne Remanenz oder mit hoher Remanenz.....	178
Bild F.8 – Magnetisierungskurve für den grundlegenden Stromwandlertyp ohne Remanenz.....	179

	Seite
Bild G.1 – Eingeprägte Ströme zur Simulation einer Bedingung vor Fehlereintritt von 30 % und ihre entsprechenden Stabilisierungs- und Deltawerte für verschiedene Definitionen des Stabilisierungsstroms	181
Bild G.2 – Pseudo-stetige Rampe in der Stabilisierungsstrom-Differentialstrom-Ebene im Zeitbereich	182
Bild G.3 – Rampe mit einzelnen Impulsen mit stufenweiser Änderung des Differentialstroms und Zeitstufen	183
Bild G.4 – Rampe mit einzelnen Impulsen mit binärem Suchalgorithmus.....	183
Bild I.1 – Graphische Darstellung des Fehlereinsatzwinkels.....	185
Tabellen	
Tabelle 1 – Verhältnis zwischen dreiphasigem und zweiphasigem Anzugsstrom bei zweiphasiger Einprägung (Beispiel)	23
Tabelle 2 – Beispiel für das Verhältnis zwischen einphasigem und dreiphasigem Anregungsstrom bei einphasiger Einprägung	24
Tabelle 3 – Beispiele für effektive Messbereiche und Arbeitsbereiche des Differentialschutzes	28
Tabelle 4 – Frequenzen für Genauigkeitsprüfungen unter stationären Bedingungen, wenn der effektive Frequenzmessbereich $\pm 5\%$ der Nennfrequenz entspricht	35
Tabelle 5 – Frequenzen für Genauigkeitsprüfungen unter stationären Bedingungen, wenn der effektive Frequenzmessbereich größer als $\pm 5\%$ der Nennfrequenz ist	35
Tabelle 6 – Beispielfrequenzen für Genauigkeitsprüfungen unter stationären Bedingungen, wenn der effektive Frequenzmessbereich kleiner als $\pm 5\%$ der Nennfrequenz ist	35
Tabelle 7 – Prüfpunkte für die Grundgenauigkeit der Differentialcharakteristik	36
Tabelle 8 – Prüflinien entlang der Differentialcharakteristik	37
Tabelle 9 – Grundgenauigkeit der Charakteristik	40
Tabelle 10 – Prüfpunkte für die Oberschwingungsstabilisierung bei Bemessungsfrequenz.....	45
Tabelle 11 – Dokumentationsbeispiel für die Ergebnisse der Prüfung der Grundgenauigkeit der Oberschwingungsstabilisierung.....	45
Tabelle 12 – Ergebnisse der Zeitverzögerungsprüfungen	47
Tabelle 13 – Dokumentierte Zeitverzögerung	47
Tabelle 14 – Ergebnisse der Rückfallzeit für alle Prüfungen.....	48
Tabelle 15 – Rückfallzeit.....	48
Tabelle 16 – Frequenzen für Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens, wenn der Frequenzarbeitsbereich $\pm 10\%$ der Nennfrequenz entspricht.....	49
Tabelle 17 – Frequenzen für Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens, wenn der Frequenzarbeitsbereich größer als $\pm 10\%$ der Nennfrequenz ist.....	49
Tabelle 18 – Beispielfrequenzen für Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens, wenn der Frequenzarbeitsbereich kleiner als $\pm 10\%$ der Nennfrequenz ist.....	49
Tabelle 19 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung.....	51
Tabelle 20 – Quellenimpedanzen für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm 10\%$).....	52
Tabelle 21 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung.....	55
Tabelle 22 – Quellenimpedanzen für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm 10\%$).....	56
Tabelle 23 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung.....	59

Tabelle 24 – Quellenimpedanzen für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm$ 10 %)	60
Tabelle 25 – Quellenimpedanzen für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – nicht stabilisierter Betrieb (Beispiel: Arbeitsbereich von 60 Hz $\pm$ 10 %)	62
Tabelle 26 – Netzmodell mit einseitiger Einspeisung	66
Tabelle 27 – Quellenimpedanzen für Strahlennetzmodell mit einseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm$ 10 %)	67
Tabelle 28 – Netzmodell mit einseitiger Einspeisung	70
Tabelle 29 – Quellenimpedanzen für Strahlennetzmodell mit einseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm$ 10 %)	70
Tabelle 30 – Netzmodell mit einseitiger Einspeisung	73
Tabelle 31 – Quellenimpedanzen für Strahlennetzmodell mit einseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm$ 10 %)	73
Tabelle 32 – Quellenimpedanzen für Strahlennetzmodell mit einseitiger Einspeisung – nicht stabilisierter Betrieb (Beispiel: Arbeitsbereich von 60 Hz $\pm$ 10 %)	77
Tabelle 33 – Fehlerstatistik für die typische Ansprechzeit des Transformatorschutzes (nur bei Nennfrequenz)	80
Tabelle 34 – Fehlerstatistik für die typische Ansprechzeit des stabilisierten Nullstromdifferentialschutzes (nur bei Nennfrequenz)	80
Tabelle 35 – Fehlerstatistik für die typische Ansprechzeit des Generatorschutzes (nur bei Nennfrequenz)	80
Tabelle 36 – Fehlerstatistik für die typische Ansprechzeit des Motorschutzes (nur bei Nennfrequenz)	80
Tabelle 37 – Klassen für Ansprechzeiten	81
Tabelle 38 – Entsprechende Klassen für die Ansprechzeiten	81
Tabelle 39 – Ansprechzeiten mit jeweiligem Prozentsatz	82
Tabelle 40 – Beispiel für eine typische Ansprechzeit bei Nennfrequenz (Modal-, Median-, Mittelwert)	83
Tabelle 41 – Beispiele für Ansprechzeiten (Nennfrequenz 50 Hz, CT-Konfigurationen 500 A/1 A und 1 000 A/1 A, Leistungstransformatorschutz)	84
Tabelle 42 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung	87
Tabelle 43 – Quellenimpedanzen für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Stabilitätsprüfungen (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm$ 10 %)	88
Tabelle 44 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung	91
Tabelle 45 – Quellenimpedanzen für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Stabilitätsprüfungen (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm$ 10 %)	92
Tabelle 46 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung	96
Tabelle 47 – Quellenimpedanzen für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Stabilitätsprüfungen (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm$ 10 %)	96
Tabelle 48 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung	99
Tabelle 49 – Quellenimpedanzen für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung für Stabilitätsprüfungen (Beispiel: Arbeitsbereich von 50 Hz $\pm$ 10 %)	99
Tabelle 50 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung	103
Tabelle 51 – Quellenimpedanzen, Fehlerwiderstände und Bedingungen vor Fehlereintritt für einen inneren Fehler infolge eines äußeren Fehlers (Beispiel: Energienetzfrequenz von 50 Hz)	104

	Seite
Tabelle 52 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung.....	107
Tabelle 53 – Quellenimpedanzen, Fehlerwiderstände und Bedingungen vor Fehlereintritt für die Prüfungen eines inneren Fehlers infolge eines äußeren Fehlers (Beispiel: Energienetzfrequenz von 50 Hz).....	107
Tabelle 54 – Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung.....	110
Tabelle 55 – Quellenimpedanzen, Fehlerwiderstände und Bedingungen vor Fehlereintritt für die Prüfungen eines inneren Fehlers infolge eines äußeren Fehlers (Beispiel: Energienetzfrequenz von 50 Hz).....	111
Tabelle 56 – Ansprechzeit bei innerem Fehler infolge eines äußeren Fehlers und bei innerem Fehler, wenn das Relais immer ansprach.....	113
Tabelle 57 – Ansprechzeit bei innerem Fehler infolge eines äußeren Fehlers und bei innerem Fehler, wenn das Relais nicht immer ansprach.....	114
Tabelle 58 – Koeffizienten der Wellenformen des Einschaltstroms.....	115
Tabelle 59 – Typenschildangaben für Prüftransformatoren.....	116
Tabelle 60 – Werte des Parameters k	116
Tabelle 61 – Koeffizienten der Wellenformen des Übererregungsstroms.....	120
Tabelle 62 – Prüfdaten für den Transformator.....	121
Tabelle 63 – Werte des Transformators für die Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last.....	123
Tabelle 64 – Verschiedene Fälle der Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last.....	124
Tabelle 65 – Oberschwingungsanteil für die Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last.....	124
Tabelle 66 – Phasenwinkel der Oberschwingungen für die Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last.....	124
Tabelle 67 – Werte des Generators/Motors für die Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last.....	127
Tabelle 68 – Phasenwinkel der Oberschwingungen für die Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last.....	127
Tabelle 69 – Werte des Transformators für die Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last.....	130
Tabelle 70 – Phasenwinkel der Oberschwingungen für die Prüfung mit überlagerten Oberschwingungen auf der Last.....	130
Tabelle A.1 – Werte des Transformators.....	133
Tabelle A.2 – Anregungsströme für verschiedene Fehlerarten.....	139
Tabelle A.3 – Anregungsströme für verschiedene Fehlerarten.....	142
Tabelle C.1 – Für äußere Fehler zu berücksichtigende Restflusspegel.....	146
Tabelle C.2 – Für äußere Fehler zu berücksichtigende Restflusspegel, wenn der Größenunterschied zwischen CTs begrenzt ist.....	146
Tabelle E.1 – Fehlerströme.....	160
Tabelle E.2 – Fehlerströme.....	162
Tabelle F.1 – Spezifikation von Prüffällen für den Transformatordifferentialschutz – innere und äußere Fehler mit einem gesättigten CT.....	168
Tabelle F.2 – Spezifikation von Prüffällen für den Transformatordifferentialschutz – äußere Fehler mit zwei gesättigten CTs.....	169
Tabelle F.3 – Beispiele für Zeitkonstanten mit dem entsprechenden R/X-Verhältnis.....	169

Tabelle F.4 – Spezifikation von Prüffällen für den Nullstromdifferentialschutz für Transformatoren – innere und äußere Fehler mit einem gesättigten CT	170
Tabelle F.5 – Spezifikation von Prüffällen für den Nullstromdifferentialschutz für Transformatoren– äußere Fehler mit zwei gesättigten CTs	171
Tabelle F.6 – Daten der Erregungskennlinie für den grundlegenden Stromwandler mit hoher Remanenz	172
Tabelle F.7 – Daten der Magnetisierungskurve für den grundlegenden Stromwandlertyp mit hoher Remanenz	174
Tabelle F.8 – Daten der Erregungskennlinie für den grundlegenden Stromwandlertyp ohne Remanenz	177
Tabelle F.9 – Daten der Magnetisierungskurve für den Stromwandlertyp ohne Remanenz	178
Tabelle I.1 – Fehlerart und Referenzspannung	185

Nationales Vorwort

Das internationale Dokument IEC 95/341/CD:2016 „Measuring relays and protection equipment – Part 187-1: Functional requirements for restrained and unrestrained differential protection of motors, generators and transformers“ (CD, en: Committee Draft) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden. Dieser Norm-Entwurf enthält eine noch nicht autorisierte deutsche Übersetzung.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des CD entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigefügt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom TC 95 „Measuring relays and protection equipment“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und den nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

Die IEC und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen FDIS bzw. Schluss-Entwurf prEN nur 2 Monate beträgt, und dann keine sachlichen Stellungnahmen mehr abgegeben werden können, sondern nur noch eine „JA/NEIN“-Entscheidung möglich ist, wobei eine „NEIN“-Entscheidung fundiert begründet werden muss, wird bereits der CD als DIN-Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit frühzeitig berücksichtigen zu können.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium K 434 „Messrelais und Schutzeinrichtungen“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf ein Dokument ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils aktuellste Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe des Dokuments.

Der Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden Deutschen Dokumenten ergibt sich, soweit ein Zusammenhang besteht, grundsätzlich über die Nummer der entsprechenden IEC-Publikation. Beispiel: IEC 60068 ist als EN 60068 als Europäische Norm durch CENELEC übernommen und als DIN EN 60068 ins Deutsche Normenwerk aufgenommen.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO [und/oder] IEC sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wiedergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farbdarstellung.

Die Deutsche Fassung wurde in den Abschnitten 2 und 3 an die aktuellen Standardtexte angepasst.

Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 187-1: Funktionsanforderungen für den stabilisierten und nicht stabilisierten Differentialschutz von Motoren, Generatoren und Transformatoren

1 Anwendungsbereich und Zweck

Der Zweck dieser Norm ist es, die Mindestanforderungen für die Bewertung der Funktionalität und des Betriebsverhaltens des (Längs-)Differentialschutzes festzulegen, welcher für die Erkennung von Fehlern in Gleichstrommotoren, Generatoren und Transformatoren vorgesehen ist.

In dieser Norm ist außerdem festgelegt, wie Ergebnisse von Prüfungen des Betriebsverhaltens dokumentiert und veröffentlicht werden.

Die vorliegende Norm behandelt die Differentialschutzfunktion, deren Ansprechcharakteristik auf Stabilisierungsstrom-Differentialstrom-Ebene definiert werden kann, und enthält die Spezifikation der Schutzfunktion, Messkennlinien, Festlegungen zur Kompensation der Erregungsgrößen, zusätzliche Stabilisierungs- oder Blockierungsverfahren (bei Übererregung und Magnetisierungseinschaltstrom) sowie Anregungs- und Verzögerungscharakteristiken.

Die Norm behandelt auch nicht stabilisierte Differentialschutzfunktionen, welche herkömmlich mit dem stabilisierten Differentialelement kombiniert werden, um ein einziges Differentialrelais zu bilden.

Die vorliegende Norm definiert die Faktoren, die die Genauigkeit unter stationären Bedingungen und die Merkmale des Betriebsverhaltens unter dynamischen Bedingungen beeinflussen.

Außerdem umfasst sie Prüfverfahren zur Bewertung des Betriebsverhaltens und der Genauigkeit.

In dieser Norm werden die folgenden Differentialschutzfunktionen behandelt:

	IEEE/ANSI C37.2 Funktionsnummern	IEC 61850-7-4 Logikknoten
Transformatordifferentialschutz	87T	PDIF
Motordifferentialschutz	87M	PDIF
Generatordifferentialschutz	87G	PDIF
Nullstromdifferentialschutz (Erddifferentialschutz)	87N	PDIF
Einschaltstabilisierung/Einschaltstromblockierung		PHAR
Übererregungsstabilisierung/-blockierung		PHAR

Die vorliegende Norm enthält keine Beschreibungen weiterer Funktionen, die häufig mit stabilisierten Differentialrelais im Zusammenhang stehen, wie Stromwandlerüberwachung (CTS; en: CT Supervision), Schnellauslösung bei Kurzschluss (SOTF; en: Switch Onto Fault) und geomagnetisch induzierte Ströme (GIC, en: Geo-Magnetically Induced Currents).

Differentialrelais für den Sammelschienenenschutz (einschließlich des hochohmigen Differentialschutzes) oder den Leitungsschutz liegen außerhalb des Anwendungsbereiches dieser Norm.

Die vorliegende Norm enthält auch keine expliziten Festlegungen zum Differentialschutz von Phasenschiebertransformatoren, Modellbahntransformatoren, Stromrichtertransformatoren, Reaktoren oder zum Querdifferentialschutz; die in dieser Norm beschriebenen Grundlagen können aber in erweiterter Form Richtlinien für diese Anwendungen sein.

Die allgemeinen Anforderungen an Messrelais und Schutzeinrichtungen sind in IEC 60255-1 festgelegt.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente, die in diesem Dokument teilweise oder als Ganzes zitiert werden, sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 61850 (alle Teile), *Communication networks and systems for power utility automation*

IEC 60255-1, *Measuring relays and protection equipment – Part 1: Common requirements*

IEC 60050 (alle Teile), *International Electrotechnical Vocabulary* (verfügbar unter www.electropedia.org)

IEC 61869-2:2012, *Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1

Differentialrelais

Messrelais, das auf die Zeiger- oder Amplitudendifferenz zwischen festgelegten Eingangs- und Ausgangsströmen ansprechen soll [447-01-40]

3.2

stabilisiertes Relais

Messrelais, dessen Kennlinie durch elektrische Polarisierung geändert wird [IEV 447-01-37]

3.3

Prozentrelais

stabilisiertes Relais, dessen Kennlinie entsprechend einer prozentualen Beziehung zu der Eingangserregungsgröße (den Eingangserregungsgrößen) geändert wird [IEV 447-01-38]

3.4

Längsdifferentialschutz

Selektivschutz, dessen Funktion und Selektivität vom Vergleich des Betrags und/oder dem Phasenwinkel der Ströme an den Enden des geschützten Abschnitts abhängig ist [IEV 448-14-16]

3.5

Querdifferentialschutz

Selektivschutz mit relativer Selektivität, der bei parallel geschalteten Stromkreisen angewandt wird und dessen Funktion von der unsymmetrischen Stromverteilung zwischen diesen Stromkreisen abhängig ist [IEV 448-14-17]

3.6

hochohmiger Differentialschutz

Strom-Differentialschutz, bei dem ein Strom-Differentialrelais verwendet wird, dessen Impedanz im Vergleich zur Impedanz des Sekundärstromkreises eines gesättigten Stromwandlers hoch ist [IEV 448-14-22]

3.7

niederohmiger Differentialschutz

Strom-Differentialschutz, bei dem ein Strom-Differentialrelais verwendet wird, dessen Impedanz im Vergleich zur Impedanz des Sekundärstromkreises eines gesättigten Stromwandlers niedrig ist [IEV 448-14-23]

3.8

charakteristische Größe

elektrische Größe oder ein von ihr abgeleiteter Parameter, deren Name ein Relais kennzeichnet und deren Werte Gegenstand von Genauigkeitsanforderungen sind [IEV 447-07-01]

3.9**Differentialstrom/Ansprechstrom**

Strom, welcher der Differenz zwischen den Zeiger- und/oder Momentanwerten der festgelegten Eingangs- und Ausgangsströme entspricht

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Differentialstrom ist der Ansprechstrom des Differentialschutzes.

3.10**Stabilisierungsstrom/Biasstrom**

Kombination aus Eingangs- und Ausgangsströmen, die das Ansprechen des Relais zurückhält

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Stabilisierungsstrom wird auch als Biasstrom bezeichnet.

3.11**Durchgangsstrom**

Anteil des gesamten Eingangsstroms, der auch im Ausgangsstrom vorhanden ist

3.12**Anregungsstrom/Anzugsstrom**

Wert des Differentialstroms (Ansprechstroms), bei dem eine Differentialfunktion angeregt wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Wert des Differentialstroms (Ansprechstroms), bei dem eine Differentialfunktion angeregt wird.

3.13**prozentualer Stabilisierungsanteil**

Verhältnis zwischen dem Differentialstrom und dem Stabilisierungsstrom, bis zu dem das Relais nicht anspricht, ausgedrückt als Prozentwert

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Definition des prozentualen Stabilisierungsanteils vernachlässigt einen Fehler, der möglicherweise nicht vernachlässigbar ist, aufgrund des endlichen Ansprechstroms, der unter nicht stabilisierten Bedingungen erforderlich ist. Dies muss gegebenenfalls berücksichtigt werden.

3.14**Arbeitsbereich**

Bereich, in dem das Messrelais unter festgelegten Bedingungen entsprechend den festgelegten Anforderungen die vorgesehenen Aufgaben ausführt [IEV 447-03-16]

Anmerkung 1 zum Begriff: Wenn Genauigkeitsanforderungen zu erfüllen sind, siehe effektiver Messbereich [IEV 447-07-08].

3.15**effektiver Messbereich**

Teil des Arbeitsbereichs einer Eingangserregungsgröße oder charakteristischen Größe, in dem die Genauigkeitsanforderungen erfüllt werden [IEV 447-07-08]

3.16**Anregungszeit**

Dauer des Zeitintervalls zwischen dem Zeitpunkt, an dem die charakteristische Größe des Messrelais in Ruhestellung unter festgelegten Bedingungen geändert wird, und dem Zeitpunkt, an dem das Anregungssignal ausgegeben wird

3.17**Ansprechzeit**

Dauer des Zeitintervalls zwischen dem Zeitpunkt, an dem die charakteristische Größe eines Messrelais in Ruhestellung unter festgelegten Bedingungen geändert wird, und dem Zeitpunkt, an dem das Relais anspricht [IEV 447-05-05]

3.18**Rückfallzeit**

Dauer des Zeitintervalls zwischen dem Zeitpunkt, an dem eine festgelegte Änderung des Wertes der Eingangserregungsgröße, die ein Rückfallen des Relais bewirkt, eintritt, und dem Zeitpunkt des Rückfallens [IEV 447-05-10]

4 Festlegung der Funktion**4.1 Allgemeines**

In Bild 1 ist die konzeptionelle stabilisierte Differentialschutzfunktion mit den entsprechenden Eingangserregungsgrößen, den binären Eingangssignalen, der Funktionslogik, den Einstellwerten und den binären Ausgangssignalen dargestellt. Der Hersteller muss für die spezifische Implementierung das entsprechende funktionelle Blockschaltbild bereitstellen.

4.2 Eingangserregungsgrößen/Erregungsgrößen**4.2.1 Allgemeines**

Die Eingangserregungsgrößen sind Messsignale, wie Phasenströme und Neutralleiterströme, der verschiedenen Wicklungen oder Seiten des Schutzobjekts. Ihre Bemessungswerte sowie die maßgeblichen Anforderungen sind in IEC 60255-1 festgelegt.

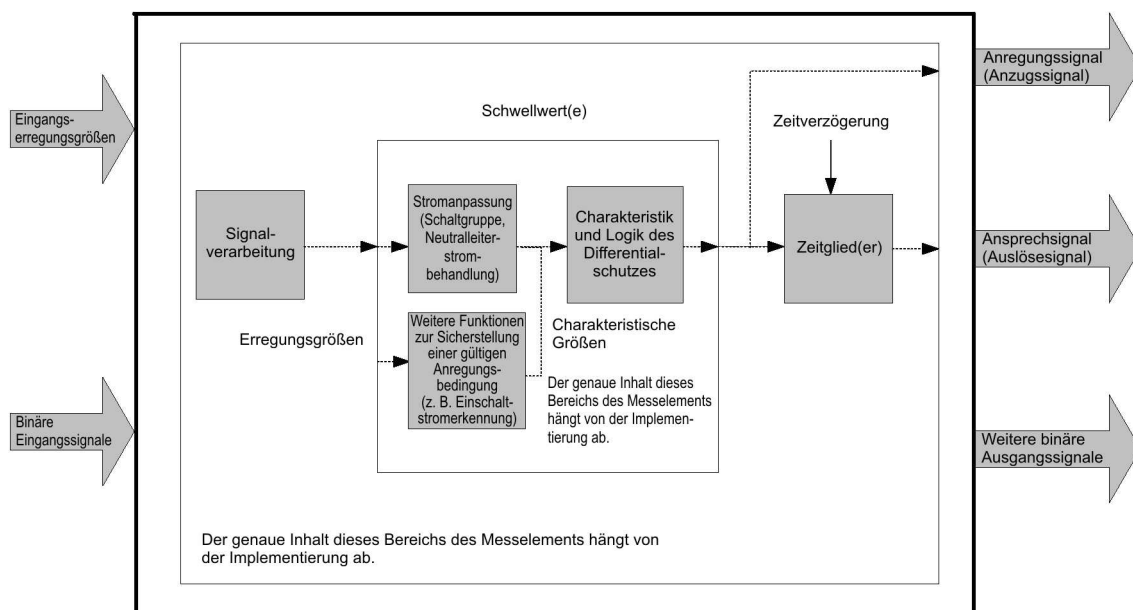


Bild 1 – Vereinfachtes funktionelles Blockschaltbild des stabilisierten Differentialschutzes

Eingangserregungsgrößen können entweder über Leitungen von Stromwandlern oder als Datenpaket über Kommunikationsports mit einem geeigneten Kommunikationsprotokoll (wie in IEC 61850-9-2) an die Funktionslogik des Differentialschutzes übermittelt werden.

Die von der stabilisierten Differentialschutzfunktion verwendeten Erregungsgrößen müssen nicht direkt dem Strom auf Sekundärseite des Stromwandlers entsprechen. Deshalb muss in der Dokumentation des Messrelais die von der stabilisierten Differentialfunktion verwendete Art der Erregungsgrößen angegeben werden. Beispiele für Erregungsgrößen sind:

- dreiphasige Strommessung (zwei oder mehr Gruppen);
- Gegenstrom;
- Messung des Neutralleiterstroms oder Reststroms.

Die Art der Messung der Erregungsgröße muss angegeben werden. Zum Beispiel:

- Effektivwert des Signals;
- Effektivwert der Grundkomponente des Signals;
- Effektivwert der spezifischen Oberschwingungskomponente des Signals;
- Spitzenwerte des Signals;
- Momentanwert des Signals.

4.2.2 Anschlüsse

Der Hersteller muss die angenommene Referenzrichtung für alle gemessenen Primärströme beschreiben.

Es wird empfohlen, für die positive Referenzrichtung die in Bild 2 dargestellte „Notation für Knotengleichungen“ zu benutzen. Im Rahmen dieser Notation entspricht ein positiver Primärstrom einem Strom, der in das Schutzobjekt hineinfließt.

Wenn herkömmliche Stromwandler eingesetzt werden, müssen deren Anschluss (Stern oder Dreieck), die Erdung der Sekundärwicklungen sowie alle relevanten Einstellwerte vom Hersteller festgelegt werden. (Mögliche Einstellwerte, die im Zusammenhang mit Anschlussparametern stehen, können im Rahmen der Kompensation der Erregungsgrößen angegeben werden, die in 4.4.4 behandelt wird.)

Wenn es sich bei der Eingangserregungsgröße um ein Datenpaket handelt, das über einen oder mehrere Kommunikationsports unter Anwendung eines geeigneten Kommunikationsprotokolls (wie IEC 61850-9-2) empfangen wird, müssen alle maßgeblichen Einstellwerte vom Hersteller angegeben werden.

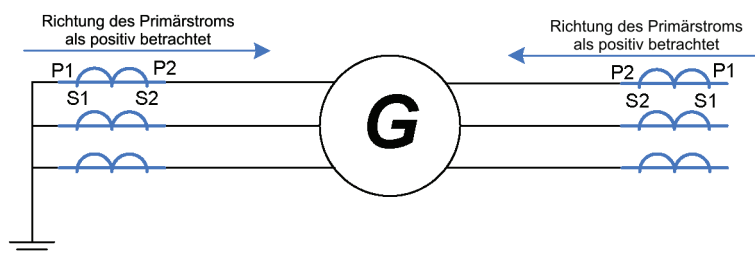


Bild 2a) – Generatordifferentialschutz

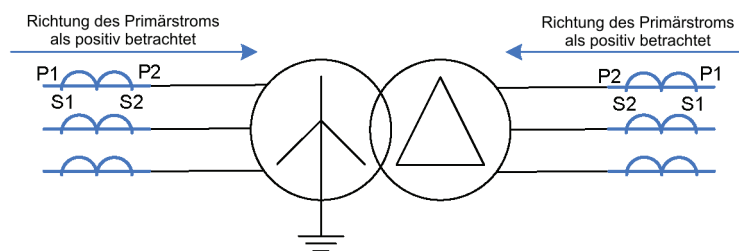


Bild 2b) – Transformatordifferentialschutz

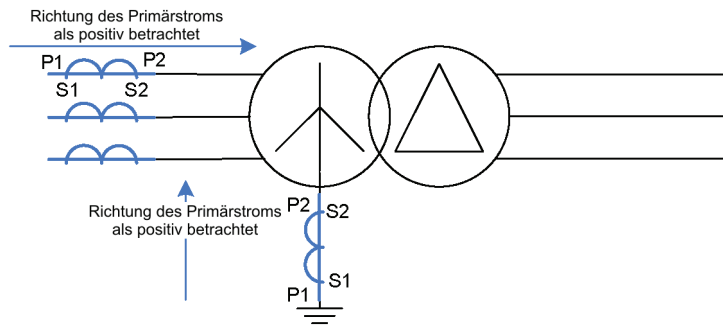


Bild 2c) – Nullstromdifferentialschutz

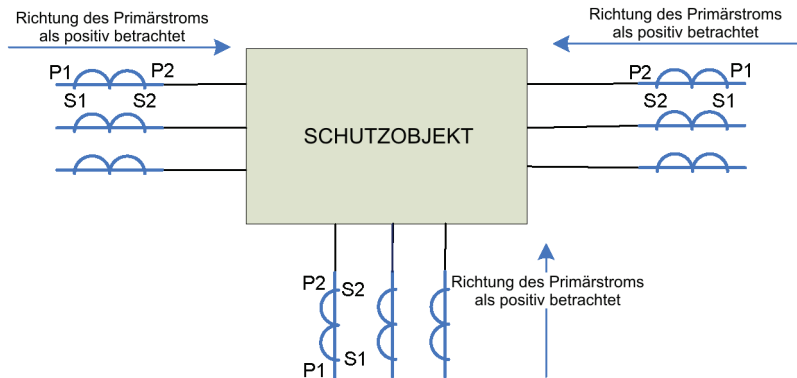


Bild 2d) – Allgemeiner Differentialschutz

Bild 2 – Referenzrichtung des Primärstroms

4.3 Binäre Eingangssignale

Sofern binäre Eingangssignale (extern oder intern gesteuert) verwendet werden, muss deren Einfluss auf die stabilisierte Differentialfunktion innerhalb der Dokumentation des Herstellers im funktionellen Logikschaltbild eindeutig beschrieben werden. Es können auch zusätzliche Beschreibungen in Textform bereitgestellt werden, wenn diese der weiteren Klärung der Funktionalität der Eingangssignale und ihrer vorgesehenen Nutzung dienen.

Die auf diese Funktion treffenden binären Eingangssignale können von einer Reihe verschiedener Quellen ausgehen. Zum Beispiel:

- Herkömmlich über Leitungen zu physikalischen (typischerweise optisch isolierten) Eingängen;
- über einen Kommunikationsport von externen Geräten;
- über interne logische Verbindungen von anderen Funktionselementen innerhalb des Relais;
- über interne logische Verbindungen innerhalb des stabilisierten Differentialelements.

Wie das Signal empfangen wird, ist nur hinsichtlich der Einhaltung von Betriebsanforderungen erheblich. Die Einschaltstromblockierung muss beispielsweise die Auslösung der stabilisierten Differentialfunktion verhindern, weshalb die Zeit zur Erzeugung des Blockierungssignals und zur Übergabe an das stabilisierte Differentialelement kürzer als die Ansprechzeit der stabilisierten Differentialfunktion sein sollte.

Definitionen, Bemessungs- und Normwerte für physikalische binäre Eingangssignale sind in IEC 60255-1 festgelegt.

4.4 Funktionslogik

4.4.1 Allgemeines

Zum leichteren Verständnis und im Sinne der herkömmlichen Implementierung wird in dieser Norm eine funktionale Teilerlegung vorgenommen. In diesem Abschnitt werden die üblichen Funktionen im Zusammenhang mit stabilisierten Differentialschutzschemata für Transformatoren behandelt, wie Kompensation des Übersetzungsverhältnisses (Betrags) und Phasenkompensation (Schaltgruppenkompensation), Stabilisierung/Blockierung in Bezug auf Einschaltströme und Übererregung. Weitere Funktionen, die möglicherweise Einfluss auf das Ansprechen des stabilisierten Differentialelements haben, werden in 4.6 betrachtet.

4.4.2 Phasenstabilisierter Differentialschutz

Der stabilisierte Differentialschutz ist einfach ausgedrückt ein Element, bei dem der für das Ansprechen erforderliche Differentialstrom (Ansprechstrom) entsprechend einer bestimmten Funktion des Durchgangsstroms (Bias- oder Stabilisierungsstrom) erhöht wird. In der Regel ist der Differentialstrom als die vektorielle Summe der Ströme definiert, die in den Schutzbereich hineinfließen und aus diesem herausfließen, während der Stabilisierungsstrom der Hälfte der Betragssumme der Ein- und Ausgangsströme des Schutzbereichs entspricht; andere Definitionen sind allerdings gleichermaßen gültig. Beim phasenstabilisierten Differentialschutz werden die Ströme je Phase bewertet.

Bei dreiphasigen Anwendungen des Leistungstransformators werden möglicherweise eine Schaltgruppen- und eine Nullstromkompensation durchgeführt, indem die Ströme zweier oder mehrerer Phasen vermischt werden. In einem solchen Fall wird die Betrachtung dieser Funktion als Phasen-Differentialschutz unter Umständen als falsch angesehen, handelt es sich doch eher um drei Systeme, die zu den drei Phasen gehören. Die Ansprechcharakteristik wird jedoch weiterhin in Bezug auf das dreiphasige, symmetrische System, d. h. das Mitsystem, dargestellt.

Der Hersteller muss angeben, wie die Differentialströme (Ansprechströme) und die Stabilisierungsströme (Biasströme) innerhalb der Implementierung der stabilisierten Differentialfunktion abgeleitet werden.

Die für das Ansprechen des Elements notwendige Erhöhung des Differentialstroms definiert zusammen mit dem Stabilisierungsstrom die Ansprechcharakteristik des stabilisierten Differentialelements. Diese Ansprechcharakteristik muss vom Hersteller in einer graphischen Darstellung in der Stabilisierungsstrom-Differentialstrom-Ebene unter Verwendung prozentualer oder einheitsbasierter Größen und/oder mithilfe mathematischer Gleichungen angegeben werden. Ein Beispiel für die typische Charakteristik eines stabilisierten Elements ist in Bild 3 veranschaulicht.

Zusätzlich zum stabilisierten Element kann die herkömmliche Implementierung auch ein oder mehrere nicht stabilisierte Elemente einschließen, die nicht durch den Stabilisierungsstrom (Biasstrom) beeinflusst sind und ansprechen, sobald der gemessene Differentialstrom den festgelegten Schwellwert überschreitet. Ein Beispiel für ein nicht stabilisiertes Element ist in Bild 4 dargestellt.

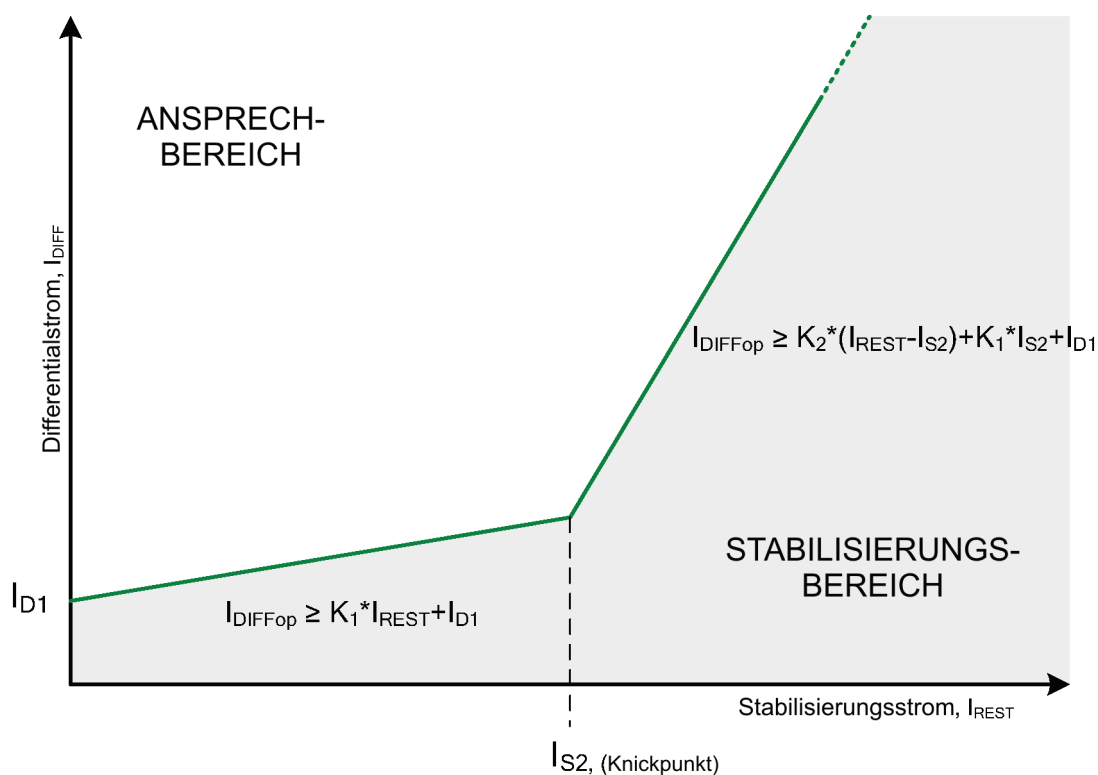


Bild 3 – Typische Charakteristik eines stabilisierten Elements

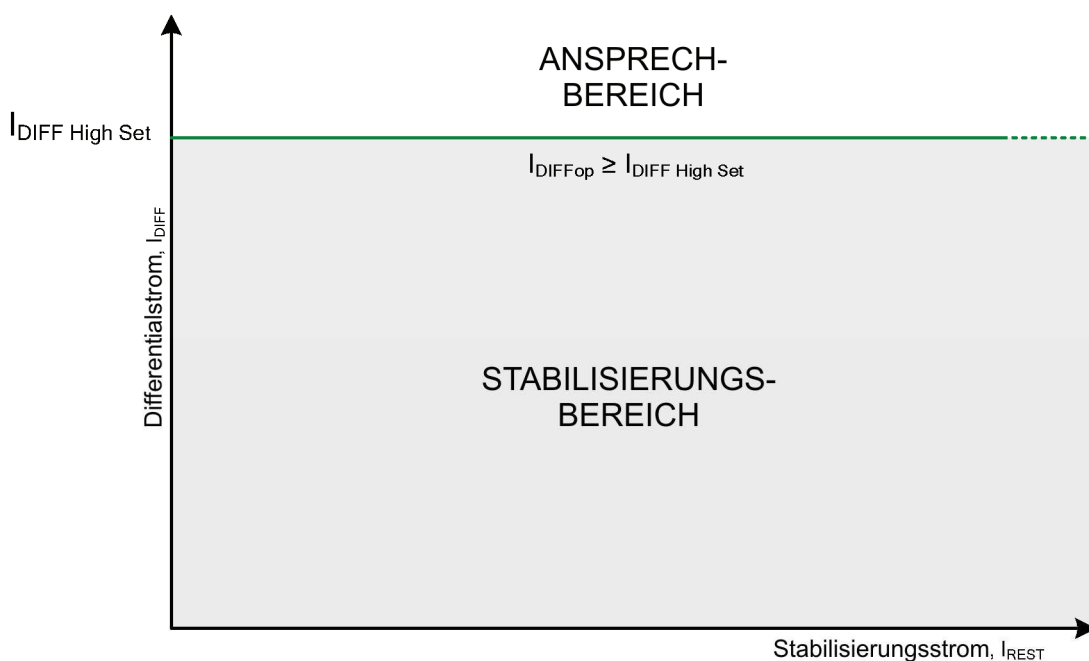


Bild 4 – Typische Charakteristik eines nicht stabilisierten Elements

Das stabilisierte Element und die nicht stabilisierten Elemente arbeiten herkömmlicherweise unabhängig voneinander und formen somit eine Charakteristik, die die Ansprechcharakteristiken der beiden Arten von Elementen berücksichtigt.

In Bild 5 ist ein mögliches Beispiel dargestellt, bei dem ein niedrig eingestelltes, nicht stabilisiertes Element eingesetzt wird, um ein Ansprechen unterhalb eines festgelegten Schwellwerts der Differentialfunktion, $I_{DIFF Low Set}$, zu vermeiden. Wenn der Stabilisierungsstrom einen Schwellwert I_{S1} überschreitet, wird der für

ein Ansprechen erforderliche Betrag des Differentialstroms, I_{DIFFop} , durch das stabilisierte Element geregelt und folgt dieser Charakteristik solange, bis der gemessene Differentialstrom das hoch eingestellte, nicht stabilisierte Element $I_{DIFF High Set}$ überschreitet. An diesem Punkt hat eine weitere Erhöhung des Stabilisierungsstroms keine Auswirkung auf das Ansprechen des Relais, und das Ansprechen wird durch das nicht stabilisierte Element geregelt. Da die Elemente in der Regel unabhängig voneinander arbeiten, sollte beachtet werden, dass das stabilisierte Element immer noch ansprechen kann, auch wenn das nicht stabilisierte Element üblicherweise schneller ist.

Der Hersteller muss alle Einstellparameter im Zusammenhang mit der Ansprechcharakteristik angeben und Hinweise zu deren Nutzung bereitstellen. Für das in Bild 5 dargestellte Beispiel wären das in Übereinstimmung mit der gegebenen Ansprechcharakteristik die grundlegenden Schwellwerte für das Ansprechen des Differentialschutzes, die Knickpunkte der Charakteristik sowie die Differentialschwellwerte, bei denen die Stabilisierungseffekte ignoriert werden.

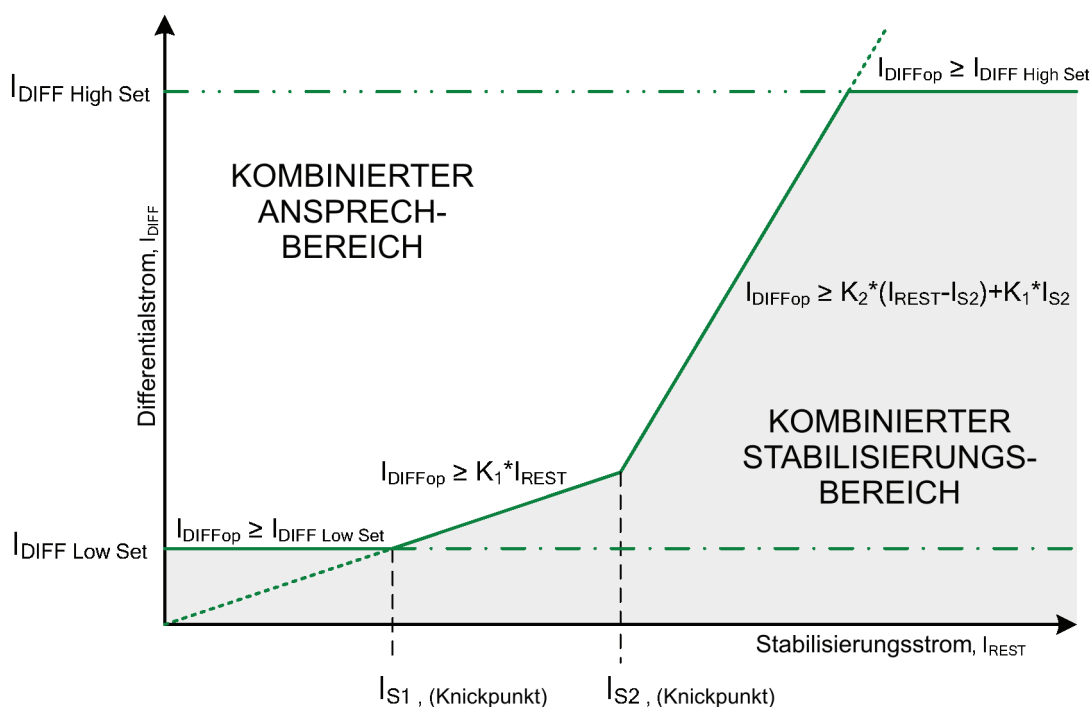


Bild 5 – Beispiel einer kombinierten Charakteristik von stabilisierten und nicht stabilisierten Elementen

4.4.3 Stabilisierter Nullstromdifferentialschutz

Der stabilisierte Nullstromdifferentialschutz stellt einen besonderen Fall des stabilisierten Differentialschutzes dar, der eine erhöhte Empfindlichkeit gegenüber Erdschlüssen bereitstellt. Er wird in der Regel auf geerdete sterngeschaltete Transformatorwicklungen angewendet, könnte aber für jedes Objekt eingesetzt werden, das einen schnellen und empfindlichen Erdschlussschutz benötigt.

Beim stabilisierten Nullstromdifferentialschutz entspricht der Differentialstrom (Ansprechstrom) üblicherweise der vektoriellen Summe aus dem Reststrom der Phasenstromwandler und dem Strom, der in dem neutralen Erdungsanschluss gemessen wird. Der Stabilisierungsstrom würde in der Regel der Hälfte der Betragssumme aus dem größten Phasenstrom und dem im Erdungsanschluss gemessenen Strom entsprechen. Andere Definitionen sind gleichermaßen gültig, und es ist zu beachten, dass es bei der Methode zur Berechnung des Stabilisierungsstroms im Allgemeinen mehr Schwankungen gibt als beim Phasendifferentialschutz.

Der Hersteller muss angeben, wie die Differentialströme (Ansprechströme) und die Stabilisierungsströme (Biasströme) innerhalb der Implementierung der stabilisierten Nullstromdifferentialschutzfunktion abgeleitet werden.

Die für das Ansprechen des Elements notwendige Erhöhung des Differentialstroms definiert zusammen mit dem Stabilisierungsstrom die Ansprechcharakteristik des stabilisierten Nullstromdifferentialschutzelements. Diese Ansprechcharakteristik muss vom Hersteller in einer graphischen Darstellung in der Stabilisierungsstrom-Differentialstrom-Ebene unter Verwendung prozentualer oder einheitsbasierter Größen und/oder mithilfe mathematischer Gleichungen angegeben werden. Bild 3 und Bild 5 zeigen Beispiele typischer Stabilisierungscharakteristiken und wie diese erzeugt werden.

Der Hersteller muss alle Einstellparameter im Zusammenhang mit der Ansprechcharakteristik angeben und Hinweise zu deren Nutzung bereitstellen. Für das Beispiel in Bild 5 wären das in Übereinstimmung mit der gegebenen Ansprechcharakteristik die grundlegenden Schwellwerte für das Ansprechen des Differential-schutzes, die Knickpunkte der Charakteristik sowie die Differentialschwellwerte, bei denen die Stabilisierungseffekte ignoriert werden.

4.4.4 Kompensation von Erregungsgrößen

4.4.4.1 Kompensation des Übersetzungsverhältnisses (Betrags)

Die an den verschiedenen Anschlüssen des Schutzobjekts gemessenen Ströme können unterschiedliche Beträge haben; dies ist auf die Auswahl unterschiedlicher Übersetzungsverhältnisse der Stromwandler oder bei Anwendungen des Leistungstransformators auf unterschiedliche Spannungspegel zurückzuführen. Der Hersteller muss angeben, wie die vom stabilisierten Differentialelement genutzten Ströme entweder innerhalb des Schutzrelais oder extern kompensiert werden, um die Strombeträge auszugleichen. Alle Einstellwerte, die für die Durchführung der Kompensation erforderlich sind, müssen mit entsprechender Anleitung zu deren Nutzung festgelegt werden.

Bei Leistungstransformatoren mit Lastschaltern hat die ausgewählte Stufe Einfluss auf das Übersetzungsverhältnis des Leistungstransformators und verursacht deshalb einen falschen Differentialstrom im Relais. Dies wird üblicherweise durch die Desensibilisierung des Relais und die Berechnung von Einstellwerten auf einer mittleren Stufe gelöst. Wenn das Relais jedoch über eine Funktion zur automatischen Kompensation der tatsächlichen Stellung des Lastschalters verfügt, muss der Hersteller Einzelheiten zu ihrer Funktionsweise und Anleitung zur ihrer Anwendung geben.

4.4.4.2 Phasenkompensation (Schaltgruppenkompensation)

In Anwendungen des Leistungstransformators weisen die an den verschiedenen Anschlüssen des Schutzobjekts gemessenen Ströme möglicherweise unterschiedliche Phasenwinkel auf, welche auf die Konfiguration der Wicklungen des Leistungstransformators zurückzuführen sind. Der Hersteller muss angeben, wie die vom stabilisierten Differentialelement genutzten Ströme entweder innerhalb des Schutzrelais oder extern kompensiert werden, um sicherzustellen, dass die vom Differentialelement genutzten Ströme unter normalen Bedingungen phasengleich sind. Alle Einstellwerte, die für die Durchführung der Kompensation erforderlich sind, müssen mit entsprechender Anleitung zu deren Nutzung festgelegt werden. Ein Beispiel für ein Schema der Phasenkompensation (Schaltgruppenkompensation) ist in Anhang A beschrieben.

Wie im Beispiel in Tabelle 1 gezeigt, muss der Hersteller für jeden Wicklungsanschluss (STERN oder DREIECK) das Verhältnis zwischen dem zweiphasigen Anregungsstrom (Anzugsstrom; Einprägung des Stroms, der in eine der drei Phasen der ausgewählten Wicklung hineinfließt und aus einer der anderen Phasen der ausgewählten Wicklung herausfließt) und dem dreiphasigen Anregungsstrom (Anzugsstrom; dreiphasige Einprägung des Mitstroms in alle drei Phasen der ausgewählten Wicklung) angeben. In Bild 6 sind die drei- und zweiphasigen Stromeinprägungen in die Wicklungen dargestellt. In diesem Beispiel ist das Verhältnis zwischen zweiphasigem und dreiphasigem Anzugsstrom $\sqrt{3}/2$.

Tabelle 1 – Verhältnis zwischen dreiphasigem und zweiphasigem Anzugsstrom bei zweiphasiger Einprägung (Beispiel)

Wicklung (STERN/DREIECK)	Verhältnis zwischen zweiphasigem/dreiphasigem Anzugsstrom
STERN	$\sqrt{3}/2$
DREIECK	1

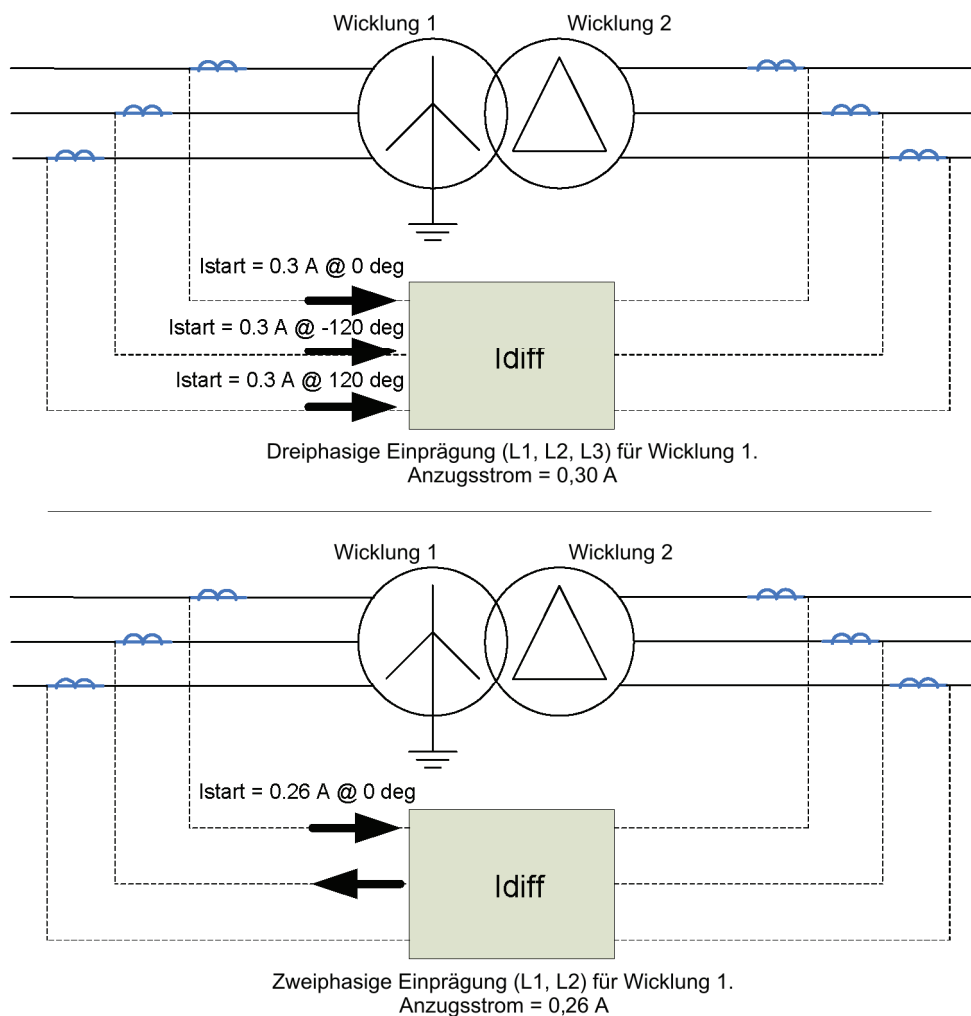


Bild 6 – Sekundäre dreiphasige und zweiphasige Einprägung für Wicklung 1 (Beispiel)

4.4.4.3 Nullstromkompensation

In Anwendungen des Leistungstransformators werden die Nullströme aufgrund der Wicklungskonfiguration des Leistungstransformators möglicherweise nicht durch alle Anschlüsse hindurch geleitet. Der Hersteller muss angeben, wie die vom stabilisierten Differenzialelement genutzten Ströme entweder innerhalb des Schutzrelais oder extern kompensiert werden, um die Nullströme entsprechend zu eliminieren. Alle Einstellwerte, die für die Durchführung der Kompensation erforderlich sind, müssen mit entsprechender Anleitung zu deren Nutzung festgelegt werden. Ein Beispiel für ein Verfahren zur Nullstromkompensation ist in Anhang A beschrieben.

Wie im Beispiel in Tabelle 2 gezeigt, muss der Hersteller für jeden Wicklungsanschluss (STERN oder DREIECK) und für jeden Einstellwert der Nullstromkompensation das Verhältnis zwischen dem einphasigen Anregungsstrom (Anzugsstrom; Einprägung des Stroms in nur eine der drei Phasen der ausgewählten Wicklung) und dem dreiphasigen Anregungsstrom (Anzugsstrom; dreiphasige Einprägung des Mitstroms in alle drei Phasen der ausgewählten Wicklung) angeben. In Bild 7 sind die ein- und dreiphasigen Stromeinprägungen in die Wicklungen dargestellt. In diesem Beispiel ist das Verhältnis zwischen einphasigem und dreiphasigem Anregungsstrom 1,5.

4.4.5 Zusätzliche Stabilisierungs-/Blockierungsverfahren

4.4.5.1 Allgemeines

Die Stabilisierung/Blockierung in Bezug auf Magnetisierungseinschaltströme und Übererregung wird in den nachfolgenden Unterabschnitten behandelt. Der Hersteller muss Einzelheiten zu den eingesetzten Stabilisierungs-/Blockierungsverfahren angeben.

Tabelle 2 – Beispiel für das Verhältnis zwischen einphasigem und dreiphasigem Anregungsstrom bei einphasiger Einprägung

Wicklung (STERN/DREIECK)	Nullstromkompensation (AN/AUS)	Verhältnis zwischen zweiphasigem und dreiphasigem Anregungsstrom
STERN	AN	1,5
STERN	AUS	1
DREIECK	AN	$\sqrt{3}$
DREIECK	AUS	1
Zickzack	AN	1,5
Zickzack	AUS	1

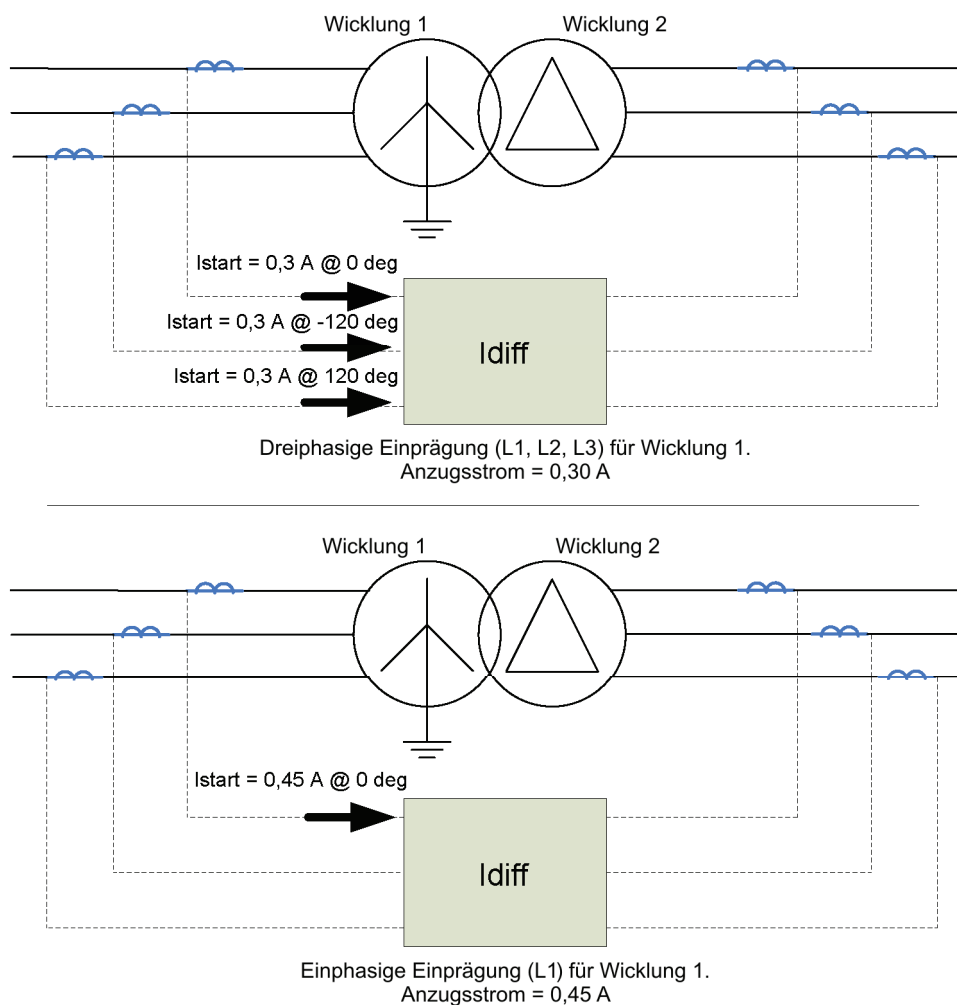


Bild 7 – Sekundäre einphasige und dreiphasige Einprägungen für Wicklung 1 (Beispiel)

4.4.5.2 Stabilisierung gegen bzw. Blockierung bei Magnetisierungseinschaltstrom

Bei der Erregung eines Transformators tritt der Magnetisierungseinschaltstrom als Differentialstrom auf und führt höchstwahrscheinlich zu einem unerwünschten Ansprechen des stabilisierten Differentialelements. Nach der Erregung des Transformators kann ein Magnetisierungseinschaltstrom durch eine plötzliche Änderung der Magnetisierungsspannung verursacht werden, z. B. Auftreten eines Fehlers, Behebung eines Fehlers, Änderung des Charakters einer Fehlerart (wie der Wechsel von einem einphasigen Erdschluss zu einem zweiphasigen Erdschluss), Neukonfiguration des Netzes usw.

Obwohl der Einschaltstrom im Allgemeinen einem inneren Fehlerstrom gleicht, weist er beim Vergleichen der Wellenformen Unterschiede auf, durch die zwischen den Bedingungen unterschieden werden kann. Zur Erkennung der Wellenform werden verschiedene Verfahren als Gegenmaßnahmen angewendet, z. B. die Erkennung der zweiten und vierten Oberschwingung, Wellenformererkennung usw.

Der Hersteller muss das Verfahren angeben, das zur Charakterisierung der Einschaltbedingung angewendet wird, sowie alle Einstellwerte im Zusammenhang mit dessen Anwendung, einschließlich Hinweisen zu deren Nutzung. Um die Einstellwerte für das Relais festzulegen, sollten vorzugsweise die Werte des Transformatorherstellers bezüglich der Einschaltbedingungen verwendet werden.

Der Hersteller muss angeben, wie die Einschaltstromerkennung ein unerwünschtes Ansprechen des stabilisierten Differentialelements verhindert, z. B. durch Bereitstellen einer zusätzlichen Stabilisierungswirkung oder durch Blockierung des Ansprechens des Elements, und ob die Einschaltstromerkennung alle drei Phasenelemente des Schutzes (phasenübergreifende Blockierung) oder nur das Phasenelement betrifft, in dem der Einschaltstrom erkannt wurde.

4.4.5.3 Stabilisierung gegen bzw. Blockierung bei Übererregung

Bei der Übererregung eines Transformators können die vom stabilisierten Differentialelement gemessenen höheren Erregungsstrompegel zu einem unerwünschten Ansprechen führen. Zu den typischen Verfahren zur Charakterisierung der Übererregung gehört die Erkennung angestiegener Pegel des 5. Oberschwingungsstroms oder eines angestiegenen V/Hz-Werts.

Der Hersteller muss das Verfahren angeben, das zur Charakterisierung der Übererregungsbedingung angewendet wird, sowie alle Einstellwerte im Zusammenhang mit der Anwendung des Verfahrens, einschließlich Hinweisen zu deren Nutzung. Um die Einstellwerte für das Relais festzulegen, sollten vorzugsweise die Werte des Transformatorherstellers bezüglich der Übererregungsbedingungen verwendet werden.

Der Hersteller muss angeben, wie die Übererregungserkennung ein unerwünschtes Ansprechen des stabilisierten Differentialelements verhindert, z. B. durch Bereitstellen einer zusätzlichen Stabilisierungswirkung oder durch Blockierung des Ansprechens des Elements, und ob die Übererregungserkennung alle drei Phasenelemente des Schutzes (phasenübergreifende Blockierung) oder nur das Phasenelement (oder System) betrifft, in dem die Übererregung erkannt wurde.

4.5 Binäre Ausgangssignale

4.5.1 Allgemeines

Die von dieser Funktion ausgehenden binären Ausgangssignale können in verschiedenen Formen verfügbar sein. Zum Beispiel:

- Herkömmlich über Leitungen von physikalischen Ausgangskontakten des Relais;
- über einen Kommunikationsport zu externen Geräten;
- über interne logische Verbindungen zu anderen Funktionselementen innerhalb des Relais;
- über interne logische Verbindungen innerhalb des stabilisierten Differentialelements.

4.5.2 Anregungssignale (Anzugssignale)

Das Anregungssignal wird von Mess- und Schwellwertelementen mit oder ohne zusätzliche Überprüfung zulässiger Ansprechbedingungen, aber ohne beabsichtigte Zeitverzögerung ausgegeben. Im Zusammenhang mit dem stabilisierten Differentialschutz tritt dieses Signal auf, wenn der gemessene Differentialstrom größer als der für das Ansprechen an der Ansprechcharakteristik erforderliche Differentialstrom ist.

4.5.3 Ansprechsignale (Auslösesignale)

Das Ansprechsignal wird von Mess- und Schwellwertelementen nach dem Abschluss von zusätzlichen Überprüfungsalgorithmen zur Bestätigung zulässiger Ansprechbedingungen ausgegeben. Im Zusammenhang mit dem stabilisierten Differentialschutz tritt das Signal möglicherweise zum selben Zeitpunkt wie das Anregungssignal (falls vorhanden) auf. Wenn zusätzliche Überprüfungsalgorithmen angewendet werden oder eine beabsichtigte Verzögerungscharakteristik bereitgestellt wird, muss der Hersteller die Charakteristiken und die zugehörigen Einstellwerte beschreiben.

Es wäre ungewöhnlich, für Transformatoren, Generatoren und Motoren das einphasige Auslösen zu berücksichtigen; phasenselektive Ansprechsignale können jedoch zu Informationszwecken angegeben werden.

4.5.4 Andere Ausgangssignale

Wenn beliebige andere binäre Ausgangssignale zur Nutzung zur Verfügung stehen, muss deren Arbeitsweise im funktionellen Logikschaltbild eindeutig dargestellt werden. Es können auch zusätzliche Beschreibungen in Textform bereitgestellt werden, wenn diese der weiteren Klärung der Funktionalität der Ausgangssignale und ihrer vorgesehenen Nutzung dienen.

4.6 Zusätzliche Einflussfunktionen/-bedingungen

4.6.1 Allgemeines

Die folgenden Bedingungen können das Verhalten der Differentialschutzfunktion beeinflussen. Diese Bedingungen können durch zusätzliche Funktionselemente erfasst werden, welche dann mit dem Differentialschutzrelais über externe Eingangssignale oder Signale von internen Funktionselementen in festgelegter Weise in Wechselwirkung stehen, z. B. Blockierung des Differentialschutzrelais, wenn die CT-Überwachung einen Ausfall des Stromwandlers feststellt.

Der Hersteller muss das Verhalten der Differentialschutzfunktion unter den folgenden Bedingungen beschreiben.

4.6.2 Ansprechen bei Stromwandlersättigung

Während innerer und äußerer Fehlerzustände kann es passieren, dass die Stromwandler, welche die Eingangserregungsgrößen bereitstellen, aufgrund großer Fehlerströme, extremer Remanenzpegel, subnominaler Frequenzkomponenten, Oberschwingungen, innerer Fehler infolge eines äußeren Fehlers usw. in Sättigung gehen. Dabei ändert sich die vom Relais gemessene Ausgangsleistung und es kann zu einem unerwünschten Ansprechen bei äußeren Fehlern, zu einem verzögerten Ansprechen oder zu einem Versagen des Ansprechens bei inneren Fehlern kommen. Des Weiteren kann das Auslösen des Differentialelements durch Funktionen versehentlich blockiert werden, die zur Vermeidung eines unerwünschten Ansprechens unter anderen Bedingungen, wie der Einschaltstromerkennung, eingesetzt werden.

Der Hersteller muss alle zusätzlichen Funktionen oder Techniken angeben, die zur Aufrechthaltung der schnellen, sicheren Auslösung bei inneren Fehlern und der Stabilität bei äußeren Fehlern eingesetzt werden, einschließlich aller relevanten Einstellwerte und Hinweisen zu deren Nutzung.

4.6.3 Schnellauslösung bei Kurzschluss

Die Bedingung „Schnellauslösung bei Kurzschluss“ ist als das Schließen des Leistungsschalters (oder anderer Leistungsschaltgeräte) bei einem Fehler innerhalb des Schutzbereichs definiert, bei dem eine schnelle unverzögerte Auslösung wünschenswert ist, um Schäden an den Einrichtungen zu vermeiden. Aufgrund von Erregungsbedingungen ist es allerdings wahrscheinlich, dass integrierte Blockierungsfunktionen, wie die Einschaltstromblockierung, aktiviert werden und zu einem verzögerten Ansprechen des Relais führen. Der Hersteller muss alle zusätzlichen Funktionen oder Techniken angeben, die zur Aufrechthaltung der schnellen Auslösung eingesetzt werden, einschließlich aller relevanten Einstellwerte und Hinweisen zu deren Nutzung.

4.6.4 Ausfall von Erregungsgrößen (Stromwandlerüberwachung)

Der Verlust einer oder mehrerer Eingangserregungsgrößen ohne einen vergleichbaren Verlust der entsprechenden primären Stromsignale wird als Erregungsgrößenausfall bezeichnet. Herkömmlicherweise führt dieses Ereignis aufgrund des Mangels an notwendigen ausgleichenden Größen zu einem Ansprechen des Differentialschutzrelais. Der Hersteller muss das Verhalten des Differentialelements bei einem Ausfall von Erregungsgrößen angeben und Einzelheiten zu den relevanten Einstellwerten für die Anwendung spezieller Techniken bereitstellen, die gegebenenfalls zur Vermeidung eines unerwünschten Ansprechens eingesetzt werden, einschließlich Hinweisen zu deren Nutzung.

4.6.5 Ansprechen bei nicht nominaler Frequenz

Viele Differentialschutzanwendungen müssen über einen großen Frequenzbereich hinweg und nicht ausschließlich bei Nennfrequenz des Netzes ansprechen können. In Abhängigkeit von der spezifischen Implementierung kann dies Einfluss auf die Genauigkeit, die Ansprechzeiten und die Fähigkeit zur Erkennung harmonischer Frequenzkomponenten haben oder allgemein zu einem schlechten Betriebsverhalten des Elements führen.

Der Hersteller muss den Frequenzbereich für das Ansprechen des Differentialschutzes angeben, einschließlich aller eingesetzten Funktionen zur Verbesserung des Betriebsverhaltens bei nicht nominaler Frequenz, und seine Auswirkung auf die Anforderungen von Stromwandlern beschreiben. Für jede angewendete spezielle Technik muss der Hersteller Einzelheiten zu den relevanten Einstellwerten sowie Hinweise zur deren Nutzung bereitstellen.

4.6.6 Geomagnetisch induzierte Ströme (GIC)

Das Vorhandensein von Oberschwingungen auf der Grundfrequenzlast kann durch die Induktion elektrischer Ströme in der Erdkruste infolge erhöhter Solaraktivität und ihrer Wechselwirkung mit der Magnetosphäre der Erde verursacht sein. Die Auswirkungen geomagnetisch induzierter Ströme werden üblicherweise in Ländern von großer Ausdehnung (Skandinavien, Kanada, Russland usw.) beobachtet, und die Oberschwingungen werden durch die Sättigung der Leistungstransformatoren, aber auch der Stromwandler, die das Schutzrelais mit Strom versorgen, verursacht. Diese Oberschwingungen können den Differentialschutz und auch das Vorhandensein von Quasi-Gleichströmen beeinflussen, die letztlich ein unerwünschtes Ansprechen des Relais verursachen. Die Simulation von GIC und ihren Auswirkungen auf Leistungstransformatoren und Stromwandler stellt ein komplexes Thema dar, weshalb in dieser Norm keine entsprechenden Prüfungen vorgeschlagen werden. Wenn das GIC-Phänomen in der Ausführung des Schutzrelais berücksichtigt wurde, muss der Hersteller das Verhalten des Relais bei derartigen Ereignissen angeben.

5 Spezifikation des Betriebsverhaltens

5.1 Allgemeines

Da die vorliegende Norm die Mindestanforderungen an den Differentialschutz festlegt, werden hier nur die Daten des Betriebsverhaltens betrachtet und dargelegt, die für die Erfüllung dieser Mindestanforderungen erforderlich sind. Diese Norm legt außerdem fest, wie das Betriebsverhalten im Zusammenhang mit diesen Mindestanforderungen vom Hersteller dokumentiert werden muss. Um das Betriebsverhalten seiner Schutzeinrichtung zu gewährleisten, führt der Hersteller im Allgemeinen viel mehr Prüfungen durch und erfasst eine große Datenmenge.

5.2 Effektiver Messbereich und Arbeitsbereich

Tabelle 3 gibt anhand von Beispielen an, wie der effektive Messbereich und der Arbeitsbereich vom Hersteller anzugeben sind. Abhängig von der Relais-technik kann der Bereich von den in der Tabelle angegebenen Werten abweichen, wobei die angegebenen Werte nur Beispiele für das Datenformat darstellen. Der Hersteller muss den Mess- und den Arbeitsbereich angeben, und die Daten müssen in der in Tabelle 3 angegebenen Form veröffentlicht werden.

Tabelle 3 – Beispiele für effektive Messbereiche und Arbeitsbereiche des Differentialschutzes

Eingangserregungsgröße	Effektiver Messbereich	Arbeitsbereich
Strom	0 % bis 1 000 % des Bemessungsstroms	0 % bis 4 000 % des Bemessungsstroms
Spannung	5 % bis 150 % der Bemessungsspannung	2 % bis 200 % der Bemessungsspannung
Frequenzabweichung ⁽¹⁾	–2 % bis +2 % der Bemessungsfrequenz	–5 % bis +5 % der Bemessungsfrequenz
Anmerkung Bei Anwendungen mit konstanter Bemessungsfrequenz müssen die effektiven Messbereiche und Arbeitsbereiche als Relativwerte (wie gezeigt) angegeben werden. Bei Anwendungen, die keine konstante Bemessungsfrequenz aufweisen, wie Generatoren oder Antriebe mit variabler Frequenz, müssen die Bereiche als Absolutwerte (Hz) angegeben werden. Sofern eine Funktion zur Frequenznachführung zur Verfügung steht, können auch zusätzliche Frequenzbereiche angegeben werden.		

Innerhalb des effektiven Messbereichs (nach IEC 60255-1) muss das Differentialrelais bei inneren Fehlerbedingungen ansprechen und bei äußeren Fehlerbedingungen stabil bleiben. Das Ansprechen muss in Übereinstimmung mit dem vom Hersteller angegebenen Betriebsverhalten erfolgen.

Innerhalb des Arbeitsbereichs, aber außerhalb des effektiven Strommessbereichs (nach IEC 60255-1) muss das Differentialrelais bei inneren Fehlerbedingungen ansprechen und bei äußeren Fehlerbedingungen stabil bleiben. Das Ansprechen muss nicht in Übereinstimmung mit dem vom Hersteller angegebenen Betriebsverhalten erfolgen.

5.3 Prüfungen der Genauigkeit im effektiven Messbereich unter stationären Bedingungen

5.3.1 Allgemeines

Stationäre Bedingungen herrschen dann, wenn die Pegel der Erregungsgrößen des Relais keine Schwankungen aufweisen, z. B. eine konstante Durchgangslast. Da die Gleichstromtransiente nicht vorhanden ist, geben stationäre Bedingungen häufig nicht die elektrischen Größen wieder, die das Schutzrelais tatsächlich erregen; sie dienen aber der einfacheren Bewertung der Grundgenauigkeit.

Unter stationären Prüfungen können auch pseudo-stetige Rampen, die durch langsames Ändern der Erregungsgröße unter Anwendung von diskreten Stufen erzeugt werden, oder die Simulation einer Reihe von stationären Bedingungen, die nach und nach auf das Gerät angewendet werden, verstanden werden. Die Anwendung einer Durchgangslastbedingung mit anschließender Simulation einer stationären Fehlerbedingung stellt ein Beispiel dar.

Die stationären Prüfungen müssen sowohl bei Nennfrequenz als auch innerhalb der Schwellwerte des effektiven Messbereichs durchgeführt und angegeben werden, sofern nichts anderes festgelegt ist. Einzelheiten zu den nicht nominalen Frequenzen, die in den Prüfungen verwendet werden müssen, sind in den Prüfverfahren beschrieben. Der Hersteller muss alle Funktionen, die zur Verbesserung des Betriebsverhaltens eingesetzt werden, z. B. die Frequenznachführung, einschließlich der für das Ansprechen benötigten Eingangserregungsgrößen angeben.

5.3.2 Prüfung im Zusammenhang mit der angegebenen thermischen Belastbarkeit

Der Hersteller muss das Verhalten des Differentialrelais bei Anwendung des Kurzzeitstroms von 1 Sekunde zur Prüfung der thermischen Belastbarkeit (nach IEC 60255-1) entsprechend der in 6.2 beschriebenen Prüfverfahren angeben.

5.3.3 Grundgenauigkeit der Charakteristik

Dieser Unterabschnitt stellt ein Maß für die Form der Charakteristik und dessen Grundgenauigkeit unter stationären Bedingungen bereit. Die Prüfverfahren, die für diese Bewertung anzuwenden sind, sind in 6.3.2 beschrieben, und der Hersteller muss das spezifische angewendete Verfahren angeben.

Der Hersteller muss die Grundgenauigkeit entweder graphisch in Form der Maximal- und Minimallinie (wie in Bild 8) darstellen oder als prozentualen Fehler über den effektiven Messbereich unter Referenzbedingungen angeben. Gegebenenfalls kann der prozentuale Fehlerwert mit einem Mindestwert für einen absoluten Fehler verknüpft werden, und die Genauigkeit ist durch die Maximalwerte beider Werte festzulegen (Beispiel: $\pm 2\%$ des Anregewerts des Differentialstroms oder $\pm 0,001 \times I_r$, wobei I_r dem Bemessungsstrom des Stromwandlers entspricht). Wenn die stabilisierten und nicht stabilisierten Elemente unterschiedliche Grundgenauigkeiten aufweisen, müssen diese vom Hersteller für jedes Element getrennt voneinander angegeben werden.

5.3.4 Genauigkeit der Kompensation des Übersetzungsverhältnisses

Die Zulässigkeit der Kompensation des Übersetzungsverhältnisses ist mithilfe des in 6.3.3 beschriebenen Verfahrens zu bewerten. Dies ist üblicherweise bei Differentialelementen für Transformatoren erforderlich, kann aber auch für die Kompensierung verschiedener Übersetzungsverhältnisse von Stromwandlern in anderen Anwendungen angewendet werden.

Der Hersteller muss jeden zusätzlichen Fehler angeben, der von den Auswirkungen der Kompensation des Übersetzungsverhältnisses herrührt. Wenn dies aufgrund der Funktionalität des Elements oder Relais nicht umsetzbar ist, ist die Einhaltung des vorgeschlagenen Prüfverfahrens zu bestätigen.

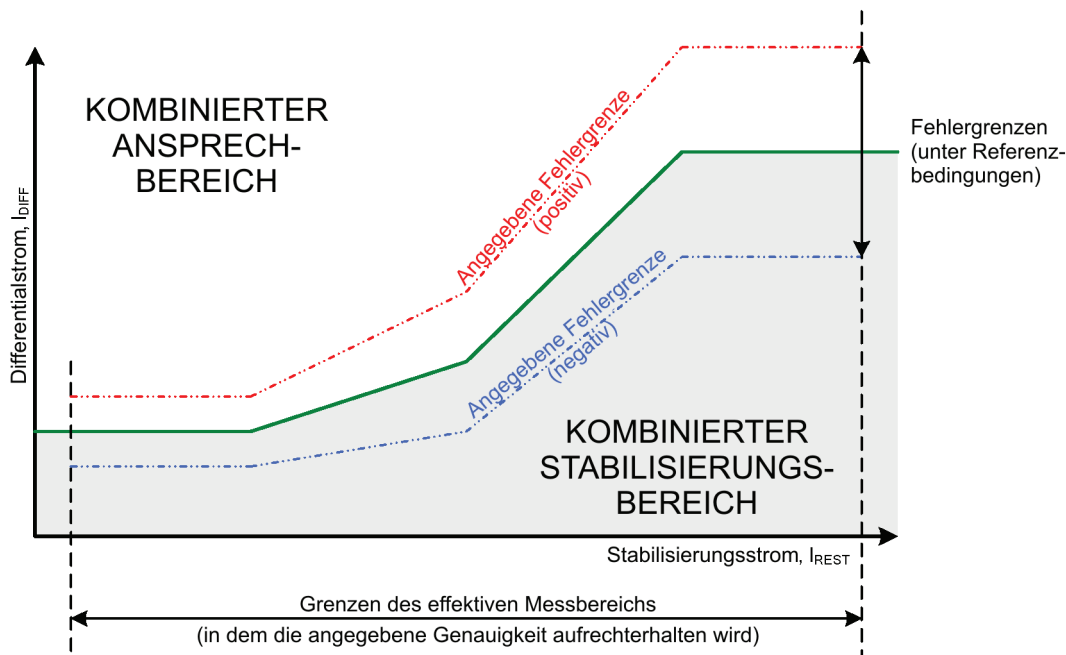


Bild 8 – Grundfehler der Ansprechcharakteristik

5.3.5 Zulässigkeit der Phasenkompensation (Schaltgruppenkompensation)

Die Zulässigkeit der Schaltgruppe des Leistungstransformators ist mithilfe der in 6.3.4 beschriebenen Verfahren zu bewerten. Diese Prüfung ist für Generator- und Motordifferentialelemente sowie für Nullstromdifferentialschutzelemente im Allgemeinen nicht erforderlich.

Der Hersteller muss jeden zusätzlichen Fehler angeben, der von den Auswirkungen der Schaltgruppenkompensation herrührt. Wenn dies aufgrund der Funktionalität des Elements oder Relais nicht umsetzbar ist, ist die Einhaltung des vorgeschlagenen Prüfverfahrens zu bestätigen.

5.3.6 Zulässigkeit der Nullstromkompensation

Die Zulässigkeit der Nullstromkompensation des Leistungstransformators ist mithilfe der in 6.3.5 beschriebenen Verfahren zu bewerten. Diese Prüfung ist für Generator- und Motordifferentialelemente sowie für Nullstromdifferentialschutzelemente im Allgemeinen nicht erforderlich.

Der Hersteller muss jeden zusätzlichen Fehler angeben, der von den Auswirkungen der Nullstromkompensation herrührt. Wenn dies aufgrund der Funktionalität des Elements oder Relais nicht umsetzbar ist, ist die Einhaltung des vorgeschlagenen Prüfverfahrens zu bestätigen.

5.3.7 Grundgenauigkeit der Oberschwingungsstabilisierung

Die Grundgenauigkeit der Oberschwingungsstabilisierungsfunktion des Differentialschutzes muss vom Hersteller angegeben werden. Die Prüfverfahren sowie das Vorgehen zur Bestimmung der Genauigkeit sind in 6.3.6 beschrieben. Es ist zu beachten, dass diese Prüfung nur bei (den) Bemessungsfrequenz(en) der Funktion durchgeführt wird.

5.3.8 Grundgenauigkeit der Einstellwerte für die Zeitverzögerung

Diese Prüfungen dienen der Bestimmung der Genauigkeit von Zeitmessern für den zeitverzögerten Differentialschutz (sofern vorhanden). Sie beruhen auf der Überwachung der zeitlichen Differenz zwischen den Anregungs-(Anzugs-)Ausgangssignalen und den Ansprech-(Auslöse-)Ausgangssignalen des Relais. Der maximal zulässige Fehler der festgelegten Zeitverzögerung muss entweder ausgedrückt werden als:

- prozentualer Anteil des Zeiteinstellwerts oder;

- prozentualer Anteil des Zeiteinstellwerts zusammen mit einem festgelegten maximalen Zeitfehler (wenn dieser den Prozentwert übersteigt), je nachdem, welcher Wert größer ist. Beispiel: $\pm 5\%$ oder $\pm 20\text{ ms}$, je nachdem, welcher Wert größer ist, oder;
- festgelegter maximaler Zeitfehler.

Einzelheiten zur Durchführung dieser Prüfungen sind in 6.3.7 enthalten.

5.3.9 Rückfallzeit

Der Hersteller muss die Rückfallzeit entsprechend dem in 6.3.8 beschriebenen Prüfverfahren angeben.

5.4 Dynamisches Betriebsverhalten im Arbeitsbereich

5.4.1 Allgemeines

Das dynamische Betriebsverhalten stellt die Reaktion der Schutzfunktion auf verschiedene Netzbedingungen (wie Kurzschlüsse) dar. Für die Prüfungen zum Nachweis der Reaktion des Schutzrelais auf dynamische Netzbedingungen ist üblicherweise ein Simulator des Energienetzes erforderlich. Eine Prüfung wird dann als „dynamisch“ bezeichnet, wenn die Eingangssignale des Relais mit den elektrischen Größen erregt werden, die die stationären Bedingungen vor Fehlereintritt widerspiegeln, und anschließend die Fehlerbedingung (mit korrekter Gleichstromtransiente und finaler stationärer Bedingung) simuliert wird. Die Reaktion der Schutzfunktion auf die oben beschriebenen Prüfungen wird als dynamisches Betriebsverhalten bezeichnet.

Der Hersteller muss auch das Betriebsverhalten der Schutzfunktion während dynamischer Fehlerbedingungen angeben (z. B. innerer Fehler infolge eines äußeren Fehlers, Überlagern von Fehlerströmen mit Lastströmen während Fehlerzuständen).

Für Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens werden die folgenden Maßnahmen des Betriebsverhaltens des Relais dokumentiert:

- Stabilität bei äußeren Fehlern;
- typische Ansprechzeit;
- Verhalten bei innerem Fehler infolge eines äußeren Fehlers.

Die Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens müssen sowohl bei Nennfrequenz als auch innerhalb der Schwellwerte des Arbeitsbereichs durchgeführt und angegeben werden, sofern nichts anderes festgelegt ist. Einzelheiten zu den nicht nominalen Frequenzen, die in den Prüfungen verwendet werden müssen, sind in den Prüfverfahren beschrieben.

5.4.2 Typische Ansprechzeit

Die Ansprechzeit (Auslösezeit) einer Differentialschutzfunktion hängt von einer Reihe von Faktoren ab:

- Fehlerstrompegel;
- Betrag und Zeitkonstante des Gleichstromanteils;
- Fehlerart.

Der Hersteller muss die typische Ansprechzeit als Ergebnis der Prüfungen zum dynamischen Betriebsverhalten veröffentlichen. In diesen Prüfungen werden zwei Netzmodelle verwendet: eines für ein Netz mit zweiseitiger Einspeisung und eines für ein Strahlennetz mit einseitiger Einspeisung. Die Ansprechzeit muss für jede Netzanwendung bei den Bemessungsfrequenzen des Energienetzes, für die das Gerät ausgelegt ist, und in Übereinstimmung mit IEC 60255-1 angegeben werden. Weiterhin muss die Ansprechzeit auch für nicht nominale Frequenzen innerhalb des angegebenen Arbeitsbereichs veröffentlicht werden.

Der Hersteller muss den Medianwert der Ansprechzeit zur Verfügung stellen, welcher ein statistischer Ausdruck für die typische Ansprechzeit ist. Darüber hinaus muss eine graphische Darstellung (Histogramm) der gesamten Prüfungsreihe unter Angabe der Mittel-, Modal- und Medianwerte erfolgen.

Umfassendere Informationen zu den Prüfverfahren können 6.4.2 bis 6.4.5 entnommen werden, und 6.4.6 stellt die Anforderungen an die Datenerfassung bereit. Eine genaue Beschreibung der Terminologie der Statistik ist in Anhang B enthalten.

5.4.3 Stabilität des Relais bei äußeren Fehlern

Die Algorithmen zur Schaltgruppenkompensation, zur Kompensation des Übersetzungsverhältnisses und zur Nullstromeliminierung liefern unter transienten Bedingungen möglicherweise unerwartete Ergebnisse, die zur Instabilität des Relais bei äußeren Fehlern führen. Die Stabilität der Schutzfunktion ist für eine Reihe von äußeren Fehlerfällen auf der Grundlage des Netzmodells mit zweiseitiger Einspeisung zu bewerten. Eine ausführliche Beschreibung der durchzuführenden Prüfungen ist in 6.4.7 enthalten.

Der Hersteller muss angeben, ob das Relais während der Prüfungen angesprochen hat.

5.5 Verhalten des Relais bei innerem Fehler infolge eines äußeren Fehlers

Äußere Fehler, die nicht zeitnah behoben werden können, können zur mechanischen Beschädigung oder zu Hitzeschäden der Einrichtung führen, wodurch es wiederum zu inneren Fehlern kommen kann, bei denen das Schutzrelais ansprechen muss.

Das Verhalten des Relais bei äußeren Fehlern, die sich zu inneren Fehlern entwickeln, wird hinsichtlich der Stabilität beim ersten Fehler und der Ansprechzeit beim zweiten Fehler überprüft. Die dazugehörigen Prüfverfahren werden in 6.5 beschrieben.

Der Hersteller muss die Ansprechzeit entsprechend den Festlegungen in 6.5 angeben, die zu Vergleichszwecken eine Angabe der Ansprechzeit mit und ohne den initialen äußeren Fehler enthalten. Des Weiteren muss er angeben, ob das Relais während einer der Prüfungen versagt hat anzusprechen.

5.6 Stabilität unter Magnetisierungseinschaltstrombedingungen

Unter Magnetisierungseinschaltstrombedingungen kann das Differentialrelais fälschlicherweise ansprechen. Der Hersteller muss die Stabilität des Relais unter Einschaltbedingungen anhand der in 6.6 beschriebenen Prüfungen bewerten, bei denen die Einprägung von Stromwellenformen erfolgt, die ähnlich der Wellenform während der Einschaltung sind.

Er muss angeben, ob das Relais während der Prüfungen angesprochen hat, und welches Prüfverfahren angewendet wurde.

5.7 Stabilität unter Übererregungsbedingungen

Unter Übererregungsbedingungen kann das Differentialrelais fälschlicherweise ansprechen. Der Hersteller muss die Stabilität des Relais unter Übererregungsbedingungen anhand der in 6.7 beschriebenen Prüfungen bewerten, bei denen die Einprägung von Stromwellenformen erfolgt, die ähnlich der Wellenform während der Einschaltung sind.

Er muss angeben, ob das Relais während der Prüfungen angesprochen hat, und welches Prüfverfahren angewendet wurde.

5.8 Oberschwingungen auf der Last

Nicht lineare Lastbedingungen oder das Vorhandensein eines Hochspannungs-Gleichstrom-Netzes (HVDC-Netz) in der Nähe kann die Grundfrequenzkomponente des Stroms mit Oberschwingungen überlagern. Durch vorhandene Oberschwingungen auf der stationären Last kann das Differentialschutzrelais dazu angeregt werden, einen unerwünschten Anzugsbefehl auszugeben.

Der Hersteller muss die Stabilität des Relais entsprechend den in 6.8 beschriebenen Prüfungen bewerten, wenn überlagerte Oberschwingungen auf der Last vorhanden sind (welche den Strom darstellen, der in eine 6-pulsige Gleichrichterbrücke eingespeist wird).

5.9 Betriebsverhalten während der Sättigung der Stromwandler

Die Sättigung von Stromwandlern verursacht eine Verzerrung des Sekundärstroms und unter Umständen eine Verschlechterung des Betriebsverhaltens der Differentialfunktion. Die aufgrund der Sättigung von Stromwandlern auftretenden Messfehler führen möglicherweise zu einem falschen Ansprechen bei äußeren Fehlern und zum Ausfall oder zu einer unzulässigen Verzögerung des Ansprechens bei inneren Fehlern. Der Grad der Verschlechterung hängt von der Dimensionierung der Stromwandler ab. Die Relaishersteller müssen die Anforderungen an Stromwandler in Übereinstimmung mit Anhang D (normativ) angeben.

Als zusätzliche Leitfäden sind die folgenden informativen Anhänge Teil dieser Norm:

Anhang D (informativ) liefert Hintergrundinformationen zur Sättigung von Stromwandlern und ihrem Einfluss auf das Betriebsverhalten von Differentialrelais.

Anhang E (informativ) stellt einen Leitfaden für die Dimensionierung von Stromwandlern für den Transformator-differentialschutz bereit.

Anhang F (informativ) beschreibt ein Beispielprüfverfahren zur Bestimmung der Größenanforderungen von Stromwandlern für den Differentialschutz.

6 Funktionsprüfungen

6.1 Allgemeines

Dieser Abschnitt enthält eine genaue Beschreibung der Prüfungen, die zum Nachweis der in Abschnitt 5 beschriebenen Genauigkeit und Spezifikation des Betriebsverhaltens des Relais durchgeführt werden müssen. Diese Prüfungen sind nicht als Inbetriebnahmeprüfungen vor Ort oder Stückprüfungen von Schutzrelais vorgesehen, bei denen die Anweisungen des Herstellers als Referenz verwendet werden müssen. Einige der in dieser Norm beschriebenen Prüfverfahren und Anforderungen an das Betriebsverhalten können jedoch auch auf Inbetriebnahme- und Stückprüfungen angewendet werden.

Die Funktionsprüfungen sind, wie in Abschnitt 5 erläutert, ein verbindlicher Teil der Typprüfungen für das Schutzrelais. Es werden die Prüfbedingungen beschrieben und wie die Prüfergebnisse in der Dokumentation des Herstellers zu veröffentlichen sind. Dadurch wird der Vergleich der technischen Anforderungen der Anwender mit den in der Herstellerdokumentation angegebenen Spezifikationen von Schutzrelais ermöglicht.

Die in diesem Dokument beschriebenen Prüfungen sind für Anwendungen vorgesehen, bei denen herkömmliche Stromwandler direkt an die Schutzrelais angeschlossen sind. Bei Installationen, in denen beliebige Kleinleistungs-Messwandler und/oder Sammeleinheiten eingesetzt werden, sollten diese Prüfungen auf die Einverständniserklärung aller Beteiligten hin angepasst werden, um sie für die Prüfung von Differentialschutzrelais für ein bestimmtes Projekt nutzen zu können.

Die beschriebenen Prüfungen beziehen sich auf alle Generator-, Motor-, Transformator- und Nullstrom-differentialschutz-Anwendungen. Für die jeweilige zu prüfende Schutzeinrichtung sollten allerdings nur die anwendbaren Prüfungen durchgeführt werden. Zur Prüfung einer Generatordifferentialfunktion ohne Schaltgruppenkompensation sollten beispielsweise nur die auf Generatoranwendungen angepassten Prüfungen durchgeführt werden.

6.2 Prüfung im Zusammenhang mit der angegebenen thermischen Belastbarkeit

Für jede Gruppe von Stromeingängen (ein Transformator-differentialrelais, das einen Dreiwicklungstransformator schützt, weist beispielsweise drei Gruppen von Stromeingängen auf). Es sind folgende Prüfungen durchzuführen:

- für jeden bereitgestellten Nenneingangsstrom (z. B. 1 A, 5 A);
- für jede bereitgestellte Nennfrequenz (z. B. 50 Hz, 60 Hz).
- Die Differentialfunktion wird mit den Standardeinstellwerten aktiviert.

Jeder der definierten Prüffälle führt theoretisch zu einem Ansprechen der Funktion (weil die Stromeinprägung in die anderen Stromeingangsgruppen null beträgt und der resultierende Differentialstrom sehr hoch ist). Der Hersteller muss das Ansprechen (mit der Ansprechzeit) oder das Nicht-Ansprechen für jeden der definierten Prüffälle aufzeichnen. Diese Aufzeichnungen müssen verwendet werden, um das Verhalten des Differentialrelais bei Anwendung des Kurzzeitstroms von 1 Sekunde zur Prüfung der thermischen Belastbarkeit anzugeben. Der Hersteller muss die zur Abkühlung/Wiederherstellung benötigte Zeit angeben.

Es sind die folgenden Prüfungen durchzuführen:

- Alle Prüfpunkte werden einer Einprägung von 1 Sekunde unterzogen und mindestens für 30 s unberührt gelassen.
- Zweiphasige Einprägung des Stroms zur Prüfung der thermischen Belastbarkeit für 1 s (Simulation eines zweiphasigen Fehlers). L1-L2, L2-L3 und L3-L1 sind jeweils 3-mal zu wiederholen.
- Einphasige Einprägung des Stroms zur Prüfung der thermischen Belastbarkeit für 1 s (Simulation eines einphasigen Fehlers). L1-N, L2-N und L3-N sind jeweils 3-mal zu wiederholen.

Die folgenden Beispiele veranschaulichen Ströme, die einzuprägen sind, wenn der Strom zur Prüfung der thermischen Belastbarkeit für 1 s 200 A beträgt:

Beispiel: Zweiphasige Einprägung für Fall L1-L2 (Amplitude/Phase)

IL1	200,000 A	0,00°
IL2	200,000 A	−180,00°
IL3	0,000 A	0,00°

Beispiel: Einphasige Einprägung für Fall L3-N (Amplitude/Phase)

IL1	0,000 A	0,00°
IL2	0,000 A	0,00°
IL3	200,000 A	120,00°

Die Werte für das Betriebsverhalten und die Genauigkeit des Relais müssen nach der Einprägung immer noch innerhalb der festgelegten Grenzwerte liegen. Dies wird sichergestellt, indem die Typprüfung des Gerätes mit der Prüfabfolge für die thermische Belastbarkeit begonnen wird.

6.3 Prüfungen der Genauigkeit im effektiven Messbereich unter stationären Bedingungen

6.3.1 Allgemeines

Die in 6.3 beschriebenen Prüfungen dienen der Definition der Genauigkeit der Ansprechcharakteristik, der Ansprechzeit und des Stabilitätsverhaltens von Differentialschutzrelais, wenn das elektrische System innerhalb des effektiven Frequenzmessbereichs des Relais betrieben wird, wie in Abschnitt 5 beschrieben.

Um feste, vergleichbare Prüfpunkte zu erhalten, wurden die effektiven Messbereiche für Genauigkeitsprüfungen auf $\pm 5\%$ der Nennfrequenz festgelegt; siehe Tabelle 4.

Wenn der effektive Messbereich der Schutzfunktion größer als der Bereich von $\pm 5\%$ ist, müssen die Prüfungen für die in Tabelle 5 festgelegten Frequenzen durchgeführt werden.

Ist der effektive Messbereich der Frequenz der Schutzfunktion kleiner als der vorgeschlagene Bereich von $\pm 5\%$ der Nennfrequenz, müssen die Prüfungen für die in Tabelle 6 aufgeführten Frequenzen durchgeführt werden, welche im effektiven Messbereich des Relais liegen. Zusätzliche Prüfungen sind für die kleinsten und größten Werte im effektiven Messbereich durchzuführen. Tabelle 6 zeigt das Beispiel eines Schutzrelais mit einem effektiven Messbereich zwischen 48 Hz und 52 Hz bei einer Nennfrequenz von 50 Hz. In einer Anmerkung zum Prüfbericht muss angegeben werden, dass der effektive Messbereich der Frequenz kleiner als 5 % der Nennfrequenz ist.

Tabelle 4 – Frequenzen für Genauigkeitsprüfungen unter stationären Bedingungen, wenn der effektive Frequenzmessbereich $\pm 5\%$ der Nennfrequenz entspricht

Nennfrequenz von 50 Hz	Nennfrequenz von 60 Hz
47,50	57,00
48,75	58,50
50,00	60,00
51,75	61,50
52,50	63,00

Tabelle 5 – Frequenzen für Genauigkeitsprüfungen unter stationären Bedingungen, wenn der effektive Frequenzmessbereich größer als $\pm 5\%$ der Nennfrequenz ist

Nennfrequenz von 50 Hz	Nennfrequenz von 60 Hz
Kleinste Frequenz im effektiven Messbereich	Kleinste Frequenz im effektiven Messbereich
$(\text{Kleinste Frequenz im effektiven Messbereich} + 47,5)/2$	$(\text{Kleinste Frequenz im effektiven Messbereich} + 57)/2$
47,50	57,00
48,75	58,50
50,00	60,00
51,25	61,50
52,50	63,00
$(52,5 + \text{größte Frequenz im effektiven Messbereich})/2$	$(63 + \text{größte Frequenz im effektiven Messbereich})/2$
Größte Frequenz im effektiven Messbereich	Größte Frequenz im effektiven Messbereich

Tabelle 6 – Beispielfrequenzen für Genauigkeitsprüfungen unter stationären Bedingungen, wenn der effektive Frequenzmessbereich kleiner als $\pm 5\%$ der Nennfrequenz ist

Nennfrequenz von 50 Hz
Kleinste Frequenz im effektiven Messbereich = 48,00
48,75
50,00
51,25
Größte Frequenz im effektiven Messbereich = 52,00

6.3.2 Grundgenauigkeit der Charakteristik

6.3.2.1 Allgemeines Verfahren

Der Zweck dieser Prüfungen ist die Messung der Grundgenauigkeit der Differentialcharakteristik unter quasi-stationären Bedingungen. Diese Prüfungen sind nicht zum Nachweis des Betriebsverhaltens des Differentialschutzrelais für eine reale Anwendung vorgesehen.

Diese Prüfungen sind vom Standpunkt des Energienetzschutzes aus möglicherweise nicht realistisch, sie bestimmen aber die dem Gerät eigene charakteristische Genauigkeit. Die vorgeschlagenen Prüfungen sollten nicht als Kriterien für die Bewertung des Betriebsverhaltens eines Relais für eine spezifische Schutzanwendung verwendet werden.

Die vorgeschlagenen Prüfverfahren sind bevorzugt anzuwenden. Falls ein besonderer Schutzalgorithmus die Anwendung des vorgeschlagenen Ansatzes nicht erlaubt, muss der Hersteller ein alternatives Prüfverfahren vorschlagen und beschreiben und die Ergebnisse in der in der vorliegenden Norm angegebenen Form

veröffentlichen. Die Prüfungen werden für den effektiven Messbereich der Frequenz des Schutzrelais durchgeführt, wie in 6.3.1 dargestellt wurde.

Die Prüfungen der Grundgenauigkeit der Differentialcharakteristik sind in der IDIFF/IREST-Ebene durchzuführen, welche in Bild 9 dargestellt ist.

Bei Bemessungsfrequenz sind die Prüfungen für alle möglichen Kombinationen von Bemessungsströmen entsprechend der Spezifikation des zu prüfenden Schutzrelais zu wiederholen und zu dokumentieren (z. B. alle Kombinationen der Hochspannungs- (HV) und Niederspannungsseiten (LV): 1 A/1 A; 1 A/5 A; 5 A/1 A; 5 A/5 A).

Bei allen anderen Prüffrequenzen innerhalb des effektiven Messbereichs sind die Prüfungen für die gleichen Bemessungsströme entsprechend der Spezifikation des zu prüfenden Schutzrelais zu wiederholen und zu dokumentieren (z. B. alle Kombinationen der HV- und LV-Seiten: nur 1 A/1 A und 5 A/5 A).

Einige zu prüfende Geräte lassen Kombinationen aus herkömmlichen Stromeingängen (1 A, 5 A) auf der einen Seite und Kleinstleistungs-Messwandlern (en: Low Power Instrument Transformer, LPIT) auf der anderen Seite zu. Die Prüfung derartiger Kombinationen liegt außerhalb des Anwendungsbereichs dieser Norm.

Alle Einstellwerte der Differentialcharakteristik müssen innerhalb des in Tabelle 7 angegebenen Einstellwertebereichs (Standard/Min/50 %/Max) verändert werden.

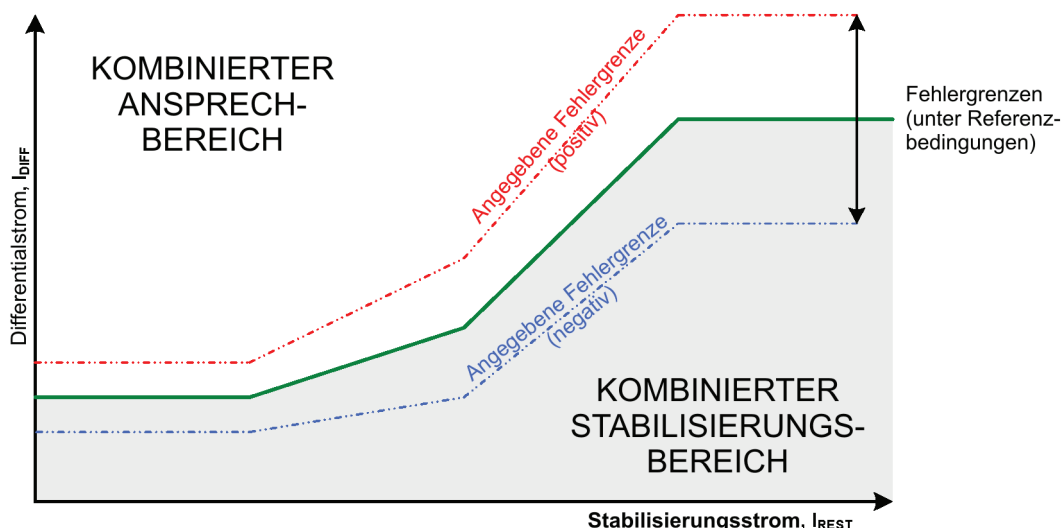


Bild 9 – Beispiel einer Ansprechcharakteristik in der I_{DIFF}/I_{REST} -Ebene mit einem Toleranzband

In Tabelle 7 und in Bild 10 sind die Prüffälle dargestellt, die für Prüfungen bei Nennfrequenz zu verwenden sind. Bei allen anderen Prüffrequenzen innerhalb des effektiven Messbereichs sind die Prüfungen nur für Fall 1 durchzuführen.

Tabelle 7 – Prüfpunkte für die Grundgenauigkeit der Differentialcharakteristik

Fall	I_{DIFF} Low Set	Steigung 1	I_{S1} , (Break Point)	Steigung 2	I_{S2} , (Break Point)	I_{DIFF} High Set
Fall 1	Standard-einstellwert	Standard-einstellwert	Standard-einstellwert	Standard-einstellwert	Standard-einstellwert	Standard-einstellwert
Fall 2	Mindestwert (0 %)	Mindestwert (0 %)	Maximalwert (100 %)	Mindestwert (0 %)	Maximalwert (100 %)	Mindestwert (0 %)
Fall 3	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %	50 %
Fall 4	Maximalwert (100 %)	Maximalwert (100 %)	Mindestwert (0 %)	Maximalwert (100 %)	Mindestwert (0 %)	Maximalwert (100 %)

Wenn einige der Einstellwerte zur Bestimmung der Ansprechcharakteristik nicht zur Verfügung stehen, müssen die vier Prüffälle mit demselben Ansatz und mit vom Hersteller vorgeschlagenen Einstellwerten durchgeführt werden. Sofern im Schutzrelais ein Verfahren zur Frequenznachführung implementiert ist, muss dieses aktiviert werden.

Für jede Kombination von Einstellwerten müssen Prüflinien an den in Tabelle 8 festgelegten Punkten auf der I_{REST} -Achse angeordnet werden (siehe auch Bild 11). Für jeden festgelegten Prüfpunkt wird rechtwinklig zur I_{REST} -Achse eine Rampe angetragen, um den entsprechenden Anzugswert der Differentialcharakteristik zu bestimmen. Bei der Rampe kann es sich um eine pseudo-stetige Rampe oder um eine Rampe mit einzelnen Impulsen (Impulsrampe oder beliebiger Suchalgorithmus) handeln. Die Rampenverfahren und die zugehörigen simulierten Ströme sind in Anhang G beschrieben.

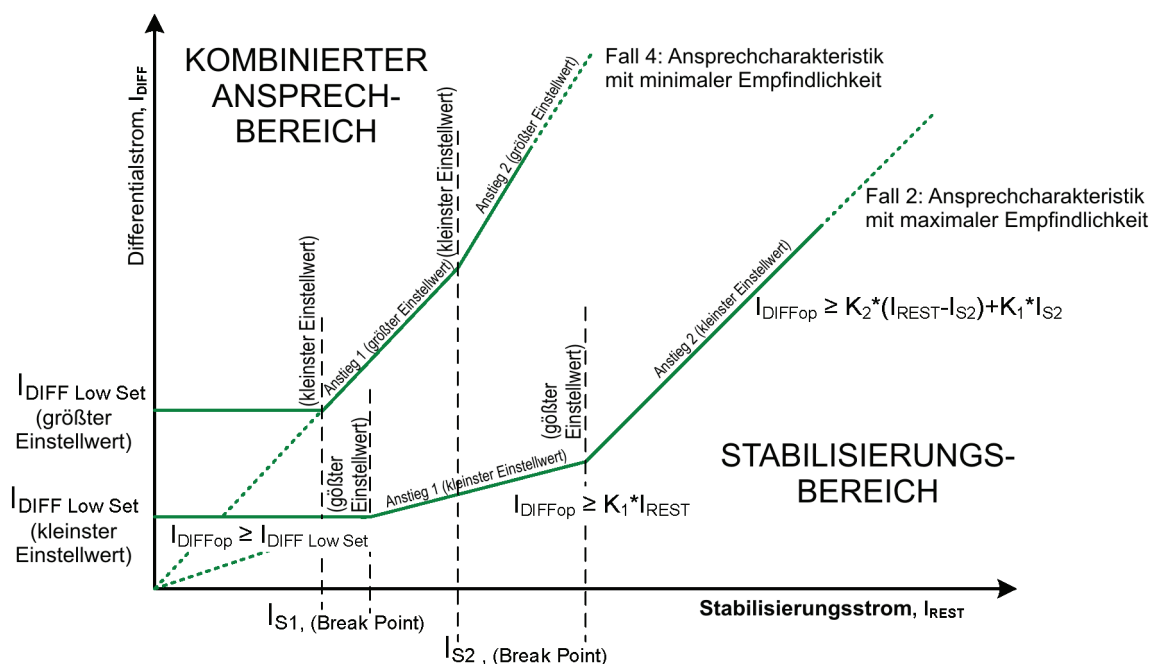


Bild 10 – Prüffälle für die Grundgenauigkeit der Differentialcharakteristik

Tabelle 8 – Prüflinien entlang der Differentialcharakteristik

Prüfpunkt (Prüflinie)	I_{REST}
A	Kleinsten möglichen I_{REST} , der eine Prüfung zulässt
b1	Referenzpunkt für Steigung 1, $I_{S1, (Break Point)} - 2 \%$
b2	Referenzpunkt für Steigung 1, $I_{S1, (Break Point)} + 2 \%$
C	Referenzpunkt 1, $I_{S1, (Break Point)} + 50 \%$ von $(I_{S2, (Break Point)} - I_{S1, (Break Point)})$
d1	Referenzpunkt für Steigung 2, $I_{S2, (Break Point)} - 2 \%$
d2	Referenzpunkt für Steigung 2, $I_{S2, (Break Point)} + 2 \%$
E	Referenzpunkt 2, $I_{S2, (Break Point)} + 50 \%$ von (Punkt von I_{REST} , an dem $I_{DIFF High Set}$ Steigung 2 schneidet – $I_{S2, (Break Point)}$)
f1	Punkt von I_{REST} , an dem $I_{DIFF High Set}$ die Steigung schneidet – 2%
f2	Punkt von I_{REST} , an dem $I_{DIFF High Set}$ die Steigung schneidet + 2%
G	Punkt von I_{REST} , an dem $I_{DIFF High Set}$ die Steigung schneidet $\times 1,2$
H	Punkt von I_{REST} , an dem $I_{DIFF High Set}$ die Steigung schneidet $\times 1,5$

6.3.2.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Phasenstabilisierter Differentialschutz

Für diese Prüfung wird eine einfache Maschine nach Bild 12 genutzt, für die keine Kompensation des Übersetzungsverhältnisses, keine Phasenkompensation (Schaltgruppenkompensation), keine Nullstromkompensation usw. erforderlich ist.

Primäre Nennspannung: 10 kV

Primärer Nennstrom: 1 000 A

Nennleistung: 17,32 MVA

Alle Prüfungen sind für die folgenden Fehler (L1N, L2N, L3N, L1L2, L2L3, L3L1, L1L2L3) zu wiederholen und zu dokumentieren. Wenn sich die Charakteristik für die verschiedenen Fehlerarten ändert, muss der Hersteller dies entsprechend dokumentieren. Alle Prüfpunkte werden 4-mal wiederholt.

Fehler werden entsprechend der im Flussdiagramm in Bild 13 beschriebenen Abfolge eingepreßt.

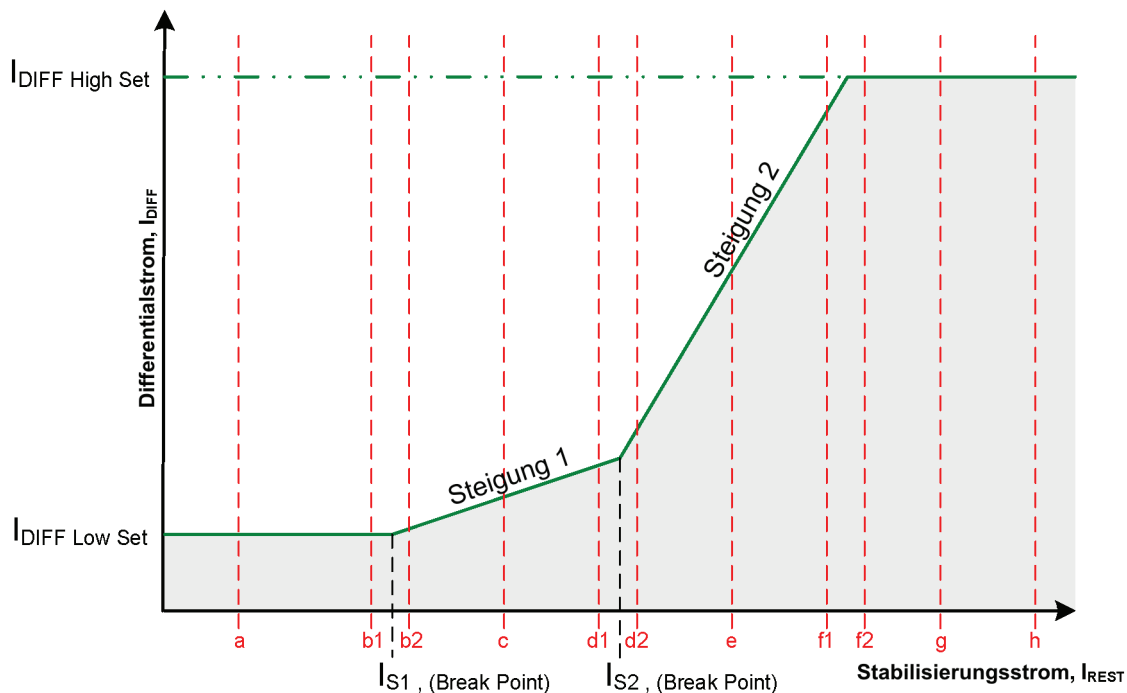


Bild 11 – Beispiel einer Differentialcharakteristik mit der Darstellung der Prüflinien „a“ bis „h“

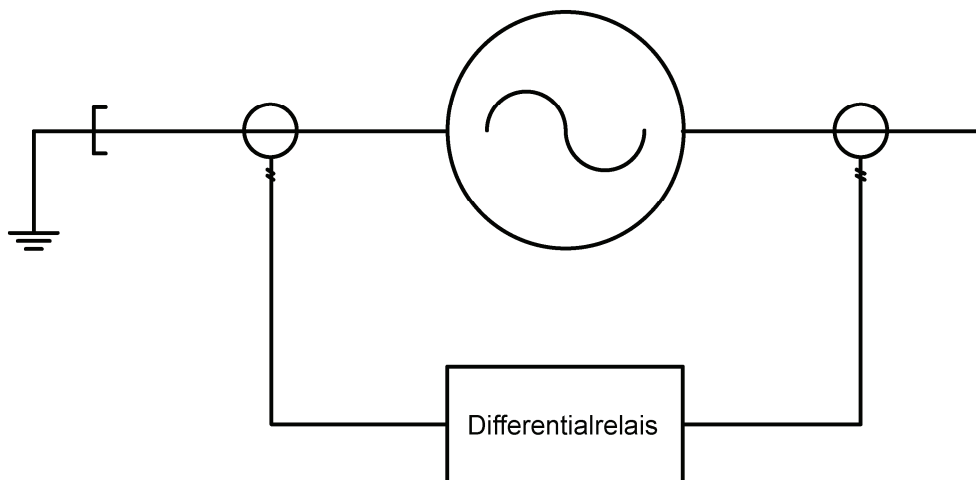


Bild 12 – Maschinendifferentialschutz

6.3.2.3 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Stabilisierter Nullstromdifferentialschutz

Für diese Prüfung wird eine einfache Maschine nach Bild 14 genutzt, für die keine Kompensation des Übersetzungsverhältnisses, keine Phasenkompensation (Schaltgruppenkompensation), keine Nullstromkompensation usw. erforderlich ist.

Alle Prüfungen sind für die folgenden Fehler (L1N, L2N, L3N) zu wiederholen und zu dokumentieren. Alle Prüfpunkte werden 4-mal wiederholt.

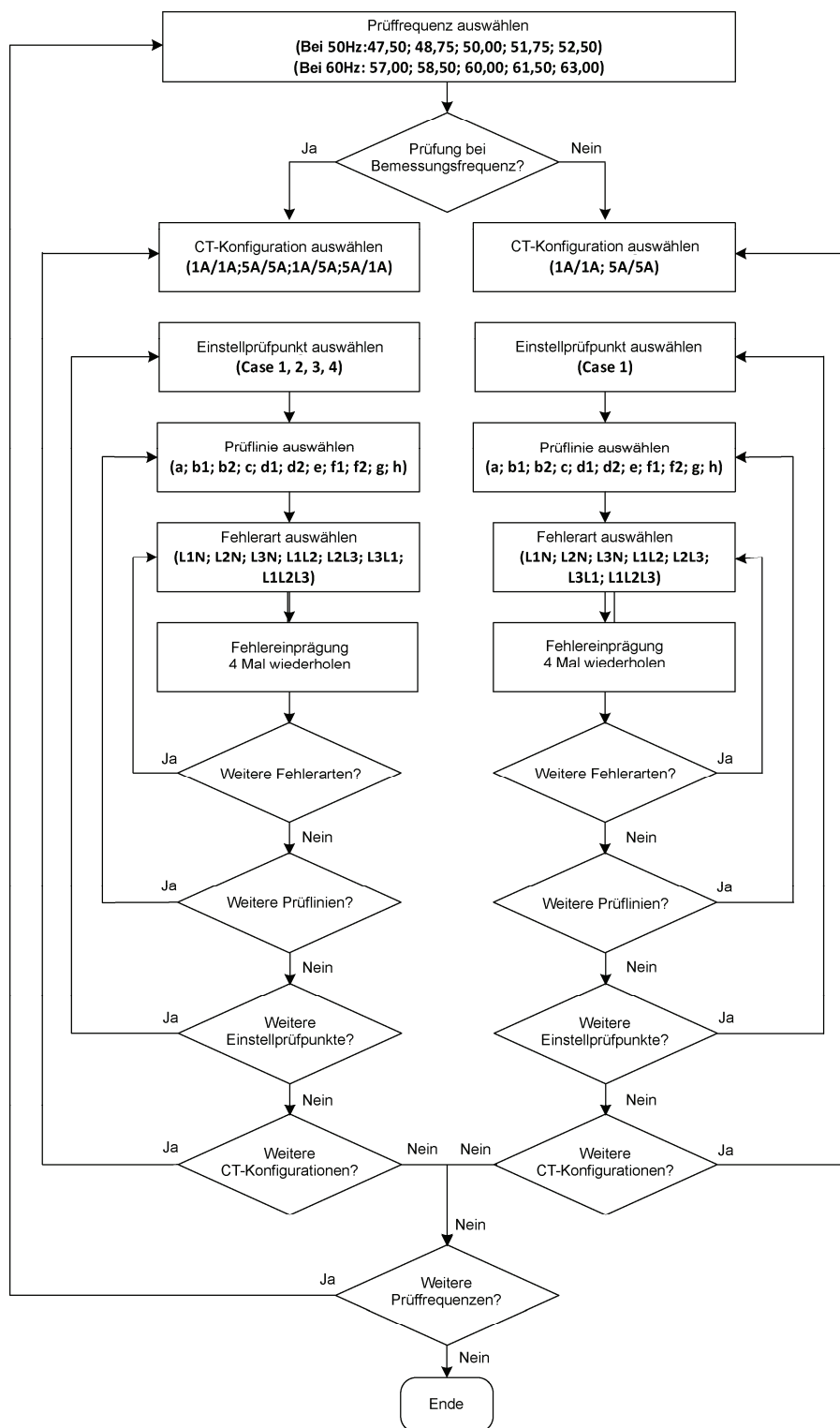


Bild 13 – Prüfabfolge für die Grundgenauigkeit der Charakteristik

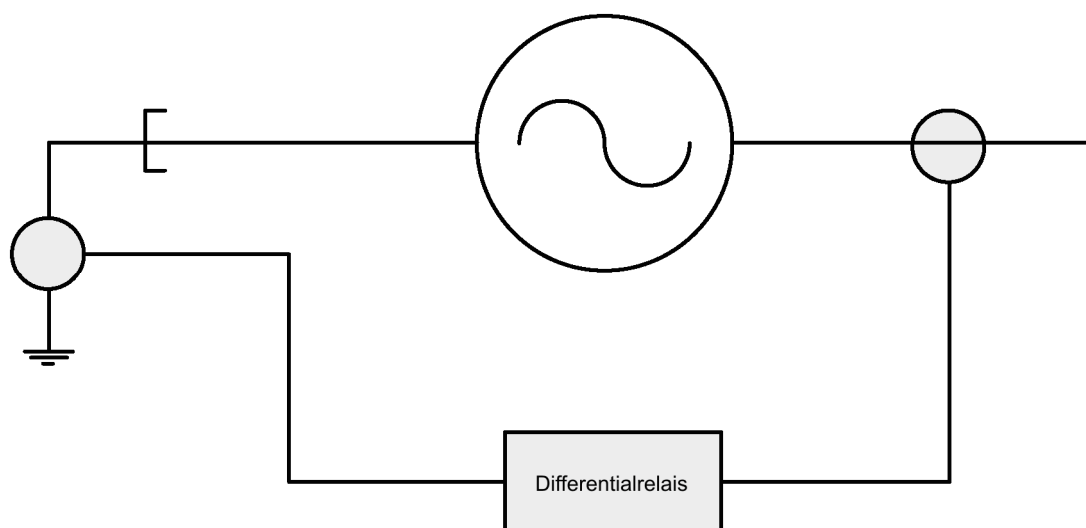


Bild 14 – Nullstromdifferentialschutz für Maschinen

6.3.2.4 Dokumentation

Tabelle 9 enthält beispielhafte Prüfergebnisse für einen einzelnen Prüfpunkt. Für die Dokumentation von Prüfergebnissen für alle Prüfpunkte ist das Format von Tabelle 9 zu verwenden.

Tabelle 9 – Grundgenauigkeit der Charakteristik

I_{REST}	I_{DIFF} theoretischer Wert	I_{DIFF} Messwert	Fehler (%)	Toleranz –	Toleranz +
$2,68 I_r$	$0,670 I_r$	$0,666 I_r$	-0,59 %	-0,6 %	+0,6 %

„ I_r “ in Tabelle 9 ist der vom Hersteller festgelegte Referenzstrom. Dabei kann es sich beispielsweise um den Nennstrom des Schutzobjekts oder den Nennstrom der Stromwandler auf einer Seite des Schutzobjekts handeln. Für jede Fehlerart, jede Kombination von Nennströmen und jeden Satz von Parametern für die Charakteristik muss die Differentialcharakteristik in Form einer graphischen Darstellung der Prüfergebnisse und des entsprechenden Toleranzbands dokumentiert werden (siehe Bild 15).

Der Hersteller muss die Formel für die $I_{\text{DIFF}}-I_{\text{REST}}$ -Charakteristik angeben, die graphische Darstellung bereitstellen und eine Erklärung zur Grundgenauigkeit der Charakteristik abgeben.

Er muss außerdem angeben, welches Rampenverfahren zur Prüfung der Grundgenauigkeit angewendet wurde.

6.3.3 Genauigkeit der Kompensation des Übersetzungsverhältnisses (Betrags)

6.3.3.1 Allgemeines Verfahren

Der Zweck dieser Prüfungen ist es, die Genauigkeit der Einstellwerte für die Kompensation des Übersetzungsverhältnisses zu bestätigen, welche in der Schutzfunktion vorhanden sein können. Für Relais, die diese Funktion nicht bereitstellen, ist diese Prüfung nicht erforderlich. Diese Prüfungen werden bei einer einzigen Nennfrequenz (50 Hz oder 60 Hz) durchgeführt.

Während der Einprägung der vorgeschriebenen Ströme muss der Differentialstrom (falls er über die Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMS) oder eine andere Schnittstelle des Relais angezeigt wird) weniger als die Hälfte des Mindestschwellwerts für das Anziehen der Differentialfunktion betragen. Wenn der Hersteller beispielsweise angibt, dass der Mindestschwellwert für das Anziehen der Differentialfunktion bei 20 % liegt, darf der Differentialstrom nicht größer als 10 % sein.

Bei Relais, bei denen der Differentialstrom nicht angezeigt wird, muss die Stabilisierungscharakteristik mit minimaler Steigung und den Schwellwerten für das Anziehen der Differentialfunktion konfiguriert werden. Das Relais muss bei der Prüfbedingung stabil bleiben.

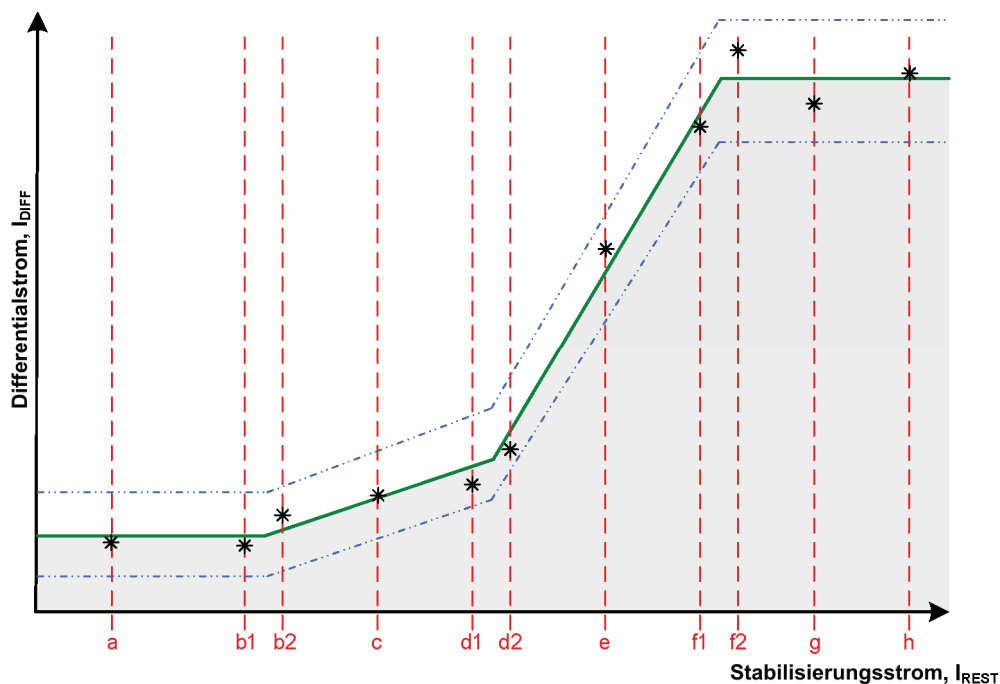


Bild 15 – Beispiel für die Dokumentation der Prüfergebnisse für die Charakteristik des Differentialrelais

6.3.3.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Transformator-differentialschutz

Es ist die Transformatoranwendung vom Typ „Yy“ oder „Dd“ entsprechend der Spezifikation des Herstellers auszuwählen.

Das Relais ist unter den folgenden Bedingungen zu prüfen:

- Übersetzungsverhältnis des Leistungstransformators gleich 5 (z. B. Netzspannung von 100 kV/20 kV);
- Der primäre Bemessungswert des Stromwandlers auf HV-Seite des Transformators entspricht dem Wert des Bemessungsstroms des Leistungstransformators (mit einem sekundären Bemessungswert von 1 A oder 5 A) oder liegt etwas darüber;
- Der primäre Bemessungswert des Stromwandlers auf LV-Seite des Transformators (mit z. B. 20 kV) entspricht zweimal dem Wert des Bemessungsstroms des Leistungstransformators (mit einem sekundären Bemessungswert von 1 A oder 5 A) oder liegt etwas darüber. Somit entspricht dieser Bemessungswert zehnmal dem Bemessungsstrom auf HV-Seite des Stromwandlers (z. B. der Seite mit 100 kV), und der Bemessungsstrom des Leistungstransformators beträgt fast 50 % des Bemessungswerts des Stromwandlers.
- Das Übersetzungsverhältnis des Stromwandlers sowie die Kompensation des Übersetzungsverhältnisses sind entsprechend der Spezifikation des Herstellers zu berechnen und einzustellen.
- Es ist ein 100-prozentiger symmetrischer Durchgangsstrom (bezogen auf die Nennleistung des Leistungstransformators) einzuprägen.

Während der Einprägung müssen die Anforderungen in 6.3.4.1 erfüllt werden.

6.3.3.3 Dokumentation

Der Hersteller muss dokumentieren, ob die Schutzfunktion diese Prüfung bestanden hat.

6.3.4 Zulässigkeit der Phasenkompensation (Schaltgruppenkompensation)

6.3.4.1 Allgemeines Verfahren

Der Zweck dieser Prüfungen ist es, die Zulässigkeit der Einstellwerte für die Phasenkompensation zu bestätigen, welche in der Schutzfunktion vorhanden sein können. Für Relais, die diese Funktion nicht bereitstellen, ist diese Prüfung nicht erforderlich. Diese Prüfungen werden bei einer einzigen Nennfrequenz (50 Hz oder 60 Hz) durchgeführt.

Während der Einprägung der vorgeschriebenen Ströme muss der Differentialstrom (wenn er über die MMS oder eine andere Schnittstelle des Relais angezeigt wird) die Hälfte des Mindestschwellwerts für das Anziehen der Differentialfunktion betragen. Wenn der Hersteller beispielsweise angibt, dass der Mindestschwellwert für das Anziehen der Differentialfunktion bei 20 % liegt, darf der Differentialstrom nicht größer als 10 % sein.

Bei Relais, bei denen der Differentialstrom nicht angezeigt wird, muss die Stabilisierungsscharakteristik mit minimaler Steigung und den Schwellwerten für das Anziehen der Differentialfunktion konfiguriert werden. Das Relais muss bei der Prüfbedingung stabil bleiben.

6.3.4.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Transformator Differentialschutz

Wenn der Einstellwert des Übersetzungsverhältnisses aus 6.3.3.2 verwendet wird, müssen alle vom Relais unterstützten Schaltgruppen durch Einprägung von 100 % der symmetrischen Durchgangslastströme (bezogen auf die Nennleistung des Leistungstransformators) geprüft werden. Die Schaltgruppenkompensation muss entsprechend der Spezifikation des Herstellers eingestellt werden.

Während der Einprägung müssen die Anforderungen in 6.3.4.1 erfüllt werden.

6.3.4.3 Dokumentation

Der Hersteller muss dokumentieren, ob die Schutzfunktion diese Prüfung bestanden hat.

6.3.5 Zulässigkeit der Nullstromkompensation

6.3.5.1 Allgemeines Verfahren

Der Zweck dieser Prüfungen ist es, die Zulässigkeit der Einstellwerte für die Nullstromkompensation zu bestätigen, welche in der Schutzfunktion vorhanden sein können. Für Relais, die diese Funktion nicht bereitstellen, ist diese Prüfung nicht erforderlich. Diese Prüfungen werden bei einer einzigen Nennfrequenz (50 Hz oder 60 Hz) durchgeführt.

Während der Einprägung der vorgeschriebenen Ströme muss der Differentialstrom (wenn er über die MMS oder eine andere Schnittstelle des Relais angezeigt wird) weniger als die Hälfte des Mindestschwellwerts für das Anziehen der Differentialfunktion betragen. Wenn der Hersteller beispielsweise angibt, dass der Mindestschwellwert für das Anziehen der Differentialfunktion bei 20 % liegt, darf der Differentialstrom nicht größer als 10 % sein.

Bei Relais, bei denen der Differentialstrom nicht angezeigt wird, muss die Stabilisierungsscharakteristik mit minimaler Steigung und den Schwellwerten für das Anziehen der Differentialfunktion konfiguriert werden. Das Relais muss bei der Prüfbedingung stabil bleiben.

6.3.5.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Transformator Differentialschutz

Wenn der Einstellwert des Übersetzungsverhältnisses aus 6.3.3.2 verwendet wird, müssen alle vom Relais unterstützten Schaltgruppen durch Einprägung von Strömen desselben Betrags (100 % bezogen auf die Nennleistung des Leistungstransformators) und desselben Phasenwinkels in drei Phasen auf nur einer Seite des Transformators geprüft werden. Der primäre Bemessungswert der Phasenstromwandler muss dem Wert des Bemessungsstroms des Leistungstransformators (mit einem sekundären Bemessungswert von 1 A oder 5 A) entsprechen oder etwas darüber liegen. Die Schaltgruppenkompensation und die Nullstromeliminierung müssen entsprechend der Spezifikation des Herstellers eingestellt werden.

Während der Einprägung müssen die Anforderungen in 6.3.5.1 erfüllt werden.

Die Einprägung des reinen Nullstroms auf Sternseite des Transformators nach Bild 16 simuliert einen Erdschluss, der auf Sternseite eines unbelasteten Transformators auftritt. Die Einprägung des reinen Nullstroms auf der Dreiecksseite des Transformators nach Bild 17 simuliert einen Transformator mit Sternpunktterdung (z. B. einen Zickzack-Transformator) innerhalb des Schutzbereichs mit einem Erdschluss auf der Dreiecksseite. Weitere Einzelheiten zur ein- oder dreiphasigen Stromeinprägung in die Wicklungen sind in 4.4.4.3 enthalten.

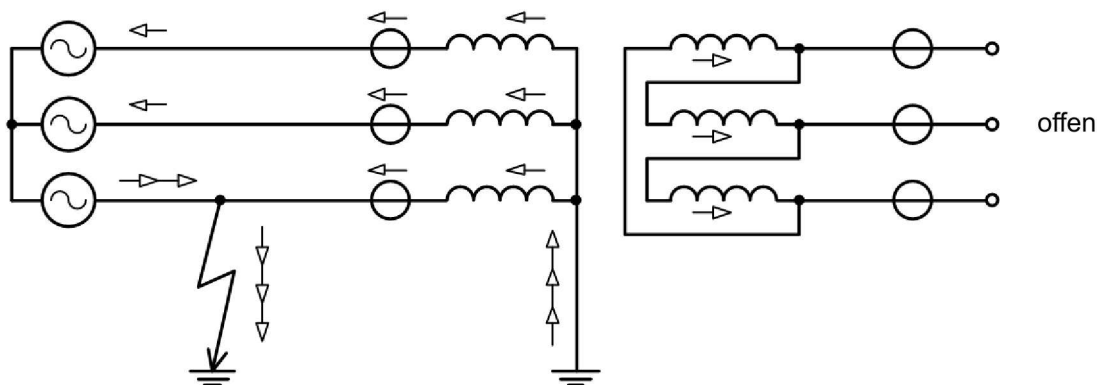


Bild 16 – Einprägung des Nullstroms auf der Sternseite des Transformators

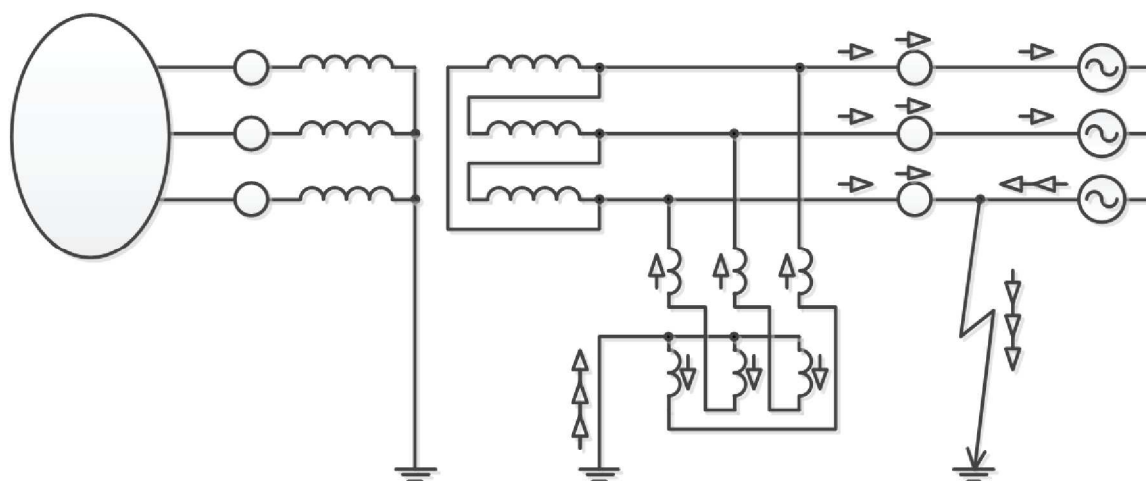


Bild 17 – Einprägung des Nullstroms auf der Dreiecksseite des Transformators

6.3.5.3 Dokumentation

Der Hersteller muss dokumentieren, ob die Schutzfunktion diese Prüfung bestanden hat.

6.3.6 Prüfung der Grundgenauigkeit der Oberschwingungsstabilisierung unter stationären Bedingungen bei Nennfrequenz

6.3.6.1 Allgemeines

Der Zweck dieser Prüfung ist die Bewertung der Grundgenauigkeit des Schwellwerts für die Oberschwingungsstabilisierung, der entsprechend den Vorgaben des Herstellers zur Stabilisierung des Stromdifferenzialelements festgelegt ist. Für Relais, die diese Funktion nicht bereitstellen, ist diese Prüfung nicht erforderlich.

Die Prüfung wird mit einer einfachen Abfolge unmittelbar eingepprägter stationärer Ströme mit überlagerter Oberschwingungskomponente durchgeführt, wobei bei jedem Prüfimpuls das Ansprechen/Nicht-Ansprechen des Schutzgerätes überwacht wird.

Bei Stromeinprägungen mit Differentialströmen oberhalb des Einstellwerts für I_{diff} und mit einem überlagerten Oberschwingungspegel unterhalb des festgelegten Schwellwerts für den Oberschwingungsanteil wird ein Ansprechen des Differentialschutzes erwartet.

Bei Stromeinprägungen mit Differentialströmen oberhalb des Einstellwerts für I_{diff} und mit einem Oberschwingungspegel oberhalb des festgelegten Schwellwerts für den Oberschwingungsanteil wird das Ansprechen des stabilisierten Elements des Differentialschutzes zurückgehalten (kein Ansprechen).

Die Prüfung der Grundgenauigkeit der Oberschwingungsstabilisierung unter stationären Bedingungen ist für denselben allgemeinen Einstellwert der Differentialfunktion durchzuführen, der auch in der Prüfung der Grundgenauigkeit der Charakteristik (6.3.3) verwendet wird.

Die verschiedenen Funktionen für die Oberschwingungsstabilisierung müssen einzeln, beginnend mit der zweiten Oberschwingung (z. B. Einschaltstromblockierung) geprüft werden; diese Prüfung ist anschließend für alle anderen Oberschwingungsstabilisierungsfunktionen zu wiederholen, die das Schutzgerät unterstützt (z. B. 5. Oberschwingung/Übererregung). Die Prüfung ist für jede Bemessungsfrequenz zu wiederholen, die vom Schutzgerät unterstützt wird.

Die Prüfungen werden in einer Art und Weise durchgeführt, bei der jeweils nur ein Phasenstrom für Phase L1, Phase L2 und Phase L3 eingepragt wird. Diese Prüfungen sind für Differentialfunktionen, die eine phasenübergreifende Blockierung bereitstellen, mit dreiphasiger Einprägung und Überlagerung einer einzigen Phase mit Oberschwingungen zu wiederholen. Bei der dreiphasigen Prüfung werden alle dreiphasigen Ströme (I_{L1} , I_{L2} , I_{L3}) gleichzeitig an einer Seite des Schutzobjekts und mit einem Pegel seiner Grundfrequenzkomponente eingepragt, der den Einstellwert für I_{diff} 1,2/1,5/2/4-mal überschreitet, um ein sicheres Auslösen des Schutzelements zu erzwingen.

Prüfimpulse werden mit Überlagerung der zu prüfenden Oberschwingung wiederholt, um zu bestimmen, ob der Schwellwert (Einstellwert des Oberschwingungsanteils, der das Auslösen des Relais blockiert) innerhalb der vom Hersteller angegebenen Toleranzen liegt. Ein Prüfimpuls wird als Zustand vor Fehlereintritt (Nullstrom in allen Phasen) gefolgt von einem Fehlerzustand definiert. Die Oberschwingungskomponente wird bei Fehlereinprägung angewendet.

Die vorgeschlagenen Prüfverfahren sind bevorzugt anzuwenden. Falls ein besonderer Schutzalgorithmus die Anwendung des vorgeschlagenen Ansatzes nicht erlaubt, muss der Hersteller ein alternatives Prüfverfahren vorschlagen und beschreiben und die Ergebnisse in der in der vorliegenden Norm angegebenen Form veröffentlichen. Die Prüfungen werden für alle Bemessungsfrequenzen des Schutzrelais durchgeführt.

6.3.6.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Transformator differentialschutz

Das Schutzobjekt muss ein Transformator mit Schaltgruppe YNyn0 sein. In Tabelle 10 sind alle Prüfpunkte für die Prüfungen der Oberschwingungsstabilisierung bei Bemessungsfrequenz unter stationären Bedingungen aufgeführt, die für jede Oberschwingung durchzuführen sind, die vom Schutzgerät für die Oberschwingungsstabilisierung unterstützt wird.

Tabelle 10 – Prüfpunkte für die Oberschwingungsstabilisierung bei Bemessungsfrequenz

Einstellwert für $I_{\text{DIFF Low Set}}^>$	Einstellwert für Oberschwingung	Phase mit überlagelter Oberschwingung	Winkel der überlagerten Oberschwingungskomponente	Prüfpunkte/ $I_{\text{DIFF Low Set}}^>$	Stromeinprägung
Standard-einstellwert	Standard-einstellwert	IL1	0°	$1,2 \times \text{Einstellwert für } I_{\text{DIFF Low Set}}^>$	dreiphasig auf Hochspannungs-seite
Mindestwert (0 %)	Mindestwert (0 %)	IL2	45°	$1,5 \times \text{Einstellwert für } I_{\text{DIFF Low Set}}^>$	dreiphasig auf Niederspannungs-seite
50 %	50 %	IL3	90°	$2 \times \text{Einstellwert für } I_{\text{DIFF Low Set}}^>$	dreiphasig auf Hochspannungs-seite
Maximalwert (100 %)	Maximalwert (100 %)	IL1, IL2, IL3	135°	$4 \times \text{Einstellwert für } I_{\text{DIFF Low Set}}^>$	dreiphasig auf Niederspannungs-seite

6.3.6.3 Dokumentation der Prüfung der Grundgenauigkeit der Oberschwingungsstabilisierung unter stationären Bedingungen bei Nennfrequenz

Die Prüfergebnisse müssen im Prüfbericht für jeden Prüfpunkt entsprechend Tabelle 11 dokumentiert werden.

Die Prüfergebnisse sind auch in graphischer Form zu dokumentieren, indem die Ergebnisse der Vielfachen 1,2/1,5/2/4 von $I_{\text{diff}}^>$ in einem Diagramm zusammengefasst werden, sodass eine Darstellung der Charakteristik der Oberschwingungsstabilisierung mit ihrem Toleranzband und den entsprechenden Ergebnissen entsteht (siehe Bild 18).

Tabelle 11 – Dokumentationsbeispiel für die Ergebnisse der Prüfung der Grundgenauigkeit der Oberschwingungsstabilisierung

I_{diff}	$\left(\frac{I_{Ht}}{I_{\text{diff}}} \right) 100$	$\left(\frac{I_{Hm}}{I_{\text{diff}}} \right) 100$	Fehler (%)	Ergebnis
$1,2 \times I_{\text{diff}}^>$	20,00 %	20,02 %	0,02 %	Bestanden

Dabei ist

- I_{Ht} der theoretische Oberschwingungsstrom;
- I_{Hm} der gemessene Oberschwingungsstrom;
- I_{diff} der Differentialstrom der Grundfrequenz.

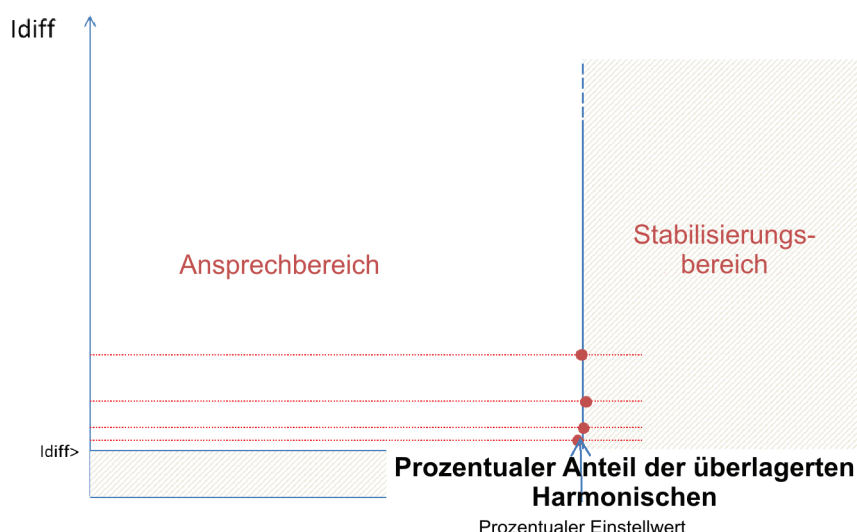


Bild 18 – Beispiel einer Charakteristik der Oberschwingungsstabilisierung bei Bemessungsfrequenz mit Darstellung der Prüflinien

6.3.7 Genauigkeit im Zusammenhang mit dem Einstellwert der Zeitverzögerung

6.3.7.1 Allgemeines Verfahren

In der Regel werden für das Differentialschutzelement keine Einstellwerte für die Zeitverzögerung verwendet. Für den Fall jedoch, dass eine beabsichtigte Zeitverzögerung festgelegt werden kann, stellt dieser Unterabschnitt ein Prüfverfahren zur Bestätigung der Genauigkeit der Zeitverzögerung bereit.

Um die Genauigkeit der Zeitverzögerung eines Differenzialelements zu bestimmen, werden Ströme ohne Gleichstromanteil an das Relais angelegt, welche ein Ansprechen des Elements verursachen. Die Anregungs- und Ansprechausgangssignale des Elements sind zu überwachen. Wenn kein Anregungssignal zur Verfügung steht, kann stattdessen ein unverzögertes Auslösesignal verwendet werden.

Es sind mindestens drei Einstellwerte für die Zeitverzögerung zu prüfen (25 %, 50 % und 100 % des Einstellwertebereichs für die Zeitverzögerung). Wenn der Zeitverzögerungsbereich größer als 1 Sekunde ist, muss die Zeitverzögerung auf 1 Sekunde begrenzt werden. Jeder Prüfpunkt ist mindestens 5-mal zu wiederholen, um die Wiederholbarkeit von Ergebnissen sicherzustellen, wobei die Maximal-, die Mindest- und die Durchschnittswerte der 5 Versuche als Ergebnisse verwendet werden.

Die Unterschiede zwischen den Zeiten, die für das Anregungssignal und das verzögerte Auslösesignal aufgezeichnet werden, sind für die Messung der Zeitverzögerung zu verwenden.

6.3.7.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Phasenstabilisierter Differentialschutz

Bei dieser Prüfung werden symmetrische, dreiphasige Prüfströme in eine Seite des Schutzobjekts eingeprägt.

$$IL1 = 4 \times I_{\text{rated}} @ 0 \text{ deg}, IL2 = 4 \times I_{\text{rated}} @ -120 \text{ deg}, IL3 = 4 \times I_{\text{rated}} @ 120 \text{ deg}$$

6.3.7.3 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Stabilisierter Nullstromdifferentialschutz

Bei dieser Prüfung wird ein einphasiger Prüfstrom in eine Seite des Schutzobjekts eingeprägt.

$$IL1 = 4 \times I_{\text{rated}} @ 0 \text{ deg}$$

6.3.7.4 Dokumentation

Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse der einzelnen Prüfungen bei einem Einstellwert der Zeitverzögerung von 40 ms (z. B. 50 % des Einstellwertebereichs für die Zeitverzögerung).

Tabelle 12 – Ergebnisse der Zeitverzögerungsprüfungen

Prüfnummer	Gemessene Zeitverzögerung
1	44 ms
2	42 ms
3	38 ms
4	37 ms
5	41 ms

Die Genauigkeit im Zusammenhang mit der Zeitverzögerung muss wie in Tabelle 13 gezeigt dokumentiert werden; dort sind die zu prüfende Zeitverzögerung, die Mindest- und Maximalwerte und die entsprechenden Fehlerpegel aufgeführt.

Tabelle 13 – Dokumentierte Zeitverzögerung

Einstellwert der Zeitverzögerung	Zeitverzögerung, Mindestwert	Zeitverzögerung, Maximalwert	Fehler	Toleranz	Ergebnis
25 %	...	...	...	...	...
50 % (z. B. 40 ms)	37,0 ms	44,0 ms	4 ms oder 10 %	$\pm 5 \%$ oder $\pm 20 \text{ ms}$	Bestanden
100 %	...	...	...	...	...

6.3.8 Bestimmung und Dokumentation der Rückfallzeit

6.3.8.1 Allgemeines Verfahren

Die Rückfallzeit wird für die Beseitigung des Differentialstroms mit vierfachem Wert des Nennstroms geprüft.

Fehlerströme werden an ihrem Nulldurchgang beseitigt.

Nach dem Beseitigen der letzten Fehlerstromgröße wird der Zeitmesser gestartet. Der Zeitmesser stoppt, wenn das Auslösesignal zurücksetzt, und die gemessene Zeit entspricht der Rückfallzeit. In Bild 19 ist die Abfolge der Ereignisse für diese Prüfung dargestellt.

Die Prüfung ist mindestens fünfmal zu wiederholen, um die Wiederholbarkeit von Ergebnissen sicherzustellen, wobei der Maximal- und der Durchschnittswert der 5 Versuche für die Analyse und die Dokumentation verwendet werden.

6.3.8.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Phasenstabilisierter Differentialschutz

Bei dieser Prüfung werden symmetrische, dreiphasige Prüfströme in eine Seite des Schutzobjekts eingeprägt.

$$IL1 = 4 \times I_{\text{rated}} @ 0^\circ, IL2 = 4 \times I_{\text{rated}} @ -120^\circ, IL3 = 4 \times I_{\text{rated}} @ 120^\circ$$

6.3.8.3 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Stabilisierter Nullstromdifferentialschutz

Bei dieser Prüfung wird ein einphasiger Prüfstrom in eine Seite des Schutzobjekts eingeprägt.

$$IL1 = 4 \times I_{\text{rated}} @ 0^\circ$$

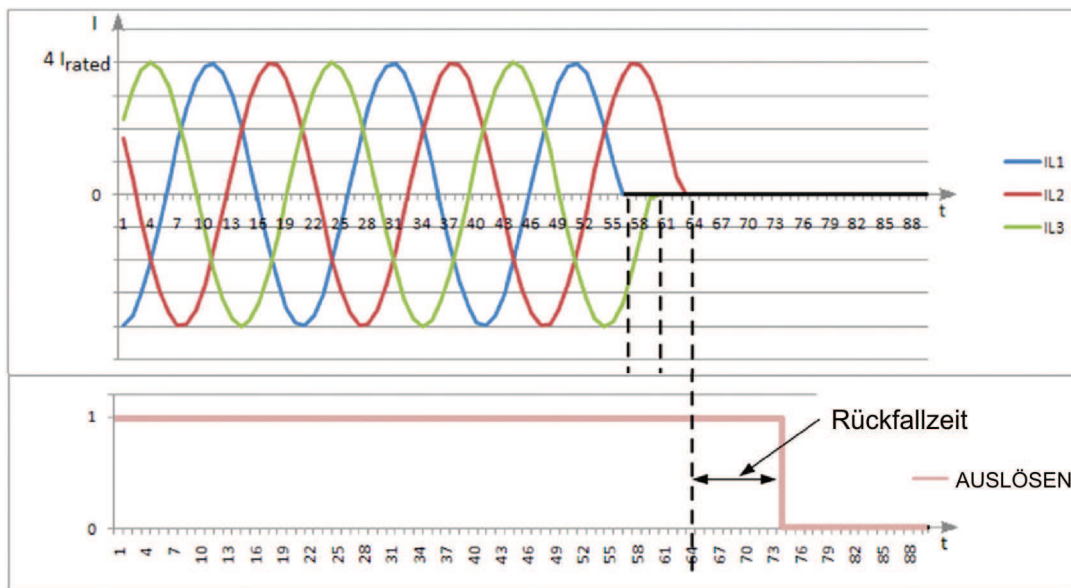


Bild 19 – Abfolge von Ereignissen für die Prüfung der Rückfallzeit

6.3.8.4 Dokumentation der Rückfallzeit

Die Ergebnisse der Rückfallzeitprüfung sind wie in Tabelle 14 gezeigt zu dokumentieren.

Tabelle 14 – Ergebnisse der Rückfallzeit für alle Prüfungen

Prüfnummer	Rückfallzeit
1	22 ms
2	23 ms
3	21 ms
4	23 ms
5	23 ms

Mit den Ergebnissen aus Tabelle 14 werden der Durchschnitts- und der Maximalwert der Rückfallzeit berechnet, die wie in Tabelle 15 gezeigt dokumentiert werden müssen.

Tabelle 15 – Rückfallzeit

Rückfallzeit, Durchschnittswert	22,4 ms
Rückfallzeit, Maximalwert	23,0 ms

6.4 Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens

6.4.1 Allgemeines

Die in 6.4 beschriebenen Prüfverfahren dienen der Prüfung des dynamischen Betriebsverhaltens des Schutzrelais innerhalb seines Frequenzarbeitsbereichs, wie in Abschnitt 5 beschrieben.

Um feste, vergleichbare Prüfpunkte zu erhalten, wurden die Arbeitsbereiche für Prüfungen der Ansprechzeit auf $\pm 10\%$ der Nennfrequenz festgelegt; siehe Tabelle 16.

Tabelle 16 – Frequenzen für Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens, wenn der Frequenzarbeitsbereich $\pm 10\%$ der Nennfrequenz entspricht

Nennfrequenz von 50 Hz	Nennfrequenz von 60 Hz
45,00	54,00
47,50	57,00
50,00	60,00
52,50	63,00
55,00	66,00

Wenn der Frequenzarbeitsbereich der Schutzfunktion größer als der Bereich von $\pm 10\%$ ist, müssen die Prüfungen für die in Tabelle 17 aufgeführten Frequenzen durchgeführt werden.

Tabelle 17 – Frequenzen für Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens, wenn der Frequenzarbeitsbereich größer als $\pm 10\%$ der Nennfrequenz ist

Nennfrequenz von 50 Hz	Nennfrequenz von 60 Hz
Kleinste Frequenz im Arbeitsbereich	Kleinste Frequenz im Arbeitsbereich
$(\text{Kleinste Frequenz im Arbeitsbereich} + 45)/2$	$(\text{Kleinste Frequenz im Arbeitsbereich} + 54)/2$
45,00	54,00
47,50	57,00
50,00	60,00
52,50	63,00
55,00	66,00
$(55 + \text{größte Frequenz im Arbeitsbereich})/2$	$(66 + \text{größte Frequenz im Arbeitsbereich})/2$
Größte Frequenz im Arbeitsbereich	Größte Frequenz im Arbeitsbereich

Wenn der Arbeitsbereich der Frequenz für die Schutzfunktion kleiner als der vorgeschlagene Bereich von $\pm 10\%$ der Nennfrequenz ist, müssen die Prüfungen für die in Tabelle 16 aufgeführten Frequenzen durchgeführt werden, welche im Arbeitsbereich des Relais liegen. Für die kleinsten und größten Werte im Arbeitsbereich sind zusätzliche Prüfungen durchzuführen, wie beispielsweise in Tabelle 18, wo das Schutzrelais einen Arbeitsbereich von 9% der Nennfrequenz aufweist.

Tabelle 18 – Beispielfrequenzen für Prüfungen des dynamischen Betriebsverhaltens, wenn der Frequenzarbeitsbereich kleiner als $\pm 10\%$ der Nennfrequenz ist

Nennfrequenz von 50 Hz	Nennfrequenz von 60 Hz
Kleinste Frequenz im Arbeitsbereich = 45,50	Kleinste Frequenz im Arbeitsbereich = 54,60
47,50	57,00
50,00	60,00
52,50	63,00
Größte Frequenz im Arbeitsbereich = 54,50	Größte Frequenz im Arbeitsbereich = 65,40

In einer Anmerkung zum Prüfbericht muss angegeben werden, dass der Arbeitsbereich der Frequenz kleiner als 10% der Nennfrequenz ist.

Die auf das Differentialelement angewendeten Einstellwerte müssen auf die durchgeführten Prüfungen angepasst werden, für Ansprech- und Stabilitätsprüfungen jedoch einheitlich sein. Es dürfen nur Einstellwerte geändert werden, deren Anpassung auf das Anwendungsszenario als notwendig erachtet wird.

Die Prüfungen zur Messung des dynamischen Betriebsverhaltens der Differentialschutzfunktion sind nachfolgend beschrieben:

- Typische Ansprechzeit für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb;
- Typische Ansprechzeit für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung – nicht stabilisierter Betrieb;
- Typische Ansprechzeit für Strahlennetzmodell mit einseitiger Einspeisung – stabilisierter Betrieb;
- Typische Ansprechzeit für Strahlennetzmodell mit einseitiger Einspeisung – nicht stabilisierter Betrieb;
- Stabilität bei äußeren Fehlern;
- Verhalten des Relais bei einem fortschreitenden Fehler.

Diese Prüfungen geben nicht alle möglichen Netzbedingungen wieder. Zur Bewertung des Betriebsverhaltens der Differentialschutzfunktion sind möglicherweise noch weitere anwendungsspezifische Prüfungen notwendig.

Um das in dieser Norm beschriebene dynamische Energienetzmodell zu simulieren, können Anwender ein beliebiges verfügbares transientes Simulationsprogramm auswählen. Die vorliegende Norm stellt in Anhang H eine Möglichkeit bereit, die Ergebnisse der transienten Simulation im Fall eines fortschreitenden Fehlers mit einer Reihe repräsentativer COMTRADE-Dateien auszuwerten.

6.4.2 Ansprechzeit für Netzmodell mit zweiseitiger Einspeisung (stabilisierter Betrieb)

6.4.2.1 Allgemeines Verfahren

Ein Netzsimulator dient der Simulation der Ströme, einschließlich des abklingenden Gleichstromanteils, mit realistischen Übergängen zwischen Strömen vor Fehlereintritt und Fehlerströmen. An jeder Fehlerstelle sind mehrere Fehlereinsatzwinkel anzuwenden. Die Definition des Fehlereinsatzwinkels ist in Anhang I enthalten. Der Pegel der Fehlerströme wird durch Änderung des Werts der Quellenimpedanzen bestimmt.

Die Frequenz der Quellen A und B wird entsprechend den angegebenen Werten geändert.

Damit der Algorithmus zur Frequenznachführung für diejenigen Relais funktioniert, die diese Funktion unterstützen, muss ein entsprechendes Signal verfügbar sein, das die Netzfrequenz widerspiegelt.

6.4.2.2 Anwendungsspezifische Betrachtungen: Transformatordifferentialschutz

Um das dynamische Betriebsverhalten vergleichen zu können, ist das in Bild 20 gezeigte Energienetzmodell zu verwenden. In Dreieck geschaltete Tertiärwicklungen sind nicht modelliert. Das simulierte Netz ist ein Netz mit zweiseitiger Einspeisung mit den in Tabelle 19 aufgeführten Modellparametern.

Zu berücksichtigende Differentialstrompegel

Für dreiphasige Fehler sind die folgenden Differentialstrompegel in pu zu verwenden:

0,5; 1,0; 3,0; 5,0; 10,0 bei Nennfrequenzen
10,0 bei nicht nominalen Frequenzen

Diese Differentialstrompegel erzeugen die in Tabelle 20 aufgeführten Quellenimpedanzen als Funktion des Differentialstroms während des Fehlerzustands.

Fehlerstelle

FP2

Netzfrequenz

Die Netzfrequenz ist entsprechend dem Prüffall anzupassen, wobei sowohl die Nennfrequenzen als auch die nicht nominalen Frequenzen in Übereinstimmung mit 6.4.1 zu prüfen sind. In Bild 20 sind Prüffrequenzen für eine Schutzfunktion mit einem Arbeitsbereich von $\pm 10\%$ einer Nennfrequenz von 50 Hz dargestellt.

Fehlerarten

L1N, L2L3, L1L3N, L1L2L3