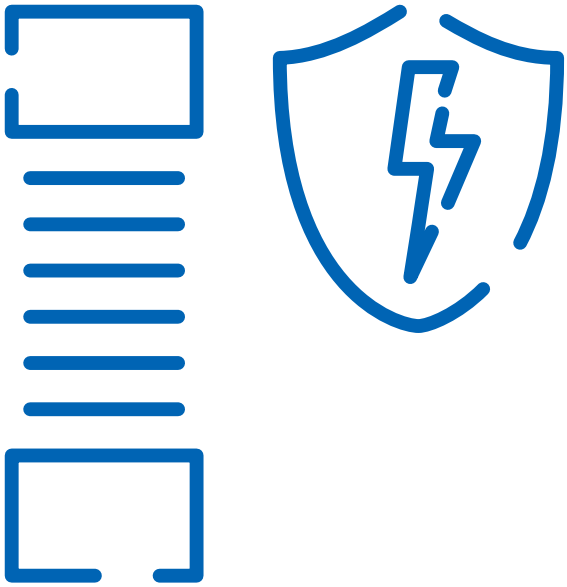


Leitfaden für Schutzsysteme in elektrischen Netzen

Version 2.0
November 2026

oesterreichs energie
VSE AES
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere
VDE FNN

Inhalt

1 Anwendungsbereich 13

2 Grundlagen 14

2.1 Anforderungen an Schutzsysteme 14

2.1.1 Schutzsysteme 14

2.1.2 Grundanforderungen an Schutzsysteme 14

2.1.3 Schutzzonen 17

2.1.4 Reserveschutzsysteme 18

2.2 Komponenten des Schutzsystems 23

2.2.1 Wandler 23

2.2.2 Sekundärverdrahtung - Anschluss und Verkabelung 67

2.2.3 Leistungsschalter 71

2.2.4 Prüfschnittstelle 74

2.2.5 Hilfsenergieversorgung 74

2.2.6 Schutzkommunikation 78

2.3 Netzformen und Netzbetriebsweise 79

2.3.1 Strahlennetze 80

2.3.2 (Offene) Ringnetze 80

2.3.3 Vermaschte Netze 81

2.3.4 Gemischte Netze 82

2.4 Normal- und Sonderschaltzustände 82

2.5 Sternpunktbehandlung der Netze 83

2.5.1 Netze mit isoliertem Sternpunkt/ohne Sternpunkterdung (OSPE) 83

2.5.2 Netze mit Erdschlusskompensation/Resonanzsternpunkterdung (RESPE) 84

2.5.3 Netze mit niederohmiger Sternpunkterdung (NOSPE) 85

2.5.4 Netze mit kurzzeitig niederohmigen Sternpunkterdung (KNOSPE) 85

2.6 Eigenschaften der Netze 86

2.6.1 Höchstspannungsnetze 380 kV und 220 kV 86

2.6.2 Hochspannungsnetze 110 kV[1] 86

2.6.3 Mittelspannungsnetze > 1 kV bis 36 kV 87

3 Schutzfunktionen 88

3.1 Definition Schutzfunktionen 88

3.1.1 Überstromzeitschutz 88

3.1.2 Distanzschutz 91

3.1.3 Differentialschutz 96

3.1.4 Erdschlusserfassung 97

3.1.5 Spannungsschutz 106

3.1.6 Frequenzschutz 106

3.1.7 Thermischer Überlastschutz 108

3.1.8 Buchholzschutz/Hermetikschutz 108

3.2 Überwachungsfunktionen 109
3.2.1 Leistungsschalter-/Trennschalterüberwachung 109
3.2.2 Überwachung Messkreis Strom 110
3.2.3 Überwachung Messkreis Spannung 111
3.2.4 Hilfsgleichspannungsüberwachung 113
3.3 Zusatzfunktionen 113
3.3.1 Automatische Wiedereinschaltung (AWE) 113
3.3.2 Zuschalten auf Kurzschluss (ZUKS) 116
3.3.3 Leistungsschalter-Versagerschutz 116
3.3.4 Einschaltstabilisierung (Inrush) 117
3.3.5 Synchronkontrolle 117
3.3.6 Parametersatz- und Kennlinienumschaltung 118
3.3.7 Fehlerortung 118
3.3.8 Störwerterfassung 119
3.3.9 Pendelsperre und Pendelfreigabe 119
3.3.10 Binäre Schutzsignalübertragungsverfahren 120
4 Schutzkonzepte 125
4.1 Anforderungen an die Schutzkonzepte im Übertragungsnetz 125
4.2 Schutz von Leitungen und Kabel 125
4.2.1 Im Höchstspannungsnetz 125
4.2.2 Im Hochspannungsnetz 128
4.2.3 Im Mittelspannungsnetz 131
4.2.4 Signalübertragungsverfahren 134
4.3 Schutz von Transformatoren 135
4.3.1 Schutz von Transformatoren mit S_n > 100 MVA 136
4.3.2 Schutz von Transformatoren mit S_n von 5 MVA bis 100 MVA 138
4.3.3 Schutz der Mittelspannungsseite von Transformatoren mit Unterspannung bis 1 kV 140
4.3.4 Schutz von Querregeltransformatoren 141
4.3.5 Optimierungsmöglichkeiten 143
4.4 Schutz von Sammelschienen 144
4.4.1 Im Höchstspannungsnetz 144
4.4.2 Im Hochspannungsnetz 144
4.4.3 Im Mittelspannungsnetz 145
4.5 Leistungsschalter-Versagerschutz (LSV) 147
4.5.1 Im Höchstspannungsnetz 147
4.5.2 Im Hochspannungsnetz 149
4.5.3 Im Mittelspannungsnetz 149
4.6 Schutz von Kupplungen 149
4.6.1 Im Höchstspannungsnetz und Hochspannungsnetz 149
4.6.2 Im Mittelspannungsnetz 151
4.7 Schutz von Erdschlusslöschspulen, Sternpunktwiderständen

und Kompensationsspulen 151
4.7.1 Erdschlusslöschspulen 151
4.7.2 Sternpunktwiderstände 152
4.7.3 Kompensationsspule 155
4.8 Schutz von Sonderbetriebsmitteln 158
4.8.1 Kondensatorbank (MSCDN) 158
4.8.2 Statcom 161
4.8.3 Rotierender Phasenschieber/Synchronous Condenser 164
5 Übergreifende Schutzkonzepte 169
5.1 Systemschutz 169
5.1.1 Einleitung 169
5.1.2 Frequenzstabilitätsschutz 170
5.2 Schutz von Erzeugungsanlagen 172
5.3 Schutz von Kundenanlagen ohne Erzeugungsanlagen 173
5.3.1 Höchstspannung 173
5.3.2 Hochspannung 173
5.3.3 Übergabestationen am Mittelspannungsnetz 173
6 Schutzeinstellungen 174
6.1 Anregung 174
6.1.1 Anregearten 174
6.2 Leitungsschutz 186
6.2.1 Staffelplan 186
6.3 Kupplungsschutz 196
6.3.1 Mittelspannungsanlagen 196
6.3.2 Hochspannungsanlagen 197
6.3.3 Höchstspannungsanlagen 198
6.4 Sonstige Einstellungen 198
6.4.1 Endzeitstaffelung 198
6.4.2 Lichtbogenreserve 198
6.4.3 Erdfaktor 199
6.5 Sammelschienen-Schutz 200
6.5.1 Höchstspannungs- und Hochspannungs-Schaltanlagen 200
6.5.2 Mittelspannungs-Schaltanlagen 201
6.6 Transformatorschutz (Differentialschutz) 202
6.7 Sternpunktwiderstand (NOSPE) 203
6.8 Drosselschutz 205
6.9 Sonderbetriebsmittel 206
7 Inbetriebnahme und Instandhaltung 207
7.1 Rahmenbedingungen für die Inbetriebnahme und Instandhaltung 207
7.2 Allgemeine Anforderungen an die Prüf- und Messtechnik 207
7.3 Abnahme und Inbetriebnahme von Schutzsystemen 207
7.3.1 Prüfungen im Vorfeld 207

7.3.2 Inbetriebnahmeprüfung 207
7.4 Instandhaltung von Schutzsystemen 209
7.4.1 Ziele und Nicht-Ziele der Instandhaltung 210
7.4.2 Instandhaltungsstrategien und Instandhaltungsmaßnahmen 210
7.4.3 Inspektion 211
7.4.4 Wartung 213
7.4.5 Instandsetzung 213
7.4.6 Verbesserungen 213
7.4.7 Primäre Zyklische Schutzprüfung 215
7.4.8 Prüf-Zyklus 219
8 Weitergehende Informationen 221
8.1 Maximal zulässige Lastströme 221
8.2 Reichweite Impedanzanregung am Netzkuppeltransformator 226
8.3 Begrenzung induktiver Leistungsflüsse aufgrund winkelabhängiger Anregung 232
8.4 Distanzschutzkonzept bei aktivem Leitungsdreibein 235
8.5 Fehlerstromwege, Nullsystem in Abhängigkeit der Kabelschirmbehandlung 238
8.6 Berechnung, Messung und Bearbeitung des Erdkompensationsfaktors (kE-Faktor) 242
8.6.1 Berechnung des Erdkompensationsfaktors in Abhängigkeit der Kabelschirmerdung 242
8.6.2 Messergebnisse von Erdkompensationsfaktoren bei Mittelspannungskabeln in Abhängigkeit der Kabelschirmerdung 244
8.6.3 Verarbeitung des Erdkompensationsfaktors in den Schutzeinrichtungen und deren Auswirkung auf die Schutzfunktionen 247
8.6.4 Allgemeine Empfehlungen für die Einstellung des Erdkompensationsfaktors 250
8.7 Genauigkeitsanforderungen bei kleinen Leitungswinkeln 250
8.8 Erhöhung der E-Spulenleistung und Schutz von Eigenbedarf-, Erdungstransformatoren 251
8.9 Kurzschlussortung im MS-Netz 254
8.10 Elektrische Parameter typischer Kabel- und Freileitungen 258
9 Literaturverzeichnis 261
10 Anhänge 264
A. Begriffe 264
B. Technische Anforderungen und Normen 269
B.I. Kurzschlussstromanforderungen an Betriebsmittel 269
B.II. Belastbarkeit von Betriebsmitteln 270
B.III. Netzcodes und Verbandsrichtlinien 271
B.IV. Normen 274
C. ANSI Code Tabelle [70] 276

Bildverzeichnis

Bild 1: Komponenten eines Schutzsystems (beispielhafte Darstellung) 14
Bild 2: Beispiel für fehlerortselektive Abschaltung 15
Bild 3: Beispiel für fehlerortunselektive Abschaltung 15
Bild 4: Darstellung der Anregesicherheit und -verlässlichkeit am Beispiel der Überstromanregung 17
Bild 5: Beispielnetzausschnitt mit Schutzzonen 18
Bild 6: Prinzip eines ortsfernen Reserveschutzsystems in vorgelagerter Station 19
Bild 7: Prinzip eines stationsbezogenen ortsnahen Reserveschutzsystems 21
Bild 8: Prinzip eines feldbezogenen ortsnahen Reserveschutzsystems 22
Bild 9: Beispiel für Schutzdoppelung 23
Bild 10: Schematischer Verlauf der Magnetisierungskennlinie verschiedener Wandlerklassen (nach [4]) 25
Bild 11: Nullstrommessung mit Kabelumbauwandler und mit Holmgreen-Schaltung 26
Bild 12: Darstellung des 6-Leiter bzw. 4-Leiteranschlusses und der Sternpunktbildung 27
Bild 13: Schematische Darstellung der Anschlussvarianten der Stromwandler an das Schutzgerät
(Sternpunkt: sammelschienen- und leitungsseitig). 28
Bild 14: Stromverlauf (generatorfern) und Flussverlauf im Kern 32
Bild 15: Verlauf des Transientfaktors $Ktf(t)$ und dessen Peak-Kurve $Ktf\ peak(t)$ 33
Bild 16: Strom- und Flussverlauf bei erfolgloser AWE (große sekundäre Zeitkonstante) 35
Bild 17: Strom- und Flussverlauf bei erfolgloser AWE (kleine sekundäre Zeitkonstante) 36
Bild 18: Wandlersekundärströme 37
Bild 19: 20-kV-Beispielnetz 38
Bild 20: Gegenüberstellung der Ausführung der Wandlererdungspunkte 45
Bild 21: Bedämpfungsmöglichkeiten von Kippschwingungen 50
Bild 22: minimaler Dämpfungswiderstand und dessen Bemessungsleistung in Abhängigkeit der thermischen Grenzleistung der Wicklung zur Erdschlusserfassung 52
Bild 23: Allgemeines Blockschaltbild eines einphasigen LPIT 53
Bild 24: Vereinfachtes Schema für die Anwendung von LPIT‘s mit konventionellen Schutzeinrichtungen und mit einem Intelligent Electronic Device (IED) auf Basis einer Prozessbusanwendung. 54
Bild 25: Prinzipschaltung Rogowskispule mit Integrator 59
Bild 26: Prinzipielles Ersatzschaltbild einer Messung mit Rogowskispule mit analogem Integrator 60
Bild 27: Funktionsprinzip eines Kompensationsstromwandlers [12] 60
Bild 28: Schematische Darstellung der Drehung der Polarisationsebene eines Lichtstrahls infolge des Faraday-Effekts [13] 61
Bild 29: Schematische Darstellung der Drehung der Polarisation von Licht in einem faseroptischen Stromsensor infolge des durch den Leiter fließenden Stroms (Faraday-Effekt) [14] 61
Bild 30: Übersicht unterschiedlicher Anordnungen von passiven Bauelementen zur Messung von Spannungssignalen 63

Bild 31: Ersatzschaltung eines kapazitiven Spannungswandlers mit Zwischenwandler 63
Bild 32: Beispiel für einen Signalverlauf eines kapazitiven Spannungswandler mit Kompensationsdrossel und Zwischenwandler bei Schalthandlungen in einem, gegen Erde hoch isoliertem Netzsegment. 64
Bild 33: Prinzip des kompensierten R-Teilers als Ersatzschaltung und als Schnittbild 65
Bild 34: Ersatzschaltung eines RC-Teilers für Hochspannungsanwendungen 66
Bild 35: Topologische Anordnung (Schutzbereich) des Spannungswandlers 67
Bild 36: Beispiel für die Stromwandlerkreiserdung ohne und mit Zwischenkreiserdung 68
Bild 37: Stromwandler mit sekundärer (links) und primärer (rechts) Umschaltmöglichkeit des Übersetzungsverhältnisses 68
Bild 38: Beispiel für eine Beschaltung eines Spannungswandlers inkl. Absicherung 70
Bild 39: DC-Anlage mit zwei Batterien 76
Bild 40: Beispiel für die Einspeisung des Eigenbedarfs in Stationen 77
Bild 41: Wandlerstromauslösung 78
Bild 42: Strahlennetz 80
Bild 43: Ringnetz 81
Bild 44: Vermaschtes Netz 81
Bild 45: Vermaschtes Netz mit geringer Vermaschung 82
Bild 46: Gemischtes Netz 82
Bild 47: UMZ-Schutz Kennlinie 89
Bild 48: AMZ-Schutz Kennlinie 90
Bild 49: Leitungsersatzschaltbild für die Entfernungsbestimmung des Distanzschutzrelais; a für einen Leiter-Leiter-Fehler; b für einen Leiter-Erde-Fehler 92
Bild 50: Distanzschutz Kennlinie 92
Bild 51: Zwischeneinspeiseeffekt 95
Bild 52: Zeigerdarstellung Impedanz Zwischeneinspeiseeffekt 96
Bild 53: Anschluss der Erdschlussmeldung an den Spannungswandler und Zeigerdiagramm der Netzspannung im Erdschlussfall 98
Bild 54: Montageprinzip eines Kabelbauwandlers mit Nullstromeliminierung 99
Bild 55: Bewertung der Referenzwerte beim Admittanzverfahren bei Initialisierung und zur Laufzeit 103
Bild 56: qu-Diagramm für unterschiedliche Fehlerzustände (Abgang „A“ fehlerbehaftet): a. hochohmiger Fehler, b. niederohmiger Fehler, c. intermittierender Fehler 105
Bild 57: Prinzip AWE 115
Bild 58: Übersicht gebräuchlicher Schutzsignalübertragungsverfahren 120
Bild 59: Prinzip Freigabeverfahren 122
Bild 60: Prinzip Blockierverfahren 123
Bild 61: Beispiel Höchstspannungsleitungsabgang mit Schutzdopplung und einem Sammelschienenschutz 126
Bild 62: Beispiel Höchstspannungsleitungsabgang mit Schutzdopplung für den Leitungs- und den Sammelschienenschutz 127
Bild 63: Einstellung der Übergreifstufe am Beispiel einer Dreibeinleitung 128
Bild 64: Hochspannungsleitungsabgang 129
Bild 65: Beispiel für eine Mehrendenleitung mit passiven Stichanschlüssen 130

Bild 66: Leitungsabgang einer Stichleitung mit UMZ-Schutzeinrichtung 132
Bild 67: Leitungsabgang einer Stichleitung mit Distanzschutzeinrichtung 132
Bild 68: Leitungsabgang einer zweiseitig gespeisten Leitung 133
Bild 69: Beispiel eines Schutzsystems eines Transformators > 100 MVA 138
Bild 70: Beispiel eines Schutzsystem eines Transformators von 5 MVA bis 100 MVA 139
Bild 71: Selektiver Leitungsschutz mit Leistungsschalter und HH-Sicherung 140
Bild 72: Schutz eines MS/NS-Transformators 141
Bild 73: Redundantes Schutzsystemen eines Querregeltransformators 142
Daraus ergibt sich dann z. B. für den Schutz im Bild 74, dass folgende Funktionen zusammengefasst werden: 143
Bild 75: Beispiel von Schutzeinrichtungen einer Mittelspannungsanlage mit rückwärtiger Verriegelung 146
Bild 76: Schutzeinrichtungen einer Mittelspannungsanlage mit Freigabe 147
Bild 77: Zweistufiger LSV mit leiterweiser Strommessung im Sammelschienenschutz 148
Bild 78: Schutzdopplung für feldbezogenen Reserveschutz in der Mittelspannung 149
Bild 79: Schutzsystem von Kupplungen in Hoch- und Höchstspannungsanlagen 151
Bild 80: Schutzeinrichtungen einer Erdschlusslöschspule 152
Bild 81: Beispiel für Schutzeinrichtungen am Sternpunktwiderstand am Transformator (rot gekennzeichnet) 154
Bild 82: Beispiel für Schutzeinrichtungen am Sternpunktwiderstand am Sternpunktbildner (rot gekennzeichnet) 155
Bild 83: Beispiel für Betriebsmittelkompensation 156
Bild 84: Beispiel für Schutzeinrichtungen an einer Kompensationsspule im NOSPE-Netz .. 157
Bild 85: Beispiel für Schutzeinrichtungen an einer Kompensationsspule im RESPE-Netz ... 158
Bild 86: Kondensatorbank mit Dämpfungsnetzwerk für das Höchstspannungsnetz und Schutzeinrichtungen 160
Bild 87: Statischer Blindleistungskompensator 161
Bild 88: Übersichtsschema einer Statcom Anlage 162
Bild 89: beispielhaftes Schutzkonzept einer Statcom Anlage ohne Momentanreserve 163
Bild 90: Einpoliges Ersatzschaltbild eines rotierenden Phasenschiebers 165
Bild 91: Kurzschlussschutzfunktion für den Maschinentransformator, Stromschiene und den Generator 166
Bild 92: Erdschlussschutzfunktion für den Generator und die Stromschiene 167
Bild 93: Maschinenschutzfunktion für den Generator 168
Bild 94: Definition des Systemschutzplans 169
Bild 97: Beispiel für die Reichweite einpoliger Fehler mit unterschiedlicher Fehlerimpedanz (20kV; 40 MVA Trafo; 1000A Widerstand; 150mm² VPE Aluminium) 176
Bild 96: U-I-Diagramm der spannungsgesteuerten Stromanregung mit und ohne Winkelabhängigkeit 177
Bild 97: Impedanzanregung mit Ausgrenzung des Lastbereichs 178
Bild 98: Zulässiger Einstellbereich der Überstromanregung 179
Bild 99: Zulässiger Einstellbereich der Spannungsanregung 180
Bild 100: Betrachtung der Anregeverlässlichkeit für den Haupt- und Reserveschutz 182
Bild 101: Berechnungsbeispiel für eine 10-kV-Leitung 185

Bild 102: Einsatz von ungerichtetem und gerichtetem UMZ-Schutz in MS-Netzen mit Ringstruktur 187
Bild 103: Zonenreichweiten Strahlennetz 190
Bild 104: Zonenreichweite für Doppelleitungen 191
Bild 105: Zonenreichweite Netz mit Zwischeneinspeisung 192
Bild 106: Zwischeneinspeiseeffekt durch dezentrale Einspeisung in UW C und UW D 193
Bild 107: Messfehler des Distanzschutzes bei Dreibeinleitungen 194
Bild 108: Beispiel eines Staffelplanes für ein Mittelspannungsstrahlennetz 195
Bild 109: Beispiel Staffelplan für einen Mittelspannungsstrahl mit AWE 196
Bild 110: Staffelung der Kupplung 197
Bild 111: Beispiel einer Transformatordifferentialschutzkennlinie 203
Bild 112: Thermische Kennlinie eines 20-kV-Sternpunktwiderstandes für 1000 A, 5 s; 75 A Dauerstrom R = 12 W 204
Bild 113: Thermische Kennlinie eines NOSPE-Widerstandes und zweistufiger UMZ-Schutz204
Bild 114: Gliederung von Instandhaltungsmaßnahmen entsprechend VDE 0109 (IEC TS 63060:2019) [41] 211
Bild 115: Mögliche Prüfintervalle bei digitalen Schutzsystemen unter Berücksichtigung von möglichen Funktionskontrollen und der Netzebene nach [41] 220
Bild 116: Resistanzen und Einfluss von Lichtbogen und Fehlerwiderstand bei einem zweiseitig gespeisten, 1-poligem Lichtbogenfehler (links) und bei einem zweiseitig gespeisten, 2-poligem Lichtbogenfehler (rechts) 222
Bild 117: Notwendige Resistanzreichweite der ersten Zone phE, $lLB = 5$ m, $RF = 5\ \Omega$, $RE/RL = 1$, $3I0, A/Iph, A = 1$ 223
Bild 118: Notwendige Resistanzreserven nach Gleichung (8-1), $lLB = 5$ m, $vLB = 10$ m/s für Leiter-Leiter Fehlerschleifen 224
Bild 119: Anregebereich und Lastausschnitt in der Impedanzebene, Betrachtung der 380-kV-Spannungsebene 224
Bild 120: Anregebereich der Distanzschutzfunktion und Lastbereich der Leitungsstrecke in der Impedanzebene – der 15%-Sicherheitsfaktor bezieht sich auf Anregebereiche mit gerader Lastausblendung. Polygone mit kreisrunder Ausblendung erfordern ggf. einen höheren Sicherheitsfaktor (siehe Hinweis oben). 226
Bild 121: Thevenin-Modell 227
Bild 122: Leitungsimpedanz mit Lichtbogenreserve 228
Bild 123: Vereinfachung aus Kreisgleichung 229
Bild 124 Minimale Reichweite Impedanzanregung bei unterschiedlichen Trafobemessungsleistungen 230
Bild 125: Reichweite Mittelspannungsabgangsfeld, Lichtbogenreserve ist berücksichtigt 231
Bild 126: Beispiel 300-MVA-Trafoeinspeisung – Impedanz- und Überstromanregung in Impedanzebene (Xv = 50 Ω, Rv = 24 Ω, β = 50°, $I \gg$ = 2360 A, $Umin$ = 99 kV). 233
Bild 127: Beispiel 300-MVA-Trafoeinspeisung – Impedanz- und Überstromanregung in Leistungsebene (Xv = 50 Ω, Rv = 24 Ω, β = 50°, $I \gg$ = 2360 A, $Umin$ = 99 kV). 233
Bild 128: Mögliche Definition einer Blindleistungsgrenze 234
Bild 129: Beispiel für die Überwachung der Impedanzanregung mit aktuellem Arbeitspunkt (grün) 235
Bild 130: Netztopologie aktives Leitungsdreibein 236

Bild 131: Messung der Fehlerimpedanz des Relais in A 236
Bild 132: Schwer zu erfassende Fehlerstellen (rot) und leicht zu erfassende Fehlerstellen (grün) bei überreichenden Verfahren (oben) und unterreichenden Verfahren (unten) 237
Bild 133: Beispiel für Strompfade bei einseitiger Schirmerdung an der Einspeisung 238
Bild 134: Beispiel für Strompfade bei einseitiger Schirmerdung von der Einspeisung entfernt 239
Bild 135: Beispiel für Strompfade bei zweiseitiger Schirmerdung (oben) sowie schematische Darstellung als Drehstromsystem (unten) 239
Bild 136: Allgemeines und symmetrisches Gleichungssystem für ein Kabelsystem 240
Bild 137: Reale Kabelstrecke mit einem Leiter-Schirm-Fehler im Leiter 3 240
Bild 138: Eigen- und Koppelimpedanz auf realen Kabelstrecken am Beispiel eines Leiter-Schirm-Fehlers in Leiter 3 240
Bild 139: Berechnete Schleifenimpedanz einer Kabelstrecke mit einem Leiter-Schirm-Fehler in Leiter 3 in Abhängigkeit des Fehlerorts in %-Leitungslänge 241
Bild 140: Vereinfachtes Model (ohne Kopplung) zur Bestimmung des kE-Faktors 242
Bild 141: Fehlerbild einseitig gespeister einpoliger Kurzschluss mit Übergangswiderstand . 247
Bild 142: Winkelfehler bewirkt einen Reaktanzmessfehler, der mit zunehmenden R/X-Verhältnis größer wird 251
Bild 143: Prinzipdarstellung Schutzkonzept Eigenbedarf-, Erdungstransformator 252
Bild 144: Fehlereingrenzung durch die Intervallhalbierungsmethode 254
Bild 145: Auswertung für Fehler auf 100 % Freileitungsanteil (Auswertung etwa 200 Fehler) 255
Bild 146: Auswertung für Fehler auf 100 % Kabelanteil mit $kE = 1$ (Auswertung etwa 400 Fehler) 256
Bild 147: Fehlerintervall im Netzleitsystem 257
Bild 148: "ideale“ Station zum Ablesen des KSA 257
Bild 149: Fehlerintervalle bei Verzweigung 257
Bild 150: Prinzip Fehlerortung mit Unterstützung ferngemeldeter KSA 258

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eigenschaften von Stromwandlerkerntypen 24
Tabelle 2: Transiente Überdimensionierungsfaktoren Ktd in Abhängigkeit von der Netzzeitkonstante und der erforderlichen sättigungsfreien Übertragungszeit für eisengeschlossene Wandler mit großer sekundärer Zeitkonstante (Ts >> Tp) 34
Tabelle 3: Anschlussbezeichnung Spannungswandler 44
Tabelle 4: Bemessungsspannungsfaktoren von Spannungswandlern 45
Tabelle 5: Messabweichungen und Fehlwinkel für Spannungswandler (Schutzzwecke) 48
Tabelle 6: Vergleich der Messgenauigkeiten von Messwicklung und Schutzwicklung 48
Tabelle 7: Vergleich der Messgenauigkeiten für Kombigeräte 48
Tabelle 8: Beispiel für einige Daten auf einem Typenschild eines Spannungswandlers 49
Tabelle 9: Übersicht Normierung 52
Tabelle 10: Grenzwerte für Strommessabweichungen und Winkelfehler für passive LPCT ... 56
Tabelle 11: Übersicht Messprinzipien 57

Tabelle 12: Ausgewählte Messprinzipien für die Spannungsmessung und deren mögliche Einsatzbereiche 62
Tabelle 13: Sternpunktbehandlung der Netze 83
Tabelle 14: Vor- und Nachteile UMZ 89
Tabelle 15: Vor- und Nachteile AMZ 90
Tabelle 16: Vor- und Nachteile Distanzschutz 92
Tabelle 17: Vor- und Nachteile Differentialschutz 97
Tabelle 18: Art der Sternpunktbehandlung bei stationären Erdschlussortungsverfahren 99
Tabelle 19: Art der Sternpunktbehandlung bei transienten Erdschlussortungsverfahren 100
Tabelle 20: Zusammenfassung der Transformatorschutzeinrichtungen in Abhängigkeit der Transformatorgröße 135
Tabelle 21: Übersicht SpPS 170
Tabelle 22: Übersicht SyPS 170
Tabelle 23: Aspekte der Primärregelung 171
Tabelle 24: Aspekte der Sekundärregelung 171
Tabelle 25: Aspekte der Tertiärregelung 171
Tabelle 26: Erforderliche Anregesicherheit fAS für verschiedene Anwendungsvarianten ... 181
Tabelle 27: Empfohlene Anregeverlässlichkeit $fAV-I$ bei verschiedenen Randbedingungen183
Tabelle 28: Empfohlene Einflussfaktoren auf die Anregeverlässlichkeit $fAV-U$ 183
Tabelle 29: Empfohlene Anregeverlässlichkeit $fAV-U$ bei verschiedenen Randbedingungen 184
Tabelle 30: Zonenreichweiten Strahlennetz 190
Tabelle 31: Zonenreichweite für Doppelleitungen 191
Tabelle 32: Zonenreichweite für Netz mit Zwischeneinspeisung 192
Tabelle 33: Zonen Einstellwerte für Staffelplanbeispiel 195
Tabelle 34: Übergreifzonen Einstellwerte für Staffelplanbeispiel 196
Tabelle 35: Lichtbogenwiderstände für die Spannungsebenen 10 kV bis 380 kV 199
Tabelle 36: Zusammenfassung der Schutzgrenz- und Engpassströme der 380-kV- und 110-kV-Spannungsebene unter verschiedenen Leitungswinkeln 221
Tabelle 37: Resistanzreichweite auf der 380-kV-Spannungsebene 223
Tabelle 38: Erfahrungswerte der Resistanzreserve auf der 110-kV-Spannungsebene 224
Tabelle 39: Blindleistungsgrenzen 234
Tabelle 40: Berechnete Parameter mit symmetrischer (oben) und asymmetrischer (unten) Stromquelle für ein einseitig geerdetes Mittelspannungskabel 243
Tabelle 41: Berechnete Parameter mit symmetrischer (oben) und asymmetrischer (unten) Stromquelle für ein zweiseitig geerdetes Mittelspannungskabel 244
Tabelle 42: Gemessene Impedanzwerte in Ohm je km und Erdkompensationsfaktor 244
Tabelle 43: Gemessene Strom- und Spannungswerte 245
Tabelle 44: Zusammenfassung der Beispielmessungen für Mittelspannungskabel kE-Faktor beidseitig und einseitig 246
Tabelle 45: Vom Schutz gemessene R- und X-Werte am Beispiel Kabel 249
Tabelle 46: Vom Schutz gemessene R- und X-Werte am Beispiel Freileitung 249
Tabelle 47: Empfehlungen Erdkompensationsfaktor in Mittelspannungsnetzen 250
Tabelle 48: Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 110-kV-Freileitung und -Kabeln [43]258

Tabelle 49: Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 20-kV-Freileitung und -Kabeln [44] 259
Tabelle 50: Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 110-kV-Freileitung und -Kabeln und Nullsystem [43] 259
Tabelle 51: Bemessungskurzschlussströme 269

1 Anwendungsbereich

Dieser Leitfaden gilt für den Einsatz und Betrieb von Selektivschutzsystemen in elektrischen Netzen der öffentlichen und industriellen Versorgung. Die dabei eingesetzten Schutzsysteme nutzen Schutzeinrichtungen, welche in elektromechanischer, analog-elektronische oder digitaler Technik ausgeführt sein können.

Die Aussagen beziehen sich im Wesentlichen auf den in den deutschen, österreichischen und schweizerischen Netzen üblichen Kurzschlussschutz, die Automatisierungsfunktionen, und die Erdschlusserfassung für die jeweils unterschiedlichen Netzarten.

Im vorliegenden Leitfaden werden für folgende Anwendungsfälle die Schutzsysteme und ihre Handhabung sowie Grundsätze für ihre Einstellung beschrieben:

- Übertragungsnetze (mögl. Spannungsebenen: 380 kV, 220 kV, 110 kV)
- Verteilungsnetze (mögl. Spannungsebenen: 110 kV, Mittelspannung >1 kV – 60 kV)
- Verbindung der unterschiedlichen Spannungsebenen bzw. Netze durch Transformatoren
- Anschluss von Erzeugungsanlagen in den einzelnen Spannungsebenen

2 Grundlagen

2.1 Anforderungen an Schutzsysteme

Schutzsysteme sollen anormale Betriebszustände im galvanisch verbundenen Netz erkennen und eine Schadensbegrenzung durch Abschaltung vornehmen (automatische Abschaltung des defekten Betriebsmitteln nach DIN EN IEC 61936 (DIN VDE 0101) [1].

2.1.1 Schutzsysteme

In Bild 1 sind die wesentlichen Komponenten eines Schutzsystems dargestellt. Dazu gehören u. a.: Leistungsschalter, Stromwandler, Spannungswandler, Schutzeinrichtung, Prüfschnittstelle, Hilfsenergieversorgung und Kommunikation. Alle Komponenten müssen ausreichend resilient hinsichtlich der Elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) sein.

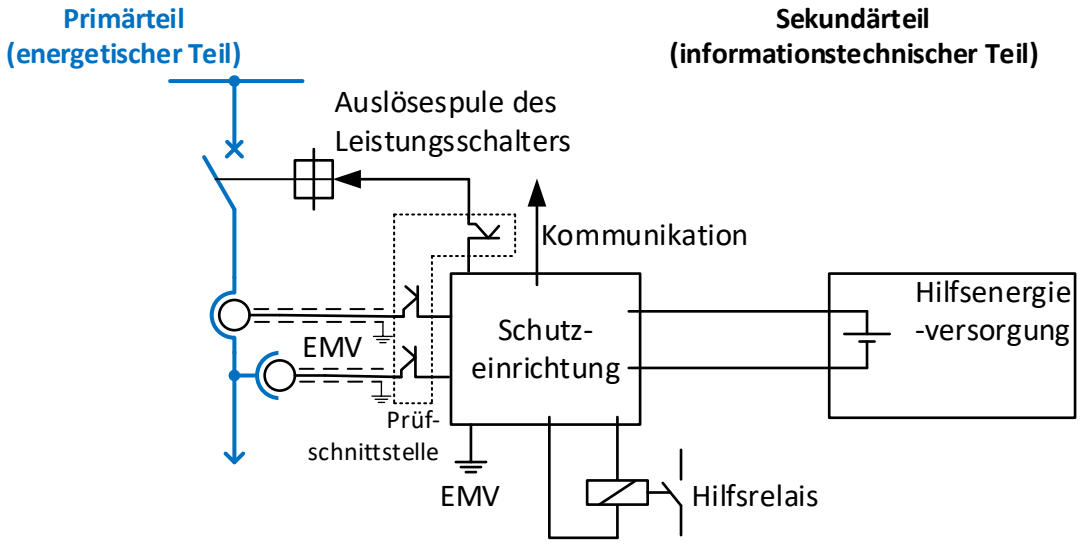


Bild 1: Komponenten eines Schutzsystems (beispielhafte Darstellung)

2.1.2 Grundanforderungen an Schutzsysteme

Folgende Grundanforderungen werden an Schutzsysteme gestellt. Dabei muss teilweise ein Kompromiss eingegangen werden, da sich einzelne Forderungen widersprechen können:

Selektivität:

Bei der Forderung nach einem selektiven Schutzsystem wird zwischen Fehlerortselektivität und Fehlerartselektivität unterschieden.

Fehlerortselektivität

Unter Fehlerortselektivität versteht man die Fähigkeit einer Schutzeinrichtung, den Fehlerort bzw. das fehlerbehaftete Betriebsmittel (Fehlerortselektivität) zu erkennen.

Bei selektiv arbeitenden Schutzeinrichtungen darf nur das vom Fehler betroffene Betriebsmittel abgeschaltet werden. Fehlerortselektivität wird durch Verfahren wie der Zeitstaffelung oder Signalvergleichsverfahren erreicht.

Eine Auslösung, bei der mehr als das vom Fehler betroffene Betriebsmittel abgeschaltet wird, nennt man "unselektiv".

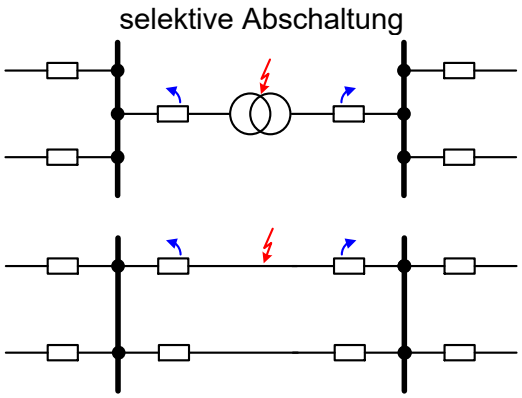


Bild 2: Beispiel für fehlerortselektive Abschaltung

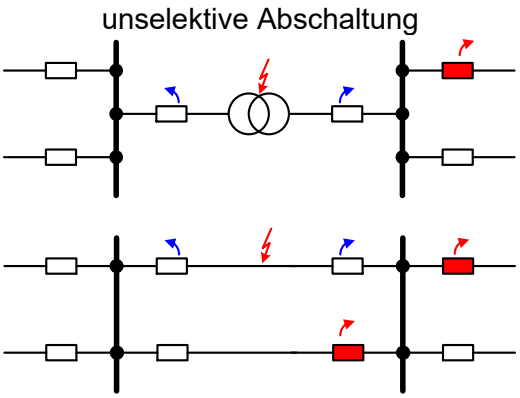


Bild 3: Beispiel für fehlerortunselektive Abschaltung

Fehlerartselektivität (teilw. Leiter- oder Phasenselektivität genannt)

Unter Fehlerartselektivität versteht man die Fähigkeit einer Schutzeinrichtung die Fehlerart zu erkennen.

Zur Sicherstellung der Fehlerartselektivität können, je nach Fehlerart, unterschiedliche Reaktionen des Schutzes zweckmäßig sein (z. B. einpolige Auslösung bei ein- und zweipoligen Kurzschlüssen, dreipolige Auslösung bei zwei- und dreipoligen Kurzschlüssen).

Schnelligkeit:

Um die Beeinträchtigungen, Gefährdungen und Schäden im Netz durch Kurzschlussströme möglichst gering zu halten, ist eine schnelle Abschaltung erforderlich. Sehr schnelle Auslösezeiten stellen oft einen Widerspruch zur Zuverlässigkeit des Schutzsystems dar, da mehrfach abgesicherte Entscheidungen eine definierte Mess- und Rechenzeit benötigen.

Die gewünschte Selektivität wird meist durch eine Zeitstaffelung erreicht. Dadurch wird notwendigerweise die Auslösezeit angehoben und die maximale Schnelligkeit nicht erreicht.

Grundsätzlich sollte die Schnelligkeit der Abschaltung nicht zu Lasten der Selektivität gehen. Im Höchstspannungsnetz kann aus Sicht der Systemstabilität eine schnelle Abschaltung zu lasten der Selektivität erforderlich sein.

Empfindlichkeit:

Unter Empfindlichkeit versteht man die Fähigkeit eines Schutzsystems, sowohl geringe als auch sehr große Abweichungen von den normalen Betriebsbedingungen als Fehler zu erkennen und verarbeiten zu können. Bei digitalen Schutzrelais ist dafür die Bitbreite (Auflösung) der Analog-Digitalwandler maßgebend.

Beispiele:

- Für geringe Fehlerströme - hochohmige Erdschlüsse oder Erdkurzschlüsse;
- Für große Fehlerströme - Abgrenzung der Hochstromstufen

Genauigkeit:

Unter Genauigkeit versteht man die Einhaltung der eingestellten Parameter und Zeitfunktionen innerhalb festgelegter Fehlergrenzen während der gesamten Lebensdauer des Schutzsystems. Die Einhaltung der Genauigkeit wird durch zyklische Schutzprüfungen kontrolliert.

Zuverlässigkeit:

Ein Schutzsystem muss die geforderten Funktionen unter vorgegebenen Bedingungen erfüllen. D. h. es dürfen weder Überfunktionen (Fehlauslösung oder unselektive Auslösung) noch Unterfunktionen (unterbliebene oder verspätete Auslösung) auftreten. Besonders kritisch sind Unterfunktionen bzw. Schutzversager, da dann der Fehler länger bestehen bleibt. Darüber hinaus ist für die Funktionalität digitaler Schutzsysteme auch die Cyber-Resilienz entscheidend, da Schutzfunktionen nur dann zuverlässig wirken können, wenn Daten, Kommunikation und Geräte selbst gegen Manipulation, Störungen und digitale Angriffe widerstandsfähig sind.

Verfügbarkeit:

Durch ein durchgängiges Redundanzkonzept (z. B. Reserveschutzkonzept), wird die Wahrscheinlichkeit einer Unterfunktion deutlich reduziert und damit die Verfügbarkeit des elektrischen Schutzes erhöht. Dabei kann es durch Abschaltungen im Reserveschutzfall zu unselektiven und zeitverzögerten Abschaltungen kommen.

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV):

Fehlfunktionen werden häufig durch Einkopplung von Störgrößen in Geräten oder Sekundärverkabelungen verursacht. Daher sind störsichere Geräte, ein störsicherer Aufbau und ausreichende Schirmung sowie Erdung der angeschlossenen Mess- und Steuerkabel essenziell. Digitale Schutzeinrichtungen sind aufgrund der sehr geringen internen Signalpegel besonders anfällig gegenüber elektromagnetischen Einkopplungen. Eine ordnungsgemäße Erdungsanlage inkl. ordnungsgemäßer Schaltschrank- und Geräteerdung ist in elektrischen Anlagen ein wesentlicher Bestandteil einer ausreichenden EMV des Schutzsystems.

Beim Einsatz nichtkonventioneller Wandler soll die EMV der sekundären Messkreise kontrolliert werden. Kleinsignale sind besonders anfällig gegenüber elektromagnetischer Einkopplungen.

Wirtschaftliche Angemessenheit:

Anschaffungs- und Betriebskosten der Schutzsysteme sollen dem wirtschaftlichen Wert und der netztechnischen Bedeutung des Schutzobjekts angepasst sein. Es ist jedoch mindestens sicherzustellen, dass keine unzulässigen Gefährdungen auftreten.

Anregesicherheit und Anregeverlässlichkeit:

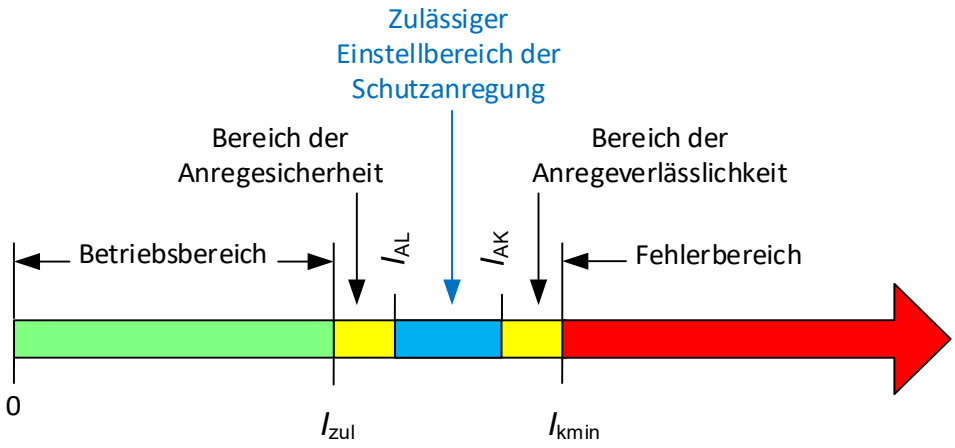
Für die Zuverlässigkeit der Schutzanregung sind folgende Eigenschaften zu betrachten:

Anregesicherheit:

Im störungsfreien Betrieb muss die Schutzanregung sicher gegen Überfunktion sein. Es darf im störungsfreien Betrieb nicht zu einer Falschanregung kommen.

Anregeverlässlichkeit:

Bei Kurzschlüssen auf dem zu schützenden Betriebsmittel und dem der Schutzeinrichtung zugeordneten Reserveschutzbereiches muss die Schutzeinrichtung verlässlich anregen.



I_{zul} … zulässige Dauerbelastbarkeit des zu schützenden Betriebsmittels
I_{kmin} … minimaler Kurzschlussstrom
I_{AL} … minimaler Anregestrom aus Lastbedingungen
I_{AK} … maximaler Anregestrom aus den Kurzschlussbedingungen

Bild 4: Darstellung der Anregesicherheit und -verlässlichkeit am Beispiel der Überstromanregung

Komplexität:

Ein hohes Maß an Komplexität in Schutzsystemen kann deren Verständlichkeit, Nachvollziehbarkeit und Prüfbarkeit erheblich beeinträchtigen. Zu komplexe Strukturen erhöhen den betrieblichen Aufwand und steigern das Risiko von Fehlauslösungen.
Das Ziel ist daher, Schutzsysteme so einfach wie möglich zu gestalten: transparent, leicht prüfbar und mit minimalem Betriebsaufwand. Komplexität soll nur dort zugelassen werden, wo sie einen klaren und notwendigen Mehrwert für die weiteren Grundanforderungen an die Schutzsysteme bietet.

2.1.3 Schutzzonen

Um die Anforderung an das Schutzsystem zu erreichen, wird jedes Betriebsmittel einer Schutzzone zugeordnet. Die einzelnen Schutzzonen sollen sich dabei überlappen (mindestens jedoch aneinander angrenzen), um ungeschützte Bereiche im Energiesystem zu vermeiden. Für jede Schutzzone wird jeweils ein Haupt- und Reserveschutzkonzept realisiert.

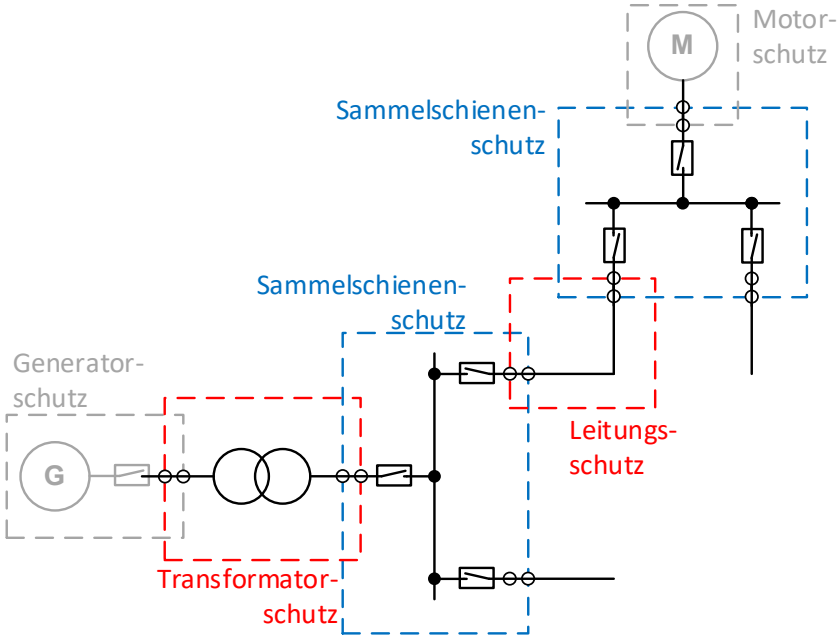


Bild 5: Beispielnetzausschnitt mit Schutzzonen

Die Grenzen der Schutzzonen werden durch die Anordnung der Messwandler für Schutzzwecke und die Reichweite des Schutzkonzeptes bestimmt.

Das *Hauptschutzsystem* besitzt die Priorität bei der Einleitung der Fehlerbeseitigung.

Das *Reserveschutzsystem* bildet die Reserve bei Versagen des Hauptschutzsystems oder einer Komponente des Hauptschutzsystems. Es kann zeitverzögert und mit verminderter Selektivität (Fehlerort) gegenüber dem Hauptschutzsystem arbeiten. Für die Realisierung des Reserveschutzes gibt es die in den folgenden Abschnitten beschriebenen grundlegende Möglichkeiten.

Ein durchgängiges Haupt- und Reserveschutzsystem stellt sicher, dass ein Versagen einzelner Komponenten der Wirkungskette des Schutzsystems (inkl. Leistungsschalter) aufgefangen werden kann.

2.1.4 Reserveschutzsysteme

Reserveschutzsysteme müssen sowohl für den Normalschaltzustand als auch für davon abweichende abgestimmte Schaltzustände ausgelegt werden. Ein Reserveschutzsystem löst aus, wenn das Hauptschutzsystem einen Fehlerzustand in der vorgegebenen Zeit nicht oder nicht korrekt klären konnte. Es kann verzögert und/oder mit verminderter Selektivität arbeiten. Zur Einhaltung der von Schutzsystemen erforderten Zuverlässigkeit (deutlich höhere Zuverlässigkeit als das zu schützende Betriebsmittel) sollen die wesentlichen Komponenten des Haupt- und Reserveschutzsystems redundant zueinander ausgeführt werden. Die wirtschaftliche Angemessenheit kann auch beim Umfang der Redundanzen des Reserveschutzkonzept berücksichtigt werden. Einsparungen von Redundanzen führen zu einer verminderten Verfügbarkeit der Schutzsysteme. Eine zentrale Anforderung an das Schutzkonzept – bestehend aus Haupt- und Reserveschutzsystem – eines Betriebsmittels ist, dass der Schutz auch bei Ausfall einer beliebigen Komponente innerhalb dieser Systeme weiterhin vollständig gewährleistet bleibt (n-1 Prinzip).

Für die Planung eines Reserveschutzsystems müssen u. a. nachfolgende Betrachtungen zu möglichen Redundanzen sowie der Risiken bei deren Verzicht einbezogen werden:

- Stromwandler mit mehreren Kernen (eventuell linearisierte und/ oder eisengeschlossene Kerne je nach Verwendungszweck);
- Spannungswandler mit mehreren getrennt abgesicherten Spannungswandlerkreisen (Beispiel: zwei Kreise bei doppeltem Distanzschutz);
- Redundante Hilfsenergieversorgung (zwei Batterien oder Kondensatorauslösegeräte oder wandlerstrombetätigte Schutzrelais);
- Redundante Auslösekreise (Auslösekontakte, Auslösespulen);
- Aufteilung der Auslösekreise: Beispiel: Hauptschutz – Batterie 1/Auslösespule 1, Reserveschutz – Batterie 2/Auslösespule 2 oder es wirkt jede Schutzeinrichtung auf alle Auslösekreise;
- Verwendung getrennter Kabel für redundante Kreise;
- Georedundanz (z.B. räumliche Trennung, getrennte Schaltschränke) für Haupt- und Reserveschutz und die jeweilige Verkabelung;
- Diversität der verwendeten Schutzeinrichtungen (Kriterien und Hersteller); und
- Redundante Informationsübertragung für Vergleichsschutzsysteme.

2.1.4.1 Ortsferne Reserveschutzsysteme

Ortsferne Reserveschutzsysteme sind in einer vorgelagerten Station installiert (siehe Bild 6: SS_{YA}: ortsfernes Reserveschutzsystem für SS_{YB} 1 in Station B). Die Reserveschutzauslösung erfolgt z. B. durch den gestaffelten Distanz- oder Überstromzeitschutz in einer vorgelagerten Station.

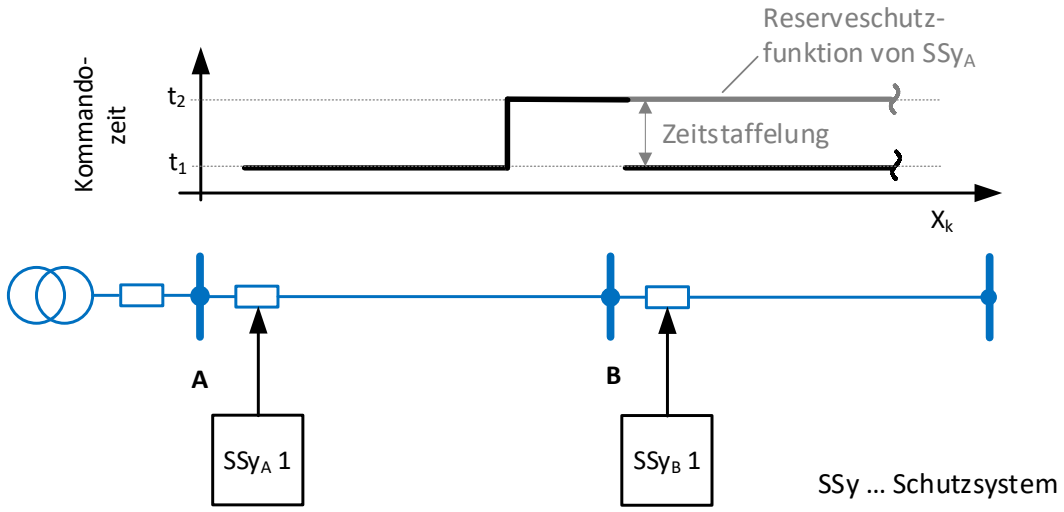


Bild 6: Prinzip eines ortsfernen Reserveschutzsystems in vorgelagerter Station

Eine Redundanz der Komponenten der Schutzsysteme ist bei ortsfernen Reserveschutzsystemen durch die räumliche Trennung gegeben. Diese Systeme lösen bei Versagen eines der Hauptschutzsystemkomponenten aus. Auch das Versagen des Leistungsschalters wird durch dieses System abgefangen, da hier eine ortsferne Reserve durch den vorgeordneten Leistungsschalter gegeben ist.

Diese Reserveschutzkonzepte sind demnach bei Schutzversagen und bei Leistungsschalterversagen wirksam.

Auf Grund der räumlichen Trennung der beiden Schutzsysteme, werden von beiden Schutzsystemen i. d. R. unterschiedliche Messgrößen verwendet. Da die Reserveschutzeinrichtung auf den vorgeordneten Leistungsschalter wirkt, erfolgt die Abschaltung meist zeitverzögert und mit verminderter

Fehlerortselektivität. Beim ortsfernen Reserveschutzsystem ist insbesondere auf die Anregeverlässlichkeit des Reserveschutzes zu achten.

2.1.4.2 Ortsnahe (Örtliche) Reserveschutzsysteme

Ortsnahe Reserveschutzsysteme sind eine Redundanz eines gesamten Schutzsystems oder Teilen eines Schutzsystems in der Station oder im Feld bzw. Abgang. Hierbei wird zwischen stationsbezogene ortsnahe und feldbezogene ortsnahe Reserveschutzsysteme unterschieden. Ein Leistungsschalterversagerschutz (LSV) kann ebenfalls ein notwendiger Teil des ortsnahen Reserveschutzsystems sein.

2.1.4.2.1 Stationsbezogene ortsnahe Reserveschutzsysteme

Ein stationsbezogenes ortsnahes Reserveschutzsystem ist in der gleichen Station, aber in einem vorgeordneten Abgang bzw. Feld (z.B. Einspeisefeld in Mittelspannungsanlage) installiert. Die Reserveschutzauslösung erfolgt dabei zeitgestaffelt und könnte durch ergänzende Signalvergleichsverfahren optimiert werden.

Die Redundanz der Komponenten der Schutzsysteme ist hier stationsbedingt meist nur teilweise gegeben (z. B. gleiche Hilfsenergieversorgung und gleicher Aufstellort). Dieses Reserveschutzkonzept wirkt bei Versagen eines der redundant ausgeführten Hauptschutzsystemkomponenten. Auch das Versagen des Leistungsschalters wird durch dieses Konzept abgefangen, da hier eine Reserve durch den vorgeordneten Leistungsschalter in der Station gegeben ist.

Dieses Reserveschutzkonzept ist also wirksam bei Leistungsschalterversagen und teilweise wirksam bei Schutzversagen.

Auf Grund der räumlichen Trennung der beiden Schutzsysteme innerhalb der Station werden von beiden Schutzsystemen ähnliche Messgrößen, aber von vorzugsweise unterschiedlichen Messstellen verwendet. Da die Reserveschutzeinrichtung auf den vorgeordneten Leistungsschalter wirkt, erfolgt die Abschaltung *meist zeitverzögert* und mit *verminderter Fehlerortselektivität*. Beim stationsbezogenen ortsnahen Reserveschutzsystem ist besonders auf die *Anregeverlässlichkeit* des Reserveschutzes zu achten.

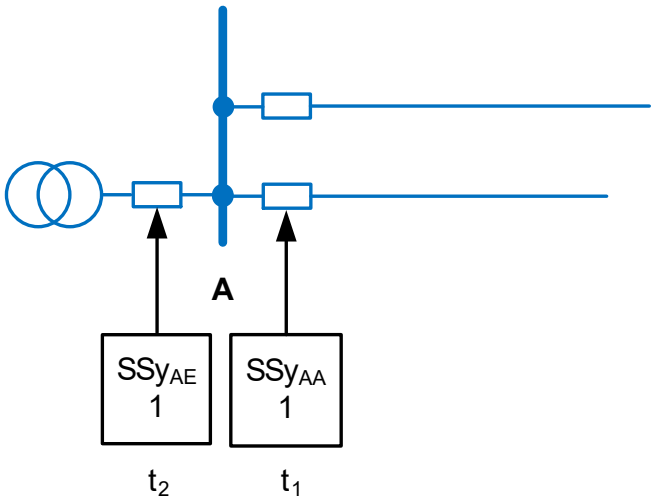


Bild 7: Prinzip eines stationsbezogenen ortsnahen Reserveschutzsystems

2.1.4.2.2 Feldbezogene ortsnahe Reserveschutzsysteme

Feldbezogene ortsnahe Reserveschutzsysteme arbeiten *zeitverzögert zu den jeweiligen Hauptschutzsystemen* oder mit v*erminderter Fehlerortselektivität* (z. B.: Hauptschutzsystem: Differentialschutz – Reserveschutzsystem: Distanzschutz ohne Signalvergleich), eine Ausnahme stellt die Schutzdoppelung dar.

Diese Reserveschutzsysteme lösen bei Versagen eines der redundanten Hauptschutzsystem-komponenten (z. B.: Ausfall einer Schutzeinrichtung oder Versagen einer Auslösespule des Leistungsschalters) aus. Ein Versagen des Leistungsschalters aufgrund eines Fehlers im Primärteil des Leistungsschalters (z. B. in der Schaltkammer) wird durch dieses Konzept nicht abgefangen.

Auf Grund der räumlichen Nähe der beiden Schutzsysteme werden von beiden Schutzsystemen die *gleichen bzw. ähnlichen Messgrößen* von gleichen Messtellen verwendet. Beide Schutzeinrichtungen wirken auf getrennte Auslösespulen des gleichen Leistungsschalters. Bei den Schutzrelais ist möglichst eine *Diversifikation* anzustreben. Dabei soll das Schutzprinzip diversifiziert werden, mindestens jedoch die Hersteller von Haupt- und Reserveschutz verschieden sein. Dieses Reserveschutzkonzept wird sehr häufig bei Anregeproblemen des ortsfernen oder stationsbezogenen ortsnahen Reserveschutzes angewandt.

Dieses Reserveschutzkonzept ist also *teilweise* wirksam bei *Schutzversagen* und *nicht wirksam* bei *Leistungsschalterversagen*.

Um ein ortsnahes Reserveschutzkonzept in vollem Umfang zu gewährleisten ist zusätzlich ein Leistungsschalterversagerschutz zu realisieren.

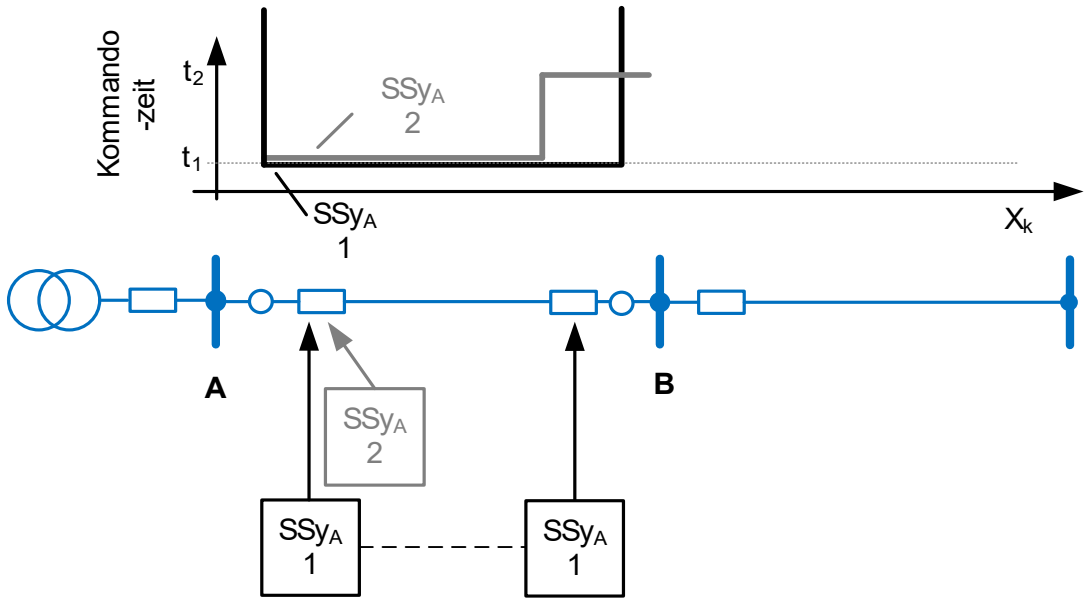


Bild 8: Prinzip eines feldbezogenen ortsnahen Reserveschutzsystems

Wenn beide Schutzsysteme die gleichen Anforderungen an Selektivität und Schnelligkeit erfüllen, dann wird von einer Schutzdopplung gesprochen.

Die Schutzdopplung zeichnet sich dadurch aus, dass in einem Feld zwei vollständig redundante Schutzsysteme (Hardware) installiert sind, die bzgl. Selektivität und Auslösezeit gleichwertig sind. Dabei ist auf Diversität der Hardware oder der Schutzfunktionen zu achten.

Anmerkung: Beim Einsatz einer Multifunktionsschutzeinrichtung (Schutzeinrichtung mit mehreren aktivierten Schutzfunktionen) handelt es sich nicht um eine Schutzdopplung.

Der Leistungsschalter und der Primärteil (Primärwicklung) von Strom- und Spannungswandlern werden meist nicht redundant ausgeführt.

Bei der Schutzdopplung sind die Schutzsysteme daher nicht untereinander zeitgestaffelt.

Beim redundanten Schutzsystem kann zugunsten der Komplexität und Wirtschaftlichkeit auf einzelne Zusatzfunktionen (z. B. AWE, Fehlerortung) verzichtet werden.

Dieses Reserveschutzkonzept ist also wirksam bei *Schutzversagen* und *nicht wirksam* bei *Leistungsschalterversagen*.

Um ein ortsnahes Reserveschutzkonzept in vollem Umfang zu gewährleisten ist zusätzlich ein Leistungsschalterversagerschutz zu realisieren.

In Abzweigen, welche aus versorgungstechnischen Gründen nur schwer abgeschaltet werden können, kann bei Schutzdopplung eine der beiden Schutzeinrichtungen zur Überprüfung oder Instandsetzung außer Betrieb genommen werden, während die andere die Schutzfunktion weiter wahrnimmt ohne Einschränkungen bzgl. Selektivität und Auslösezeit.

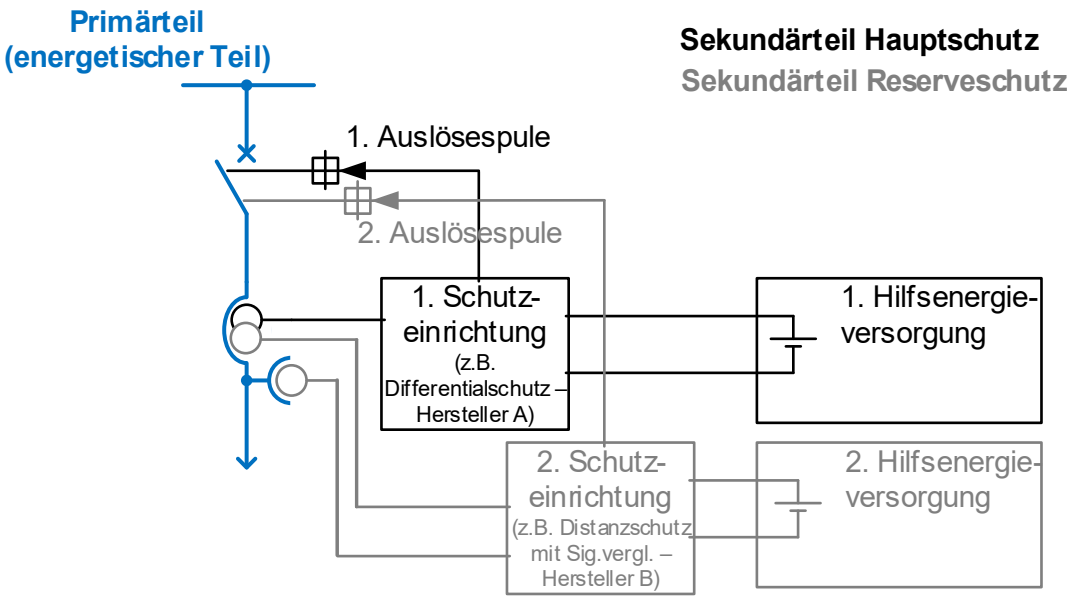


Bild 9: Beispiel für Schutzdoppelung

2.1.4.2.3 Leistungsschalter-Versagerschutz (LSV)

Die erfolgreiche Fehlerklärung ist abhängig von der Funktionsfähigkeit der Wirkungskette Schutzeinrichtung und Leistungsschalter. Die erfolgreiche Fehlerklärung ist durch die Unterbrechung des Stromflusses in einer vorgegebenen Zeit definiert. Das Versagen der Unterbrechung des Stromflusses durch ein Nichtöffnen des Leistungsschalters kann durch folgende Gründe erfolgen:

- Versagen eines primärtechnischen Teils des Leistungsschalters (Antrieb, Schaltkontakt, Schaltkammer, Löschmedium)
- Versagen eines sekundärtechnischen Teils der Wirkungskette (Aus-Spule, Hilfsspannung, Sekundärverdrahtung)

Versagt der Leistungsschalter, muss die Abschaltung des kurzschlussbehafteten Betriebsmittels durch an den betroffenen Schutzbereich angrenzende Leistungsschalter erfolgen. Der Leistungsschalterversagerschutz (LSV) dient somit der Reserveabschaltung, wenn ein Auslösekommando der Schutzeinrichtung vom zugeordneten Leistungsschalter nicht ausgeführt wird.

Hierbei kann sowohl die Auslösung desselben Leistungsschalters über eine zusätzliche Auslösespule im Leistungsschalter als auch die Auslösung der vorgeordneten Leistungsschalter innerhalb der Station oder stationsübergreifend erfolgen (siehe Abschnitt 3.3.3).

2.2 Komponenten des Schutzsystems

2.2.1 Wandler

Konventionelle Messwandler sind in der Regel passive Betriebsmittel, die primäre elektrische Größen - Ströme oder Spannungen - in gleichartige, analoge, sekundäre, elektrische Größen umwandeln, die für die angeschlossenen Sekundäreinrichtungen geeignet sind. Nichtkonventionelle Wandler können auch andere analoge, sekundäre, elektrische Größen zur Verfügung stellen (z. B. stromproportionales Spannungssignal).

Der Wandler sorgt auch für eine galvanische Trennung und Isolation zwischen dem primären Stromkreis und der Sekundärtechnik, um ein gefahrloses Bedienen der sekundären Betriebsmittel zu ermöglichen.

Es kann erforderlich sein, dass die Hilfsenergieversorgung für wandlerstromversorgte Schutzeinrichtungen vom Messwandler bereitgestellt werden muss.

Die Anforderungen an Messwandler sind in der jeweils gültigen Fassung der Normenreihe DIN EN 61869 (VDE 0414) [2] festgelegt. Die Norm definiert u. a. das Übertragungsverhalten und die Genauigkeitsgrenzen, gibt Auswahlkriterien für die relevanten Parameter vor und legt die Anschlussbezeichnungen fest.

Die Messwandler werden in der Norm nach Strom- und Spannungswandler für Mess- und Schutzzwecke unterschieden.

Bei Strom- und Spannungswandler, die für Schutzzwecke verwendet werden, ist für die bestimmungsgemäße Funktion des Schutzsystems die *augenblickswertgetreue* Übertragung im *gesamten* Arbeitsbereich erforderlich. Dafür gibt es hier ergänzende Anforderungen, die insbesondere das Verhalten bei Netzstörungen berücksichtigen.

Das Verhältnis der primären zur sekundären Bemessungsgröße ist die Bemessungsübersetzung k_r, die durch die Anzahl der Windungen auf der Primärseite sowie der Sekundärseite bestimmt wird und somit die Anpassung an die Betriebsmittelgrößen vornimmt. Sowohl die primären als auch die sekundären Wicklungen werden für genormte Bemessungsströme bzw. Bemessungsspannungen ausgelegt.

$$k_r = \frac{\text{primäre Bemessungsgröße}}{\text{sekundäre Bemessungsgröße}} \tag{2-1}$$

2.2.1.1 Induktive Stromwandler

Für Schutzzwecke werden, abhängig von der konkreten Anwendung, Wandler mit Eisenkern der Klassen P, PX, TPX oder PR, PXR, TPY oder TPZ nach DIN EN IEC 61869-2 (VDE 0414-9-1) [3] eingesetzt. Die verschiedenen Wandlertypen können in drei Kernbauweisen mit unterschiedlichen Magnetisierungskennlinien (siehe Bild 10) mit unterschiedlichen Eigenschaften (Tabelle) unterteilt werden.

Tabelle 1: Eigenschaften von Stromwandlerkerntypen

Kerntyp	P,PX,TPX	PR, PXR, TPY	TPZ
Erklärung	Wandler mit geschlossenem Eisenkern	Wandler mit Eisenkern mit kleinen Luftspalten	Wandler mit Eisenkern mit großem Luftspalt
Übertragungs-verhalten	augenblickswertgetreue Übertragung	nahezu augenblickswertgetreue Übertragung	Gleichanteil wird nicht übertragen
Sättigungsgefahr	hoch	reduziert	kaum
Remanenzflussdichte	hoch	gering	kaum
Baugröße	kompakt	merklich größer	groß
Sekundäre Wandlerzeitkonstante	einige Sekunden	wenige Sekunden	Millisekunden

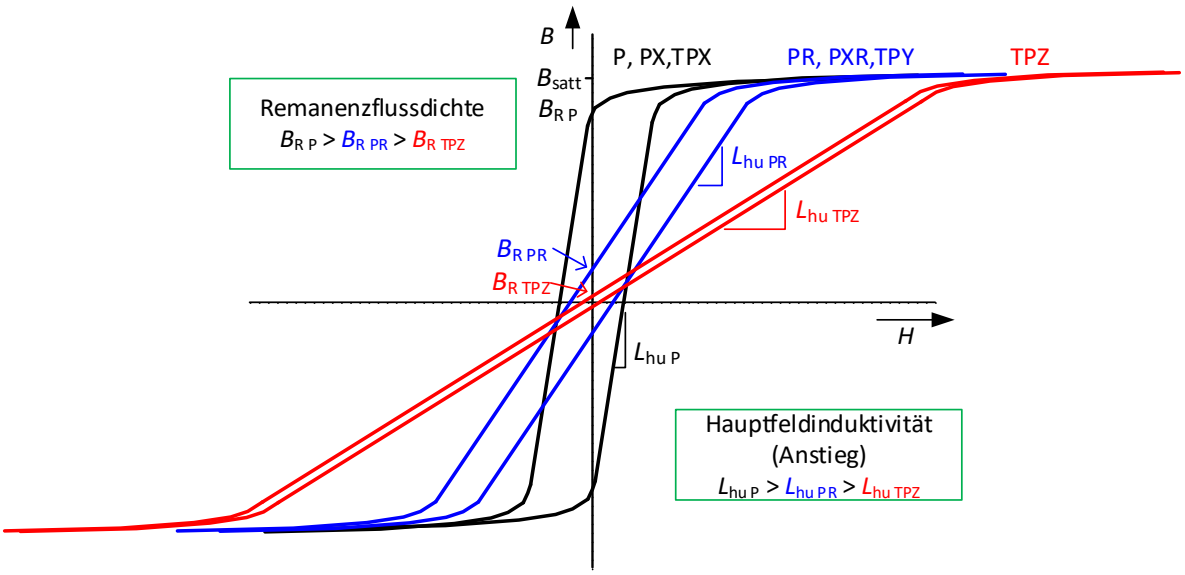


Bild 10: Schematischer Verlauf der Magnetisierungskennlinie verschiedener Wandlerklassen (nach [4])

Der Stromwandler arbeitet wie ein sekundärseitig kurzgeschlossener Transformator, d. h. durch Verändern der Belastung (Bürde) kann bei konstantem Primärstrom in einem festgelegten Bereich der Sekundärstrom nicht wesentlich verändert werden. Die übertragene Leistung wird durch Änderung der sekundären Wandlerklemmenspannung beeinflusst. Zur Erzeugung der Spannung muss der Kern magnetisch erregt werden. Der dazu benötigte Strom ist Teil des Primärstromes und geht bei der Transformation für den Sekundärstrom verloren. So entstehen Betrags- und Winkelfehler, die durch Abgleichmaßnahmen nur teilweise eliminiert werden können.

Die Primäranschlüsse des Stromwandlers werden nach Norm mit P1 und P2, die Sekundäranschlüsse mit S1 und S2 gekennzeichnet. Werden Stromwandler mit mehr als einer Sekundärwicklung gefertigt, erfolgt die Kennung der Wicklung durch eine vorangestellte Ziffer (z. B. 1S1-1S2, 2S1-2S2). Bei älteren Modellen können auch die Anschlussbezeichnungen K (für P1) und L (für P2) bzw. k (für S1) und l (für S2) vorhanden sein.

Das Verhältnis des primären zum sekundären Bemessungsstrom ist die Bemessungsübersetzung k_r des Stromwandlers:

$$k_{\mathrm{r}} = \frac{I_{\mathrm{pr}}}{I_{\mathrm{sr}}} \qquad (2\text{-}2)$$

Dabei ist:

k_{r} die Bemessungsübersetzung;

I_{pr} der Effektivwert des primären Bemessungsstromes; und

I_{sr} der Effektivwert des sekundären Bemessungsstromes.

Das Verhältnis des Primär- zum Sekundärstrom ist umgekehrt proportional zum Windungszahlverhältnis.

Wenn ein Stromwandler für mehrere primäre oder sekundäre Bemessungsströme vorgesehen ist, kann die benötigte Übersetzung durch Reihen- oder Parallelschalten von Wicklungsteilen auf der Primärseite oder durch Anzapfungen auf der Sekundärseite verändert werden.

2.2.1.1.1 Bauformen

Bei Stromwandlern sind folgende Bauformen üblich:

- Stützerstromwandler
- Durchführungsstromwandler
- Kabelumbauwandler
- Aufsteckwandler

Kabelumbauwandler für Phasenstrommessung:

Dabei stellt der Kabelumbauwandler eine spezielle Bauform dar. Er besteht im Wesentlichen aus einem Eisenkern mit einer Sekundärwicklung. Die Primärwicklung stellt das durch den Eisenkern geführte Kabel dar. Bei der Kabelmontage ist zu beachten, dass die Endverschlüsse und der abgesetzte Kabelschirm isoliert angebracht werden. Der Kabelschirm ist isoliert durch den Kabelumbauwandler zurückzuführen und erst dann zu erden. Dies ist erforderlich, um die Einflüsse der Schirmströme zu eliminieren (siehe Abschnitt 3.1.4).

Kabelumbauwandler für Nullstrommessung:

Der Kabelumbauwandler wird auch in isolierten und gelöschten Netzen zur selektiven Erdschlusserfassung verwendet. Hierbei werden alle drei Leiter durch einen gemeinsamen Kabelumbauwandler geführt. Alle

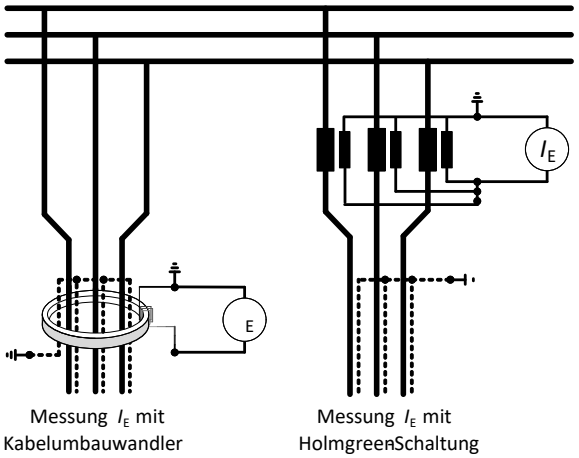


Bild 11: Nullstrommessung mit Kabelumbauwandler und mit Holmgreen-Schaltung

Kabelschirme müssen isoliert wieder zurückgeführt werden und erst dann geerdet werden. Auf die richtige Einbaulage des Wandlers ist zu achten. Hier kann ein kleineres Übersetzungsverhältnis als für die Wandler der Leiter gewählt werden, was für die genaue Erfassung von Erdschlussströmen wichtig ist. Für die Erdschlussrichtungserfassung ist der Winkelfehler abhängig vom Richtungsbestimmungsverfahren von besonderer Bedeutung (siehe Abschnitt 3.1.4). Bei Leitungsabgängen kommen daher bevorzugt Kabelumbauwandler zur Nullstrommessung zum Einsatz. Sie haben eine höhere Winkelgenauigkeit als die Nullstrommessung über Holmgreenschaltung, bei der Summenstrombildung durch Verschaltung der Phasenstromwandlern erfolgt.

Bevorzugt werden Steckwandler. Alternativ können Klappwandler unter Berücksichtigung des durch den Luftspalt größeren Winkelfehlers zum Einsatz kommen. Nach der Montage von Klappwandlern soll der Magnetisierungsstrom nachgemessen werden.

2.2.1.1.2 Lage des sekundären Wandlersternpunktes

Die Sekundärwicklungen der Stromwandler werden in der Regel als Sternschaltung verschaltet. Die Lage des sekundären Wandlersternpunktes wird verwendet, um die Polarität und damit die Richtung des gemessenen Sekundärstromes zu definieren. Dieser Sternpunkt soll gemäß IEC 61936-1 „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV AC und 1,5 kV DC – Teil 1 Wechselstrom“ geerdet werden, siehe Abschnitt 2.2.2.1.

Die Sternpunktbildung kann dabei direkt mit den Rückleitern der Sekundärverdrahtung am Schutzgerät erfolgen (4-Leiteranschluss) oder bei getrennten Rückleitern durch die Erdung der einzelnen Sekundärkreise (6-Leiteranschluss) am Wandler. (Siehe Bild 12)

Beim 4-Leiteranschluss erfolgt die Sternpunktbildung am Wandler, als auch am (letzten) Schutzgerät im sekundären Wandlerkreis. Die Erdung erfolgt nur an einem Sternpunkt im Wandlerkreis, vorzugsweise soll die Erdung nahe am Wandler erfolgen.

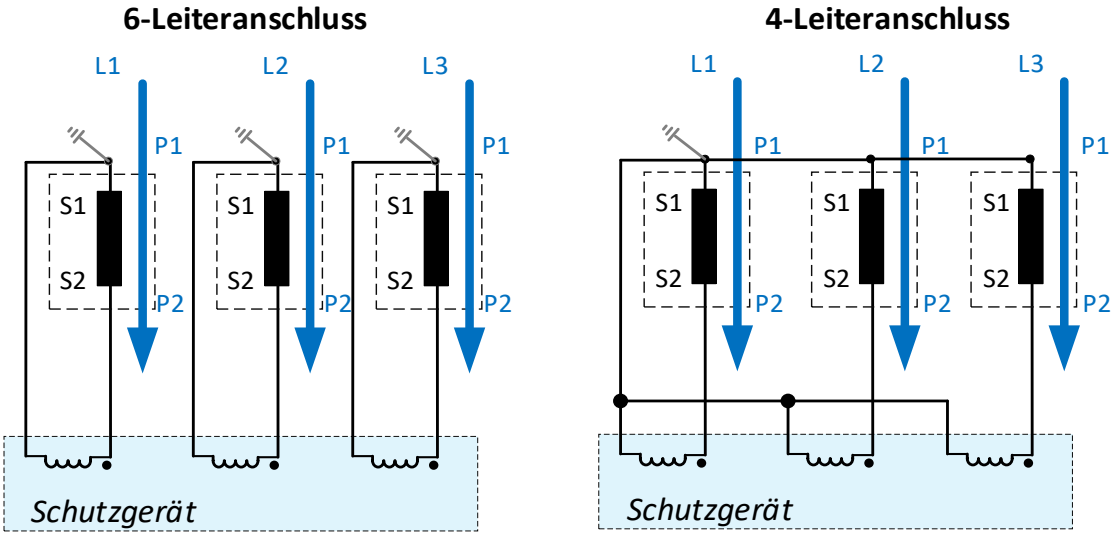


Bild 12: Darstellung des 6-Leiter bzw. 4-Leiteranschlusses und der Sternpunktbildung

Es ist darauf zu achten, dass die Einbaulage des sekundären Wandlersternpunktes mit dem sekundären Anschlussschema des eingesetzten Schutzgeräts und mit der in der Schutzeinrichtung parametrierten Lage übereinstimmt.

Bild 13 zeigt die schematische Darstellung der Anschlussmöglichkeit der Stromwandler an das Schutzgerät und die Richtung des fließenden Sekundärstromes unter Berücksichtigung der Schutzgerätebeschaltung und Parametrierung (Sternpunkt: sammelschienen- und leitungsseitig) für zwei unterschiedliche Ausführungen.

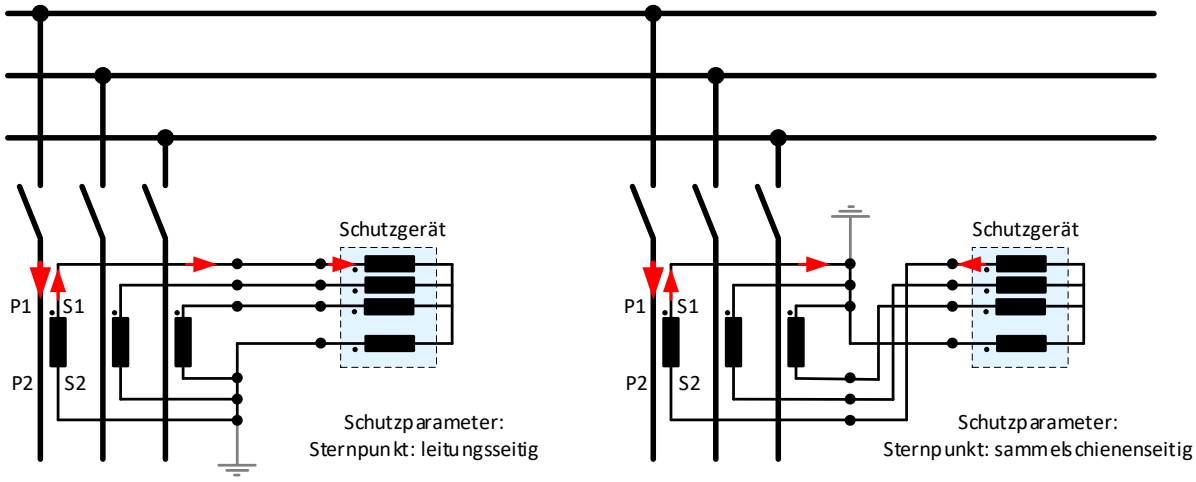


Bild 13: Schematische Darstellung der Anschlussvarianten der Stromwandler an das Schutzgerät (Sternpunkt: sammelschienen- und leitungsseitig).

Bei Änderung der Sternpunktlage und entsprechender Änderung der Anschaltung an das Schutzgerät, z. B. S1 auf S2 erfolgt eine Umkehr der physikalisch gemessenen Stromrichtung. Ohne Nachführung in der Schutzeinrichtung (Schutzparameter: leitungsseitig, sammelschienenseitig) entsteht eine Fehlfunktion des Schutzsystems (Diff ⇨ Überfunktion, Dist ⇨ Unterfunktion (Rückwärtsrichtung)).

Die Richtung des Anschlusses des 4. Stromeinganges zur Erdstromerfassung ist aus dem Handbuch des Geräteherstellers zu entnehmen. Bei fehlerhaftem Anschluss erfolgt auch hier eine Richtungsumkehr des gemessenen Erdstromes, dadurch kann ein fehlerhaftes Geräteverhalten entstehen.

2.2.1.1.3 Wandlerkenngrößen

Stromwandler und Sekundärkreise sind so zu dimensionieren, dass einerseits die Betriebsgrößen und andererseits auch die Kurzschlussgrößen vom Wandler für Schutzzwecke mit der auf dem Typenschild angegebenen Genauigkeit zur Verfügung gestellt werden.

Primärer Bemessungsstrom $\boldsymbol{I_{pr}}$:

Der primäre Bemessungsstrom des Wandlers kann aus Normwerten ausgewählt werden und soll gleich/ größer als der Bemessungsstrom des zu schützenden Betriebsmittels sein.

Thermischer Bemessungsstrom $\boldsymbol{I_{cth}}$:

Der Normwert des thermischen Bemessungsdauerstroms ist gleich dem primären Bemessungsstrom des Wandlers. Wird ein erweiterter Strommessbereich erforderlich, so sind Wandler mit erweitertem Messbereich und thermischem Bemessungsstrom einzusetzen. Diese haben hinter der Klassenbezeichnung den Vermerk ext. (z. B. ext. 120 %, 150 %, 200 %).

Sekundärer Bemessungsstrom $\boldsymbol{I_{sr}}$:

Als sekundärer Bemessungsstrom sind I_{sr} = 1 A oder I_{sr} = 5 A üblich, wobei sich für Neuanlagen die Verwendung von I_{sr} = 1A empfiehlt, da eine angeschlossene Bürde bei der „Belastung“ des Stromwandlers quadratisch mit dem Strom eingeht und somit das Übertragungsverhalten besser ist als bei I_{sr} = 5 A.

Bürdenleistung $\boldsymbol{S_r}$:

Betrag der Scheinleistung (in Voltampere bei festgelegtem Leistungsfaktor), die der Wandler bei sekundärem Bemessungsstrom I_{sr} mit angeschlossenem Bemessungsbürdenwiderstand Z_{br} abgibt.

Bemessungs-Genauigkeitsgrenzstrom $\boldsymbol{I_{\mathrm{ALF}}}$:

Wert des unverlagerten sinusförmigen Primärstromes bis zu dem die Gesamtmessabweichung bei angeschlossener Bemessungsbürde eingehalten wird.

Genauigkeitsklasse 5P, 10P:

Maximale Gesamtmessabweichung (5P: 5%, 10P: 10%) bei Bemessungs-Genauigkeitsgrenzstrom mit angeschlossener Bemessungsbürde.

Genauigkeitsgrenzfaktor $\boldsymbol{ALF}$ (engl. accuracy limiting factor):

Ist das Verhältnis von Bemessungs-Genauigkeitsgrenzstrom I_{ALF} zu primären Bemessungsstrom I_{pr}.

$$ALF = \frac{I_{\mathrm{ALF}}}{I_{\mathrm{pr}}} \tag{2-3}$$

Beispiel für ein Typenschild eines Stromwandlers mit einem Kern für Messzwecke (FS5) und für Schutzzwecke der Genauigkeitsklasse 5P:

$I_{\mathrm{cth}} = 2\, I_{\mathrm{pr}}$

Kern 1: 150/1 A; 5 VA; cl. 0.2 FS5 ext. 150;

Kern 2: 150/1 A; 10 VA; cl. 5P 60

Dabei ist:

$I_{\mathrm{cth}} = 2\, I_{\mathrm{pr}}$ der thermische Bemessungsstrom, dieser gilt für alle Kerne

Kern 1:

$I_{\mathrm{pr}} = 150$ A der Primär-Bemessungsstrom;

$I_{\mathrm{sr}} = 1$ A der Sekundär-Bemessungsstrom;

$S_{\mathrm{r}} = 5$ VA die Bemessungsleistung;

cl. 0.2 ext. 150 Genauigkeitsklasse 0,2 bis 150% des Bemessungsstrom

FS = 5 Überstrom-Begrenzungsfaktor (Wandler soll bei diesem Wert und angeschlossener Bemessungsbürde sättigen)

Kern 2:

$I_{\mathrm{pr}} = 150$ A der Primär-Bemessungsstrom;

$I_{\mathrm{sr}} = 1$ A der Sekundär-Bemessungsstrom;

$S_{\mathrm{r}} = 10$ VA die Bemessungsleistung;

$5P$ Genauigkeitsklasse für Schutzzwecke;

$ALF = 60$ der Genauigkeitsgrenzfaktor;

Dies sagt aus, dass der Wandler thermisch dauernd mit 200 % des primären Bemessungsstromes belastbar ist. Der Messkern hält dabei bis 150% des Bemessungsstrom seine Genauigkeitsklasse 0,2 ein. Der Schutzkern hält bei 60-fachem unverlagerten sinusförmigen Überstrom und angeschlossenem Bemessungsbürdenwiderstand eine maximale Gesamtmessabweichung von 5 % ein.

2.2.1.1.4 Betriebsbürde

Die Betriebsbürde ist bei Stromwandlern die Impedanz der in Reihe angeschlossenen Geräte einschließlich ihrer Zuleitungen (in Ohm mit Angabe des Leistungsfaktors). Sie besteht meist aus einem Wirk- und Blindanteil.

2.2.1.1.5 Bemessungsbürde

Mit der auf dem Typenschild angegebenen Bemessungsleistung des Wandlers kann eine Bemessungsbürdenimpedanz berechnet werden.

$$Z_{\mathrm{br}} = \frac{S_{\mathrm{r}}}{I_{\mathrm{sr}}^2} \tag{2-4}$$

Für die Genauigkeitsklassen der Stromwandler ist der Wert der Bemessungsbürde definiert, auf dem die Genauigkeitsanforderungen der Norm beruhen. Hierfür wird der Bürdenwinkel b als Winkel zwischen Sekundärspannung und Sekundärstrom bzw. der Leistungsfaktor der Bürde genormt und beträgt grundsätzlich $\cos \mathrm{b}$ = 0,8. Für Bürdenleistungen von S_{r} < 5 VA beträgt der Leistungsfaktor $\cos \beta$= 1.

$$\underline{Z}_{\mathrm{br}} = R_{\mathrm{br}} + j\, X_{\mathrm{br}} = Z_{\mathrm{br}} \cos \beta + j\, Z_{\mathrm{br}} \sin \beta \tag{2-5}$$

2.2.1.1.6 Genauigkeits-Grenzfaktor und Überstrom-Bemessungsfaktor

Oberhalb des normalen Betriebsbereiches der im Netz eingesetzten Betriebsmittel wird ein unterschiedliches Verhalten für Schutz- und Messzwecke der Stromwandler benötigt.

Stromwandler für Messzwecke sollen bis 120 % des Bemessungsstromes die Grenzwerte für Strommessabweichung und Fehlwinkel einhalten. Für Stromwandler mit erweitertem Messbereich müssen die Grenzwerte beim erweiterten Bemessungsstrom eingehalten werden. Der Kern soll jedoch im Überstrombereich (z. B. bei fünffachem Bemessungsstrom) in Sättigung gehen und so die angeschlossenen Messeinrichtungen vor Überlastung schützen. Die Schutzwirkung ist nur dann gewährleistet, wenn der Stromwandler annähernd mit Bemessungsbürde bebürdet ist. Je kleiner die Betriebsbürde im Verhältnis zur Bemessungsbürde ist, desto geringer ist diese Schutzwirkung, da der Wandler erst bei höheren Strömen in Sättigung geht. Den Messkern erkennt man z. B. auf dem Typenschild durch die Angabe FS für den Überstrom-Begrenzungsfaktor (alte Bezeichnung: M für measure) bzw. an der geringeren gemessenen Kniepunktspannung.

Stromwandler für Schutzzwecke sollen im Gegensatz dazu auch in einem definierten Überstrombereich möglichst ohne Betrags- und Winkelfehler übersetzen, d.h. der Stromwandlerkern darf erst bei einem Vielfachen des Bemessungsstromes in Sättigung gehen. Der Schutzkern wird durch die Angabe P (für Protection) gekennzeichnet.

Der tatsächliche Genauigkeitsgrenzfaktor ALF' (früher n´*) ist abhängig von der tatsächlichen Bebürdung ($\underline{Z}_B$) des Wandlers.*

$$ALF' = ALF\, \frac{\left|\underline{Z}_{\mathrm{br}} + R_{\mathrm{ct}}\right|}{\left|\underline{Z}_{\mathrm{B}} + R_{\mathrm{ct}}\right|} \approx ALF\, \frac{\sqrt{(R_{\mathrm{br}} + R_{\mathrm{ct}})^2 + X_{\mathrm{br}}^2}}{R_{\mathrm{B}} + R_{\mathrm{ct}}} \tag{2-6}$$

Dabei ist:

ALF der Genauigkeitsgrenzfaktor bei Bemessungsbürde;

ALF' der tatsächliche Genauigkeitsgrenzfaktor bei Betriebsbürde;

$\mathrm{R_B}$ die Innenbürde des Stromwandlers;

$\underline{\mathrm{Z}}_{\mathrm{br}}$ die Bemessungsbürde;

$\underline{\mathrm{Z}}_{\mathrm{B}}$ die angeschlossene Bürde (einschl. Leitungen); und

R_{ct} der Innenwiderstand (DC) des Stromwandlers.

Anmerkung 1: Näherungsweise ist es ausreichend, wenn in o. g. Formel der ohmsche Anteil der Betriebsbürdenimpedanz (R_B) verwendet wird. Wandler mit geringer Leistung können einen verhältnismäßig großen Innenwiderstand (R_{ct}) haben! Die Angaben zum Genauigkeitsgrenzfaktor gelten für den stationären Kurzschlussstrom.

Anmerkung 2: Eine Überbürdung (angeschlossene Bürde > Bemessungsbürde) des Stromwandlers bedeutet eine Verringerung des Genauigkeitsgrenzfaktors $ALF' < ALF$. Eine Unterbürdung (angeschlossene Bürde < Bemessungsbürde) des Stromwandlers bedeutet eine Vergrößerung des Genauigkeitsgrenzfaktors $ALF' > ALF$. Stromwandler werden i. d. R. unterbürdet betrieben.

Eine Dimensionierung nach dieser Methode (stationäres Übertragungsverhalten) gilt nur für unverlagerte Kurzschlussströme. Für die schutztechnische Dimensionierung ist das abklingende Gleichstromglied des Kurzschlussstromes zu berücksichtigen. Daher ist der Stromwandler zusätzlich transient zu dimensionieren (transientes Übertragungsverhalten).

2.2.1.1.7 Stationäre Dimensionierung

Der notwendige zu übertragende unverlagerte symmetrische Kurzschlussstrom I_{psc} ergibt sich aus der Kurzschlussstromberechnung. Für generatorferne Kurzschlüsse wird hier I_K und für generatornahe Kurzschüsse I_K'' *verwendet.* Das Verhältnis zum primären Bemessungsstrom I_{pr} des Wandlers liefert den Faktor des symmetrischen Bemessungskurzschlussstromes K_{SSC}.

$$K_{\mathrm{SSC}} = \frac{I_{\mathrm{psc}}}{I_{\mathrm{pr}}} \tag{2-7}$$

Für eine korrekte stationäre Dimensionierung muss gelten:

$$K_{\mathrm{SSC}} < ALF' \tag{2-8}$$

Damit ist gewährleistet, dass der Wandler den unverlagerten symmetrischen Kurzschlussstrom sättigungsfrei überträgt. In Abhängigkeit vom Fehlereintrittszeitpunkt kann ein verlagerter Kurzschlussstrom auftreten. Im ungünstigsten Fall ist der Kurzschlussstrom vollverlagert, dies wird bei der transienten Wandlerdimensionierung berücksichtigt.

Weitergehende Informationen können der DIN IEC/TR 61869-100 (VDE 0414-9-100) [5] entnommen werden.

2.2.1.1.8 Transiente Dimensionierung

Bei der transienten Dimensionierung wird der vollverlagerte Kurzschlussstrom berücksichtigt. Dieser setzt sich aus dem stationären und einem überlagerten abklingenden Gleichstromanteil zusammen.

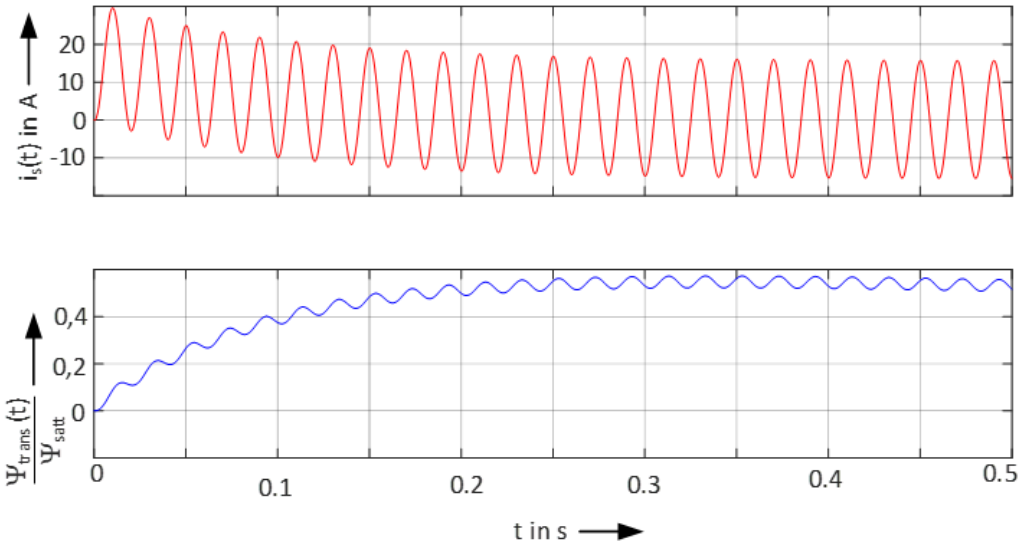


Bild 14: Stromverlauf (generatorfern) und Flussverlauf im Kern

Für die Beschreibung des transienten Übertragungsverhaltens eines Stromwandlers ist die Ermittlung des transienten Dimensionierungsfaktors K_{td} notwendig. Zur Dimensionierung geht man zunächst vom Transientfaktor ($K_{tf}(t)$) aus. Er beschreibt die Überhöhung des Flussdichteverlaufes $B(t)$ im Eisenkern des Wandlers, hervorgerufen durch den verlagerten Kurzschlussstrom im Verhältnis zur Flussdichteamplitude ($B_{\sim}$) beim stationären, sinusförmigen Kurzschlussstrom. Der Zeitverlauf des auf der Sekundärseite fließenden vollverlagerten Kurzschlussstromes ist abhängig von der Primärzeitkonstante T_p (auch Netzzeitkonstante T_N) und der Sekundärzeitkonstante T_S (auch Wandlerzeitkonstante). Vereinfacht kann hierfür folgende Gleichung für maximale Verlagerung (Vollverlagerung) verwendet werden.

$$K_{tf}(t) = \frac{B(t)}{B_{\sim}} = \frac{\omega T_p T_s}{T_p - T_s}\left(e^{-t/T_p} - e^{-t/T_s}\right) - \sin(w\,t) \qquad (2\text{-}9)$$

Für die Berechnung des transienten Dimensionierungsfaktors K_{td} wird eine sog. Peak-Kurve aus dem Verlauf des Transientfaktors $k_{tf}(t)$ betrachtet. Dabei wird die Amplitude des überlagerten Sinus-Anteils zu eins gesetzt:

$$K_{tf\,peak}(t) = \frac{\omega\, T_p T_s}{T_p - T_s}\left(e^{-t/T_p} - e^{-t/T_s}\right) + 1 \qquad (2\text{-}10)$$

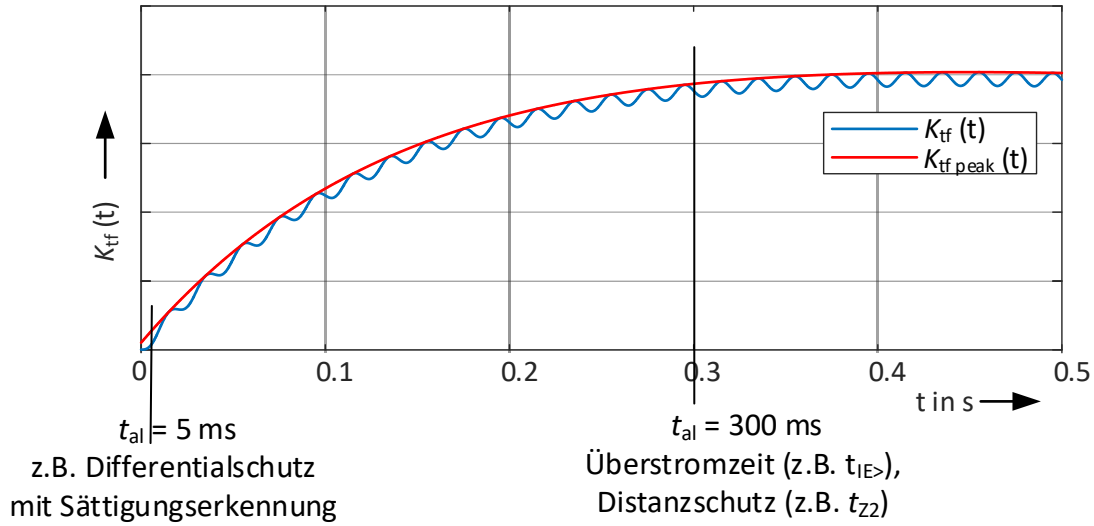


Bild 15: Verlauf des Transientfaktors $K_{tf}(t)$ und dessen Peak-Kurve $K_{tf\ peak}(t)$

Der transiente Dimensionierungsfaktor K_{td} entspricht dabei dem Wert der Peak-Kurve des Transientfaktors $K_{tf\ peak}(t)$ zum Zeitpunkt der jeweils notwendigen sättigungsfreien Übertragungszeit t_{al} (siehe Bild 15):

$$K_{td} = K_{tf\,peak}\ (t = t_{al}) \tag{2-11}$$

Damit kann der transiente Dimensionierungsfaktor K_{td} schließlich wie folgt berechnet werden:

$$K_{td} = \frac{\omega\ T_p T_s}{T_p - T_s}\left(e^{-t_{al}/T_p} - e^{-t_{al}/T_s}\right) + 1 \tag{2-12}$$

Dieser Überdimensionierungsfaktor muss nun bei der Dimensionierung der Stromwandler berücksichtigt werden.

In der Praxis kann die Formel für eisengeschlossenen Wandler (T_s >> T_p) vereinfacht werden:

$$K_{td} = \omega\ T_p\left(1 - e^{-t_{al}/T_p}\right) + 1 \tag{2-13}$$

Wenn der Kurzschlussstrom die ganze Zeit ($t_{al} \rightarrow \infty$) sättigungsfrei übertragen werden soll, vereinfacht sich die Gleichung zu:

$$K_{td} = 1 + \omega\ T_p \tag{2-14}$$

Anmerkung: Einige Relaishersteller geben die erforderlichen Überdimensionierungsfaktoren für die Schutzanwendung vor.

Der vollverlagerte Kurzschlussstrom, wird sättigungsfrei übertragen, wenn gilt:

$$K_{td} K_{SSC} \leq ALF' \tag{2-15}$$

Mit folgender Formel kann dann der Effektivwert des maximalen Kurzschlussstroms (I_{SC}) unter Berücksichtigung der vollen Verlagerung berechnet werden, der von einem eisengeschlossenen

Stromwandler mit einem tatsächlichen Genauigkeits-Grenzfaktor (ALF') sättigungsfrei für die Zeit t_{al} übertragen werden kann.

$$I_{\mathrm{SC}} = \frac{ALF' \cdot I_{\mathrm{pr}}}{K_{\mathrm{td}}} \tag{2-16}$$

Wenn gilt:

$$I_{\mathrm{SC}} > I_{\mathrm{PSC}} \tag{2-17}$$

Kann der Wandler den im Netz auftretenden Kurzschlussstrom (I_{PSC}) auch mit voller Verlagerung sättigungsfrei für die Zeit t_{al} übertragen.

Für kleinräumige Anlagen (z. B. SF_6-Schaltanlagen) kann die Dimensionierung zu Wandlern führen, die nicht mehr problemlos in der Anlage untergebracht werden können. In diesem Fall ist ein Kompromiss zu finden, bei dem u. U. für einzelne Fehlerfälle eine teilweise transiente Sättigung akzeptiert werden muss. Voraussetzung ist jedoch, dass noch eine selektive Auslösung sichergestellt wird.

Für Differentialschutzeinrichtungen ist es ausreichend, wenn der Stromwandler den Strom für die Zeit richtig überträgt, die die im Schutzrelais integrierte Sättigungserkennung benötigt. Danach kann er in Sättigung gehen.

Bei Distanzschutzeinrichtungen genügt es, falls vom Schutzeinrichtungshersteller nichts anderes vorgegeben ist, wenn das transiente Übertragungsverhalten des Wandlers für Fehler am Kipppunkt erfüllt ist.

Da es zulässig ist, dass die Stromwandler nach einer bestimmten Zeit in Sättigung gehen können, ist in der Praxis eine Berechnung des transienten Dimensionierungsfaktors $\mathrm{K_{td}}$ unter Berücksichtigung der notwendigen sättigungsfreien Übertragungszeit t_{al} möglich.

Nachstehend sind erforderliche transiente Dimensionierungsfaktoren $\mathrm{K_{td}}$ in Abhängigkeit der Netzzeitkonstante und der erforderlichen sättigungsfreien Übertragungszeit dargestellt:

Tabelle 2: Transiente Überdimensionierungsfaktoren K_{td} in Abhängigkeit von der Netzzeitkonstante und der erforderlichen sättigungsfreien Übertragungszeit für eisengeschlossene Wandler mit großer sekundärer Zeitkonstante (T_s >> T_p)

Netzzeitkonstante T_p in ms / **Sättigungsfreie Übertragungszeit t_{al} in ms**	**150**	**120**	**100**	**80**	**60**	**40**	**20**	**10**
	Erforderlicher transienter Überdimensionierungsfaktor $\mathrm{K_{td}}$							
35	10,8	10,5	10,3	9,9	9,3	8,3	6,2	4,1
100	23,9	22,3	21,0	18,9	16,3	12,5	7,3	4,1
200	35,7	31,6	28,2	24,1	19,2	13,5	7,3	4,1
300	41,7	35,6	30,8	25,5	19,7	13,6	7,3	4,1
400	44,8	37,3	31,8	26,0	19,8	13,6	7,3	4,1

Kommen Schutzsysteme mit automatischer Wiedereinschaltung (AWE) zum Einsatz, muss ein möglicher Folgefehler (erfolglose AWE) berücksichtigt werden. Hier muss bei der transienten Dimensionierung ein erneuter vollverlagerter Kurzschlussstromfluss nach der spannungslosen Pause berücksichtigt werden.

2.2.1.1.9 Transiente Dimensionierung unter Berücksichtigung der AWE

Eine erhöhte Anforderung an das transiente Übertragungsverhalten von Stromwandlern ergibt sich bei der Verwendung von AWE. Da die Entmagnetisierung des Kerns während der spannungslosen Pause von der Höhe der sekundären Zeitkonstante T_s und der Länge der Pausenzeit abhängt, muss zwischen Wandlern mit großer und kleiner sekundärer Zeitkonstante unterschieden werden.

Große sekundäre Zeitkonstante:

Bei eisengeschlossenen Wandlern ohne Luftspalt, mit relativ großen sekundären Zeitkonstanten (z. B. P oder P(R)), erfolgt nahezu keine Entmagnetisierung während einer typischen Pausenzeit (T_s >> T_{pause}).

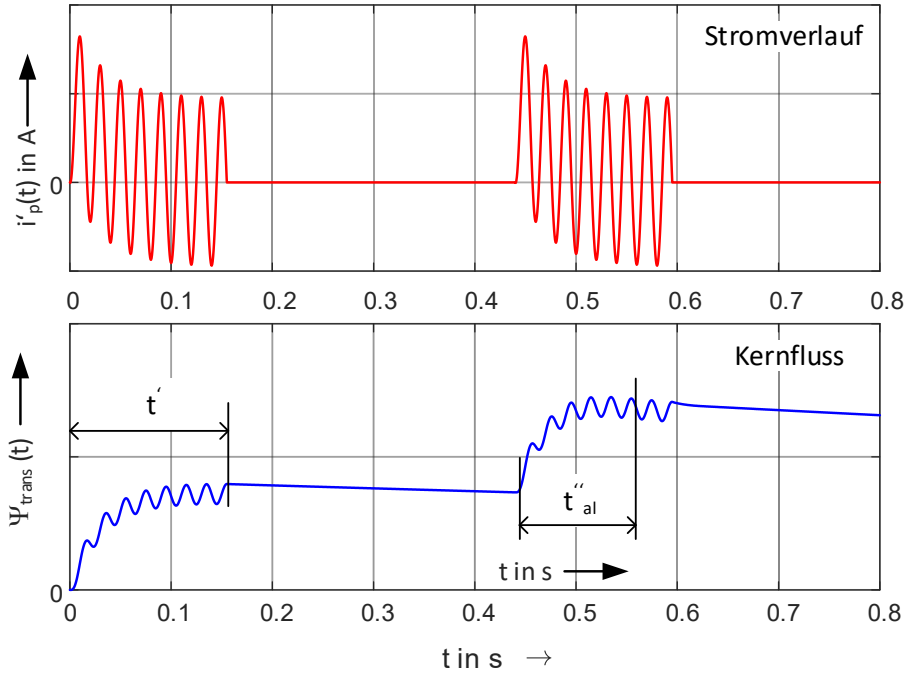


Bild 16: Strom- und Flussverlauf bei erfolgloser AWE (große sekundäre Zeitkonstante)

Der Fluss startet nach der AWE-Pause nahezu am gleichen Punkt, bei dem er bei der Abschaltung aufhörte. Der transiente Überdimensionierungsfaktor ergibt sich dabei aus der Summe der transienten Überdimensionierungsfaktoren für beide Stromverläufe. Dabei ist darauf zu achten, dass für den ersten Stromfluss die gesamte Zeit bis zur ersten Abschaltung (t') einzusetzen ist. Für die zweite Stromflussdauer muss die notwendige sättigungsfreie Übertragungszeit (t''_{al}) eingesetzt werden.

$$K_{td,(C-O-C-O)} = K_{td}(t') + K_{td}(t''_{al}) \tag{2-18}$$

$$K_{td,(C-O-C-O)} = 2 + \omega\, T_p \left(2 - e^{-t'/T_p} - e^{-t''_{al}/T_p}\right) \tag{2-19}$$

Kleine sekundäre Zeitkonstante:

Bei Eisenkernen mit Luftspalt (z. B. TPZ) erfolgt aufgrund der relativ kleinen sekundären Zeitkonstante eine signifikante Entmagnetisierung des Kernes innerhalb der AWE-Pausenzeit ($T_s \leq T_{pause}$).

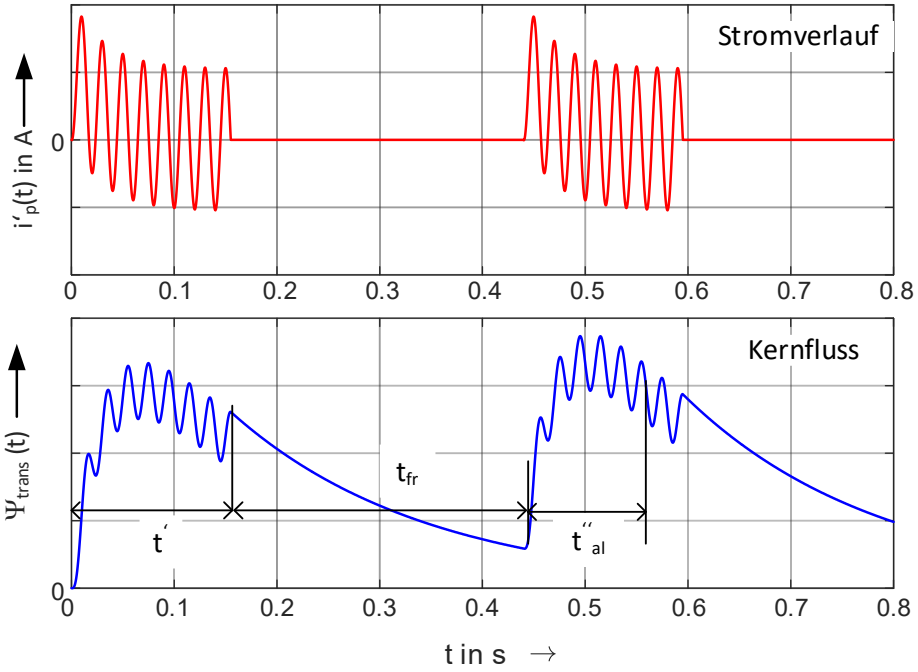


Bild 17: Strom- und Flussverlauf bei erfolgloser AWE (kleine sekundäre Zeitkonstante)

Der transiente Überdimensionierungsfaktor berücksichtigt dabei die zeitliche Überlagerung der transienten Kernflussverläufe durch beide Ströme sowie das exponentielle Abklingen des Kernflusses auf Grund der kleinen sekundären Zeitkonstante. Die Entmagnetisierung beginnt bereits während des stationären ersten Stromverlaufs und führt in der spannungslosen Pause zu einer deutlichen Reduktion des Kernflusses. Die exponentielle Reduktion des ersten transienten Überdimensionierungsfaktors $K_{\mathrm{td}}(t')$ berücksichtigt dieses Abklingen in der Zeit zwischen t' bis zum Zeitpunkt der gesamten erforderlichen sättigungsfreien Übertragungszeit ($t_{\mathrm{fr}} + t''_{\mathrm{al}}$).

Es ist wieder darauf zu achten, dass für den ersten Stromfluss die gesamte Zeit bis zur ersten Abschaltung (t') einzusetzen ist. Für die zweite Stromflussdauer muss die notwendige sättigungsfreie Übertragungszeit (t''_{al}) eingesetzt werden.

Der gesamte transiente Überdimensionierungsfaktor ($K_{\mathrm{td,(C-O-C-O)}}$) ergibt sich dabei nach folgender Gleichung:

$$K_{\mathrm{td},(C-O-C-O)} = K_{\mathrm{td}}(t')\, e^{-\frac{(t_{\mathrm{fr}} + t''_{\mathrm{al}})}{Ts}} + K_{\mathrm{td}}(t''_{\mathrm{al}}) \qquad (2\text{-}20)$$

2.2.1.1.10 Typenschildangaben bei TP-Kernen

Bei Stromwandlern der Klasse TP wird i.d.R. kein Genauigkeitsgrenzfaktor ALF auf dem Typenschild angegeben. Stattdessen werden die Faktoren $\mathrm{K_{SSC}}$, $\mathrm{K_{td}}$ und R_{ct}, R_{br} angegeben. Hier kann eine Umrechnung auf den Bemessungsgenauigkeitsgrenzfaktor ALF erfolgen:

$$ALF = K_{\mathrm{SSC}} \cdot K_{\mathrm{td}} \qquad (2\text{-}21)$$

Dies gilt wieder bei angeschlossenem Bemessungsbürdenwiderstand. Die Dimensionierung des Wandlers kann hier gemäß dem gezeigten Ablauf aus den vorrangegangenen Kapiteln erfolgen. Alternativ kann auch

die Kniepunktspannung E_{al} des TP-Kerns zur Dimensionierung verwendet werden. Diese kann wie folgt berechnet werden:

$$E_{\mathrm{al}} = K_{\mathrm{SSC}} \cdot K_{\mathrm{td}} \cdot I_{\mathrm{sr}} \cdot (R_{\mathrm{ct}} + R_{\mathrm{br}}) \tag{2-22}$$

Anmerkung: Beim P-Kern ergibt sich die Kniepunktspannung nach folgender Formel:

$$E_{ALF} = ALF \cdot I_{sr} \cdot (R_{ct} + \underline{Z}_{br}) \tag{2-23}$$

2.2.1.1.11 Beispiel für eine Wandlerauslegung

Grundsätzlich sollte die Überprüfung der Wandlerauslegung entsprechend der eingesetzten Schutzprinzipien für Kurzschlüsse am Schutzrelaiseinbauort durchgeführt werden, da es hier zu einem Rückfall der Anregung oder anderen Fehlfunktionen, durch eine eintretende Wandlersättigung, kommen kann (siehe Bild 18). Dies kann bei allen eingesetzten Schutzprinzipien zu unselektiven Fehlerklärungen führen.

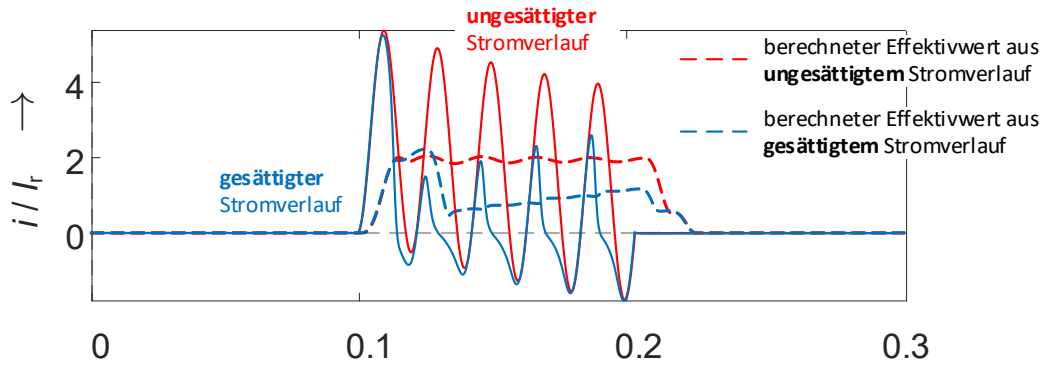


Bild 18: Wandlersekundärströme

Abhängig vom eingesetzten Schutzprinzip ist eine Überprüfung des Wandlerübertragungsverhaltens für Kurzschlüsse an weiteren Stellen im Netz erforderlich.

Für die Dimensionierung der Wandler beim Einsatz von Differentialschutzsystemen muss die sättigungsfreie Übertragungszeit der Mindestzeit für die Sättigungserkennung entsprechen. Bei Differentialschutzsystemen ohne Sättigungserkennung muss zusätzlich zur Messzeit eine Auslöseverzögerung und die Schaltereigenzeit berücksichtigt werden. Die Wandleranforderungen für Differentialschutzsysteme mit Sättigungserkennung sind in der Regel niedriger als bei Distanzschutzsystemen.

Beim Einsatz von Distanzschutzsystemen ist die Überprüfung zusätzlich für den Fehler am 1. Kipppunkt (Grenze der 1. Zone) durchzuführen (siehe Beispiel), um eine korrekte Zonenzuordnung und damit selektive Fehlerklärung in Schnellzeit zu gewährleisten.

In dem in Bild 19 dargestellten Mittelspannungsnetz soll für den mit Distanzschutz geschützten Abgang in Station A der Stromwandlersatz am 1. Kipppunkt überprüft werden.

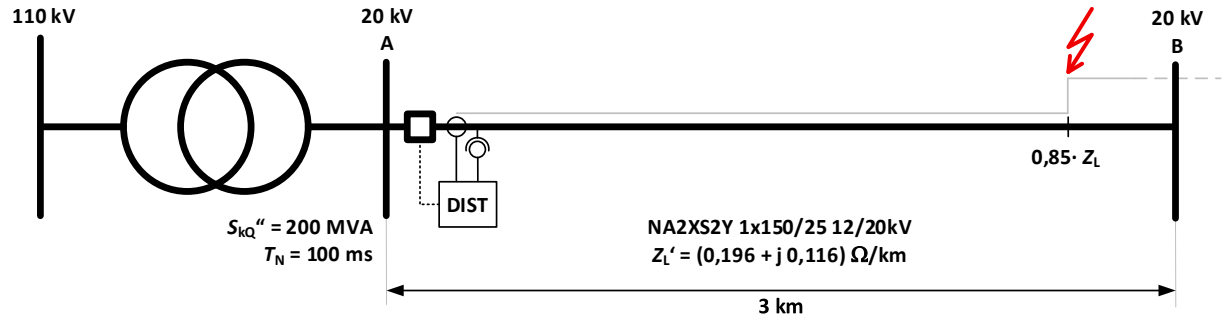


Bild 19: 20-kV-Beispielnetz

Schutzeinrichtung: Distanzschutz

Zone1: X_1 = 0,85 X_L, t_1 = 100 ms

Wandler: 300/1 A, 5P10, 10 VA, R_{ct} = 1 W (bei 75 C)

Wenn der Innenwiderstand des Wandlers nicht dem Typenschild entnommen werden kann, ist dieser zu messen und auf eine max. Betriebstemperatur von 75°C umzurechnen.

Entmagnetisierung nach DC-Messung:

Wenn der Innenwiderstand mit einer sekundären DC-Messung gemessen wird, muss der Wandler anschließend entmagnetisiert werden.

Umrechnung des R_{ct} auf 75°C nach DC-Messung:

Der fließende Kurzschlussstrom führt zu einer Erwärmung und somit zu einer Widerstandserhöhung der Sekundärwicklung. Bei der Dimensionierung muss diese Widerstandserhöhung für eine maximale Temperaturerhöhung auf 75°C berücksichtigt werden. Ein bei der Messtemperatur ϑ gemessener Wert R_{ct} ist wie folgt auf die maximale Temperatur von 75°C zu korrigieren.

Der Widerstand bei 75°C ergibt sich ausgehend von dem Widerstand bei 20°C:

$$R_{75} = R_{20}\left(1 + \alpha \cdot (75°C - 20°C)\right) \tag{2-24}$$

Bei der Messtemperatur ϑ gilt:

$$R_{\vartheta} = R_{20}\left(1 + \alpha \cdot (\vartheta - 20°C)\right) \tag{2-25}$$

Umgestellt ergibt sich:

$$R_{20} = \frac{R_{\vartheta}}{\left(1 + \alpha \cdot (\vartheta - 20°C)\right)} \tag{2-26}$$

Eingesetzt in Gleichung (2-24), kann der gemessene Widerstand R_{ϑ} auf 75 °C umgerechnet werden.

$$R_{ct\,75} = R_{\vartheta}\frac{\left(1 + \alpha \cdot (75°C - 20°C)\right)}{\left(1 + \alpha \cdot (\vartheta - 20°C)\right)} \tag{2-27}$$

Dabei ist:

$R_{ct\,75}$ der sekundäre Innenwiderstand des Wandlers bei 75°C;
R_J der Widerstand bei gemessener Temperatur J;

ϑ die Temperatur bei der Messung von R_{ct} ; und
a der Temperaturkoeffizient.

Berechnung der Netzkenngrößen:

Für eine selektive Fehlerklärung ist eine korrekte Zonenzuordnung durch eine fehlerfreie Distanzmessung, speziell an den Zonengrenzen, wichtig. Für die Dimensionierung wird daher zunächst der Kurzschlussstrom am 1. Kipppunkt des Leitungsdistanzschutzes berechnet.

$$I_{\mathrm{KKipp}} = \frac{1{,}1\ U_{\mathrm{nQ}}}{\sqrt{3}(\underline{Z}_{\mathrm{Q}} + \underline{Z}_{\mathrm{L}})} \tag{2-28}$$

Berechnung der Impedanz der Netzeinspeisung:

$$Z_{\mathrm{Q}} = \frac{1{,}1\ U_{\mathrm{nQ}}^2}{S''_{\mathrm{kQ}}} = \frac{1{,}1\ (20\ kV)^2}{200\ MVA} = 2{,}2\ \Omega \tag{2-29}$$

$$X_{\mathrm{Q}} = \frac{Z_{\mathrm{Q}}}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_{\mathrm{Q}}}{X_{\mathrm{Q}}}\right)^2}} = \frac{Z_{\mathrm{Q}}}{\sqrt{1 + \left(\frac{1}{\omega T_{\mathrm{N}}}\right)^2}} = 2{,}199\ \Omega \tag{2-30}$$

Die Resistanz der Netzeinspeisung:

$$R_{\mathrm{Q}} = \sqrt{Z_{\mathrm{Q}}^2 - X_{\mathrm{Q}}^2} = 0{,}07\ \Omega \tag{2-31}$$

$$\underline{Z}_{\mathrm{Q}} = (0{,}07 + j\ 2{,}199)\ \Omega = 2{,}2\ \Omega\ \mathrm{e}^{\mathrm{j}88{,}2^\circ} \tag{2-32}$$

Impedanz der Leitung bis zum Kipppunkt:

$$\underline{Z}_L = 0{,}85\ \cdot\ \ell\ \cdot\ \underline{Z}'_L \tag{2-33}$$

$$\underline{Z}_L = 0{,}85\ \cdot 3\ \mathrm{km}\ \cdot\ (0{,}196 + j0{,}116)\frac{\Omega}{\mathrm{km}} = (0{,}5 + \mathrm{j}\ 0{,}296)\Omega = \ 0{,}581\ \Omega\ \mathrm{e}^{\mathrm{j}30{,}6^\circ} \tag{2-34}$$

Maximaler Kurzschlussstrom am Kipppunkt:

$$I_{\mathrm{KKipp}} = \frac{1{,}1\ U_{\mathrm{nQ}}}{\sqrt{3}(\underline{Z}_{\mathrm{Q}} + \underline{Z}_{\mathrm{L}})} \tag{2-35}$$

$$I_{\mathrm{KKipp}} = \frac{1{,}1\ \cdot\ 20\ \mathrm{kV}}{\sqrt{3}\left((0{,}07 + j\ 2{,}199)\ \Omega + (0{,}5 + \mathrm{j}\ 0{,}296)\Omega\right)} = 4{,}962\ \mathrm{kA}\ \mathrm{e}^{-\mathrm{j}77{,}1^\circ} \tag{2-36}$$

Anforderungen an den Wandler aus Netzsicht:

Faktor des symmetrischen Bemessungskurzschlussstromes K_{SSC}:

$$K_{\mathrm{SSC}} = \frac{I_{\mathrm{KKipp}}}{I_{\mathrm{pr}}} = \frac{4962\ \mathrm{A}}{300\ \mathrm{A}} = 16{,}54 \tag{2-37}$$

Resultierende Netzzeitkonstante am Kipppunkt:

$$T_{\mathrm{pKipp}} = \frac{(X_{\mathrm{Q}} + X_{\mathrm{L}})}{\omega(R_{\mathrm{Q}} + R_{\mathrm{L}})} \tag{2-38}$$

Eine zuverlässige Schnellzeitabschaltung innerhalb der 1. Zone kann bei Fehlern am Kipppunkt nur bei

$$T_{\mathrm{pKipp}} = \frac{(2{,}199 + 0{,}296)\Omega}{314{,}16\ \mathrm{s}^{-1}\ (0{,}07 + 0{,}5)\Omega} = 14\ \mathrm{ms} \tag{2-39}$$

sättigungsfreier Übertragung des Wandlers erfolgen. Eine Wandlersättigung würde zu einem zu klein gemessenen Kurzschlussstrom und somit zu einer größeren gemessenen Impedanz führen. Dadurch könnte eine höhere Zonenzuordnung erfolgen und eine selektive Schnellzeitabschaltung gefährdet sein.

Die erforderliche sättigungsfreie Übertragungszeit setzt sich aus der Messzeit (t_{M}) der Schutzeinrichtung und der Verzögerungszeit der 1. Zone (t_1) zusammen. Für die Messzeit digitaler Schutzeinrichtungen kann mit ca.

$$t_{\mathrm{M}} = 30\ \mathrm{ms} \tag{2-40}$$

gerechnet werden.

Die notwendige sättigungsfreie Übertragungszeit (t_{al}) des Wandlers ergibt sich aus der Summe von Messzeit und Verzögerungszeit der 1. Zone:

$$t_{\mathrm{al}} = t_{\mathrm{M}} + t_1 \tag{2-41}$$

$$t_{\mathrm{al}} = 30\ \mathrm{ms} + 100\ \mathrm{ms} = 130\ \mathrm{ms} \tag{2-42}$$

Damit kann der notwendige transiente Überdimensionierungsfaktor berechnet werden:

$$K_{\mathrm{td}} = \omega\ T_{\mathrm{pKipp}} \left(1 - e^{-t_{\mathrm{al}}/T_{\mathrm{pKipp}}}\right) + 1 = 5{,}4 \tag{2-43}$$

(Alternative: näherungsweis kann der Wert für K_{td} auch durch Interpolation aus Tabelle 2 gewonnen werden)

Produkt aus stationärem und transienten Überdimensionierungsfaktor:

$$K_{\mathrm{SSC}} \cdot\ K_{\mathrm{td}} = 16{,}54 \cdot 5{,}4 = 89{,}32 \tag{2-44}$$

Übertragungsverhalten **des Wandlers unter Betriebsbedingungen:**

- Innenwiderstand des Wandlers: R_{ct} = 1 Ω (bei 75°C)
- Schutzrelaisbürde: R_{R} = 0,1 Ω
- Sekundärverdrahtung: R_{sek}: Kupfer; A = 2,5 mm²; ℓ = 5 m (einfache Entfernung)

Widerstand der Sekundärverdrahtung:

$$R_{\mathrm{sek}} = 2\,\frac{\ell}{\kappa\,A} \tag{2-45}$$

$$R_{\mathrm{sek}} = 2\,\frac{5\ \mathrm{m}}{56\ \frac{\mathrm{m}}{\Omega\mathrm{mm}^2}\cdot 2{,}5\ \mathrm{mm}^2} = 71{,}4\ \mathrm{m\Omega} \tag{2-46}$$

Betriebsbürde des Wandlers

$$R_{\mathrm{B}} = R_{\mathrm{sek}} + R_{\mathrm{R}} = 71{,}4\ \mathrm{m\Omega} + 100\ \mathrm{m\Omega} = 171{,}4\ \mathrm{m\Omega} \tag{2-47}$$

Bemessungsbürde des Wandlers

$$Z_{\mathrm{br}} = \frac{S_{\mathrm{r}}}{I_{\mathrm{sr}}^2} = \frac{10\ \mathrm{VA}}{(1\mathrm{A})^2} = 10\ \Omega \tag{2-48}$$

Mit dem Leistungsfaktor der Bemessungsbürde von $\cos\beta = 0{,}8$ ($\beta = 36{,}87°$)

$$\underline{Z}_{\mathrm{br}} = R_{\mathrm{br}} + j\,X_{\mathrm{br}} = Z_{\mathrm{br}}\cos\beta + j\,Z_{\mathrm{br}}\sin\beta = 8\ \Omega + j\,6\ \Omega \tag{2-49}$$

Genauigkeitsgrenzfaktor unter Betriebsbedingungen

$$ALF' = ALF\,\frac{\left|\underline{Z}_{\mathrm{br}} + R_{\mathrm{ct}}\right|}{\left|\underline{Z}_{\mathrm{B}} + R_{\mathrm{ct}}\right|} \approx ALF\,\frac{\sqrt{(R_{\mathrm{br}} + R_{\mathrm{ct}})^2 + X_{\mathrm{br}}^2}}{R_{\mathrm{B}} + R_{\mathrm{ct}}} \tag{2-50}$$

$$ALF' = 10\,\frac{\sqrt{(8\Omega + 1\Omega)^2 + (6\Omega)^2}}{0{,}1715\Omega + 1\Omega} = 92{,}34 \tag{2-51}$$

Beurteilung der Wandlerdimensionierung:

Da der ausgewählte Wandler ein ALF' = 92,45 (erforderliches $K_{\mathrm{td}} \cdot K_{\mathrm{SSC}}$ = 89,32) besitzt, ist er für die Schutzaufgabe mit den angegebenen Parametern und der angegebenen Sekundärverkabelung geeignet. Die Bedingung für eine sättigungsfreie Übertragung ist erfüllt.

$$ALF' \geq K_{td} \cdot K_{\mathrm{SSC}} \tag{2-52}$$

Es wird empfohlen einen Sicherheitsabstand einzuhalten, um einen evtl. Netzausbau und die damit verbundene Erhöhung des Kurzschlussstromes zu berücksichtigen.

Optimierungsmöglichkeiten:

Wenn der ausgewählte Wandler in der eingesetzten Umgebung nicht den notwendigen Überdimensionierungsfaktor besitzt, ($ALF' < K_{\mathrm{td}} \cdot K_{\mathrm{SSC}}$), kann dieser durch folgende Änderung vergrößert werden:

- Wandler mit I_{sr} = 1 A verwenden
- Vergrößern des Übersetzungsverhältnisses (k_{r})

- Verkleinern des Innenwiderstandes der Sekundärwicklung (R_{ct})
- Vergrößern des Genauigkeitsgrenzfaktors (ALF)
- Vergrößern der Bemessungsleistung (S_{r})
- Verkleinern der Bebürdung ($\underline{Z}_{\mathrm{B}}$) (Unterbürdung des Wandlers)

Anmerkung 1: Bei einer sehr starken Unterbürdung des Wandlers könnten die Genauigkeitsgrenzen des Wandlers verletzt werden.

Anmerkung 2: Die Schutzeinrichtungshersteller haben in den Schutzalgorithmen moderner digitaler Schutzeinrichtungen zusätzliche Maßnahmen ergriffen, die die Wandleranforderungen weiter reduzieren können. Diese Algorithmen können eine eintretende transiente Wandlersättigung frühzeitig erkennen und diese durch eine schutzfunktionsabhängige Adaption kompensieren. Damit sind geringere sättigungsfreie Übertragungszeiten und somit auch ein geringerer transienter Überdimensionierungsfaktoren Ktd ausreichend. Die tatsächlich erforderlichen sättigungsfreien Übertragungszeiten sind den Handbüchern der jeweiligen Hersteller zu entnehmen. Sie geben in vielen Fällen Stromwandler-Mindestanforderungen für ihre Geräte an.

2.2.1.2 Induktive Spannungswandler

Induktive Spannungswandler sind im Leerlauf betriebene Transformatoren, welche, wegen der Genauigkeit, nicht überlastet werden sollten. Sie bilden innerhalb üblicher Betriebsbedingungen die Primärspannung auf die Sekundärspannung proportional ab und werden neben der Speisung von Schutzrelais auch für die Speisung von weiteren Einrichtungen eingesetzt.

Anders als bei den induktiven Stromwandlern sind beim Spannungswandler keine separaten Kerne für unterschiedliche Schutzaufgaben notwendig. Es werden separate Sekundärwicklungen auf einem gemeinsamen Kern aufgebracht. An einer Sekundärwicklung können mehrere Sekundärkreise angeschlossen werden. Die verschiedenen Spannungswandlersekundärkreise werden typischerweise getrennt abgesichert.

Typischerweise werden die Leiter-Erde-Spannungen (U_{LE}) gemessen und daraus in der Schutzeinrichtung die verketteten Spannungen (U_{LL}) und die Verlagerungsspannung (U_{EN}) berechnet. Alternativ können auch andere Messspannungen erfasst werden und daraus die fehlenden Größen berechnet werden.

Das Verhältnis der primären zur sekundären Bemessungsspannung ist die Bemessungsübersetzung k_{r} des Spannungswandlers:

$$k_{\mathrm{r}} = \frac{U_{\mathrm{pr}}}{U_{\mathrm{sr}}} \tag{2-53}$$

Dabei ist:

$\mathrm{k_r}$ die Bemessungsübersetzung;

$\mathrm{U_{pr}}$ der Effektivwert der primären Bemessungsspannung; und

$\mathrm{U_{sr}}$ der Effektivwert der sekundären Bemessungsspannung.

Anmerkung: Die Bemessungsübersetzung der Leiter-Erde-Spannungswicklungen unterscheiden sich in der Regel von der Bemessungsübersetzung der Wicklung zur Messung der Verlagerungsspannung.

2.2.1.2.1 Bauformen

Die induktiven Spannungswandler werden vorzugsweise eingesetzt als:

- Einphasige Wandler mit erdseitigem Anschluss der Primärwicklung mit nur einem voll isolierten Primäranschluss (= verringerte Isolierung) gegenüber Erdpotential und einer oder mehreren Sekundärwicklung(en) (einpolig isolierte Spannungswandler)
- Einphasige Wandler mit zwei voll isolierten Primäranschlüssen gegenüber Erdpotential und mit einer oder mehreren Sekundärwicklung(en) (zweipolig isolierte Spannungswandler)
- Dreiphasig zusammengebaute Wandler mit einer oder mehreren Sekundärwicklung(en)

Eine getrennte Wicklung für die Erdschlusserfassung ist möglich. Diese Wicklung dient zur Bereitstellung einer Spannung im 1-poligen Fehlerfall. Dazu werden die Erdschlusswicklungen der drei einphasigen Spannungswandler zu einem offenen Dreieck zusammen geschaltet und an einem Sekundäranschluss geerdet. Diese Wicklung kann auch zur Bedämpfung von Kippschwingungen verwendet werden (siehe unten).

Tabelle 3: Anschlussbezeichnung Spannungswandler

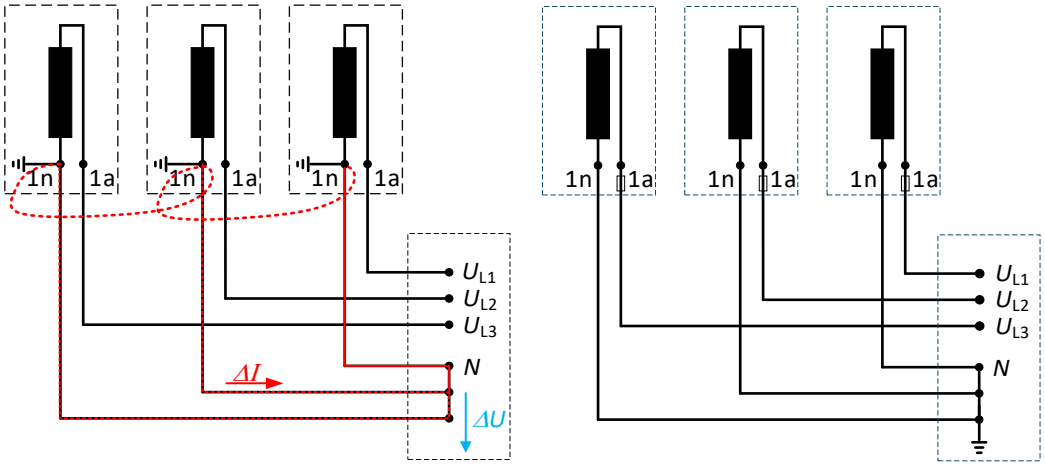
	Anschlussbezeichnung				
	Primäranschlüsse			Sekundäranschlüsse	
		früher			früher
einpolig isolierter Spannungs-wandler	A-N	U-X	1. Wicklung	1a-1n	1u-1x
			2. Wicklung	2a-2n	2u-2x
			Wicklung zur Erdschlusserfassung	da-dn	e-n
zweipolig isolierter Spannungs-wandler	A-B	U-V	1. Wicklung	1a-1b	1u-1v
			2. Wicklung	2a-2b	2u-2v
dreiphasige Spannungs-wandler	A-B-C-(N)	U-V-W-(N)	1. Wicklung	1a-1b-1c-(1n)	
			2. Wicklung	2a-2b-2c-(2n)	
			Wicklung zur Erdschlusserfassung	da-dn	

2.2.1.2.2 Erdung der Sekundärkreise

Durch die Erdung der Sekundärwicklungen wird verhindert, dass unzulässige Gefährdungsspannungen bei einem Durchschlag von der Primär- zur Sekundärwicklung auftreten können. Mit Ausnahme der Wicklung für die Erdschlusserfassung (Erdung eines Punktes der im offenen Dreieck geschalteten Wicklungen), ist eine Ausgangsklemme jeder Wicklung zu erden. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass dies standardisiert innerhalb einer Anlage erfolgt, z. B. immer n-Anschluss der sekundären Spannungswandlerwicklung und immer „da-Anschluss“ am Leiter L1 der offenen Dreieckswicklung. (siehe Bild 21)

Bei der Erdung an Erdungspunkten (z. B. jeder Wandlersekundärkreis ist an seinem Wandleranschlusskasten geerdet) entstehen zwischen diesen und der Verdrahtung der geerdeten Sekundärkreise geschlossene Stromkreise, welche durch Induktionen im Fall von Netzfehlern zusätzliche Spannungsabfälle an den Sekundärverdrahtungen verursachen. Diese überlagern sich den eigentlichen Spannungssignalen, verfälschen somit das gemessene Ergebnis der Sekundärschutzeinrichtungen und könnten zu einer Fehlmessungen (z. B. falscher Richtungsentscheid des Distanzschutzes) führen. Daher sollte die Erdung der sekundären Messwicklungsklemmen (x bzw. n) aller drei Leiter an einem Punkt erfolgen, um die Ausbildung von Maschen zu vermeiden. (siehe Bild 20 rechte Hälfte)

Diese Ausführung der Erdung im separaten Anschlusskasten ist in Bauweisen mit getrennter Wandleraufstellung auf Einzelstützen zu bevorzugen.



Beispiel mit *unterschiedlichen* Wandlererdungspunkten und möglichen Beeinflussungen

a) Erdung direkt am Wandler

Beispiel mit *einfachem* Wandlererdungspunkt und Absicherung im Anschlusskasten

b) Erdung im Anschlusskasten

Bild 20: Gegenüberstellung der Ausführung der Wandlererdungspunkte

2.2.1.2.3 Wandlerkenngrößen

Bemessungsspannungen:

Primäre Bemessungsspannung U_{pr}:

Sie richtet sich nach der Netznennspannung U_{n} und ist abhängig davon, ob der Wandler einpolig (Leiter-Erde-Spannung) oder zweipolig (Leiter-Leiter-Spannung) isoliert ist.

Einpolig isolierte Wandler: $U_{\mathrm{pr}} = {U_{\mathrm{n}}}/{\sqrt{3}}$

Zweipolig isolierte Wandler: $U_{\mathrm{pr}} = U_{\mathrm{n}}$

Sekundäre Bemessungsspannung U_{sr}:

Für die sekundäre Bemessungsspannung gibt es folgende typische Spannungswerte:

Einpolig isolierte Wandler: $U_{\mathrm{sr}} = {100\ V}/{\sqrt{3}}\,,\ {110\ V}/{\sqrt{3}}\,,$

Zweipolig isolierte Wandler: $U_{\mathrm{sr}} = 100\ V,\ 110\ V$

Erdschlusswicklung: $U_{\mathrm{sr}} = {100\ V}/{3}$

Höchste Betriebsmittelspannung:

Die höchste zu berücksichtigende Betriebsmittelspannung U_{m} am Wandler ist abhängig von der Sternpunktbehandlung des Netzes. Sie wird durch den Bemessungsspanungsfaktor F_{v} charakterisiert.

$$U_{\mathrm{m}} = F_{\mathrm{v}} \cdot U_{\mathrm{pr}} \tag{2-54}$$

Folgende Werte sind für den Bemessungsspanungsfaktor F_{v} anzusetzen:

Tabelle 4: Bemessungsspannungsfaktoren von Spannungswandlern

Wirksamkeit der Sternpunkt-erdung	automatische Erdschluss-auslösung	Bemessungs-spannungs-faktor F_v	Bemessungszeit	Anmerkung
alle	ja/nein	1,2	dauernd	
wirksam geerdet	ja/nein	1,5	30 s	Anschluss zwischen Leiter-Erde
nicht wirksam geerdet	ja	1,9	30 s	Anschluss zwischen Leiter-Erde
	nein	1,9	8 h	Anschluss zwischen Leiter-Erde

Abweichend von den, in der Tabelle angegebenen Spannungsfaktoren, können beim Spannungswandler auch andere Werte gelten. Diese Werte sind dem Typenschild zu entnehmen. Es gilt der jeweils kleinere Wert.

Bemessungsleistung S_r:

Betrag der Scheinleistung (in Voltampere bei festgelegtem Leistungsfaktor), die der Wandler bei sekundärer Bemessungsspannung U_{sr} mit angeschlossenem Bemessungsbürdenwiderstand Z_{br} abgibt und dabei seine angegebene Messgenauigkeit einhält.

Thermische Bemessungsgrenzleistung S_{th}:

Wert der Scheinleistung, der bei primärer Bemessungsspannung an der Sekundärwicklung entnommen werden kann, ohne die zulässige Übertemperatur zu überschreiten. Die Messgenauigkeit muss hier nicht eingehalten werden. Alle Sekundärströme, die größer sind als der Strom, der sich aus der thermischen Bemessungsgrenzleistung ergibt, müssen durch die sekundäre Absicherung des Wandlers abgeschaltet werden. Für die Dimensionierung des Dämpfungswiderstandes (Abschnitt 2.2.1.2.8) zur Kippschwingungsbedämpfung ist die thermische Grenzleistung der Erdschlusswicklung ausschlaggebend.

Bemessungsfrequenz f_r:

Wert der Frequenz, für die der Wandler betriebsmäßig ausgelegt ist.

2.2.1.2.4 Bürde

Die Bürde ist bei Spannungswandlern die Impedanz der parallel angeschlossenen Geräte einschließlich ihrer Zuleitungen. Sie besteht meist aus Wirk- und Blindanteil.

Die Bürde kann auch in eine Bürdenleistung in VA bei festgelegtem Leistungsfaktor und sekundärer Bemessungsspannung umgerechnet werden.

$$S_b = \frac{U_{sr}^2}{Z_b} \tag{2-55}$$

Dabei ist:

S_b die Bemessungsbürdenleistung;

Z_b der Bemessungsbürdenwiderstand; und

U_{sr} die sekundäre Bemessungsspannung

Spannungswandler dürfen nur bis zur angegebenen Bemessungsleistung S_r belastet werden, damit sie die angegebene Genauigkeit einhalten. Hierfür wird außerdem der Bürdenwinkel β als Winkel zwischen Sekundärspannung und Sekundärstrom bzw. der Leistungsfaktor der Bürde genormt und beträgt grundsätzlich $\cos\beta$ = 0,8. Für Bürden von S_r ≤ 10 VA beträgt der Leistungsfaktor $\cos\beta$ = 1.

$$S_b < S_r = \frac{U_{sr}^2}{Z_{br}} \tag{2-56}$$

Vorzugswerte für die Bemessungsleistungen sind in der Normenreihe DIN EN IEC 61869 (VDE 0414) [2] enthalten. Die angegebene Klassengenauigkeit wird bei Wandlern mit S_r > 10 VA bis zu einer minimalen Bebürdung von S_b = 0,25 S_r eingehalten. Bei Wandlern mit S_r ≤ 10 VA ist keine Mindestbebürdung erforderlich.

2.2.1.2.5 Genauigkeitsanforderungen

Der Spannungswandler verursacht eine Spannungsmessabweichung, die in Prozent angegeben wird.

$$\varepsilon_u = \frac{k_r\, U_s - U_p}{U_p} \cdot 100\% \tag{2-57}$$

Dabei ist:

ε_u die Spannungsmessabweichung in [%];

k_r die Bemessungsübersetzung;

U_p der Effektivwert der tatsächlichen primären Spannung; und

U_s der Effektivwert der tatsächlichen sekundären Spannung.

Den Phasenwinkel zwischen dem primären und dem sekundären Spannungszeiger nennt man Fehlwinkel. Der Fehlwinkel gilt als positiv, wenn der Zeiger der Sekundärspannung dem der Primärspannung voreilt.

Bei Spannungswandlern für Messzwecke wird die Genauigkeitsklasse in folgenden Betriebsbereichen eingehalten:

- U = 0,8...1,2 U_{pr}
- S_b = 0 ...1 S_r (S_r ≤10 VA) bzw. S_b = 0,25...1 S_r (S_r > 10 VA)
- $\cos\beta$ = 1 (S_r ≤ 10 VA) bzw. $\cos\beta$ = 0,8 (S_r > 10 VA)

Diese sind in Klassen von 0,1; 0,2; 0,5; 1 und 3 eingeteilt.

Bei Spannungswandlern für Schutzzwecke wird die Genauigkeitsklasse in folgenden Betriebsbereichen eingehalten:

- U = 0,05... F_v U_{pr}
- S_b= 0 ...1 S_r (S_r ≤10 VA) bzw. S_b= 0,25...1 S_r (S_r > 10 VA)
- $\cos\beta$ = 1 (S_r ≤ 10 VA) bzw. $\cos\beta$ = 0,8 (S_r > 10 VA)

Diese sind in Klassen von 3P und 6P eingeteilt.

Die genormten Spannungswandler-Genauigkeitsklassen für Schutzzwecke sind 3P und 6P. Dafür gelten folgende Genauigkeiten:

Tabelle 5: Messabweichungen und Fehlwinkel für Spannungswandler (Schutzzwecke)

Genauigkeitsklasse	Messabweichung	Fehlwinkel
3P	3%	2°
6P	6%	4°

Für 2 % der Bemessungsspannung dürfen die Messabweichung und der Winkelfehler unter den genannten Bedingungen den doppelten Wert der angegebenen Messabweichung betragen.

Tabelle 6: Vergleich der Messgenauigkeiten von Messwicklung und Schutzwicklung

	Messwicklung Kl. 0,2			Schutzwicklung Kl. 3P			
Aussteuerung U / U_{pr} in %	80	100	120	2	5	100	F_v
max. zulässige Messabweichung in %	0,2	0,2	0,2	6	3	3	3
max. zulässiger Winkelfehler in min	10	10	10	240	120	120	120

In Mittelspannungsnetzen werden häufig kombinierte Schutz- und Steuergeräte eingesetzt. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Messgenauigkeit der Spannungsmessung. Hierfür kann vorzugsweise eine kombinierte Anforderung an die Messgenauigkeit der Wicklung gefordert werden.

Tabelle 7: Vergleich der Messgenauigkeiten für Kombigeräte

	Kombinierte Mess- und Schutzwicklung Kl. 0,2 + 3P					
Aussteuerung U / U_{pr} in %	2	5	80	100	120	F_v
max. zulässige Messabweichung in %	6	3	0,2	0,2	0,2	3
max. zulässiger Winkelfehler in min	240	120	10	10	10	120

Anmerkung: Beim Einsatz von Schutzgeräten mit hoher Leistungsaufnahme im Spannungsmesskreis, sollte der zulässige Spannungsfall über die Messleitung berücksichtigt für Wandlersekundärverdrahtung berücksichtigt werden. ([IG EVU 1992])

Wicklung zur Erdschlusserfassung, offene Dreieckswicklung, da-dn Wicklung:

Wicklungen für Erdschlusserfassung (offene Dreieckswicklung) sind Wicklungen für Schutzzwecke. Bei einer winkelselektiven Erdschlusserfassung (cosφ-Verfahren), sollte im Erdschlussfall eine höhere Winkelgenauigkeit als 3P eingehalten werden. Die höhere Messgenauigkeit sollte dafür im Bereich von 0,8 -1,9 U_{pr} gelten. Dafür kann eine gesonderte Spezifikation (z. B. U_{sr}= 100/3, Kl. 0,2 für 0,8-1,9 U_{pr} / 3P), über die Normanforderungen hinaus, mit dem Lieferanten abgestimmt werden. Diese Wicklung hat, aufgrund der geforderten erhöhten Messgenauigkeit, meist eine geringe Bemessungsleistung und kann dann i.d.R. nicht zusätzlich für die Bedämpfung von dreiphasigen Kippschwingungen eingesetzt werden.

Für die Bedämpfung von dreiphasigen Kippschwingungen sind e-n Wicklungen mit erhöhter thermischer Grenzleistung erforderlich. Wird eine solche Wicklung nur für Bedämpfungszwecke (z. B. Kippschwingungsdämpfung) verwendet, ist eine Bezeichnung der Genauigkeitsklasse nicht erforderlich. Die 3P oder 6P Genauigkeit soll dennoch eingehalten werden, um im fehlerfreien Betrieb keine e-n Spannung zu erzeugen, die den Dämpfungswiderstand belastet. Bei einem nachträglichen Tausch eines Spannungswandlers ist darauf zu achten, dass der Fehler des neuen Wandlers auf die Fehler der vorbleibenden Wandler abgestimmt ist, um im fehlerfreien Betrieb keine e-n Spannung zu erzeugen.

Durch die Belastung der e-n Wicklung durch den Dämpfungswiderstand, erhöht sich im Erdschlussfall der Winkelfehler, wodurch eine gleichzeitige Verwendung der Wicklung zur winkelselektiven Erdschlusserfassung nicht empfohlen wird.

2.2.1.2.6 Typenschildbeispiel eines Spannungswandlers

Tabelle 8: Beispiel für einige Daten auf einem Typenschild eines Spannungswandlers

Typ / Type Norm / Standard Spannung/ Voltage S_{th}	**EF 12** **IEC 61869-4** **123 / 230 / 550 kV** **1500+1000+500 VA**	Frequenz/Frequency Bemessungs-Spannungsfaktor / Rated Voltage Factor	**50 Hz** **1.9 x U_{PR}8h**

Wicklung Winding	UPR [kV/$\sqrt{3}$]	USR [V]	Wicklungsdaten VT-Parameters	Klemme Terminal
1	110/$\sqrt{3}$	110/$\sqrt{3}$	10 VA cl. 0.2	1a2-1n
	110/$\sqrt{3}$	220/$\sqrt{3}$	10 VA cl. 0.2	1a1-1n
2	110/$\sqrt{3}$	110/$\sqrt{3}$	20 VA cl. 0.5 + 3P	2a-2n
3	110/$\sqrt{3}$	100/$\sqrt{3}$	100 VA cl. 6P	da-dn

Dabei gilt für die:

- Primäre Bemessungsspannung: U_{pr} = 110/√3 kV
- Sekundäre Bemessungsspannung:
  1. Wicklung: U_{sr} = (110 + 110) / √3 V (Wicklung mit zwei Anschlüssen)
  2. Wicklung: U_{sr} = 110/ √3 V
  3. Wicklung: U_{sr} = 100/ 3 V
- Bemessungsleistung:
  1. Wicklung: Sr = 10 VA (gilt für Anschluss an beiden Anschlüssen)
  2. Wicklung: Sr = 20 VA
  3. Wicklung: Sr = 100 VA
- Genauigkeitsklasse:
  1. Wicklung: *Klasse*: *0,2* (Messwicklung)
  2. Wicklung: *Klasse: 0,5 + 3P (Mess- und Schutzwicklung)*
  3. Wicklung: *Klasse: 6P (Erdschlusswicklung zur Bedämpfung)*
- Thermische Bemessungsgrenzleistung:
  1. Wicklung: S_{th} = 1500 VA
  2. Wicklung: S_{th} = 1000 VA
  3. Wicklung: S_{th} = 500 VA
- Bemessungsspannungsfaktor:
  F_{v} = 1,2 dauernd und F_{v} = 1,9 für 8h

2.2.1.2.7 Kippschwingungen (Ferroresonanz)

Dreiphasige Kippschwingungen treten unter besonderen Schalt- und Netzzuständen (z. B. sehr kleines Netz mit isoliertem Sternpunkt) bei der Verwendung einpoliger Spannungswandler auf. Hierbei kommt es zu Resonanzschwingungen zwischen den Induktivitäten der Spannungswandler und den Kapazitäten des Netzes. Diese Kippschwingungen können hohe Spannungen verursachen und zur Sättigung des Wandlers und damit zur Übererwärmung und Zerstörung des Wandlers führen. Angeschlossene Messgeräte zeigen Schwebungen an.

Zur Vermeidung von dreiphasigen Kippschwingungen sollte an den Klemmen der Wicklung zur Erdschlusserfassung ein ohmscher Widerstand angeschlossen werden. In der Praxis werden auch teilweise Kombinationen aus ohmschem Widerstand und einer Induktivität eingesetzt (frequenzselektive Bedämfpung). Der Dämpfungswiderstand muss an die thermische Grenzleistung der Erdschlusswicklung angepasst werden. Die Hilfswicklungen müssen im Fehlerfall den über den Widerstand fließenden Strom ohne Schaden aushalten. Die Fehlergrenzwerte brauchen in diesem Fall nicht mehr eingehalten zu werden.

Die Bedämpfung von einphasigen Kippschwingungen kann nicht über einen Dämpfungswiderstand an der Wicklung zur Erdschlusserfassung erfolgen. Hier muss phasenselektiv bedämpft werden. Dadurch wird allerdings im normalen Betrieb bereits Leistung am Dämpfungswiderstand umgesetzt.

Eine Absicherung des sekundären Wandlerkreises ist für den Kurzschlussschutz der Sekundärwicklung sinnvoll. Bei der Dimensionierung ist darauf zu achten, dass das Schutzorgan im Dämpfungsfall nicht auslöst.

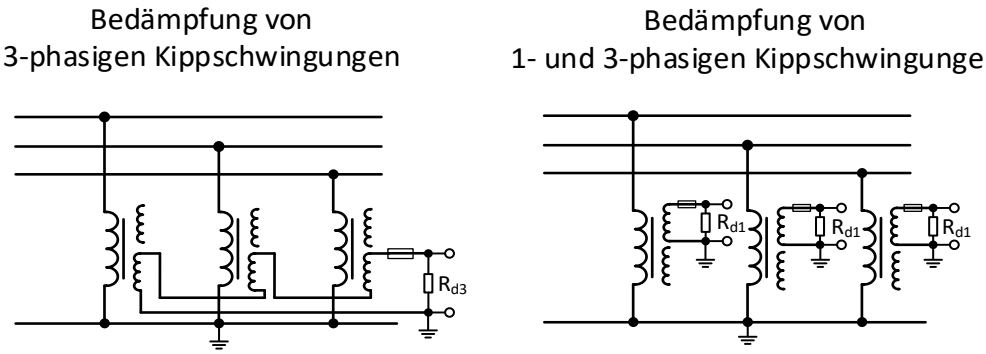


Bild 21: Bedämpfungsmöglichkeiten von Kippschwingungen

2.2.1.2.8 Dimensionierung des dreiphasigen Dämpfungswiderstandes R_{d3} an der Wicklung zur Erdschlusserfassung

Der Wandler darf allerdings nicht durch einen zu geringen Dämpfungswiderstand thermisch überlastet werden. Dabei erfolgt i. d. R. die Berechnung des kleinstmöglichen Dämpfungswiderstandes mit der thermischen Grenzleistung der Spannungswandlerwicklung, an der der Dämpfungswiderstand angeschlossen ist.

Beispiel:

Thermische Grenzleistung lt. Typenschild für *eine* da-dn-Wicklung:

$$S_{\mathrm{th}} = 500\ \mathrm{VA_{th}} \tag{2-58}$$

Bei der thermischen Grenzleistung (dauernd) ergibt sich ein Belastungswiderstand an *einer* da-dn Wicklung von:

$$R_{\mathrm{Br}} = \frac{(U_{\mathrm{sr}})^2}{S_{\mathrm{th}}} = \frac{\left(\frac{100}{3}\,\mathrm{V}\right)^2}{500\ \mathrm{VA}} = 2{,}22\ \Omega \tag{2-59}$$

Der Wandler muss nach Norm für 8 Stunden (8 h) für den folgenden erhöhten Spannungswert dimensioniert sein:

$$F_{\mathrm{v}} \cdot U_{\mathrm{sr}} = 1{,}9 \cdot \frac{100}{3}\,\mathrm{V} = 63{,}33\ \mathrm{V} \tag{2-60}$$

Für diese erhöhte Spannung ergibt sich ein maximaler thermischer Belastungsstrom I_{th} *einer* da-dn-Wicklung von:

$$I_{\mathrm{th}} = \frac{F_{\mathrm{v}} \cdot U_{\mathrm{sr}}}{R_{\mathrm{Br}}} = 28{,}5\ \mathrm{A} \tag{2-61}$$

Damit kann der minimale Belastungswiderstand der *offenen Dreiecksschaltung bei Erdschluss* (unter Berücksichtigung des erhöhten Spannungswertes in den fehlerfreien Phasen) berechnet werden:

$$R_{\mathrm{d3\ min}} = \frac{\sqrt{3} \cdot F_{\mathrm{v}}\, U_{\mathrm{sr}}}{I_{\mathrm{th}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1{,}9 \cdot \frac{100}{3}\,\mathrm{V}}{28{,}5\ \mathrm{A}} = 3{,}85\ \Omega \tag{2-62}$$

Der Dämpfungswiderstand sollte mit den eingesetzten Wandlern *größer* als $R_{\mathrm{d3\ min}}$ = 3,85 Ω sein.

Bei der Auswahl des Dämpfungswiderstandes ist auf dessen Toleranz zu achten. Der Widerstand muss an der unteren Toleranzgrenze größer als $R_{\mathrm{d3\ min}}$ sein.

Der Dämpfungswiderstand muss mindestens für die folgende Leistung $P_{\mathrm{R\ d3\ min}}$ ausgelegt sein:

$$P_{\mathrm{R\ d3\ min}} = I_{\mathrm{th}}^2 \cdot R_{\mathrm{d3\ min}} = 3127\ \mathrm{W} \tag{2-63}$$

Der Erdschluss, bzw. der Dämpfungsvorgang sollte nach 8 h behoben sein, um die thermische Belastung der da-dn Wicklung nicht zu überschreiten. Im folgenden Bild kann der mögliche Mindestdämpfungswiderstand und dessen Bemessungsleistung in Abhängigkeit von der thermischen Grenzleistung der Wicklung zur Erdschlusserfassung abgelesen werden.

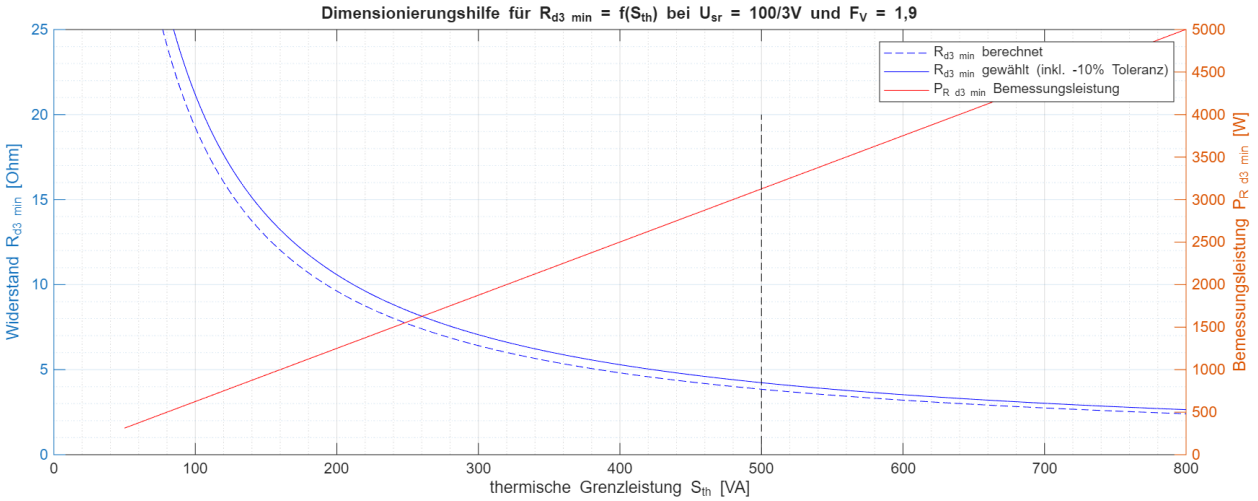


Bild 22: minimaler Dämpfungswiderstand und dessen Bemessungsleistung in Abhängigkeit der thermischen Grenzleistung der Wicklung zur Erdschlusserfassung

2.2.1.3 Kleinsignalwandler

Die Anforderungen an Kleinsignal Messwandler werden in der jeweils gültigen Fassung der DIN EN IEC 61869-10 (VDE 0414-9-10) [6] für Stromsensoren und in der DIN EN IEC 61869-11 (VDE 0414-9-11) [7] für Spannungssensoren festgelegt. Allgemeine, ergänzende Anforderungen an Kleinsignalwandler findet man in der IEC 61869-1, in die der ehemalige und aktuell nicht mehr gültige Teil 6 (ehem. IEC 61869-6 [8]) eingearbeitet wurde.

Tabelle 9: Übersicht Normierung

Norm		Inhalt	Art		Prim	typ. Sek
IEC 61869-1 allgemeine Anforderungen an Messwandler	IEC 61869-2	Ergänzende Anforderungen an Stromwandler	konventionell	passiv	I	1/5A
	IEC 61869-3	Ergänzende Anforderungen an Spannungswandler			U	100/110/220V / √3
	IEC 61869-4	Ergänzende Anforderungen an Kombi-Wandler			I, U	1/5A, 100/110/220V / √3
	IEC 61869-5	Ergänzende Anforderungen an kapazitive Spannungswandler			U	100/110/220V / √3
	IEC 61869-7	Ergänzende Anforderungen an elektronische Spannungswandler	LPIT's	aktiv	U	3,25 .. 100V / √3
	IEC 61869-8	Ergänzende Anforderungen an elektronische Stromwandler			I	22,5/150/225/2000mV
	IEC 61869-9	Digitale Schnittstelle für Messwandler		-	-	-
	IEC 61869-10	Ergänzende Anforderungen an passive Stromwandler		passiv	I	22,5/150/225mV
	IEC 61869-11	Ergänzende Anforderungen an passive Spannungswandler			U	3,25 .. 100V / √3
	IEC 61869-12	Ergänzende Anforderungen an elektronische und passive Kombi-Wandler		aktiv/ passiv	I, U	22,5/150/225mV, 3,25 .. 100V / √3
	IEC 61869-13	Stand Alone Merging Unit (SAMU)		-	-	-
	IEC 61869-14	Ergänzende Anforderungen an Stromwandler für DC-Anwendungen		-	I	50/150mV, 1.66/3/5V
	IEC 61869-15	Ergänzende Anforderungen an Spannungswandler für DC-Anwendungen		-	U	5/10/50/100 V

Kleinsignal Messwandler werden sowohl in der Norm als auch in der Literatur, in vielen Fällen mit ihrem englischen Wortlaut „low-power instrument transformer“ (LPIT) bezeichnet. Sie bestehen aus einer

Anordnung von ein oder mehreren Strom- und/oder Spannungswandlern, die Kleinsignale für die Schutz-, Steuer- und Messtechnik bereitstellen. Die von diesen Geräten bereitgestellte Ausgangsleistung ist üblicherweise ≤1 VA.

Der Begriff des LPIT's beinhaltet sowohl Kleinsignal-Stromwandler (low-power current transformers - LPCT) als auch Kleinsignal-Spannungswandler (low-power voltage transformer - LPVT). Diese können für Mess- (Mess-LPIT), Schutz- (Schutz-LPIT) oder kombinierte Anwendungen (Mehrzweck-LPIT) verwendet werden.

Entsprechend der Sensortechnologie und des Messprinzips kann auch eine zusätzliche Signalaufbereitung mit aktiven Bauteilen (elektronische LPIT) erforderlich sein. Kommen nur passive Komponenten zum Einsatz, dann spricht man von einem passiven LPIT.

Komponenten eines LPIT's:

(1) Primärsensor: stellt die Informationen des Eingangssignal, entweder elektrisch, optisch oder durch andere Einrichtung für eine Übertragung zur Sekundärumsetzung bereit.

(2) Dabei kann die Übertragung direkt oder bei Bedarf mit Hilfe eines Primärumsetzers erfolgen. Der Primärumsetzer wird dann benötigt, wenn das vom Primärsensor abgegebene Signal nicht direkt übertragen werden kann und zuerst in ein z. B. elektrisches oder optisches Signal umgewandelt werden muss.

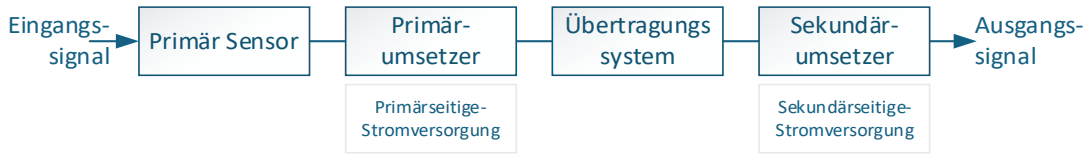


Bild 23: Allgemeines Blockschaltbild eines einphasigen LPIT

Für eine primärseitige oder sekundärseitige Umsetzung ist eine Hilfsstromversorgung erforderlich, die auch mit dem Umsetzer kombiniert werden kann. Das Ausgangssignal kann als analoges oder digitales Signal ausgeführt sein. Damit können sowohl konventionelle Schutz-, Steuer- und Messgeräte mit analogen Kleinsignaleingängen als auch IED mit digitalen Sampled Values bedient werden.

Digital werden damit vorrangig logische Geräte bedient, in denen das digitale Signal mit anderen digitalen Strom- und Spannungssignalen zu einem gemeinsamen, genormten digitalen Datenstream (z. B. IEC 61850-9-2 [9]) kombiniert werden.

Diese logischen Geräte befinden sich integriert in Sammeleinheiten (Merging Unit - MU) oder in unabhängigen Sammeleinheiten (Stand-Alone Merging Unit - SAMU), mit genormten Eingängen.

Ein vereinfachtes Schema des Informationsflusses einer Primärinformation ist in Bild 23 ersichtlich. Hier sind die zu bevorzugenden Signalwege und -größen mit verschiedenen passiven und elektronischen Instrument-Transformern (IT) dargestellt. Eine wechselweise Konvertierung zwischen den analogen Ausgangssignalen (z. B. 225mV → 1A, 100V → 3,25V) ist mit geeigneter (aktiver) Hardware möglich. Dieser kann vom LPIT in einer Schutzeinrichtung als analoges, genormte Kleinspannungssignal, oder einem Intelligent Electronic Device (IED) als digitalisierte, standardisierte Information über einen Prozessbus (IEC 61850 [10]) bereitgestellt werden. Dabei kann die digitale Information bereits direkt vom LPIT gewonnen werden oder aber auch durch eine unabhängigen Sammeleinheiten (SAMU), die analoge, genormte Kleinspannungssignale entsprechend DIN EN IEC 61869-13 (VDE 0414-9-13) [11] digitalisiert.

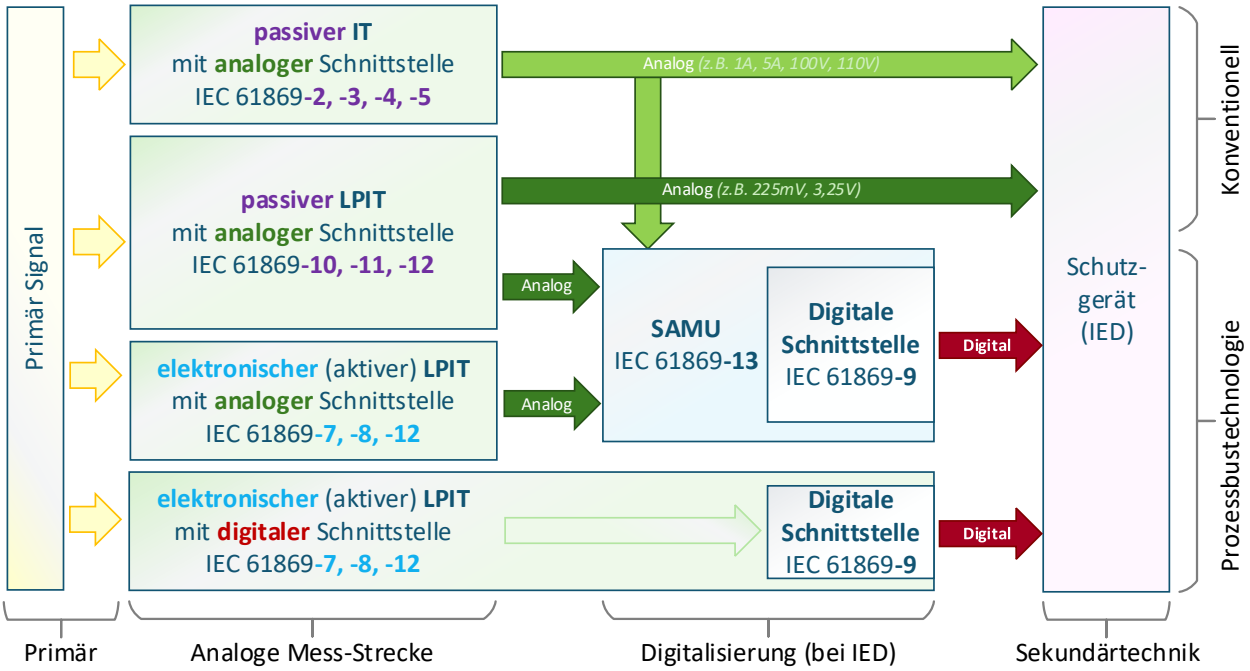


Bild 24: Vereinfachtes Schema für die Anwendung von LPIT's mit konventionellen Schutzeinrichtungen und mit einem Intelligent Electronic Device (IED) auf Basis einer Prozessbusanwendung.

In den Teilen der IEC 61869 werden die Anforderungen an die verschiedenen Messwandler /-prinzipien angegeben. Grundlegenden Anforderungen an alle Messwandler werden im Teil 1 der IEC 61869 für alle Technologien angegeben. Im Teil 6 werden allgemeine Anforderungen für alle Kleinsignalwandler formuliert. Zusätzliche Anforderungen für die jeweilige Wandlertechnologien werden in den in Bild 24 dargestellten Teilen der Norm angegeben.

2.2.1.3.1 Wandlerkenngrößen

Das Eingangssignal eines LPIT $x_{\mathrm{p}}(t)$ entspricht dem elektrischen Signal an den primären Anschlussklemmen und kann im stationären Zustand wie nachfolgend beschrieben werden:

$$x_{\mathrm{p}}(t) = X_{\mathrm{p}} \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(2\pi \cdot f \cdot t + \varphi_{\mathrm{p}}\right) + x_{\mathrm{p,res}}(t) \tag{2-64}$$

Dabei ist:

X_{p} der Effektivwert primärseitiger Eingang bei f (wenn: $x_{\mathrm{p,res}}(t) = 0$);

f die Grundfrequenz;

t der Momentanwert der Zeit;

φ_{p} der primärseitige Phasenwinkel; und

$x_{\mathrm{p,res}}(t)$ das primärseitiges Restsignal inkl. harmonischer Komponenten.

Das Ausgangsignal eines LPIT $y_{\mathrm{s}}(t)$ kann im stationären Zustand für einen analogen Ausgang wie nachfolgend beschrieben werden:

$$y_{\mathrm{s}}(t) = Y_{\mathrm{s}} \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot t + \varphi_{\mathrm{S}}) + Y_{\mathrm{sdc}} + y_{\mathrm{s,res}}(t) \tag{2-65}$$

Dabei ist:

Y_{s} der Effektivwert Sekundärumsetzer Ausgang bei f (wenn: $Y_{\mathrm{sdc}} + y_{\mathrm{s,res}}(t) = 0$);

f die Grundfrequenz;

t der Momentanwert der Zeit;

φ_S der sekundarseitige Phasenwinkel;

Y_{sdc} das sekundärseitige Gleichspannungssignal; und

$y_{s,res}(t)$ das sekundärseitige Restsignal inkl. harmonischer Komponenten.

Das diskrete Ausgangssignal eines LPIT kann im stationären Zustand wie nachfolgend beschrieben werden:

$$y_s(n) = Y_s \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot t_n + \varphi_S) + Y_{sdc} + y_{s,res}(n) \quad (2\text{-}66)$$

Dabei ist:

n der Zähler des Abtastwerts

Y_s der Effektivwert Sekundärumsetzer Ausgang bei f (wenn: $Y_{sdc} + y_{s,res}(n) = 0$);

f die Grundfrequenz;

t_n der Momentanwert der Zeit zum Zeitpunkt der n-ten Tastung;

φ_S der sekundärseitige Phasenwinkel;

Y_{sdc} das sekundärseitige Gleichspannungssignal; und

$y_{s,res}(t)$ das sekundärseitige Restsignal inkl. harmonischer Komponenten.

Bemessungsfrequenz $\boldsymbol{f_r}$:

Die Bemessungsfrequenz f_r ist die Frequenz, für die der LPIT betriebsmäßig ausgelegt ist. Der Bemessungsfrequenzbereich definiert die Grenzen, innerhalb der die Genauigkeitsklasse eingehalten wird. Dabei ist zwischen Mess- und Schutzgenauigkeitsklasse zu unterscheiden.

Messgenauigkeitsklasse	Schutzgenauigkeitsklasse
0,99 · $\boldsymbol{f_r}$ – 1,01 · $\boldsymbol{f_r}$	0,96 · f_r – 1,02 · f_r

Beim Einsatz von Frequenzschutzfunktionen können Einstellwerte erforderlich sein, die außerhalb des Frequenzbereiches der Schutzgenauigkeitsklasse des Wandlers liegen. Beim Einsatz dieser Wandler sollte überprüft werden, ob die Genauigkeit der Wandler, auch außerhalb des Bereiches, für die Funktion ausreichend ist.

Sekundäres Bemessungsausgangssignal $\boldsymbol{U_{sr}}$:

Das sekundäre Bemessungsausgangssignal U_{sr} (Y_{sr}) entspricht dem Effektivwert des Sekundärausgangs bei Bemessungsfrequenz f_r, auf der das Betriebsverhalten des Kleinsignalwandlers beruht.

Bemessungsbürde $\boldsymbol{R_{br}}$:

Die Bemessungsbürde entspricht der Gesamtbürde des Sekundärkreises. Bei LPITs ist sie durch einen normativ festgelegten Referenzwert definiert, der als Parallelschaltung eines ohmschen Widerstands und einer Kapazität dargestellt wird.

Widerstand	Kapazität
2 MΩ	50 pF

Bei notwendiger Kompatibilität zu Vorgänger-Normen sind auch Bürden von 2 kΩ/5 nF und 20 kΩ/500 pF akzeptabel. Dabei ist aber der Einfluss der Bürde (Impedanz) auf die Genauigkeit zu beachten.

Die tatsächliche Gesamtbürde des Sekundärkreises muss dabei *mindestens* der Bemessungsbürde entsprechen. Eine höhere Gesamtbebürdung sollte angestrebt werden.

Auf mögliche parallele Kapazitäten (z. B. von weiteren elektrischen Mess- oder Schutzeinrichtungen) und auf die Messleitung (Übertragungssystem) ist zu achten. Wenn die Messleitung kein Teil der Sensorik ist, dann ist deren Kapazität als Teil der Bürde anzusehen und zu berücksichtigen. Dabei sind je nach Messleitungstyp Kapazitätsbeläge im Bereich von C‘ = 15 pF/m bis C‘ = 100 pF/m zu berücksichtigen.

2.2.1.4 Kleinsignalstromwandler (LPCT)

Primärer Bemessungsstrom $\boldsymbol{I_{\mathrm{pr}}}$:

Analog zum induktiven Stromwandler wird auch ein Kleinsignal-Stromwandler (LPCT) durch die Kenngröße des primären Bemessungsstroms I_{pr} charakterisiert. Der primäre Bemessungsstrom I_{pr} ist der Wert des Primärstroms, der in der Bezeichnung des LPCT angegeben ist und sich auf sein Betriebsverhalten bezieht.

Die standardisierten Werte für den primären Bemessungsstrom sind dabei 25 A, 50 A, 80 A, 100 A sowie alle weiteren Werte, die sich mit der Multiplikation oder Division mit 10 ergeben.

Erweiterter primärer Bemessungsstrom $\boldsymbol{I_{\mathrm{epr}}}$:

Der erweiterte primäre Bemessungsstrom I_{epr} ist der Primärstrom, bis zu dem dieselbe Klassengenauigkeit, wie beim primären Bemessungsstrom I_{pr} gilt.

$$K_{\mathrm{pcr}} = \frac{I_{\mathrm{epr}}}{I_{\mathrm{pr}}} \tag{2-67}$$

Das Verhältnis des erweiterten primären Bemessungsstrom zum primären Bemessungsstrom kann auch durch den Faktor des erweiterten primären Bemessungsstroms K_{pcr} angegeben werden.

Darüber hinaus gibt der primäre Bemessungsgenauigkeitsgrenzstrom I_{ALF} an, bis zu welchem primären Strom der LPCT die Anforderungen an die Gesamtmessabweichungen einhält.

Tabelle 10: Grenzwerte für Strommessabweichungen und Winkelfehler für passive LPCT

Genauigkeitsklasse	Übersetzungsfehler ε, $\varepsilon_{cor\,I}$					± Fehlerwinkel beim nachstehend angegebenen Primärstrom									
	± %					Minuten					Zentiradiant				
	bei					bei					bei				
	0,01·	0,05·	0,2·I_p	1·I_{pr}	K_{pcr}·I	0,01·	0,05·	0,2·I_p	1·I_{pr}	K_{pcr}·I	0,01·	0,05·	0,2·I_p	1·I_{pr}	K_{pcr}·I
0,1	-	0,4	0,2	0,1	0,1	-	15	8	5	5	-	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	-	0,75	0,35	0,2	0,2	-	30	15	10	10	-	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	-	1,5	0,75	0,5	0,5	-	90	45	30	30	-	2,7	1,35	0,9	0,9
1	-	3,0	1,5	1,0	1,0	-	180	90	60	60	-	5,4	2,7	1,8	1,8
3	-	-	4,5	3,0	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Thermischer Bemessungskurzzeitstrom $\boldsymbol{I_{th}}$ und thermischer Bemessungsdauerstrom $\boldsymbol{I_{cth}}$:

Der thermische Bemessungskurzzeitstrom I_{th} ist der höchste Primärstrom, mit dem der LPCT für eine festgelegte, kurze Dauer beaufschlagt werden darf, ohne eine Beschädigung zu erleiden. Die Dauer muss spezifiziert sein und sie ist üblicherweise am Leistungsschild ersichtlich.

Der thermische Bemessungsdauerstrom I_{cth}, ist der dauernd zulässige Primärstrom über einen LPCT, der bei Belastung mit sekundärer Bemessungsbürde zu keinem unzulässigen Temperaturanstieg über einen festgelegten Wert führt.

$$I_{\mathrm{epr}} \leq I_{\mathrm{cth}} \tag{2-68}$$

Der erweiterte primäre Bemessungsstrom I_{epr} ist dabei kleiner oder gleich dem thermischen Bemessungsdauerstrom I_{cth}.

Bemessungsstoßstrom $\boldsymbol{I_{dyn}}$:

Der Bemessungsstoßstrom entspricht dem Scheitelwert des Primärstroms, dem ein Kleinsignal-Stromwandler standhalten muss, ohne durch die daraus resultierenden elektrischen, thermischen oder mechanischen Beanspruchungen beschädigt zu werden.

Primärer Bemessungskurzschlussstrom $\boldsymbol{I_{psc}}$ und Faktor des symmetrischen Bemessungskurzschlussstroms $\boldsymbol{K_{SSC}}$:

Der primäre Bemessungskurzschlussstrom I_{psc} entspricht dem Effektivwert eines primären transienten Kurzschlussstroms, auf dem das Genauigkeitsverhalten des LPCT aufbaut.

$$K_{\mathrm{SSC}} = \frac{I_{\mathrm{psc}}}{I_{\mathrm{pr}}} \tag{2-69}$$

Das Verhältnis des Bemessungskurzschlussstrom I_{psc} zum primären Bemessungsstrom I_{pr} kann auch durch den Faktor des symmetrischen Bemessungskurzschlussstroms K_{SSC} dargestellt werden.

Sekundäre Bemessungsspannung $\boldsymbol{U_{sr}}$:

Bei einem passiven Kleinsignal-Stromwandler LPCT sind die Effektivwerte für das sekundäre Bemessungsausgangssignal U_{sr} bei primärem Bemessungswert wie nachfolgend standardisiert:

22,5 mV	**150 mV**	**225 mV**	**2 V**

Bei passiven Kleinsignal-Stromwandler LPCT für Schutzzwecke sind dabei die Werte von 22,5 mV und 225 mV zu bevorzugen.

Übersicht Messprinzipien:

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden ausgewählte Messprinzipien für die Strommessung dargestellt und deren mögliche Einsatzbereiche angegeben.

Tabelle 11: Übersicht Messprinzipien

Messprinzip	AC-Messung	DC-Messung	Anmerkung
Eisengeschlossener Kleinsignalstrom-wandler mit integriertem Messshunt	X	-	Sättigung möglich
Luftspule – Rogowskispule	X	-	Integration notwendig

Null-Fluss-Wandler	X	X	Elektronik
Optische Stromwandler - Faraday Effekt	X	X	Elektronik

2.2.1.4.1 Eisengeschlossener Kleinsignalstromwandler mit integriertem Messshunt

Hierbei handelt es sich um einen klassischen Stromwandler mit Eisenkern, welcher sekundärseitig bereits mit einem festen Bürdenwiderstand (integrierter Messshunt R_{b}) abgeschlossen ist. Über diesem Messshunt wird eine stromproportionale Spannung (U_{rs}) von der Schutzeinrichtung gemessen. Der Messeingang (R_{e}) der Schutzeinrichtung wird parallel zum integrierten Messshunt des Wandlers geschaltet und beeinflusst damit die Gesamtbürde des Wandlers. Um diese Beeinflussung zu minimieren, sollte der Messeingang (R_{e}) der Schutzeinrichtung möglichst hochohmig (MΩ-Bereich) sein.

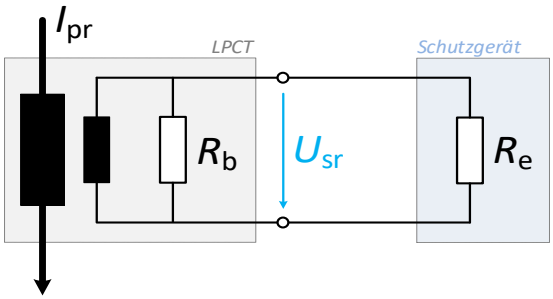


Bild 26: Prinzipieller Aufbau einer Messstrecke mit einem eisengeschlossenen Kleinsignalstromwandler mit integriertem Messshunt

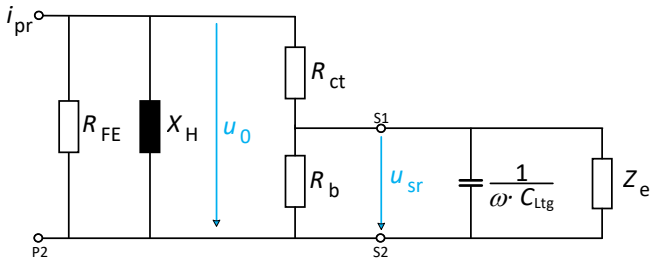


Bild 27: Ersatzschaltbild eines eisengeschlossenen Kleinsignalstromwandlers mit integriertem Messshunt

Dabei ist:

R_{FE} die Eisenverluste;

X_H die Hauptinduktivität;

U_0 die Quellspannung;

R_{ct} der Wicklungswiderstand;

Z_e die Eingangsimpedanz des Schutzgeräts; und

C_{Ltg} die Messleitungskapazität.

Die Temperaturabhängigkeit des integrierten Messshunts beeinflusst die Messgenauigkeit des Kleinsignalwandlers und sollte durch ein geeignetes Widerstandsmaterial (kleiner Temperaturkoeffizient) oder eine entsprechende Temperaturkompensation minimiert werden.

Beim Einsatz von eisengeschlossenen Kleinsignalstromwandlern mit integriertem Messshunt ist darauf zu achten, dass diese ähnlichen Eigenschaften wie konventionelle induktive Stromwandler besitzen. Der Vorteil, der sich auf Grund des integrierten Messshunts ergibt ist, dass der Genauigkeitsgrenzfaktor ALF durch das Systemdesign des LPCT's definiert ist, sofern die Belastung durch die Messbürde (Schutzgerät) eingehalten wird. Abweichende Messbürden beeinflussen sowohl die Messgenauigkeit als auch den Genauigkeitsgrenzfaktor.

Ein wesentlicher Vorteil dieses LPCTs ist, dass offene Messkreise zu keinen hohen Spannungen an offenen Klemmstellen führen.

2.2.1.4.2 Luftspule – Rogowskispule

Bei einer Rogowskispule handelt es sich um eine Luftspule, also ohne ferromagnetischen Kern. Dadurch treten keine Messabweichungen durch Sättigung oder Remanenz auf. Die Luftspule wird um den Primärleiter angeordnet und vom magnetischen Wechselfluss des Primärstromes durchsetzt. Der magnetische Fluss induziert in der Rogowskispule die Spannung $u_{\mathrm{ind}}(t)$. Diese Spannung ist proportional zur Änderung des Primärstromes $i_p(t)$. Die Koppelinduktivität M_{rogo} der Rogowskispule ist von der Konstruktion und der Anordnung der Rogowskispule abhängig. Die Messgenauigkeit der Rogowskispule hängt von der Lage der Luftspule um den Primärleiter und dessen Neigung ab.

$$u_{\mathrm{ind}}(t) = -M_{\mathrm{rogo}} \frac{\mathrm{d}i_{\mathrm{p}}(t)}{\mathrm{d}t} \qquad (2\text{-}70)$$

Um ein stromproportionales Signal zu erhalten, muss die induzierte Spannung nachträglich integriert werden. Im Gegensatz zur klassischen Messtechnik wird in der Schutztechnik, das von der Rogowskispule ausgegebene Spannungssignal U_{ind} oftmals direkt vom Schutzgerät eingelesen (Analog-Digital-Wandlung) und erst das digitalisierte proportionale Spannungssignal wird diskret integriert.

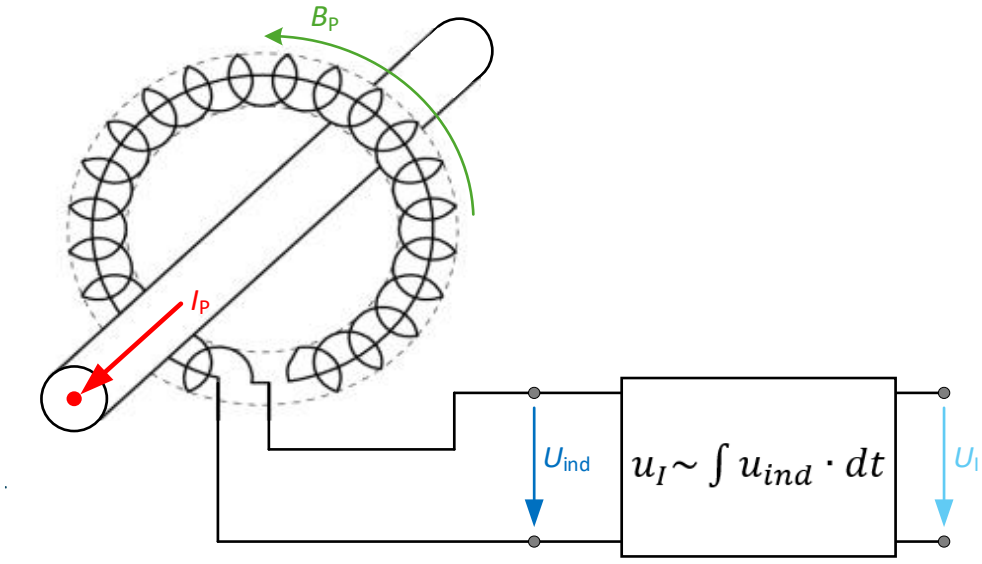


Bild 25: Prinzipschaltung Rogowskispule mit Integrator

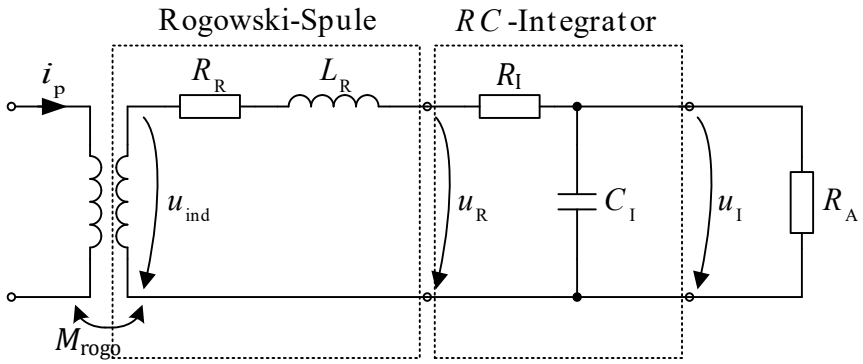


Bild 26: Prinzipielles Ersatzschaltbild einer Messung mit Rogowskispule mit analogem Integrator

Vorhandene Gleichanteile im Messsignal werden durch Rogowskispulen weniger gut übertragen.

2.2.1.4.3 Null-Fluss Wandler

Beim Nullflusswandler erfolgt die Strommessung, durch eine aktive Kompensation des magnetischen Flusses im Kern des Wandlers. Hierbei wird durch eine Messung der magnetischen Kernflussdichte und einem Regelkreis im Sekundärkreis des Wandlers ein Sekundärstrom eingeprägt, der zur Kompensation des Kernflusses führt. Damit werden Messungenauigkeiten, die durch evtl. Remanenzflussdichten oder Sättigung des Eisenkerns hervorgerufen werden, stark minimiert bzw. eliminiert. Es wird eine extrem hohe Messgenauigkeit und eine große Bandbreite über große Messbereiche sowohl für AC- als auch DC-Ströme ermöglicht.

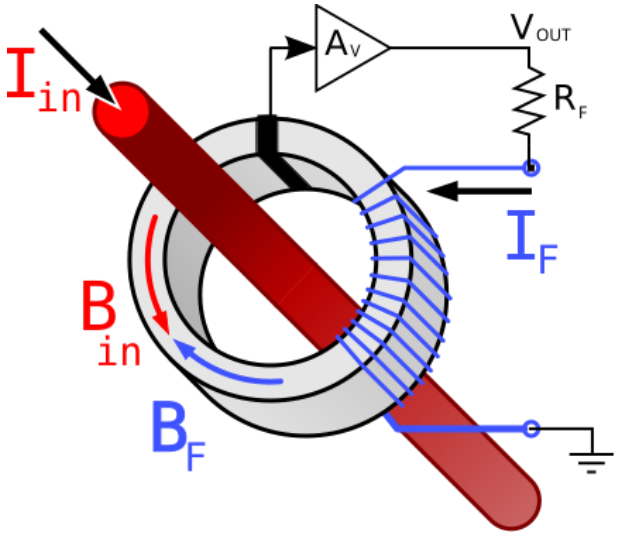


Bild 27: Funktionsprinzip eines Kompensationsstromwandlers [12]

Im Vergleich zu induktiven Kleinsignalwandlern mit integriertem Messshunts oder Rogowskispulen können mit dem Null-Fluss Wandler auch Gleichströme gemessen werden. Dieses Wandlerprinzip findet derzeit in der AC-Schutztechnik keine Anwendung, wird aber bei DC-Schutzsystemen in HGÜ-Anlagen bereits eingesetzt und wird zukünftig bei vermaschten DC-Verteilernetzen an Bedeutung gewinnen.

Für die Anwendung dieses Messprinzips ist eine aktive Auswerteelektronik erforderlich, welche eine ausfallgesicherte Hilfsspannungsversorgung erfordert. Die dazu erforderlichen Anforderungen sind in Abschnitt 2.2.5 näher definiert.

2.2.1.4.4 Optische Stromwandler - Faraday Effekt

Die Polarisationsrichtung einer linear polarisierten Lichtwelle wird beim Durchgang durch ein isotropes Medium, unter dem Einfluss eines Magnetfeldes, in Richtung des Lichtstrahls gedreht.

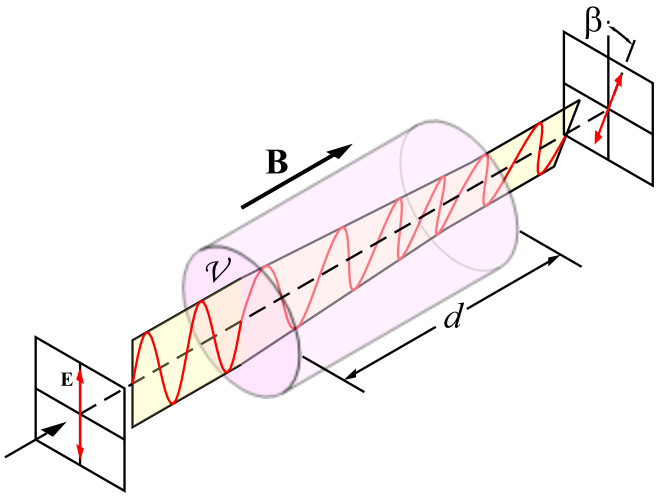


Bild 28: Schematische Darstellung der Drehung der Polarisationsebene eines Lichtstrahls infolge des Faraday-Effekts [13]

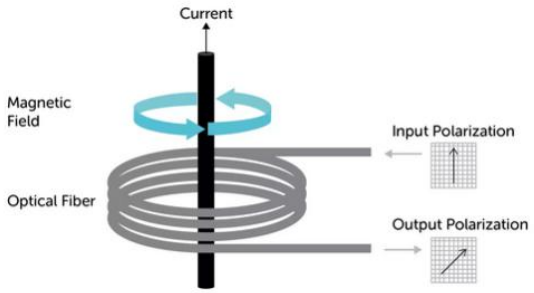


Bild 29: Schematische Darstellung der Drehung der Polarisation von Licht in einem faseroptischen Stromsensor infolge des durch den Leiter fließenden Stroms (Faraday-Effekt) [14]

Der Drehwinkel α (in Bild 28 β) ist proportional zum Magnetfeld H und zur Weglänge l innerhalb des Materials. Die Proportionalitätskonstante V (Verdet-Konstante) hängt dabei vom Material des optischen Leiters und von der Wellenlänge des Lichts ab.

$$\alpha(t) = V\, l \cdot B(t) = V\, l\, \mu \cdot H(t) \qquad (2\text{-}71)$$

Dieser magneto-optische Effekt wird ausgenutzt, um den Strom in einem Leiter zu bestimmen, indem das optische Medium (Glasfaser oder Glasring aus Prismen) um den stromführenden Leiter gelegt wird. Mit dem Durchflutungsgesetz kann aus der Drehung der Polarisationsrichtung direkt der Strom bestimmt werden.

$$i(t) = \oint H(t)\ \mathrm{d}s = \frac{1}{V\, l\, \mu} \oint \alpha(t)\ \mathrm{d}s \qquad (2\text{-}72)$$

Analog zum Nullflusswandler können mit einem optischen Wandlungsprinzip sowohl Gleich- als auch Wechselgrößen gemessen werden.

Für die Anwendung dieses Messprinzips ist eine aktive Auswerteelektronik erforderlich, welche eine ausfallgesicherte Hilfsspannungsversorgung erfordert. Die dazu erforderlichen Anforderungen sind in Abschnitt 2.2.5 näher definiert.

2.2.1.5 Kleinsignalspannungswandler (LPVT)

Analog zum induktiven Spannungswandler wird auch ein Kleinsignal-Spannungswandler (LPVT) durch seine spezifische Kenngrößen charakterisiert.

Bemessungsprimärspannung $\boldsymbol{U_{pr}}$:

Die Bemessungsprimärspannung U_{pr} ist der Wert der Primärspannung, der in der Bezeichnung des LPVT angegeben ist und sich auf sein Betriebsverhalten bezieht.

Nachfolgende Darstellung zeigt die im DACH-Raum gängigen, standardisierten Werte für die primäre Bemessungsspannung.

U_M (RMS) [kV]	7,2	12	24	36	123	245	420
U_{pr} (RMS) [kV]	6,6/√3	11/√3	22/√3	33/√3	110/√3	230/√3	400/√3

Neben den dargestellten Werten kommen auch weitere, länderspezifische Bemessungsspannungen zum Einsatz. Diese besitzen einen Toleranzbereich von ±10%, sind aber nach oben mit U_M begrenzt.

Bemessungsausgangssignal $\boldsymbol{U_{sr}}$:

Bei einem passiven Kleinsignal-Spannungswandler LPVT sind die Effektivwerte für das sekundäre Bemessungsausgangssignal U_{sr} bei primärem Bemessungswert (Leiter-Erde) wie nachfolgend standardisiert:

3,25 / √3 V	100 / √3 V

Bei Kleinsignal-Spannungswandler (LPVT) die für mehrere Bemessungsprimärspannung U_{pr} ausgelegt sind, muss das sekundäre Bemessungsausgangssignal U_{sr} an eine der primären Bemessungsspannungen oder an ein Nennübersetzungsverhältnis (z. B. 10000/1) gebunden sein.

Bemessungsspannungsfaktor $\boldsymbol{F_V}$:

Der Bemessungsspannungsfaktor F_V gibt an, bei welchem Vielfachen der Bemessungsprimärspannung U_{pr} der LPVT für eine festgelegte Dauer seine Genauigkeit einhält.

Übersicht Messprinzipien:

Tabelle 12: Ausgewählte Messprinzipien für die Spannungsmessung und deren mögliche Einsatzbereiche

Messprinzip	AC-Messung	DC-Messung	Anmerkung
R-Teiler	X	X	Mittelspannung
RC-Teiler	X	X	
C-Teiler	X	-	
CR-Teiler	X	-	
RCR-Teiler	X	X	

Passive Kleinsignalspannungswandler bestehen meist aus einer seriellen Anordnung von ohmschen und/oder kapazitiven Elementen, die innerhalb einer Kaskade, entsprechend ihrer Konstruktion und dem

gewünschten Verhalten (AC- oder DC-Messung, Frequenzband, Flankensteilheit, usw.) auch in unterschiedlichen Kombinationen angeordnet sein können.

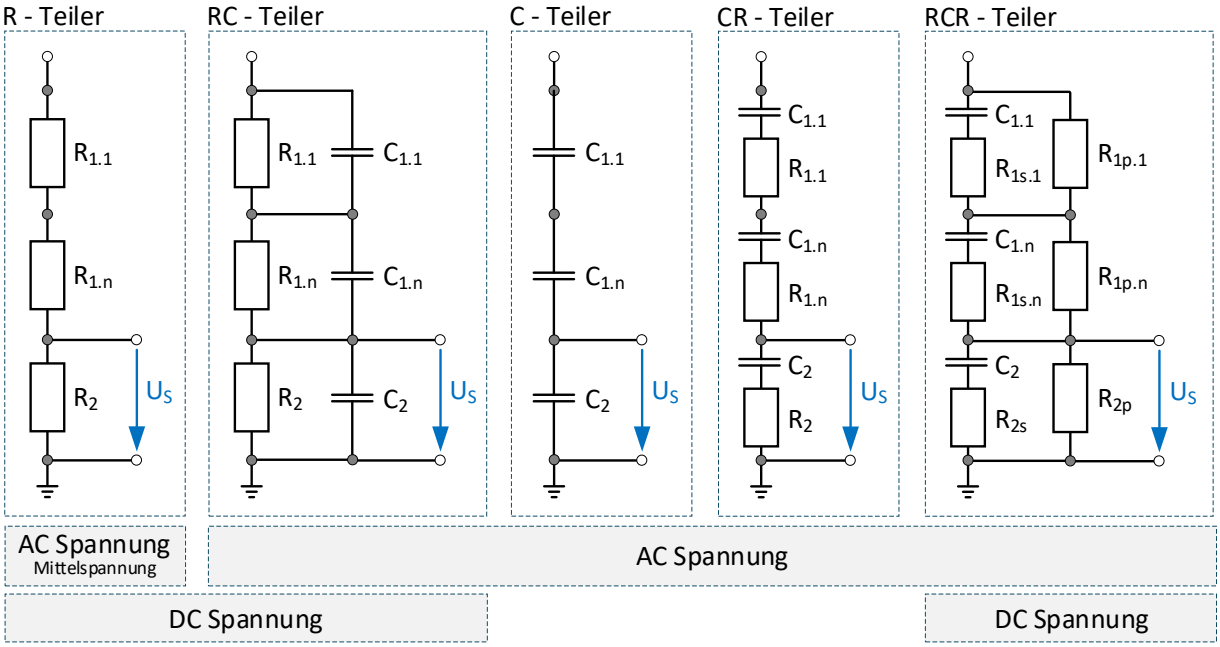


Bild 30: Übersicht unterschiedlicher Anordnungen von passiven Bauelementen zur Messung von Spannungssignalen

In den nachfolgenden Kapiteln werden nur noch die für die Schutztechnik relevantesten Ausführungsvarianten näher betrachtet.

2.2.1.5.1 Kapazitive Spannungsteiler - C-Teiler

In Hoch- und Höchstspannungsnetzen werden neben induktiven auch kapazitive Spannungswandler (siehe Bild 31) eingesetzt. Sie arbeiten mit einem kapazitiven Spannungsteiler. Dabei kann die Messspannung (U_{sr}) über dem Messkondensator (C_2) direkt, oder über einen weiteren induktiven Messwandler mit kleiner Bemessungsspannung, gemessen werden.

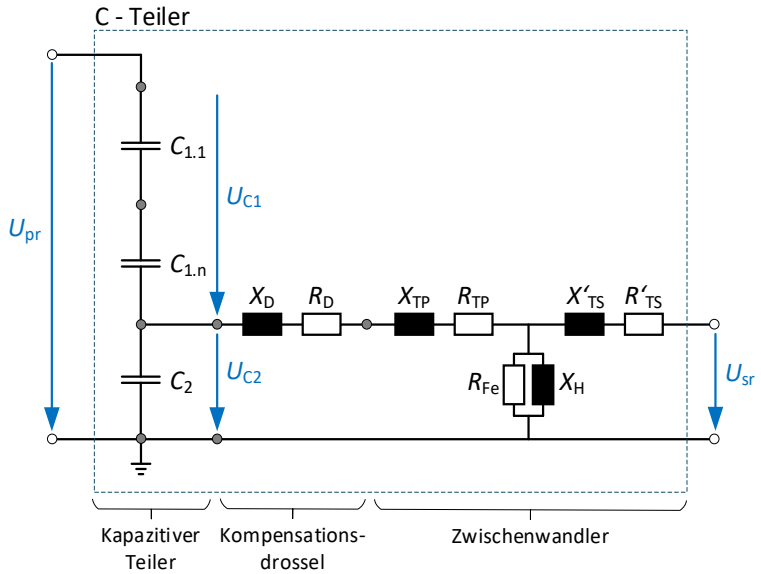


Bild 31: Ersatzschaltung eines kapazitiven Spannungswandlers mit Zwischenwandler

Dabei kann es zu Problemen bei der Abbildung von Spannungssprüngen kommen. Eine plötzliche Änderung des stationären Betriebszustandes hat einen Ausgleichsvorgang zur Folge, da die eingesetzte Energie (Kondensatoren, Induktivitäten) erst umgeladen werden muss. Es wird also dann immer auf der Spannungswandlersekundärseite eine mit der Primärseite nicht übereinstimmende Spannung auftreten. Dieser Ausgleichsvorgang kann nach wenigen Millisekunden abgeklungen sein. Bei ungünstigem Ausschaltaugenblick (Spannungsnulldurchgang) kann die Ausgleichsschwingung lang andauern und hohe Amplitudenwerte annehmen.

Üblicherweise werden kapazitive Spannungswandler eingesetzt, bei denen auch im ungünstigsten Fall 20 ms nach dem Spannungssprung eine Abweichung des Scheitelwertes der Sekundärspannung von 10 % und nach 50 ms von 3 % nicht überschritten werden. Diese Schwierigkeiten lassen sich durch geeignete Bedämpfungsschaltungen als Bestandteil des Wandlers vermeiden.

Beim reinen Einsatz von kapazitiven Spannungswandlern in Netzen mit hohem Verkabelungsanteil ist darauf zu achten, dass sich die Spannung, die an den großen primärseitigen Leiter-Erde-Kapazität anliegt, nach einer Abschaltung nur noch sehr langsam über parasitäre Resistanzen im Netz mit einer sehr großen Zeitkonstante abbauen kann. Für den Netzbetrieb, als auch den Netzschutz, kann sich dadurch der Eindruck ergeben, dass eine Leitung nach einer Abschaltung nach wie vor als bespannt aussieht.



Bild 32: Beispiel für einen Signalverlauf eines kapazitiven Spannungswandler mit Kompensationsdrossel und Zwischenwandler bei Schalthandlungen in einem, gegen Erde hoch isoliertem Netzsegment.

Im Vergleich zu induktiven Spannungswandlern besteht bei kapazitiven Spannungswandlern keine Gefahr von primärseitigen Ferroresonanzen. Jedoch können diese in ungünstigen Fällen im Sekundärkreis, durch die Kombination von kapazitivem Teiler, Kompensationsdrossel und Zwischenwandler auftreten. Eine einfache Abhilfemaßnahme ist auch hier die Bedämpfung mit z.B. einem Widerstand, einem Varistor oder einem, auf die Resonanzfrequenz abgestimmtem LC-Glied, welches jedoch nur eine bestimmte Frequenz (z. B. 50/3Hz, 50/5Hz) adressiert.

2.2.1.5.2 Ohmscher Spannungsteiler - R-Teiler, kompensierter R-Teiler

Ohmsche Spannungsteiler (R-Teiler, siehe Bild 33) werden vorrangig in der Mittelspannung eingesetzt, da sie neben der einfachen Anwendbarkeit und der Kosteneffizienz, unter Zuhilfenahme einer Temperaturkompensation eine hohe Klassengenauigkeit bieten. Der schutztechnische Einsatz im Bereich

der Netzfrequenz ist unproblematisch, hier sollte zumindest auf eine hochohmige Ankopplung der Schutzgeräte an den Wandler geachtet werden. Für Messungen im höheren Frequenzbereich muss auf parasitäre Kapazitäten geachtet werden. Durch diese kapazitive Verkettung des Widerstandsteilers zur Hochspannungs- bzw. Erdelektrode entsteht eine Frequenzabhängigkeit des Teilerverhältnisses. Das induktive Verhalten von Messwiderständen und Messleitungen beeinflusst das Messergebnis in Betrag und Winkel zusätzlich.

In der Hoch- und Höchstspannung müsste der Messstrom eines R-Teilers aus thermischen Gründen (Verlustleistung) auf ca. 200-600 µA begrenzt werden. Die sich daraus ergebenden hohen Widerstandsbeträge für den ohmschen Spannungsteiler in der Hoch- und Höchstspannung erzwingen die Berücksichtigung von Streukapazitäten und somit den bevorzugten Einsatz von C- oder RC-Teilern.

Ohmsche Spannungsteiler können nicht als Sammelschienenspannungswandler eingesetzt werden, um mehrere Schutzgeräte mit der Messspannung zu versorgen. Durch die Parallelschaltung der Eingangsimpedanzen der Schutzgeräte wird das Spannungsteilerverhältnis des ohmschen Spannungsteilers verändert und dieser kann dadurch seine Klassengenauigkeit nicht mehr einhalten.

Ergänzend muss hier auch beachtet werden, dass die zusätzliche Belastung des Spannungsteilers durch eine sekundärseitige Parallelschaltung (Reduktion des Gesamtwiderstands) auch zusätzliche Verluste im Wandler verursachen kann, die in Wärme umgewandelt werden und den Wandler zusätzlich thermisch beanspruchen. Um den Nachteil der Frequenzabhängigkeit eines rein ohmschen Spannungsteilers zu kompensieren, kann ein kompensierter Widerstandsteiler eingesetzt werden. Beim kompensierten Widerstandsteiler wird durch geeignete Kompensationsmaßnahmen (z. B. systematische Anordnung der einzelnen Teilwiderstände des Teilers, siehe Bild 33) diese Frequenzabhängigkeit kompensiert.

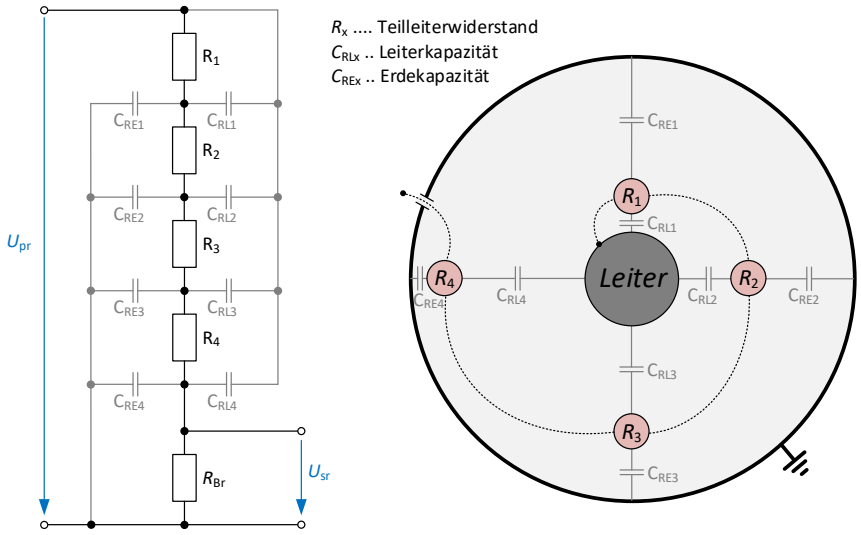


Bild 33: Prinzip des kompensierten R-Teilers als Ersatzschaltung und als Schnittbild

2.2.1.5.3 Kombinierter Ohmsch-Kapazitive Spannungsteiler - RC-Teiler

Der ohmsch-kapazitive Spannungsteiler (RC-Teiler) kombiniert die Eigenschaften des ohmschen Spannungsteilers (R-Teiler) sowie des kapazitiven Spannungsteilers (C-Teiler) und ist ein breitbandiger

Spannungssensor zum genauen Messen von Signalen von 0 Hz bis in den MHz-Bereich. Dabei muss konstruktiv darauf geachtet werden, dass alle Bauteile niederinduktiv ausgeführt sind.

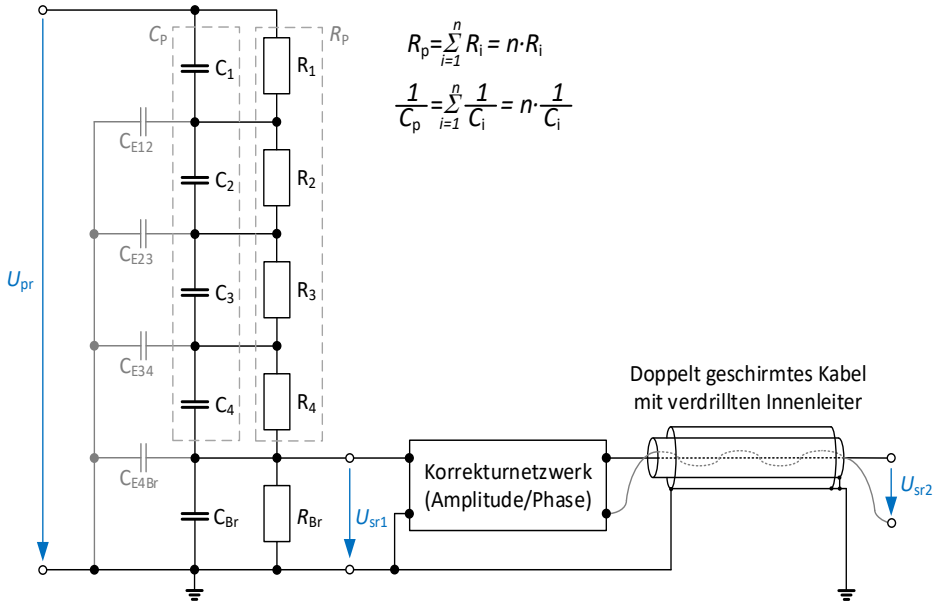


Bild 34: Ersatzschaltung eines RC-Teilers für Hochspannungsanwendungen

Aus dem Ersatzschaltbild in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ergibt sich das Übersetzungsverhältnis des RC-Teilers entsprechend:

$$\frac{U_{Sr1}}{U_{Pr}} = \frac{\underline{Z}_{Br}}{\underline{Z}_{Br} + \underline{Z}_P} = \frac{\frac{R_{Br}}{1 + j \cdot \omega \cdot C_{Br} \cdot R_{Br}}}{\frac{R_{Br}}{1 + j \cdot \omega \cdot C_{Br} \cdot R_{Br}} + \frac{R_P}{1 + j \cdot \omega \cdot C_P \cdot R_P}} \qquad (2\text{-}73)$$

Daraus folgt:

$$\frac{U_{Sr1}}{U_{Pr}} = \frac{R_{Br}}{R_{Br} + R_P \cdot \frac{(1 + j \cdot \omega \cdot C_{Br} \cdot R_{Br})}{(1 + j \cdot \omega \cdot C_P \cdot R_P)}} = \frac{C_P}{C_P + C_{Br} \cdot \frac{1 + \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_{Br} \cdot R_{Br}}}{1 + \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_P \cdot R_P}}} \qquad (2\text{-}74)$$

Aus der Gleichung folgt, dass für eine Frequenzunabhängigkeit nachfolgende Bedingung erfüllt sein muss:

$$R_p \cdot C_p = R_{Br} \cdot C_{Br} \qquad (2\text{-}75)$$

Weiters gilt für ω → 0: $\frac{U_{sr}}{U_{pr}} = \frac{R_{Br}}{R_{Br}+R_p}$ und für ω → ∞: $\frac{U_{sr}}{U_{pr}} = \frac{C_p}{C_p+C_{Br}}$

Um den Einfluss der Temperatur gering zu halten, müssen die Temperaturkoeffizienten der Widerstände R_p und R_{Br}, sowie die der eingesetzten Kondensatoren C_p und C_{Br} möglichst gleich sein.

Für die Gewährleistung der Klassengenauigkeit kann bei diesem Messprinzips am Ausgang des RC-Teilers ein Korrekturnetzwerk erforderlich sein. Dieses Netzwerk hat nachfolgende Aufgaben:

- Impedanz mäßige Entkopplung des RC-Spannungsteilers der angeschlossenen Messtechnik
- Korrektur der Amplitude und der Phasenlage auf Grund von Bauteiltoleranzen

Dabei ist auf eine ausfallsgesicherte Hilfsspannungsversorgung zu achten. Die dazu erforderlichen Anforderungen sind in Kapitel 2.2.5 Hilfsenergieversorgung näher definiert.

Beim Einsatz des zuvor beschriebenen reinen C-Teilers in der Schutztechnik, kann es wie angeführt durch sich schnell veränderlichen Vorgängen (z. B. zum Fehlereintritt), bei denen nichtlineare Schwingungen (Ferroresonanzen auf der Sekundärseite) auftreten können, zu Fehlfunktionen kommen. Beim RC-Teiler hingegen tritt dies infolge des idealen Übertragungsverhalten nicht auf. RC-Teiler gibt es in unterschiedlichsten Ausführungen für Freiluftschaltanlagen und für gasisolierte Schaltanlagen, z. B. als dreiphasig gekapselten RC-Teiler mit Öl-imprägnierten Dielektrikum.

2.2.2 Sekundärverdrahtung - Anschluss und Verkabelung

Die Anordnung der Wandler im Schaltfeld sollte, unabhängig von der Sekundärverdrahtung, topologisch so ausgeführt werden, dass sich der Spannungswandler im Schutzbereich des Abzweigschutzes befindet, also in Energieflussrichtung hinter dem Stromwandler (Bild 35), und nicht im Schutzbereich des Sammelschienenschutzes.

Speziell bei gasisolierten Schaltanlagen ist dies nicht immer gegeben. In diesem Fall erfolgt bei Fehlern im Bereich vom Spannungswandler eine Auslösung entsprechend des Reserveschutzkonzeptes. Dies kann zu einer erhöhten Auslösezeit (erhöhte thermische Zerstörung im Bereich der Schaltanlage) sowie auch eine großflächige Abschaltung (z. B. Umspanner in einem Umspannwerk) zur Folge haben.

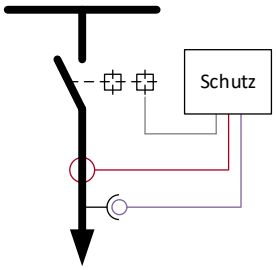


Bild 35: Topologische Anordnung (Schutzbereich) des Spannungswandlers

Alle Messwandlerleitungen sind mit einem stromtragfähigen Schirm auszuführen, der zumindest einseitig, bevorzugt beidseitig, zu erden ist. Die einzelnen Stromwandlerkreise (z.B. I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, I_E) können, wie auch die einzelnen Spannungswandlerkreise (z.B. U_{L1E}, U_{L2E}, U_{L3E}, U_{EN}), in einem gemeinsamen Kabel geführt werden. Strom- und Spannungswandlerkreise sollten aber hinsichtlich gegenseitiger Beeinflussung nicht gemeinsam im selben Kabel geführt werden.

Die Erdung der Wandlersekundärkreise ist möglichst nahe am Strom- und Spannungswandler vorzusehen, wobei dabei auf mögliche Kreisströme, Parallelzweige zum Erdungssystem über Wandlerkreise sowie auf eine mögliche Beeinflussung der Polarität der Wandlerkreise (siehe 2.2.1.1.2 und 2.2.1.2.2) zu achten ist.

2.2.2.1 Stromwandlerkreise

In Anlagen über 1 kV muss das Gehäuse und eine Klemme jeder Sekundärwicklung eines induktiven Stromwandlers entsprechend IEC 61936-1 „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV AC und 1,5 kV DC – Teil 1 Wechselstrom“ geerdet werden, sofern die Primär und die Sekundärwicklungen nicht durch eine geerdete metallene Schirmung voneinander getrennt sind.

Die Sekundärseite eines nachgeschalteten Stromwandlers (Bild 36) muss nicht mehr geerdet werden, es wird jedoch empfohlen dies zu tun, damit alle Potentiale definiert sind. Der Erdungspunkt ist so zu wählen, dass ohmsche und induktive Beeinflussungen (z. B. einen Erdungspunkt am Ort der Sternpunktbildung) vermieden werden. Sowohl die Klemmpunkte eines Stromwandlerkreises als auch der Erdungspunkt sollen für Revisions- und Prüfzwecke leicht zugänglich sein.

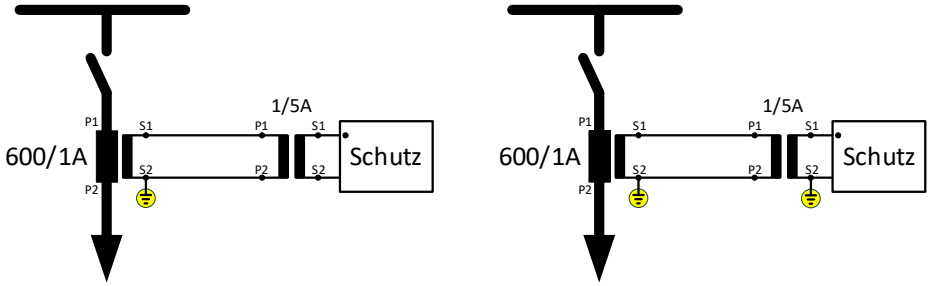


Bild 36: Beispiel für die Stromwandlerkreiserdung ohne und mit Zwischenkreiserdung

Die Einbaulage des Stromwandlers und die Erdung des sekundären Wandlerkreises müssen auf die Schutzeinrichtung und deren Parametrierung abgestimmt sein (siehe Abschnitt 2.2.1.1.2 Lage des sekundären Wandlersternpunktes).

Stromwandler dürfen nur mit niederohmig bebürdetem Sekundärkreis betrieben werden. Durch eine Bürdenmessung ist dies bei der Inbetriebnahme nachzuweisen. Der Betrieb mit hochohmig belasteter oder offener Stromwandlersekundärseite führt zu sehr hohen Spannungen, welche im Sekundärkreis Lichtbogenüberschläge zur Folge haben. Außerdem wird der Wandler dabei in die magnetische Sättigung getrieben, verliert dadurch seine Messgenauigkeit und erwärmt sich unzulässig, bis hin zur thermischen Zerstörung und den damit verbundenen Gefährdungen. Auch nicht verwendete Stromwandlerkerne müssen niederohmig bebürdet (kurzgeschlossen) betrieben werden. Aus diesem Grund dürfen im Stromwandlerkreis keine Sicherungen vorgesehen werden. Bei Stromwandlern mit sekundärer Umschaltmöglichkeit des Übersetzungsverhältnisses (siehe Bild 36*)* dürfen die nicht verwendeten

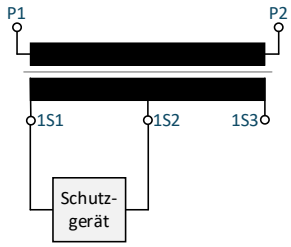
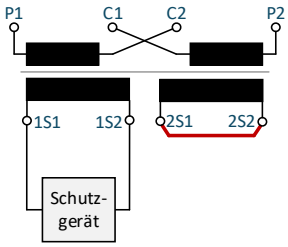
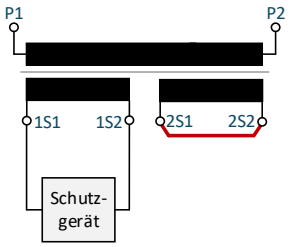
	*Stromwandler **mit sekundärer** Umschaltmöglichkeit*	*Stromwandler **mit primärer** Umschaltmöglichkeit*	*Stromwandler **ohne** Umschaltmöglichkeit*
Primäranschluss:			
Sekundäranschluss:			
nicht beschalteter Anschluss:	*offen*	*kurzgeschlossen*	*kurzgeschlossen*

Bild 37: Stromwandler mit sekundärer (links) und primärer (rechts) Umschaltmöglichkeit des Übersetzungsverhältnisses

Anzapfungen (z. B. Anschluss 1S2 oder 1S3) hingegen nicht kurzgeschlossen werden, da dadurch die Messgenauigkeit maßgeblich beeinflusst wird.

Für die ordnungsgemäße Übertragung der im Kurzschlussfall auftretenden, kurzzeitig hohen Ströme ist eine möglichst kleine Bürde des Stromwandlerskreises zu gewährleisten. Daher wird für die Verdrahtung der Stromwandlerkreise ein Mindestquerschnitt von 2,5 mm^2 Cu empfohlen. Sollte auf Grund der Auslegungskriterien des Stromwandlers eine kleinere Bebürdung erforderlich sein (z. B. stationäres und transientes Übertragungserhalten – siehe Kapitel 2.2.1.1.7 und 2.2.1.1.8), dann kann es projektspezifisch notwendig sein, einen größeren Querschnitt zu wählen.

Neben der Gewährleistung der Übertragungsfähigkeit von stationären und transienten Strömen im Fehlerfall, ist auch auf die Belastung der weiteren Betriebsmittel (z. B. Anzeigegeräte), die im Stromwandlerkreis implementiert sind, zu achten. Werden in Stromwandlerkreisen für Schutzzwecke z. B. auch Betriebsmittel integriert, deren Stromeingänge (z. B. kurzzeitig maximal 5xI_N) nicht den Spezifikationen eines Schutzgeräts (z. B. 100xI_N für 1 Sekunde) entsprechen, so sind diese (z. B. durch einen Zwischenwandler mit dem erforderlichen Sättigungsverhalten – typisch 5xI_N) entsprechend zu schützen.

2.2.2.2 Spannungswandlerkreise

In Anlagen über 1 kV muss das Gehäuse und eine Klemme jeder Sekundärwicklung eines induktiven Spannungswandlers entsprechend IEC 61936-1 „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV AC und 1,5 kV DC – Teil 1 Wechselstrom“ geerdet werden, sofern die Primär- und die Sekundärwicklungen nicht durch eine geerdete metallene Schirmung voneinander getrennt sind. Die Erdung kann dabei je Wicklung (phasenselektiv) oder an der gemeinsamen Verschaltung der Spannungswandlerwicklungen (siehe 2.2.1.2.2) erfolgen. Die Erdung am gemeinsamen Verschaltungspunkt ist die für Schutzzwecke in höheren Spannungsebenen zu bevorzugende Variante, da sie hinsichtlich Beeinflussung resilienter ist. Je nach Ausführungsvariante des Spannungswandlers sind dafür nachfolgende Anschlusspunkte, mit möglichst kurzen, isolierten Leitungswegen, zu erden:

- 1n, 2n, 3n für einpolig isolierte Spannungswandler
- 1b, 2b, 3b für zweipolig isolierte Spannungswandler
- 1n, 2n, 3n für dreiphasige Spannungswandler
- n für einen ausgewählten Punkt der offenen Dreieckswicklung (Erdschlusserfassung)

Die Erdung verhindert unzulässige Gefährdungsspannungen bei einem Durchschlag von der Primär- zur Sekundärwicklung und gewährleistet ein definiertes Bezugspotential. Einzige Ausnahme ist die Wicklung für die Erdschlusserfassung, bei der nur ein Punkt, der im offenen Dreieck verschalteten Wicklungen, zu erden ist.

Spannungswandler dürfen auf der Sekundärseite, wegen möglicher thermischer Zerstörung, nicht im Kurzschluss betrieben werden. Sie sind so ausgelegt, dass sie - erregt mit Bemessungsspannung - einem äußeren Kurzschluss von 1 s Dauer ohne Schaden standhalten. Daher müssen alle Sekundärwicklungen mit Sicherungen bzw. Spannungswandlerschutzschaltern versehen werden. Bei der Verwendung von Distanzschutzeinrichtungen mit spannungsgesteuerter Überstromanregung oder mit Impedanzanregung ist dabei darauf zu achten, dass der Meldekontakt des Spannungswandlerschutzschalters, der dem Distanzschutz den Schutzschalterfall meldet, schnell schaltend und voreilend sein muss. Dies gewährleistet, dass eine Distanzschutzfunktion rechtzeitig blockiert werden kann, bevor diese auf Grund der fehlenden Messspannung mit Betriebsstrom (Last) in eine Impedanzanregung fällt und eine Überfunktion hat. Der Hilfskontakt ist in Ruhestromschaltung anzuschließen, um auch einen Ausfall der Hilfsspannung (z. B. bei Adernbruch) zu erkennen. Bei Einsatz von zwei unabhängigen Schutzsystemen (z. B. Hauptschutz und Reserveschutz) sind zwei getrennt abgesicherte Spannungswandlerkreise zu bilden.

Die Absicherung sollte möglichst nahe am Wandler erfolgen. Die Verdrahtung ist bis zur Absicherung kurzschlussfest auszuführen. Wenn der Wandlersekundärkreis bereits direkt im Wandlerklemmkasten abgesichert ist, ist dies mit weiteren Absicherungen im Sekundärkreis zu koordinieren.

Bei der Auslegung des Spannungswandler ist die Bemessungsleistung unter Berücksichtigung der Absicherung des Spannungswandlerkreises und der Messwandlerleitungen, so zu wählen, dass bei Kurzschluss an der entferntesten Stelle im Sekundärkreis die Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter bzw. die Sicherung gewährleistet sind (Abschaltbedingung).

Bei der Wahl des Querschnitts für die Spannungswandlerkreise ist neben der Einhaltung der Abschaltbedingung auch auf den maximal zulässigen Spannungsabfall von Δu = 0,5% zwischen dem Messwandler und den angeschlossenen Schutzeinrichtungen zu achten.

Die offene Dreieckswicklung zur Erdschlusserfassung wird durch die Reihenschaltung der da-dn Wicklungen der Phasenspannungswandler hergestellt. Für die ordnungsgemäße Funktion darf nur ein Punkt (z. B. dn von L1) geerdet werden. In jedem Sekundärkreis der offenen Dreieckswicklung ist eine Absicherung (siehe Bild Bild 38) vorzusehen, bei deren Auslegung auf die Abschaltbedingungen Rücksicht zu nehmen ist.

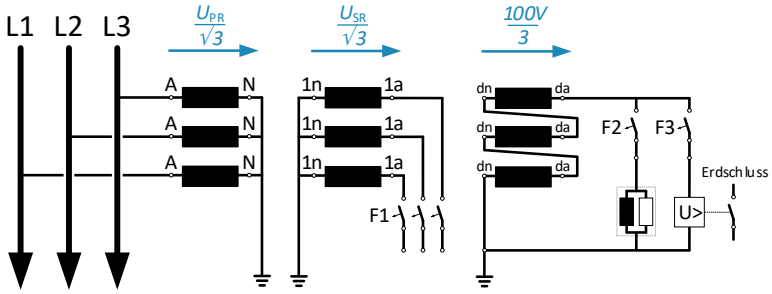


Bild 38: Beispiel für eine Beschaltung eines Spannungswandlers inkl. Absicherung

Bei der Dimensionierung der Absicherung einer Bedämpfung gegen Ferroresonanzen ist neben der Einhaltung der Abschaltbedingung darauf zu achten, dass die auftretenden Ströme über die Bedämpfung im Erdschlussfall oder beim Kippschwingungsereignis zu keiner unselektiven Auslösung führen und diese somit unwirksam machen.

Wenn Spannungswandlerkreise für Schutzzwecke auch für andere Funktionalitäten (z. B. Mess-, Regel- oder Synchronisiereinrichtungen) verwendet werden, dann ist auf die notwendige Genauigkeit zu achten.

Grundsätzlich ist eine zentrale Messung der Spannung (z. B. an einer Sammelschiene) und eine Verteilung an alle Schutzgeräte möglich, eine abzweigselektive Spannungsmessung, speziell in höheren Spannungsebenen, ist jedoch zu bevorzugen und empfohlen. In Höchst- und Hochspannungsanlagen bieten sich dazu kombinierte Strom- und Spannungswandler an. Abzweigselektive Spannungsmessung ist auf jeden Fall dann zwingend notwendig, wenn diese für weiterführende Funktionen (z. B. Synchronkontrolle oder Rückspannungsfreiheitsprüfung für adaptive automatische Wiederzuschaltfunktionalitäten) erforderlich sind.

2.2.2.3 Sekundärkreise

Neben den Strom- und Spannungswandlerkreisen ist auch bei den restlichen Sekundärkreisen darauf zu achten, dass diese die Anforderungen entsprechend ihrer Funktionalität erfüllen. Grundsätzlich wird bei den weiteren Sekundärkreisen zwischen

- Hilfsspannungsversorgung (z. B. Hilfsspannungsversorgung für Schutzeinrichtung)
- Befehlskreis (z. B. Schutzauslösung oder Schaltgerätesteuerung),

- Meldekreis (z. B. Schaltgeräterückmeldungen, Störungsmeldungen, Life-Kontakte, …) und
- Sonstige Steuerkreise (z. B. Schaltversagerschutz, Umschaltautomatik, …)

unterschieden. Jeder dieser Sekundärkreise soll feldbezogen aufgebaut werden und einzeln abgesichert werden, damit Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Stromkreisen innerhalb des Feldes (z. B. Kurzschluss auf Meldekreis darf keinen Einfluss auf einen Auslösekreis haben) ausgeschlossen werden können.

Beispiel: Bei mehreren Schutzeinrichtungen in einem Abzweig (z. B. ortsnaher Reserveschutz) sind auch die Sekundärkreise für die Hilfsspannungsversorgung (z. B. selektiv nach gesicherter Spannungsversorgung – Batterie 1/2) sowie zumindest die Befehlskreise inkl. Leistungsschalterbetätigungsspulen redundant auszuführen.

Außerdem ist darauf zu achten, dass die einzelnen Stromkreise zwischen den Feldern nicht miteinander verbunden werden. Dadurch soll eine unbeabsichtigte Parallelschaltung und damit ggf. unbeabsichtigte Reaktionen verhindert werden.

Beispiel: Bei zentralen Schutzfunktionen (z. B. Frequenzabwurf), deren Auslösung feldbezogen wirkt, ist darauf zu achten, dass die Befehlskreise z. B. durch Umsetzrelais oder ausreichend potentialfreien Auslösekontakten voneinander entkoppelt sind.

Ebenso ist bei Meldekreisen darauf zu achten, dass unterschiedlich abgesicherte Stromkreise nicht durch nachfolgende Verdrahtung oder Gerätebeschaltungen (z. B. gemeinsame Wurzel bei binären Eingangsbeschaltungen) miteinander verbunden werden.

Wie auch bei Strom- und Spannungswandlerkreisen ist bei den restlichen Sekundärkreisen darauf zu achten, dass durch Beeinflussungen falsche Zustandsanzeigen und Rückmeldungen verursacht werden können.

Eine Beeinflussung kann z. B. durch eine gemeinsame Führung innerhalb eines Kabels von Meldekreisen, die mit Gleich- und mit Wechselspannung betrieben werden. Eine Verwendung von geschirmten Kabelverbindungen, deren Schirme zumindest einseitig, bevorzugt beidseitig, geerdet sind und eine kabelmäßige Separierung der Meldekreise, die mit Gleich- und mit Wechselspannung betrieben werden, reduziert das Risiko der gegenseitigen Beeinflussung.

2.2.3 Leistungsschalter

Der Leistungsschalter ist in Verbindung mit dem Schutzsystem für die Abschaltung von Fehlern erforderlich und trägt damit zum sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb bei.

Neben den Haupteigenschaften [15], wie z. B. Ausschaltvermögen oder Isolationsspannung, die vom Einsatzfall im Netz bestimmt werden, müssen spezielle Eigenschaften mit den Erfordernissen der Schutztechnik abgestimmt sein, wie z. B. die Ausschaltzeit und die Fähigkeit zur automatischen Wiedereinschaltung.

In Hoch- und Höchstspannungsschaltanlagen ist die Unterbrechereinheit aktuell noch i. d. R. in SF_6 ausgeführt. Alternative Isolier- und Schaltraumgase werden zunehmend eingeführt, da das Inverkehrbringen durch die F-Gasverordnung aus 2024 gestaffelt verboten wird.

Entsprechend der Schutzaufgabe werden 1-polig (notwendig für 1-pol. AWE) bzw. 3-polig schaltende Leistungsschalter eingesetzt. Dabei kommen heute überwiegend mechanische Federspeicherantriebe zum Einsatz.

In Mittelspannungsnetzen werden ebenfalls vorrangig Vakuum-Leistungsschalter eingesetzt. Diese sind 3-polig schaltend und haben in aller Regel mechanische Federspeicherantriebe.

Für Schutzsysteme mit AWE müssen Leistungsschalter mit Bemessungsschaltfolge (Festlegung siehe [16]) eingesetzt werden, z. B.:

O - 0,3 s - CO - 3 min – CO

O - 0,3 s - CO - 15 s – CO

Dabei bedeuten:

O: Leistungsschalter – Aus (open)

C: Leistungsschalter – Ein (close)

In Abhängig der Schaltgerätetechnologien können Mindestpausenzeiten notwendig sein (ölarme Leistungsschalter). Durch das Verbot des Inverkehrbringens von SF_6-Gas, werden zunehmend alternative Isoliergase oder Vakuumleistungsschalter eingesetzt. Hier ist auf deren technische Spezifikationen hinsichtlich AWE-Fähigkeit und minimaler Pausenzeit zu achten.

Antrieb:

Der Energiespeicher sollte vorrangig durch Gleichstrommotoren mit möglichst kleiner Leistung betätigt werden. Sein Zustand ist entsprechend anzuzeigen. Der Motoranlaufstrom ist auf verträgliche Werte zu begrenzen. Ggf. ist ein gestaffeltes Aufziehen der Federspeicher der Leistungsschalter erforderlich.

Vorzugsweise werden folgende Bemessungsspannungen für den Motor angewendet:

- DC 220 V, 110 V, 60 V, 48 V, 24 V

Die zulässige Funktionstoleranz der Motorbemessungsspannung muss der Leistungsschalterantrieb im Bereich von +10 % bis -15 % gewährleisten.

Eine weitere Funktion ist die Laufzeit der Antriebsmotoren zu überwachen. Bei Dauerlauf des Motors erfolgt eine Langlaufmeldung und der Motor ist abzusteuern.

Aus-/Einspulen:

Leistungsschalter in Hoch- und Höchstspannungsnetzen haben üblicherweise mindestens zwei AUS-Systeme, die von den Schutzsystemen angesteuert werden können. Die AUS-Spulen sind dabei galvanisch, magnetisch und mechanisch entkoppelt auszuführen.

In Mittelspannungsnetzen ist der Einsatz nur eines Auslösesystems oft ausreichend. Je nach Schutzkonzept kann jedoch eine zweite AUS-Spule erforderlich sein.

Die zulässige Spannungstoleranz für das sichere Betätigen der AUS-Spulen beträgt +10 % / -30 %.

Leistungsschalter haben mindestens ein EIN-System. Falls Leistungsschalter mit zwei EIN-Systemen ausgerüstet sind, sollten diese Komponenten ebenfalls autark ausgeführt werden.

Die zulässige Spannungstoleranz für die EIN-Spulen beträgt +10 % / -15 % der Bemessungsspannung.

Schaltstellungsanzeige:

Der Leistungsschalter muss einen Schaltstellungsanzeiger haben, der direkt mechanisch mit dem Antrieb gekoppelt ist. Schalter für einpolige AWE haben einen Stellungsanzeiger pro Schalterpol.

Schaltspielzähler:

Leistungsschalter haben einen Schaltspielzähler, der je Zyklus CO einmal zählt und nicht rückstellbar ist.

Leistungsschalter, die einpolig schalten, erhalten pro Pol einen Schaltspielzähler.

Steuerung:

In der Regel sind folgende Steuer- und Überwachungseinrichtungen üblich:

- EIN- und AUS-Steuerung
- EIN-Sperre
- Funktionssperre (AUS-Sperre)
- Pumpverhinderung
- AWE-Sperre / AWE-Bereitschaft
- Zwangsgleichlauf
- Motoranlaufsteuerung
- Betauungsschutz (Heizung)
- Isoliergas-Drucküberwachung

In Mittelspannungsleistungsschaltern sind die notwendigen Überwachungseinrichtungen im Schalter untergebracht.

Für die Bemessungsversorgungsspannung der Steuerung sind folgende Varianten üblich:

- DC 220 V, 110 V, 60 V, 48 V, 24 V

Transiente Schaltüberspannungen an den Klemmenleisten sind auf 1000 V zu begrenzen. Notwendige Bedämpfungsmaßnahmen sollten mit ohmschen Widerständen oder Varistoren ausgeführt werden.

Für Stellungsanzeigen und Steuerungsaufgaben dienen im Antrieb eingebaute Hilfsschalter mit einer entsprechenden Anzahl von Öffner-, Schließer- und Wischerkontakten.

Dabei muss die Stromtragfähigkeit der Hilfsschalterkontakte so ausgelegt sein, dass der thermische Bemessungsstrom mindestens 10 A und der Bemessungs-Betriebsstrom mindestens 2 A beträgt.

Anforderungen an mögliche Steuerfunktionen:

- EIN/AUS-Steuerung

Die EIN/AUS-Spulen müssen über Hilfsschalterkontakte der Leistungsschalterstellung abgesteuert werden (Kontaktschutz beim Ausschalten von Gleichstromkreisen mit Induktivitäten).

- Funktionssperren

Bei kritischen Zuständen des Leistungsschalters, wie zu geringe Schaltgasdichte (SF_6, CO_2) infolge von Gasverlust, muss die EIN-Schaltung bzw. die EIN- und AUS-Schaltung durch interne Überwachungskreise gesperrt werden. Sind die AUS-Kreise bzw. auch die EIN-Kreise redundant ausgeführt, müssen die zugehörigen Überwachungskreise ebenfalls redundant und unabhängig voneinander sein.

- Pumpverhinderung

Die Pumpverhinderung ist so auszuführen, dass ein AUS-Befehl den EIN-Steuerkreis unterbricht. Bei gleichzeitig anstehendem EIN- und AUS-Befehl muss der Leistungsschalter ausschalten, darf aber nicht wieder einschalten.

- Rückmeldungen, Überwachungsmeldungen

Für die Meldung der Schaltstellung und des Schalterfalls sind in genügender Anzahl Schließer-, Öffner- und Wischerkontakte vom Hilfsschalter bereitzustellen. Für Überwachungsmeldungen sind vorzugsweise potenzialfreie Kontakte zur Verfügung zu stellen.

- AWE-Sperre / AWE-Bereitschaft

Für die Meldung der AWE-Bereitschaft oder der AWE-Sperre an die Schutzeinrichtung sind potenzialfreie Kontakte notwendig.

- Zwangsgleichlauf

Einpolig schaltende Leistungsschalter sind mit einer Zwangsgleichlauf-Steuerung auszurüsten. Bleibt eine Differenzstellung der Schalterpole länger als eine vorgegebene Zeit (z. B. 2 s) bestehen, wird ein AUS-Befehl an alle Pole gegeben.

- Motoranlaufsteuerung

In großen Schaltanlagen mit Sammelschienenschutz kann es notwendig sein, zur Vermeidung von gleichzeitigen Motoranläufen Staffelschaltungen aufzubauen.

- Betauungsschutz (Heizung)

An Leistungsschaltern in Freiluftausführung ist eine Schwitzwasserheizung notwendig, deren Heizelemente überwacht werden müssen.

Anmerkung: Abhängig von den zu schaltenden Betriebsmitteln und der Netztopologie, können während der Abschaltung hohe transiente Schaltüberspannungen über den Schalterpolen auftreten.

2.2.4 Prüfschnittstelle

Um die Grundanforderungen an die Schutzsysteme (Abschnitt 2.1.2) zu gewährleisten, ist eine zyklische Prüfung des Schutzsystems gemäß VDE FNN Hinweis „Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen“ durchzuführen. Die Prüfschnittstelle dient dem Aufbau von Prüfschaltungen für Schutzeinrichtungen. Sie wird im Schutzfeld eingebaut und zwischen Schaltanlage und Schutz geschaltet. Bei Einsatz von Prüfschnittstellen ist die Prüfung der Schutzeinrichtungen während des Betriebes (d. h. der Abzweig, dem die zu prüfende Schutzeinrichtung zugeordnet ist, bleibt in Betrieb) möglich. Dabei muss die volle Sicherheit für das Prüfpersonal und der Anlagen gewährleistet werden. Zur Verhinderung von Fehlauslösungen erfolgt an der Prüfschnittstelle zuerst die Unterbrechung der Auslösekreise bei der Prüfung. Prüfschnittstellen können z. B. als Prüfstecksysteme, Prüfklemmenleisten oder Prüfschalter ausgeführt sein.

2.2.5 Hilfsenergieversorgung

2.2.5.1 Hilfsspannungsbereitstellung

Kurzschlüsse in elektrischen Netzen sind mit Spannungseinbrüchen verbunden, die sich bis in den AC-Eigenbedarf auswirken können. Für die Funktionsfähigkeit der Schutzsysteme wird deshalb eine netzunabhängige Hilfsenergie benötigt. Diese wird als Gleichspannung aus Akkumulatoren (im Sprachgebrauch oft als Batterien bezeichnet), gespeicherter Kondensatorenergie (Kondensatorauslösegeräte) oder aus dem sekundären Wandlerstrom (Wandlerstromgeräte) bereitgestellt.

Eine sichere Bereitstellung der Hilfsspannung ist eine notwendige Bedingung für das zuverlässige Arbeiten des gesamten Schutzsystems.

2.2.5.1.1 Gleichspannungsversorgung

Für den Schutz, die Steuerung, Überwachung und Kommunikation sowie die Notbeleuchtung werden in den Umspannwerken und Stationen Gleichspannungsversorgungsanlagen aufgebaut. Diese bestehen aus Gleichrichter, Batterie, zugehöriger Verteilung und entsprechenden Überwachungseinrichtungen. Die Anforderungen an die Batterien sind in DIN EN IEC 62485 [17] festgelegt. Die Versorgung der Schutz-, Steuer- und Meldestromkreise erfolgt im ungestörten Zustand des Netzes über einen Gleichrichter mit parallel geschalteter Batterie. Solange die 0,4-kV-AC-Versorgung gegeben ist, werden alle DC-Verbraucher über den Gleichrichter aus dem Niederspannungs-Eigenbedarf gespeist. Bei Ausfall der Versorgung über den Gleichrichter erfolgt die weitere Versorgung unterbrechungslos durch die ständig parallel geschaltete Batterie. Sobald die Versorgung aus dem Eigenbedarfsnetz wieder möglich ist,

übernimmt der Gleichrichter wieder die Versorgung der Verbraucher und liefert die für die Wiederaufladung der Batterie benötigte Energie.

Für die Schutzeinrichtungen ist in DIN EN IEC 60255-1 (VDE 0435-300) [18] und [19] eine Schwankungsbreite der Betriebsspannung von 80 bis 110 % der Bemessungsspannung festgelegt. Bevorzugte Bemessungsspannungen sind 24 V, 48 V, 60 V, 110 V und 220 V Gleichspannung.

Um die zulässige Spannungstoleranz für alle Sekundäreinrichtungen einzuhalten, ist besonderes Augenmerk auf den Spannungsfall der Anschlussleitungen zu richten.

Auch der Innenwiderstand der Batterien ist bezüglich der Stoßbelastung zu beachten.

Batterienahe Kurzschlüsse in der DC-Anlage müssen selektiv und schneller als 50 ms abgeschaltet werden. Schutzeinrichtungen können einen Spannungseinbruch von 50 ms überbrücken [20].

Für die Dimensionierung von Batterieanlagen ist Folgendes zu berücksichtigen:

- Belastungsstrom
- Belastungsdauer
- Stoßbelastung
- Zeitabfolge der einzelnen Belastungen
- Zulässige Spannungstoleranz der Verbraucher
- Spannungsabfall auf der Anschlussleitung
- Umgebungstemperatur
- Entladeschlussspannung der Batterie
- Ladeschlussspannung der Batterie
- Einhaltung der Spannungstoleranzen
- Vorgesehener Batterietyp (Innenwiderstand der Batterie)

Bei der Planung der Anlage ist zu berücksichtigen, dass bei Netzkurzschlüssen die Stationstechnik, z. B. zum Ausschalten und zum Federspeicheraufzug der Leistungsschalter, kurzzeitig viel Energie benötigt. Auch sollte beim Umbau und Erweiterung der Gerätetechnik die Auslegung der Batterieanlage und Ladegleichrichter dahingehend überprüft werden, dass bei digitaler Schutz- und moderner Leittechnik der Dauerbelastungsstrom erheblich größer werden kann.

Die Batterieanlagen werden isoliert betrieben und sind mit einer Erdschluss- und einer Spannungsüberwachung ausgerüstet. Die Restwelligkeit der Gleichspannung darf 3 % nicht überschreiten. Der Ausfall oder Kurzschluss einer Batteriezelle kann mit einer Unsymmetrieüberwachung kontrolliert werden.

In der Regel sind die Batterieanlagen in Mittelspannungsnetzen für eine Überbrückungszeit von mind. 6 - 12 Stunden, bei für den Netzwiederaufbau relevanten Anlagen im Hoch- und Höchstspannungsnetz für mind. 24 h ausgelegt [21]. Sie stellen in dieser Zeit z. B. die Verfügbarkeit der Schutztechnik, Leistungsschalter, Messumformer sowie der Fernwirkanlagen sicher. Wenn längere Verfügbarkeitszeiten gefordert sind (z. B. 72 h), können auch Netzersatzanlagen eingesetzt werden.

Zum Erreichen der Redundanz können zwei Gleichspannungsanlagen eingesetzt werden, um ein durchgängiges Haupt- und Reserveschutzsystem zu sichern. Dabei werden Haupt- und Reserveschutzsystem je einer Batterie zugeordnet. Die verbleibenden Verbraucher werden annähernd hälftig aufgeteilt. Im Bild 39 ist eine solche Anlage beispielhaft dargestellt.

Die Batteriekapazität und der Gleichrichter sind so auszulegen, dass im gekuppelten Betrieb durch eine DC-Anlage alle Verbraucher versorgt werden können. Im Normalbetrieb ist die Kupplung geöffnet.

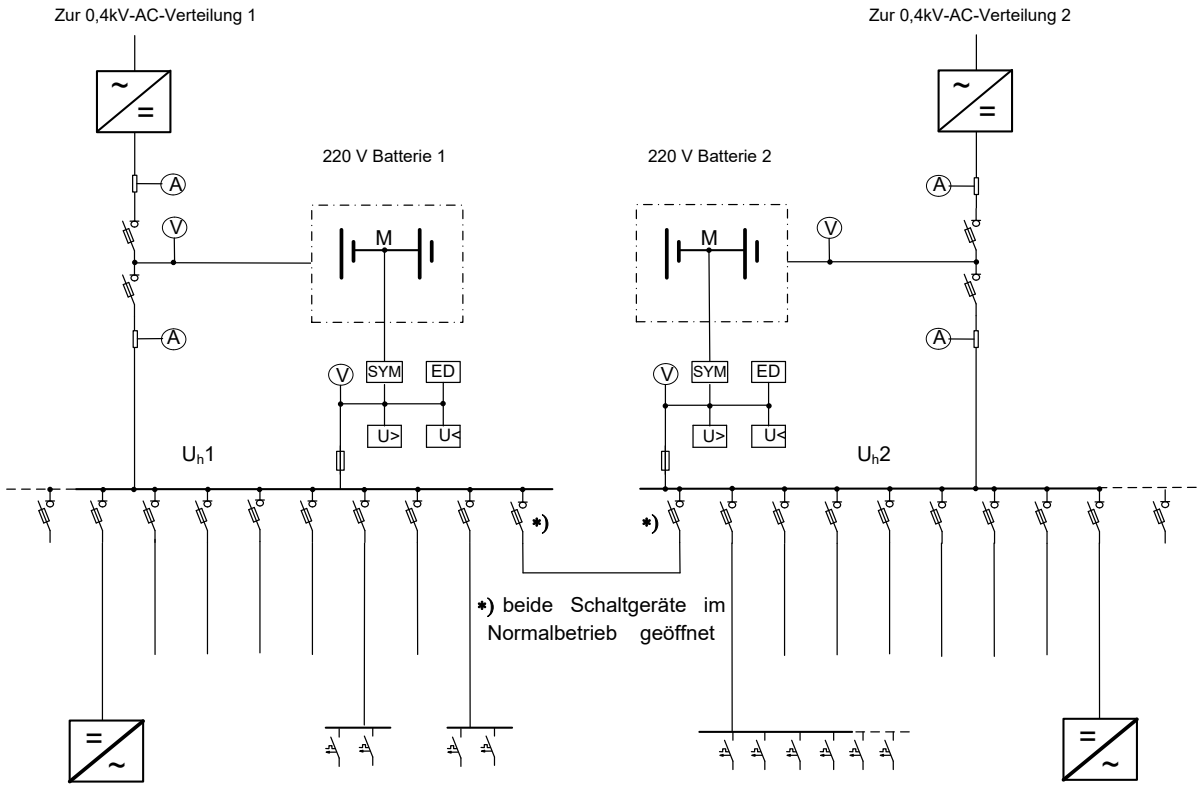


Bild 39: DC-Anlage mit zwei Batterien

2.2.5.1.2 Drehstromversorgung

Zum Erreichen der Redundanz, können für den 230/400-V-AC-Eigenbedarf ebenfalls zwei Einspeisungen zur Verfügung gestellt werden. Diese werden über EB-Transformatoren entweder von der Tertiärwicklung des Umspanners, von Mittelspannungsschaltanlagen oder von der Niederspannungs-Ortsnetzversorgung bereitgestellt. Bild 40 beschreibt beispielhaft den Aufbau einer AC-Anlage für eine Umspannanlage.

Die Eigenbedarfsversorgung dient zur Speisung des Batterieladegleichrichters, der Stufenschalterbetätigung am Transformator, der Heizung von Schaltschränken u. ä., aber auch für die Normalbeleuchtung. An die AC-Anlage werden nur solche Verbraucher angeschlossen, deren kurzzeitiger Ausfall akzeptiert werden kann.

Die Steuerung der Eigenbedarfsverteilung wird von einer Umschaltautomatik übernommen, die in Abhängigkeit vom Betriebszustand der Anlage die motorgetriebenen NS-Leistungsschalter ansteuert. In Ausnahmefällen kann auch die Steuerung per Hand erfolgen. Dabei muss gewährleistet sein, dass nicht beide Einspeisungen parallel an einem Sammelschienenabschnitt betrieben werden können, um große Ausgleichsströme zu vermeiden.

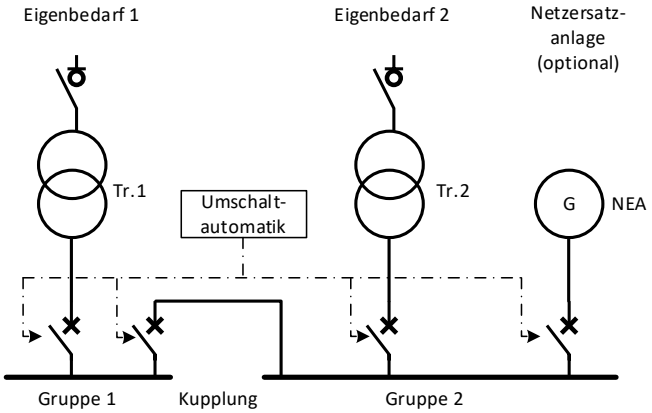


Bild 40: Beispiel für die Einspeisung des Eigenbedarfs in Stationen

2.2.5.1.3 Kondensatorauslösung

Bei der Kondensatorauslösung wird in einem Auslösegerät ein Kondensator über einen Gleichrichter aufgeladen. Die Speisung erfolgt entweder über einen Spannungswandler und/oder über die Niederspannungsseite der Station. Die Kondensatorkapazität ist auf die Auslöseenergie der Auslösespulen abzustimmen. Es muss darauf geachtet werden, dass der Kondensator des Auslösegerätes stets aufgeladen ist.

Eine ergänzende Versorgung von Schutzeinrichtungen durch das Kondensatorauslösegerät ist nur dann zulässig, wenn der Schutz bei Einschalten einer spannungslosen Station durch den vorgeordneten Reserveschutz gewährleistet ist.

Kondensatorauslösungen sollten regelmäßig überprüft und gewartet werden. Eine Überprüfung kann z.B. durch mehrere Kondensatorauslösungen des Leistungsschalters erfolgen.

2.2.5.1.4 Wandlerstromauslösung

Die Wandlerstromauslösung bietet sich für Stationen in Mittelspannungsnetzen ohne DC-Anlage bzw. bei der Realisierung eines Reserveschutzsystems an. Hier wird die nötige Energie dem Stromwandler über einen speziell dimensionierten Zwischenwandler entnommen. Ein Beispiel ist im Bild 41 dargestellt.

Die Wandlerstromauslösung hat den Vorteil, dass sie unabhängig von fremden Spannungsquellen arbeitet. Sie setzt jedoch voraus, dass bereits beim eingestellten Ansprechstrom die notwendige Auslöseenergie der Leistungsschalterspule bereitgestellt wird.

Um eine Überlastung des Wandlers zu vermeiden, ist die Sekundärseite des Auslösezwischenwandlers kurzgeschlossen und wird nur für die Auslösung geöffnet.

Der Zwischenwandler hat eine Sättigungscharakteristik. Diese hält bei Überstrom die Beanspruchung des Auslösekreises und den Leistungsverbrauch des Stromwandlers in Grenzen. Die Leistung, die für die Auslösespule zur Verfügung steht, ist begrenzt. Eine übliche Hilfswandlernennleistung ist z. B. 15 VA.

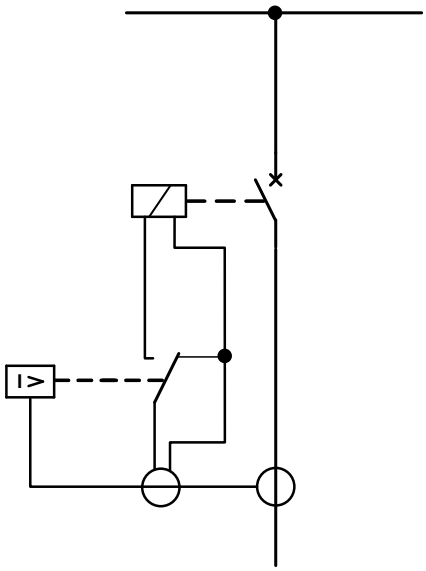


Bild 41: Wandlerstromauslösung

2.2.6 Schutzkommunikation

Schutzkommunikation hat die Aufgabe binäre Informationen oder digitalisierte Streams (z. B. Messwerte) zwischen unterschiedlichen Schutzeinrichtungen zu übertragen. Abhängig von der Übertragungsart können zusätzliche Anpassungen ans Übertragungsmedium und eine Konvertierung der Protokolle notwendig sein. Dabei kann die Quelle bzw. das Ziel der Schutzkommunikation, die sogenannte Wirkschnittstelle, bereits in der Schutzeinrichtung integriert (z. B. Differentialschutz) oder extern (Binärsignal-Übertrager) ausgeführt sein.

Schutzkommunikation findet meist zwischen geografisch verteilten Systemen statt und kann, entweder direkt (Punkt zu Punkt) oder indirekt (z. B. Paketorientiert über ein Netzwerk), über unterschiedliche Kommunikationsarten umgesetzt werden. Jede Kommunikationsart hat ihre spezifischen Eigenschaften und deren Vor- aber auch Nachteile für die unterschiedlichen Schutzanwendungen. Daher muss die Auswahl der Kommunikationsart entsprechend den Anforderungen der jeweiligen Schutzfunktion erfolgen. Dabei ist ebenso darauf zu achten, dass die Funktion der Kommunikation bei Netzfehlern oder Fehlern in den zu schützenden Anlagenbereichen sichergestellt ist.

An die Schutzkommunikation als Komponente des Schutzsystems werden die gleichen Anforderungen wie an das Schutzsystem gestellt (siehe Abschnitt 2.1.2).

Häufig angewandte Kommunikationsarten für Schutzanwendungen sind:

Kommunikation über direkte optische Kommunikationsverbindung (Punkt-zu-Punkt):

Verbindung zwischen zwei oder mehreren Schutzeinrichtungen in Ketten- oder Ringtopologie. Dies erfolgt entweder durch eine direkte Kopplung von Schutzeinrichtungen, wenn die Fasertechnologie (Multi-Mode, Single-Mode) für die zu überbrückende Entfernung geeignet ist, oder mit Hilfe von zusätzlichen Repeatern oder Konvertern (z. B. Multi-Mode zu Single-Mode), um die erforderlichen Eigenschaften herzustellen. Diese Verbindung zeichnet sich durch hohe Stabilität (z. B. kein Jitter, kein Delay) und Verfügbarkeit aus. In höheren Spannungsebenen wird diese Kommunikationsart bevorzugt eingesetzt, speziell wenn es sich um zeitkritische Anwendungen (z. B. Differentialschutz) mit hohen Stabilitätsanforderungen handelt.

Kommunikation über synchrone bzw. quasi-synchrone Kommunikationsnetzwerke:

Verbindung mit synchronem Zeitmultiplexverfahren (SDH) bzw. über plesiochrone digitale Hierarchien (PDH). Diese Kommunikationsart nutzen als Medium ein optisches Kommunikationsnetz für die

Datenübertragung, wobei hier über eine physische Verbindung (Faser) mehrere unterschiedliche Datenströme unterschiedlichster Anwendungen in einem Multiplexverfahren übertragen werden. Da es sich um ein Netzwerk handelt, können hier bei Kommunikationsunterbrechungen (z. B. Faserbruch) manuell oder automatisch Ersatzwege geschaltet bzw. geroutet werden. Dies erfolgt jedoch nicht paketverlustfrei und kann speziell bei zeitkritischen Anwendungen (z. B. Differentialschutzfunktion) zur Überfunktion führen. Diese Kommunikationsnetzwerke besitzen für die Anbindung standardisierte Schnittstellen (z. B. X.21, G.703 bzw. E1). Da sich die Schnittstellen der Kommunikationsnetzwerke von den Schnittstellen der Schutzeinrichtungen unterscheiden, sind an allen Einbauorten von Schutzeinrichtungen, zwischen der Schutzeinrichtung und dem Anschluss am Kommunikationsnetzwerk, ein entsprechender, zusätzlicher Umsetzer (z. B. C37.94 optisch von der Schutzeinrichtung auf X.21 elektrisch am Kommunikationsendgerät) zu installieren. Die Stabilität (z. B. Jitter, Delay) hängt sehr stark von der Konfiguration und dem Systemdesign (z. B. Taktverteilung) ab.

Für die Schutzfunktionen werden unterschiedliche Anforderungen ans Datenübertragungsnetz gestellt. Daher sind speziell für zeitkritische Anwendungen (z. B. Differentialschutzfunktion) detaillierte Abstimmungen über die Mindestanforderung mit dem Servicebetreiber vorzunehmen. Für weniger zeitkritische Schutzverfahren (z. B. Signalvergleich, Blockier- oder Mitnahmeverfahren) kann diese Art der Schutzkommunikation sicher angewendet werden.

Kommunikation über paketorientierte Kommunikationsnetzwerke:

Diese MPLS-Kommunikationsnetzwerke (Multi-Protokoll-Layer-Switching) übertragen Datenpakete (IP-Pakete) entsprechend der eingesetzten Technologie über eine zuvor definierte Route (MPLS-TP) oder durch dynamisches Routing (IP-MPLS). Diese Datenübertragungsart besitzt keinen zeitlichen Determinismus und ist daher für Anwendungen die einen konstanten, kontinuierlichen Datenstrom benötigen nur bedingt einsetzbar. Dies ist bei einer Migration von SDH zu MPLS hin zu beachten, speziell dann, wenn es sich um Differentialschutzanwendungen handelt. Durch eine fehlende Kontinuität in der Datenübertragung können Fehler in der zeitlichen Zuordnung auftreten und somit zum Vergleich von unterschiedlichen Samplewerten führen. In der Praxis konnte jedoch gezeigt werden, dass zeitkritische Schutzfunktionen über MPLS-Netzwerke mit zusätzlichen Maßnahmen (z.B. Überwachung von Laufzeitsprüngen) stabil eingesetzt werden können.

Bei zeitkritischen Anwendungen, die auf Basis von Sampled Values (SV) mit PTP-Anwendungen arbeiten, gibt es keine Einschränkungen. Für weniger zeitkritische Schutzverfahren (z. B. Signalvergleich, Blockier- oder Mitnahmeverfahren) kann diese Art der Schutzkommunikation sicher angewendet werden.

Neben den bereits genannten Datenübertragungsarten können auch direkt geschaltete Kupferverbindungen mit Steuersignalen oder andere Kommunikationsarten wie z. B. analoge Datenmodems, DSL-Modems oder Richtfunk angewendet werden.

Unabhängig von der gewählten Datenübertragungsart ist zu prüfen, ob die von der Schutzanwendung benötigten Eigenschaften hinsichtlich Verlässlichkeit, Schnelligkeit und Sicherheit gegeben sind.

2.3 Netzformen und Netzbetriebsweise

Elektrische Energieversorgungsnetze sind in der Regel nach den sich ändernden Erfordernissen der Versorgung gewachsen. Daraus sind folgende Netzformen entstanden:

- Strahlennetze (auch mit Rückspeisung aus Erzeugungsanlagen)
- (Offene) Ringnetze
- Vermaschte Netze
- Gemischte Netze

Die Netze sind oft als vermaschte Netze gebaut, werden dann aber nach den Anforderungen des Betriebes geschaltet.

Netze, die für eine konkrete Versorgung (gleichbleibende Struktur) geplant wurden, sind entsprechend den Erfordernissen bereits in einer der genannten Netzformen gebaut (z. B. Industrienetze).

2.3.1 Strahlennetze

Strahlennetze (auch Stichnetze genannt) stellen die einfachste Form eines Versorgungsnetzes dar (siehe Bild 42). Hierbei werden alle Leitungen von der Netzeinspeisung ausgehend als Stichleitungen betrieben. Diese Netze verursachen die größten Spannungsfälle und Netzverluste, da hier keine Stromaufteilung erfolgen kann.

Damit ergeben sich bei dieser Netzform die geringste Versorgungssicherheit, die geringsten Kurzschlussströme, eine geringe Netzstabilität und große Spannungseinbrüche. Dennoch bieten Strahlennetze für den Betrieb Vorteile gegenüber anderen Netzformen hinsichtlich der Betriebsführung.

Bei hoher Durchdringung dezentraler Einspeiseanlagen (DEA) kann es bei Strahlennetzen zu einem zweiseitigen Kurzschlussbeitrag kommen.

Strahlennetze werden vorrangig in der Mittelspannung betrieben.

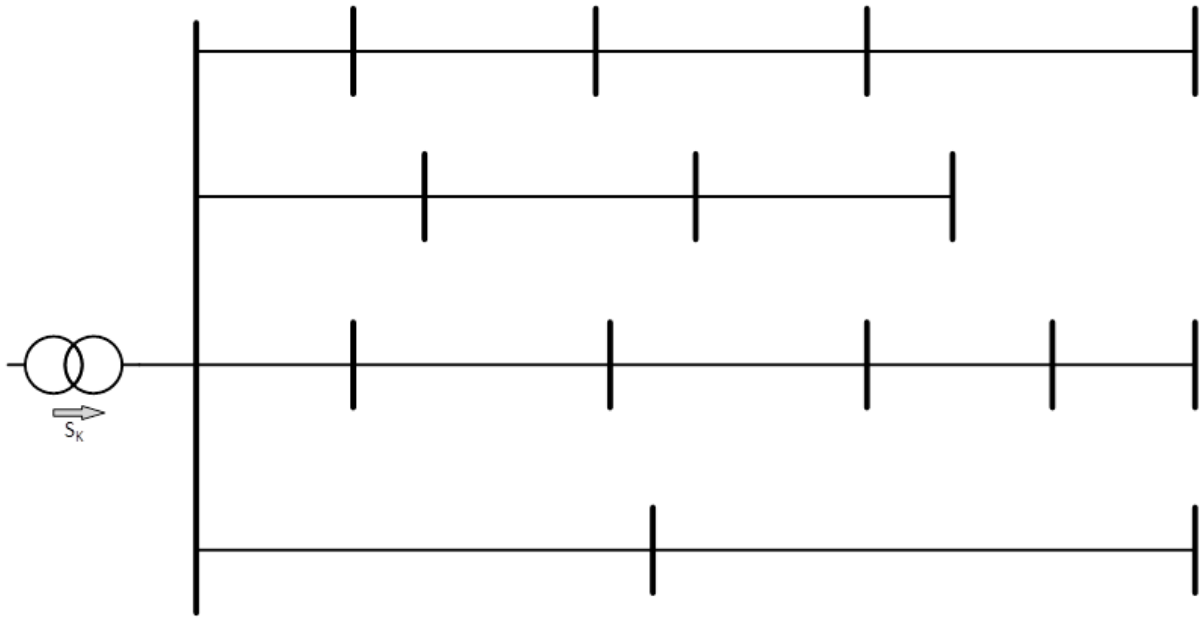


Bild 42: Strahlennetz

2.3.2 (Offene) Ringnetze

Ringnetze sind eine erweiterte Form der Strahlennetze (siehe Bild 43). Hierbei werden Stichleitungen zu einem Ring zusammengeschaltet.

Durch die zweiseitige Speisung ist - ohne zusätzliche Schutzeinrichtungen - zwar keine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit gegenüber Strahlennetzen erreichbar, jedoch lassen sich durch die Möglichkeit von Umschaltungen Versorgungsunterbrechungen schneller beheben. Die Zusammenschaltung zu einem Ring führt zur Erhöhung der Kurzschlussleistung in den Netzstationen und damit zur Verbesserung der Spannungsqualität und zur Verringerung der Netzverluste.

Ringnetze werden vorrangig in der Mittelspannung betrieben.

Oftmals werden Ringnetze offen betrieben. In diesem Fall entsprechen sie topologisch Strahlennetzen.

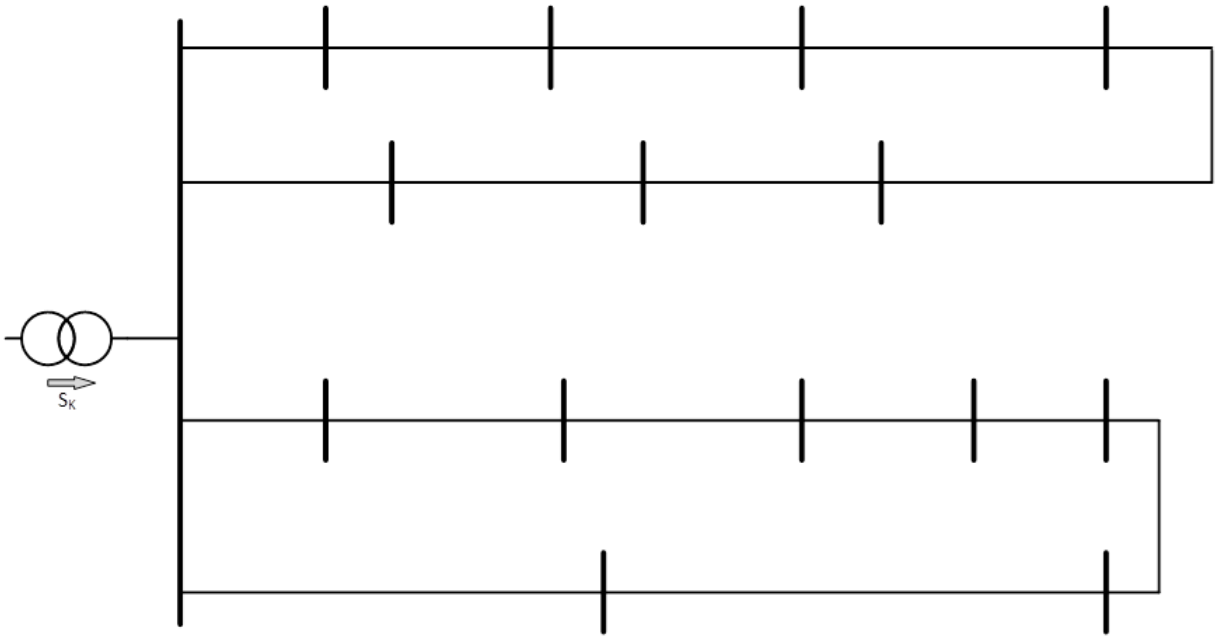


Bild 43: Ringnetz

2.3.3 Vermaschte Netze

Vermaschte Netze sind dadurch gekennzeichnet, dass Leitungen an mehreren Knoten zusammen geschaltet sind und an verschiedenen Stellen eine Einspeisung haben können (siehe Bild 44 und Bild 45).

Vermaschte Netze bieten die größte Versorgungssicherheit mit den geringsten Spannungsfällen und Netzverlusten.

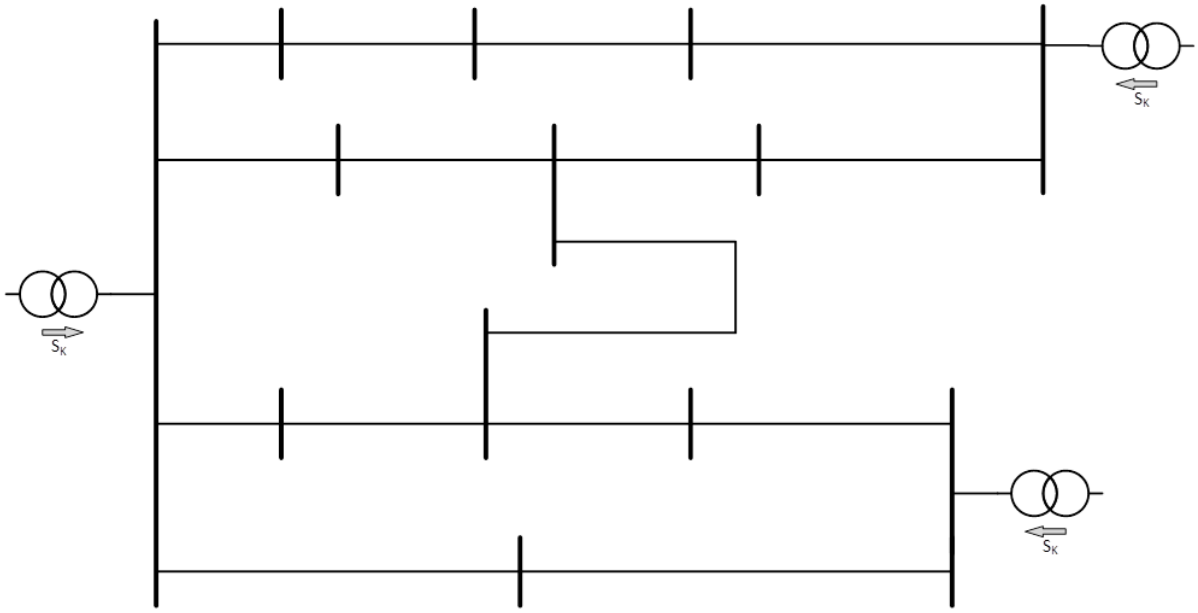


Bild 44: Vermaschtes Netz

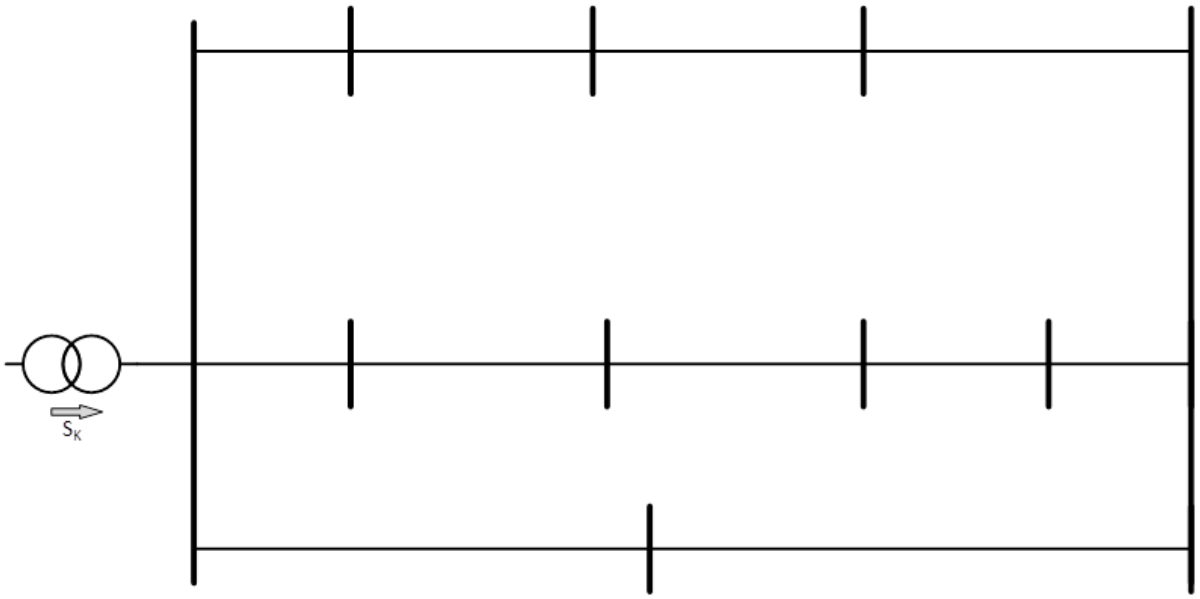


Bild 45: Vermaschtes Netz mit geringer Vermaschung

2.3.4 Gemischte Netze

Bei gemischten Netzen können die verschiedenen Netzformen als Teilnetze in einem Netz vorhanden sein (siehe Bild 46). Dadurch ist eine Optimierung zwischen Versorgungszuverlässigkeit, Netzverlusten und Netzstabilität sowie den Aufwendungen möglich.

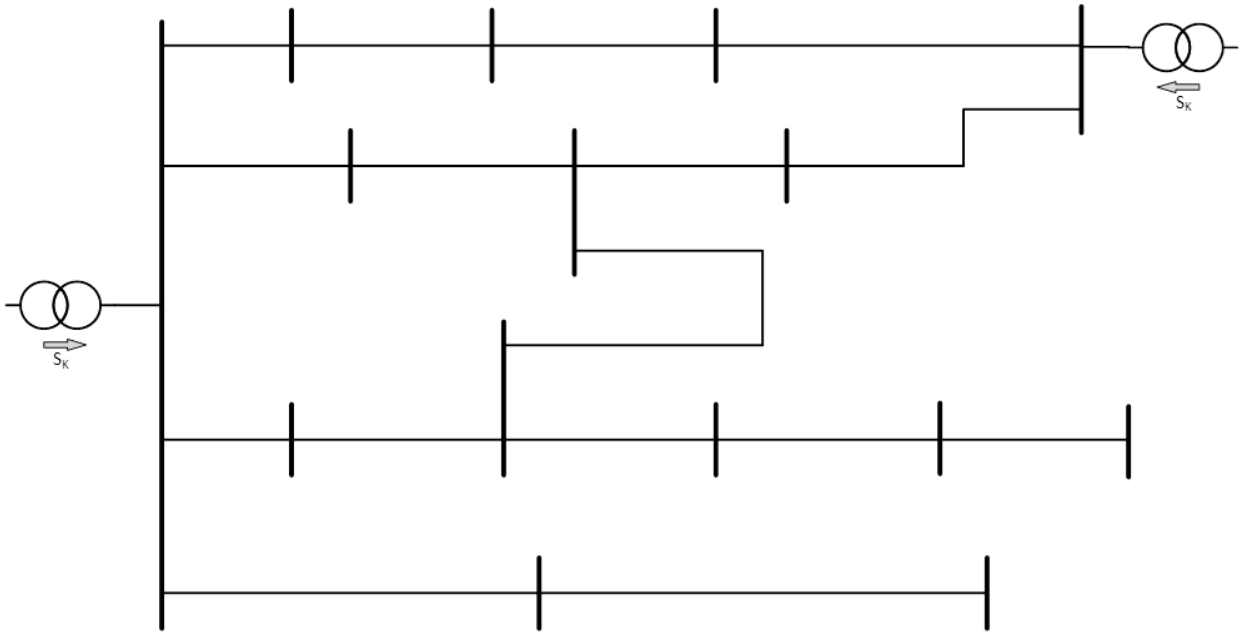


Bild 46: Gemischtes Netz

Diese Netzform findet man in Hochspannungs- und teilweise Mittelspannungsnetzen.

2.4 Normal- und Sonderschaltzustände

Für jedes Versorgungsnetz gibt es einen festgelegten Normalschaltzustand. Dieser stellt ein Optimum bezüglich betrieblicher Belange, Versorgungszuverlässigkeit und Netzverlusten dar. Schutzeinrichtungen

müssen für den Normalschaltzustand und für abgestimmte Sonderschaltzustände ausgelegt werden. Die Anpassung kann teilweise durch Parametersatzumschaltungen erreicht werden.

Darüber hinaus gibt es (unberücksichtigte) Sonderschaltzustände, z. B. hervorgerufen durch Wartungsarbeiten oder Störungen. Für diese Schaltzustände muss mindestens ein wirksamer Kurzschlussschutz vorhanden sein. Hierbei kann es zu betrieblich akzeptabler eingeschränkter Selektivität oder längeren Abschaltzeiten kommen. Andernfalls oder bei länger andauernden Sonderschaltzuständen muss das Schutzkonzept (Einstellparameter des Schutzes) angepasst werden.

2.5 Sternpunktbehandlung der Netze

Die Art der Sternpunktbehandlung von Netzen ist von großer Bedeutung für die Auswahl und Gestaltung des Schutzsystem- und Erdschlusskonzeptes. Es wird nach folgenden Arten der Sternpunktbehandlung von Netzen unterschieden. Netze mit:

- Isoliertem Sternpunkt – ohne Sternpunkterdung (OSPE)
- Erdschlusskompensation – Resonanz-Sternpunkterdung (RESPE)
- Niederohmiger Sternpunkterdung (NOSPE)
- Kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung (KNOSPE)

Überwiegende Sternpunktbehandlung der Netzebenen:

Tabelle 13: Sternpunktbehandlung der Netze

	OSPE	RESPE	NOSPE	KNOSPE
Höchstspannungsnetz			x	
Hochspannungsnetz		x	x	
Mittelspannungsnetz (ländlich)		x		x
Mittelspannungsnetz (städtisch)	x	x	x	x

2.5.1 Netze mit isoliertem Sternpunkt/ohne Sternpunkterdung (OSPE)

Netze, bei denen die Sternpunkte der Transformatoren bzw. des Netzes nicht mit Erde verbunden sind, werden Netze mit isoliertem, freiem Sternpunkt oder auch Netze ohne Sternpunkterdung genannt. Im Falle eines Erdschlusses steigen die Leiter-Erde Spannungen der fehlerfreien Phasen auf den Wert der Leiter-Leiter Spannung an. Durch diese Asymmetrie kann ein Erdschlussstrom fließen, der maßgeblich von den Leiter-Erde-Kapazitäten des Netzes bestimmt wird. Bei geringen Strömen und da die Leiter-Leiter Spannungen im Erdschlussfall nahezu den fehlerfreien Spannungen gleichen, kann das Netz trotz Fehler weiterbetrieben werden. Im Idealfall kommt es bei Lichtbogenfehlern zur selbstständigen Löschung. Steigen die Leiter-Erde-Kapazitäten durch räumlichen Netzausbau oder Verkabelung von Freileitungen an, so ist auch der kapazitive Fehlerstrom größer.

Bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt ist auf die Einhaltung der maximal zulässigen Berührungsspannung nach DIN EN 50522 (VDE 0101-2) [22] zu achten, für die in der Regel der kapazitive Erdschlussstrom maßgebend ist. Wenn eine automatische Abschaltung von Erdschlüssen nicht vorgesehen ist, ist die Notwendigkeit zur Berücksichtigung von Doppelerdschlüssen abhängig von den Betriebserfahrungen.

Da die Leiterpotentiale des Drehstromsystems lediglich durch die Leiter-Erde-Kapazitäten bestimmt werden, können bei wiederzündenen Fehlern hohe transiente Überspannungen auftreten. Diese können zu weiteren Isolationsdurchschlägen führen.

Außerdem besteht in Netzen mit geringen I_{CE} die Gefahr von Kippschwingungen (Ferroresonanz), welche schon nach wenigen Minuten zur thermischen Zerstörung der induktiven Spannungswandler oder zu Folgefehlern im Netz führen können. Maßnahmen zur Bedämpfung von Kippschwingungen werden in Kapitel 2.2.1.2.7 beschrieben.

Bei hochohmiger Spannungsmessung (z. B. nicht konventionelle Spannungswandler), können die Leiter-Erde-Potentiale nach einer Abschaltung nicht abgebaut werden, was bei einer Wiederzuschaltung zu Überspannungen führen kann.

2.5.2 Netze mit Erdschlusskompensation/Resonanzsternpunkterdung (RESPE)

Netze, in denen die Sternpunkte eines oder mehrerer Transformatoren über eine hochohmige Erdschlusslöschspule (E-Spule oder Petersenspule) geerdet sind, werden Netze mit Erdschlusskompensation oder auch Resonanzsternpunkterdung genannt. Die Sternpunktbildung kann dabei auch über Sternpunktbildner erfolgen. Da im Erdschlussfall am Sternpunkt eine Spannung gegen das Erdpotential entsteht, die sog. Verlagerungsspannung, fließt über die E-Spule ein induktiver Strom. Dieser Strom ist anhängig von der Reaktanz der Spule, die in modernen E-Spulen über einen Tauchkern einstellbar ist. Erreicht der induktive Spulenstrom Werte in Höhe des kapazitiven Erdschlussstroms, so kompensieren sich beide Anteile zu einem sehr geringen Reststrom, der im Idealfall nur noch aus einem Wirkanteil und Oberschwingungsanteilen besteht. Man spricht deshalb auch vom „(erdschluss)kompensierten Netzbetrieb“. Bei Lichtbogenfehlern kann es bei kompensierten Netzen zu einer Löschung kommen und den Erdschluss somit beheben. Daher wird auch das Synonym „gelöschtes Netz“ verwendet.

Um die passende Stromstärke des Spulenstroms (bzw. die Reaktanz der Spule) einzustellen, wird die Induktivität im fehlerfreien Betrieb (in modernen E-Spulen durch einen Tauchkern) annähernd auf Resonanz mit den Erdkapazitäten abgestimmt. Daher wird auch die Bezeichnung Resonanzsternpunkterdung (RESPE) verwendet. Voraussetzung für diese Art der Resonanzabstimmung im fehlerfreien Betrieb ist eine natürliche Unsymmetrie der Leiter-Erde Kapazitäten. Um in Netzen mit hoher Unsymmetrie größere Spannungsverlagerungen bei exakter Resonanzabstimmung zu vermeiden, werden die Netze in der Regel mit einer Überkompensation betrieben.

In Kabelnetzen kann hingegen eine deutlich geringere Überkompensation erforderlich sein, da die Netze stark symmetrische Erdkapazitäten aufweisen und daher auch bei Resonanz nur sehr kleine Verlagerungsspannungen auftreten. Ggf. werden Zusatzmaßnahmen für den Abstimmvorgang notwendig (z. B. Stromeinspeisung).

Der Kompensationsgrad muss regelmäßig überwacht werden – insbesondere bei betrieblichen Änderungen an der Netztopologie. Für die Überwachung eignen sich automatische E-Spulenregler.

Tritt ein einpoliger Fehler mit Erdberührung ein, so ist die Fehlerstelle bis auf einen geringen Wirk- bzw. Wattreststrom und Oberschwingungsströme stromlos. Dieser sog. Reststrom an der Fehlerstelle ist im kompensierten Netz durch die geometrische Summe aus Fehlkompensation (Über- bzw. Unterkompensation = Abweichung vom Resonanzpunkt) und Wattreststrom (ohmsche Verluste in den Löschspulen, Ableitverluste über die Isolatoren) und Oberschwingungsströme bestimmt.

Maßgeblich für die Einhaltung der zulässigen Berührungsspannung nach DIN EN 50522 (VDE 0101-2) [22] ist in erdschlusskompensierten Netzen der Reststrom. Die Notwendigkeit zur Berücksichtigung von Doppelerdschlüssen, sofern eine automatische Abschaltung von Erdschlüssen nicht vorgesehen ist, ist abhängig von den jeweiligen Betriebserfahrungen.

Außerdem ist der Erdschlussreststrom maßgebend für die Beurteilung nach DIN VDE 0845-6-2 (VDE 0845-6-2) [23]. Gemäß Norm ist grundsätzlich in Netzen, in denen die sog. Obergrenze des

Erdschlussreststroms (20 kV: 60 A | 110 kV: 132 A) eingehalten wird, die Beeinflussung durch Doppelerdschluss wegen der Seltenheit nicht zu berücksichtigen. Oberhalb der Obergrenze und, sofern eine automatische Abschaltung von Erdschlüssen nicht vorgesehen ist, ist die Notwendigkeit der Berücksichtigung von Doppelerdschlüssen abhängig von den jeweiligen Betriebserfahrungen.

Während eines Erdschlusses steigt die Leiter-Erde-Spannung der beiden fehlerfreien Leiter auf den etwa $\sqrt{3}$-fachen Wert an, wodurch die Gefahr eines Doppel- und Mehrfacherdschlusses besteht. Ein Doppelerdschluss entsteht durch einen weiteren Isolationsfehler in einem zweiten Leiter. In den betroffenen Leitern und über Erde fließen kurzschlussartige Ströme, die durch den Netzschutz abgeschaltet werden müssen. Durch eine Leiterbevorzugung wird für den Distanzschutz in vermaschten Netzen festgelegt, welche Fehlerstelle abgeschaltet wird; die jeweils andere Fehlerstelle erlischt dann entweder von selbst oder sie verbleibt als Dauererdschluss im Netz. In galvanisch zusammenhängenden Netzen ist bei allen Distanzschutzeinrichtungen dieselbe Leiterbevorzugung einzustellen. Es gibt eine zyklische Leiterbevorzugung (L1 vor L2 vor L3) oder in Mittelspannungsnetzen oft eine azyklische (bzw. L1 vor L3 vor L2). Die Gründe liegen dabei in dem teilw. Verzicht von Stromwandlern in älteren Schaltanlagen. Mit der Leiterbevorzugung wird in jedem der möglichen Doppelerdschlussfälle (L1-L2-Erde, L1-L3-Erde, L2-L3-Erde) von den angeregten Schutzgeräten dieselbe Leiter-Erde-Fehlerschleife ausgewählt.

So schalten nur die Schutzgeräte ab, die in unmittelbarer Nähe eines Fußpunktes des Doppelerdschlusses sind. Dadurch kann bspw. eine allseitige Abschaltung einer eingeschleiften Anlage verhindert werden. Das Netz verbleibt mit dem übrigen Fußpunkt erdschlussbehaftet.

Voraussetzung für eine ordnungsgemäß arbeitende Leiterbevorzugung ist, dass vom Schutzrelais beide Fehlerströme gemessen werden und zur Anregung führen. Das Verfahren funktioniert nicht in Strahlennetzen oder wenn sich ein Fußpunkt auf einem Stichanschluss befindet. In Mittelspannungsnetzen werden daher häufig beide Fußpunkte oder aber jener - der in der niedrigsten Zeit erfasst wird – abgeschaltet.

2.5.3 Netze mit niederohmiger Sternpunkterdung (NOSPE)

Bei dieser Netzbetriebsart erfolgt die Erdung einzelner oder mehrerer Transformatorsternpunkte entweder direkt oder über Resistanzen bzw. Reaktanzen. Einpolige Fehler in Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung (NOSPE) sind Erdkurzschlüsse mit hohen Fehlerströmen, die durch den Netzschutz sicher erkannt und abgeschaltet werden müssen. Durch die Potentialfestlegung des Sternpunkts kommt es während des Erdkurzschlusses nur zu einer geringen Spannungsanhebung in den beiden gesunden Leitern. Daher ist die Gefahr einer Ausweitung zu Doppel- oder Mehrfachfehlern sehr gering.

Die Anzahl der zu erdenden Sternpunkte stellt einen Kompromiss dar. Erdet man zusätzliche Transformatorsternpunkte, so wird zwar diese Spannungserhöhung geringer, jedoch steigt dadurch der einpolige Erdkurzschlussstrom. Der erforderliche Aufwand für Erdungsanlagen und andere Schutzmaßnahmen wird größer. Ist die Anzahl geringer oder die Erdungsimpedanz höher, so können in ungünstigen Fehlerfällen nur sehr geringe Erdkurzsschlussströme fließen, deren Stromstärke die Größenordnung von Betriebsströmen nicht übersteigt. Hierfür empfiehlt es sich besondere Funktionen wie z. B. eine zusätzliche Erdstromanregung vorzusehen.

2.5.4 Netze mit kurzzeitig niederohmigen Sternpunkterdung (KNOSPE)

Die Netzbetriebsart ist eine Kombination aus der beschrieben isolierten bzw. kompensierten und niederohmigen Sternpunkterdung. D. h. Netze mit kurzzeitiger niederohmiger Sternpunkterdung (KNOSPE) werden im Normalbetrieb als isoliertes oder kompensiertes Netz betrieben. Dadurch kann der Großteil der Erdschlüsse von selbst erlöschen. Ansonsten kann ein Sternpunktwiderstand automatisch und kurzzeitig zugeschaltet werden und erzeugt einen Erdkurzschluss.

Es gibt zwei unterschiedliche Betriebsarten:

- **KNOSPE zur Fehlerortung**:
  Der Sternpunktwiderstand wird für einen kurzen Augenblick - i. d. R. 100 ms - zugeschaltet. Schutzanregungen und Anregungen können in diesem Zeitraum von Kurzschlussanzeiger zur Lokalisierung der Fehlerstelle verwendet werden.
- **KNOSPE zur Abschaltung**:
  Kommt es nicht zur selbstständigen Löschung des Erdschlusses, so wird nach Ablauf weniger Sekunden der Sternpunkwiderstand so lange zugeschaltet, bis der Netzschutz den entstandenen Erdkurzschluss abgeschaltet hat. Nach Abschaltung der betroffenen Leitung wird das Netz wieder auf isoliert oder kompensiert umgeschaltet. Die Einhaltung der thermischen Belastbarkeit des Sternpunktwiderstands muss z. B. durch einen thermischen Überlastschutz sichergestellt werden.

2.6 Eigenschaften der Netze

Elektrische Netze dienen dem Austausch, der Übertragung und der Verteilung elektrischer Energie. Je nach Aufgabe des Netzes sind die Anforderungen an die Schutzsysteme, die Netzfahrweisen und den Netzbetrieb unterschiedlich.

Folgende Spannungsebenen nach DIN EN 50160 [24] haben sich in der europäischen Praxis durchgesetzt und werden in der Regel wie folgt eingesetzt:

- 380/220 kV als Übertragungsnetz
- 110 kV als übergeordnetes Verteilnetz[1]
- 6/10/20/30 kV als örtliches Verteilnetz und Industrienetz

2.6.1 Höchstspannungsnetze 380 kV und 220 kV

380 kV- und 220 kV-Netze werden als Übertragungsnetze bezeichnet und dienen der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Ein Übertragungsnetz ist dadurch gekennzeichnet, dass der Leistungsfluss im Netz im Wesentlichen durch die Erzeugung und Transite (auch durch Stromhandel) bestimmt ist. Die miteinander synchron verbundenen Übertragungsnetze ergeben das europäische Verbundnetz.

In Deutschland, Österreich und der Schweiz haben die Übertragungsnetze eine Nennspannung von 220 kV und 380 kV. In besonderen Fällen kann auch ein 110 kV-Netz Aufgaben eines Übertragungsnetzes erfüllen.

Der überwiegende Teil von Übertragungsnetzen ist vermascht und wird mit geerdetem Sternpunkt betrieben. Diese Netze stellen bezüglich Schnelligkeit, Zuverlässigkeit und Sicherheit hohe Anforderungen an die Schutzsysteme (siehe Abschnitt 2.1). Grundanforderungen an die Schutzsysteme sind in der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb [25] bzw. in den TOR [26] definiert. Die Veröffentlichungen der ENTSO-E beschreiben eine bewährte Netzschutzpraxis in Höchstspannungsnetzen.

2.6.2 Hochspannungsnetze 110 kV[1]

Diese Spannungsebene gehört i. d. R. zum Verteilnetz. Sie dient innerhalb einer Region der Verteilung elektrischer Energie zur Einspeisung von Stationen und Anlagen und zum Anschluss von Erzeugungsanlagen. Der Leistungsfluss im Verteilnetz wurde bisher im Wesentlichen durch die Kundenlast bestimmt. Inzwischen wird der Leistungsfluss zunehmend durch Erzeugungsanlagen bestimmt.

[1] In der Schweiz zählen Netze mit Nennspannung >36 kV zu den Hochspannungsverteilnetzen

Darüber hinaus können Hochspannungsnetze selten auch Aufgaben im Sinne eines Transportnetzes übernehmen, was zu ähnlichen Anforderungen wie bei Leitungen im Höchstspannungsnetz führt.

Außerdem können durch folgende Aufgaben eines Netzes zusätzliche Anforderungen hinsichtlich Selektivität und Abschaltzeiten entstehen:

- Bei Einspeisung mittlerer Kraftwerksblöcke
- Bei der Sicherung des Eigenbedarfs großer Kraftwerksblöcke (z. B. Kernkraftwerk)
- Zunehmend bei der Einspeisung von EEG-Erzeugungsanlagen

Hochspannungsnetze sind in der Regel als Freileitungsnetze in der städtischen Versorgung teilweise auch als reine Kabelnetze realisiert.

Sie werden in der Regel vermascht betrieben und versorgen unterlagerte Mittelspannungsnetze. Die Anforderungen an die Schutzsysteme sind in der 110 kV-Netzebene je nach Aufgabe und Netzausbau unterschiedlich. Es ist eine spannungsebenenübergreifende Koordination der Schutzsysteme an den Übergabestellen notwendig.

2.6.3 Mittelspannungsnetze > 1 kV bis 36 kV

Mittelspannungsnetze gehören zum Verteilnetz. Sie dienen innerhalb eines begrenzten Gebietes, einer Stadt oder eines Industriebetriebes der Versorgung von Kunden mit elektrischer Energie. In Mittelspannungsnetzen wird der Leistungsfluss i. d. R. durch die Kundenlast bestimmt. Zunehmend wird der Lastfluss auch durch dezentrale Erzeugungsanlagen beeinflusst.

Folgende Mittelspannungen sind derzeit üblich:

- 6 kV für Industrienetze mit Hochspannungsmotoren und Kraftwerkseigenbedarf
- 10 kV Stadtnetze, Industrienetze
- 20 kV Landnetze, Stadtnetze, Industrienetze
- 30 kV Landnetze, große Industriebetriebe, z. B. Anschluss von Elektrolyseanlagen

Die Netzfahrweise von Mittelspannungsnetzen ist sehr unterschiedlich und den örtlichen Verhältnissen angepasst. Bei großen Punktlasten werden die Netze oft strahlenförmig und bei ländlicher Flächenlast vermascht betrieben. Daher sind die Anforderungen an die Schutzsysteme auch sehr unterschiedlich, wobei berücksichtigt werden muss, dass eine Störung sich meist direkt auf den Kunden auswirkt. Mittelspannungsnetze werden überwiegend gelöscht betrieben, es sind jedoch alle Arten der Sternpunktbehandlung vorzufinden.

3 Schutzfunktionen

3.1 Definition Schutzfunktionen

Schutzfunktionen sind Algorithmen, die den Ist-Zustand des primären Systems (z. B. Leitung), mit den Einstellwerten des Schutzsystems vergleichen, um so einen fehlerbehafteten Zustand im primären System zu erkennen und entsprechend der Einstellwerte zu reagieren.

3.1.1 Überstromzeitschutz

Fehlerarten:

- Kurzschlüsse

Benötigte Eingangsgrößen:

- Sekundäre Messwerte aus dem Stromwandler
- (Optional) sekundäre Messwerte aus dem Spannungswandler (Richtungsentscheid)
- (Optional) Freigabe-/ Blockiersignale (z. B. aus Zustandserkennung Leistungsschalter)

Mindesteinstellgrößen:

- Anregeschwelle der Schutzfunktion
- Verzögerungszeiten

Funktionsprinzip:

Der sekundäre Strommesswert wird mit der eingestellten Anregeschwelle der Schutzfunktion verglichen.

3.1.1.1 Unabhängiger Maximalstromzeitschutz (UMZ)

Funktionsweise:

Mit Überschreiten der Anregeschwelle der Überstromfunktion wird ein Kurzschluss erkannt und eindeutig vom normalen Betriebszustand unterschieden.

Die Selektivität zu vor- bzw. nachgeordneter Schutzeinrichtung wird durch abgestimmte Zeitverzögerungen oder Anregeschwellwerte (z. B. Impedanzsprung bei Transformator) erzielt. Um die Auslösezeiten für stromstarke Fehler reduzieren zu können, werden neben einstufigen UMZ-Relais diese auch als mehrstufige UMZ-Schutzeinrichtungen ausgeführt. Dabei ist jeder Stufe eine gesonderte Verzögerungszeit und Anregeschwelle zugeordnet.

Um eine zusätzliche Kurzschlussrichtungserkennung zu realisieren, ist eine Spannungserfassung notwendig.

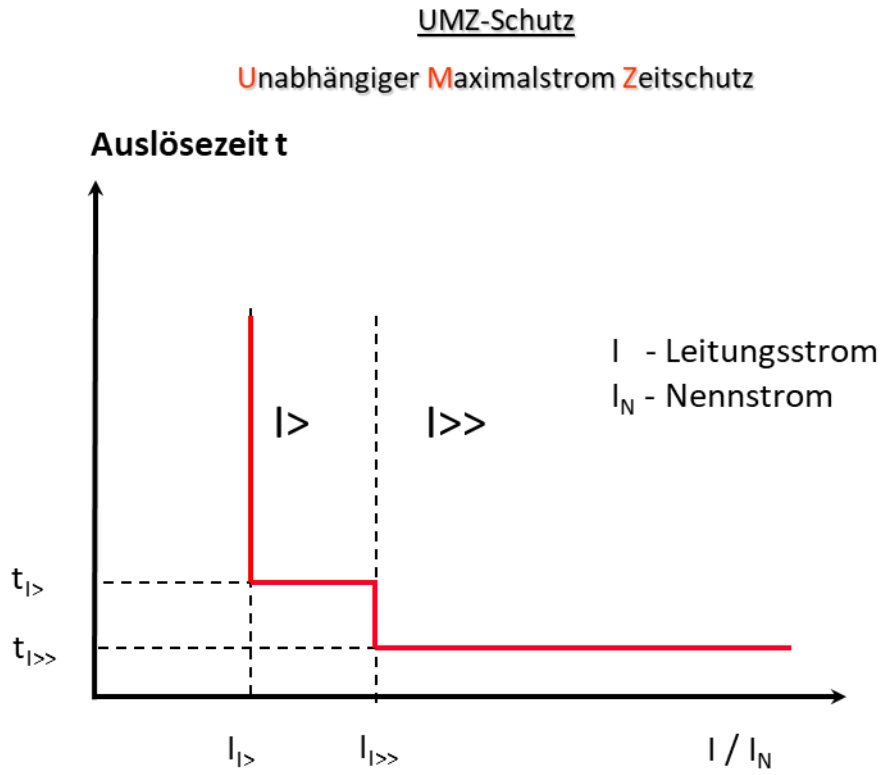


Bild 47: UMZ-Schutz Kennlinie

Vor- und Nachteile:

Tabelle 14: Vor- und Nachteile UMZ

Vorteile	Nachteile
■ Einfache Schutzfunktion ■ Reserveschutzfähigkeit ■ Kein Spannungswandler notwendig	■ Selektive Staffelung nur in Strahlen- und Ringnetzen möglich ■ Lange Verzögerungszeiten in Einspeisenähe möglich

3.1.1.2 Abhängiger Maximalstromzeitschutz (AMZ)

Der abhängige Maximalstromzeitschutz (AMZ) wird z. B. zur Staffelung von unterlagerten HH-Sicherungen, als Schutzfunktion von Transformatoren eingesetzt und übernimmt dabei auch die Funktion eines stromabhängigen Überlastschutzes.

Bei Überschreiten der Anregeschwelle der Überstromfunktion wird die Auslösekommandozeit in Abhängigkeit der Höhe des Fehlerstromes nach einer $t(I)$-Kennlinie ermittelt.

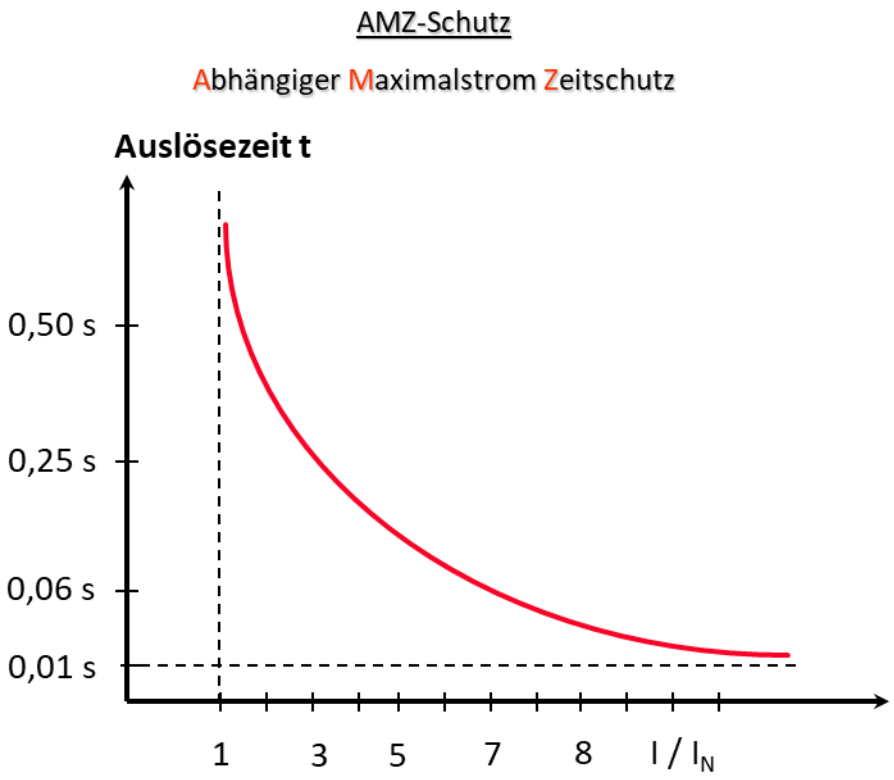


Bild 48: AMZ-Schutz Kennlinie

Vor- und Nachteile:

Tabelle 15: Vor- und Nachteile AMZ

Vorteile	Nachteile
■ Reserveschutzfähigkeit ■ Gute Selektivität bei variierenden Fehlerströmen ■ Gute Koordination mit Sicherungen	■ Selektive Staffelung nur in Strahlen- und Ringnetzen möglich ■ Lange Verzögerungszeiten in Einspeisenähe möglich ■ Komplexe Parametrierung und Prüfung ■ Empfindlich gegenüber Netzänderungen

3.1.1.3 Not-UMZ-Schutz

Die Not-UMZ-Funktion kann in vielen Schutzeinrichtungen als zusätzliche Funktion implementiert werden, um im Falle des Messspannungsausfalls bzw. Ausfall der Wirkkommunikation eine vollumfängliche, geräteinterne Schutzfunktion zu haben.

Die Not-UMZ-Funktion ist ein ein- oder mehrstufiger UMZ-Schutz. Diese Funktion kann z. B. über einen Binäreingang, durch den Hilfskontakt des Spannungswandler-Schutzschalters oder durch eine Spannungsausfallerkennung implementiert werden.

Die Einstellung des Not-UMZ-Schutzes erfolgt wie ein normaler UMZ-Schutz. Die Werte für die Anregung und besonders für die Auslösezeit können im vermaschten Netz aber nur einen Kompromiss bezüglich der Selektivität und Schnelligkeit darstellen.

3.1.2 Distanzschutz

3.1.2.1 Allgemeines

Fehlerarten:

- Kurzschlüsse

Benötigte Eingangsgrößen:

- Sekundäre Messwerte aus dem Stromwandler
- Sekundäre Messwerte aus dem Spannungswandler
- (Optional) Freigabe-/ Blockiersignale (z. B. aus Zustandserkennung Leistungsschalter)

Mindesteinstellgrößen:

- Art der Anregung und Anregeschwelle
- Zonenreichweiten
- Verzögerungszeiten

Die Ermittlung der Einstellgrößen eines Distanzschutzes werden in Kapitel 6 beschrieben.

Funktionsprinzip:

Mit den gemessenen sekundären Strom- und Spannungswerten wird eine Impedanz berechnet und mit einem eingestellten Impedanzbereich verglichen.

Funktionsweise:

Mit der Anregung der Distanzschutzfunktion wird ein Kurzschluss im Schutzobjekt erkannt und eindeutig vom normalen Betriebszustand unterschieden. In Abschnitt 6.1 sind spezifische Anregeverfahren beschrieben. Bei der Anregung wird die fehlerbetroffene Schleife ermittelt.

Durch den Vergleich der Kurzschlussimpedanz mit der Betriebsimpedanz kann die Entfernung zum Fehlerort bestimmt werden. Ein Auslöseentscheid wird nach eingestellter Impedanz- und dazugehöriger Zeitstufe erteilt. Die Bestimmung der Fehlerentfernung anhand der Kurzschlussimpedanz zwischen Messort und Fehlerstelle erfolgt im digitalen Distanzschutz immer anhand der Auswertung der Mitsystemreaktanz. Die Reaktanz wird dabei durch Lösung der Maschengleichung der fehlerbetroffenen Leiterschleife berechnet. Durch geeignete Verfahren muss das Schutzgerät die fehlerbetroffene Schleife zuverlässig erkennen und auswerten. Damit ergeben sich im Drehstromsystem drei Leiter-Leiter und drei Leiter-Erde-Schleifen.

Beim Distanzschutz wird die Reaktanz ausgewertet, da sie proportional zur Leitungslänge ist und von Störeinflüssen kaum beeinflusst wird. Die Resistanz kann durch einen Übergangswiderstand (beispielsweise den Lichtbogenwiderstand) erheblich verfälscht werden, was zu unzuverlässigen Auslösebereichen führen würde. Daher wird für die Distanzermittlung die Reaktanz als verlässliche Größe herangezogen.

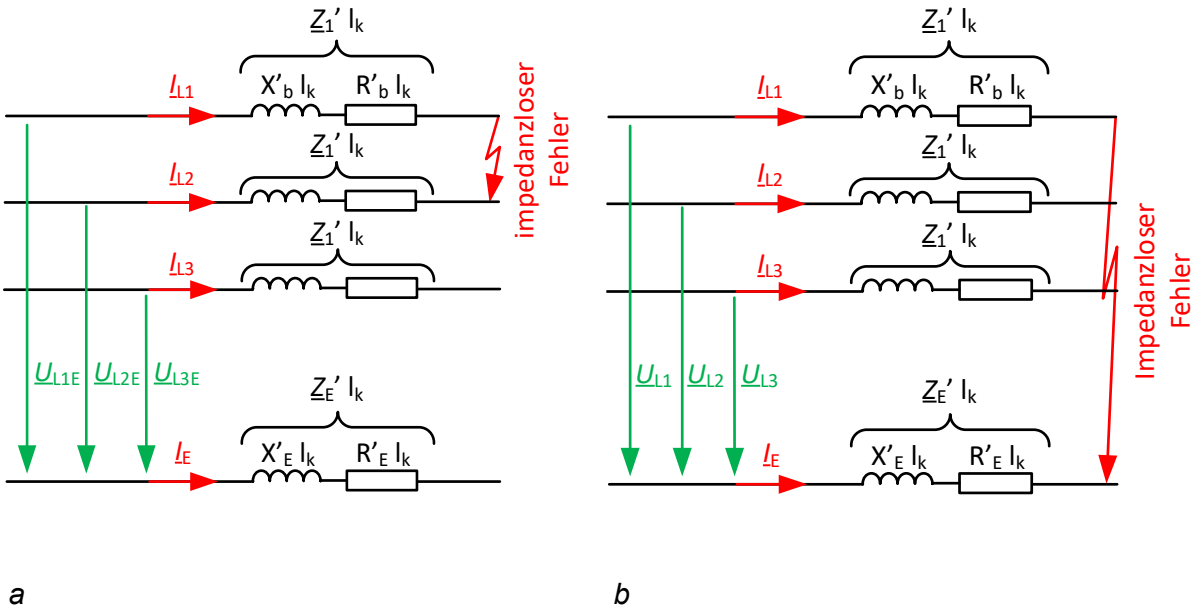


Bild 49: Leitungsersatzschaltbild für die Entfernungsbestimmung des Distanzschutzrelais; a für einen Leiter-Leiter-Fehler; b für einen Leiter-Erde-Fehler

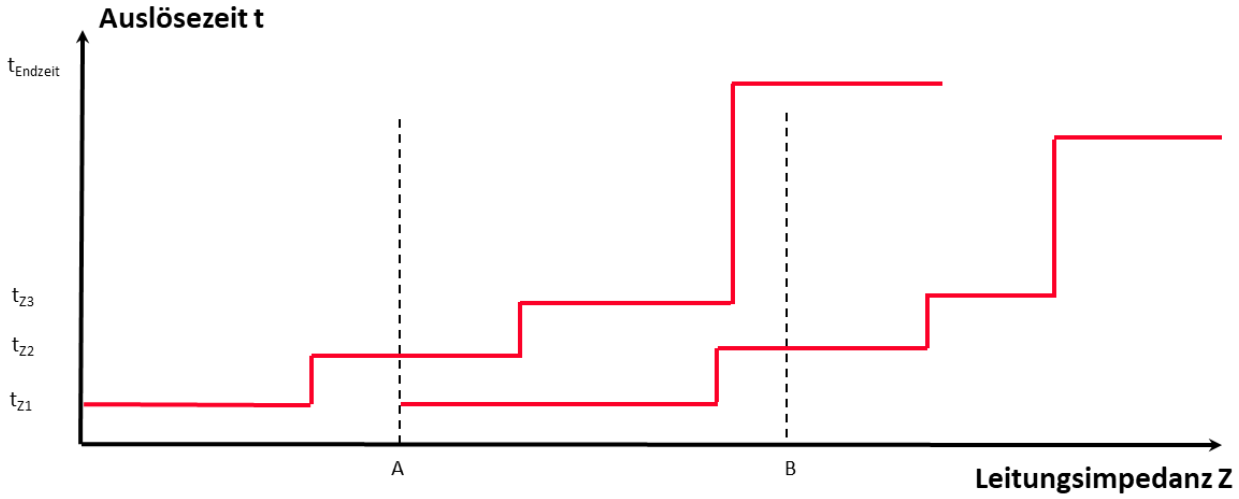


Bild 50: Distanzschutz Kennlinie

Vor- und Nachteile:

Tabelle 16: Vor- und Nachteile Distanzschutz

Vorteile	Nachteile
■ Reserveschutzfähigkeit ■ Fehlerentfernungsabhängiges Verhalten ■ Gut kombinierbar mit anderen Zusatzfunktionen (z. B. Schutzsignalübertragungsverfahren)	■ Längere Fehlerklärungszeiten in höheren Zonen

3.1.2.2 Fehlerschleifenauswertung

Leiter-Leiter-Fehler:

Die Berechnung der Kurzschlussimpedanz l_k für einen Leiter-Leiter-Fehler (Bild 49 a) erfolgt über die Lösung der Maschengleichung der fehlerbetroffenen Leiter-Leiter-Schleife L1-L2. Berechnet wird hierbei die einfache *Mitsystemimpedanz* zwischen Messort und Fehlerstelle.

$$\underline{U}_{\mathrm{L1E}} - \underline{U}_{\mathrm{L2E}} = \underline{I}_{\mathrm{L1}}\,\underline{Z}'_1 l_k - \underline{I}_{\mathrm{L2}}\,\underline{Z}'_1 l_k \tag{3-1}$$

Daraus wird die gesuchte Impedanz berechnet:

$$\underline{Z}'_1 l_k = \frac{\underline{U}_{\mathrm{L1E}} - \underline{U}_{\mathrm{L2E}}}{\underline{I}_{\mathrm{L1}} - \underline{I}_{\mathrm{L2}}} = R'_1 l_k + j\,X'_1 l_k \tag{3-2}$$

Die Berechnung der Kurzschlussimpedanz l_k erfolgt mit der berechneten Mitsystemreaktanz. Typischerweise werden in den Schutzgeräten direkt Reaktanzen und Resistanzen eingestellt.

Leiter-Erde-Fehler:

Die Berechnung der Fehlerentfernung l_k für einen Leiter-Erde-Fehler (Bild 49 b) erfolgt wieder durch die Lösung der Maschengleichung der fehlerbetroffenen Schleife, hier nun die Leiter-Erde-Schleife L1-E. Auch hier wird die *Mitsystemimpedanz* zwischen Messort und Fehlerstelle berechnet.

Ansatzgleichung bildet die folgende Maschengleichung einer Leiter-Erde-Schleife:

$$\underline{U}_{\mathrm{L1E}} = \underline{I}_{\mathrm{L1}}\,\underline{Z}'_1 l_k - \underline{I}_{\mathrm{E}}\,\underline{Z}'_E l_k \tag{3-3}$$

Daraus wird die gesuchte Mitsystemimpedanz berechnet. Es werden zwei unterschiedliche Verfahren zur Berechnung angewandt.

Variante I – mit komplexem Erdfehlerfaktor: $\underline{k}_E$ (k_0)

Bei dieser Berechnungsvariante wird aus der Ansatzmaschengleichung die gesuchte Mitsystemimpedanz separiert:

$$\underline{U}_{\mathrm{L1E}} = \underline{Z}'_1 l_k \left(\underline{I}_{\mathrm{L1}} - \underline{I}_{\mathrm{E}} \frac{\underline{Z}'_E}{\underline{Z}'_1} \right) \tag{3-4}$$

Und danach umgestellt:

$$\underline{Z}'_1 l_k = \frac{\underline{U}_{\mathrm{L1E}}}{\underline{I}_{\mathrm{L1}} - \underline{I}_{\mathrm{E}}\,\dfrac{\underline{Z}'_E}{\underline{Z}'_1}} = \frac{\underline{U}_{\mathrm{L1E}}}{\underline{I}_{\mathrm{L1}} - \underline{I}_{\mathrm{E}}\,\underline{k}_E} = R'_1 l_k + j\,X'_1 l_k \tag{3-5}$$

Aus Gleichung (3-4) ist erkennbar, dass der Einfluss der komplexen Erdimpedanz $\underline{Z}_E$ durch den Faktor $\underline{Z}'_E/\underline{Z}'_1$ berücksichtigt wird. Dieser Faktor ist fehlerentfernungsunabhängig und wird als komplexer Erdfehlerfaktor $\underline{k}_E$ bezeichnet.

$$\underline{k}_{\mathrm{E}} = \frac{\underline{Z}'_E}{\underline{Z}'_1} \tag{3-6}$$

Da bei der Messung der Betriebsmittelimpedanz i.d.R. die Impedanzen des symmetrischen Systems gemessen und im Distanzschutz eingestellt werden, kann der komplexe Erdfehlerfaktor auch mit gemessenen Mit- und Nullsystemimpedanzen angegeben werden.

$$\underline{k}_{\mathrm{E}} = \frac{\underline{Z}'_E}{\underline{Z}'_1} = \frac{\underline{Z}'_0 - \underline{Z}'_1}{3\,\underline{Z}'_1} \tag{3-7}$$

Variante II – Trennung der Erdimpedanz:

Bei dieser Variante erfolgt zunächst die Trennung der Impedanz in Real- und Imaginärteil

$$\underline{U}_{\mathrm{L1E}} = \underline{I}_{\mathrm{L1}}\,\underline{Z}'_1 l_k - \underline{I}_{\mathrm{E}}\,\underline{Z}'_E l_k = \underline{I}_{\mathrm{L1}}\,(R'_1 + jX'_1) l_k - \underline{I}_{\mathrm{E}}\,(R'_{\mathrm{E}} + jX'_{\mathrm{E}}) l_k \tag{3-8}$$

Weiter umgestellt ergibt sich:

$$\underline{U}_{\mathrm{L1E}} = R'_1\,l_k \left(\underline{I}_{\mathrm{L1}} - \frac{R'_{\mathrm{E}}}{R'_1}\underline{I}_{\mathrm{E}}\right) + j\,X'_1 l_k \left(\underline{I}_{\mathrm{L1}} - \frac{X'_{\mathrm{E}}}{X'_1}\underline{I}_{\mathrm{E}}\right) \tag{3-9}$$

Die Faktoren R'_{E}/R'_1 und X'_{E}/X'_1 sind wieder fehlerentfernungsunabhängig und reell und können in der Schutzeinrichtung als Parameter übergeben werden.

3.1.2.3 Zwischeneinspeiseeffekt

Der Zwischeneinspeiseeffekt tritt im Kurzschlusspfad auf, wenn es neben der zentralen Einspeisung (z. B. aus einem Umspannwerk) eine weitere Einspeisung gibt – etwa durch Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen oder anderen Teile des Stromnetzes (Bild 51). Kommt es zu einem Kurzschluss im Netz, fließt der Fehlerstrom nicht nur vom zentralen Einspeisepunkt zur Fehlerstelle (Bild 51 – Strom $\underline{I}_A$), sondern auch aus der weiteren Einspeisung, die sich zwischen dem zentralen Netz und dem Fehlerort befinden (Bild 51 – Strom $\underline{I}_B$).

Dieser zusätzliche Stromfluss kann dazu führen, dass Schutzgeräte die Fehlerimpedanz als zu groß bestimmen, weil nur ein Teil des tatsächlichen Kurzschlussstroms vom „eigenen“ Stromwandler gemessen wird. Die Fehlerimpedanz kann so in eine höhere Distanzzone fallen und zu einer Unterfunktion führen. Haben beide Ströme stark unterschiedliche Phasenwinkel, so kann es in seltenen Fällen auch zu einer Überfunktion kommen.

Es empfiehlt sich den Zwischeneinspeiseeffekt durch eine Netzberechnung zu bestimmen und die Zonenreichweiten entsprechend anzupassen. Hierbei gilt zu beachten, dass es bei Fehlen der Zwischeneinspeisung – bspw. durch Wartung und Schaltungen im Netz – nicht zu einer Unselektivität kommt.

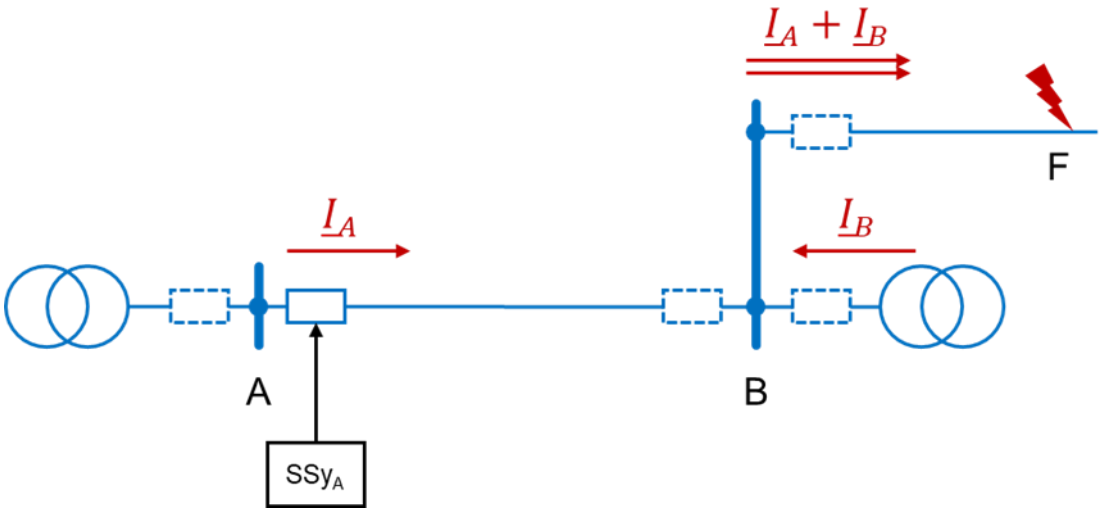


Bild 51: Zwischeneinspeiseeffekt

Das Schutzsystem SSy$_A$ in Bild 51 ist Hauptschutz für die Leitung zwischen Station A und B und ortsferner Reserveschutz für die Schutzsysteme in Station B. Tritt ein Kurzschluss mit Zwischeneinspeisung auf, so erscheint die Impedanz Strecke zwischen Station B und Fehler F i.d.R. als vergrößert. Maßgeblich ist das komplexe Verhältnis aus den beiden Strömen $\underline{I}_B$ und $\underline{I}_A$ – siehe Formel (3-10).

$$\underline{Z}_{SSyA} = \underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BF} + \left(\frac{\underline{I}_B}{\underline{I}_A}\right) \cdot \underline{Z}_{BF} \tag{3-10}$$

$$\underline{Z}_{SSyA} = \underline{Z}_{AB} + \underbrace{\left(1 + \frac{\underline{I}_B}{\underline{I}_A}\right)}_{\underline{k}_{zw}} \cdot \underline{Z}_{BF} \tag{3-11}$$

Dabei ist:

$\underline{Z}_{SSyA}$ die gemessene Impedanz des Schutzsystems in Station A

$\underline{Z}_{AB}$ die Impedanz der Leitung AB

$\underline{Z}_{BF}$ die Impedanz der Leitung BF

$\underline{I}_A$ der Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags von Station A

$\underline{I}_B$ der Effektivwert des Kurzschlussstrombeitrags von Station B

$\underline{k}_{zw}$ der komplexe Zwischeneinspeisefaktor

Klammert man die Impedanz $\underline{Z}_{BF}$ aus, so lässt sich der Ausdruck $\left(1 + \frac{\underline{I}_B}{\underline{I}_A}\right)$ zu einem komplexen Zwischeneinspeisefaktor $\underline{k}_{zw}$ zusammenfassen – siehe Formel (3-11).

Nun ist ersichtlich, dass durch die Zwischeneinspeisung die reale Impedanz $\underline{Z}_{BF}$ eine Streckung und ggf. Drehung erfährt (Bild 52).

Haben die Ströme $\underline{I}_B$ und $\underline{I}_A$ ähnliche Phasenlagen, was in der Regel der Fall ist, so kann die Drehung des Zeigers vernachlässigt werden. Handelt es sich bei der Quelle von Strom $\underline{I}_B$ jedoch um einen Generator oder netzbildenden Wechselrichter, so kann sich die Phasenlage über die Zeit ändern, was ein „Wegdrehen“ des Zeigers $\underline{Z}_{BF}$ bewirkt.

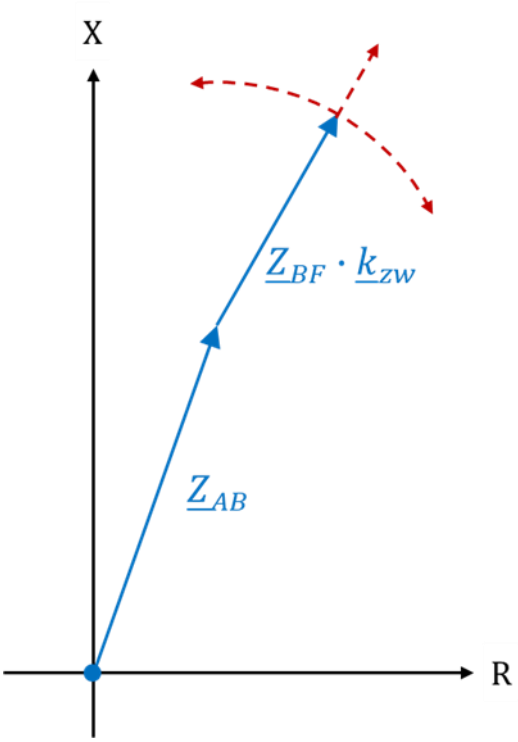


Bild 52: Zeigerdarstellung Impedanz Zwischeneinspeiseeffekt

Herleitung von Formel (3-10) erfolgt aus der Maschenregel und Annahme eines satten Kurzschlusses:

$$\underline{U}_A = \underline{I}_A \cdot \underline{Z}_{AB} + \underline{I}_A \cdot \underline{Z}_{BF} + \underline{I}_B \cdot \underline{Z}_{BF} \qquad (3\text{-}12)$$

Das Schutzsystem in Station A errechnet sich aus der gemessenen Spannung $\underline{U}_A$ und dem gemessenen Strom $\underline{I}_A$ die Fehlerimpedanz $\underline{Z}_{SSyA}$:

$$\underline{Z}_{SSyA} = \frac{\underline{U}_A}{\underline{I}_A} \quad \text{mit} \quad (3\text{-}12) \quad \underline{Z}_{SSyA} = \underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BF} + \left(\frac{\underline{I}_B}{\underline{I}_A}\right) \cdot \underline{Z}_{BF} \qquad (3\text{-}13)$$

3.1.3 Differentialschutz

3.1.3.1 Allgemeines

Fehlerarten:

- Kurz- und Erdschlüsse

Benötigte Eingangsgrößen:

- Sekundäre Messwerte aus dem Stromwandler von allen Enden des Schutzobjektes

Mindesteinstellgrößen:

- Anregeschwelle der Differentialschutzfunktion
- Stabilisierung
- Verzögerungszeiten

Funktionsprinzip:

Beim Differentialschutz werden leiterbezogen die zu- und abfließenden Ströme verglichen.

Funktionsweise:

Der Differentialschutz berechnet aus den zu- und abfließenden Strömen einen Differenzstrom und eine Stabilisierungsgröße. Hierbei wird das Übertragungsverhalten (z. B. Schaltgruppenanpassung, Nullstromeliminierung, usw.) des Schutzobjektes berücksichtigt. Die Stabilisierung ist notwendig, um eine Überfunktion durch Falschströme (Wandlersättigung, Wandlerfehler etc) zu verhindern.

Bei Überschreiten des von der Stabilisierung abhängigen Ansprechwertes regt der Differentialschutz an und löst nach Ablauf der eingestellten Verzögerungszeit aus. Aufgrund der Fehlerortselektivität des Differentialschutzes ist typischerweise keine Verzögerung der Auslösung erforderlich.

Vor- und Nachteile:

Tabelle 17: Vor- und Nachteile Differentialschutz

Vorteile	Nachteile
■ Schnelle und fehlerortselektive Abschaltung ■ Kein Spannungswandler notwendig ■ Für jedes Schutzobjekt einsetzbar	■ Messwertübertragung bei entfernten Messstellen notwendig ■ Keine ortsferne Reserveschutzfähigkeit

3.1.3.2 Stromabhängige Schnellauslösung

Im Anwendungsfall des Differentialschutzes am Transformator kann eine zusätzliche stromabhängige Schnellauslösung sinnvoll sein.

Bei äußeren Fehlern können die Kurzschlussströme je nach Kurzschlussspannung und Nennstrom des Transformators nur eine bestimmte Größe erreichen. Die Einschaltströme von Transformatoren liegen üblicherweise noch unterhalb dieses Wertes. Stromstarke Kurzschlüsse im Schutzbereich des Differentialschutzes werden deshalb mit dieser Funktion ohne Berücksichtigung von Stabilisierungsströmen bzw. unter Umgehung der Rushstabilisierung in Schnellzeit abgeschaltet, sofern sie diese Größe überschreiten.

3.1.4 Erdschlusserfassung

In elektrischen Netzen sind einpolige Fehler die weitaus häufigste Störungsursache. Die Auswirkungen dieser Fehlerart sind von der Sternpunktbehandlung des Netzes abhängig, die in Abschnitt 2.5 näher erläutert ist.

In isoliert oder kompensiert betriebenen Verteilnetzen kann die Erfassung eines allgemeinen Erdschlusses durch die Überwachung der Potentialverschiebung des Sternpunktes gegenüber Erde (Verlagerungsspannung) mit einer Überspannungsfunktion erfolgen. Die Spannungsverlagerung kann dabei an der offenen Dreieckswicklung eines Spannungswandlersatzes (da-dn-Wicklung) oder direkt zwischen Sternpunkt und Erde an einer Erdschlusskompensationsspule (E-Spule) gemessen werden. Ebenso kann für die Erdschlussmeldung auch die in einer digitalen Schutzeinrichtung numerisch berechnete Spannungsverlagerung, verwendet werden.

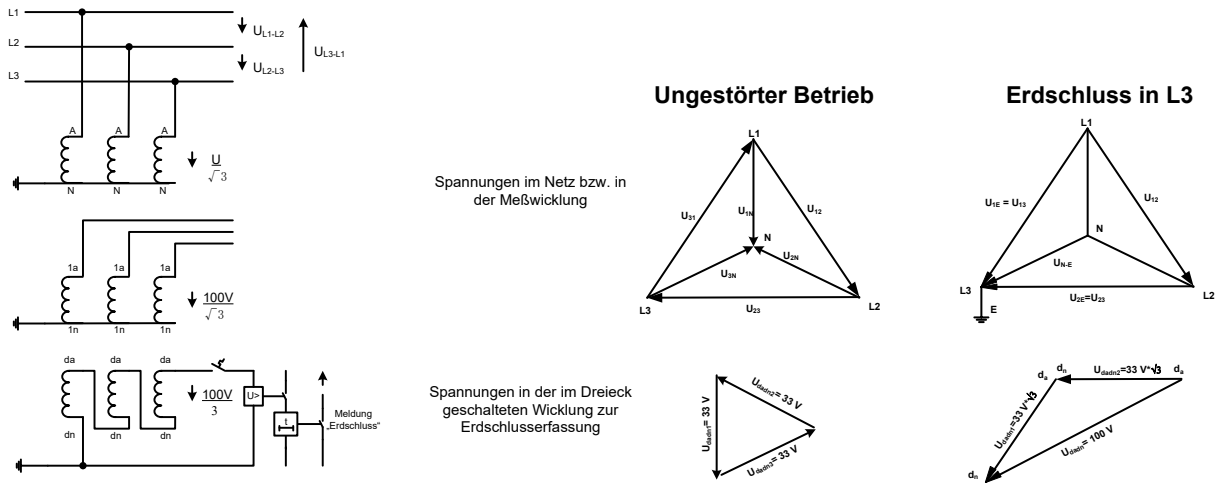
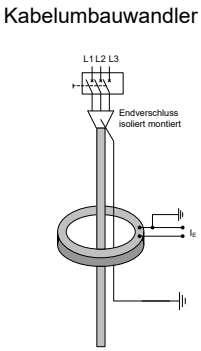


Bild 53: Anschluss der Erdschlussmeldung an den Spannungswandler und Zeigerdiagramm der Netzspannung im Erdschlussfall

Zur Vermeidung von Meldungen in Folge von kurzzeitigen Spannungsverlagerungen (Erdschlusswischer) wird die allgemeine Erdschlussmeldung oftmals um einige Sekunden verzögert.

Zur Feststellung des fehlerbehafteten Abzweiges werden ergänzend geeignete Erdschluss-ortungsverfahren oder Suchschaltungen benötigt. Das Erdschlussortungsverfahren muss an die Sternpunktbehandlung angepasst sein. Diese sind in digitalen Schutzeinrichtungen, herstellerabhängig, in unterschiedlichen Ausprägungen als Teil der Firmware vorhanden. Bei der Suchschaltung erfolgt wechselweise eine Abschaltung der einzelnen Anlagenteile oder Leitungen, solange bis der Erdschluss nicht mehr vorhanden ist.

Neben der Verlagerungsspannung wird für eine abzweigselektive Erdschlusserfassung (Erdschlussortung) auch der Nullstrom (Summenstrom) eines Abzweiges benötigt. Die Erfassung des Nullstroms sollte vorzugsweise über Kabelumbauwandler (siehe auch Kapitel 2.2.1.1.1 Bauformen) erfolgen, da diese im Übersetzungsverhältnis besser den Erfordernissen angepasst werden können und eine höhere Messgenauigkeit aufweisen. Speziell bei Erdschlussortungsverfahren, die eine hohe Anforderung an die Genauigkeit der Phasenlage des Nullstroms haben, sind Kabelumbauwandler (Summenstromwandler) zu empfehlen oder zumindest aufeinander abgestimmte Stromwandler in Holmgreenschaltung zu verwenden. In beiden Ausführungsvarianten ist darauf zu achten, dass verfälschende Beeinflussungen, wie z. B. ein Kabelschirmstrom, durch isolierte Retourführung der Kabelschirme durch den Kabelumbauwandler kompensiert werden. Ebenso ist bei der Installation des Kabelumbauwandlers auf seine Einbaulage zu achten, da dadurch die gemessene Stromrichtung (Polarität) beeinflusst wird.



Hinweis: Es ist unbedingt darauf zu achten, dass der Kabelendverschluss isoliert montiert und der Kabelschirm durch den Kabelumbauwandler zurückgeführt wird, da sonst bei Erdberührung des Kabelmantels bzw. des Endverschlusses nicht die richtige Summenbildung der Ströme gewährleistet ist.

Bild 54: Montageprinzip eines Kabelbauwandlers mit Nullstromeliminierung

In Leitungsabgängen, in denen nur zwei Hauptstromwandler installiert sind, ist der Einsatz von Kabelumbauwandlern zur Erdschlussortung zwingend erforderlich, da mit zwei Stromwandlern kein Nullstrom gebildet werden kann.

In einem niederohmig oder zeitweise niederohmig betriebenen Verteilnetz kann die Erfassung eines Erdschlusses durch die Überwachung des Nullstroms mit einer Überstromzeitschutzfunktion erfolgen. Die Erfassung des Nullstroms kann bei dieser Sternpunktbehandlung meist auch mittels Hauptstromwandler in Holmgreenschaltung erfolgen, da die auftretenden Nullströme im 1-poligen Fehlerfall in der Größenordnung der Betriebsströme oder höher sind.

Einer selektiven Erfassung und Abschaltung von 1-poligen Netzfehlern ist durch zunehmende Verkabelungsgrade wesentlich mehr Bedeutung zu widmen, da durch die zusätzliche, transiente Spannungsbeanspruchung, mit zunehmender Einwirkdauer, das Risiko einer Fehlerausweitung massiv steigt.

Grundsätzlich können Erdschlussortungsverfahren in zwei Kategorien unterteilt werden. In stationäre Erdschlussrichtungsverfahren, die die Effektivwerte von Nullsystemspannung und -strom sowie deren Phasenlage für die Richtungsbestimmung nutzen und in transiente Erdschlussrichtungsverfahren, die das Umladeverhalten des Netzes für die Richtungsbestimmung nutzen. Bei der Auswahl des Ortungsverfahrens ist darauf zu achten, dass bei Freileitungen das transiente Ereignis typisch nur bei Fehlereintritt auftritt, hingegen kann es bei Kabelleitungen durch Wiederzündungen des Öfteren zu diesen transienten Ereignissen kommen.

Zur selektiven Erdschlusserfassung im stationären Zustand haben sich in Abhängigkeit der Art der Sternpunktbehandlung nachfolgende Verfahren mit unterschiedlichem Erfolg bewährt:

Tabelle 18: Art der Sternpunktbehandlung bei stationären Erdschlussortungsverfahren

Stationäre Erdschlussortungsverfahren	**Art der Sternpunktbehandlung**		
	Isoliert OSPE	Kompensiert RESPE	Niederohmig NOSPE/KNOSPE
Überstromzeitschutz im Nullsystem – I_E>			X

Wattmetrische Erdschlusserfassung – $cos(\varphi)$		X	
Erfassung über die Blindleistungsrichtung – $sin(\varphi)$	X		
Oberschwingungsverfahren	(X)	X	
Oberschwingungsrelativmessung	(X)	X	
Pulsortung		X	
Admittanz-Verfahren – Y_0, dY_0	(X)	X	
Automatische Erdschlusssuchschaltungen	X	X	
Nullstromrelativmessung	X		

Zur abzweigselektiven Erdschlusserfassung im transienten Bereich haben sich, in Abhängigkeit der Art der Sternpunktbehandlung, nachfolgende Verfahren mit unterschiedlichem Erfolg bewährt:

Tabelle 19: Art der Sternpunktbehandlung bei transienten Erdschlussortungsverfahren

Transiente Erdschlussortungsverfahren	**Art der Sternpunktbehandlung**		
	Isoliert OSPE	Kompensiert RESPE	Niederohmig NOSPE/KNOSPE
Auswertung von Wanderwellen	X	X	X
Standard Wischerverfahren	X	X	
Erweiterte Wischer- und Umlade-Verfahren, Intermittierende Erdfehlererkennung	X	X	

Da eine Erdschlussortung in isolierten und kompensierten Netzen nur den fehlerbehafteten Abgang selektiert und die Zuverlässigkeit von mehreren Faktoren, wie z. B. dem Fehlereintritt, dem Übergangswiderstand an der Fehlerstelle oder der Netztopologie, abhängig ist, werden abzweigselektive Erdschlussdetektionen abhängig von der Sternpunktbehandlung und Betriebsweise als Meldung und Information für die Betriebsführung eingesetzt oder in Anwendung als Selektivschutz auf Auslösung geschaltet.

3.1.4.1 Überstromzeitschutz im Nullsystem – I_E>

Bei einer zeitweisen (KNOSPE) oder permanent (NOSPE) niederohmig betriebenen Sternpunktbehandlung wird der 1-polige Fehlerstrom im Wesentlichen durch die Nullimpedanz bestimmt, welche typische Fehlerströme von einigen hundert bis einigen Kilo-Ampere zulässt. Dieser 1-polige Fehlerstrom kann von digitalen Schutzeinrichtungen mit einer Überstromstufe im Nullsystem und auch ergänzend, entlang der Strecke zwischen dem sternpunktbildenden Transformator und der Fehlerstelle, von Kurzschlussanzeigern detektiert und von Schutzeinrichtungen abgeschaltet werden. Der Einsatz von Sternpunktbildner ist für die niederohmige Sternpunktbehandlung und deren Fehlerortung nicht optimal, da

hier Netzsegmente (z. B. Einspeisetransformatorfeld, Sammelschiene) entstehen, die nicht unmittelbar geschützt werden können!

Bei der Auswahl der Sternpunktimpedanz ist zu beachten, dass diese den 1-poligen Fehlerstrom hinsichtlich möglicher Berührungsspannungen wirksam begrenzt und zeitgleich einen ausreichenden Abstand vom 1-poligen Fehlerstrom zu möglichen auftretenden, betriebsbedingten Nullströmen gewährleistet. Für eine selektive Erdschlusserfassung sind dabei die Anregesicherheit und die Anregeverlässlichkeit zu beachten.

Der gewollte kurzzeitige Doppelerdschluss (KUDE) ist eine spezielle Form der Behandlung von 1-poligen Netzfehlern. Dabei wird im realen Erdschlussfall temporär ein zweiter Fußpunkt in einem fehlerfremden Außenleiter im Bereich der Umspannwerksammelschiene eingeleitet. Die Erfassung kann dabei nach den gleichen Kriterien wie zuvor erwähnt, mit einer Überstromfunktion im Nullsystem, erfolgen. Bei dieser Ausführung ist zu berücksichtigen, dass bei gleichen Rahmenbedingungen, durch die um $\sqrt{3}$ erhöhte Quellspannung, ein höherer Fehlerstrom auftritt, welcher in Zusammenhang mit einer möglichen Berührungsspannung zu beachten ist. Der Transformatorsternpunkt hingegen erfährt dabei eine geringere Belastung.

3.1.4.2 Wattmetrische Erdschlusserfassung – $cos(\varphi)$

Die Wattmetrische Erdschlusserfassung bewertet die Wirkleistung im Nullsystem und wird daher auch als cos(φ)-Messung bezeichnet. Dabei bestimmen primär die ohmschen Ableitverluste des Netzes sowie die Verluste von E-Spule(n) diese Wirkleistung. Dabei sind Abzweige mit positiver Wirkleistung im Nullsystem fehlerfreie Abgänge und Abzweige mit negativer Wirkleistung im Nullsystem fehlerbehaftete Abgänge.

Durch die zunehmende Verkabelung, aber vor allem durch die wesentlich verlustleistungsärmere Ausführung von modernen E-Spulen, sinkt diese Wirkleistung im Nullsystem, wodurch eine zuverlässige Erfassung von Erdschlüssen mit dem wattmetrischen Verfahren trotz stetiger Verbesserung der Signalverarbeitung in digitalen Schutzeinrichtungen immer schwieriger wird. Ebenso neigt dieses Ortungsverfahren in kleineren oder vermaschten Netzsegmenten zu Fehlfunktionen, da eine Bestimmung der Phasenlage bei kleinen Messgrößen sehr schwierig ist und natürliche Unsymmetrieströme des normalen Netzbetriebs diese zusätzlich beeinflussen und verfälschen.

Eine Verbesserung der Messbedingung kann durch eine Wattreststromerhöhung im Nullsystem erreicht werden. Dabei wird im Erdschlussfall ein ohmscher Belastungswiderstand an die Leistungshilfswicklung der E-Spule angeschlossen, wodurch im Nullsystem zusätzliche ohmsche Verluste erzeugt werden und die wattmetrische Erdschlussortung begünstigt. In Netzen mit einem kapazitiven Erdschlussstrom von ≥ 300 A ist die Wirksamkeit dieser Maßnahme zu überprüfen.

3.1.4.3 Erdschlusserfassung über die Blindleistungsrichtung – $sin(\varphi)$

Bei der abzweigselektiven Erdschlusserfassung über die Blindleistung wird die Richtung der Blindleistung im Nullsystem bewertet. Da die Blindleistung in einem kompensierten Netz für die Grundfrequenz von 50 Hz durch die E-Spule kompensiert wird, ist dieses Verfahren nur bei isolierter Sternpunktbehandlung anwendbar. Dabei sind kapazitiv wirkende Abzweige fehlerfreie Abgänge und der induktiv wirkende Abgang der fehlerbehaftete Abzweig.

Die Zuverlässigkeit dieses Verfahrens steigt mit der kapazitiven Netzgröße. D. h. zunehmende Verkabelung begünstigt die ordnungsgemäße Funktion. Zeitgleich erhöht sich dadurch aber auch der Fehlerstrom über die Fehlerstelle und somit die Berührungsspannung in isolierten Netzen. Aus diesem Grund wird in Verteilnetzen mit isoliertem Sternpunkt oft mit der gerichteten Erdschlussfunktion der erdschlussbehaftete Abgang selektiv weggeschaltet. Hierbei ist des Weiteren eine Schutzstaffelung über die Zeit möglich.

3.1.4.4 Oberschwingungsverfahren

Beim Oberschwingungsverfahren wird analog zum $sin(\varphi)$ –Verfahren die Blindleistungsrichtung bewertet, jedoch nicht für die Grundschwingung, sondern für höhere Frequenzen. Die bevorzugten Frequenzen von Verlagerungsspannung und Nullstrom sind dabei die 3., die 5. und die 7. harmonische Schwingung. Da die Impedanz der E-Spule mit zunehmender Frequenz steigt, wirkt diese für die höheren Frequenzen zunehmend isolierend und somit auch nicht mehr kompensierend. Für Oberschwingungen verhält sich ein kompensiertes Netz somit scheinbar wie ein isoliertes Netz. Dabei sind kapazitiv wirkende Abzweige fehlerfreie Abgänge und der induktiv wirkende Abgang der fehlerbehaftete Abzweig.

Die Zuverlässigkeit dieses Verfahrens ist stark von harmonischen Schwingungen (Oberschwingungen) in der Netzspannung abhängig, welche u. a. durch nicht-lineare Verbraucher entstehen. Die Ausprägung von harmonischen Anteilen in der Netzspannung variiert daher mit der Tageszeit, mit dem Wochentag und auch mit dem Netzausbau bzw. dem Schaltzustand. Daher sollten bei diesem Verfahren die Ansprechschwellen nicht nur bei der Inbetriebsetzung sorgfältig bestimmt, sondern auch im laufenden Betrieb zyklisch evaluiert werden.

Eine Anwendung dieses Verfahrens in Ringnetzen oder in vermaschten Netzen ist auf Grund der daraus folgenden Aufteilung und Reduktion von Messsignalen nicht sinnvoll. Ebenso ist in gemischten Netzen (Freileitungsabzweig mit nachgelagerten größeren Kabelnetzen) auf mögliche Serienresonanzen zu achten, die eine falsche Erdschlussrichtungsanzeige zur Folge haben können.

3.1.4.5 Oberschwingungsrelativmessung

Durch eine ergänzende, vergleichende Auswertung der Oberschwingungen über alle Abzweige einer Anlage, kann eine höhere Empfindlichkeit in Bezug auf höherohmige Fehler erreicht werden. Bei dieser vergleichenden Auswertung muss speziell bei Doppelsammelschienenanlagen mit mehreren Einspeisetransformatoren darauf geachtet werden, dass alle galvanisch miteinander verbundenen Abzweige betrachtet werden.

3.1.4.6 Pulsortung

Die Pulsortung kann nur in kompensierten Netzen angewandt werden, die überkompensiert betrieben werden. Bei der Pulsortung erfolgt eine periodische Verstimmung des Nullsystems durch eine Takteinrichtung, die z. B. eine Kapazität auf die Leistungshilfswicklung einer E-Spule schaltet. Dabei sind Ein- und Ausschaltzyklus in der Dauer ungleich (z. B. 1,5 Sek EIN und 1,0 Sek. AUS), damit die initiierte Impulsrichtung auch bei höherem Übergangswiderstand an der Fehlerstelle, welcher eine Rückkopplung der Stromänderung auf die Verlagerungsspannung zur Folge hat, zugeordnet werden kann.

Das Pulsen verursacht eine ständige Veränderung des Blindstroms über die Fehlerstelle und kann entlang der Strecke, von der Pulseinrichtung bis hin zur Fehlerstelle, von allen Ortungseinrichtungen erfasst und durch Bewertung der Modulation ausgewertet werden.

Die Pulsortung ist grundsätzlich nur in Strahlennetzen anwendbar, wobei auf Rahmenbedingungen wie ausreichende Überkompensation oder angepasste dezentrale Kompensation (Abzweig muss resultierend kapazitiv wirken) zu achten ist. Nicht ausreichende Überkompensation reduziert die Wirkung der Pulsung bzw. kann diese im unterkompensierten Bereich auch invertieren und somit zu Überfunktionen (Falschanzeigen) führen. Zu große dezentrale Kompensationsleistungen auf einem Abzweig ($I_{\mathrm{L,dezentral}} > I_{\mathrm{C,Abzweig}}$) können die Reichweite der Pulsortung am betroffenen Abzweig reduzieren, was eine Unterfunktion zur Folge haben kann.

Eine Verbesserung kann durch die komplexe Pulsortung erreicht werden, bei der nicht nur der Betrag des Nullsystemstroms ausgewertet wird, sondern auch die Richtung (Phasenlagen). Dadurch wird aus der ansonst geknickten Transferfunktion (V-Kurve) eine Gerade und oftmals hinderliche Anforderungen wie

markante Überkompensation, Einfluss von Oberwellen oder Pulszyklus im Sekundenraster können vernachlässigt werden.

3.1.4.7 Admittanz-Verfahren – Y_0, dY_0

Beim Admittanzverfahren wird mit Hilfe des Nullsystemstroms und der Nullsystemspannung der komplexe Leitwert ($\underline{I_0}/\underline{U_0}$) des Nullsystems berechnet und ausgewertet. Veränderungen in der Konduktanz (Wirkleitwert) sind dabei als ein Erdschluss zu interpretieren und Veränderungen in der Suszeptanz (Blindleitwert) als eine Veränderung des Schaltzustands (ΔI_C). Dieses Verfahren ist daher sehr empfindlich gegenüber Winkelfehler in der Strom- und Spannungsmessung, besonders bei höheren Übergangswiderständen.

Beim Admittanzverfahren wird typischerweise zu Beginn der Messung, bei der Initialisierung, erstmalig das Überschreiten einer absoluten Grenze ($Y_{0,max}$) betrachtet und in weiterer Folge eine maximal zulässige Veränderung der Admittanz ($\Delta Y_{0,max}$) jedes Abzweiges ($Y_{0,Abzw.X}$) gegen den initialen oder zyklisch adaptierten Referenzwert. Dadurch kann eine wesentlich bessere Empfindlichkeit dieses Verfahrens erreicht werden.

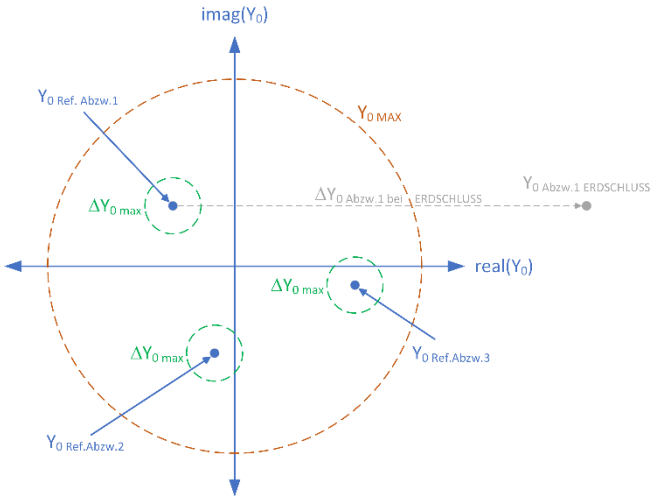


Bild 55: Bewertung der Referenzwerte beim Admittanzverfahren bei Initialisierung und zur Laufzeit

Eine weitere Verbesserung, welche vor allem mögliche Winkelfehler bei der Summenbildung der Messwerte kompensiert, ist die Verwendung von Differenzmesswerten, die durch eine Stromeinspeisung über die Leistungshilfswicklung der E-Spule erfolgt. Diese kann durch eine 50Hz-Verstimmung erfolgen, aber auch durch eine, von 50 Hz abweichende Frequenz, oftmals als multifrequentes Stromsignal. Die Berechnung der Admittanz erfolgt dabei mit den Differenzmesswerten ($\Delta I_0 = I_{0,t0} - I_{0,t1}$, ($\Delta U_0 = U_{0,t0} - U_{0,t1}$) der beiden Messzeitpunkte ($Y_0 = \Delta I_0/\Delta U_0$). Mit Hilfe der Stromeinspeisung erfolgt üblicherweise auch eine kontinuierliche Überwachung der Admittanzen und eine adaptive Anpassung des Referenzwertes.

3.1.4.8 Automatische Erdschlusssuchschaltung

In strahlenförmig aufgebauten Netzen kann ein Erdschluss automatisiert mit einer Erdschlusssuchschaltung lokalisiert werden. Vermaschte Netze bzw. Netze mit Ringschaltung müssen aus Sicht der Messstelle (Sammelschiene) vor der Suchschaltung zu einem Stichnetzwerk aufgelöst werden. Bei der automatischen Erdschlusssuchschaltung werden sequenziell alle Abzweige ab- und danach wieder eingeschaltet und dabei die Verlagerungsspannung bewertet. Wenn der abgeschaltete Abzweig der erdschlussbehaftete ist, dann sinkt die Verlagerungsspannung, und die Erdschlussmeldung ist während der Abschaltzeit gehend. Die Schaltung kann z. B. je Abzweig mit einer Prüf-AWE (automatische Wiedereinschaltung) erfolgen, die von der Auswerteeinheit angestoßen wird. Dabei ist darauf zu achten, dass die Pausenzeit hinsichtlich Spannungsrückgang und Erdschlussmeldung ausreichend ist.

Dieses Verfahren ist zwar einfach umzusetzen, bedingt aber eine Unterbrechung der Versorgung auf allen Abzweigen, die für die Suche einen AUS-EIN-Zyklus durchlaufen. In Neuanlagen wird dieses Verfahren in der Regel nicht mehr angewandt.

3.1.4.9 Nullstrommessung

In strahlenförmig betriebenen Netzen mit isoliertem Sternpunkt kann unter bestimmten Voraussetzungen (z. B. mindestens 3 Abzweige, Transformator in Y-Schaltung) durch eine empfindliche Nullstrommessung eine abzweigselektive Erdschlusserfassung realisiert werden.

Bei einem Erdschluss fließt in allen nicht Erdschluss behafteten Leitern ein kapazitiver Ladestrom, welcher jeweils über den Transformatorsternpunkt auf den fehlerbehafteten Leiter wirkt und sich hin zur Fehlerstelle schließt. Dadurch kann am fehlerbehafteten Abzweig der größte Nullsystemstrom, die Summe aller Nullsystemströme der fehlerfreien Abzweige, gemessen werden, wobei hingegen in den gesunden Abzweigen, abgesehen von diversen Unsymmetrien die durch den Netzbetrieb hervorgerufen werden, nur der eigene kapazitive Ladestrom als Nullsystemstrom gemessen wird.

Die Ansprechschwelle der Nullströme muss abzweigselektiv eingestellt werden, dass nur bei einem Erdschluss am betroffenen Abzweig ein Ansprechen durch den Nullsystemstrom erfolgt. Dies ist aber bei Netzen mit stark unterschiedlichen kapazitiven Abzweiggrößen meist schwierig, da ein kapazitiv sehr ausgedehnter Abzweig unter Umständen, in einem Erdschlussfall auf einen anderen Abzweig, mehr Nullsystemstrom liefert als er im eigenen Erdschlussfall von den anderen Abzweigen bekommt. Ebenso können unterschiedliche Schaltzustände, die nicht immer alle berücksichtigt werden können oder erst durch zunehmenden Netzausbau möglich sind, zu Unter- oder Überfunktionen führen. Eine mögliche Abhilfemaßnahme ist eine zeitgleiche, vergleichende Messung (relativ) der Nullsystemströme aller Abzweige, anstatt der statischen Nullstromanregung. Dabei ist der erdschlussbehaftete Abzweig der, der unabhängig von der Amplitude den größten Nullstrom vorweist.

3.1.4.10 Auswertung von Wanderwellen

Bei der Auswertung von Wanderwellen wird die zeitliche Ausbreitung einer Welle, sowie deren Reflexionen bewertet. Diese Messung setzt eine sehr hohe Zeitauflösung im µs-Bereich (Abtastung im MHz-Bereich) sowie dementsprechende Anforderungen an die Messkette (Strom- und Spannungswandler) voraus. Fehlerentfernungen auf homogenen Leitungszügen können heute mit dieser Methode gut bestimmt werden, bei inhomogenen Leitungszügen (z. B. Kombination Freileitung/Kabel) kommt es durch die, vom Medium abhängige unterschiedliche Ausbreitungsgeschwindigkeit, zu Ungenauigkeiten. Ebenso stellt jeder Medienübergang, wie auch jeder Knoten (z. B. Abzweigung, Transformatorstation) im Mittelspannungsnetz eine Reflexionsstelle dar, die eine Auswertung zusätzlich erschwert. Ein weiteres Kriterium, das bei der Wellenausbreitung zu berücksichtigen ist, ist die zunehmende Verkabelung, welche durch die große Leiter-Erde-Kapazität die steilen Flanken (hohe Frequenzen) bei Ereigniseintritt derartig dämpfen, dass diese oftmals gar nicht mehr messbar sind.

Eine zweiseitige Messung und Auswertung der zeitlichen Differenz, der links und rechts einlaufenden Welle, stellt eine Verbesserung dieses Verfahrens dar. Dies setzt aber eine exakte, hoch genaue Synchronisation aller Messstellen ($< 1\,\mu s$) voraus. Auf Grund der Komplexität und der massiven Beeinflussung von Rahmenbedingungen wird dieses Verfahren derzeit nur in höheren Spannungsebenen angewandt.

3.1.4.11 Standard Wischerverfahren

Beim Erdschlusswischerverfahren erfolgt die Auswertung des Aufladevorgangs der beiden gesunden Leiter. Durch die Spannungsanhebung in den beiden gesunden Leitern gegenüber Erde, wird die jeweilige Leiter-Erde-Kapazität sprungartig innerhalb von einigen Millisekunden aufgeladen. Diese Aufladeströme

werden über den Transformatorsternpunkt auf den fehlerbehafteten Leiter übertragen und über die Fehlerstelle kurzgeschlossen. Dabei wertet das Standard-Wischerverfahren, innerhalb der ersten Millisekunde nach erkanntem Anstieg der Verlagerungsspannung, die Polarität des Nullsystemstroms eines Abzweigs in Bezug auf die Polarität der Verlagerungsspannung aus. Besitzt der betrachtete Nullsystemstrom die gleiche Polarität wie die Verlagerungsspannung, dann handelt es sich um einen gesunden Abzweig. Besitzt der betrachtete Nullsystemstrom eine gegenteilige Polarität, dann handelt es sich um den fehlerbehafteten Abzweig.

Da dieses Verfahren für die Auswertung eine Aufladeschwingung (Fehlereintritt) benötigt, kann damit bei Netzumschaltungen zur Fehlereingrenzung keine weitere Ortung durchgeführt werden. Grundsätzlich ist dieses Verfahren für den Zeitpunkt des Fehlereintritts sehr zuverlässig, es besitzt aber eine Schwäche bei höherohmigen Fehlern (typisch $> 50\,\Omega$). Bei diesen erfolgt der Anstieg der Verlagerungsspannung nur langsam (gedämpft) und dadurch erfolgt der Trigger (Spannungsschwellwert) für den Polaritätsvergleich von Strom und Spannung erst nach der Aufladeschwingung.

3.1.4.12 Erweiterte Wischer- und Umladeverfahren

Bei den erweiterten Wischer- und Umladeverfahren wird im Gegensatz zum Standard Wischerverfahren nicht die Polarität bewertet, sondern z. B. die Ladung q_0 des Nullsystems über die Nullsystemsspannung u_0 (qu-Verfahren) oder die Wirkenergie E_0 im Nullsystem über die Zeit (Umladeverfahren). Die Verfahren sind dabei stark herstellerspezifisch.

Beim qu-Verfahren wird, vereinfacht betrachtet, die Ladung q_0 durch die Integration des Nullsystemstroms bestimmt, welche im gesunden Netzbetrieb proportional der Nullsystemspannung ist. Bei der Betrachtung der Ladung q_0 über die Nullsystemspannung $u_0$ergibt sich dabei eine Arbeitsgerade deren Steilheit durch den Kehrwert der Kapazität bestimmt wird und gegen eine Veränderung überwacht werden kann.

$$u_{(t)} = \frac{1}{C} \cdot q_0 = \frac{1}{C} \cdot \int_{\alpha=t_0}^{t} i_{0\,(\alpha)} d\alpha \qquad (3\text{-}14)$$

Bei einem Erdschluss verändert sich das Bild und es entstehen elliptische oder undefinierte Formen, aus deren letztendlich auch weitere Informationen (z. B. hoher Übergangswiderstand, satter Erdschluss) zum Erdschluss abgeleitet werden können. Ebenso können damit, über die Formgebung der q_0 (uo)-Darstellung (Verschiebung der Arbeitsgerade im Raum), intermittierende Erdschlüsse zuverlässig detektiert werden.

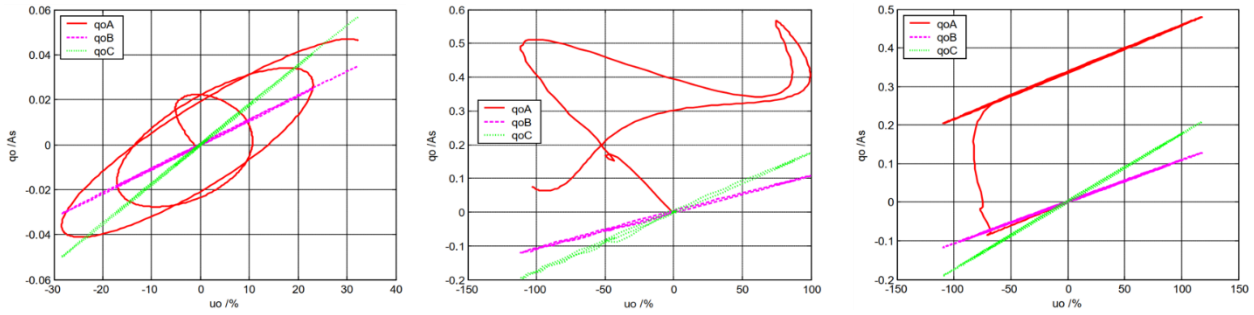


Bild 56: qu-Diagramm für unterschiedliche Fehlerzustände (Abgang „A“ fehlerbehaftet): a. hochohmiger Fehler, b. niederohmiger Fehler, c. intermittierender Fehler

Beim Umladeverfahren wird der zeitliche Verlauf der Wirkleistung p_0 zum Nullsystem bewertet, welcher die ohmschen Anteile repräsentiert. Dieser wird ab dem Fehlereintritt über die Zeit zur Wirkenergie E_0 des Nullsystems integriert und in Bezug auf die Polarität bewertet. Positive Wirkenergie repräsentiert dabei die Rückwärts- und negative Wirkenergie die Vorwärtsrichtung.

$$p_{0\,(t)} = u_{0\,(t)} \cdot i_{0\,(t)}, \qquad p_{\alpha\,(t)} = \frac{1}{T} \cdot \int_{\alpha=t-T}^{t} p_{0\,(\alpha)} d\alpha\,,$$
$$E_{0\,(t)} = \int_{0}^{t} p_{\alpha\,(t)} dt \tag{3-15}$$

Alle aktuell bekannten Verfahren, die in einer erweiterten Form das Lade- bzw. Umladeverhalten im Erdschlussfall auswerten, haben eine hohe Zuverlässigkeit und sind in modernen digitalen Schutzeinrichtungen vorhanden.

3.1.5 Spannungsschutz

Fehlerarten:

- Über- und Unterspannungen

Benötigte Eingangsgrößen:

- Sekundäre Messwerte aus dem Spannungswandler

Mindesteinstellgrößen:

- Spannungs-Anregeschwelle
- Verzögerungszeiten
- Blockierbedingungen

Funktionsprinzip:

Die gemessenen sekundären Spannungswerte werden mit dem eingestellten Spannungswert verglichen.

Funktionsweise:

Mit Überschreiten oder Unterschreiten der Anregeschwelle der Spannungsschutzfunktion wird ein Fehler erkannt und eindeutig vom normalen Betriebszustand unterschieden. Die Über- und Unterspannungsschutzfunktionen sind mit einstellbaren Verzögerungszeiten für die Leiter-Leiter-Spannungen, Leiter-Erde-Spannungen sowie der Verlagerungsspannung verfügbar. Ebenfalls ist die Einstellung von Grenzwerten für das Mit- und Gegensystem möglich. Die Blockierbedingungen (z. B. bei offenem Leistungsschalter, stromlosem Zustand) für die Schutzfunktion sind zu beachten.

Anwendungen:

Der Überspannungsschutz hat in der Regel die Aufgabe, die Betriebsmittel des Netzes und die der Kundenanlagen vor unzulässigen Spannungserhöhungen zu schützen. Er kann auch zur Erkennung von Inselbetriebszuständen und im Falle der Verlagerungsspannung zur Erkennung von Erdfehlern in Netzen verwendet werden.

Der Unterspannungsschutz wird häufig als Entkupplungsschutz oder für Lastabwurfaufgaben genutzt. Besonders in niederohmig geerdeten Netzen dient er der Erkennung von hochohmigen Fehlern bzw. zur Fehlererfassung des Reserveschutzsystems, wenn die Anregebedingungen für den Strom nicht ausreichen.

3.1.6 Frequenzschutz

Die Frequenzmessung spielt eine entscheidende Rolle in elektrischen Energieversorgungsnetzen, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Zwei gängige Methoden zur Frequenzermittlung sind die Frequenzmessung basierend auf Nulldurchgangserkennung und die Frequenzmessung basierend auf Zeigerberechnung. Bei der Nulldurchgangserkennung wird die Frequenz ermittelt, indem die zeitlichen Abstände zwischen aufeinanderfolgenden Nulldurchgängen einer Wechselspannung gemessen werden. Diese Methode ist einfach und schnell, jedoch sehr empfindlich gegenüber verzerrten Messsignalen mit

mehrfachen Nulldurchgängen bzw. Verzerrungen durch Oberschwingungen. Die Zeigerbasierte Frequenzmessung hingegen nutzt die Phasenlage eines komplexen Zeigers, der aus der Fourier-Transformation des Messsignals abgeleitet wird. Der VDE FNN Hinweis „Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen“ [27] beschreibt die Zusammenhänge zwischen Messdauer und Messgenauigkeit und ermöglicht einen Überblick über verschiedene Messverfahren und deren Anwendungsfälle.

Fehlerarten:

Der Frequenzschutz dient als Systemschutz zur Erkennung und Vermeidung kritischer Systemzustände.

Benötigte Eingangsgrößen:

- Frequenz des Netzes (ermittelt aus den sekundären Messwerten aus dem Spannungswandler)
- Blockierbedingung z. B. Unterspannung

3.1.6.1 Über- und Unterfrequenzschutz

Mindesteinstellgrößen:

- Frequenz-Anregeschwelle des Schutzes
- Verzögerungszeiten

Funktionsprinzip:

Die gemessenen Frequenzwerte werden mit der eingestellten Frequenzanregeschwelle verglichen.

Funktionsweise:

Mit Überschreiten oder Unterschreiten der Anregeschwelle der Frequenzschutzfunktion wird ein unzulässiger Systemzustand erkannt und eindeutig vom normalen Systemzustand unterschieden. Hierbei kann der Frequenzschutz zur zeitverzögerten Meldung oder Auslösung führen.

Anwendungen:

Der Frequenzschutz hat für die Netzstabilität (UFLA: unterfrequenzabhängiger Lastabwurf) erheblich an Bedeutung gewonnen, so dass alle Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zur Umsetzung verpflichtet sind. Die erforderlichen Maßnahmen und Parameter sind länderspezifisch definiert (siehe Anwendungsregel VDE-AR-N 4142 [28], Umsetzungsdokumente, TOR Teil E [35], UFLS-Branchenempfehlung-CH [29]).

3.1.6.2 Frequenzänderungsschutz (ROCOF)

Mindesteinstellgrößen:

- Frequenzänderungs-Anregeschwelle des Schutzes
- Stufentyp: df/dt fallend, df/dt steigend
- Verzögerungszeiten

Funktionsprinzip:

Die Frequenzänderungsrate wird aus der gemessenen Frequenz berechnet und mit der Frequenzänderungs-Anregeschwelle verglichen.

Funktionsweise:

Mit Überschreiten des Frequenzänderungs-Schwellwertes der Frequenzschutzfunktion soll das Entstehen eines unzulässigen Systemzustands frühzeitig erkannt werden. Hierbei kann der Frequenzänderungsschutz zur zeitverzögerten Meldung oder Auslösung führen.

3.1.7 Thermischer Überlastschutz

Fehlerarten:

- Überlast

Benötigte Eingangsgrößen:

- Sekundäre Messwerte aus dem Stromwandler
- Ggf. Temperaturüberwachung

Mindesteinstellgrößen:

- Anregewerte für den Überlastbetrieb
- Thermische Zeitkonstante

Funktionsprinzip:

Durch Messung von Strom-Zeit-Verläufen lässt sich eine Abweichung zum Normalzustand ermitteln.

Funktionsweise:

Erwärmungs- und Abkühlungsprozesse von Betriebsmitteln, hervorgerufen durch variable Belastungen, lassen sich durch die Messung der Strom-Zeit-Verläufe nachbilden.

Das bei der Berechnung der Übertemperatur verwendete Modell bezüglich Wärmeabfuhr und Zeitkonstanten kann das reale System aber meist nur unvollkommen nachbilden, weshalb solche Schutzfunktionen aus Sicherheitsgründen oft nicht auf „Auslösung“, sondern nur auf Abgabe einer Meldung konfiguriert werden. Insbesondere können die für die Temperatur von Freileitungsseilen bestimmenden Umgebungsbedingungen wie Lufttemperatur und Windgeschwindigkeit nur punktuell gemessen, aber nicht für den gesamten Leitungsverlauf erfasst und ausgewertet werden. Ein thermischer Überlastschutz wird deshalb in Freileitungsnetzen nur vereinzelt eingesetzt.

3.1.8 Buchholzschutz/Hermetikschutz

Fehlerarten:

- Kurz-, Windungsschlüsse und Ölverlust

Benötigte Eingangsgrößen:

- Ölströmungsgeschwindigkeit
- Gasbildung, Ölverlust

Mindesteinstellgrößen:

- Rein mechanisch konfigurierbar

Funktionsprinzip:

Ein mechanisches Relais, das bei Ölströmungen und Gasbildungen Alarm- und Auslösekontakte ansteuert.

Funktionsweise:

Der Buchholzschutz ist eine mechanische Einrichtung zum Schutz von ölisolierten Betriebsmitteln, wie z. B. Transformatoren. Er erfasst Ölströmungen, Gasbildung und Ölverlust. Damit können Lichtbogenfehler (Kurzschlüsse, Leiterunterbrechungen), Isolationsfehler und Leckagen des Ölbehälters erfasst werden. Alle separaten Ölräume werden in der Regel durch einen eigenen Buchholzschutz überwacht.

Der Buchholzschutz wird im Verbindungsrohr zum Ausdehnungsgefäß von ölgefüllten Geräten eingebaut. Er besitzt eine Stauklappe zur Erfassung von Ölströmungen bei starkem Überdruck und zwei

Schwimmerrelais zur Erfassung des Ölverlustes bzw. der Gasbildung durch Überhitzung. An Transformatoren wird der obere Schwimmer in der Regel als Buchholzwarnung, der untere Schwimmer und die Stauklappe immer zur Auslösung der Transformatorleistungsschalter genutzt. Es ist empfehlenswert, Buchholzrelais mit zwei Auslösekontakten einzusetzen, sodass der erste Auslösekontakt zur direkten Auslösung des Leistungsschalter genutzt wird. Der zweite Auslösekontakt dient zur Einkopplung in den Transformatorschutz.

Steht nur ein Auslösekontakt zur Verfügung, so sollte die Auslösung durch das Buchholzrelais unabhängig vom Hauptschutz des Transformators realisiert werden.

An Transformatoren ohne Ausdehnungsgefäß wird ein Hermetikschutz eingesetzt, der auf Gasbildung, Überdruck, Temperatur und Ölstand reagiert. Dieser funktioniert mit Ausnahme der Stauklappe ähnlich wie der Buchholzschutz. Er besitzt einen oberen und unteren Schwimmer. Beide Schwimmer reagieren auf Gasbildung bzw. Ölverlust.

3.2 Überwachungsfunktionen

Überwachungsfunktionen dienen dem Überwachen der Komponenten eines Schutzsystems auf ordnungsgemäße Funktion. Durch sie kann eine Über- oder Unterfunktion des Schutzsystems vermieden werden.

Bestimmte Betriebszustände im Primärsystem können zum Ansprechen der Überwachungsfunktion führen. Deshalb ist eine Einzelfallbetrachtung bei der Auswahl und Parametrierung der Überwachungsfunktionen sinnvoll.

Zusätzliche Betriebsmittel wie z. B. Hilfskontakte müssen den Grundanforderungen an Schutzsystemen (Empfindlichkeit, Genauigkeit und Zuverlässigkeit) genügen.

Zusätzlich zu den aufgeführten Überwachungsfunktionen könnten bei Prozessbus-Anwendungen weitere Überwachungsfunktionen möglich und notwendig sein, z. B. Überwachung der Zeitsynchronisation, Netzwerküberwachung etc.

3.2.1 Leistungsschalter-/Trennschalterüberwachung

3.2.1.1 Auskreisüberwachung

Eine Auskreisüberwachung überprüft den Auslösekreis auf Längsunterbrechungen und den Ausfall der Steuerspannung. Die Überwachung kann 1-polig oder 3-polig erfolgen.

Eine Auskreisüberwachung kann z. B. über einen dem Befehlsrelais der Schutzeinrichtung parallel angeschlossenen Binäreingang umgesetzt werden.

Das Versagen des Befehlsrelais und das mechanische Versagen des Leistungsschalters werden hierdurch nicht überwacht.

Alternative Verfahren: Überwachung mit zwei Binäreingängen, wobei der zweite Binäreingang parallel zum Leistungsschalter-Hilfskontakt angeschlossen wird.

Reaktion: Meldung

3.2.1.2 Einkreisüberwachung

Die Einkreisüberwachung arbeitet nach demselben Prinzip wie die Auskreisüberwachung.

3.2.1.3 Leistungsschalter-Schaltzustandserkennung

Eine Leistungsschalter-Schaltzustandserkennung überwacht den Schaltzustand des Leistungsschalters. Die Überwachung kann 1-polig oder 3-polig erfolgen.

Die Leistungsschalter-Schaltzustandserkennung kann z. B. über Binäreingänge, welche an die Leistungsschalter-Hilfskontakte angeschlossen sind, umgesetzt werden.

Alternative Verfahren: Eine weitere Möglichkeit ist die Auswertung des Stroms.

Die Stellung des Leistungsschalters kann für folgende Funktionen verwendet werden:

- Echofunktion der Schutzsignalübertragungsverfahren
- Auslösung bei schwacher Einspeisung
- Hochstrom-Schnellabschaltung (Zuschalten auf Kurzschluss)
- Automatische Wiedereinschaltung
- Leistungsschalter-Versagerschutz
- Sammelschienen-Schutz Endfehlerabschaltung
- Prüfung der Auslösekreise durch Aus-Ein-Prüfzyklus
- Bestimmung der Rückfallbedingungen für das Auslösekommando

3.2.1.4 Trennschalter-Schaltzustandserkennung

Eine Trennschalter-Schaltzustandserkennung überwacht den Schaltzustand des Trennschalters.

Die Trennschalter-Schaltzustandserkennung kann z. B. über Binäreingänge, welche an die Trennschalter-Hilfskontakte angeschlossen sind, umgesetzt werden.

Die Stellung des Trennschalters kann für folgende Funktionen verwendet werden:

- Sammelschienendifferentialschutz
- Leistungsschalter-Versagerschutz

3.2.2 Überwachung Messkreis Strom

3.2.2.1 Sättigungserkennung

Eine Sättigungserkennung kann über die Auswertung des zeitlichen Verlaufs der Ströme erfolgen. Hierbei wird der zeitliche Verlauf der Ströme auf Merkmale von typischen Signalverläufen bei Stromwandlersättigung überprüft.

Die Sättigungserkennung kann für folgende Funktionen verwendet werden:

- Leitungsdifferentialschutz
- Trafodifferentialschutz
- Sammelschienen-Schutz (Differentialschutzprinzip)

3.2.2.2 Symmetrieüberwachung

Eine Stromsymmetrieüberwachung erkennt das Vorhandensein eines symmetrischen Drehstromsystems (Mitsystem: alle Leiterströme gleiche Effektivwerte; Phasenverschiebung 120°).

Eine Überwachung der Stromsymmetrie kann z. B. über die Strombeträge erfolgen. Hierbei darf das Verhältnis des kleinsten Leiterstroms zum größten Leiterstroms einen definierten Schwellwert nicht überschreiten.

$$\frac{|I_{\min}|}{|I_{\max}|} < Schwellwert_{I-Sym} \tag{3-16}$$

Alternative Verfahren: Gegensystemstromüberwachung

Notwendige Größen: Alle Leiterströme

Reaktion: Meldung

3.2.2.3 Summenüberwachung

Eine Stromsummenüberwachung überprüft die Plausibilität der Summe der gemessenen Ströme nach dem Knotenpunktsatz (Erstes Kirchhoff'sches Gesetz).

Eine Überwachung der Stromsumme kann z. B. über die Stromzeiger erfolgen. Hierbei darf die Summe der Ströme einen definierten Schwellwert nicht überschreiten.

$$\left|\underline{I}_{\mathrm{L1}} + \underline{I}_{\mathrm{L2}} + \underline{I}_{\mathrm{L3}} + \underline{I}_{\mathrm{N}}\right| < Schwellwert_{I-Sum} \tag{3-17}$$

Notwendige Größen: Alle Leiterströme und Erdstrom

Reaktion: Meldung

3.2.2.4 Drahtbrucherkennung

Eine Drahtbrucherkennung überprüft die Stromwandlerzuleitungen auf Längsunterbrechung.

Eine Drahtbrucherkennung kann z. B. über die Auswertung des zeitlichen Verlaufes der Ströme erfolgen. Hierbei wird der zeitliche Verlauf der Ströme auf Merkmale von typischen Signalverläufen bei Drahtbruch überprüft.

Ein solches Merkmal ist z. B. das sprunghafte Absinken des Stromes auf null ohne Rückkehr.

Zur Vermeidung von Überfunktion können weitere Informationen wie z. B. die Leistungsschalterstellung und/oder die Anregung einer Schutzfunktion ausgewertet werden.

Notwendige Größen: Alle Ströme der zu überwachenden Stromwandlerkreise

Reaktion: Meldung und/oder Blockierung von Schutzfunktionen

3.2.2.5 Drehfeldüberwachung

Die Drehfeldüberwachung überprüft die gewünschte Drehfeldrichtung im Sekundärkreis der Stromwandler.

Eine Überwachung des Stromdrehfeldes kann z. B. über die zeitlichen Verläufe der Ströme erfolgen. Hierbei darf die Reihenfolge der Nulldurchgänge der Ströme nicht von der definierten Reihenfolge abweichen.

$$Drehfeldrichtung_{I-Ist} = Drehfeldrichtung_{I-Soll} \tag{3-18}$$

Notwendige Größen: Alle Leiterströme

Reaktion: Meldung

3.2.3 Überwachung Messkreis Spannung

3.2.3.1 Messspannungsausfallerkennung

Die Messspannungsausfallerkennung überprüft die Spannungswandlerzuleitungen auf Längsunterbrechungen und Ansprechen des Spannungswandler-Schutzschalters.

Reaktion: Die Meldung und/oder Blockierung von Schutzfunktionen. Zusätzlich/Alternativ kann die Verwendung einer fehlerfremden Spannung (Spannung vor Fehlereintritt), bereitgestellt durch einen Spannungsspeicher, die Reaktion sein.

3.2.3.1.1 Erkennung über Hilfskontakt (Spannungswandler-Schutzschalter)

Die Stellung des Spannungswandlerschutzschalters kann mittels Hilfskontakt über einen Binäreingang eingelesen werden und zur Erkennung eines Spannungswandlerschutzschalterfalls führen.

Notwendige Größen: Hilfskontakt des Spannungswandler-Schutzschalters

3.2.3.1.2 Erkennung mittels Software

Ein Messspannungsausfall kann z. B. über die Auswertung des zeitlichen Verlaufes der Spannungen erfolgen. Hierbei wird der zeitliche Verlauf der Spannungen auf Merkmale von typischen Signalverläufen bei Messspannungsausfall überprüft.

Ein solches Merkmal ist z. B. das sprunghafte Absinken der Spannungen auf 0 ohne Rückkehr. Weiterhin kann das Verhältnis von Gegen- zu Mitsystemspannung verwendet werden.

Notwendige Größen: Alle Leiter-Erde-Spannungen

3.2.3.2 Symmetrieüberwachung

Eine Spannungssymmetrieüberwachung erkennt das Vorhandensein eines symmetrischen Drehspannungssystems (Mitsystem: alle Spannungen gleiche Effektivwerte; Phasenverschiebung 120°).

Eine Überwachung der Spannungssymmetrie kann z. B. über die Beträge der Leiter-Leiter-Spannungen erfolgen. Hierbei darf das Verhältnis der kleinsten Leiter-Leiter-Spannung zur größten Leiter-Leiter-Spannung einen definierten Schwellwert nicht überschreiten.

$$\frac{\left|U_{\mathrm{LL,\,min}}\right|}{\left|U_{\mathrm{LL,\,max}}\right|} < Schwellwert_{U-Sym} \tag{3-19}$$

Notwendige Größen: Alle Leiter-Leiter-Spannungen

Reaktion: Meldung

3.2.3.3 Summenüberwachung

Eine Spannungssummenüberwachung überprüft die Plausibilität der Summe der gemessenen Spannungen nach dem Maschensatz (Zweites Kirchhoff‘sches Gesetz).

Eine Überwachung der Spannungssumme kann über die Spannungszeiger erfolgen. Hierbei darf die Summe der Leiter-Erde-Spannungen und der Verlagerungsspannung einen definierten Schwellwert nicht überschreiten.

$$\left|\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3} + \underline{U}_{N}\right| < Schwellwert_{U-Sum} \tag{3-20}$$

Notwendige Größen: Alle Leiter-Erde-Spannungen und Verlagerungsspannung

Reaktion: Meldung

3.2.3.4 Drehfeldüberwachung

Die Drehfeldüberwachung überprüft die gewünschte Drehfeldrichtung im Sekundärkreis der Spannungswandler.

Eine Überwachung des Spannungsdrehfeldes kann z. B. über die zeitlichen Verläufe der Spannungen erfolgen. Hierbei darf die Reihenfolge der Nulldurchgänge der Spannungen nicht von der definierten Reihenfolge abweichen.

$$Drehfeldrichtung_{U-Ist} = Drehfeldrichtung_{U-Soll} \tag{3-21}$$

Notwendige Größen: Alle Leiter-Leiter-Spannungen

Reaktion: Meldung

3.2.4 Hilfsgleichspannungsüberwachung

Die Hilfsgleichspannungsüberwachung überwacht die ordnungsgemäße Hilfsgleichspannung der Anlage.

Notwendige Größen: Hilfsgleichspannung

Reaktion: Meldung

Die DC-Hilfsspannungsüberwachung (Spannungshöhe) im Schaltfeld wird beispielsweise für die Funktion “gesteuertes Schalten“ von einpoligen Leistungsschaltern realisiert.

3.2.4.1 Spannungsbandüberwachung

Die Hilfsgleichspannungsüberwachung überwacht die Hilfsgleichspannung auf Einhaltung eines zulässigen Spannungsbandes.

Die Hilfsspannungsüberwachung kann z. B. über die Verdrahtung der Batteriegleichspannung auf einen Analogeingang erfolgen. Hierbei darf die Spannung einen definierten Schwellwert für die Überspannungsstufe nicht überschreiten bzw. einen Schwellwert für die Unterspannungsstufe nicht unterschreiten.

3.2.4.2 Schwellwertüberwachung

Eine vereinfachte Variante der Hilfsgleichspannungsüberwachung überwacht das Vorhandensein der Hilfsgleichspannung, welche für die Meldungen verwendet wird.

Die Hilfsgleichspannungsüberwachung kann z. B. über die Verdrahtung der für die Informationen verwendeten Hilfsgleichspannung auf einen Binäreingang erfolgen. Hierbei können beim Ansprechen der Funktion alle Informationen, welche dieser Spannung zugeordnet sind auf ungültig gesetzt werden. Der Status der Informationen wird beispielsweise mit dem letzten gültigen Wert oder dem Default-Wert eingefroren.

3.3 Zusatzfunktionen

Neben der eigentlichen Schutzfunktion existieren umfangreiche Zusatz- und Automatikfunktionen. Diese können vorteilhaft zur Komplettierung des Haupt- und Reserveschutzsystems, zur Fehlerortfindung sowie zur Störwerterfassung und -auswertung genutzt werden.

Sie ermöglichen weiterhin, durch Kennlinien- und Parametersatzumschaltungen auf Veränderungen des Netzbetriebes reagieren zu können. Nachstehend werden typische Zusatzfunktionen beschrieben.

3.3.1 Automatische Wiedereinschaltung (AWE)

In Freileitungsnetzen, bei denen der größte Teil der Kurzschlüsse aus Lichtbogenfehlern besteht, wird die automatisch ablaufende Wiedereinschaltung eingesetzt. Nach einer schnellen Abschaltung wird die Lichtbogenstrecke innerhalb einer spannungslosen Pause entionisiert, so dass nach dieser Pausenzeit die Automatische Zuschaltung erfolgt. Aus Erfahrungswerten wird für die notwendige Pausenzeit einer dreipoligen AWE zur Löschung des Lichtbogens 300-800 ms angegeben. Sind auf der fehlerbetroffenen Leitung auch Einspeiser angeschlossen, kann eine höhere Pausenzeit notwendig sein.

Die Funktion AWE ist in vielen Schutzeinrichtungen zum Leitungsschutz integriert und kann zusätzlich parametriert werden.

Betriebsarten der AWE:

einpolige AWE: Es erfolgt eine 1-polige Unterbrechung. Hierfür müssen die Leistungsschalter einpolig steuerbar sein. Die Gefahr der Asynchronität der Netze, aufgrund der einpoligen Trennung ist gering. Die einpolige AWE wird meist in niederohmig geerdeten Hoch- und starr geerdeten Höchstspannungsnetzen angewendet. Es empfiehlt sich der Einsatz einer Zwangsgleichlaufsfunktion.

dreipolige AWE: Es erfolgt eine 3-polige Unterbrechung. Hier genügt ein dreipolig steuerbarer Leistungsschalter. Die Gefahr der Asynchronität der Netze ist hier hoch, da am Schalter allpolig getrennt wird. Der Einsatz der 3-poligen AWE im Hochspannungsnetz ist in Verbindung mit einer Synchronkontrolle vor der Wiederzuschaltung sinnvoll. Die dreipolige AWE wird auch in Mittelspannungsnetzen eingesetzt.

Zeiten der AWE:

Pausenzeit: Zeit, in der über die Kontakte des Leistungsschalters kein Strom fließt. KU – Kurzunterbrechung; LU – Langunterbrechung

Sperrzeit: Zeit, während der nach einer Einschaltung oder nach einer AWE ein erneuter AWE-Zyklus verhindert wird. Diese Zeit dient der Wiederbereitmachung (aufziehen der Ein- und Ausschaltfeder) des Leistungsschalters.

Wirkzeit: Zeit, während der Start einer AWE zugelassen wird. Sie beginnt i. d. R. mit der Anregung der Schutzeinrichtung. Fällt die Generalanregung während der Wirkzeit nicht zurück, wird die Blockadezeit gestartet und es erfolgt keine Wiedereinschaltung. In den digitalen Schutzeinrichtungen erfolgt der Start einer AWE üblicherweise direkt mit einer entsprechenden Schutzfunktionsauslösung.

Blockadezeit: Zeit, in der die AWE blockiert ist und nicht starten kann.

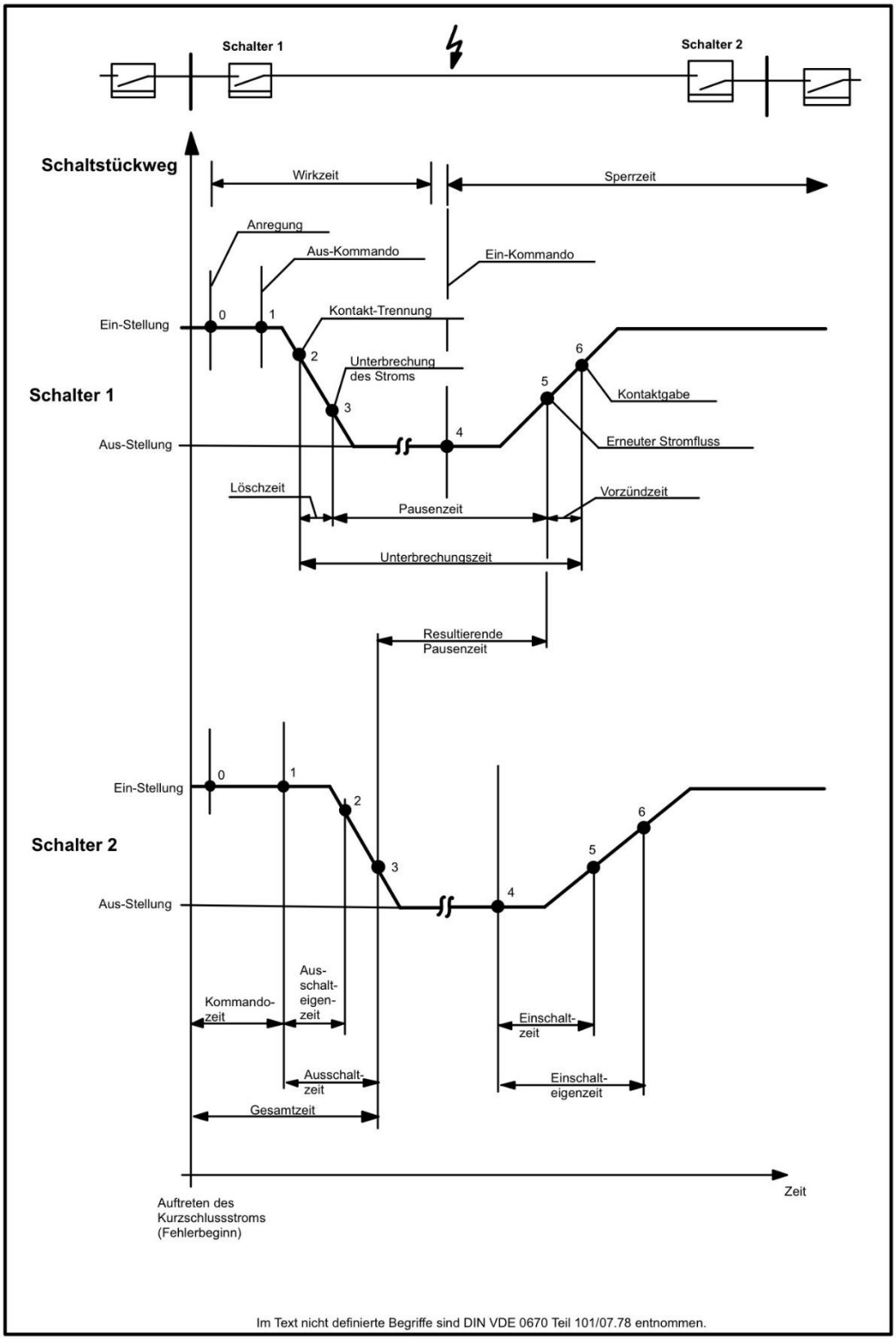


Bild 57: Prinzip AWE

Eine AWE kann zyklisch erfolgen. Hierbei besteht die AWE aus mehreren Einschaltversuchen. Wenn die eingestellte Anzahl erreicht ist, wird definitiv ausgeschaltet.

Erweiterung der AWE durch Spannungsüberwachung:

Für eine Erweiterung der AWE durch Spannungsüberwachung werden leitungsseitige Spannungswandler benötigt. Hierbei wird die leitungsseitige Spannung innerhalb der Pausenzeit überwacht und in Abhängigkeit der Qualität die Wiederzuschaltentscheidung getroffen.

- Fehlerfreie Spannung: ggf. beschleunigte Wiederzuschaltung
- Fehlerhafte Spannung: Blockade der Wiederzuschaltung

Spannungsüberwachung mit sekundärer Lichtbogenerkennung:

Diese AWE kann sekundäre Lichtbögen während der 1-poligen Pausenzeit bewerten. Wird das Erlöschen des sekundären Lichtbogens erkannt, darf wieder eingeschaltet werden. Die Pausenzeit lässt sich damit adaptiv verkürzen. Beim Nichtverlöschen des sekundären Lichtbogens oder beim metallischen Fehler kann 3-polig ausgeschaltet werden.

Adaptive Pausenzeitsteuerung:

Bei einer adaptiven Pausenzeitsteuerung sind die Pausenzeiten variabel und nicht fest definiert. Die Pausenzeit kann unter Verwendung von verschiedenen adaptiven Verfahren (Spannungsmessung, Bewertung des sekundären Lichtbogens) verkürzt bzw. das Wiedereinschaltkommando blockiert werden. Für eine adaptive Pausenzeitsteuerung werden immer leitungsseitige Spannungswandler benötigt.

AWE mit verkürzter Pausenzeit und Blockadeunterspannung:

Diese AWE entscheidet mithilfe der wiederkehrenden Spannung und der Pausenzeit (fix oder adaptiv), wann das Wiedereinschalten sinnvoll ist. Dabei wird auf die gegenüberliegende Seite gewartet, bis diese zugeschaltet hat und die fehlerfreie Spannung gemessen wird. Ist dies der Fall, erfolgt eine Wiedereinschaltung. Wenn diese Bedingungen nicht erfüllt sind, erfolgt keine Wiedereinschaltung. Dieses Vorgehen sorgt für eine Schonung des Leistungsschalters. und verhindert ein erneutes Ausschalten in der Übergreifzone. Es werden somit immer 100 % der Leitung überwacht.

AWE für hybride Übertragungsstrecken:

Für das Schutzkonzept von gemischten Freileitungs-/Kabelstrecken können grundsätzlich zwei Herangehensweisen bezüglich automatischer Wiedereinschaltung unterschieden werden.

- Durchführung der AWE für die gesamte Übertragungsstrecke
- Blockierung der AWE für den Kabelabschnitt

Beispiel 1: Bei Fehlern auf Hybridleitungen, wird durch die Einmessung der Fehlerentfernung durch den Distanzschutz die Lage des Fehlers detektiert. Liegt der Fehler auf dem Freileitungsabschnitt, wird die AWE zugelassen. Liegt der Fehler auf dem Kabelabschnitt, wird die AWE blockiert.

Beispiel 2: An den Übergabestellen von Freileitung zu Kabel werden zusätzliche Differentialschutzsysteme installiert. Bei einem einpoligen Fehler auf dem Kabel wird die AWE durch den Differentialschutz blockiert.

3.3.2 Zuschalten auf Kurzschluss (ZUKS)

Erfolgt mit der Einschaltung des Leistungsschalters eine Fehlerdetektion, so wird mit dieser Funktion der Abzweig unverzögert abgeschaltet, da der Abzweig fehlerbehaftet sein muss (z. B. Kurzschluss durch Zuschaltung auf den Erder).

Die Schutzeinrichtung erkennt die Zuschaltung entweder durch die eigene interne Leistungsschalter-Zustandserkennung (siehe auch Abschnitt 3.2.1.3) oder durch Zuführen eines externen Signals als Trigger.

3.3.3 Leistungsschalter-Versagerschutz

Der Leistungsschalter-Versagerschutz dient der schnellen Reserveabschaltung, wenn ein Auslösekommando der Schutzeinrichtungen vom zugeordneten Leistungsschalter nicht ausgeführt wird.

Die Reserveabschaltung kann direkt oder mit einem Zusatzkriterium (z. B. Anregung) erfolgen.

Um Fehlauslösungen zu verhindern, müssen die Zeitverzögerung, die Abschaltzeit des Leistungsschalters und die Rückfallzeit der Schutzeinrichtungen berücksichtigt werden.

Die Ansteuerung des Leistungsschalter-Versagerschutzes kann einpolig oder dreipolig erfolgen.

Eine spezielle Form des Leistungsschalterversagens stellt die Rückzündung bzw. Wiederzündung dar. Diese kann durch das Schalten kapazitiver bzw. induktiver Ströme auftreten (z. B. bei Kondensatorbänken bzw. Drosselspulen). Die Funktion Leistungsschalter-Rückzündeschutz überwacht die Leiterströme phasenselektiv auf Rückzündung und generiert eine Reserveabschaltung.

Dabei wird zwischen der Betriebsart mit Überwachung der Positionen des Leistungsschalter (bei Kurzschlussströmen im Bereich der Lastströme) und der Betriebsart mit der Überwachung einer Stromschwelle (bei Kurzschlussströmen deutlich oberhalb des Laststroms) unterschieden.

Der Leistungsschalter-Versagerschutz kann sowohl einstufig als auch zweistufig ausgeführt werden.

3.3.3.1 Einstufiger Leistungsschalter-Versagerschutz

Der einstufige Leistungsschalter-Versagerschutz arbeitet zeitverzögert. Er löst alle vorgeordneten Leistungsschalter aus.

3.3.3.2 Zweistufiger Leistungsschalter-Versagerschutz

Beim zweistufigen Leistungsschalter-Versagerschutz versucht die erste Stufe zeitverzögert (t1) ebendiesen Leistungsschalter auszulösen. Hierbei wird üblicherweise eine zweite Auslösespule verwendet. Sollte der Fehler durch die erste Stufe nicht geklärt werden, so löst die zweite Stufe alle dem verbundenen Sammelschienenabschnitt zugeordneten Leistungsschalter aus.

3.3.4 Einschaltstabilisierung (Inrush)

Unter Einschaltstabilisierung versteht man die Stabilisierung einer Schutzeinrichtung bei Zuschaltvorgängen gegen Überfunktionen. Beim Zuschalten eines Transformators entsteht ein Rush-Strom, der Anteile der 2. Harmonischen enthält, die bei einem Kurzschluss fast vollständig fehlen. Da der Rush-Strom durch die Magnetisierung des Transformators oder Sternpunktbildner auftritt, würde eine Vergleichsschutzeinrichtung ihn beim Zuschalten des Trafos als Differenzstrom erkennen bzw. UMZ-Schutzeinrichtungen den Rush-Strom als Kurzschlussstrom fehldeuten und auslösen.

Ebenfalls kann ein Zuschalten von Transformatoren auf eine sich in Betrieb befindliche Leitung zu Anregungen und Auslösung in Leitungsschutzeinrichtungen führen.

Das Auslösen kann durch eine Sperrung des Schutzes durch eine parametrierbare Stromschwelle von Oberschwingungen verhindert werden.

Die Einschaltstabilisierung arbeitet für jeden Leiter selektiv. Sie kann aber auch so parametriert werden, dass sie bei Auftreten des Kriteriums in einem Leiter in allen Leitern wirksam wird (Cross-Blocking).

Weitere Harmonische, wie die 3. und 5. Oberschwingung können zur Erkennung und Stabilisierung gegen stationäre Übererregung parametriert werden.

Zusätzlich kann die Einschaltstabilisierung durch die Kurvenformanalyse (Current Wave Shape Analysis) ergänzt werden. Durch die Analyse des Stromverlaufes auf „flache Gebiete“ kann die Funktion im Einschaltmoment selektiver zwischen Einschaltrush und inneren Fehler unterscheiden.

3.3.5 Synchronkontrolle

Die Synchronkontroll-Funktion prüft vor einem Ein- bzw. Wiedereinschalten, ob Synchronität zwischen den parallel zu schaltenden Netzbereichen besteht oder ein Netzbereich spannungslos ist. In der Regel werden

die Frequenz-, Winkel- und Betragsdifferenzen der Spannungen von Leitung und Sammelschiene überprüft. Die Referenzspannung wird dazu als verkettete Spannung an einen zusätzlichen Referenzspannungswandler der Schutzeinrichtung angeschlossen.

Wenn die Synchronbedingungen eingehalten sind, erteilt die Synchronkontrollautomatik eine Freigabe des Einschaltkommandos. Der Anstoß der Synchronkontrollfunktion kann durch die AWE oder ein externes Einschaltkommando erfolgen.

3.3.6 Parametersatz- und Kennlinienumschaltung

Mit dieser Funktion kann man fest eingestellte Parametersätze umschalten. Somit lassen sich in einfacher Weise Schutzeinrichtungen an veränderte Netz- oder Schaltzustände anpassen. Dazu sind in Schutzeinrichtungen mehrere unterschiedliche Parametersätze verfügbar. Diese werden manuell oder automatisch umgeschaltet.

Beispiel für mögliche Anwendungen:

- Eine Anwendung ist die Schaltung der Sammelschienenkupplung als Reserveschutz von abgehenden Leitungen. Dabei wird eine Sammelschiene als „Betriebsschiene“ benutzt und über die Kupplung auf der freien Sammelschiene bzw. Umgehungsschiene die abgehende Leitung geschaltet. Damit übernimmt der Kupplungsschutz den Hauptschutz der abgehenden Leitung.
- Ebenfalls wird die Umschaltung verwendet, wenn bei betrieblichen Umschaltungen der Netze sich anlagenbedingt die Sternpunktbehandlung ändert, z. B. von gelöschtem Netz auf niederohmige Sternpunktbehandlung.
- Eine weitere Anwendung der Parametersatzumschaltung bietet der adaptive Schutz. Hierbei könnten z. B. die Anregegrößen des Distanzschutzes dynamisch an die verfügbare Kurzschlussleistung adaptiert/angepasst werden. Im Netzleitsystem müsste hierzu die Kurzschlussleistung im (n-1)-Fall in den betroffenen Leitungsfeldern zyklisch ermittelt werden. Mit einer Rechenvorschrift können daraus die Anregegrößen für jeden Distanzschutz individuell abgeleitet werden. Durch das Überschreiben eines weiteren Parametersatzes und anschließender Umschaltung auf diesen, können die Einstellungen in der Schutzeinrichtung angepasst werden.

Zu jedem Zeitpunkt von Parametersatzumschaltungen oder adaptiver Parameteranpassungen bleiben die Grundanforderungen an Schutzsysteme gegenüber dem Auslegungsfall ohne Einschränkung gewährleistet, insbesondere bei der Zuverlässigkeit.

3.3.7 Fehlerortung

Diese Funktion des Schutzes wird zur Fehlerortbestimmung bei einem Kurzschluss genutzt. Anhand der Kurzschlussstrom- und Spannungswerte wird die Fehlerreaktanz bestimmt. Die Fehlerortentfernung kann als Reaktanz-, Prozent- oder Kilometerwert ausgegeben werden.

Die Fehlerortung kann gestartet werden durch:

- AUS-Kommando
- Schutzanregung

Folgende Faktoren haben Einfluss auf die Fehlerortung:

- Wandlerfehler
- Genauigkeit des Erdfaktors (bei einpoligen Kurzschlüssen bzw. Doppelerdschlüssen)
- Genauigkeit der Leitungsimpedanz
- Koppelimpedanzen
- Homogenität des Leitungsbelages
- Zwischeneinspeisungen

In vermaschten Netzen ist es sinnvoll die Auswertung der Fehlerortung auf 100 % der zu schützenden Leitung (Hauptschutzfunktion) zu begrenzen. Auf inhomogenen Leitungen sollte die Fehlerortausgabe als Reaktanzwert (in Ohm) erfolgen, um sie ggf. im Leitsystem verarbeiten zu können.

Die Fehlerortung kann sowohl einseitig als auch zweiseitig erfolgen. Bei der zweiseitigen Fehlerortung werden die Messwerte beider Leitungsenden verwendet, wodurch die Bestimmung des Fehlerortes zuverlässiger ist. Zur Übertragung der Messwerte ist eine Wirkkommunikationsverbindung notwendig.

3.3.8 Störwerterfassung

Die erfassten Analog- und Binärgrößen können im Störungsfall zur Störungsaufklärung verwendet werden. Dazu werden sie in einem Störwertspeicher abgelegt und können bei Bedarf abgerufen werden.

Der Start der Störwerterfassung kann erfolgen durch:

- AUS-Kommando
- Schutzanregung und/oder
- Externes Startsignal

Folgende Aufzeichnungen sind verfügbar:

- Analoge Störschriebe
- Binäre Störfallmeldungen

Die Mindestabtastrate sollte 1 kHz betragen. Weiterhin sollten die Störschriebe im Comtradeformat speicherbar sein.

Schutzprinzipbedingt können nur die Messwerte dargestellt werden, die zur Schutzfunktion beitragen, also bei UMZ-Schutz nur die Ströme. Die Qualität der Analogaufzeichnung ist stark von der Abtastrate und der Messwertverarbeitung abhängig. Wesentliche binäre Informationen, Meldungen und Befehle, können den Störschrieben parametrierbar zugeordnet werden. Die Anzahl der speicherbaren Ereignisse ist herstellerbedingt unterschiedlich. Zusätzlich steht im Gerät ein Störfallprotokoll des Störungsablaufes zur Verfügung.

In den Protokollen stehen folgende Daten zur Verfügung:

- Erdschlussdaten
- Kurzschlussdaten
- Betriebsmesswerte
- Zählwerte
- Sonstige Betriebsmeldungen

Die Software ermöglicht umfangreiche Auswertungen, wie Bestimmung von Effektivwerten, Winkeln usw. Alle Stör-, Mess- und Zählwerte können über Schnittstellen ausgelesen werden.

3.3.9 Pendelsperre und Pendelfreigabe

Plötzliche Veränderungen des normalen Betriebszustandes eines Netzes, z. B. Änderung der Last, Kurzschlüsse oder Umschaltungen, führen zu einem dynamischen Ausgleichsvorgang im Netz. Je nach Netzkonfiguration ist dieses Einschwingen auf einen neuen Betriebszustand mit mehr oder weniger lang andauernden Pendelvorgängen verbunden. Der Quotient aus Spannung und Strom ergibt während einer Pendelung dynamisch sich ändernde Werte für die Impedanz. Bei Verwendung von Distanzschutzrelais kann es zu Überfunktionen kommen. Das Kriterium einer Pendelung ist das Vorliegen eines langsamen dynamischen Vorgangs in allen drei Leitern, während sich ein Kurzschluss durch eine schlagartige Änderung der Impedanz von der Pendelung unterscheidet.

Auslösungen sollten im pendelnden Netz vermieden werden, damit die Instabilität des Netzes nicht weiter verstärkt wird. Die Funktion im Distanzschutz, die die unerwünschte Abschaltung bei Pendelungen verhindert, bezeichnet man als Pendelsperre.

Unter Umständen, zum Beispiel bei aufklingenden Pendelungen, beim Auseinanderdrehen von Netzgebieten (Asynchronlauf von Netzgebieten) kann es sinnvoll sein, an geeigneten Stellen im Netz durch einen Out-Of-Step-Schutz das Netz zu trennen. Dies erfordert dynamische Untersuchungen.

Dabei ist auch darauf zu achten, dass die Bedingungen der betroffenen Leistungsschalter für transientes Schalten eingehalten werden (zulässiger Strom und wiederkehrende Spannung).

3.3.10 Binäre Schutzsignalübertragungsverfahren

Binäre Signale, welche in den Schutzeinrichtungen generiert werden (z. B. Richtungsinformation), werden an die Gegenstellen übertragen. Die Übertragung kann unidirektional oder bidirektional erfolgen.

Die Schutzsignalübertragung bietet die Möglichkeit Schutzsysteme mit Distanz- und Überstromzeitschutz bei Einhaltung der Selektivität schneller für 100% des Schutzobjektes zu gestalten.

Bei der Planung von Schutzsystemen mit Schutzsignalübertragungsverfahren ist besonders darauf zu achten, dass die Signalübertragung so aufgebaut wird, dass Störungen (Einkopplungen, Kurzschlüsse oder Unterbrechungen) nicht zu Fehlfunktionen führen.

Anwendungen von Freigabeschaltungen und rückwärtigen Verriegelungen innerhalb einer Station werden im Kapitel 4.4.3 beschrieben.

In Bild 58 sind die typischen Verfahren dargestellt.

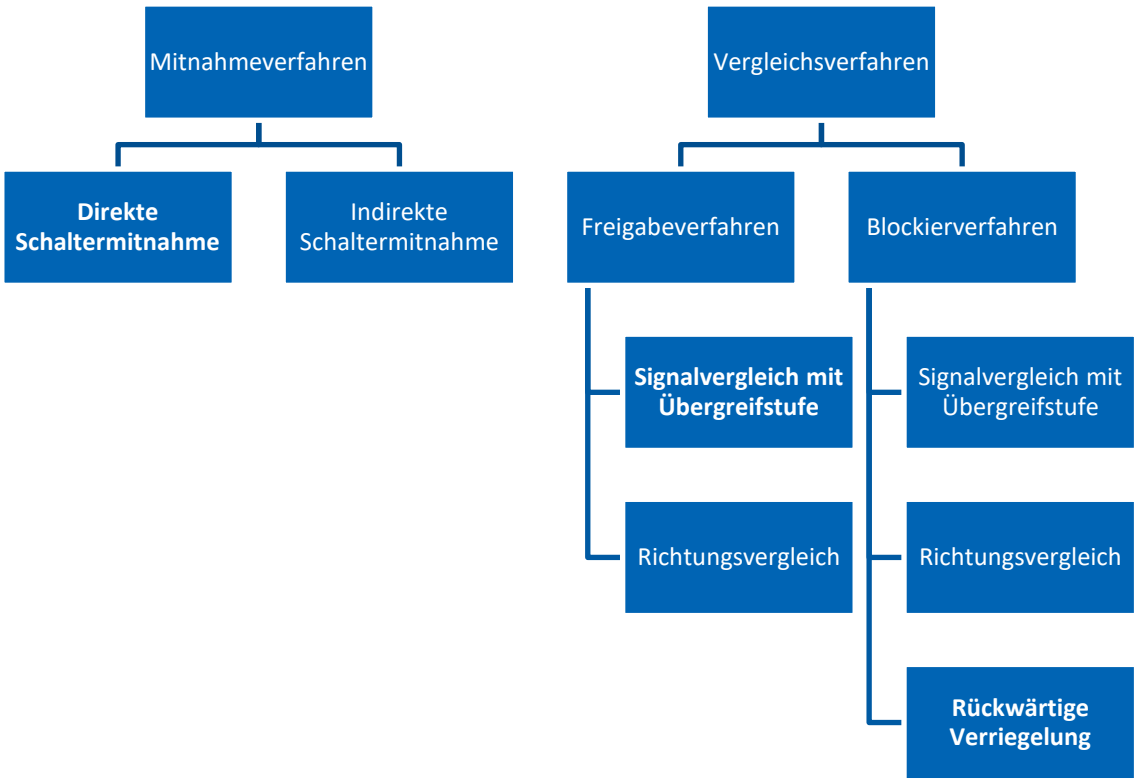


Bild 58: Übersicht gebräuchlicher Schutzsignalübertragungsverfahren

3.3.10.1 Mitnahmeverfahren

3.3.10.1.1 Direkte Schaltermitnahme

Ein empfangenes Signal löst ohne Abfrage eines zusätzlichen örtlichen Kriteriums den Leistungsschalter des betreffenden Stromkreises aus.

Bei der Planung von direkten Schaltermitnahmesystemen ist besonders darauf zu achten, dass die Signalübertragung so aufgebaut wird, dass Störungen (Einkopplungen) nicht zur Überfunktion führen.

Beispiel 1: Ein Fehler in der untergreifenden Zone (Erste Zone; Z1) des Distanzschutzes führt zum Senden eines Mitnahmesignals an die Gegenstelle. Das Empfangen des Mitnahmesignals an der Gegenstelle führt direkt zur Auslösung.

Beispiel 2: Beim Leistungsschalterversagen wird der durch den Schalterversagerschutz generierte AUS als Mitnahmesignal an die Gegenstelle gesendet. Das Empfangen des Mitnahmesignals an der Gegenstelle führt direkt zur Auslösung.

3.3.10.1.2 Indirekte Schaltermitnahme

Ein empfangenes Signal führt erst unter Abfrage eines zusätzlichen örtlichen Kriteriums zur Auslösung. Hierdurch wird Sicherheit vor Überfunktion des Schutzes im Vergleich zur direkten Schaltermitnahme erreicht.

Beispiel: Ein Fehler in der untergreifenden Zone des Distanzschutzes führt zum Senden eines Mitnahmesignals an die Gegenstelle. Das Empfangen des Mitnahmesignals und das Vorhandensein einer in vorwärts gerichtete Anregung an der Gegenstelle führt zur Auslösung.

3.3.10.2 Vergleichsverfahren

Vergleichsverfahren beruhen auf dem Prinzip, dass die Schutzeinrichtungen Signale an ihre Gegenstellen übertragen, welche miteinander verglichen werden. Durch den Vergleich wird ermittelt, ob der Fehler im oder außerhalb des Schutzobjektes liegt.

Verfahren, welche auf Blockierung vororientiert sind und zur Auslösung ein Signal vom Gegenende benötigen, werden als Freigabeverfahren bezeichnet. Die Verfahren, welche auf Auslösung vororientiert sind und zur Blockierung ein Signal vom Gegenende benötigen, werden als Blockierverfahren bezeichnet.

3.3.10.2.1 Freigabeverfahren

Ein empfangenes Signal bewirkt nach Vergleich mit einem örtlichen Kriterium die Freigabe einer Schutzfunktion bzw. eine Auslösung. Somit besteht der Unterschied zum Mitnahmeverfahren darin, dass zur Erzeugung eines AUS der Empfang eines binären Signals (Freigabe) vom Gegenende benötigt wird. Hierbei wird zwischen einem reinen Richtungsvergleich und einem richtungs- und distanzabhängigen Vergleich unterschieden.

Die Freigabesignale können aus den folgenden Signalen abgeleitet werden:

- Fehler in Übergreifstufe
- Anregung (vorwärts) gerichtet

Ist die Signalübertragung gestört, so wird kein Freigabesignal übertragen und die Schutzfunktion kann nicht ausgeführt werden. Das Verfahren neigt zur Unterfunktion.

Anmerkung: Die Steuerung der anderen Zonen erfolgt unabhängig.

Erweiterung Echofunktion:

Ein empfangenes Signal kann bei ausgeschaltetem Leistungsschalter bzw. fehlender örtlicher Anregung reflektiert werden. Das Empfangssignal wird über eine Logik zum Sendesignal.

Erweiterung Schwache Einspeisung:

Bei Leitungsenden mit schwacher Einspeisung kann die Anregung ausbleiben. Dies führt zu keiner Auslösung des lokalen Leistungsschalters. Um die Auslösung des Leistungsschalters dennoch zu gewährleisten, wird bei fehlender Anregung und Erkennen einer schwachen Einspeisung auf Auslösung entschieden.

Die Erkennung der schwachen Einspeisung erfolgt bei gleichzeitigem Vorhandensein folgender Bedingungen:

- Geschlossener Leistungsschalter
- Unterspannung
- Fehlende Anregung

In Bild 59 ist das Funktionsprinzip der Freigabeverfahren dargestellt.

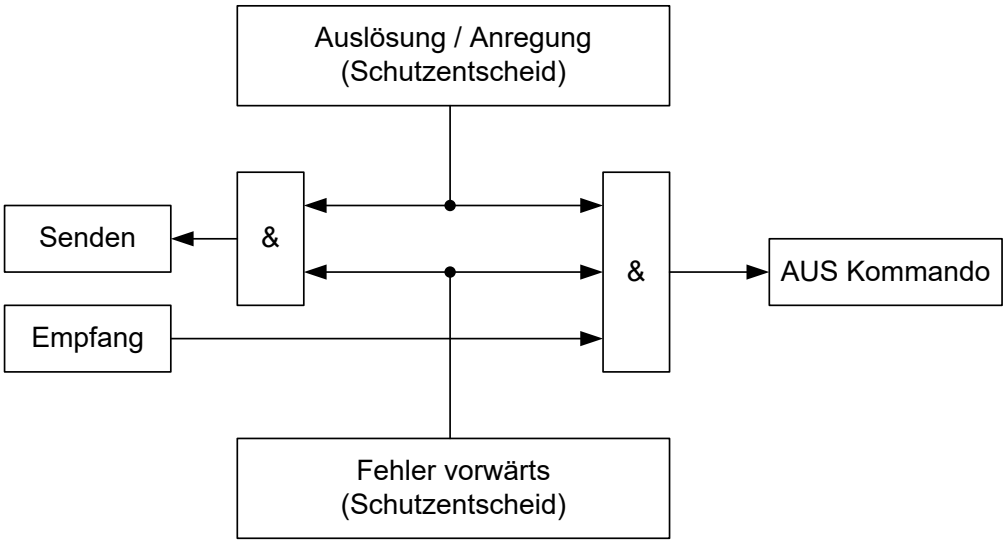


Bild 59: Prinzip Freigabeverfahren

3.3.10.2.1.1 Signalvergleich mit Übergreifstufe

Die Ergebnisse der Richtungs- und Distanzmessung der Schutzeinrichtungen werden an den Leitungsenden verglichen. Die Schutzeinrichtungen sind auf „Übergreifen“ (d.h. die erste Stufe ist um die eingestellte Übergreifstufe erweitert) geschaltet.

Erkennt der Schutz einen Fehler in der Übergreifstufe, wird ein Signal zum Gegenende gesendet. Die Freigabe der Auslösung erfolgt durch die Verknüpfung des Empfangssignals mit dem Entscheid „Fehler in Übergreifstufe“ (übergreifende Freigabe).

Die Steuerung der anderen Zonen erfolgt unabhängig, daher muss das Zeitverhalten durch verschiedene Verzögerungs- und Verlängerungszeiten aufeinander abgestimmt werden, besonders wenn es durch eine Auslösung in Schnellzeit bereits zu einem Verschwinden des Sendesignals gekommen ist.

Der Signalvergleich mit Übergreifstufe kann über eine 2 Draht Gleichstromschleife, welche von einem Ende mit Hilfsenergie versorgt wird, umgesetzt werden. Diese Umsetzung wird Streckenschutz genannt.

3.3.10.2.1.2 Richtungsvergleich

Der Richtungsvergleich arbeitet prinzipiell nach dem gleichen Verfahren wie der Signalvergleich. Die Bildung des Sendesignals erfolgt hier durch die Anregung in Vorwärtsrichtung.

Der Richtungsvergleich kann sowohl mit Distanzschutz als auch mit gerichteten Überstromzeitschutz umgesetzt werden.

3.3.10.2.2 Blockierverfahren

Ein empfangenes Signal blockiert die Auslösung oder bestimmte Schutzfunktionen. Die Kommandozeit der Schutzfunktionen muss zum Ausgleich der Signallaufzeit verzögert werden.

Die Blockiersignale können aus den folgenden Signalen abgeleitet werden:

- Fehler außerhalb der Übergreifstufe
- Anregung (rückwärts) gerichtet

Ist die Signalübertragung gestört, so wird kein Blockiersignal übertragen und die Schutzfunktion wird ohne die Signalübertragung ausgeführt. Das Verfahren neigt zur Überfunktion. Daher ist es sinnvoll, den Ausfall des Übertragungskanals der Schutzeinrichtung zu überwachen, sodass das Blockierverfahren blockiert werden kann.

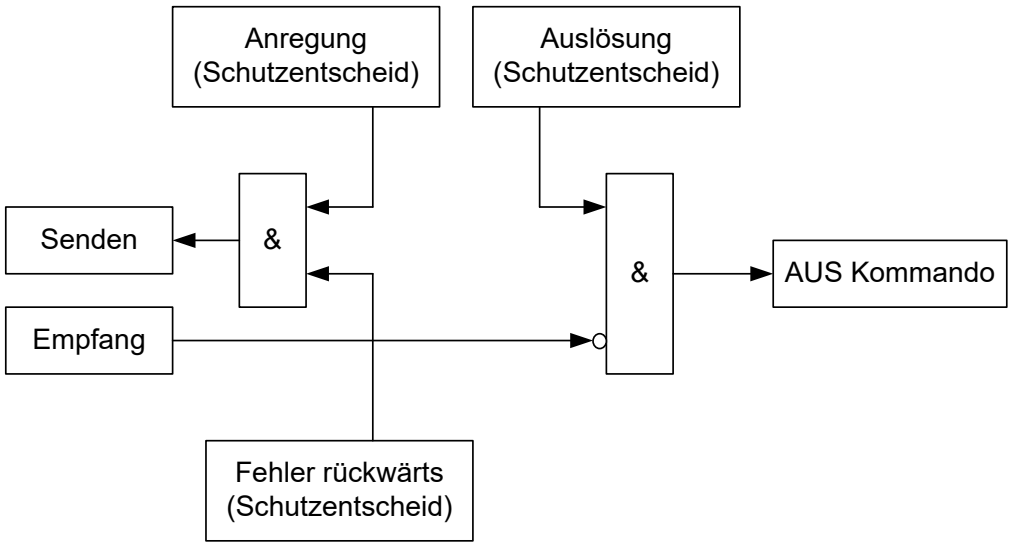


Bild 60: Prinzip Blockierverfahren

3.3.10.2.2.1 Signalvergleich mit Übergreifstufe

Die Ergebnisse der Richtungs- und Distanzmessung der Schutzeinrichtungen werden an den Leitungsenden verglichen. Die Schutzeinrichtungen sind auf „Übergreifen“ (d. h. die erste Stufe ist um die eingestellte Übergreifstufe erweitert) geschaltet.

Erkennt der Schutz einen Fehler außerhalb der Übergreifstufe, wird ein Signal zum Gegenende gesendet. Die Blockierung der Auslösung in der Übergreifstufe erfolgt durch das Empfangssignal.

Die Steuerung der anderen Zonen erfolgt unabhängig.

Dieses Prinzip neigt bei Störung der Signalvergleichsfunktion zur Überfunktion, da die Übergreifstufe aktiv ist und der Fehler außerhalb der Hauptschutzzone liegen kann.

3.3.10.2.2.2 Richtungsvergleich

Der Richtungsvergleich arbeitet prinzipiell nach dem gleichen Verfahren wie der Signalvergleich. Die Bildung des Sendesignals erfolgt hier durch die Anregung in Rückwärtsrichtung.

Der Richtungsvergleich kann sowohl mit Distanzschutz als auch mit gerichteten Überstromzeitschutz umgesetzt werden.

3.3.10.2.2.3 Rückwärtige Verriegelung

Eine schnell eingestellte Überstromzeitschutzstufe wird durch die nachgelagerten Schutzeinrichtungen blockiert, solange diese den Fehler in Vorwärtsrichtung erkennen. Hierdurch kann eine selektive und schnelle Fehlerklärung erfolgen.

Beispiel: Die rückwärtige Verriegelung wird z. B. als Sammelschienenschutz in der Mittelspannung eingesetzt. Beim Transformatorschutz werden zwei Überstromzeitschutzstufen eingestellt. Die erste Stufe dient dem Sammelschienenschutz der Mittelspannung und wird deshalb auf eine niedrige Zeit eingestellt. Die zweite Stufe wird den Abgangsfeldern der Mittelspannung überstaffelt. Regt eine Abgangsschutzeinrichtung in Vorwärtsrichtung an, wird die schnelle Stufe des Transformatorschutzes blockiert. Die zweite Stufe arbeitet unabhängig. Falls bei einem Kurzschluss kein Abgang in Vorwärtsrichtung anregt, bedeutet dies, dass der Fehler im Sammelschienenbereich liegen muss. Der Transformatorschutz wird in diesem Fall nicht blockiert und schaltet den Fehler in der 1. Stufe ab. Diese Einstellungen sind auch auf den Distanzschutz adaptierbar.

4 Schutzkonzepte

4.1 Anforderungen an die Schutzkonzepte im Übertragungsnetz

Das Höchstspannungsnetz wird mit einer Netznennspannung von 220 kV bzw. 380 kV betrieben und erfüllt die Aufgaben des Übertragungsnetzes.

Die in Abschnitt 2.6.1 beschriebenen Punkte und die hohen Anforderungen an die Netzstabilität (schnellere Fehlerklärungszeiten als in unterlagerten Netzen, höhere Verfügbarkeitsanforderungen, etc.) führen dazu, dass mehrere Varianten bezüglich der Netzschutzkonzepte für das Höchstspannungsnetz entwickelt worden sind. Im Folgenden wird daher ein grundlegendes Schutzprinzip dargestellt, das - je nach den Anforderungen - durch entsprechende Optionen ergänzt werden kann.

Im Höchstspannungsnetz sind die Anforderungen an die Fehlerklärungszeiten besonders hoch. Die europäischen Grid Codes fordern aus Stabilitätsgründen für das 380kV-Netz eine maximale Fehlerklärungszeit von 150 ms. Dies erfordert in Umspannwerken Sammelschienenschutzeinrichtungen und zwei auf 100 % der Leitung in Schnellzeit arbeitenden Leitungsschutzeinrichtungen.

An den Stellen im Netz, an denen Fehler zum Verlust der Stabilität führen können, sind Kurzschlüsse auch bei Versagen eines Leistungsschalters durch einen Schalterversagerschutz in möglichst kurzer Zeit abzuschalten. In Neuanlagen sollten dabei Fehlerklärungszeiten von 250 ms bis 350 ms nicht überschritten werden. Dies bedeutet eine einzustellende Verzögerungszeit am Schalterversagerschutz von 150 ms bis 250 ms, sofern das Rückfallverhalten bezüglich Gleichgliedern optimiert ist.

4.2 Schutz von Leitungen und Kabel

4.2.1 Im Höchstspannungsnetz

Im Übertragungsnetz besteht Schutzdoppelung. Jedes Schutzsystem ist als 100 % selektiver Schutz aufgebaut und schaltet in Schnellzeit ab. Bisher wurden für beide Schutzsysteme unterschiedliche Messprinzipien eingesetzt, z. B. Distanzschutz mit Schutzsignalübertragung (üblicherweise mit Freigabeverfahren, siehe Abschnitt 3.1.2) und Leitungsdifferentialschutz. Aktuell und in Zukunft können in beiden Geräten beide Schutzfunktionen abgebildet werden. Dies gewährleistet eine höhere Verfügbarkeit und unterstützt die zukünftig noch höheren Anforderungen an eine schnelle Fehlerklärung zu erfüllen, sowie der Höherauslastung des Übertragungsnetzes Rechnung zu tragen. Hierbei sollten wegeredundante Nachrichtenwege für beide Schutzsysteme verwendet werden.

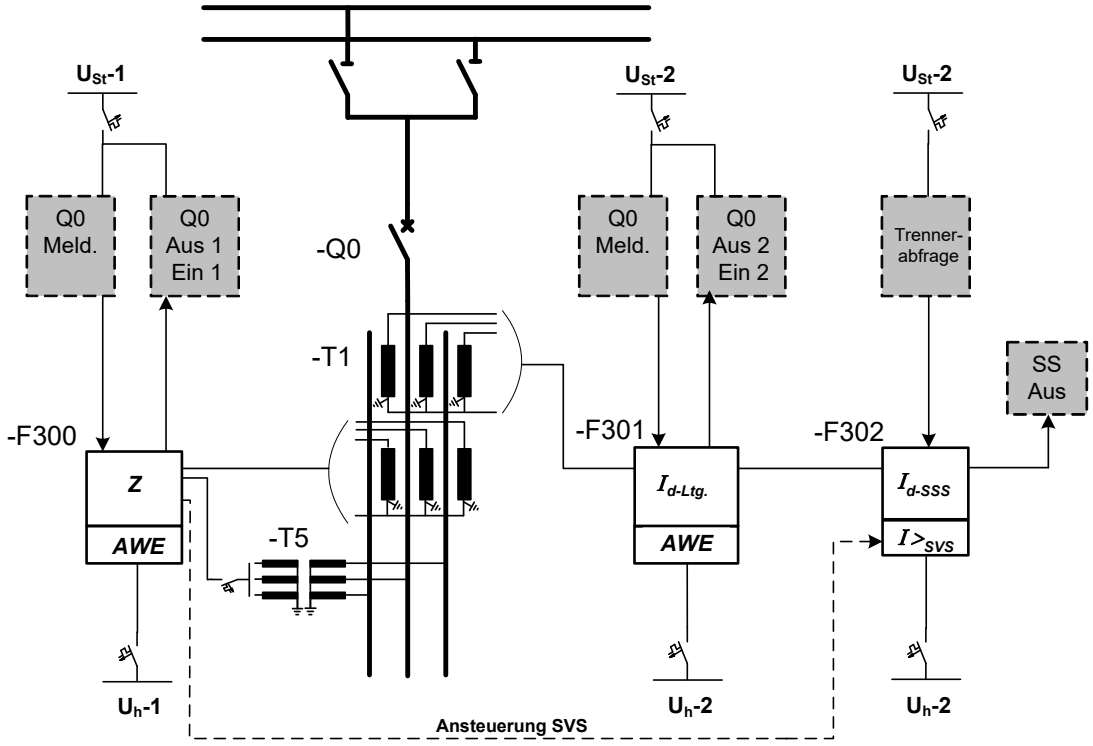
Die Grenzen des Distanzschutzes werden in Kapitel 8 beschrieben. Als Minimalkonzept führt nur eine Schutzeinrichtung eine einpolige AWE durch. Wenn beide Schutzeinrichtungen mit einer AWE ausgerüstet sind, sollten Maßnahmen ergriffen werden, um eine mehrpolige AWE (z. B. bei falscher Phasenwahl eines der beiden Schutzsysteme) sicher zu verhindern. Z. B. können von beiden Schutzeinrichtungen die Leistungsschalterhilfskontakte überwacht werden. Bei Rückmeldung der AUS-Stellung von mehr als einer Phase wird die AWE abgebrochen.

Im europäischen Übertragungsnetz kann es zum Auftreten von Netzpendelungen kommen. Die hierdurch hervorgerufenen unselektiven Auslösungen durch die Distanzschutz-Einrichtungen können durch die Aktivierung der Pendelsperre unterdrückt werden. Zur Vermeidung von unzulässigen Auswirkungen wird der Einsatz von Pendelsperren und Pendelauslösungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt.

In den letzten Jahren stieg die Auslastung des Höchstspannungsnetzes stetig an. Dadurch stehen die Betriebsmittel für Zwecke der Schutzprüfung nur noch eingeschränkt zur Verfügung. Deshalb sollte die Möglichkeit bestehen, Schutzprüfungen auch ohne Abschaltung des Leitungs- bzw. Kabelfeldes

durchführen zu können. Die im Folgenden dargestellten Konzepte berücksichtigen dies. Durch die klare Trennung der beiden Schutzsysteme sind diese Konzepte so einfach und übersichtlich wie möglich gehalten. Auf alle Redundanzen, die mehr als das Versagen einer Komponente abdecken, wurde verzichtet. Insofern handelt es sich gewissermaßen um Minimalkonzepte, bei denen besonderer Wert auf das Vermeiden von Überfunktionen bei Prüfungen ohne abgeschaltete Leitung gelegt wurde.

Im Bild 61 sind beispielhaft die Zuordnung der Stromwandlerkerne, der Spannungswandlerkreise und der DC-Versorgung für beide Schutzsysteme dargestellt. In den folgenden Bildern sind diese Details nur tabellarisch erfasst und daher stark vereinfacht dargestellt.



Bezeichung	Schutz	Hilfsspannung								Ansteuerung SVS
		U_h-1	U_h-2	U_{St}-1			U_{St}-2			
				Ein 1	Aus 1	Meld.-LS	Ein 2	Aus 2	Meld.-LS	
-F300	Distanzschutz (Schutzsystem 1) AWE	X		X	X	X				X
-F301	Leitungsdifferentialschutz (Schutzsystem 2) AWE		X				X	X	X	
-F302	Sammelschienenschutz Schalterversagerschutz		X					X		

Bild 61: Beispiel Höchstspannungsleitungsabgang mit Schutzdopplung und einem Sammelschienenschutz

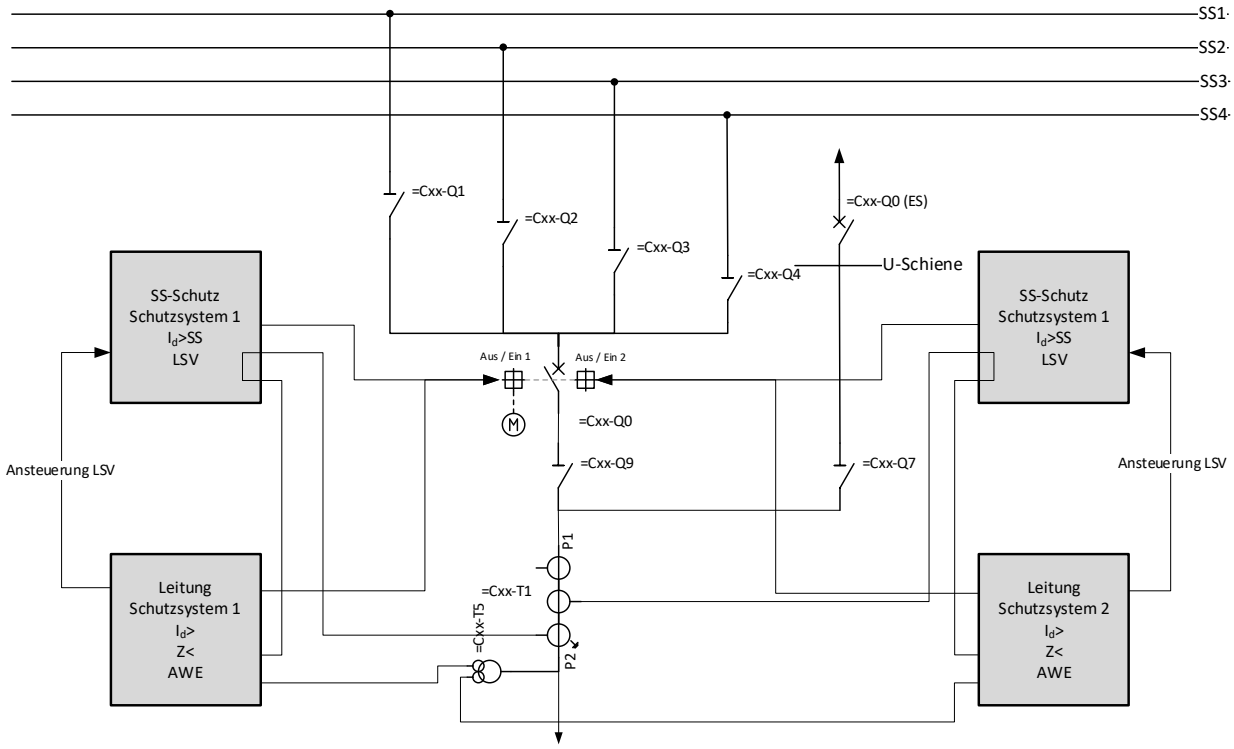


Bild 62: Beispiel Höchstspannungsleitungsabgang mit Schutzdopplung für den Leitungs- und den Sammelschienenschutz

4.2.1.1.1 Zusatz für Mehrendenleitungen

Mehrendenleitungen (z. B. Dreibeinleitungen) mit mehreren aktiven Enden (von allen Enden wird Kurzschlussleistung eingespeist) sind in der Höchstspannungsebene eingebaut.

Hierbei sind die Schutzeinrichtungen als Mehrendendifferentialschutz auszuführen.

Im Folgenden werden beispielhaft für den häufig vorkommenden Fall eines im Stich an eine Höchstspannungsleitung angeschlossenen Transformators die Randbedingungen für ein Schutzkonzept mit Distanzschutz erläutert. Die Wahrscheinlichkeit für einen Transformatorfehler ist um eine Größenordnung kleiner als für einen Fehler auf einer Freileitung. Dieses Konzept geht deswegen davon aus, dass bei einem Fehler in dem Transformator zugeordneten Schutzbereich eine Überreaktion des Schutzes der Freileitung, an der der Transformator im Stich angeschlossen ist, akzeptiert werden kann. Eine Überreaktion des oberspannungsseitigen Leitungsschutzes bei einem Fehler auf der Unterspannungsseite des Transformators ist dagegen nicht zulässig.

Auf der durchgehenden Leitung A-C im Bild 63 wird z. B. ein Signalvergleich mit den Übergreifstufen eingesetzt. In diesem Fall wird der Stichanschluss ausgelöst, wenn von beiden Enden der durchgehenden Leitung ein Empfangssignal vorliegt. Die Übergreifstufe muss – ebenso wie die zweite Zone - weit genug eingestellt werden, damit das Schutzkonzept auch bei maximaler Zwischeneinspeisung aus den Stichanschlüssen sicher funktioniert. Andererseits darf bei ausgeschalteten Stichanschlüssen der Schutz für Fehler außerhalb der durchgehenden Leitung nicht überreagieren. Eine höhere Einstellung als ca. 85 % der Leitungslänge ist daher für die erste Zone nicht zulässig. Aus diesen Forderungen ergeben sich im jeweiligen Anwendungsfall Grenzen für Impedanzen bzw. Leitungslängen, die mit diesem Konzept geschützt werden können.

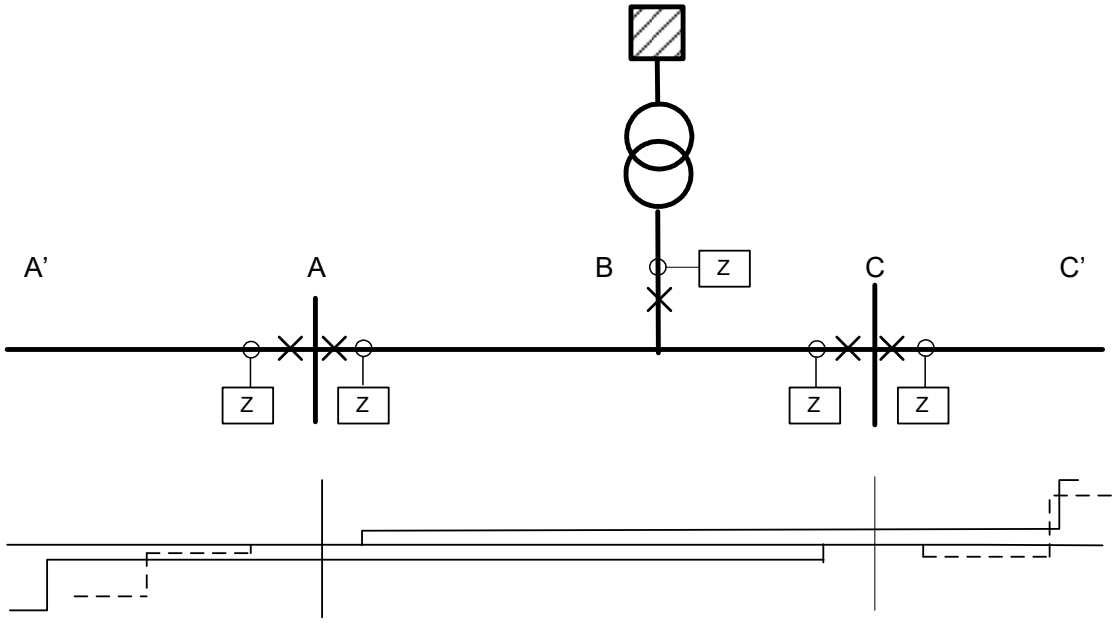


Bild 63: Einstellung der Übergreifstufe am Beispiel einer Dreibeinleitung

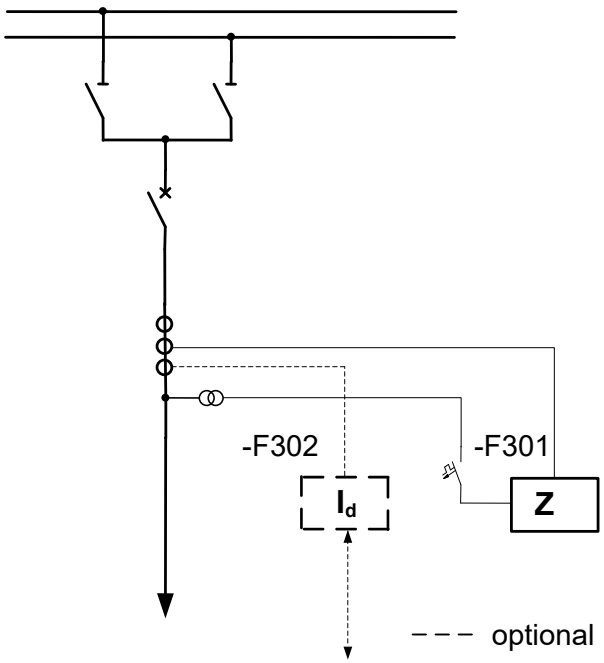
Bild 63 zeigt die Verhältnisse am Beispiel einer Leitung mit einem Stichanschluss. Die maximale Einstellung der ersten Zonen wird von der Impedanz der durchgehenden Leitung bestimmt. Für die Einstellung der Übergreifstufe und der zweiten Zone ist die Zwischeneinspeisung zu berücksichtigen.

4.2.2 Im Hochspannungsnetz

Bedingt durch die unterschiedlichen in Abschnitt 2.6.2 genannten Anforderungen an das Hochspannungsnetz ergibt sich eine Vielzahl von Varianten bezüglich des jeweiligen Netzschutzkonzeptes. Im Folgenden werden daher grundlegende Schutzprinzipien dargestellt, welche durch die verschiedenen Anforderungen um entsprechende Optionen ergänzt werden können.

4.2.2.1 Hochspannungsleitungsschutz für Zweiendenleitungen

Hochspannungsleitungen werden üblicherweise mit Distanzschutzeinrichtungen geschützt. Entsprechend den jeweiligen Anforderungen können diese mit den in Bild 64 genannten Zusatzfunktionen ergänzt werden.



Zusatzfunktion:

- AWE
- Erdschlusswischererfassung
- Schutzsignalübertragung
- Leitungsdifferentialschutz
- Örtlicher Reserveschutz
- Schalterversagerschutz

Bez.	Schutz	U_h-1	U_h-2	Aus-1	Aus-2
-F301	Distanzschutz	X		X	
-F302 (Optional)	Differentialschutz		X		X

Bild 64: Hochspannungsleitungsabgang

Der Schutz von Hochspannungskabelstrecken und sehr kurzer Freileitungen wird meistens mit Leitungsdifferentialschutz ausgeführt, da sonst aufgrund der niedrigen Impedanzwerte die Selektivität nicht gewährleistet werden kann. In diesem Fall ist zusätzlich ein Distanzschutz (ggf. auch integriert) erforderlich.

4.2.2.2 Hochspannungsleitungsschutz für Mehrendenleitungen

Häufig werden heute die Hochspannungsnetze in ihrem Aufbau vereinfacht, indem eingeschleifte Anlagen entfallen und durch Stichanschlüsse ersetzt werden. Hierdurch verlängern sich die Leitungslängen. Eine Überprüfung der Reserveschutzfunktionalität sollte in diesen Fällen auf jeden Fall erfolgen. Sollten die Anregebedingungen für den ortsfernen Reserveschutz bei Fehlern am Ende der Leitung nicht mehr erfüllt werden können, so ist der Aufbau eines örtlichen Reserveschutzes notwendig. Weiterhin ist dann auch ein Schalterversagerschutz zu realisieren. Dieser kann als Bestandteil des Sammelschienenschutzes erfolgen.

Weiterhin sind durch die vermehrten Stichanschlüsse und zunehmende Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen (z. B. Windparks) für die Sicherstellung der Selektivität bei Mehrendenleitungen besondere Überlegungen notwendig. Dabei ist je nach Leitungskonstellationen mit lediglich zwei aktiven Enden (durchgehende Leitung mit im Streckenverlauf abgehenden Transformatoren ohne Rückspeisung) und nach solchen mit mehreren aktiven Enden zu unterscheiden.

Passive Leitungsenden:

Als „passiv“ werden Leitungsenden (z. B. Stichanschlüsse) bezeichnet, wenn sie keinen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern oder die angeschlossenen Erzeugungsanlagen sich schnell (ca. 200 ms) vom Netz trennen.

Aktive Leitungsenden:

Als „aktiv“ werden Leitungsenden bezeichnet, wenn aus ihnen Kurzschlussstrom zu erwarten ist. Dies ist z. B. der Fall, wenn Erzeugungsanlagen im Stich an eine durchgehende Leitung angeschlossen sind, die sich nicht schnell vom Netz trennen. Dies gilt auch, wenn in geerdeten Netzen der oberspannungsseitige Sternpunkt eines im Stich angeschlossenen Trafos geerdet ist.

4.2.2.2.1 Mehrendenleitungen mit zwei aktiven Enden

Bei nur zwei aktiven Enden ist lediglich die Länge und Anordnung der Abzweigleitungen bei der Staffelung zu beachten.

Ein typisches Beispiel für eine Mehrendenleitung mit passiven Stichanschlüssen ist eine durchgehende Leitung in einem vermascht betriebenem 110-kV-Netz, an die im Stich ein oder mehrere Transformatoren angeschlossen sind und Rückspeisungen nicht länger als ca. 200 ms auftreten können (siehe Bild 65).

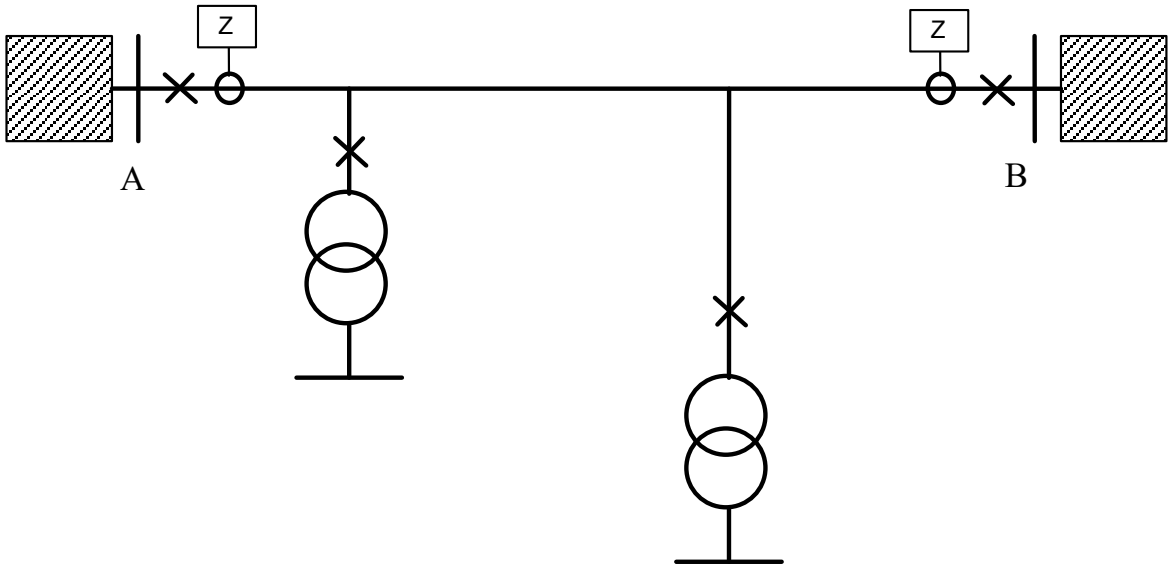


Bild 65: Beispiel für eine Mehrendenleitung mit passiven Stichanschlüssen

In diesem Beispiel kann ein einfaches Schutzkonzept mit Distanzrelais auf der durchgehenden Leitung realisiert werden, wenn akzeptiert wird, dass der Leitungsschutz bei Fehlern im Transformatorabzweig unselektiv auslöst. Dies wird häufig toleriert, da die Eintrittswahrscheinlichkeit für einen Fehler im Transformatorabzweig bedeutend kleiner ist als für einen Fehler auf der Leitung.

Bei Anschluss der Transformatoren über eine Stichleitung muss bei der Einstellung der Distanzrelais die Zwischeneinspeisung auf der Stichleitung berücksichtigt werden. Für die Zoneneinstellung des Distanzrelais in A müssen dabei Kurzschlüsse vor den im Stich angeschlossenen Transformator berechnet und mit der Impedanz der Leitung A-B verglichen werden. Hierbei ist zu beachten, dass der Einfluss der Zwischeneinspeisung sowohl von den Quellenimpedanzen in den Stationen A und B und der Lage des Stichanschlusses auf der durchgehenden Leitung abhängt. Es empfiehlt sich, bei der Berechnung der Varianten die Quellenimpedanzen in den Stationen A und B, um einen entsprechenden Sicherheitsfaktor zu variieren (Betrachtung des ungünstigsten Falls). Dieser Sicherheitsfaktor ist je nach Netztopologie abzuschätzen, z. B. kann für den Wegfall eines Parallelsystems die Quellenimpedanz um den Faktor zwei erhöht werden.

Schutz der Mehrendenleitung mit zwei aktiven Enden ohne Schutzsignalübertragung

Falls kaskadierte Abschaltungen der Schutzeinrichtungen auf einer Seite in Kauf genommen werden, genügt es, wenn jeder Fehlerort auf der Mehrendenleitung bei Fehlereintritt von mindestens einer Seite (A oder B) in der Übergreifstufe erkannt wird und wenn die andere Seite den Fehler - nach Abschaltung des

Fehlers durch das Gegenende - in ihrer Übergreifstufe sieht. Für die Impedanzeinstellung der Übergreifstufe ist die größte der berechneten Impedanzen heranzuziehen und mit einem Sicherheitsfaktor zu multiplizieren. In gelöschten Netzen wird für $X_{Ü}$ üblicherweise 1,2 X_L gewählt. Für die Einstellung der ersten Zone X_1 ist die Impedanz der durchgehenden Leitung X_{AB} heranzuziehen und mit einem Staffelungsfaktor f_s zu multiplizieren. Ein typischer Wert ist f_s = 0,85 (siehe Abschnitt 6.2.1.3).

Je nach Leitungskonfiguration (lange Stichanschlüsse) kann die einzustellende Zone $X_{Ü}$ auch sehr groß im Verhältnis zu der Impedanz der durchgehenden Leitung A-B werden. Der Leitungsschutz wird dann auch bei Fehlern weit jenseits der Stationen A oder B eine AWE ausführen. Wenn dies nicht akzeptiert werden kann, muss auf der durchgehenden Leitung eine Schutzsignalübertragung installiert werden.

Schutz der Mehrendenleitung mit zwei aktiven Enden mit Schutzsignalübertragung

Nachstehende Verfahren sind üblich:

- Zwischeneinspeiseeffekt berücksichtigen bei Signalvergleich in Übergreifstufe $X_{Ü}$:
  Als Bedingung für die Einstellung der Übergreifstufe gilt, dass alle Fehlerorte auf der Mehrendenleitung von den Distanzrelais in A und in B innerhalb ihrer $X_{Ü}$ gesehen werden müssen. Die erste Zone wird unterreichend, z. B. 0,85 X_{AB} eingestellt.
- Mitnahme über $X_{Ü}$ oder Mitnahme über Anregung:
  Die erste Zone wird auf $X_1 = f_s X_{AB}$ eingestellt. Hierbei ist Voraussetzung, dass jeder Fehlerort von mindestens einer der beiden Seiten in der ersten Zone gesehen wird.

4.2.2.2.2 Mehrendenleitungen mit mehr als zwei aktiven Enden

Bei mehreren aktiven Enden sind die Hinweise zur Staffelung aus Abschnitt 4.2.1.1.1 bezüglich der Zwischeneinspeisung zu beachten. Sollte eine ausreichende Selektivität durch die Staffelung der Distanzschutzeinrichtungen und den eventuellen Einsatz einer Schutzsignalübertragung nicht gewährleistet werden können, ist die Verwendung von zusätzlichen Mehrenden-Differentialschutzeinrichtungen notwendig.

4.2.3 Im Mittelspannungsnetz

In den Mittelspannungsnetzen (siehe auch Abschnitt 2.6.3) werden alle Abgänge in den Umspannanlagen und in ausgewählten Mittelspannungsanlagen mit Schutzeinrichtungen ausgerüstet.

Die im Netz angewandte Sternpunktbehandlung muss bei der Wahl des Verfahrens zur Erd(kurz)schlusserfassung berücksichtigt werden. Es werden unterschiedliche Methoden der Erdfehlererfassung angewandt (siehe auch Abschnitt 3.1.4). Zur Erfassung des Erdstromes kann der Einsatz von Kabelumbauwandlern erforderlich sein.

Der Reserveschutz sollte durch vorgelagerten ortsfernen Reserveschutz gewährleistet sein. Bei Leitungsabgängen in Umspannanlagen ist das in der Regel der UMZ- oder Distanzschutz in den Transformatoreinspeisungen. Gewährleistet der vorgelagerte ortsferne Reserveschutz die Anregesicherheit nicht, kann ein ortsnaher Reserveschutz durch eine zweite in dem entsprechenden Leitungsabgang eingebaute UMZ-Schutzeinrichtung realisiert werden.

4.2.3.1 Strahlennetze

In Strahlennetzen (Stichleitungen) werden vorwiegend UMZ-Schutzeinrichtungen eingesetzt. Sollte es eine Rückspeisung aus dem Mittelspannungsnetz geben, ist mindestens ein richtungsabhängiger UMZ-Schutz einzusetzen.

Ein Beispiel für einen MS-Strahlennetzabgang mit UMZ-Schutzeinrichtung und entsprechenden Optionen ist im Bild 66 dargestellt.

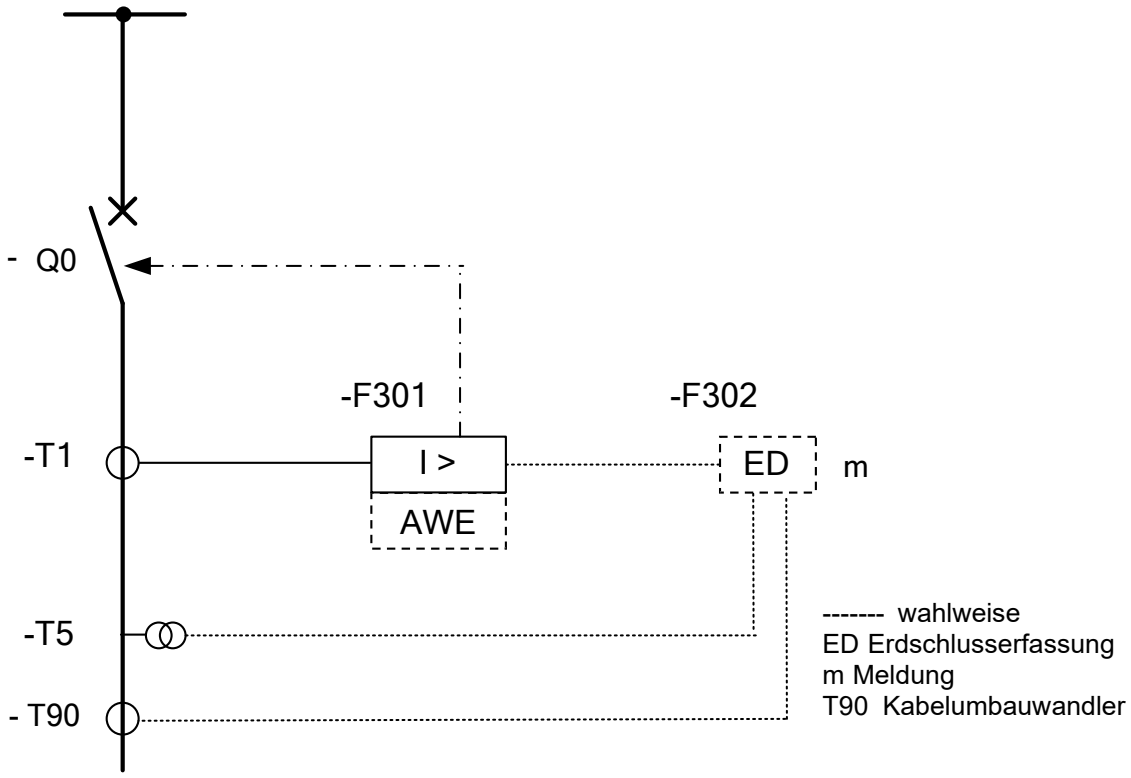


Bild 66: Leitungsabgang einer Stichleitung mit UMZ-Schutzeinrichtung

Der Distanzschutz kann in Strahlennetzen eingesetzt werden, wenn wegen nachgeordneter Schutzeinrichtungen die erforderliche Auslösezeit mit UMZ-Schutzeinrichtungen nicht erreicht wird (siehe Bild 67).

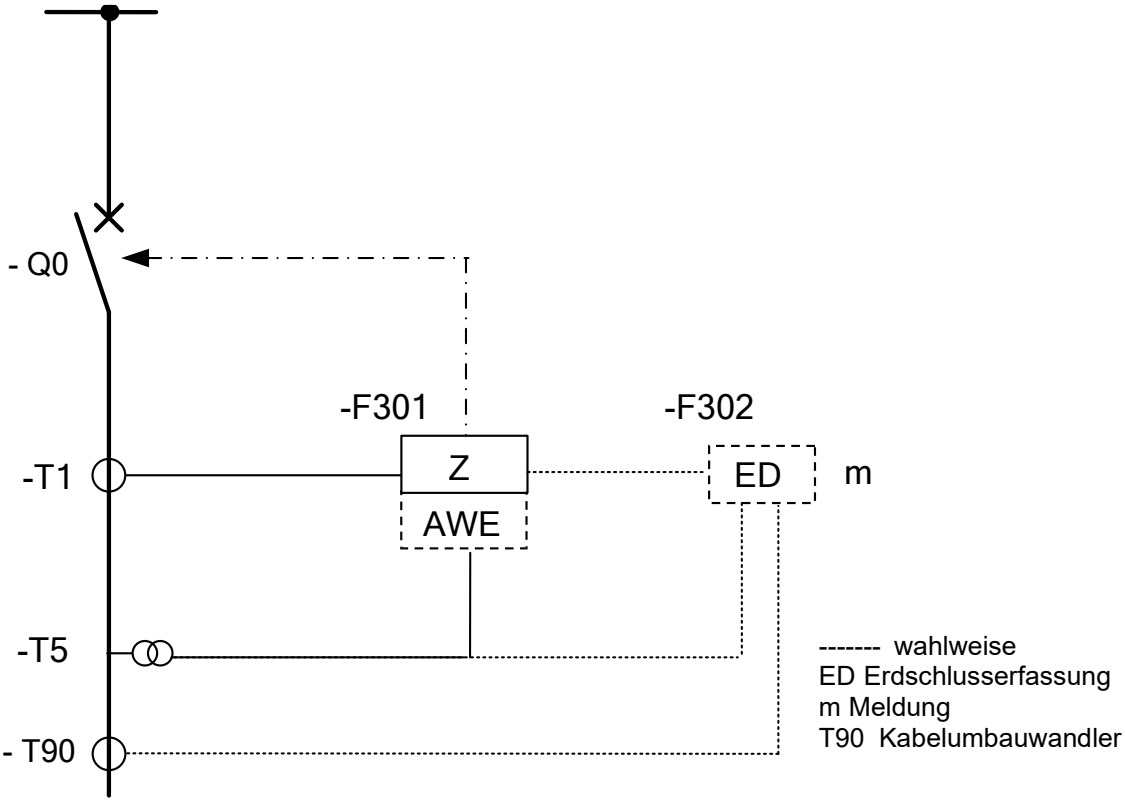


Bild 67: Leitungsabgang einer Stichleitung mit Distanzschutzeinrichtung

4.2.3.2 Ringnetze, vermaschte Netze

In Ringnetzen und in vermaschten Netzen ist zur Bestimmung des Fehlerortes die Auswertung der Leistungsrichtung erforderlich. Dazu werden in der Regel gerichtete Überstromzeit- oder Distanzschutzeinrichtungen eingesetzt (siehe Bild 68).

In Ausnahmefällen wird bei kurzen Leitungen oder bei der Forderung, die gesamte Strecke in Schnellzeit zu schützen, auch bei zweiseitig gespeisten Mittelspannungsleitungen ein zusätzlicher Differentialschutz oder Distanz- bzw. gerichteter UMZ-Schutz mit Signalvergleich eingesetzt.

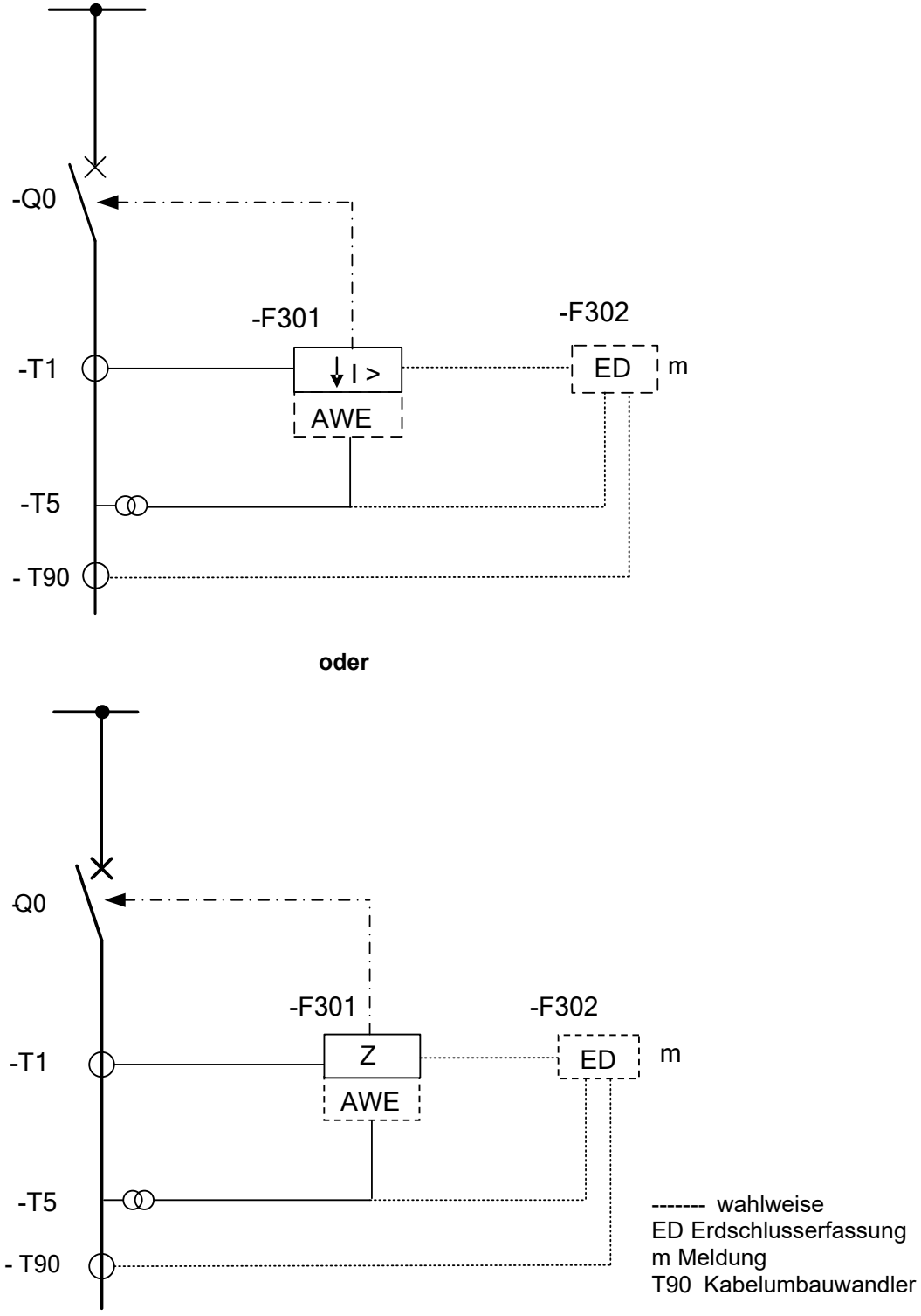


Bild 68: Leitungsabgang einer zweiseitig gespeisten Leitung

4.2.4 Signalübertragungsverfahren

Der Schutz von Leitungen und Kabeln erfolgt in vielen Fällen durch Distanz- bzw. UMZ-Schutzeinrichtungen. Das hat den Vorteil, dass die Schutzeinrichtungen nur mit Informationen aus der jeweiligen Station (Strom und Spannung, Schalterstellungen usw.) versorgt werden müssen. Hierdurch ergibt sich eine hohe Betriebssicherheit und gleichzeitig können Kosten für Übertragungswege eingespart werden. Allerdings kann hierbei aufgrund von z. B. Mess- und Gerätetoleranzen (siehe Abschnitt 6.2.1.3) nicht die ganze Leitungslänge in Schnellzeit geschützt werden.

Betriebliche Anforderungen oder unzureichende Staffelabstände können allerdings einen Schutz der gesamten Leitungslänge in Schnellzeit erforderlich machen. Eine Möglichkeit besteht im Einsatz einer Differentialschutzeinrichtung, die einen Stromvergleich über alle Leitungsenden durchführt. Dieses Verfahren wird aber nur in Verbindung mit einer weiteren Schutzfunktion bzw. Schutzeinrichtung (Distanzschutz oder UMZ) angewendet, da der Differentialschutz systembedingt keine Reserveschutzfunktion bietet und bei Ausfall der Übertragungsstrecke seine Funktion verliert.

Daher wird in vielen Fällen der Leitungsdistanzschutz durch die Übertragung von binären Signalen von und zu den Schutzeinrichtungen der anderen Leitungsenden erweitert (siehe Abschnitt 3.3.10). Hierbei handelt es sich lediglich um die Übertragung einzelner binärer Informationen (z. B. „Fehler in Impedanzzone 1 erkannt“). Dieses Verfahren bietet den Vorteil, dass mit nur einer Schutzeinrichtung an den Enden, ein 100 %-Schutz der Leitungslänge in Schnellzeit möglich ist, aber auch ein Übergreifen bei Nahfehlern in Bezug zur Sammelschiene verhindert. Gleichzeitig kann sowohl eine ortsferne Reserveschutzfunktion als auch bei Ausfall der Übertragungsstrecke eine, wenn auch in der Zeit eingeschränkte, Schutzfunktionalität zur Verfügung gestellt werden. Weiterhin ist auf diese Weise auch die Übertragung von Auslösesignalen zu örtlich entfernten Leistungsschaltern möglich. In diesem Fall ist aber besonderer Wert auf die Überwachung und ggf. auch redundante Ausführung der Übertragungswege und -einrichtungen zu legen.

Unterschiedliche Verfahrensweisen der Signalübertragung haben sich für verschiedene Anforderungen etabliert (siehe Abschnitt 3.3.10). Zur Vereinfachung im Netzbetrieb sollte die einheitliche Anwendung eines Verfahrens im jeweiligen Netzbereich angestrebt werden.

Die zu übertragenden Schutzsignale werden meist aus den Schutzeinrichtungen mittels Binärausgang ausgekoppelt und an die Schutzsignal-Übertragungseinrichtung übertragen. Es werden auch Schutzeinrichtungen mit Schnittstellen zur direkten Übertragung der Schutzsignale eingesetzt oder die Übertragung kann auch direkt per Protokoll IEC61850 (bspw. GOOSE oder R-GOOSE) realisiert werden.

4.3 Schutz von Transformatoren

Unter diesem Punkt wird die mögliche Ausrüstung von Transformatorabgängen mit Schutzeinrichtungen dargestellt. Dabei unterscheidet sich der Ausrüstungsumfang u. a. nach der Leistung der Transformatoren.

Der Funktionsumfang wird üblicherweise gemäß folgender Tabelle umgesetzt. Die Art und Weise der Umsetzung und wie Redundanzen gebildet werden, hängt von den konkreten Schutzzielen und der Bedeutung von konkreten Beitriebsmitteln ab. Die Wicklungen sind dabei folgendermaßen zu verstehen (Dreiwickler-Transformator 400/120/30kV – OS/MS/US, Zweiwickler-Transformator 110/20kV OS/US)

Tabelle 20: Zusammenfassung der Transformatorschutzeinrichtungen in Abhängigkeit der Transformatorgröße

	bis 630 kVA (1 MVA)	bis 2 MVA	bis 10 MVA***)	bis 100 MVA Zweiwickler	bis 100 MVA Dreiwickler	ab 100 MVA
HH-Sicherungen OS	X	O				
Überstromzeitschutz OS	O	X	X	X	X	X
Distanzschutz OS			X	X	X	X
Überstromzeitschutz MS					X	
Distanzschutz MS					X	X
Überstromzeitschutz US			X	X	X	X
Distanzschutz US)**						
Übertemperatur 1. St. *)	O	O	O	O	O	O
Übertemperatur 2. St. *)			O	O	O	O
Buchholzschutz			X	X	X	X
Überw. Stufenschalter			X	X	X	X
Differentialschutz (exkl. zu NS)			ab 5 MVA	X	X	X
Erdfehler-Differentialschutz					O	O

*) Meldung und ggf. Auslösung
**) Nur erforderlich falls ein Verteilnetz an diese Wicklung angeschlossen ist und eine (selektive) Fehlerklärung nicht durch andere Schutzfunktionen wie bspw. UMZ/AMZ erreicht werden kann.
***) Für die OS/US Seite sind die „X“ als oder zu verstehen, d.h. entweder ein UMZ oder Distanzschutz ist einzusetzen
X – Einsatz üblich
O – wahlweiser Einsatz (Risiko, Selektivität, Erdschlussschutz etc.)
OS – Oberspannungsseite
MS – Mittelspannungsseite
US – Unterspannungsseite
NS – Niederspannung (0.4kV)

Ausführungsbeispiele:

Beim Transformatorschutz unterscheidet man zwischen „elektrischen Schutzeinrichtungen“ (Differentialschutz, UMZ- und Distanzschutz) und „mechanischen Schutzeinrichtungen“ (Buchholzschutz und Temperaturüberwachung).

Der Differentialschutz wird an die Stromwandler aller drei Leiter in den Abgängen aller Trafowicklungen angeschlossen. Hierbei ist die Beschaltung des Transformatorsternpunktes zu berücksichtigen. Wenn der Sternpunkt eines Transformators beschaltet ist, tritt bei außenliegenden Fehlern mit Erdberührung ein

einseitiger Nullstrom auf, der zu berücksichtigen ist, um eine Fehlauslösung zu vermeiden. Die Auslösung des Differentialschutzes wirkt auf die Leistungsschalter aller Transformatorabgänge.

Falls keine Abgangswandler vorhanden sind, können auch die Durchführungswandler des Transformators genutzt werden. Bei Durchführungswandlern ist sicherzustellen, dass die Wandlerkerne gegen das Streufeld des Transformators geeignet geschirmt und/oder kompensiert sind. Andernfalls kann dies (z. B. beim Einschalten des Transformators) zu falschen Wandlersekundärströmen führen, die eine Fehlfunktion der angeschlossenen Schutzeinrichtungen zur Folge haben können.

Der beim Zuschalten des Transformators entstehende Einschaltstrom (Rushstrom), der nur auf einer Seite auftritt, darf zu keiner Fehlauslösung des Schutzes führen (Einschaltstromstabilisierung).

4.3.1 Schutz von Transformatoren mit S_n > 100 MVA

Für den Schutz von Transformatoren > 100 MVA werden redundante Schutzeinrichtungen eingesetzt. Bei Versagen des Leistungsschalters auf der Höchstspannungsseite wird die Fehlerklärung durch einen Leistungsschalterversagerschutz sichergestellt.

In dem in Bild 69 dargestellten Beispiel eines Schutzkonzepts wird neben den DC-Anlagen auch der Differentialschutz gedoppelt, wobei der innere Differentialschutz nur Fehler im Transformator erfasst und der äußere Differentialschutz auch Fehler in den Schaltanlagenfeldern des Transformators berücksichtigt.

Schutz 1 besteht aus**:**

- Differentialschutz innen (-F301)
- Distanzschutz oberspannungsseitig (-F300)
- Erdfehlerschutz oberspannungsseitig (im Distanzschutz integriert) (-F300)
- Überstromzeitschutz unterspannungsseitig innen (-F302)
- Optional: Erdfehler-Differentialschutz bei geerdeter Wicklung (nicht dargestellt im Bild)

Die Hilfsspannungsversorgung erfolgt von der DC-Anlage 1. Schutz 1 betätigt die Auslösespulen 1. Die Ansteuerung des Schalterversagerschutzes erfolgt ausschließlich von Schutz 1.

Schutz 2 besteht aus:

- Differentialschutz außen (-F305)
- Distanzschutz mittelspannungsseitig (-F306)
- Buchholzschutz (-F304)
- Überstromzeitschutz unterspannungsseitig (-F307)
- Erdfehlerschutz mittelspannungsseitig (in geerdeten Netzen) bzw. Erdschlusserfassung in gelöschten Netzen, jeweils im Distanzschutz integriert (F306)
- Sammelschienenschutz und der Schalterversagerschutz (-F303)

Die Hilfsspannungsversorgung erfolgt von der DC-Anlage 2. Schutz 2 betätigt die Auslösespulen 2.

Leistungsschalterversagerschutz-Trafo:

Es ist sicherzustellen, dass auch bei Fehlern zwischen Stromwandler und Leistungsschalter (bzw. bei Versagen des Schalters) in den Feldern von Kuppeltransformatoren keine Schutzauslösungen in Endzeit [30] auftreten.

Hierfür kann bspw. ein „Leistungsschalterversagerschutz-Trafo“ (LSV-Trafo) realisiert, der bei Auslösung eines Distanzrelais in Richtung Sammelschiene die Gegenseiten des Trafos selektiv, d.h. zeitverzögert auslöst. Die Zeitverzögerung kann z. B. t_{LSV} = 200 ms betragen.

Mitnahme (MS):

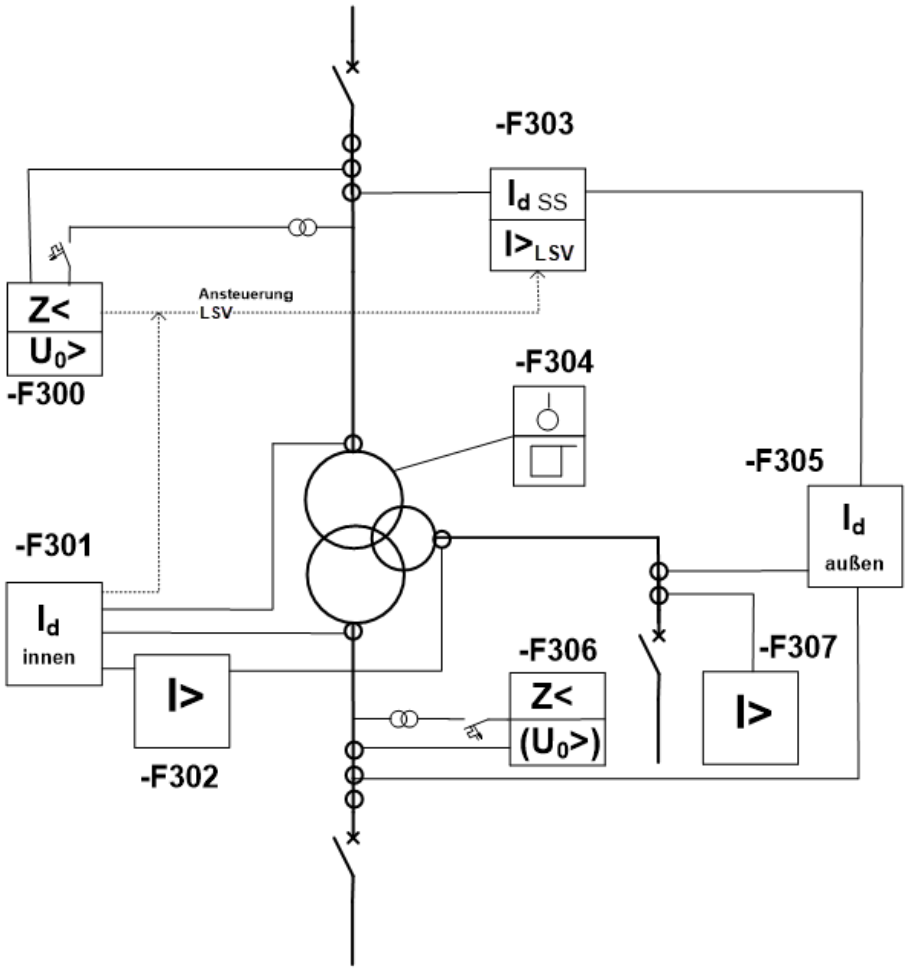
In der Regel wird eine Zone der Distanzrelais OS- und US-Seite unterreichend in Schnellzeit in Richtung Trafo gestaffelt. Die Mitnahme zur Gegenseite bei Auslösung in dieser Zone kann unverzögert erfolgen. Je nach Bauart des Trafos kann es sinnvoll sein einen Signalvergleich mit Übergreifstufe einzusetzen.

Leistungsschalterversagerschutz (LSV):

Die Ansteuerung des LSV auf der Oberspannungsseite erfolgt vom OS-Distanzschutz und vom Differentialschutz. Der LSV kann im Sammelschienenschutz integriert sein.

Erdfehlerschutz:

Auf den Spannungsebenen des Transformators, die an niederohmig geerdete Netze angeschlossen sind, wird eine Erdfehlerschutzfunktion $U_0 >$ installiert. Diese löst den Transformator nach einer eingestellten Zeit aus, wenn dieser ohne Sternpunkterdung betrieben wird und auf ein nicht geerdetes Teilnetz mit Erdschluss speist.



Bez.	Schutz	U_h-1	U_h-2	OS Aus-1	OS Aus-2	Anst. SVS	MS Aus-1	MS Aus-2	US Aus
-F300	Distanzschutz-OS	X		X		X	$t_{LSVTrafo}$		
-F301	Differentialschutz-innen	X		X		X	X		X
-F302	UMZ-Tertiärwicklung-innen	X		X			X		
-F303	Sammelschienenschutz, Leistungsschalterversagerschutz		X		X				
-F304	Buchholzschutz		X		X			X	
-F305	Differentialschutz-außen		X		X			X	X
-F306	Distanzschutz-MS		X		$t_{LSVTrafo}$			X	
-F307	UMZ-Tertiärwicklung		X		$t_{LSVTrafo}$			$t_{LSVTrafo}$	X

Bild 69: Beispiel eines Schutzsystems eines Transformators > 100 MVA

4.3.2 Schutz von Transformatoren mit S_n von 5 MVA bis 100 MVA

In Bild 70 wird eine mögliche Ausführung für den Transformatorschutz (Übersetzung von 110 kV auf MS) in Umspannanlagen dargestellt.

Der Hauptschutz besteht aus:

- Differentialschutz
- Buchholzschutz
- Verlagerungsspannungsüberwachung unterspannungsseitig (in isolierten oder gelöschten Netzen)
- Erdfehlerdifferentialschutzfunktion oberspannungsseitig (in geerdeten Netzen)

Die Hilfsspannungsversorgung erfolgt von der DC-Anlage 1. Das Hauptschutzsystem betätigt die Auslösespule 1.

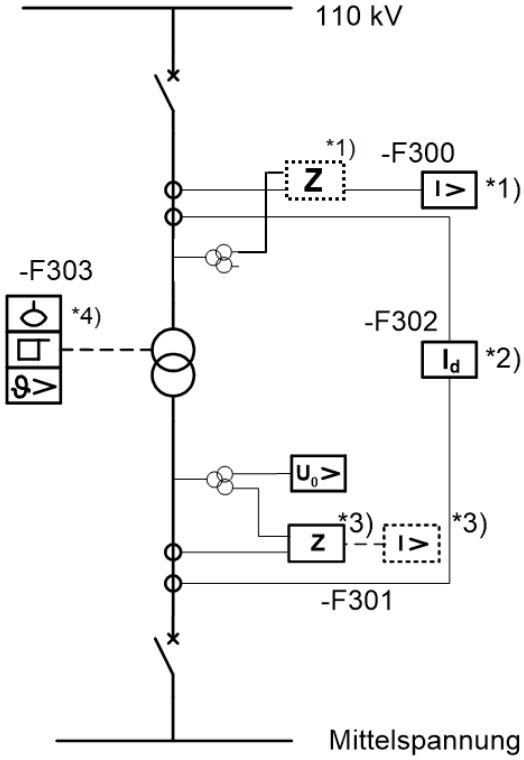
Der Reserveschutz besteht aus:

- Überstromzeitschutz oder Distanzschutz oberspannungsseitig
- Überstromzeitschutz oder Distanzschutz unterspannungsseitig

Die Hilfsspannungsversorgung erfolgt in diesem Beispiel von einer redundanten DC-Anlage. Das Reserveschutzsystem betätigt die Auslösespule 2.

Der Transformatordifferentialschutz wird erst ab einer Trafoleistung von ca. 5 MVA eingesetzt. Um eine zweite Batterie einzusparen, könnte das Reserveschutzsystem z. B. über ein Kondensator- oder Wandlerstromauslösegerät umgesetzt werden. Der Buchholz- bzw. Hermetikschutz wird erst ab einer Trafoleistung von ca. 1 MVA eingesetzt.

Bei Transformatoren mit Stufenschalter ist für den Lastregelschalterkessel ein eigenes Buchholzrelais eingebaut. Wenn über den Transformator eine Kurzschlusseinspeisung auf die Oberspannungsseite möglich ist (z. B. Generatoreinspeisung), kann gegebenenfalls auch auf der Oberspannungsseite eine Distanzschutzeinrichtung eingebaut werden, um bei einem oberspannungsseitigen Sammelschienenfehler eine kurze Auslösezeit zu erreichen.



Zusatzfunktionen:

- Frequenzschutz
- Spannungsschutz
- Schalterversagerschutz
- Rückleistungsschutz
- Überlastschutz
- Empfindlicher Erdfehlerschutz

*1) Wandlerstrom-, Kondensatorgerät oder von 2. Batterie versorgt
Auch als Distanzschutz möglich
*2) Differentialschutz ab Transformatorleistung 5 MVA
*3) Unverzögert oder verzögert (LSV-Funktion)
*) Falls keine 2. Batterie vorhanden an U_h1 anschließen Erdfehlerschutz

Bez.	Schutz	OS-Seite				US-Seite	
		U_h1	U_h2	Aus-1	Aus-2	U_h1	Aus-1
-F300	UMZ OS		X *1)		X *1)		
-F301	DIST (UMZ) US			X *3)		X	X
-F302	Differentialschutz *2)	X		X			X
-F303	Buchholzschutz		X*4)		X		X

Bild 70: Beispiel eines Schutzsystem eines Transformators von 5 MVA bis 100 MVA

4.3.3 Schutz der Mittelspannungsseite von Transformatoren mit Unterspannung bis 1 kV

Die MS/NS-Transformatoren können sowohl mit Leistungsschaltern und Schutzeinrichtung als auch mit HH-Sicherungen nach DIN EN 60282-1 (VDE 0670-4) [31] geschützt werden. Entscheidend für die Auswahl ist neben dem Nennstrom der Transformatoren das Verhältnis von minimalem Kurzschlussstrom (Fehler an der Niederspannungsseite) zum Sicherungsnennstrom. Dieses Verhältnis soll entsprechend hoch sein, um einerseits eine zum vorgeordneten Leitungsschutz selektive Sicherungsauslösung zu gewährleisten und anderseits die Kurzschlussbelastung des Transformators klein zu halten (siehe Bild 71).

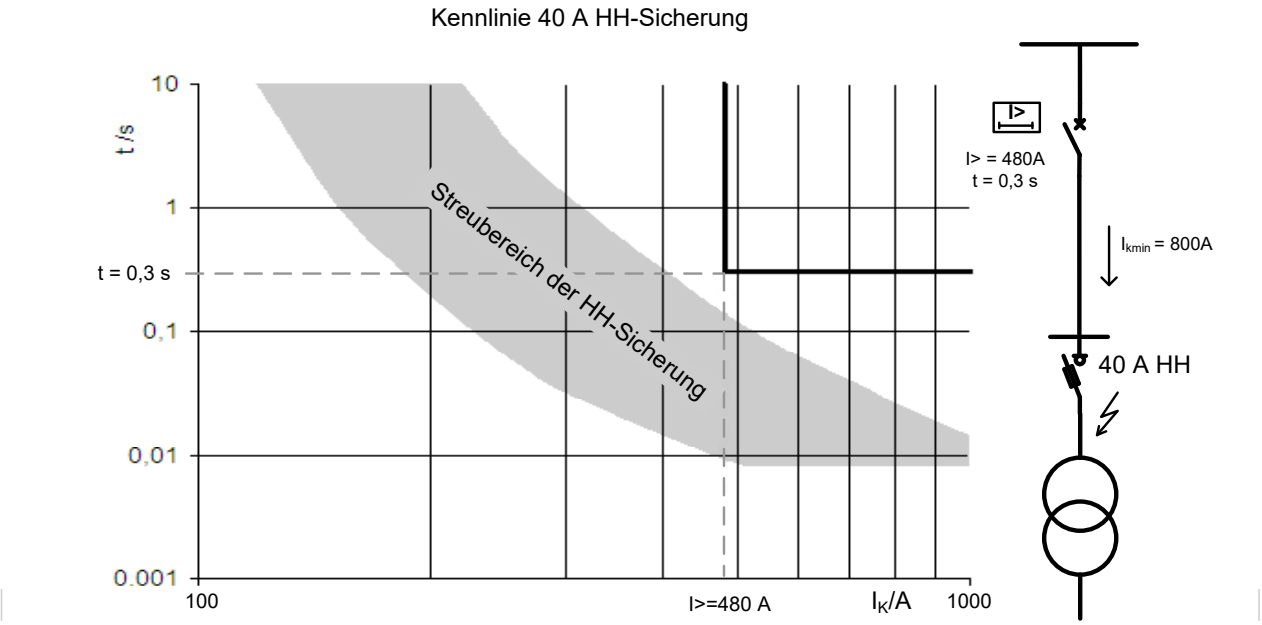


Bild 71: Selektiver Leitungsschutz mit Leistungsschalter und HH-Sicherung

Die MS/NS-Transformatoren bis 630 kVA (in Ausnahmefällen bis 1000 kVA) werden ober- und unterspannungsseitig mit Sicherungen geschützt (siehe Bild 72).

Oberspannungsseitig kommen HH-Sicherungen zum Einsatz, die als Kurzschlussschutz dienen. Als Überlastschutz sind HH-Sicherungen nicht geeignet, da sie erst ab ihrem kleinsten Ausschaltstrom, d.h. bei etwa $3\ I_{\mathrm{nom}}$ sicher abschalten. HH-Sicherungen schalten Kurzschlussströme strombegrenzend ab und verhindern so das Platzen des Kessels. Bei der Auswahl der Sicherung(skennlinie) ist auf die Selektivität zur vorgelagerten Schutzeinrichtungen zu achten.

Weiterhin ist bei der Auswahl der HH-Sicherung auf die Selektivität zur Niederspannung zu achten, aber auch zu gewährleisten, dass sekundärseitige einpolige Fehler erkannt und abgeschaltet werden. Hintergrund ist, dass bereits kurze Kabel zwischen Trafo und NH-Sicherung dazu führen können, dass die oberspannungsseitige HH-Sicherung diese Fehler nicht erkennt.

Die HH-Sicherungen sind mit einer durch Feder betätigten Schlagvorrichtung versehen. Der Schlagstift ermöglicht die Einleitung einer dreipoligen Ausschaltung beim Ansprechen einer einzelnen Sicherung und dient gleichzeitig zur Zustandsanzeige.

Der Überlastschutz kann durch die unterspannungsseitigen NH-Sicherungen mit der Betriebsklasse „gTr“ erfolgen. Hierbei wird grundsätzlich die Transformatornennleistung gleich der Sicherungsnennleistung gewählt. Eine weitere Möglichkeit des Überlastschutzes bietet ein Thermoschutz direkt am Transformator.

Heute werden in den Mittelspannungsnetzen häufig Transformatoren in hermetisch geschlossener Ausführung eingesetzt. Diese verfügen über einen speziellen Hermetikschutz (siehe Abschnitt 3.1.8), welcher bei Ölverlust oder unzulässiger Gasbildung anspricht.

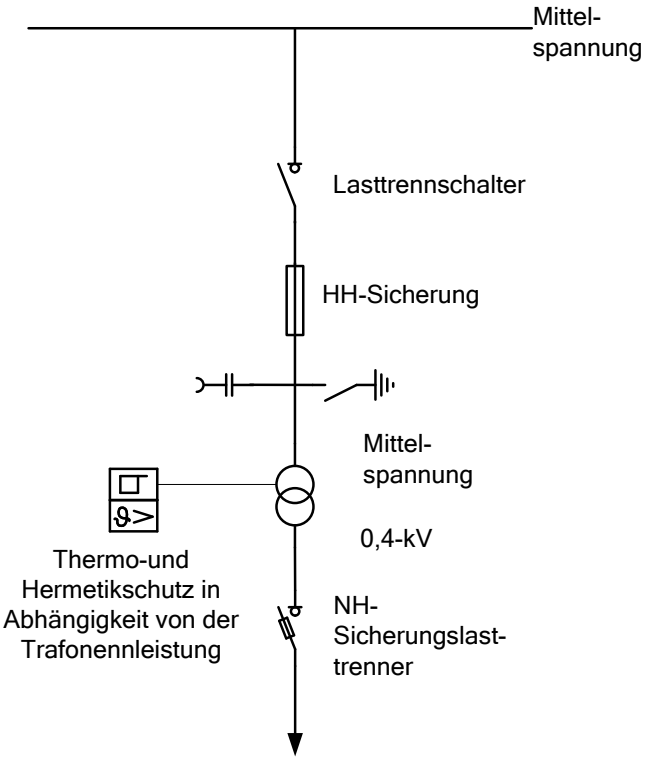


Bild 72: Schutz eines MS/NS-Transformators

4.3.4 Schutz von Querregeltransformatoren

Im Übertragungsnetz werden zur Regelung des Lastflusses Querregeltransformatoren eingesetzt. In Deutschland werden die Querregeltransformatoren meist als ein symmetrischer 2-Kerntyp mit Umkehrschalter in den Leistungsklassen 1200 – 1600 MVA eingesetzt und bestehen aus einem Serientransformator und einem Erregertransformator.

Wirkungsweise:

Am Serientransformator befindet sich ein Umkehrschalter (engl. Advance-Retard-Switch (ARS)), welcher zur Vorzeichenumkehr (±) der Phasenlage dient. Durch den Erregertransformator wird eine veränderliche Querspannung zwischen Load und Source geschaltet, um eine Phasenverschiebung zu erzeugen. Somit kann meist ein Leerlaufwinkel von ± 20° erreicht werden.

Das Schutzsystem besteht aus zwei redundanten Schutzsystemen (siehe Bild 73). Leistungsschalterversagen wird durch einen Leistungsschalterversagerschutz geschützt.

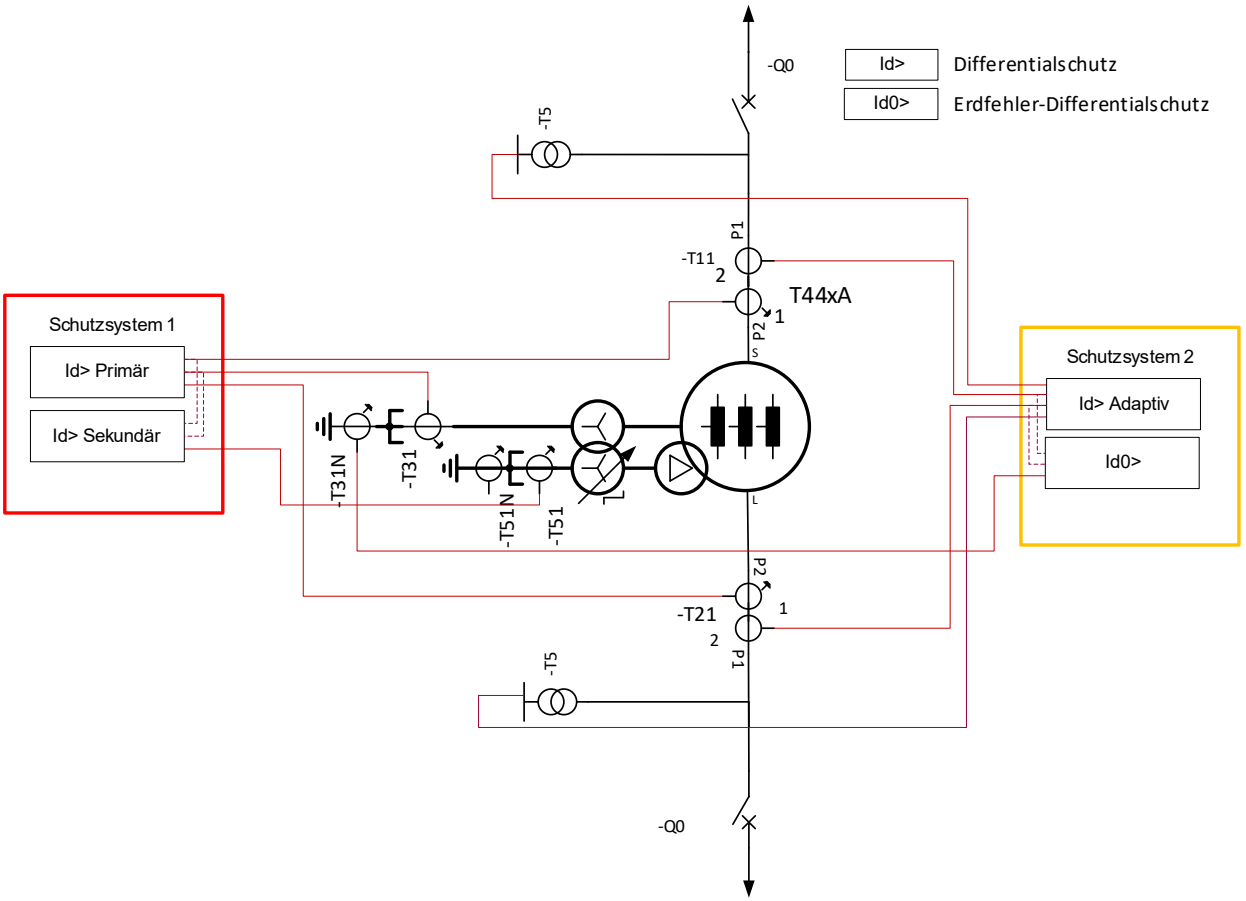


Bild 73: Redundantes Schutzsystemen eines Querregeltransformators

Das Schutzsystem 1 besteht aus:

- Primärer Differentialschutz
  Der Schutzbereich erstreckt sich von den Stromwandlern der Source- und Loadseite des Reihentransformators bis zu den dreiphasigen Stromwandlern am Sternpunkt der Primärseite des Erregertransformators.
- Sekundärer Differentialschutz
  Der Schutzbereich des sekundären Differentialschutzes erstreckt sich von den Stromwandlern der Source- und Loadseite des Reihentransformators bis zu den dreiphasigen Stromwandlern am Sternpunkt der Sekundärseite des Erregertransformators (Regelwicklung). Die Schalterstellung sowie die Umschaltung des ARS-Schalters sind hierbei zu berücksichtigen.
- Optional Erdüberstromzeitschutzeinrichtungen
- Optional Überstromzeitschutz

  Die Hilfsspannungsversorgung erfolgt von der DC-Anlage 1. Das Schutzsystem 1 betätigt die Auslösespulen 1. Die Ansteuerung des Schalterversagerschutzes erfolgt ausschließlich vom Schutzsystem 1.

Das Schutzsystem 2 besteht aus:

- Primärer Differentialschutz
- Sekundärer Differentialschutz
- Erdfehlerdifferentialschutz

Alternativ zum primären und sekundären Differentialschutz kann auch ein adaptiver Differentialschutz (z. B. Berücksichtigung der Stufenstellung) für Querregeltransformatoren eingesetzt werden.

- Erdüberstromzeitschutzeinrichtungen
- Überstromzeitschutz
- Distanzschutz (Load- und Sourceseitig)

Abhängig von den geplanten Reichweiten der Distanzschutzzonen, muss darauf geachtet werden, dass der Distanzschutz nicht in Schnellzeit eingestellt wird. Der Lastfluss über den QRT und die Stufenstellung führt zu einer Messabweichung im Distanzschutz. Das kann dazu führen, dass der Distanzschutz ggfs. innenliegende Fehler als außenliegenden Fehler und umgekehrt erkennen kann.

Die Hilfsspannungsversorgung erfolgt von der DC-Anlage 2. Das Schutzsystem 2 betätigt die Auslösespulen 2.

4.3.5 Optimierungsmöglichkeiten

Mehrere Schutzfunktionen lassen sich in einer Schutzeinrichtung zusammenfassen. Dabei sind die durch die Redundanzanforderungen gegebenen Randbedingungen zu beachten. Dieses bedeutet, dass jeweils die dem Schutzsystem 1 bzw. 2 zugeordneten Funktionen in je einem Multifunktionsschutzrelais realisiert werden können.

Daraus ergibt sich dann z. B. für den Schutz im Bild 74, dass folgende Funktionen zusammengefasst werden:

Multifunktionsschutzgerät 1:

- Distanzschutz Oberspannungsseite (-F300)
- Differentialschutz innen (-F301)
- UMZ-Schutz Tertiärwicklung-innen (-F302)
- Umsetzung der Buchholzauslösungen (-F304)

Multifunktionsschutzgerät 2:

- Differentialschutz außen (-F305)
- Distanzschutz Mittelspannungsseite (-F306)
- UMZ Tertiärwicklung (-F307)
- Umsetzung der Buchholzauslösungen (-F304)

Die Leistungsschalterversagerschutzfunktion verbleibt hierbei in der separat ausgeführten Feldeinheit des Sammelschienenschutzes.

Weiterhin kann auf der Oberspannungsseite des Transformators eine unverzögerte $I >>$ -Stufe parametriert werden, deren Ansprechwert größer als der maximale durch den Transformator fließende Kurzschlussstrom eingestellt wird.

Ist der Sternpunkt eines Transformators beschaltet, tritt bei außenliegenden Fehlern mit Erdberührung ein einseitiger Strom auf, der zu berücksichtigen ist, um eine Fehlauslösung zu vermeiden. Für den Leiterstromdifferentialschutz muss der Nullstrom eliminiert werden, was bei einpoligen Fehlern zu einer Empfindlichkeitseinbuße des Schutzes führt.

Eine Verbesserung wird durch die Nullstromkompensation am Leiterstromdifferentialschutz bzw. durch Einsatz eines Nullstromdifferentialschutzes erreicht. Der Nullstromdifferentialschutz hat neben der größeren Empfindlichkeit bei Wicklungsfehlern den Vorteil, dass der Ansprechwert nicht vom Laststrom abhängig ist und dieser damit keinen stabilisierenden Beitrag liefern kann.

Für den Einsatz einer Nullstromkompensation am Leiterstromdifferentialschutz bzw. eines Nullstromdifferentialschutzes wird üblicherweise ein Stromwandler am Transformatorsternpunkt verwendet.

4.4 Schutz von Sammelschienen

Der Sammelschienenschutz sorgt für eine selektive und unverzögerte Abschaltung / Fehlerklärung bei einem Sammelschienenfehler. Ohne einen eigenen Sammelschienenschutz werden Fehler auf der Sammelschiene durch die Schutzeinrichtungen in den Gegenstationen oder durch ortsnahe, auf die Sammelschiene gerichtete Abgangsschutzeinrichtungen (einschließlich Transformatoreneinspeisungen) abgeschaltet. UMZ- und Distanzschutzeinrichtungen können Sammelschienenfehler wegen der Selektivität zu den anderen Schutzeinrichtungen nur mit Zeitverzögerung (Staffelzeit) abschalten.

Anmerkung: Die erhöhte Belastung der Hilfsspannung bei gleichzeitiger Auslösung aller Leistungsschalterspulen ist bei der Auslegung der Gleichspannungsanlage zu berücksichtigen. Aus diesem Grunde ist es auch sinnvoll, die Steuerung der Leistungsschalter so zu wählen, dass nach Möglichkeit die Aufzugsmotoren mit dem Einschalten anlaufen.

Sammelschienenschutzeinrichtungen arbeiten in der Regel nach der Differenzstrommessung nach Kirchhoff. Für die richtige Zuordnung der Ströme von den verschiedenen Sammelschienenabschnitten (Aufgrund Mehrfachsammelschienen, Quer- und/oder Längskupplungen) müssen der Sammelschienenschutzeinrichtung die Trennerstellungen der einzelnen Felder zugeführt werden. Anhand eines sogenannten Trennerabbilds werden verschiedene Sammelschienenschutzzonen definiert. Innerhalb dieser Sammelschienenschutzzonen werden dann die Ströme nach dem Differentialschutzprinzip verglichen. In der Regel wird neben der Differenzstrommessung noch mindestens ein 2. Kriterium abgeprüft, bevor ein Auslöseentscheid abgesetzt wird.

4.4.1 Im Höchstspannungsnetz

Höchstspannungsanlagen werden in der Regel redundant mit leiterselektiven Sammelschienen-Schutzeinrichtungen ausgestattet. Gründe hierfür sind im Wesentlichen:

- Hohe Kurzschlussleistung und damit die Gefahr großer Schäden bei längerer Fehlerklärungszeit
- Geforderte kurze Fehlerklärungszeiten zur Einhaltung der Netzstabilität oder entsprechende Anforderungen von Kraftwerken
- Selektive Fehlerklärung in Schnellzeit bei gekuppeltem Mehrschienenbetrieb
- Einhalten der Berührspannung in starren und niederohmig geerdeten Netzen
- Reduzierung der Schadensauswirkungen in den Schaltanlagen
- Berücksichtigung der Kurzschlussfestigkeit von SF_6-Anlagen (festgelegte Abschaltzeiten nach Anhang B.IV.A)

4.4.2 Im Hochspannungsnetz

Folgende Gründe können einen Sammelschienenschutz im Hochspannungsnetz erforderlich machen:

- Hohe Kurzschlussleistung und damit die Gefahr großer Schäden bei längerer Fehlerklärungszeit
- Geforderte kurze Fehlerklärungszeiten wegen der Netzstabilität oder entsprechender Anforderungen z. B. von Kraftwerken
- Keine Gewährleistung der Selektivität, insbesondere in eng vermaschten Netzen mit geringen Stationsabständen, besonders bei Kabelnetzen
- Einhalten der Berührspannung in starren und niederohmig geerdeten Netzen

- Verhinderung großflächige Ausfälle, z. B. bei Stichanschlüssen auf abgehenden Leitungen durch Auslösung der Gegenseiten
- Berücksichtigung der Kurzschlussfestigkeit von SF_6-Anlagen (festgelegte Abschaltzeiten nach Anhang B.IV.A)

4.4.3 Im Mittelspannungsnetz

Fehler in der MS-Schaltanlage einer Umspannanlage werden durch den Schutz in der Transformatoreinspeisung erfasst. Ist in den Leitungsabgängen Distanzschutz vorhanden, so wird für die Transformatoreneinspeisung ein Distanzschutz mit angehobener Schnellzeit (empfohlen z. B. 0,3 s) eingesetzt. Um Lichtbogenfehler auf der Sammelschiene sicher zu erfassen, ist die Einstellung eines Mindestwertes für X und R erforderlich.

Die auf der Unterspannungsseite eingesetzte Transformatorschutzeinrichtung stellt außer dem Sammelschienenschutz den Reserveschutz für die Leitungsabgänge dar.

Kann durch die Transformatorschutzeinrichtung ein Sammelschienenfehler nicht in der erforderlichen Zeit erkannt werden, kann der Einsatz eines zusätzlichen Sammelschienenschutzes erforderlich werden.

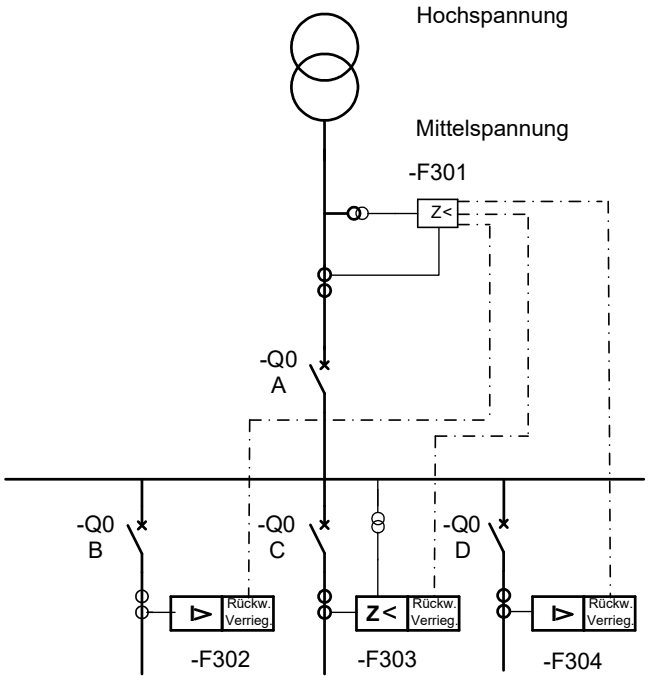
Mögliche Realisierungsvarianten sind die rückwärtige Verriegelung oder die Freigabe für abgangsbezogene Schutzfunktionen.

4.4.3.1 Rückwärtige Verriegelung

Ausführlichere Informationen sind in Abschnitt 3.3.10.2.2.3 beschrieben.

Folgende Besonderheiten sind bei den rückwärtigen Verriegelungen zu beachten:

- Beim Einsatz von UMZ-Schutzeinrichtungen ohne Rückwärtige Verriegelung kann eine Abschaltzeit von z.B. <1s aus Selektivitätsgründen zu nachgelagerten Schutzgeräten schwer erreicht werden. Für den Schutz einer Sammelschiene ist diese Abschaltzeit aber unzureichend. Diese lange Abschaltzeit im Sammelschienenbereich kann durch den Einsatz einer Rückwärtigen Verriegelung entsprechend verkürzt werden.
- Die rückwärtige Verriegelung ist eine Variante des Blockierverfahrens und wird mit dem Ziel angewendet, bestimmte Fehler (z. B. Sammelschienenfehler in MS-Anlagen) schnell abzuschalten (siehe Bild 75).
- Bei einer Rückspeisung aus dem Mittelspannungsnetz muss für die Blockierung eine gerichtete Anregung verwendet werden.
- Die rückwärtige Verriegelung ist meistens eine wirtschaftliche Alternative zur Anwendung eines Sammelschienenschutzes.



Anmerkung:
-F301 kann auch OS seitig platziert werden
-F301 kann auch als UMZ-Schutz ausgeführt werden

Bezeichnung	Schutz	U_h-1	U_h-2	AUS LS A	AUS LS	Anregung	Veränderung Staffelkennlinie
`-F301	Distanzschutz	x		x			x
`-F302	UMZ-Schutz		x		B	x	
`-F303	Distanzschutz		x		C	x	
`-F304	UMZ-Schutz		x		D	x	

Bild 75: Beispiel von Schutzeinrichtungen einer Mittelspannungsanlage mit rückwärtiger Verriegelung

4.4.3.2 Freigabe für abgangsbezogene Schutzfunktionen

Nach diesem Verfahren wird am Distanzschutz des Transformatorschutzsystems die erste Impedanzstufe X_1 unterhalb der Impedanz der kürzesten Leitung und die Auslösezeit auf z.B. 0,3 s eingestellt. Bei einem Sammelschienenfehler ist damit die Auslösung in einer niedrigen Zeit möglich. Fehler im Nahbereich eines Abzweigs werden durch die Anregung des jeweiligen Abgangsschutzes und der Messung des Distanzschutzes in X_1 erkannt. Durch die Freigabe des Transformatorschutzes (Fehler in X_1) kann der Abgangsschutz den Fehler in Schnellzeit abschalten, was ein weiterer Vorteil dieses Verfahrens ist.

Bei einer Rückspeisung aus dem Mittelspannungsnetz muss für die Auslösefreigabe eine gerichtete Anregung im Abgang verwendet werden.

Dadurch werden Auslösezeiten (z. B. 0,3 s) bei Sammelschienenfehlern erreicht, die unterhalb der Staffelzeiten der Abgänge liegen.

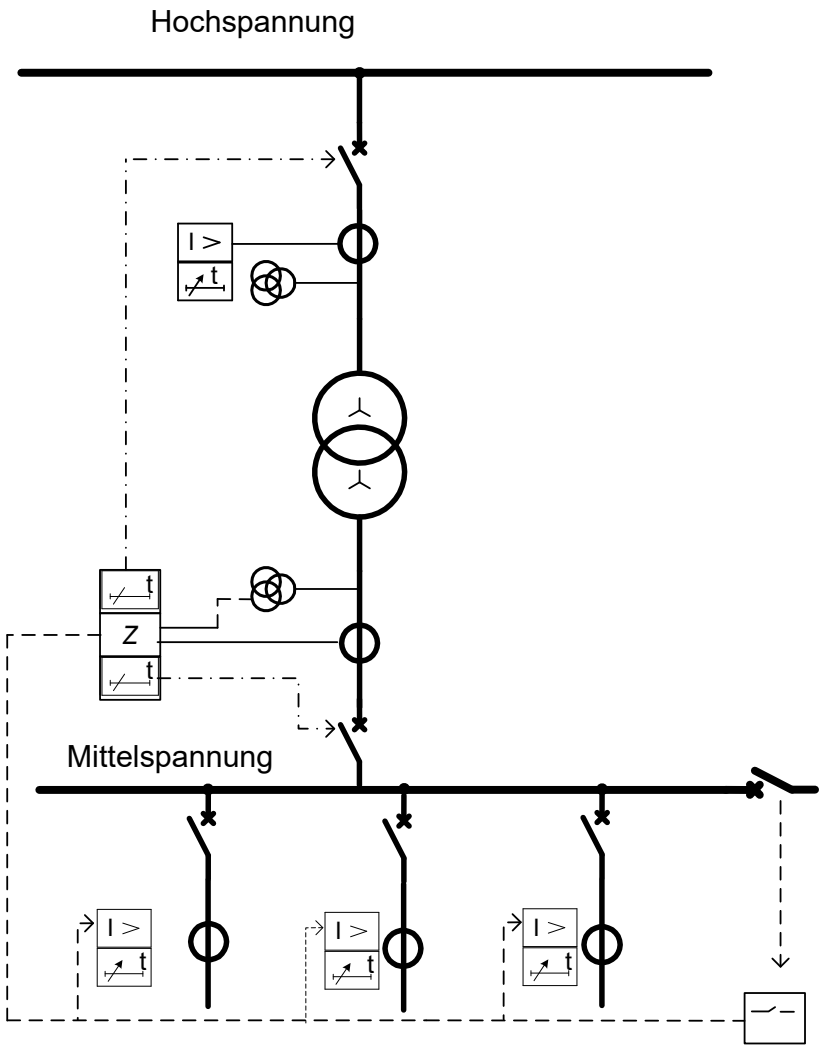


Bild 76: Schutzeinrichtungen einer Mittelspannungsanlage mit Freigabe

4.5 Leistungsschalter-Versagerschutz (LSV)

Bei Versagen eines Leistungsschalters wird der Kurzschluss im Allgemeinen von vorgelagerten Schutzeinrichtungen - z. B. dem ortsfernen Reserveschutz – zeitverzögert abgeschaltet.

Ein spezieller LSV wird vorgesehen, wenn:

- Der stationsbezogene Reserveschutz oder die ortsfernen Schutzeinrichtungen bei Versagen eines Schalters den Fehler aufgrund von Anregeproblemen nicht abschalten können.
- Die Fehlerklärungsdauer durch die höhere Auslösezeit des ortsfernen Reserveschutzes nicht akzeptabel ist.
- Der Selektivitätsverlust bei Abschaltung durch den ortsfernen Reserveschutz zu groß wird.

Die Empfindlichkeit des LSV ist so zu wählen, dass alle Kurzschlüsse am „elektrischen Gegenende“ des zu schützenden Betriebsmittels sicher erfasst werden [32].

Der Schalterversagerschutz-Trafo ist in Abschnitt 4.3.1 beschrieben.

4.5.1 Im Höchstspannungsnetz

Der LSV wird im Höchstspannungsnetz als Funktion in den Sammelschienenschutzeinrichtungen, ggf. redundant, ausgeführt. In Höchstspannungsanlagen sind aus Stabilitätsgründen auch im Falle des

Versagens eines Leistungsschalters kurze Abschaltzeiten erforderlich. Fehlerklärungszeiten von 250 ms – 350 ms sind hierbei üblich. Kurze Fehlerklärungszeiten haben zur Folge, dass zum Erkennen des ordnungsgemäß abgeschalteten Fehlers nicht mehr auf das Rückfallen des den LSV ansteuernden AUS-Kommandos gewartet werden kann. Hierfür müssen spezielle Maßnahmen - wie rückfalloptimierte Stromrelais oder Verstimmen des Sammelschienenschutzes – verwendet werden.

In Leitungsfeldern mit einpoliger Auslösung des Leistungsschalters und anschließender AWE muss die Ansteuerung des LSV leiterweise erfolgen. In Transformatorfeldern mit ausschließlich dreipoliger Auslösung wird der LSV durch den Generalausbefehl angesteuert.

Bild 77 zeigt das Konzept eines zweistufigen LSV, der in den Feldeinheiten des Sammelschienenschutzes integriert ist. Die erste Stufe löst unverzögert den eigenen Leistungsschalter aus, ggf. erfolgt dies als einpolige Auslösung. Nach Ablauf der zweiten Stufe werden alle die Sammelschiene speisenden Leistungsschalter ausgelöst. Die Auslösung der ersten Stufe des LSV und die Zeitglieder der zweiten Stufe des LSV sind leiterweise realisiert, die zweite Stufe des LSV löst die Leistungsschalter dreipolig aus. Weiterhin wird über die zweite Stufe eine Mitnahme zur Gegenstelle über den Leitungsschutz gesendet.

Anmerkung: Die Aufgabe der ersten Stufe ist es, bei einer versehentlichen Fehlansteuerung des LSV-Eingangs (z. B. bei Prüfungen) durch die Betätigung des eigenen Schalters den Stromfluss im Abzweig zu unterbrechen und damit die Auslösung der Sammelschiene auch bei empfindlich eingestelltem LSV zu verhindern. Im Allgemeinen wird die erste Stufe des LSV unverzögert eingestellt. Die zweite Stufe des LSV wird typischerweise auf 150 ms bis 250 ms eingestellt, um eine Selektivität gegenüber der zweiten Stufe der Distanzrelais zu erreichen. Es ist empfehlenswert, den LSV ansteuernden Abzweigschutz und den LSV an unterschiedliche Stromwandlerkerne anzuschließen.

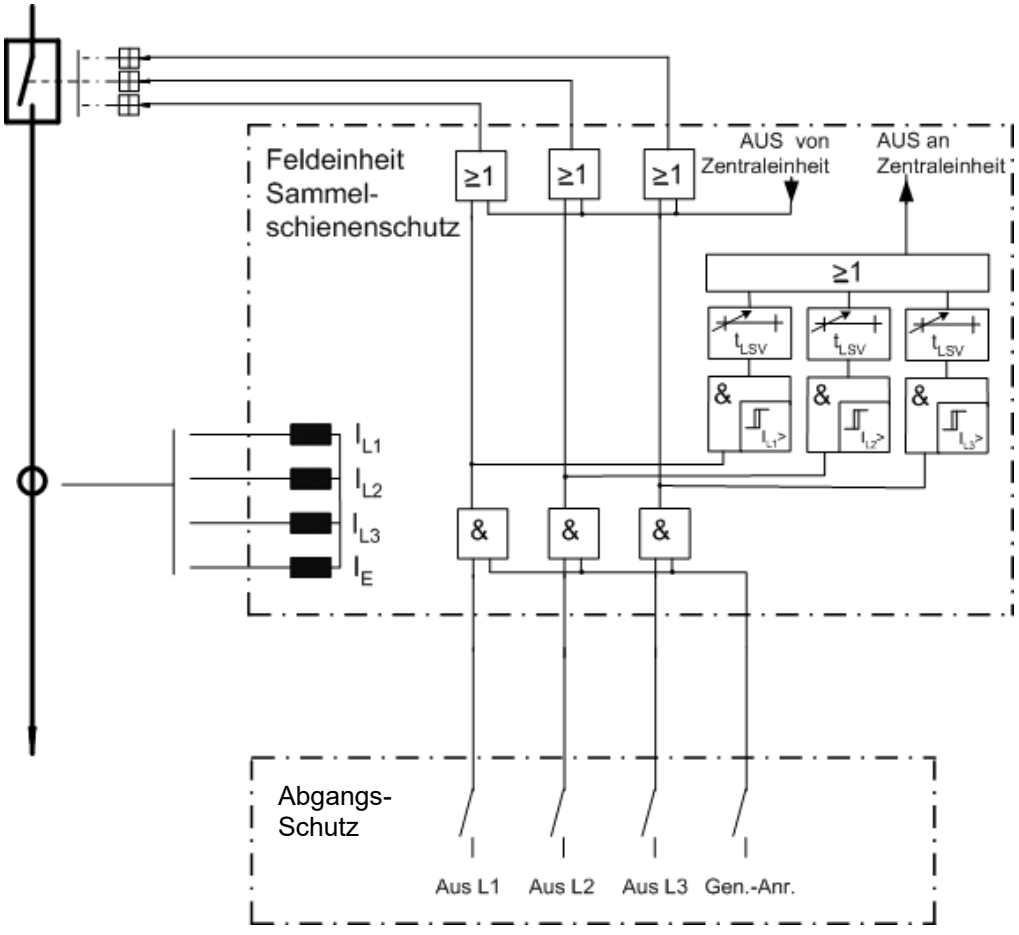


Bild 77: Zweistufiger LSV mit leiterweiser Strommessung im Sammelschienenschutz

4.5.2 Im Hochspannungsnetz

Durch den vermehrten Einsatz von Sammelschienenschutz im Hochspannungsnetz wird auch hier der Schalterversagerschutz wie im Höchstspannungsnetz eingesetzt. In Anlagen, in denen kein separater Schalterversagerschutz installiert ist, übernimmt die Aufgabe der Fehlerabschaltung bei Versagen eines Leistungsschalters der ortsferne Reserveschutz oder bei Einspeisung aus dem Höchstspannungsnetz der OS seitige Trafo-Distanzschutz.

4.5.3 Im Mittelspannungsnetz

Da in Mittelspannungsnetzen das Reserveschutzsystem in der Regel als ortsferner Reserveschutz konzipiert ist, wird ein Schalterversagerschutz in diesen Netzen seltener eingesetzt. Er wird jedoch immer dann erforderlich, wenn auf einen feldbezogenen Reserveschutz zurückgegriffen werden muss (siehe Bild 78). Dies kann z. B. in ausgedehnten Netzen notwendig werden, in denen keine Stationen mit Leitungsschutzeinrichtungen bzw. mit solchen in zu großem Abstand von der Umspannanlage vorgesehen wurden.

In diesem Fall wird der LSV durch den AUS-Befehl der Schutzeinrichtung mit einer zusätzlichen Zeitverzögerung von 300 ms bis 400 ms realisiert.

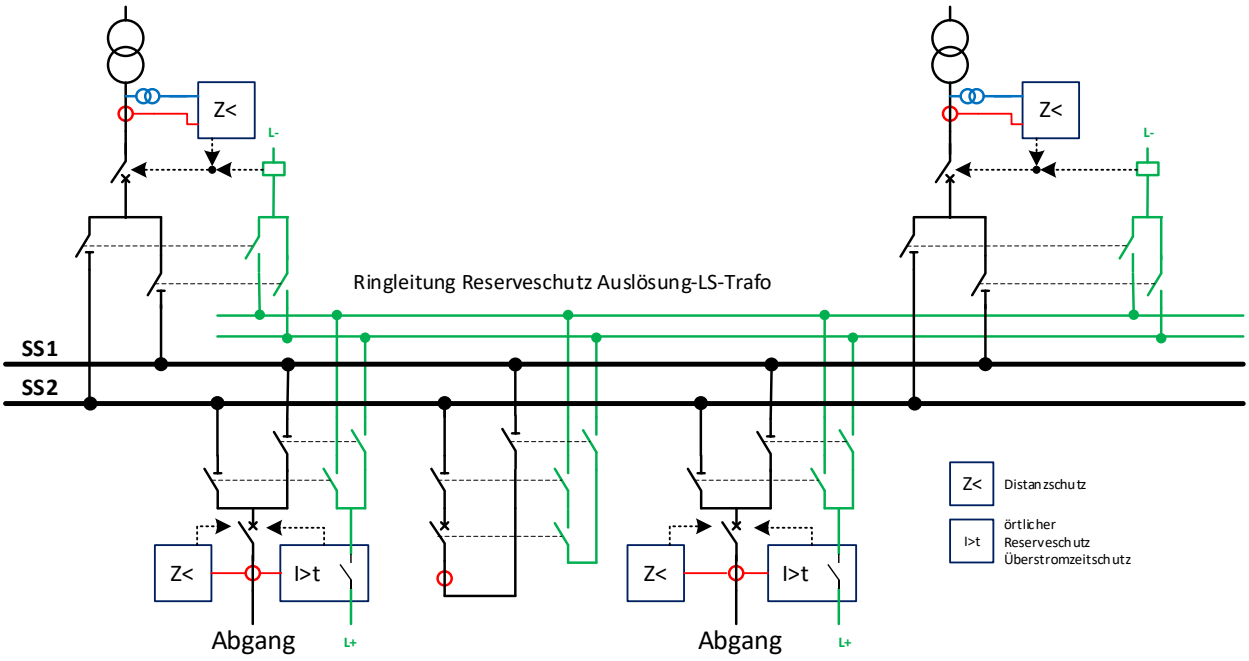


Bild 78: Schutzdopplung für feldbezogenen Reserveschutz in der Mittelspannung

Hinweis: Die Ringleitung kann wahlweise physisch als auch logisch auch über den Stationsbus realisiert werden. Im Stationsbus sind maximale Signallaufzeiten zu beachten.

4.6 Schutz von Kupplungen

4.6.1 Im Höchstspannungsnetz und Hochspannungsnetz

Im Höchstspannungsnetz wird der Kupplungsschutz oft als Distanzschutz ausgeführt. In Hochspannungsnetzen gibt es aber auch Konzepte, welche ausschließlich Überstromfunktionen vorsehen. Die möglichen Funktionen eines Kupplungsschutzes lassen sich in den folgenden fünf Punkten zusammenfassen:

1. Der Kupplungsschutz bei gekuppeltem Sammelschienenbetrieb übernimmt die Funktion einer „Schnellentkupplung“, um im Fehlerfall die Kurzschlussleistung der gekuppelten Netzteile aufzuteilen. Somit wird die Zwischeneinspeisung reduziert und die Anregebedingungen und Auslösezeiten für den ortsfernen Reserveschutz verbessert.
2. Der Kupplungsschutz hat eine ergänzende Schutzfunktion zu den Leitungsschutzeinrichtungen.
3. Das Schaltfeld der Kupplung wird bei Inbetriebnahmen von neuen Schaltfeldern an der Sammelschiene als zusätzliches Schutzsystem verwendet um die Auswirkungen eines Fehlers auf das Netz so gering wie möglich zu halten. Das neu in Betrieb zu nehmende Schaltfeld wird über das Schaltfeld der Kupplung geschaltet. Damit wird sichergestellt, dass ein möglicherweise fehlerhaftes Primärsystem oder ein nicht korrekt funktionierendes Schutzsystem (fehlerhafte Messwerte) korrekt abgeschalten wird. Dazu wird im Schutzgerät der Kupplung in einem separatem Parametersatz die Einstellungen sehr empfindlich in der Anregung gewählt und unverzögert eingestellt.
4. Ein defektes Schutzgerät in einem Abzweig kann vorübergehend durch den Kupplungsschutz ersetzt werden, wenn der betroffene Abzweig allein auf eine freie Sammelschiene geschaltet wird.
5. Wenn in der Anlage eine Umgehungsschiene vorhanden ist, kann die Kupplung einen beliebigen Abzweig ersetzen. Dieses kann sowohl bei Störungen als auch bei Wartungsarbeiten im Abzweig zum Tragen kommen. In diesem Fall übernimmt der Kupplungsschutz die Aufgaben des Leitungsschutzes.

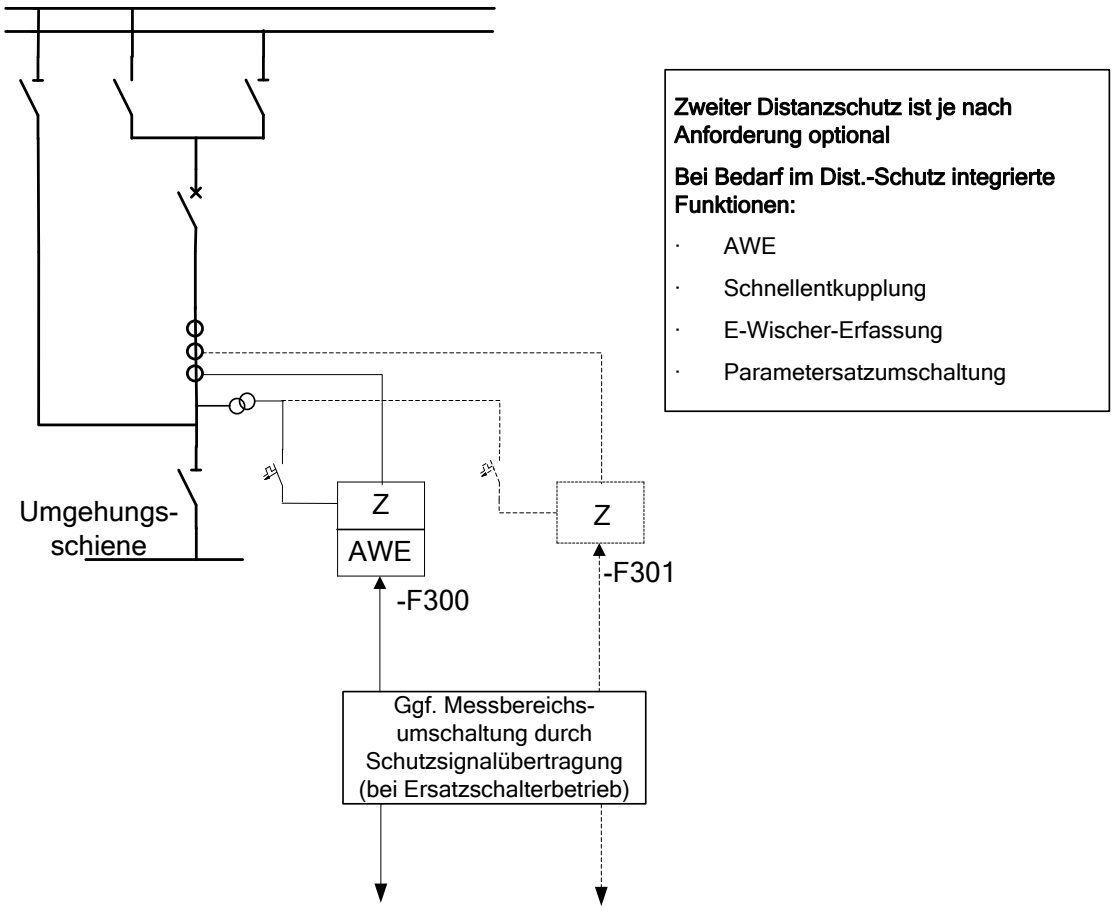
Für die genannten Punkte 4 und 5 gilt:

Wird der Kupplungsschutz als Ersatz für einen Leitungsschutz genutzt (über Umgehungsschiene oder freie Sammelschiene), so sollten die Anforderungen an den Leitungsschutz auch auf den Kupplungsschutz übertragen werden. Ebenfalls ist in geeigneter Weise dafür Sorge zu tragen, dass die Parametrierung des Kupplungsschutzes je nach Schaltungszustand auf die Notwendigkeiten des jeweiligen Leitungsfeldes angepasst wird. Hierzu kann die Parametersatzumschaltung (siehe Abschnitt 3.3.6) genutzt werden.

In Anlagen mit Umgehungsschienen sind die beiden folgenden Fälle zu unterscheiden:

- Bei Anlagen mit innen liegenden Stromwandlern sind die Stromwandler eines Leitungsfeldes zusammen mit dem Leistungsschalter innerhalb des Freischaltbereichs des Feldes angeordnet. Wenn das Leitungsfeld auf Umgehungsschienenbetrieb gelegt ist, sind die Stromwandler und damit auch der Leitungsschutz infolgedessen nicht in Betrieb. In diesem Fall muss die in der Kupplung eingebaute Schutzeinrichtung den Schutz des Leitungsfeldes übernehmen, eine Anpassung (bzw. ggf. eine automatische Kennlinienumschaltung) der Schutzeinstellung der Kupplung auf das jeweilige Leitungsfeld ist damit unumgänglich. Ggf. sind auch die Signalvergleichsverbindungen umzuschalten.
- In Anlagen mit außen liegenden Stromwandlern bleibt beim Umgehungsbetrieb der Schutz der Leitung in Betrieb. Es ist jedoch dafür Sorge zu tragen, dass die Auslösung des Leitungsschutzes statt auf den eigenen Leistungsschalter, auf den der Kupplung geschaltet wird. In der Regel geschieht dies automatisch über die Stellungsmeldung des Trenners der Umgehungsschiene.

Bild 79 zeigt eine Kupplung mit Umgehungsschiene. Der im Bild nicht dargestellte Leitungsschutz hat in diesem Beispiel innenliegende Stromwandler. Im Höchstspannungsnetz wird deshalb eine zweiter Distanzschutz in der Kupplung eingesetzt.



Bez.	Schutz	U_h-1	U_h-2	Aus-1	Aus-2
-F300	Distanzschutz 1	X		X	
-F301	Distanzschutz 2		X		X

Bild 79: Schutzsystem von Kupplungen in Hoch- und Höchstspannungsanlagen

4.6.2 Im Mittelspannungsnetz

Der Kupplungsschutz wird in Mittelspannungsnetzen selten eingesetzt, da der Anlagenschutz einer Mittelspannungsanlage durch den unterspannungsseitigen Transformatordistanzschutz realisiert wird. Mit einer zusätzlichen Distanzschutzeinrichtung in der Kupplung würde nur die Auslösezeit erhöht werden. Hierbei wird die unselektive Auslösung bei Sammelschienenfehler akzeptiert.

In Doppelsammelschienenanlagen kann es jedoch Anwendungsfälle für einen Kupplungsschutz geben. In der Querkupplung dient der Kupplungsschutz vorwiegend der Schnellentkupplung der beiden Sammelschienen und dem Reserveschutz für die Leitungsschaltfelder. Bei einem gestörten Schutzsystem in einem Leitungsschaltfeld kann dieses Schaltfeld über die Kupplung gespeist und durch den Kupplungsschutz geschützt werden.

4.7 Schutz von Erdschlusslöschspulen, Sternpunktwiderständen und Kompensationsspulen

4.7.1 Erdschlusslöschspulen

Erdschlusslöschspulen (E-Spulen) werden in der Regel durch Buchholzrelais geschützt. Weiterhin kann eine Temperaturüberwachung erfolgen. Im Regelfall werden diese Signale nur auf Meldung geschaltet.

Anmerkung: Die E-Spulen sind bei der Einstellung des Transformator-Differentialschutzes zu berücksichtigen (z. B. Filterung des Nullsystems).

Bei Einsatz einer 110 kV E-Spule am HS/MS Transformator ist die E-Spule bei der Einstellung des oberspannungsseitigen Transformatordistanzschutzes mit zu berücksichtigen. Da bei einem Erdschluss im 110 kV Netz entsprechend der E-Spule ein Nullstrom/Fußpunktstrom zum Fließen kommt und somit den Freigabestrom für LE-Fehler überschreiten könnte.

Anmerkung: In einigen MS-Netzen erfolgt aufgrund der Transformatorschaltgruppe (Delta) die Sternpunkterdung über einen separaten Erdungstransformator. Oft wird dieser mit den Eigenbedarfstransformatoren kombiniert. Mögliche Realisierungen für ein Schutzkonzept können Abschnitt 8.8 entnommen werden.

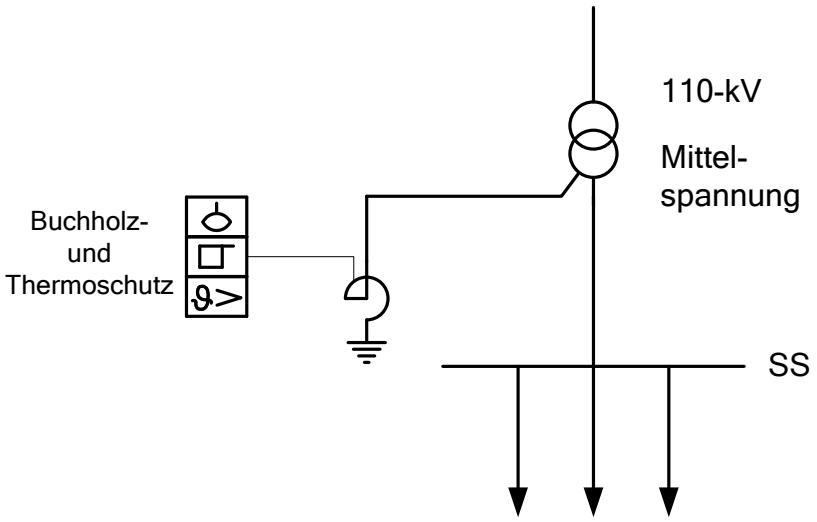


Bild 80: Schutzeinrichtungen einer Erdschlusslöschspule

4.7.2 Sternpunktwiderstände

Die niederohmige Sternpunkterdung erfolgt in den Hoch- und Mittelspannungsnetzen über Resistanzen oder Reaktanzen (siehe Bild 81).

Während in den Hochspannungsnetzen grundsätzlich die Transformatorsternpunkte geerdet werden, erfolgt in den Mittelspannungsnetzen die Erdung auch über Sternpunktbildner.

Die Auslegung und Bemessung der Sternpunktwiderstände richtet sich nach den zulässigen Schritt- und Berührungsspannungen, der Beeinflussung von Fernmeldeanlagen und dem für die Fehlererkennung notwendigen einpoligen Kurzschlussstrom des Netzes.

Die Auswahl der Primärkomponenten bestimmt den maximalen einpoligen Kurzschlussstrom. Dieser Strom ist Grundlage für die Auslegung des Haupt- und Reserveschutzes und nimmt mit der Stationsentfernung ab, sodass bei einer weit entfernten Fehlerstelle nur noch ein geringer Kurzschlussstrom zur Anregung des Schutzes zur Verfügung steht.

Neben der thermischen Festigkeit der Sternpunktwiderstände (übliche Bemessungszeit 5 s bis 10 s) ist insbesondere beim Einsatz von Sternpunktbildnern deren thermische Festigkeit im eingesetzten Schutzkonzept zu berücksichtigen. Da eine Vielzahl von Fehlern im Mittelspannungskabelnetz intermittierend beginnen, wird der Sternpunktbildner oder der „NOSPE-Widerstand“ so lange bzw. so oft vom einpoligen Fehlerstrom beaufschlagt, bis es zu einem stehenden Erdkurzschluss kommt und der Schutz abschalten kann. Um intermittierende Erdkurzschlüsse im MS-Netz zu erkennen und selektiv

abzuschalten sind in den MS-Abgängen die intermittierenden Schutzfunktionen zu aktivieren und gegenüber dem Schutz am NOSPE-Widerstand selektiv zu staffeln.

Zur Vermeidung von Überlastungen kann ein intermittierender Erdkurzschlussschutz eingesetzt werden, der das „Intermittieren“ registriert und nach einer Anzahl von Stromimpulsen das betroffene Betriebsmittel ausschaltet. Um den NOSPE-Widerstand vor thermischer Zerstörung zu schützen ist hierzu ein Überlastschutz (thermisches Abbild) oder ein zweistufiger UMZ zu realisieren.

Kann der minimale Erdkurzschlussstrom im Bereich des maximalen Betriebsstromes liegen, wird vom unterspannungsseitigen Trafo-Schutz der I_0-Strom für die Schutzfunktion genutzt.

Ein am „NOSPE-Widerstand“ eingesetzter UMZ-Schutz dient als Reserveschutz der Erfassung von Erdkurzschlüssen im Sammelschienenbereich. Des Weiteren dient dieser Schutz auch als Reserveschutz für Fehler im Transformatordifferentialschutzbereich.

Des Weiteren sollte man eine Stromstufe realisieren, um einen Kurzschlussfehler im NOSPE-Widerstand zu detektieren und im Fehlerfall schnellstmöglich abzuschalten.

Um auch hochohmige Fehler im Netz oder eine fehlerhafte Erdverbindung des NOSPE-Widerstandes zu erfassen, ist der Einsatz eines U_0-Schutzes sinnvoll. Er sollte oberhalb der Transformatorschutz-Endzeit eingestellt werden und zur Auslösung der Trafoleistungsschalter führen.

Beim Schutz des Sternpunktwiderstandes, welcher am Transformatorsternpunkt angeschlossen ist, ist folgendes zu beachten:

Der Schutz des Sternpunktwiderstandes am Transformator wird über einen mehrstufigen UMZ-Schutz realisiert.

Bei einem direkt an den Transformatorsternpunkt angeschlossenen Widerstand (siehe Bild 82) muss der über den Sternpunkt abfließende Strom im Transformator-Differentialschutz berücksichtigt werden, um eine Überfunktion zu vermeiden. Über einen zusätzlichen Stromwandler am erdungsseitigen Anschluss des Sternpunktwiderstandes kann ein Transformator-Erdstromdifferentialschutz verwendet werden und somit eine höhere Empfindlichkeit erreicht werden.

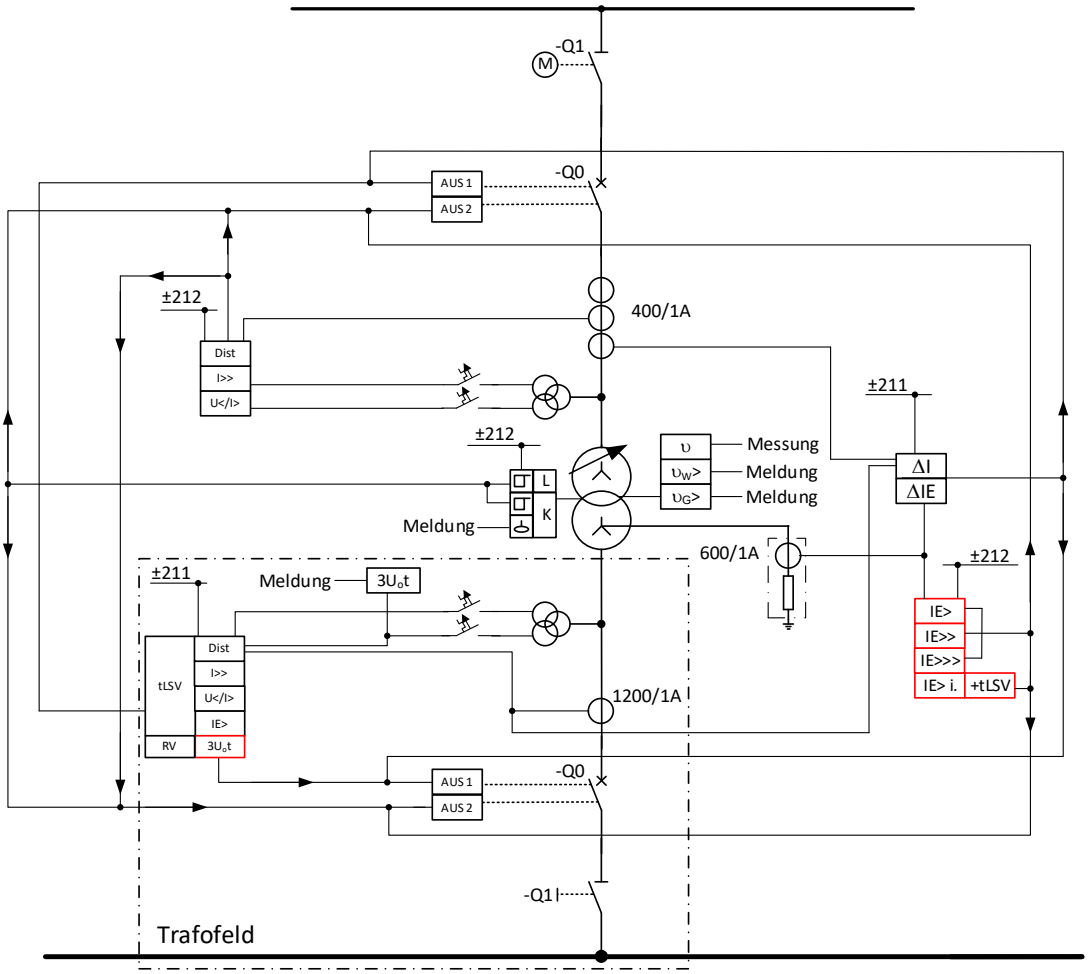


Bild 81: Beispiel für Schutzeinrichtungen am Sternpunktwiderstand am Transformator (rot gekennzeichnet)

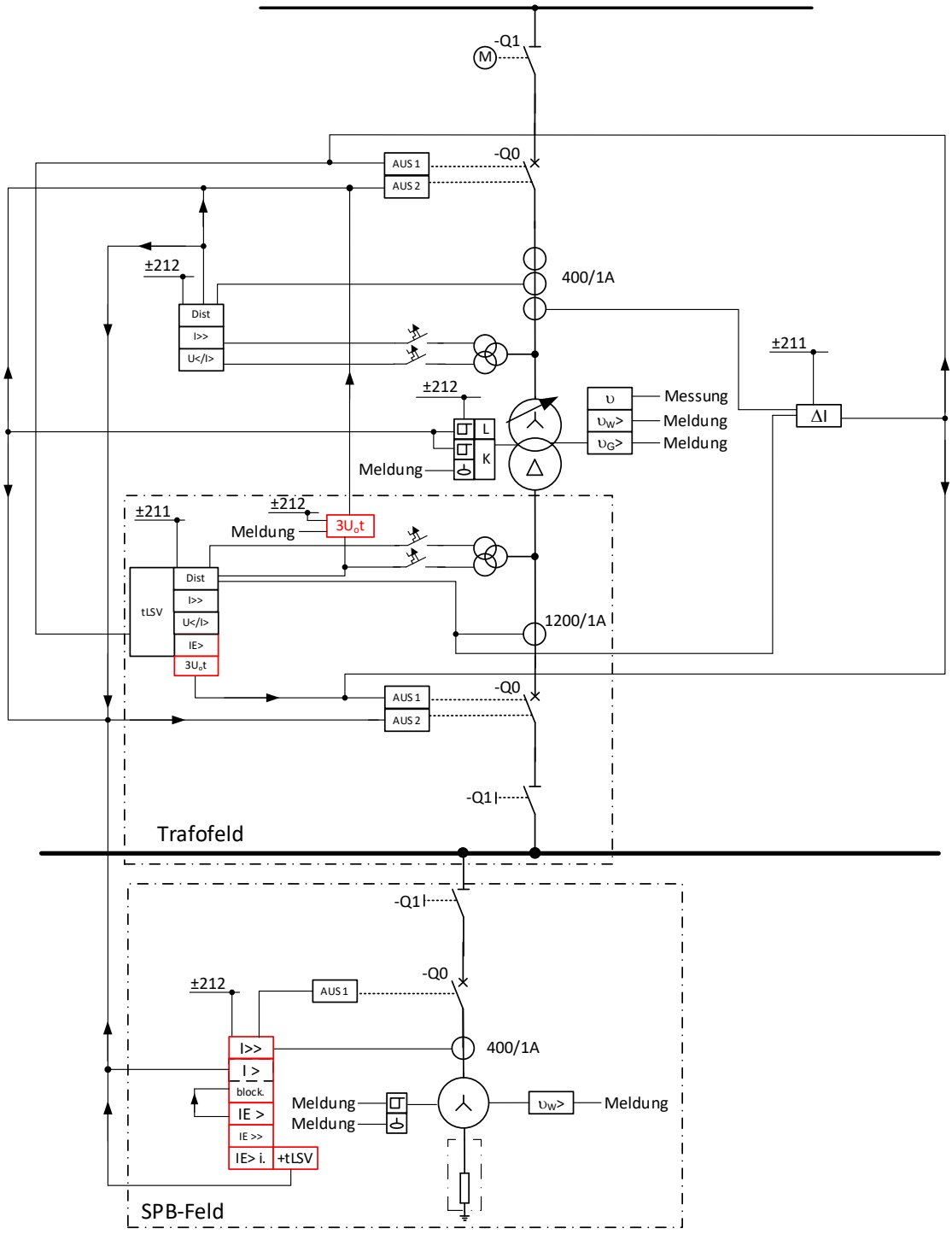


Bild 82: Beispiel für Schutzeinrichtungen am Sternpunktwiderstand am Sternpunktbildner (rot gekennzeichnet)

4.7.3 Kompensationsspule

Niedrig belastete Freileitungen und Kabel benötigen eine hohe kapazitive Ladeleistung. Der damit verbundene Ladestrom verringert die Übertragungsfähigkeit für Wirkleistung. Kompensationsdrosselspulen können die benötigte Ladeleistung liefern.

Sie können nach verschiedenen Methoden angeschlossen werden:

- Kompensationsdrosselspulen mit gleicher Nennspannung wie die Leitung werden (ggf. mittels Trennschalter) mit der Leitung verbunden und mit dieser gleichzeitig ein- bzw. ausgeschaltet.

- Kompensationsdrosselspulen mit gleicher Nennspannung wie die Leitung werden mit eigenen Schaltfeldern an die Sammelschiene angeschlossen.

Auf Grund der Zunahme der dezentralen Einspeisungen und Verkabelung (MS-Netze) besteht immer mehr der Bedarf der lokalen Bereitstellung von regelbarer induktiver Blindleistung. Aus diesem Grund kommen immer öfter regelbare Kompensationsspulen im 110-kV-Hochspannungsnetz zum Einsatz.

Im Höchstspannungsnetz kommen Kompensationsspulen ebenfalls zur Bereitstellung von induktiver Blindleistung zum Einsatz. Einsatzgebiete sind hier vorrangig die Spannungshaltung und die Kompensation von langen Kabeln.

Neben der klassischen Blindleistungskompensation kommt bei längeren Kabelsystemen in höheren Spannungsebenen auch die Betriebsmittelkompensation zum Einsatz. Dabei wird bei einer Kabelstrecke eine, auf die 50 Hz Suszeptanz (X_{CE}) des Kabels annähernd abgestimmte Induktivität (X_L), direkt mit dem Kabel gegen Erdpotential verschaltet (siehe Bild 83). Die Induktivitäten können dabei als Luft- oder als eisengebundene Spule ausgeführt werden. Bei eisengebundener, 3-phasiger Ausführung ist darauf zu achten, dass diese durch die Sternpunkterdung unsymmetrisch betrieben können werden muss (magnetischer Rückschluss). Die physikalische Anordnung der Kompensation kann dabei einseitig als auch, jeweils mit der doppelten Induktivität (X_L/2) an beiden Kabelenden erfolgen.

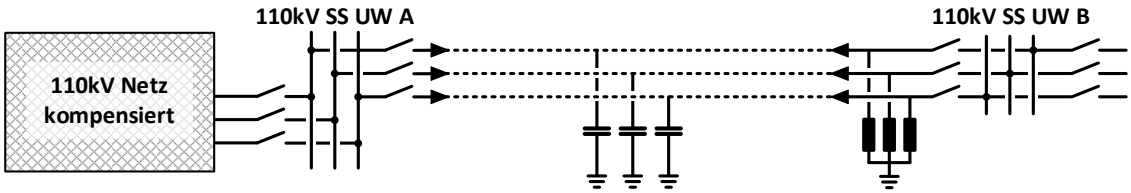


Bild 83: Beispiel für Betriebsmittelkompensation

Bei der direkten, galvanischen Zuordnung der Kompensation zum Objekt, heben sich auch im unsymmetrischen Fall die Ströme im Nullsystem weitestgehend auf. Dadurch kann beim Schutzkonzept z. B. auf einen gängigen Leitungsdifferentialschutz mit überlagertem Distanzschutz mit Signalvergleich zurückgegriffen werden. Dabei werden kleine Differentialströme auf Grund von geringfügiger Verstimmung durch Mindeststromfreigaben ausgeblendet.

Wie bei der Blindleistungskompensation, ist auch bei der Betriebsmittelkompensation auf mögliche Gleichstromglieder bei der Zuschaltung der Kombination von Leiter-Erde-Kapazität und Induktivität (Drossel) zu achten. Dies muss z. B. durch gesteuertes Schalten oder durch eine zeitverzögerte Abschaltung der nicht fehlerbehafteten Phasen berücksichtig werden.

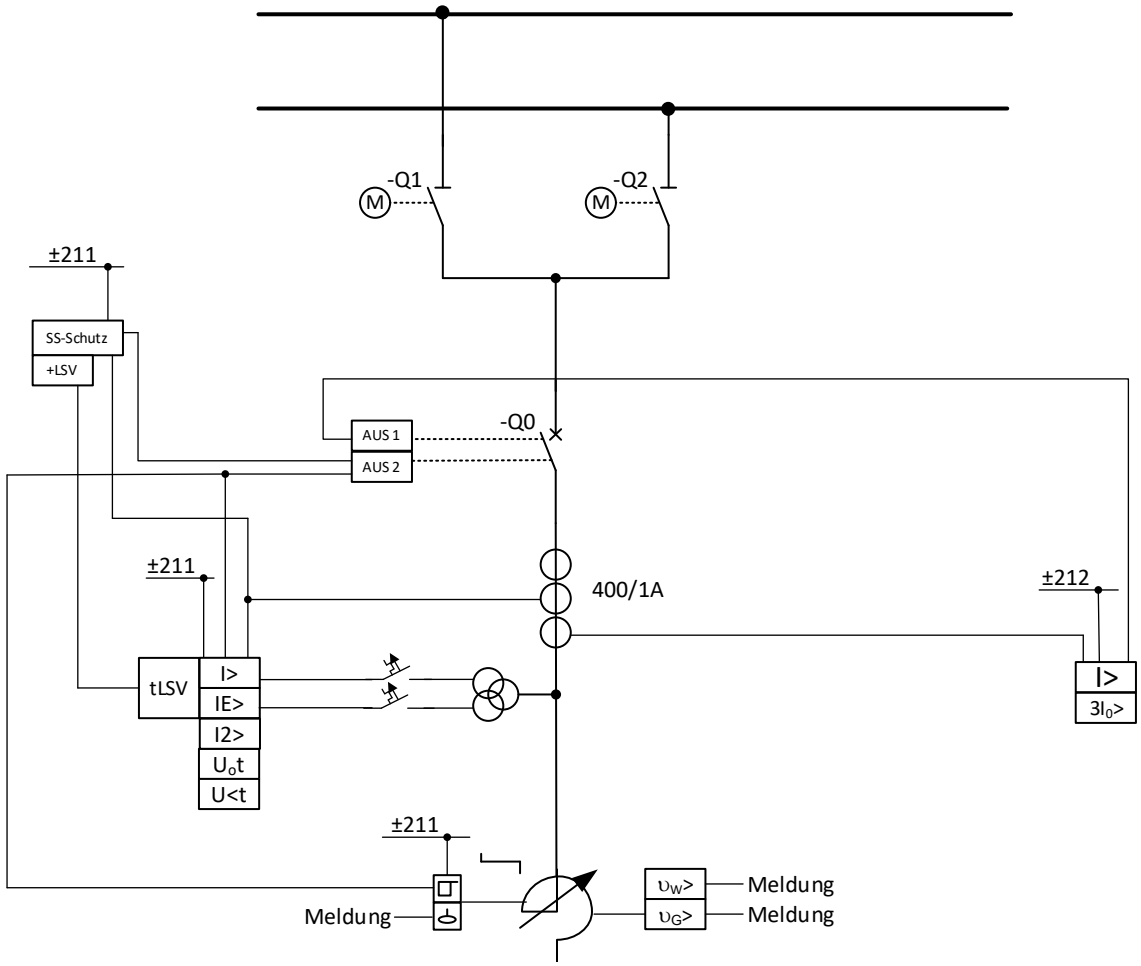


Bild 84: Beispiel für Schutzeinrichtungen an einer Kompensationsspule im NOSPE-Netz

Auf Grund des konstruktiven Aufbaus der Spulen sind folgende Schutzfunktionen realisiert:

Schutzfunktionen im NOSPE-Netz (siehe Bild 84):

Schutzsystem 1:

- Überstromzeitschutz Phase $I >$
- Nullstromschutz Erde $I_E >$

Schutzsystem 2:

- Buchholzschutz Kessel und Lastschalter
- Überstromzeitschutz Phase $I >$
- Nullstromschutz Erde $I_E >$
- Gegensystemschutz $I_2 >$
- Leistungsschalterversagerschutz
- Falls notwendig Unterspannungsschutz $U <$
- Nullspannungsschutz $U_0>$

Überwachung:

- Temperaturüberwachung zweistufig

Im RESPE-Netz entfällt der Nullspannungsschutz (siehe Bild 85)**.**

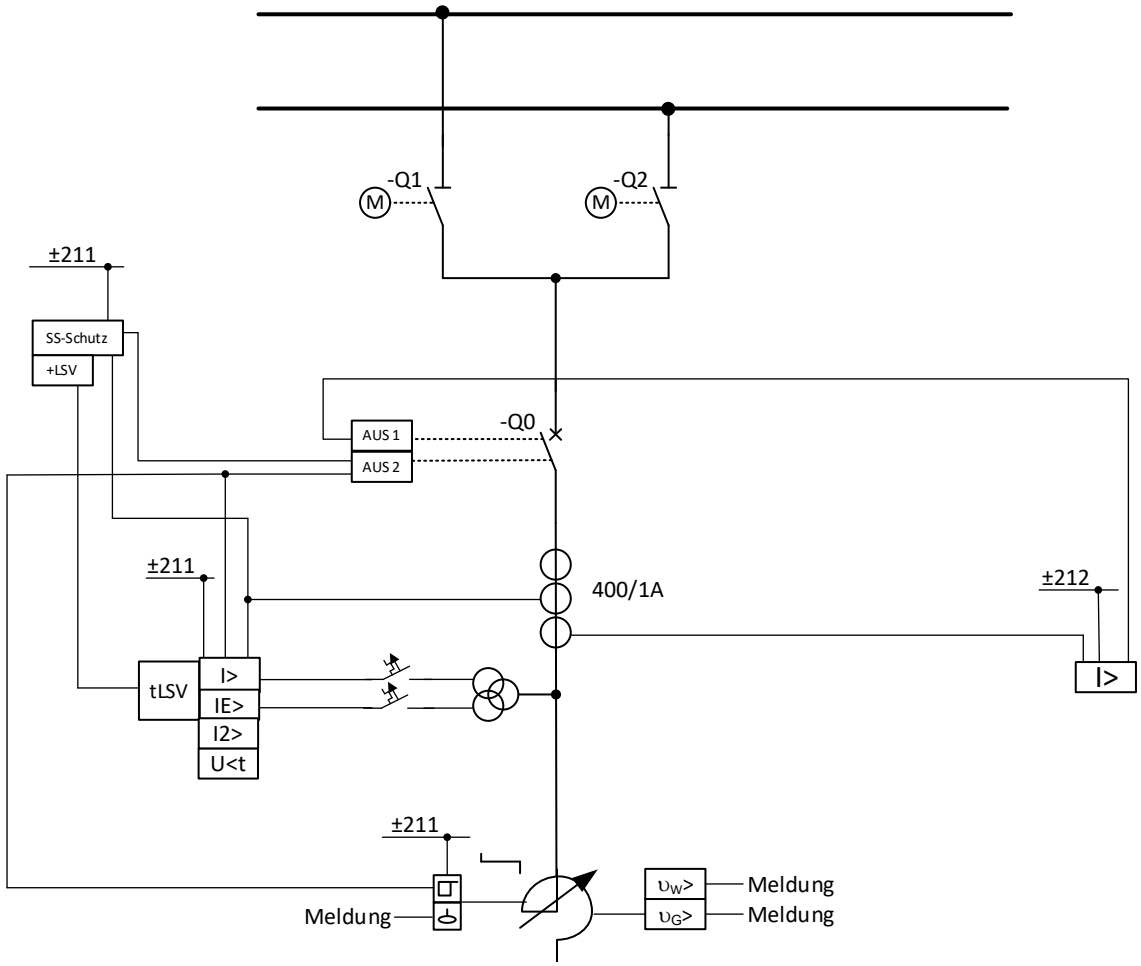


Bild 85: Beispiel für Schutzeinrichtungen an einer Kompensationsspule im RESPE-Netz

4.8 Schutz von Sonderbetriebsmitteln

4.8.1 Kondensatorbank (MSCDN)

In einem elektrischen Energienetz besteht nicht nur Wirkleistungsbedarf, sondern auch Blindleistungsbedarf. MSCDN-Anlagen dienen zur Kompensation der induktiven Blindleistung (Spannungshaltung) von Höchstspannungsfreileitungen, wenn diese oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben werden. Zusätzlich besitzen sie einen Filterkreis, der im Netz auftretende Harmonische bedämpfen soll. Wie die Wirkleistungsbilanz eines Netzes, so muss auch die Blindleistungsbilanz ausgeglichen sein, um Störungen in der Netzspannung zu vermeiden.

Im Netzbetrieb wird ein möglichst gleiches Spannungsniveau in allen Netzknoten angestrebt. Dazu muss die Blindleistungsbilanz für jeden Knoten des Netzes ausgeglichen sein, das heißt, in jedem Netzknoten sollte auch die dort benötigte induktive Blindleistung bereitgestellt werden. Dies kann z. B. mittels Kondensatorbänken erfolgen, sofern die Blindleistung nicht aus nahen gelegenen Generatoren gedeckt werden kann.

Wenn keine Kompensationsanlage oder Blindleistungseinspeisung zur Verfügung steht, muss der Blindleistungsbedarf über die mit dem Netzknoten verbundenen Leitungen aus größerer Entfernung bezogen werden. Der Blindleistungstransport hat jedoch einen Spannungsfall am blindleistungsarmen Ende der Leitung zur Folge.

Grundsätzlich gilt:

- Kapazitiver Blindleistungsmangel ⇨ Spannungsabsenkung
- Kapazitiver Blindleistungsüberschuss ⇨ Spannungserhöhung

Der Betrieb einer Leitung mit ihrer natürlichen Leistung ist im Hinblick auf den Spannungsfall günstig, da die Leitung so keine Blindleistung benötigt. Solange am Ende einer Leitung eine Leistung abgenommen wird, die kleiner als die natürliche Leistung ist, ist die von der Leitung produzierte Blindleistung größer als die von ihr verbrauchte Blindleistung (die Leitung wirkt kapazitiv). In diesem Fall kann man die kapazitive Blindleistung der Freileitung durch eine Kompensationsdrosselspule ausgleichen. Erst wenn eine Freileitung mit einer Leistung betrieben wird, die größer als ihre natürliche Leistung ist, wird in der Leitung mehr Blindleistung verbraucht als erzeugt, die Leitung wirkt induktiv. In diesem Fall kann durch Parallelkompensation mit Kondensatoren ein Blindleistungsausgleich erfolgen. In der Regel werden die Kompensationsanlagen je nach Bedarf (z. B. abhängig von der Auslastung des Netzes) zu- bzw. abgeschaltet.

Folgende Funktionen stellen die Mindestanforderung an die Schutzeinrichtung einer Kondensatorbank dar:

- Überspannungsauslösung (Einstellung: obere Grenze der Betriebsspannung)
- Mehrstufiger UMZ-Schutz als Kurzschlussschutz
- Unsymmetrieschutz: 1. Stufe (Warnung) bei jenem Unsymmetriestrom, der einer noch tolerierbaren Anzahl defekter Kondensatoren entspricht; 2.Stufe: Auslösung

Nachfolgend wird in Bild 86 ein Beispiel für eine Kondensatorbank mit Dämpfungsnetzwerk für das Höchstspannungsnetz dargestellt. Der Serienschwingkreis des Dämpfungsnetzwerkes (-C2, -L1 und –R1) ist auf 50 Hz abgestimmt.

Die Kondensatoren werden auf vier Gruppen aufgeteilt. Der in dem dazwischen liegenden Brückenzweig angeschlossene Unsymmetrieschutz $I_{\mathrm{unsym}}>$ erkennt den Ausfall von Kondensatorteilen. Das thermische Abbild $J(I)$ muss die Belastung der Bauelemente mit Oberschwingungsströmen korrekt abbilden. Diese Forderung gilt auch für die Überstromfunktionen, die - insbesondere bei dem fast ausschließlich mit Oberschwingungen belasteten Widerstand - über eine echte Effektivwertmessung verfügen müssen. $I/\mathrm{w}\cdot C>$ stellt eine spezielle Kondensatorschutzfunktion dar. Durch Integration des Stromes wird die Spitzenspannung am Kondensator berechnet und nach einer abhängigen und/oder fest einstellbaren Zeit ausgelöst.

Zu beachten ist, dass das Schalten kapazitiver Ströme für Leistungsschalter eine starke Beanspruchung darstellt. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Leistungsschalter beim betriebsmäßigen Schalten durch Rückzündungen versagt, ist bei Kondensatorbänken weitaus höher als bei Leitungen oder Transformatoren. Aus diesem Grund empfiehlt es sich, bei Kondensatorfeldern den Schalterversagerschutz ausnahmsweise auch bei betrieblichen Ausschaltungen zu aktivieren.

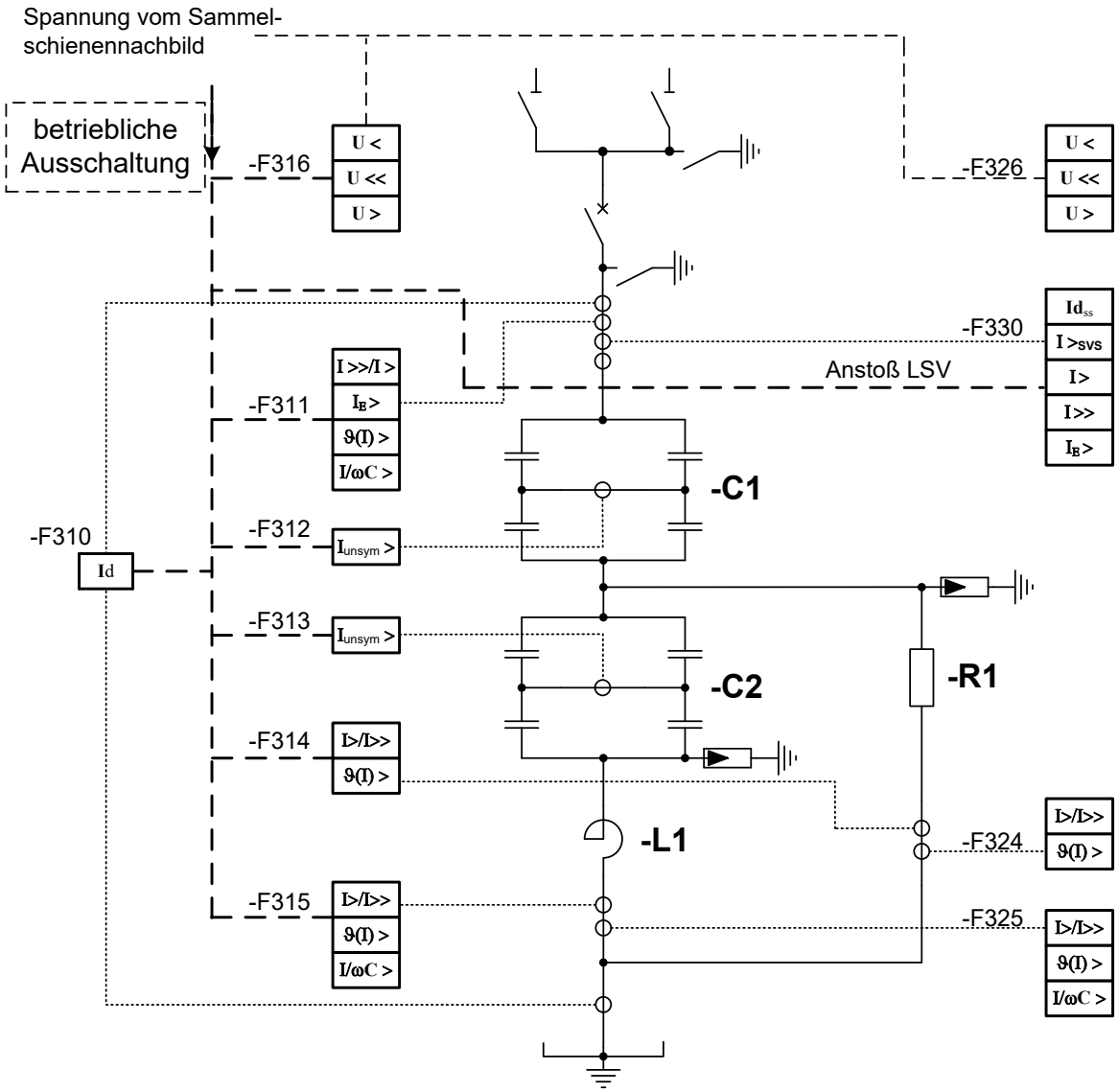


Bild 86: Kondensatorbank mit Dämpfungsnetzwerk für das Höchstspannungsnetz und Schutzeinrichtungen

Falls das Zu- bzw. Abschalten von Kondensatorbänken und/oder Kompensations-Drosselspulen zu hohe Spannungsänderungen im Netz verursacht, muss die Blindleistungskompensation in kleinen Stufen einstellbar sein. In diesem Fall kommen z. B. SVC (Static Var Compensator) zum Einsatz, bei denen stufenlos kapazitive wie induktive Blindleistung bereitgestellt werden kann (siehe Bild 87). Dieser SVC besteht aus einer thyristorgesteuerten Kondensatorbank und einer thyristorgesteuerten Drosselspule in Parallelschaltung. Auf diese Weise kann je nach Bedarf in ihrer Höhe verstellbare Blindleistung eingespeist (Kondensatorbank) oder abgenommen (Drosselspule) werden.

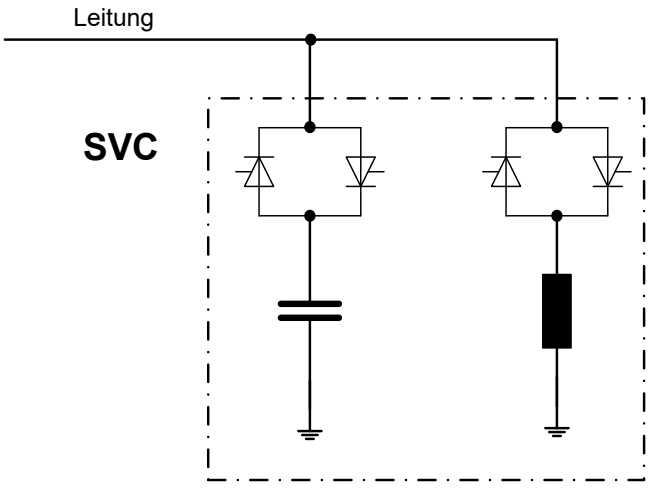


Bild 87: Statischer Blindleistungskompensator

4.8.2 Statcom

Statcom (Static Synchronous Compensator) Anlagen werden vermehrt im Übertragungsnetz neu gebaut. Sie gehören zu Gruppe der FACTS Anlagen. Primär stellt die Statcom eine dynamische Blindleistungsregelung zur Verfügung. Während Kompensationsspulen und MSCDN-Anlagen eine statische induktive bzw. kapazitive Blindleistung zur Verfügung stellen, kann die Statcom Anlage je nach Spezifikation in einem breiten Leistungsband sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung bereitstellen. Die Ausführung der Statcom erfolgt mittels Umrichtertechnik und bietet daher beliebige Regelungsverfahren wie z. B. Grid Following oder Grid Forming Modus. Die neuste Generation die E-Statcom, ist durch die zusätzliche Integration eines Kurzzeitenergiespeichers in der Lage kurzzeitige Lastschwankungen auszugleichen und damit neben Spannungsstabilisierung dem Netz auch Momentanreserve bereitzustellen.

In Bild 88 ist ein Übersichtbild einer Statcom Anlage ohne Kurzeitspeicher dargestellt. In der Regel kommt ein Kuppeltransformator für den Anschluss an das Höchstspannungsnetz zum Einsatz.

Die Statcom Anlage besteht dann aus einer Luftdrosselspule, 3 Umrichterzweigen in Dreiecksschaltung. Jedes Umrichterzweig Untermodul besteht aus einer H-Brücken Installation eines DC-Kondensators, IGBT und Dioden. Für den Betrieb der Umrichterzweige ist ein Kühlsystem erforderlich.

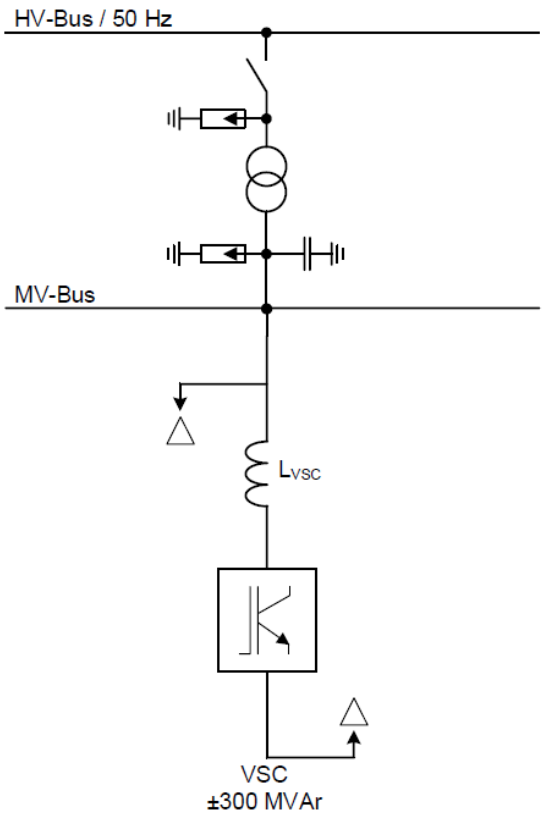


Bild 88: Übersichtsschema einer Statcom Anlage

Das Schutzkonzept einer Statcom Anlage lässt sich in zwei Teile unterteilen. Der Kuppeltransformator kann wie ein herkömmlicher Transformator nach Abschnitt 4.2.4 geschützt werden. Nach dem Kuppeltransformator auf der Mittelspannungsseite beginnt dann das Schutzsystem der Statcom Anlage. Dort kommen redundante Schutzeinrichtungen mit den in Bild 89 genannten Schutzfunktionen zum Einsatz.

Neben den redundanten Schutzeinrichtungen sind weiterhin Schutzfunktionen im Control System des Anlagenherstellers enthalten. Meist arbeiten die Control Systeme der Hersteller mit nicht konventionellen Wandlern für die Messung von Strömen innerhalb der Umrichterzweige.

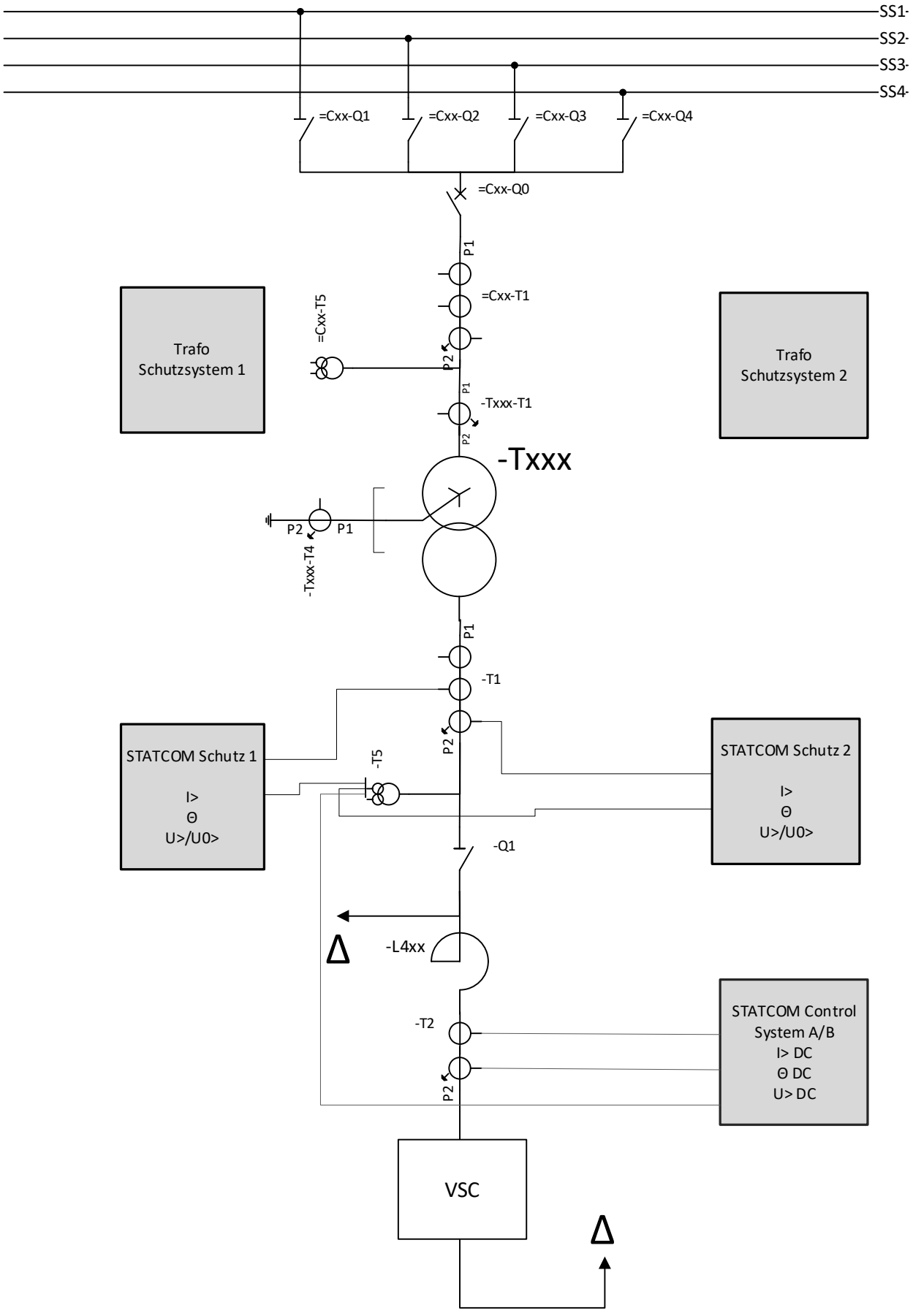


Bild 89: beispielhaftes Schutzkonzept einer Statcom Anlage ohne Momentanreserve

4.8.3 Rotierender Phasenschieber/Synchronous Condenser

Durch den Wegfall von konventionellen Großkraftwerken und den damit einhergehenden Wegfall der Schwungmasse und der Blindleistungsbereitstellung werden zunehmend mehr rotierende Phasenschieber (im engl. Synchronous Condenser) im Übertragungsnetz angeschlossen. Die im Leistungsbereich stufenlos einstellbare Blindleistung und ein ggf. vorhandenes Schwungrad der rotierenden Phasenschieber sind wichtige Stellgrößen für die Frequenz und Spannungsstabilität im Übertragungsnetz.

Im Folgenden wird der prinzipielle Aufbau eines rotierenden Phasenschiebers beschrieben.

In Bild 90 ist das einpolige Ersatzschaltbild einer rotierenden Phasenschieber Anlage dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine ausgewählte Realisierungsform zur Erläuterung der verschiedenen Betriebsmittel. Der Generator (Synchronmaschine) ist über eine Stromschiene und einen Maschinentransformator an die 380 kV Sammelschiene angeschlossen. Zur Synchronisierung des Generators mittels des Netzes kommt ein Leistungsschalter zum Einsatz. Mittels eines Eigenbedarfstransformators, welcher unterspannungsseitig am Maschinentransformator über die Stromschiene angeschlossen ist, werden die Zusatzaggregate der Anlage versorgt. Die wichtigsten hierbei sind die Erregeranlage und der Anfahrumrichter. Der Anfahrumrichter wird zum Hochlauf des Generators benötigt, weil es im Gegensatz zum konventionellen Kraftwerk keine treibende Turbine gibt.

Über die Erregeranlage erfolgt die Spannungs- und Blindleistungsregelung des Generators.

Die Eigenbedarfsanlage umfasst noch weitere Nebensysteme wie Kühl- und Schmiermittelpumpen sowie redundante Einspeisungen, auf die Darstellung dieser wurde der Übersichtlichkeit halber verzichtet.

Für die Sternpunktbehandlung kommt in dieser Anlagenkonstellation eine hochohmige Erdung mittels eines Nullpunkttransformators zum Einsatz.

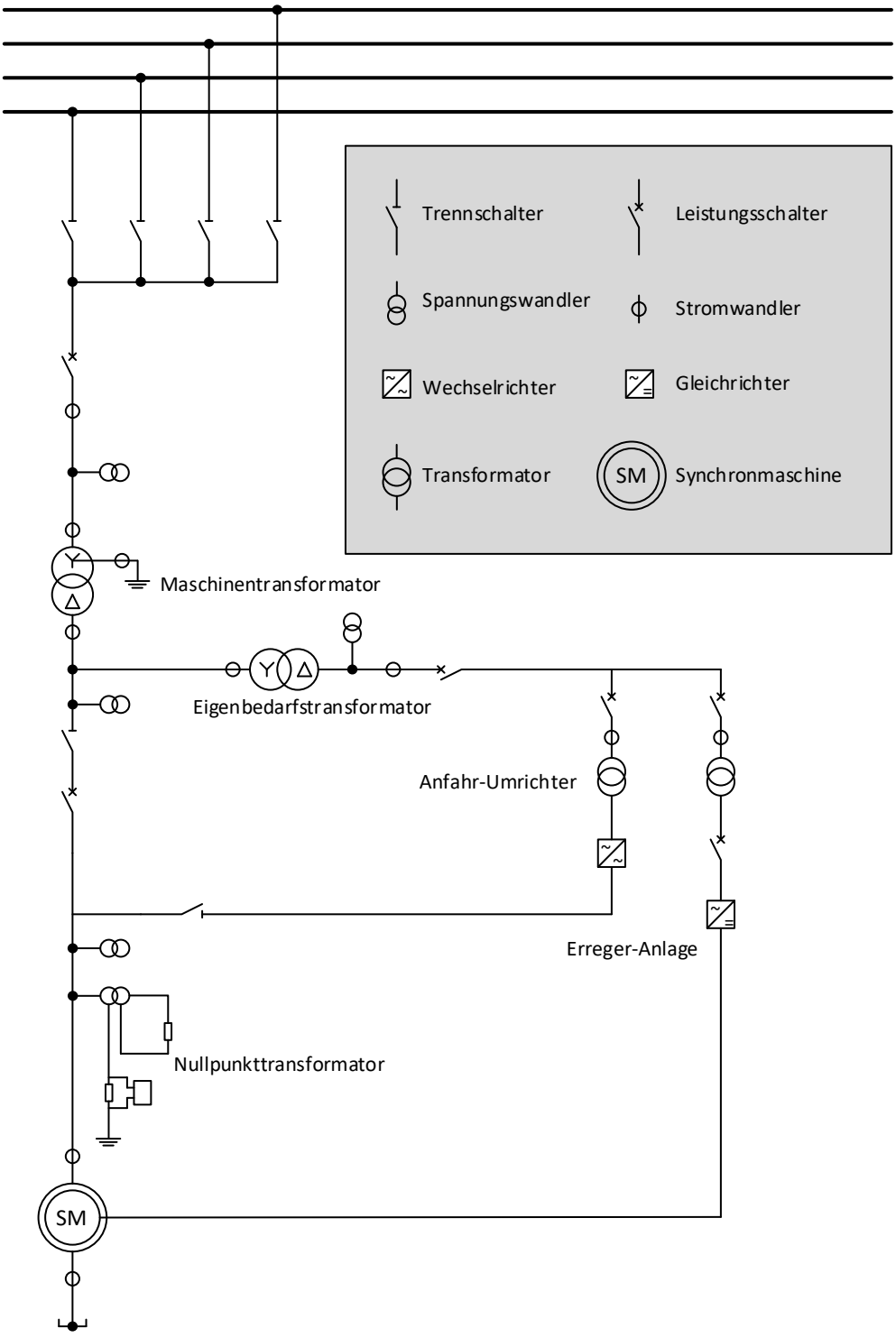


Bild 90: Einpoliges Ersatzschaltbild eines rotierenden Phasenschiebers

Der Aufbau des Schutzkonzeptes und der verwendeten Schutzfunktionen des rotierenden Phasenschiebers vereint mehrere Teilbereiche. Der Schutz des Maschinentransformators orientiert sich stark an Abschnitt 4.2.4 (Transformatoren). Der Schutz der Eigenbedarfsanlage folgt dem Transformatorschutz und dem Schutz der Mittelspannungsanlage. Der Schutz des Generators orientiert sich sehr stark am Schutz eines Generators im Kraftwerk.

Da eine rotierende Phasenschieber Anlage aus verschiedenen Betriebsmitteln besteht, kann ein mögliches Schutzkonzept in 3 Bereiche gegliedert werden. Den Kurzschlussschutz, den Erdschlussschutz und den Maschinenschutz.

Die notwendigen Schutzfunktion für den Kurzschlussschutz sind in Bild 91 dargestellt. Hierbei wird ein vollständig redundantes Schutzkonzept verfolgt. Maßgeblich hierfür sind verschiedene Differentialschutzbereiche.

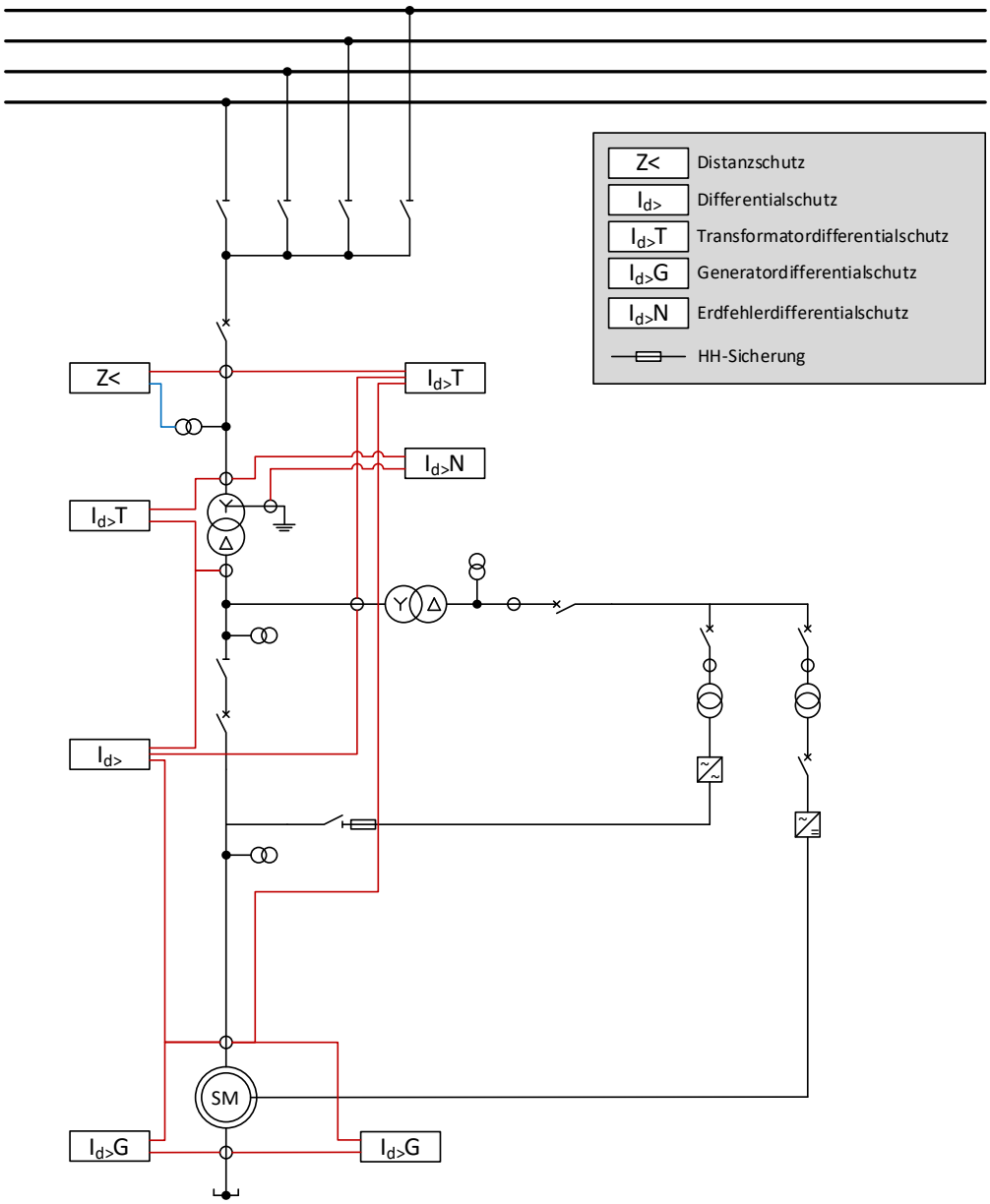


Bild 91: Kurzschlussschutzfunktion für den Maschinentransformator, Stromschiene und den Generator

Die notwendigen Schutzfunktion für den Erdschlussschutz sind in Bild 92 dargestellt. Hierbei wird ein besonderes Augenmerk auf die Erdschlusserkennung im Generator gelegt. Bei Generatoren größer 100 MVA sollte zwingend ein 100 % Ständererdschlussschutz und ein Rotorerdschlussschutz implementiert werden.

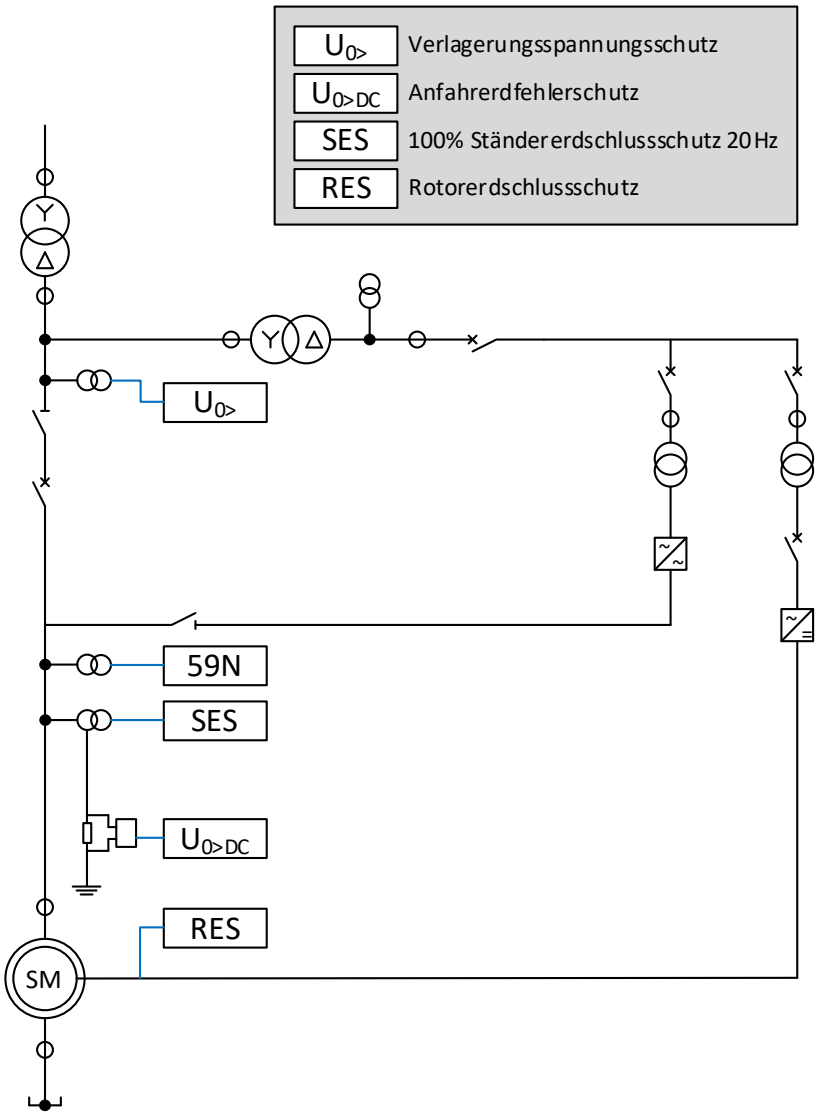


Bild 92: Erdschlussschutzfunktion für den Generator und die Stromschiene

Für den Schutz des Generators vor unzulässigen Beanspruchungen, welche ggf. zu einer Beschädigung dessen führen können, sollten noch Schutzfunktion für den Maschinenschutz zum Einsatz kommen. Die notwendigen Schutzfunktion für den Maschinenschutz sind in Bild 93 dargestellt.

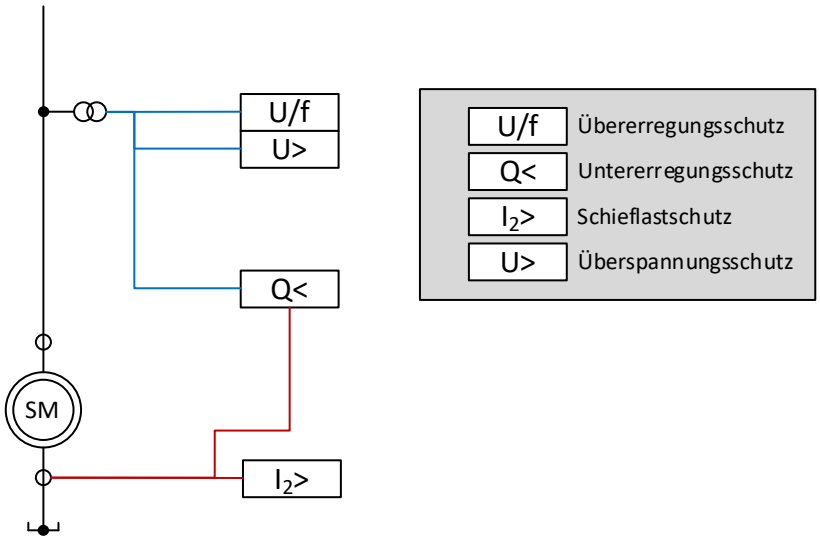


Bild 93: Maschinenschutzfunktion für den Generator

Die Schutzfunktion der drei Kategorien können sinnvoll in verschiedenen Schutzeinrichtungen zusammengefasst werden. Für den Kurzschlussschutz und Maschinenschutz ist hierbei ein Aufbau in Schutz 1 und Schutz 2 mit voller Redundanz umzusetzen. Für den Erdschlussschutz (59N) kann das Haupt und Reserveschutz Prinzip mit zeitlicher Staffelung verfolgt werden.

5 Übergreifende Schutzkonzepte

5.1 Systemschutz

5.1.1 Einleitung

Der Fokus vom Systemschutz ist die Versorgungssicherheit und nicht der Schutz eines einzelnen Betriebsmittels.

Das Systemschutzkonzept dient dazu, die Auswirkungen von „außerhalb des zulässigen Bereichs“ liegenden Notfällen zu bewältigen und zu minimieren, insbesondere um einen vollständigen Systemzusammenbruch zu verhindern. Diese Konzepte nach Bild 94 umfassen eine Reihe koordinierter und meist automatischer Maßnahmen, um eine schnelle Reaktion auf große Störungen zu gewährleisten und deren Ausbreitung im System zu verhindern. Systemschutzkonzepte sind somit darauf ausgelegt, den letzten Versuch zur Stabilisierung des Stromnetzes zu initiieren, wenn ein weitreichender Zusammenbruch unmittelbar bevorsteht.

Ein übergeordneter Systemschutzplan beinhaltet sowohl Special Protection Schemes (SpPS) als auch System Protection Schemes (SyPS). Ziel ist es, den Übergang in einen Not- oder Blackout-Zustand zu vermeiden und die Systemstabilität zu wahren.

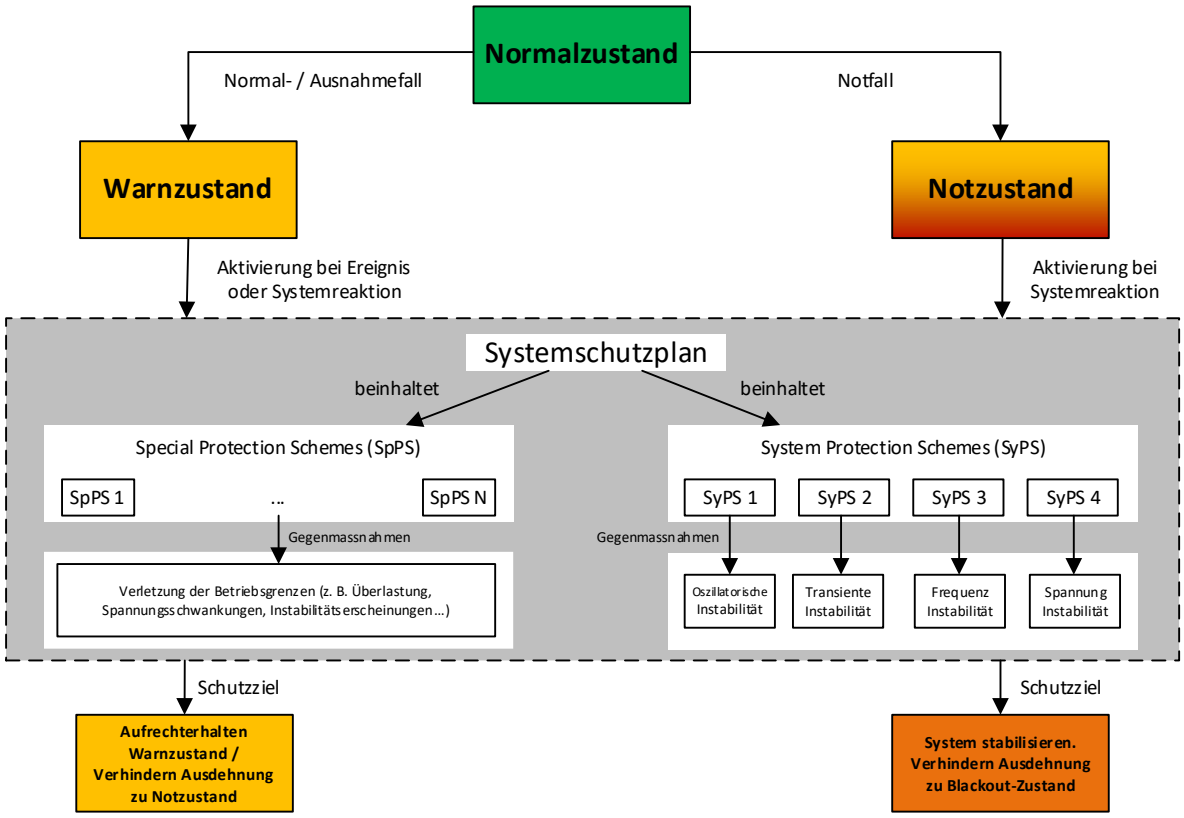


Bild 94: Definition des Systemschutzplans

Special Protection Schemes (SpPS):

Tabelle 21: Übersicht SpPS

Ziel	**Begrenzung der Auswirkungen normaler oder außergewöhnlicher (aber geplanter) Kontingenzen in schwach ausgelegten oder hoch belasteten Netzen.**
Funktionsweise	Ereignisbasiert (z. B. Erkennung des Ausfalls einer bestimmten Leitung) oder zustandsbasiert (Überwachung ausgewählter Netzgrößen).
Maßnahmen	Lastabwurf, Generatorabwurf, Umgehung von Engpässen.
Anwendung	Proaktiv: In Situationen, in denen das (n-1)-Kriterium nicht mehr vollumfänglich erfüllt ist und operative Reserven begrenzt sind.

System Protection Schemes (SyPS):

Tabelle 22: Übersicht SyPS

Ziel	**Reaktion auf „Out-of-Range“-Zuständen, bei denen das System bereits instabil ist oder kurz vor dem Zusammenbruch steht.**
Funktionsweise	Zustandsbasiert – Reaktion nach Eintritt der Überschreitung zulässiger Netzgrößen.
Maßnahmen	Automatisierte, koordinierte Gegenmaßnahmen zur Wiederherstellung der Stabilität.
Anwendung	Reaktiv: Kurz vor oder bei Instabilitäten, z. B. transiente -, oszillatorische -, Frequenz- und Spannungsinstabilitätsschutz

Während SpPS proaktiv wirken, um Übergänge in kritische Zustände zu verhindern, sind SyPS reaktiv und wirken im Notfall. Beide sind integrale Bausteine eines abgestuften Sicherheitskonzepts zur Gewährleistung der Netzstabilität im europäischen Verbundnetz.

5.1.2 Frequenzstabilitätsschutz

Zur Frequenzhaltung im Übertragungsnetz ist der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Systembetrieb zu einer jederzeit ausreichenden Vorhaltung von Primärregel-, Sekundärregel- und Tertiärregeleistung verpflichtet.

Bei Störungen, die über das (n-1)-Kriterium hinausgehen, kann die Frequenz- und Spannungsstabilität des Übertragungsnetzes aufgrund von Abweichungen in der Wirk- und/oder Blindleistungsbilanz stark beeinträchtigt werden und zu Netzauftrennungen sowie zu örtlichen Versorgungsunterbrechungen führen.

Der Übertragungsnetzbetreiber hat deshalb gegenüber der ENTSO-E die Pflicht, bei Gefahr für die Systemsicherheit einzugreifen. Die Übertragungsnetzbetreiber nutzen dazu folgende Werkzeuge:

Primärregelung (PR):

Tabelle 23: Aspekte der Primärregelung

Aspekt	Beschreibung
Aktivierung	Automatische Aktivierung innerhalb von 0–30 Sekunden bei Frequenzabweichungen.
Funktion	Präqualifizierte Kraftwerke müssen proportional zur Frequenzabweichung reagieren.
Organisation	Symmetrische Vorhaltung (±) über wöchentliche Ausschreibungen.
Vergütung	Leistungsbasierte Vergütung für die Bereithaltung der Regelleistung.
Wirkdauer	Bis zu 15 Minuten; stabilisiert die Netzfrequenz.
Kraftwerkstypen	Konventionelle Kraftwerke (Kohle, Gas), Kernkraftwerke, Wasserkraftwerke sowie zunehmend Batteriespeicher aufgrund ihrer schnellen Reaktionszeit.

Sekundärregelung (SR):

Tabelle 24: Aspekte der Sekundärregelung

Aspekt	Beschreibung
Aktivierung	Beginn nach 30 Sekunden, vollständige Bereitstellung nach ca. 5 Minuten.
Funktion	Löst die Primärregelleistung (PRL) ab und korrigiert das Regelzonensaldo.
Organisation	Zentrale Steuerung über Leistungs-Frequenz-Regler; Ausschreibung in 4-Stunden-Blöcken mit getrennten Produkten für positive und negative Leistung.
Vergütung	Vergütung für Leistung (Bereitstellung) und Arbeit (tatsächlicher Abruf).
Wirkdauer	Bis zu 15 Minuten.
Kraftwerkstypen	Flexible Gaskraftwerke, Pumpspeicher-, Laufwasser-, Biomassekraftwerke, industrielle Lasten.

Tertiärregelung (TR):

Tabelle 25: Aspekte der Tertiärregelung

Aspekt	Beschreibung
Aktivierung	Manuelle Aktivierung nach etwa 15 Minuten, einsetzbar für mehrere Stunden.
Funktion	Entlastet die Sekundärregelleistung (SRL) und dient der wirtschaftlichen Optimierung.
Organisation	Tägliche Ausschreibung in 4-Stunden-Blöcken; Abruf nach Merit-Order-Prinzip (kostengünstigste Angebote zuerst).
Vergütung	Vergütung für Leistung und Arbeit.
Wirkdauer	Mehrere Stunden.

Kraftwerkstypen	Gas-, Kohle-, Biomasse-, Pumpspeicherkraftwerke, Notstromaggregate, große industrielle Verbraucher (Lastabwurf).

Anmerkung: Die konkrete Umsetzung (Ausschreibungsverfahren, Produktzeitscheiben, Präqualifikations-anforderungen, Vergütungsmodelle) variiert je nach Land innerhalb des europäischen Verbundnetzes.

Sind die vorgestellten Regelleistungen nicht in der Lage, die Netzfrequenz zu stabilisieren, weil das Leistungsdefizit nicht ausgeglichen werden kann, setzt eine gezielte automatische Lastanpassung durch teilweisen Lastabwurf im Netz ein. Damit soll ein weiteres Absinken der Netzfrequenz und damit ein Wiederherstellen des Leistungsgleichgewichtes erreicht werden.

Bei umfangreichen Störungen müssen daher auch in Verteilernetzen Maßnahmen greifen, die den Umfang der Auswirkungen begrenzen.

Zur Vermeidung von Netzzusammenbrüchen bei Großstörungen wurde ein Stufenplan zum frequenzabhängigen Lastabwurf entwickelt. Die jeweils aktuellen Frequenzstufen und zugehörigen Netzlasten sind in den gültigen Richtlinien des europäischen Verbundnetzbetriebs festgelegt.

Beim frequenzabhängigen Lastabwurf sollten sich in den auszulösenden Netzgebieten möglichst wenige Erzeugungsanlagen befinden. Nähere Informationen zu den notwendigen Maßnahmen bei Frequenzabweichungen und Umsetzung sind in den einzeln Länderspezifischen UFLS-Umsetzungsdokumente beschrieben (z. B. in VDE-AR-N 4142 [28], TOR Systemschutzplan [33]., UFLS-Branchenempfehlung-CH [29]) zu finden.

Bei vollständiger Ausschöpfung der Regelleistung werden Erzeugungsanlagen zwangsweise abgeregelt, auch jene, die nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen. Parallel dazu werden Systemschutzmaßnahmen wie die automatische Zuschaltung von Großverbrauchern, Notfalltrennung von Netzgebieten und Aktivierung zusätzlicher Verbraucher eingeleitet, um die Netzfrequenz zu stabilisieren.

Beim Einsatz der Frequenzschutzfunktion ist darauf zu achten, dass die Auslösezeit des Frequenzschutzrelais die geforderten Lastabwurf-Auslösezeiten nicht überschreitet.

5.2 Schutz von Erzeugungsanlagen

Bei Schutzeinrichtungen für Erzeugungsanlagen muss unterschieden werden zwischen den Schutzaufgaben, die rein für den Schutz der Erzeugungsanlage zuständig sind (Generatorschutz), und Schutzaufgaben, die für den Parallelbetrieb mit dem Netz eines Netzbetreibers notwendig sind und die damit auch den Netzbetreiber betreffen.

Für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen sind unter anderem folgende Richtlinien zu beachten:

- Deutschland: VDE-AR-N 4100/ 4105/ 4110/ 4120/ 4130 mit Berücksichtigung der TAB des jeweiligen Netzbetreibers. [34]
- Österreich: TOR Stromerzeugungsanlagen, TOR Verteilernetzanschluss und TOR Netze und Lasten [26]
- Schweiz: VSE-Branchenempfehlung „Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Mittel- und Hochspannungsnetz“ [35] mit Berücksichtigung der TAB des jeweiligen Netzbetreibers.

5.3 Schutz von Kundenanlagen ohne Erzeugungsanlagen

5.3.1 Höchstspannung

Der Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz erfolgt über eigene Kundenanschlussfelder in Schaltanlagen des ÜNB. Hierbei sind die Anforderungen an die Schutzeinrichtungen für das Übertragungsnetz vollumfänglich zu erfüllen. Die Festlegung der Schnittstellen, die Absprache der Schutzkonzepte und die Schutzkoordination erfolgen zwischen dem Kunden und dem Netzbetreiber projektspezifisch. Weitere Informationen können den entsprechenden Anschlussregeln entnommen werden.

5.3.2 Hochspannung

Der Anschluss von Kundenanlagen an das Hoch spannungsnetz erfolgt durch Stichanschluss oder Einschleifung an vorhandene Netzleitungen oder eigene Kundenanschlussfelder in Schaltanlagen. Hierbei sind die Anforderungen an die Schutzeinrichtungen dieselben, die für Leitungs- bzw. Transformatorabgänge gelten. Die Festlegung der Schnittstellen und die Schutzkoordination erfolgen zwischen dem Kunden und dem Verteilnetzbetreiber projektspezifisch.

5.3.3 Übergabestationen am Mittelspannungsnetz

Im Mittelspannungsnetz erfolgt der Anschluss einer Kundenanlage in der Regel in einer Übergabestation. In der Übergabestation befindet sich oft auch die Eigentumsgrenze zwischen den Anlagenteilen des Netzbetreibers und den Anlagenteilen des Kunden.

Die genauen Ausführungen der Varianten von Übergabestationen und der Übergabeschutzeinrichtungen sind den länderspezifischen Vorgabedokumenten zu entnehmen. Zusätzlich haben die Verteilnetzbetreiber ergänzende Bedingungen, welche für den Netzanschluss zu beachten sind.

6 Schutzeinstellungen

6.1 Anregung

Mit der Anregung von Schutzeinrichtungen muss ein Kurzschluss im Netz erkannt und eindeutig vom normalen Betriebsfall unterschieden werden. Sie startet den Ablauf der einzelnen Funktionen im Schutzrelais. Von besonderer Bedeutung ist die Anregung beim Zeitstaffelschutz - UMZ- und Distanzschutz - der die Fehlerortselektivität durch Zeitstaffelung erzielt. Mit der Anregung werden beim Distanzschutz die für den jeweiligen Fehlerfall gültigen Messgrößen für die Bestimmung von Richtung und Distanz ausgewählt. Bei fehlender Freigabe durch die Richtungs- und/oder Distanzmessung führt sie noch eine Auslösung in ungerichteter oder gerichteter Endzeit herbei.

Schutzeinrichtungen werden üblicherweise als Kurzschlussschutz eingestellt. Die Anregung muss die nachstehend geforderten Eigenschaften aufweisen:

- Sie muss verlässlich bei allen Kurzschlüssen sowohl im eigenen Selektionsabschnitt als auch in den Selektionsabschnitten, für die dieser Schutz Reserveschutzaufgaben wahrnimmt, erfolgen.
- Sie muss sicher sein gegen Überfunktion im ungestörten Betrieb und darf auch bei hoher Betriebslast und Schalthandlungen nicht ansprechen.
- Sie muss leiterselektiv arbeiten, um eine konforme Messgrößenauswahl für die Richtungs- und Distanzmessung zu treffen. Bedarfsweise steuert sie den Ablauf der einpoligen AWE durch Bereitstellung von leiterselektiven Signalen.

In den nachfolgenden Abschnitten 6.1.1.1 bis 6.1.1.4 werden die Begriffe näher erläutert und Empfehlungen für den praktischen Einsatz gegeben.

In Abschnitt 6.1.1.6 ist ein einfaches Beispiel für die Ermittlung der Einstellwerte für die Schutzanregung aufgeführt. Bei den in den folgenden Abschnitten beschriebenen Einstellempfehlungen wird davon ausgegangen, dass die Strom- und Spannungswandlerübersetzungen an den Bemessungsstrom der Betriebsmittel bzw. die Bemessungsspannung des Netzes angepasst sind.

6.1.1 Anregearten

Es gibt mehrere Anregearten, die gleichberechtigt nebeneinander wirken können.

Die Wahl der Anregemethode ist bestimmt durch den jeweiligen Einsatzfall, d.h. die Netzgestaltung, die Sternpunktbehandlung des Netzes, die Kurzschlussleistung und die angewandte Technologie der Schutzeinrichtungen.

Es wird empfohlen, die für ein Netz ausgewählte Anregecharakteristik möglichst konsequent beizubehalten. Bei einem gemischten Einsatz verschiedener Anregecharakteristiken in einem Netz ist zu überprüfen, ob sich dadurch keine unerwünschten Überschneidungen der Kennlinien für den Betriebs- bzw. Störungsfall ergeben.

In den nachfolgenden Abschnitten sind die am meisten verbreiteten Anregearten beschrieben. Ausgehend von der einfachen Überstromanregung in Abschnitt 6.1.1.1 verfügen die spannungsabhängigen Anregungen über verbesserte Eigenschaften für die Erkennung eines Netzfehlers. Mit Anregesystemen, die eine spannungs- und winkelabhängige Charakteristik besitzen, können schwierigere Anregebedingungen erfüllt werden.

6.1.1.1 Überstromanregung

Das Auftreten eines Überstroms reicht als einfachstes Kriterium zur Kurzschlusserkennung überall dort aus, wo genügend hohe Kurzschlussströme, d. h. hohe Kurzschlussleistung und kurze Leitungen vorhanden sind. Die Überstromanregung ist die am häufigsten anzutreffende Anregeart.

I > Stufe:

In der Regel ist mindestens je eine Anregemessung für die 3 Außenleiter vorhanden. Die Leiterstromanregung wird auf einen Wert eingestellt, der deutlich über dem maximalen Betriebsstrom liegt. Bei Einsatz eines UMZ-Schutzes mit entsprechendem Schutzkonzept wird diese Stromstufe für den zeitgestaffelten Schutz genutzt. Die weiteren Einstellgrenzen zur Stromstufe werden im Abschnitt 6.1.1.4 und folgende beschrieben.

I >> Stufe:

Beim UMZ-Schutz kann mit einer in Schnellzeit auslösenden $I >>$ Stufe (Hochstromstufe) die Staffelzeit der $I >$ Stufe umgangen werden. Voraussetzung ist jedoch, dass die Fehlerortselektivität nicht durch Zeitverzögerung, sondern durch die Höhe der $I >>$ Einstellung erreicht werden kann. Der Einstellwert $I >>$ muss mit deutlichem Abstand oberhalb des maximalen Kurzschlussstromes des Schutzbereichs der $I >$ Stufe liegen.

Ie > Stufe:

Die Erdstromanregung wird bevorzugt unterhalb der Leiterstromanregung eingestellt. Gängige Einstellwerte der Erdstromanregung sind z. B. bei Holmgreenschaltung oder relaisinterner Berechnung (0,1 - 0,8) $I >$.

In NOSPE-Netzen wird diese Anregestufe zum Teil auch für die Erkennung einpoliger Fehler genutzt, hierzu weitere Ausführungen in Abschnitt 6.1.1.2

Bei aktivierten spannungsabhängigen Anregesystemen ist die Erdstromanregung üblicherweise gleich dem Fußpunktstrom einzustellen (siehe Abschnitt 6.1.1.3).

6.1.1.2 Grenzen der Überstromanregung

In vermaschten Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung reicht oft das Kriterium Überstrom allein nicht für die leiterselektive Erkennung eines Fehlers aus, da hier auch die vom Fehler nicht betroffenen Leiter Kurzschlussstrom führen.

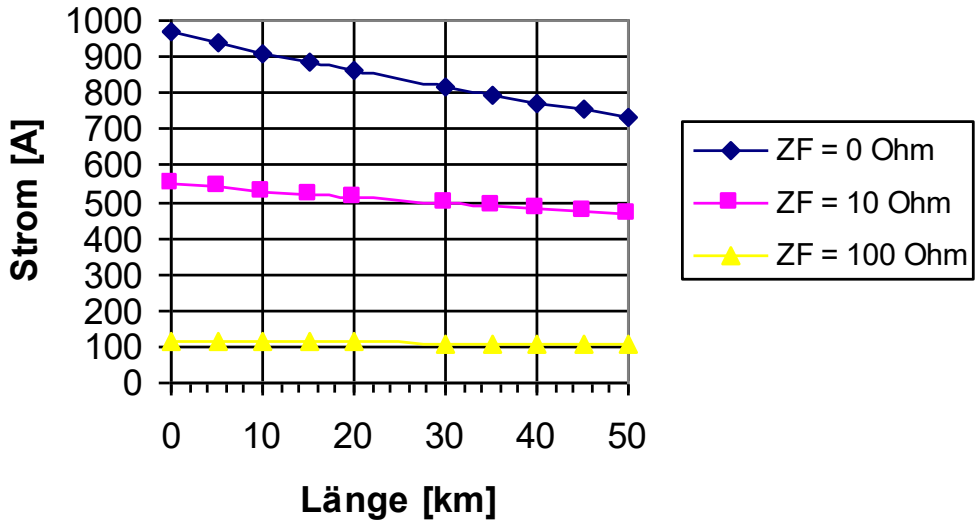


Bild 95: Beispiel für die Reichweite einpoliger Fehler mit unterschiedlicher Fehlerimpedanz (20kV; 40 MVA Trafo; 1000A Widerstand; 150mm² VPE Aluminium)

In NOSPE-Netzen kann es auf Grund der Leitungslängen dazu kommen, dass einpolige Fehler durch die Leiterstromanregung nicht mehr erkannt werden können, aber durch den lastunabhängigen Nullstromeingang erkannt wird (siehe Bild 97). In diesem Fall ist die IE> Stufe entsprechend den Anregebedingungen des einpoligen Fehlers einzustellen.

Für die leiterselektive Erkennung von Fehlern in Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung oder in Netzen mit schwierigen Anregebedingungen – geringe Kurzschlussströme und hohe Kurzschlussspannungen – stehen die in den nachfolgenden Abschnitten beschriebenen spannungsabhängigen Anregearten zur Verfügung.

6.1.1.2.1 *U*-*I*-Anregung

Die *U*-*I*-Anregung wird zusätzlich zur Überstromanregung dann erforderlich, wenn beim minimalen Kurzschlussstrom die Anregebedingung für die Überstromanregung nicht erfüllt ist oder ein Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung vorliegt.

Im gelöschten Netz darf bei einem Erdschluss, der durch eine getrennte Erdschlusserfassung erkannt wird, keine Leiteranregung erfolgen. Es müssen hier die Spannungsmesskreise stets an der verketteten Spannung liegen. Nur bei einem Doppelerdschluss werden sie von der Erdstromanregung gegen Erde geschaltet.

Der Fußpunktstrom I_F bildet die Anregegrenze. Eine Darstellung der Kennlinie im Impedanzdiagramm ist nicht üblich, kann aber zum Vergleich der Anregereichweite sinnvoll sein.

U-*I*-Anregungen reagieren auf Spannungsabsenkungen. Um eine Fehlanregung während des Betriebes mit Auslösung in Endzeit zu vermeiden, ist bei der Festlegung der Einstellwerte die Bandbreite der möglichen betrieblichen Spannungsabsenkung voll zu berücksichtigen. In den Übertragungs- und Verteilnetzen muss mit einer abgesenkten Betriebsspannung in Höhe von 80 % bis 85 % der Nennspannung des Netzes gerechnet werden (im Übertragungsnetz bezogen auf 400 kV).

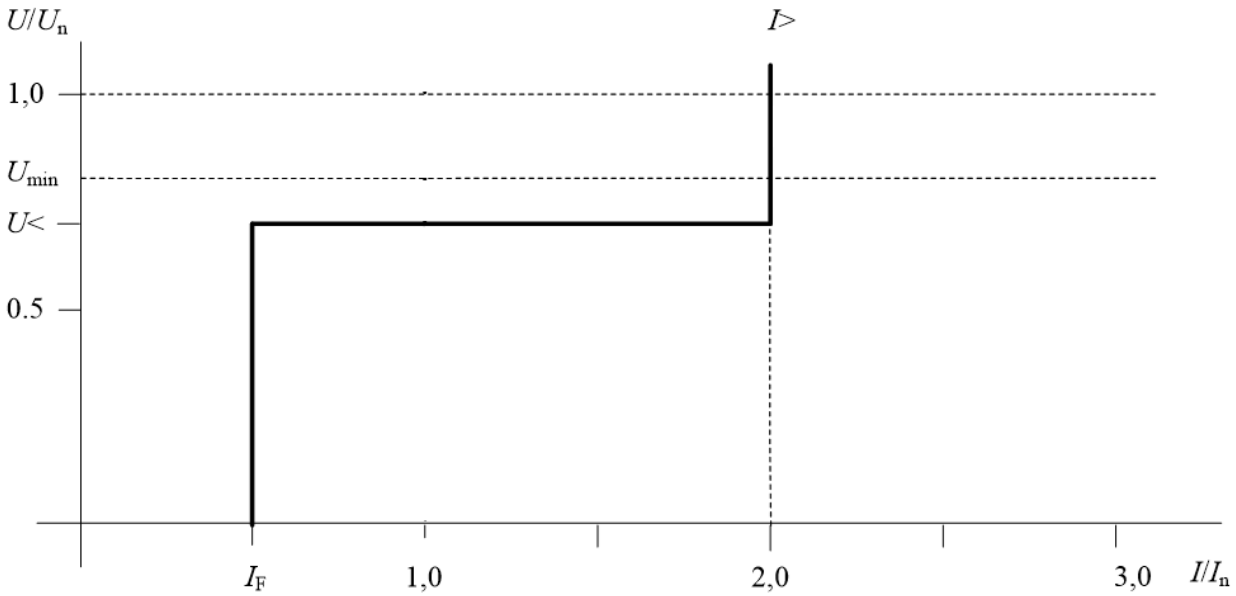


Bild 96: U-I-Diagramm der spannungsgesteuerten Stromanregung mit und ohne Winkelabhängigkeit

Die in Bild 96 dargestellte U-I-Anregung ist eine spannungsgesteuerte Stromanregung, welche beim Unterschreiten einer Ansprechschwelle auf einen empfindlicheren Stromanregewert umschaltet. Die Anregung wird dadurch hochempfindlich, da die Fußpunktanregung auf einen sehr niedrigen Wert, z. B. auf 0,5 I_n eingestellt werden kann.

Betriebliche Spannungsabsenkungen haben bis herab zum Ansprechwert der Unterspannungsanregung keinen Einfluss auf die Empfindlichkeit der Anregung. Es wird empfohlen, die Unterspannungsanregung auf einen Spannungswert einzustellen, der nicht oberhalb der minimalen möglichen Betriebsspannung unter Berücksichtigung des Rückfallverhältnisses der Anregung und der Messgenauigkeit liegt.

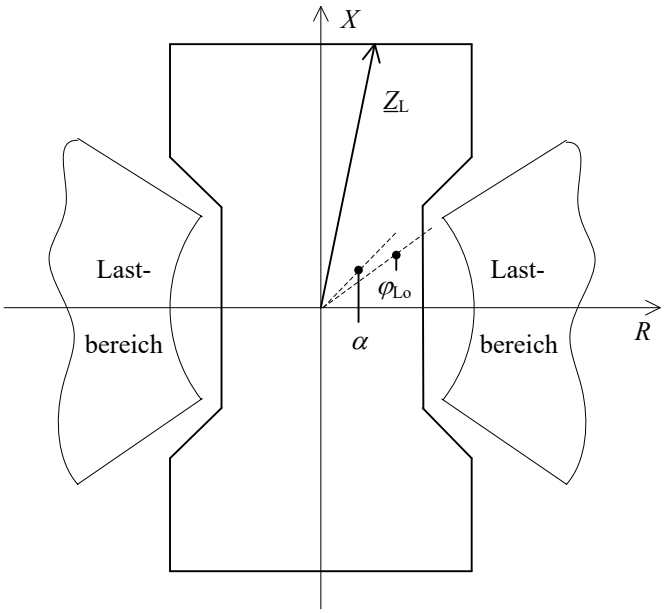
Empfohlener Einstellwert der Unterspannungsanregung *U*<: 70 % bis 75 % der Nennspannung des Netzes.

Liegen besonders schwierige Anregebedingungen für den Reserveschutz vor (kleiner Kurzschlussstrom bei geringem Spannungseinbruch), so kann der Anregewert *U*< auf ca. 80 % der Nennspannung erhöht, werden, wenn die Netzspannung während des störungsfreien Betriebes > 90 % ist.

6.1.1.2.2 Impedanzanregung

Die Impedanzanregung findet unter anderem dann Verwendung, wenn man Fehler innerhalb einer bestimmten Reichweite erfassen will. Im Gegensatz zu anderen Anregungen hat hier die Vorimpedanz der Kurzschlussschleife keinen Einfluss auf die Reichweite.

Das Anregepolygon in Bild 97 ist typisch, fabrikatabhängig sind davon in der Praxis geringfügig abweichende Charakteristiken anzutreffen.



Impedanzberechnung der Schleifen L-L:

$$\underline{Z}_{L\text{-}L} = \frac{\underline{U}_{LL}}{2 \times \underline{I}_L}$$

α = Anregewinkel
φ_{Lo} = Lastwinkel

Impedanzberechnung der Schleifen L-E:

$$\underline{Z}_{L\text{-}E} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L - \underline{k}_E \times \underline{I}_E}$$

Bild 97: Impedanzanregung mit Ausgrenzung des Lastbereichs

Anmerkung: Bei den theoretischen Betrachtungen ist festgelegt, dass die Ströme in allen Leitern in Richtung Fehlerstelle positiv gezählt werden wie in [4] beschrieben und definiert.

Das Anregepolygon ist so einzustellen, dass einerseits eine große Reichweite für Kurzschlüsse erzielt (Reaktanz), andererseits der Lastbereich klar ausgegrenzt wird (Resistanz). Eine ausreichende Lichtbogenreserve in *R*-Richtung muss sichergestellt sein. Des Weiteren sind bei der Einstellung der Reaktanz ggf. hohe Blindleistungstransporte zu berücksichtigen, um Fehlanregungen zu vermeiden. Weiterführende Informationen sind in den Abschnitten 8.2 und 8.3 beschrieben.

Erfolgt die Impedanzberechnung für Leiter-Erd-Fehler in einem Netz mit niederohmig geerdetem Sternpunkt nach der in Bild 97 gezeigten Formel, besteht die Gefahr einer Fehlanregung in einem fehlerfremden Leiter.

Eine Fehlanregung kann ausgeschlossen werden:

- Wenn spezielle Vorkehrungen in der Software der Schutzeinrichtung getroffen sind (z. B. Vergleich der Schleifenimpedanzen usw.)
- Durch ersatzweise Berechnung der Schleifenimpedanz nach der Formel

$$\left|\underline{Z}_{L-E}\right| = \left|\frac{\underline{U}_{L-E}}{2 \cdot \underline{I}_L}\right| \qquad (6\text{-}1)$$

Ist durch Vorkehrungen in der Software sichergestellt, dass in Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung keine Fehlanregungen in einem kurzschlussfremden Leiter auftreten, ist „rückwärts“ (Energiefluss von der Leitung zur Sammelschiene) keine kürzere Reichweiteneinstellung als „vorwärts“ erforderlich. Dadurch bleibt die Empfindlichkeit der Anregung für die Aufgabe des fernen Reserveschutzes auch in „Rückwärtsrichtung“ voll erhalten.

6.1.1.3 Kriterien zur Freigabe der Leiter-Erd-Messung

Zur Erkennung von Erdfehlern und damit Freigabe der Leiter-Erde-Schleifen für die Messung sind folgende Kriterien üblich:

- $IE >$
- $I_E>$ ODER $U_{NE}>$
- $I_E>$ UND $U_{NE}>$

Dabei bezeichnen „ODER“ und „UND“ logische Verknüpfungen.

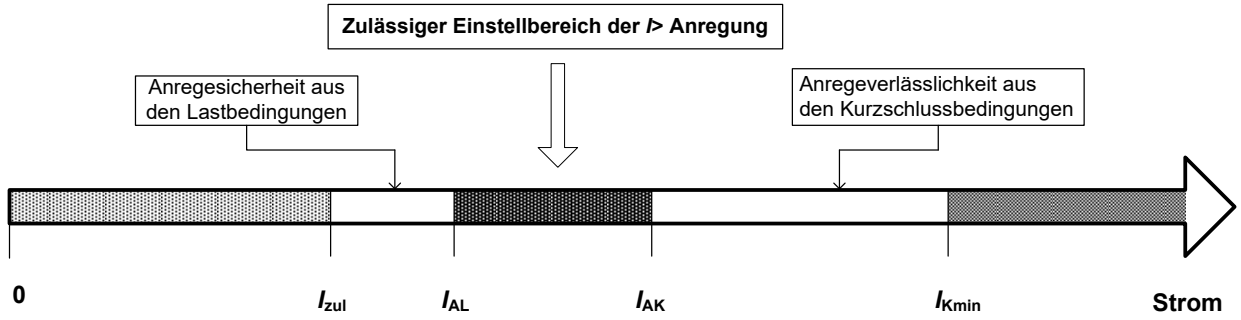
In niederohmig geerdeten Netzen erfolgt in der Regel die Erkennung von Erdfehlern auf Basis von „$I_E>$“ bzw. „$I_E>$ ODER $U_{NE}>$“. An Transformatoren, deren Sternpunkt nicht geerdet ist, ist die Einstellung „$I_E>$ ODER $U_{NE}>$“ zwingend erforderlich.

In isolierten und gelöschten Netzen erfolgt die Freigabe der Leiter-Erde-Schleifen grundsätzlich nur mit „$I_E>$“ bzw. „$I_E>$ UND $U_{NE}>$“.

6.1.1.4 Anregeverlässlichkeit

In Anlehnung an die internationale Norm IEC 60050-448 [36] werden die Begriffe Zuverlässigkeit (IEV 448-12-04), Verlässlichkeit (IEV 448-12-06) und Sicherheit (IEV 448-12-05) sinngemäß auch für Anregesysteme von Schutzeinrichtungen angewendet.

Die Zuverlässigkeit der Schutzanregung beschreibt sowohl die Eigenschaft, bei Kurzschlüssen auf den zu schützenden Selektionsabschnitten verlässlich anzuregen (Anregeverlässlichkeit), als auch sicher gegen Falschanregungen im störungsfreien Betrieb zu sein (Anregesicherheit). Die in Abschnitt 6.1.1.1 empfohlenen Einstellwerte beziehen sich stets auf die einfache Überstromanregung (siehe Bild 98).



I_{zul} Zulässige Dauerbelastbarkeit der zu schützenden Betriebsmittel

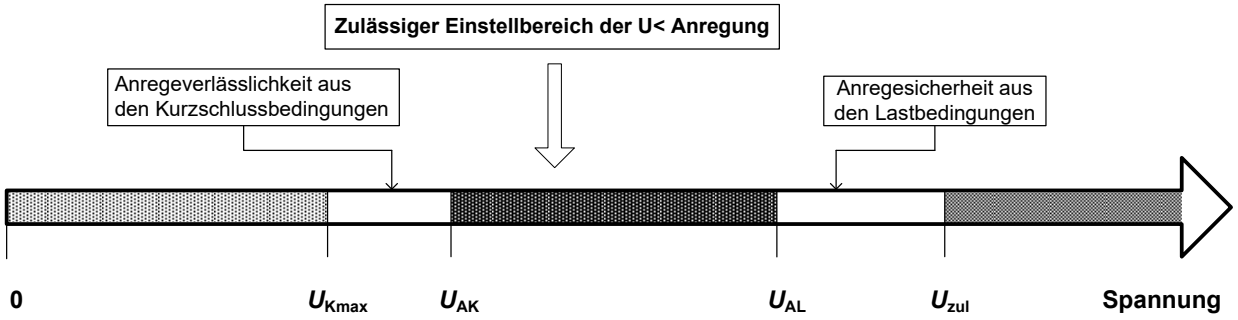
I_{AL} Zulässiger Ansprechstrom aus Lastbedingungen

I_{AK} Ansprechstrom aus den Kurzschlussbedingungen

I_{Kmin} Minimaler Kurzschlussstrom

Bild 98: Zulässiger Einstellbereich der Überstromanregung

Bei spannungsabhängigen Anregesystemen ist analog den beschriebenen Verfahren vorzugehen (siehe Bild 99) und der auf den jeweiligen Spannungs- und ggf. Winkelbetrag bezogene Stromanregewert zugrunde zu legen.



U_{zul}	Minimal zulässige Betriebsspannung
U_{AL}	Zulässige Ansprechspannung aus Lastbedingungen
U_{AK}	Ansprechspannung aus den Kurzschlussbedingungen
U_{Kmax}	Maximale Kurzschlussspannung

Bild 99: Zulässiger Einstellbereich der Spannungsanregung

In den beiden folgenden Abschnitten werden Anhaltspunkte für die Einstellung der Anregung gegeben, die zur Erfüllung der Eigenschaften Anregeverlässlichkeit und Anregesicherheit empfohlen werden. Da beide letztgenannten Eigenschaften sich gegensätzlich beeinflussen, ist die optimale Einstellung der Schutzanregung stets ein Kompromiss zwischen Anregeverlässlichkeit und Anregesicherheit.

Bei besonders schwierigen Anregebedingungen kann es ggf. zur Sicherstellung der Schutzanregung notwendig werden, die maximale Belastbarkeit des Betriebsmittels nicht nutzen zu können. In stark vermaschten Netzen, bei denen sich im Reserveschutzfall der Kurzschlussstrom auf mehrere Abzweige aufteilt, kann es genügen, wenn die Anregebedingungen für den stromstärksten Abzweig erfüllt sind und nach dessen Auslösung die restlichen Abzweige kaskadenartig anregen und auslösen. Zusätzliche Grenzen können sich aus der thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel und der zulässigen Fehlerklärungszeit ergeben.

Fehlersimulationsprogramme erleichtern die Kontrolle des Schutzverhaltens in schwierigen Grenzfällen.

6.1.1.4.1 Anregesicherheit im Lastbereich

Die Anregung muss den Lastbereich vom Kurzschlussbereich eindeutig unterscheiden können und nach einem Kurzschluss auf einem benachbarten Selektionsabschnitt sicher zurückfallen. Beim Ausfall eines Systems einer Doppelleitung, einer Leitung in einem vermascht betriebenen Netz oder eines Transformators, müssen die nicht gestörten Betriebsmittel für eine bestimmte Zeitdauer eine höhere Last übernehmen können, ohne dass eine Auslösung in gerichteter oder ungerichteter Endzeit stattfindet. Transiente Überströme, die vor Ablauf der Auslösezeit abgeklungen sind, müssen in der Regel bei der Schutzanregung nicht berücksichtigt werden.

Der kleinste zulässige Ansprechwert der Schutzeinrichtung (= maximale Laststrom) kann wie folgt aus den Lastbedingungen ermittelt werden:

$$I_{AL} = \frac{I_{zul} \cdot f_{ÜL} \cdot f_{transient}}{f_M \cdot R_V \cdot f_S} \quad mit \quad f_M \approx 1 - (F_I + F_{SE}) \tag{6-2}$$

Dabei ist

I_{AL} zulässiger Ansprechstrom aus Lastbedingungen
(bezogen auf die minimale Betriebsspannung U_{min} bei spannungsabhängigen Anregungen und den maximal zulässigen Lastwinkel $\varphi_{Lo\ max}$ (> 30°) bei winkelabhängigen Anregungen);

I_{zul} die zulässige Dauerbelastbarkeit der zu schützende Betriebsmittel;

$f_{ÜL}$ der Überlastfaktor (maximaler Betriebsstrom im gestörten Netzbetrieb bezogen auf die zulässige Dauerbelastbarkeit der zu schützende Betriebsmittel, z. B. Leitungen, Transformator, Wandler, Schaltgeräte);

$f_{transient}$ der Faktor, welcher transiente Übergänge berücksichtigt, wie Anlaufströme von Motoren (nur erforderlich, wenn sie über die Endzeiten der Schutzrelais andauern – falls nicht ist der Wert 1 anzusetzen);

f_M der maximale Messfehler der Schutzeinrichtung einschließlich der Messwandler (üblicher Wert: 0,9);

R_V das Rückfallverhältnis der Schutzanregung (üblicher Wert: 0,95)

f_S Sicherheitsfaktor (üblicher Wert: 0,9)

F_I Strommessabweichung des Stromwandlers bei primärer Bemessungsstromstärke (z. B. Stromwandler 5P hat bei Nennstrom einen Messfehler von 1 %)

F_{SE} Ansprechstromabweichung der Schutzeinrichtung laut Herstellerangabe (z. B. digitale Schutzrelais 5 %)

Dieser kleinste zulässige Ansprechwert garantiert, dass ein Ansprechen der Schutzeinrichtungen nicht durch Betriebsströme erfolgen kann.

In der Praxis hat sich die Einführung eines pauschalen Anregesicherheitsfaktors f_{AS} bewährt, um bei der Vielzahl der Schutzeinrichtungen in einem Unternehmen nicht ständig den Ansprechwert aus den Lastbedingungen ermitteln zu müssen. Dieser Faktor enthält alle zu berücksichtigen Faktoren.

$$f_{AS} = \frac{f_{ÜL} \cdot f_{transient}}{f_M \cdot R_V \cdot f_S} \tag{6-3}$$

Damit gilt für die praktische Anwendung:

$$I_{AL} = f_{AS} \cdot I_{zul} \tag{6-4}$$

Aus Tabelle 26 kann beispielhaft die Größe des Anregesicherheitsfaktors für unterschiedliche Netzbedingungen in Abhängigkeit des Überlastfaktors und des unterschiedlichen Rückfallverhältnisses der Schutzeinrichtungen entnommen werden.

Tabelle 26: Erforderliche Anregesicherheit f_{AS} für verschiedene Anwendungsvarianten

Anwendungsbeispiel	Einfachleitung, Schutz	Doppelleitung, Schutz
Anregesicherheitsfaktor f_{AS} soll	≥ 1,4	≥ 1,7
Überlastfaktor $f_{ÜL}$	1,25	1,5
Rückfallverhältnis Anregung R_V	0,95	0,95
Transientenfaktor $f_{transient}$	1	1

Bei spannungsabhängigen Anregungen sind ferner der Rückfallwert der Spannungsanregung und ein Sicherheitsabstand für die Messungenauigkeit der Spannung getrennt zu berücksichtigen. Dies erfordert

einen Sicherheitsabstand der Spannungseinstellung von ca. 10 % von der kleinsten zulässigen Betriebsspannung. Ist z. B. mit einem U_{min} von 85 % der Bemessungsspannung zu rechnen, sollte der Anregewert für die Spannung ≤ 75 % sein.

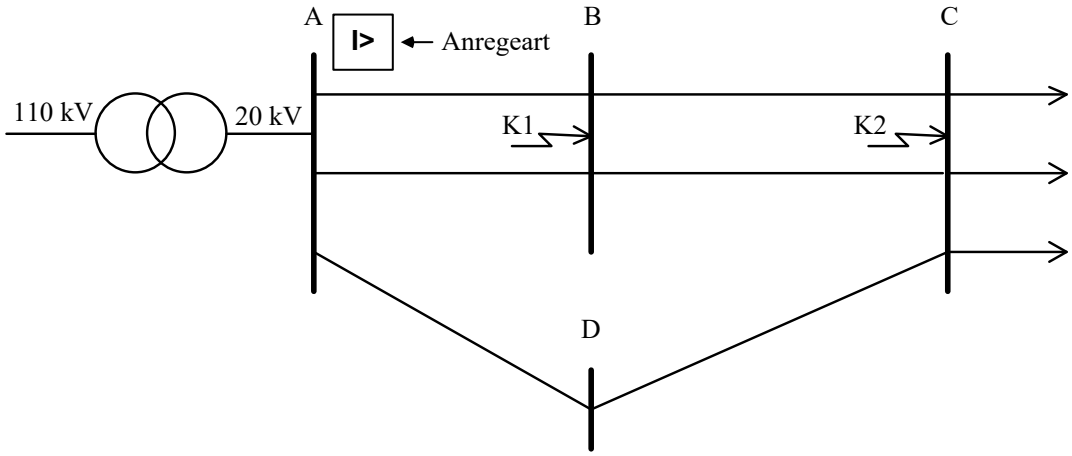
Bei winkelabhängiger Anregecharakteristik ist der Lastbereich vom Kurzschlussbereich durch die Winkeleinstellung abgegrenzt. Es wird empfohlen, einen maximalen Lastwinkel $\varphi_{\mathrm{Lo\,max}}$ von mindestens 30° zu berücksichtigen und die Winkelanregung nicht unter 35° einzustellen. Sind größere Blindleistungsflüsse zu erwarten, ist der Anregewinkel ggf. auf bis zu 50° anzuheben.

In Mittelspannungsnetzen liegen der Last- und der Kurzschlusswinkel oft nahe beieinander. Daher lässt sich beim Einsatz einer winkelabhängigen Anregecharakteristik oft keine signifikante Verbesserung erzielen.

6.1.1.4.2 Anregeverlässlichkeit bei Kurzschlüssen

Der UMZ- bzw. Distanzschutz muss eine ausreichende Reichweite besitzen, um sowohl bei Kurzschlüssen im eigenen Selektionsabschnitt als auch bei Fehlern im Reserveschutzbereich verlässlich anzuregen.

In Bild 100 wird für den oberen Abzweig in der Station A das Netz für die Betrachtung der Anregeverlässlichkeit für den Haupt- und Reserveschutz dargestellt. Bei der Ermittlung der Ströme ist die Stromaufteilung über parallele Leitungen zu berücksichtigen.



K1: Kurzschluss, bei dem der Schutz in A als Hauptschutz arbeitet

K2: Kurzschluss, bei dem der Schutz in A als Reserveschutz arbeitet

Bild 100: Betrachtung der Anregeverlässlichkeit für den Haupt- und Reserveschutz

Um den minimalen zulässigen Ansprechstrom der Schutzeinrichtung zu ermitteln, wird der Anregeverlässlichkeitsfaktor $f_{\mathrm{AV-I}}$ mit folgender Formel berechnet:

$$f_{\mathrm{AV-I}} = \frac{I_{\mathrm{kmin}}}{I_{\mathrm{AK}}} \qquad (6\text{-}5)$$

Dabei ist

$I_{K,\,min}$ der minimale Kurzschlussstrom bei Fehlern am Ende der Leitung mit der größten Impedanz der betrachteten Selektionsabschnitte (Haupt- bzw. Reserveschutz) bzw. an der Sammelschiene am Gegenende; und

I_{AK} der Ansprechstrom im Kurzschlussfall lt. Anregekennlinie, bezogen auf:

- Die Kurzschlussspannung U_{kmin} bei I_{kmin}; für spannungsabhängige Anregungen;

- Die Kurzschlussspannung U_{kmin} bei $\mathrm{I_{kmin}}$ und zugehörigem Winkel φ_{K} für spannungs- und winkelabhängige Anregungen.

In gelöschten/isolierten Netzen gilt:

$$\mathrm{I_{kmin}} = \mathrm{I_{k2pol}} \tag{6-6}$$

In niederohmig geerdeten Netzen gilt:

$$\mathrm{I_{kmin}} = \mathrm{I_{k1pol}} \tag{6-7}$$

Tabelle 27: Empfohlene Anregeverlässlichkeit f_{AV-I} bei verschiedenen Randbedingungen

	Hauptschutz		Reserveschutz
Anregeverlässlichkeitsfaktor $f_{\mathrm{AV-I}}$ soll	≥ 1,5	≥ 1,8	≥ 1,3
Genauigkeit der Impedanzwerte	± 5 %	± 10 %	± 10 %
Anregemessfehler	± 5 %	± 5 %	± 5 %
Spannungsbeiwert c	1,0	1,0	1,0
Reglerstellung des Transformators	Mittelstellung	Mittelstellung	Mittelstellung
Lichtbogeneinfluss	berücksichtigt	vernachlässigt	vernachlässigt
Anmerkung: Wandlerfehler sind in den angegebenen Werten enthalten			

Für spannungsgesteuerte Stromanregung und Unterspannungs-Anregung ist die Definition eines Anregeverlässlichkeitsfaktors $f_{\mathrm{AV-U}}$ erforderlich.

Tabelle 28: Empfohlene Einflussfaktoren auf die Anregeverlässlichkeit f_{AV-U}

Kennzeichnung	Einflussgröße	Faktor
a	Sicherheitsfaktor	1,02 bis 1,05
b	Anregemessfehler	1,05
c	Spannungswandlerfehler	1,03
d	Genauigkeit der Impedanz	1,05
e	Lichtbogen	1,1

Das Produkt aller Einflussfaktoren ergibt den erforderlichen Anregeverlässlichkeitsfaktor $f_{\mathrm{AV-U}}$

$$f_{\mathrm{AV-U}} = a \cdot b \cdot c \cdot d \cdot e \tag{6-8}$$

Beispiel:

$$f_{\mathrm{AV-U}} = 1{,}05 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}03 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}1 = 1{,}3 \tag{6-9}$$

Für Hochspannungsleitungen mit einer Länge über 100 km und für Höchstspannungsleitungen kann der Einfluss des Lichtbogenwiderstandes vernachlässigt werden. Damit ergibt sich hierfür ein $f_{\mathrm{AV-U}} = 1{,}2$.

Tabelle 29: Empfohlene Anregeverlässlichkeit f_{AV-U} bei verschiedenen Randbedingungen

Anregeverlässlichkeitsfaktor f_{AV-U} soll	1,2	1,3	1,4
Genauigkeit der Impedanzwerte	± 5 %	± 5 %	± 10 %
Anregemessfehler	± 5 %	± 5 %	± 5 %
Spannungswandlerfehler	± 3 %	± 3 %	± 3 %
Spannungsbeiwert c	1,0	1,0	1,0
Lichtbogeneinfluss	vernachlässigbar	≤ 10 %	≥ 10 %

Eine spannungsgesteuerte Stromanregung ist fast nur in Hoch- und Höchstspannungsnetzen im Einsatz.

In der Mittelspannung ist ihre Anwendung stark eingeschränkt, da für umspannwerksferne Fehler die Spannung an der Sammelschiene fast vollständig erhalten bleibt. Die Ursache hierfür ist die kleine Transformatorreaktanz und die große Kurzschlussimpedanz der Mittelspannungsleitungen in Verbindung mit einem kleinen Kurzschlusswinkel.

In Mittelspannungsnetzen mit niederohmiger Sternpunkterdung kann für Leiter-Erde Fehler eine spannungsabhängige Anregung erforderlich sein.

6.1.1.5 Leiterselektive Anregung

Die Anregung muss in der Lage sein, die fehlerbehafteten Leiter richtig zu erkennen, ohne dass eine Anregung in einem fehlerfreien Leiter erfolgt.

Mit einer Leiter-Überstromanregung können in den unterschiedlichsten Netzarten, abgesehen von der begrenzten Reichweite, teilweise nur mehrpolige Fehler richtig erkannt werden.

In einem vermaschten Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung, in dem bei einem einpoligen Erdkurzschluss auch die fehlerfremden Leiter Kurzschlussstrom führen, reicht das Kriterium Leiter-Überstromanregung zur Leiterselektion nicht mehr aus.

Die Leiterselektivität ist jedoch in einem Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung besonders wichtig für:

a) Die Ausführung der leiterselektiven einpoligen AWE (HS- und HöS-Netz)

b) Die richtige Messgrößenauswahl bei einsystemigen Schutzeinrichtungen

Zu a: Bei mehrsystemigen Schutzeinrichtungen kann zwar auch bei einer fehlerfremden Leiteranregung die AWE noch richtig ausgeführt werden, wenn diese durch das leiterselektive AUS-Kommando gesteuert wird, die Anregemeldung ist jedoch falsch und kann das Auffinden der Fehlerstelle an der Leitung erschweren. (gilt nur bei Impedanzanregung)

Zu b: Bei einsystemigen Schutzeinrichtungen werden ggf. bei fehlerfremder Leiteranregung die falschen Messgrößen für die Richtungs- und Distanzmessung herangezogen. Der Schutz misst dadurch eine falsche Impedanz und/oder Energierichtung. Die Auslösung würde meist erst mit gerichteter oder ungerichteter Endzeit erfolgen.

Bei der Einstellung der Überstromanregung sind die v. g. Punkte zu berücksichtigen und die Stromansprechwerte müssen außerdem oberhalb der in den gesunden Leitern fließenden Kurzschlussstromanteile liegen. Dies ist ein weiterer wichtiger Gesichtspunkt für die Verwendung einer spannungsabhängigen Anregung.

Gelöschte und isolierte Netze werden bezüglich der leiterselektiven Anregung in Abschnitt 2.5.1 und 2.5.2 behandelt.

6.1.1.6 Einstellbeispiel

Die Berechnung erfolgt für einen 2-pol. Kurzschluss ohne Erdberührung im gelöschten Netz.

Zur leichteren Überschaubarkeit sind in Bild 101 nur die Schutzeinrichtungen eingetragen, bei denen der Kurzschluss in Auslöserichtung (vorwärts) liegt.

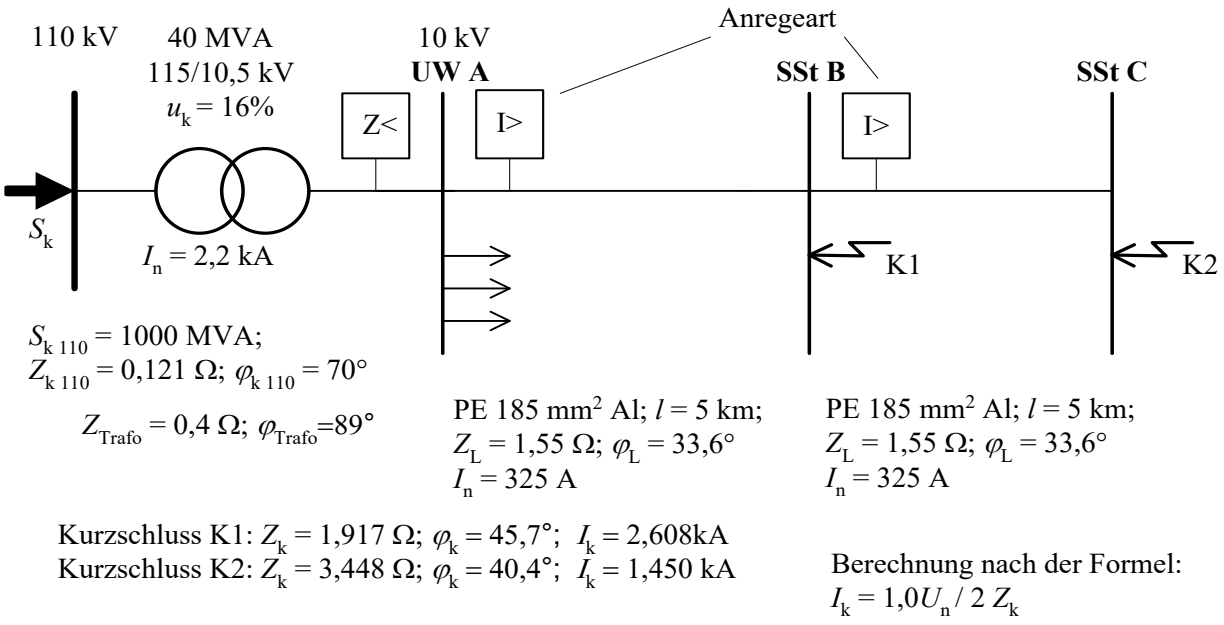


Bild 101: Berechnungsbeispiel für eine 10-kV-Leitung

6.1.1.6.1 Kurzschluss K1

1. Ergebnisse der Kurzschlussrechnung bei Spannungsbeiwert c = 1,0

Schutz in	UW A: Trafofeld ist bei K1 Reserveschutz	UW A: Leitungsfeld ist bei K1 Hauptschutz	SSt B: Leitungsfeld
Kurzschlussstrom I_{kmin} in [kA]	2,608	2,608	---
Kurzschlussspannung U_K in [kV]	8,085	8,085	---
Kurzschlusswinkel φ_K	33,6°	33,6°	---

2. Festlegung der Anregewerte I_{AL} unter Berücksichtigung des Anregesicherheits-Faktors f_{AS}

f_{AS}	1,4	1,4	1,4
$I_{AL} = f_{AS} \cdot I_{zul}$ in [kA]	3,080	0,455	0,455

3. Ermittlung der Anregeverlässlichkeit

f_{AV} soll	1,3	1,8	---
f_{AV} wirksam = I_{kmin} / I_{AK}	0,847 < 1,3	5,732 > 1,8	---

Beurteilung:

Die Überstromanregung im Trafofeld erfüllt die Anforderungen an den Reserveschutz nicht – die Anregeverlässlichkeit liegt nur bei ca. 65 % des geforderten Wertes! Kurzschlussspannung und -winkel sind in diesem Falle keine eindeutigen Kriterien für eine Unterscheidung der Distanzschutzanregung im Trafofeld zwischen Last- und Kurzschlussfall (uk = 80,9 % von Un und φ_k = 33,6°).

Vorschläge zur Abhilfe:

- Im Rahmen der weiteren Netzentwicklung wird zwischen dem Umspannwerk und der Station B eine weitere Station mit Schutzeinrichtungen errichtet.
- Einsatz eines feldbezogenen Reserveschutzes

Für den feldbezogenen Reserveschutz einschließlich Schalterversagerschutz kann nachstehendes Beispiel realisiert werden:

Einsatz eines zusätzlichen Überstromrelais in allen Feldern, für die die Reserveschutzanregung im Transformatorfeld nicht erfüllt ist. Diese UMZ-Relais sind mit einer getrennten Hilfsspannung über einen eigenen Automaten zu versorgen.

Das UMZ-Relais wird oberhalb der Endzeit des Abgangsschutzes eingestellt. Das Aus-Signal wird auf eine Abfrageschleife geschalten und steuert im Trafofeld über den Distanzschutz (Binäreingang) den AUS-Befehl des Leistungsschalters oder den Leistungsschalter direkt.

6.1.1.6.2 Kurzschluss K2

1. Ergebnisse der Kurzschlussrechnung bei Spannungsbeiwert c = 1,0

Schutz in	UW A: Trafofeld ist bei K2 kein Reserveschutz	UW A: Leitungsfeld ist bei K2 Reserveschutz	SST B: Leitungsfeld ist bei K2 Hauptschutz
Kurzschlussstrom I_{kmin} in [kA]	1,450	1,450	1,450
Kurzschlussspannung U_K in [kV]	8,99	8,99	4,495
Kurzschlusswinkel φ_K	33,6°	33,6°	33,6°

2. Ermittlung der Anregeverlässlichkeit

f_{AV} soll	nicht relevant	1,3	1,8
f_{AV} wirksam = I_{kmin} / I_{AK}	nicht relevant	3,96 > 1,3	3,96 > 1,8

Beurteilung:

Die Überstromanregungen in A und B erfüllen die Anregebedingungen für die Haupt- und Reserveschutzfunktion! Es sind hier keine besonderen Maßnahmen erforderlich.

6.2 Leitungsschutz

6.2.1 Staffelplan

In den folgenden Abschnitten wird die Staffelung mit Distanzschutzeinrichtungen beschrieben. Die grundsätzlichen Aussagen (wie z. B. Staffelzeiten, Selektivität) gelten natürlich auch für die Zeitstaffelung von UMZ-Schutzeinrichtungen.

Anmerkungen zur Staffelung mit UMZ-Schutzeinrichtungen:

Mit ungerichteten UMZ-Schutzeinrichtungen werden vorzugsweise einseitig gespeiste Leitungen, Transformatoren und Generatoren geschützt. Alle Schutzeinrichtungen in der gleichen Stichleitung von der Kurzschluss- bis zur Einspeisestelle regen, bei richtiger Berücksichtigung der Anregeverlässlichkeit (Abschnitt 6.1.1.4) und der Anregesicherheit (Abschnitt 6.1.1.4.1), an. Die Fehlerortselektivität wird durch eine einstellbare Zeitverzögerung erreicht. D. h., das von der Einspeisestelle entfernteste Schutzrelais erhält die niedrigste Zeit z. B. Schnellzeit (0,1 s) und alle danach in der Kurzschlussbahn liegenden Schutzrelais werden jeweils zeitlich gestaffelt mit entsprechender Staffelzeit (z. B. 300 ms) höher eingestellt. Dadurch ergibt sich allerdings der Nachteil, dass an der Einspeisestelle die höchste Zeitverzögerung eingestellt werden muss.

Beim Schutz von Leitungen und Transformatoren mit dezentralen Einspeisungen, ist der Einsatz eines ungerichteten UMZ-Schutzes nicht zu favorisieren, da es zu Unselektivitäten auf Grund des fehlenden Richtungskriteriums sowie der nicht gewährleisteten Anregesicherheit der Überstromanregung kommen kann.

Die üblichen Staffelzeiten für Schutzeinrichtungen sind aus Abschnitt 6.2.1.2 zu entnehmen.

Bei zweiseitig gespeisten Leitungen (z. B. Ringleitungen, Parallelleitungen, Netzeinspeisungen) kann man durch gezielten Einsatz von gerichteten und ungerichteten UMZ-Relais Fehlerortselektivität erreichen. Die gerichteten UMZ-Schutzeinrichtungen haben neben den UMZ-Schutzfunktionen noch eine Kurzschlussrichtungserkennung.

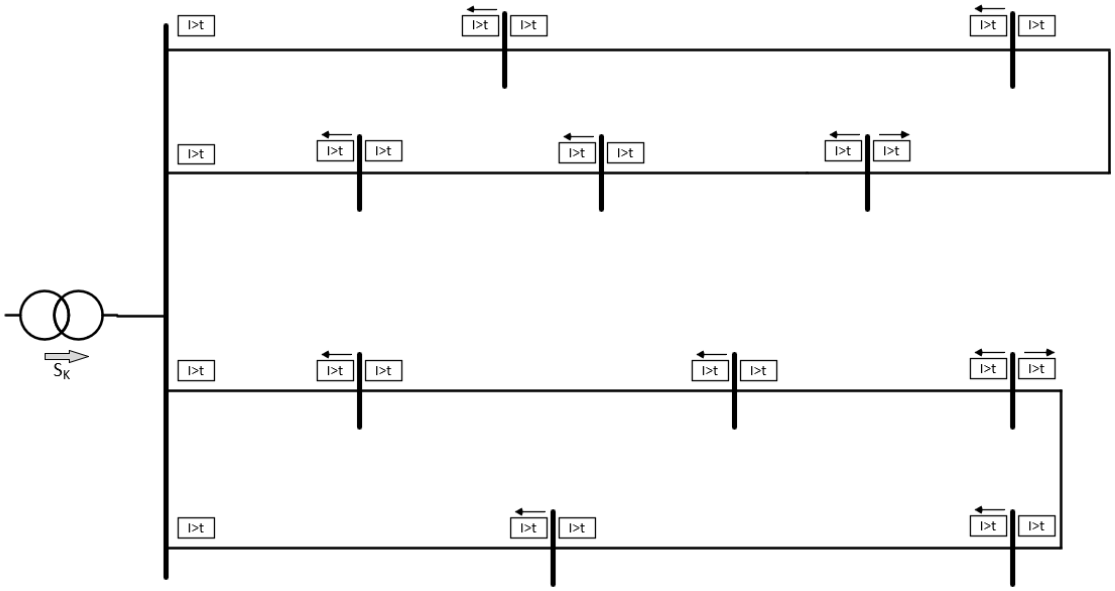


Bild 102: Einsatz von ungerichtetem und gerichtetem UMZ-Schutz in MS-Netzen mit Ringstruktur

Bei der Staffelung wird gedanklich die Leitung (Ring) an einem Ende geöffnet und dort ein Kurzschluss eingebaut. Es werden - von der Kurzschlussstelle beginnend - alle UMZ-Relais gestaffelt, die in den Anlagen in den Abzweigen Richtung Kurzschlussstelle eingebaut sind. Anschließend wird die Leitung am anderen Ende geöffnet, der Kurzschluss dort eingebaut und nach dem gleichen Prinzip gestaffelt. Um Selektivität zu erzielen, muss in jeder Station das UMZ-Relais mit der kleineren Einstellzeit bzw. die UMZ-Relais, welche auf die gleiche Zeit einzustellen sind, als gerichteter UMZ-Schutz ausgeführt werden.

Die ggf. hohen Kommandozeiten an der Einspeisestelle bleiben jedoch.

Zum Thema Staffelung von UMZ-Schutzeinrichtungen sind in den Büchern „Selektivschutz elektrischer Anlagen“ [37] und „Netzschutztechnik“ [38] weitere Details nachzulesen.

6.2.1.1 Grundsätzliches zum Distanzschutz-Staffelplan

Für die Erstellung eines Staffelplans mit Distanzschutzeinrichtungen sind zur Ermittlung der Zonenreichweiten zwei unterschiedliche Verfahren angegeben:

- Zonenreichweiten für Strahlennetze ohne Zwischeneinspeisung
- Zonenreichweiten für Doppelleitungen und für vermaschte Netze mit Zwischeneinspeisung.

Im zweiten Verfahren wird die Verfälschung der vom Schutz gemessenen Fehlerimpedanz durch die Zwischeneinspeisung berücksichtigt. Diese Verfahren sind in den Abschnitten 6.2.1.4 und 6.2.1.5 beschrieben.

Durch die Verfügbarkeit von Schutzeinrichtungen mit einer ausreichenden Anzahl von Auslösezonen bestehen weitere Staffelmöglichkeiten, die in der Praxis Anwendung finden:

- Wenn eine Rückspeisung möglich ist, werden zweckmäßigerweise die Kennlinien in Transformatorabzweigen in zwei Richtungen gestaffelt. Eine Auslöserichtung erfasst Fehler in Richtung Sammelschiene. Die Schutzeinrichtungen der Leitungsabzweige sind dabei zu überstaffeln. Die zweite Auslöserichtung ist bis zur „Mitte des Transformators“ eingestellt.
- Zur Erfassung von Sammelschienenfehlern ist eine zusätzliche Einstellung einer Rückwärtsstufe beim Distanzschutz (ca. 0,3 s) möglich, wenn eine Schnellzeitauslösung aller Leitungsabgänge bei Nahfehlern gegeben ist.
- Bei Mehrbeinleitungen mit Stichanschlüssen wird mit Realisierung einer Rückwärtsstufe die Selektivität bei Sammelschienenfehlern verbessert. Die vom Fehler nicht betroffenen Leitungsenden bleiben nach der Auslösung der Rückwärtsstufe weiter verbunden – die Leitungsabschaltungen werden dadurch auf ein Mindestmaß begrenzt. Zu beachten ist jedoch, dass die zweite Stufe der Distanzschutzeinrichtungen an den anderen Leitungsenden gegenüber der Rückwärtsstufe überstaffelt wird.

Bezogen auf die Schutzeinrichtung ist die Richtung für die folgenden Abschnitten wie folgt definiert:

- Vorwärts entspricht einem Energiefluss von der Sammelschiene zur Leitung (bzw. bei Trafoabzweigen von der Sammelschiene in den Transformator)
- Rückwärts entspricht einem Energiefluss von der Leitung zur Sammelschiene (bzw. bei Transformatorabzweigen vom Transformator zur Sammelschiene)

6.2.1.2 Staffelzeiten

Beim Zeitstaffelschutz wird die Fehlerortselektivität dadurch erreicht, dass die Auslösezeiten der in der Kurzschlussbahn liegenden Schutzeinrichtungen von der Kurzschlussstelle aus ansteigend gestaffelt werden und die der Kurzschlussstelle am nächsten liegende Einrichtung die kürzeste Kommandozeit aufweist.

Die Kennlinien von Distanzschutzeinrichtungen weisen mehrere (3 bis 6) entfernungs- und richtungsabhängige Auslösestufen auf, die ebenfalls den Auslösestufen der in der Kurzschlussbahn der Kurzschlussstelle näher liegenden Schutzeinrichtungen zeit- und entfernungsabhängig überstaffelt sind.

Da die Schnellzeit des digitalen Schutzes in der Regel < 30 ms beträgt, sollte in gelöschten Netzen die Schnellzeit für einpolige Fehler um ca. 50 ms verzögert werden, falls in der Schutzeinrichtung keine Vorkehrungen zur Verzögerung bei Erdschlüssen getroffen sind. Eine geringfügige Verzögerung kann in Mittelspannungsnetzen sinnvoll sein, um zu den nachgeordneten HH-Sicherungen der Ortsnetztransformatoren selektiv zu sein.

Unter bestimmten Bedingungen (Blockierverfahren) kann es sinnvoll sein, die Schnellzeit etwas zu verzögern, um z. B. für Schutzsignalübertragungen die Informationen aus der Gegenstation sicher abzuwarten.

Für den Staffelabstand gilt grundsätzlich:

$$\Delta t = 300\ \text{ms} \tag{6-10}$$

In der Praxis hat sich für die Überstaffelung von Digitalschutzeinrichtungen ein Staffelabstand von 300 ms bewährt. Die Stufenzeiten für den Distanzschutz ergeben sich als Ganzes Vielfaches von 300 ms der gewählten Staffelzeit (z. B. 0,3, 0,6, 0,9 s usw.).

Sind ältere Leistungsschalter mit hohen Eigenzeiten und/oder Schutzeinrichtungen mit ungenauem Zeitverhalten im Netz, ist es ratsam den Staffelabstand auf 400 ms zu erhöhen oder ggf. bei Notwendigkeit den Staffelabstand weiter zu erhöhen.

Der Reserveschutz sollte möglichst unter der Endzeit wirken. Bei wichtigen Versorgungsleitungen ist eine Staffelung der gerichteten Endzeiten vorteilhaft (siehe auch Abschnitt 6.2.1.7).

6.2.1.3 Zonenreichweiten allgemein

Zu den Kennlinien der zu überstaffelnden Distanzschutzeinrichtungen ist ein Sicherheitsabstand einzuhalten, der den unterschiedlichen Randbedingungen angepasst werden muss.

Er beträgt im Normalfall 15 % unter Berücksichtigung:

- Der Abbildtreue der Strom- und Spannungswandler
- Des Messfehlers der Schutzeinrichtungen sowie
- Einer Ungenauigkeit der Leitungsdaten

Für den Staffelungsfaktor gilt:

$$f_S = \frac{X_{\text{Zone}}}{X_{\text{zu überstaffelnde Impedanz}}} \tag{6-11}$$

Bei der Überstaffelung von Mehrfachleitungssystemen, Mehrbeinleitungen und ähnlichen Konstellationen ist die kürzeste resultierende Impedanz der zu überstaffelnden Leitungen zu berücksichtigen.

Es wird für die unterschiedlichen Randbedingungen die Einhaltung nachstehender Staffelungsfaktoren (f_S) empfohlen:

- f_S = 0,85: Sicherheitsabstand unter Normalbedingungen
- f_S = 0,80: Sind im Ausnahmefall Freileitungen nicht mehr verdrillt und berücksichtigt der Algorithmus für die Impedanzberechnung des Schutzes nicht die unsymmetrischen Leitungsbeläge, so ist mit einem vergrößerten Sicherheitsabstand zu rechnen.
- f_S = 0,90: Bei genauer Kenntnis der Leitungsdaten und Berücksichtigung des Einfach-, bzw. Mehrfachleitungs-Erdfaktors.
- Für die Staffelfaktoren von Transformatoren mit einer Distanzzone gelten normalerweise die folgenden Staffelfaktoren:
- 0,3 - 0,5 x XT für die erste Zone Richtung Transformator
- Es ist darauf zu achten, dass diese Zoneneinstellung auch bei verschiedenen Stufenschalterstellungen nicht über den Transformator reicht.
- für die Zone Richtung Sammelschiene, selektiv auf die kürzeste Leitung.

Anmerkung: In niederohmig geerdeten Höchst- und Hochspannungsnetzen kommt es auf Freileitungen durch Kopplung des Nullsystems von Parallelleitungen zu Fehlmessungen bei einpoligen Fehlern, die bei der Staffelung berücksichtigt werden müssen.

6.2.1.4 Zonenreichweiten für Strahlennetze ohne Zwischeneinspeisung

Geht man vom Netz in Bild 103 aus, ergeben sich folgende Zonenreichweiten der Schutzeinrichtungen in der Station A Richtung B:

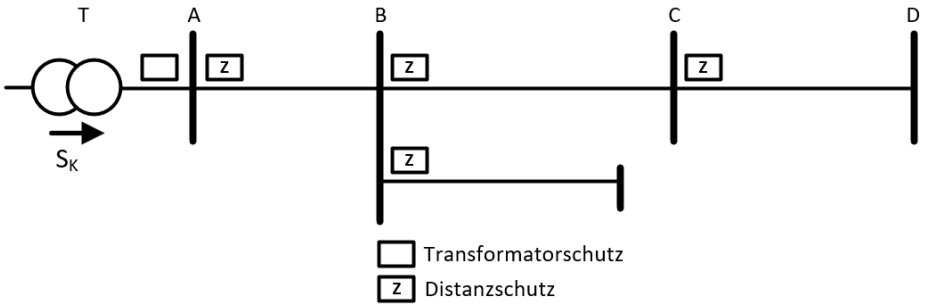


Bild 103: Zonenreichweiten Strahlennetz

Tabelle 30: Zonenreichweiten Strahlennetz

Zonen Schutzeinrichtung in Station A	Ermittlung
1. Zone vorwärts	$X_1 = f_s\ X_{AB}$
2. Zone vorwärts	$X_2 = f_s\ (X_{AB} + f_s\ X_{BC})$ Es ist die von der Gegenstation abgehende Leitung zu überstaffeln, deren 1. Zonenimpedanz am kleinsten ist! „X_{BC} <„ Die Untergrenze für die 2. Zone sollte mindestens X_{AB} sein.
3. Zone vorwärts	$X_3 = f_s\ (X_{AB} + f_s\ X_{BC} + f_s^2\ X_{CD})$ Es ist die von der Gegenstation abgehende Leitung zu überstaffeln, deren 2. Zonenimpedanz am kleinsten ist! „$(X_{BC}+X_{CD})$<„
Übergreifstufe	bei Einfachleitungen: $X_Ü \geq 1{,}2\ X_{AB}$ (hierbei ist ggf. zusätzlich der Zwischeneinspeiseeffekt von dezentralen Einspeisern auf der fehlerbehafteten Leitung zu berücksichtigen) bei Mehrfachleitungen: $X_Ü \geq 1{,}3\ X_{AB}$
1. Zone rückwärts bei Bedarf	Leitungsabzweige: $X_r = f_s\ X_1$ kürzeste abgehende Ltg Trafoabzweige: $X_r = 0{,}5\ X_{Tr}$

In der Literatur sind auch nachstehende Staffelverfahren beschrieben, die zur Anwendung jedoch von speziellen Netzkonstellationen, wie annähernd gleichen Leitungslängen, ausgehen:

$X_1 = f_s\ X_{AB}$
$X_2 = f_s\ (X_{AB} + X_{BC})$
$X_3 = f_s\ (X_{AB} + X_{BC} + X_{CD})$

Beziehungsweise:

$X_1 = f_s\ X_{AB}$
$X_2 = X_{AB} + f_s^2\ X_{BC}$
$X_3 = X_{AB} + X_{BC} + f_s^3\ X_{CD}$

6.2.1.5 Zonenreichweiten für Doppelleitungen

Der Distanzschutz in Bild 104 der Station A Richtung B misst die Strecke AB richtig ein. Die Wirkung des Reserveschutzes (Strecke BC und CD) wird bei Doppelleitungen, durch die Aufteilung der Ströme, beeinflusst. Die Impedanz BC erscheint verkleinert.

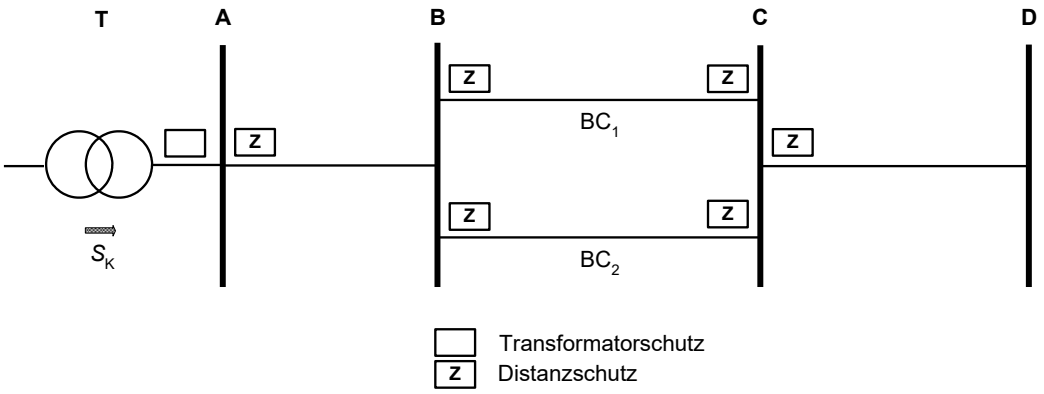


Bild 104: Zonenreichweite für Doppelleitungen

Tabelle 31: Zonenreichweite für Doppelleitungen

Zonen Schutzeinrichtung in Station A	Ermittlung
1. Zone vorwärts	$X_1 = f_s\ X_{AB}$
2. Zone vorwärts	$X_2 = f_s\ (X_{AB} + f_s\ X_{BC,Ges})$ Die richtige Impedanz für $X_{BC,Ges}$ ergibt sich durch die Parallelschaltung zu: $X_{BC,Ges} = \frac{[X_{BC2} + (1 - f_s)\ X_{BC1}\ ] * X_{BC1}}{X_{BC1} + X_{BC2}}$ Für $X_{BC1} = X_{BC2} = X_{BC}$ vereinfacht sich $X_{BC,Ges} = ½ * X_{BC} * (2 - f_s)$ und damit $X_2 » f_s\ (X_{AB} + ½ * X_{BC})$
3. Zone vorwärts	$X_3 = f_s\ (X_{AB} + f_s\ X_{BC,Ges} + f_s^2\ X_{CD})$ Hierbei ist das oben ermittelte $X_{BC,Ges}$ in die Gleichung einzusetzen.
Übergreifstufe	bei Einfachleitungen: $X_Ü \geq 1{,}2\ X_{AB}$ (hierbei ist ggf. zusätzlich der Zwischeneinspeiseeffekt von dezentralen Einspeisern auf der fehlerbehafteten Leitung zu berücksichtigen) bei Mehrfachleitungen : $X_Ü \geq 1{,}3\ X_{AB}$
1. Zone rückwärts bei Bedarf	Leitungsabzweige: $X_r = f_s\ X_1$ kürzeste abgehende Ltg Trafoabzweige: $X_r = 0{,}5\ X_{Tr}$

6.2.1.6 Zonenreichweiten für vermaschte Netze mit Zwischeneinspeisung

Aufgrund der Impedanzerhöhung durch Zwischeneinspeisung wird unter der reinen Anwendung eines Verfahrens nach Abschnitt 6.2.1.4 die Wirkung als Reserveschutz in Station A stark eingeschränkt.

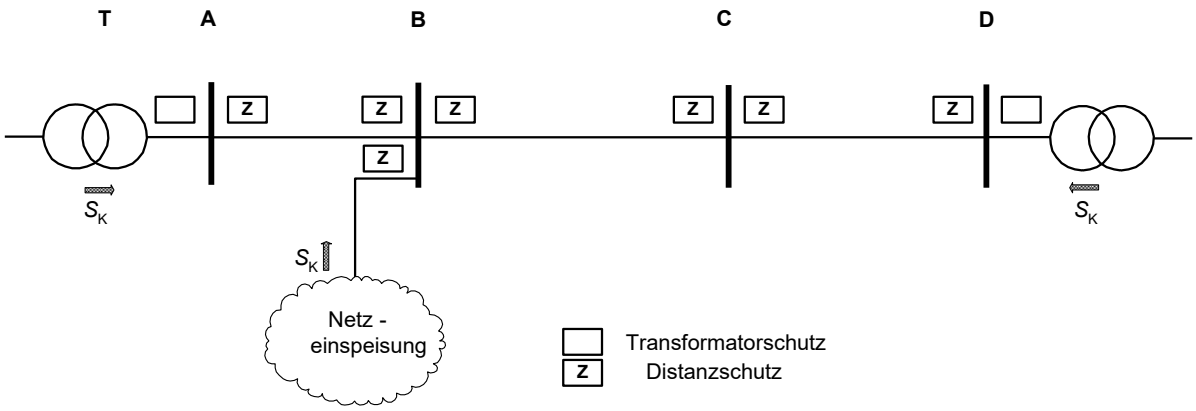


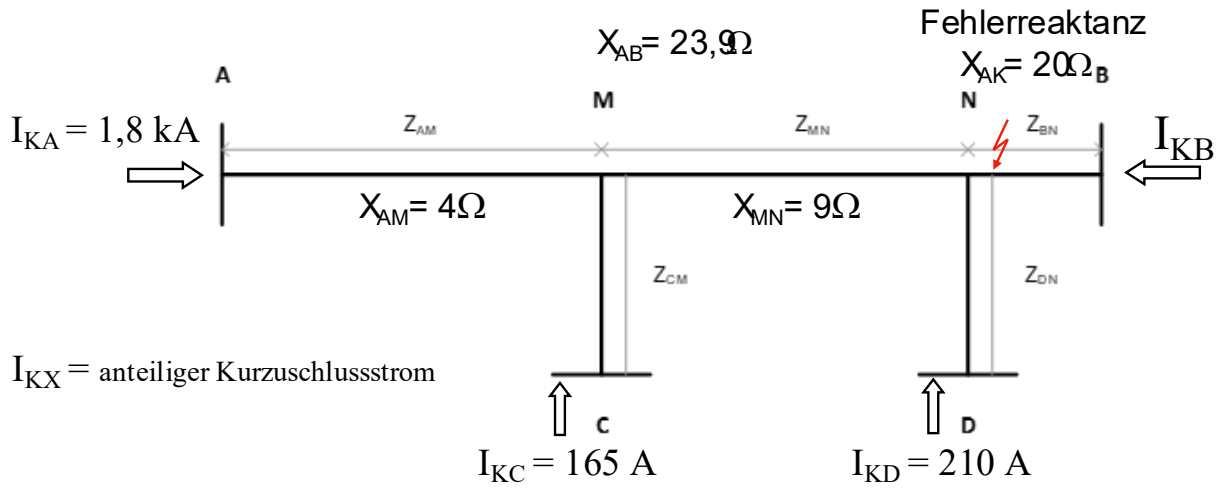
Bild 105: Zonenreichweite Netz mit Zwischeneinspeisung

Deshalb sind für die Strecken BC und CD die durch die Impedanzerhöhung wirksamen Reaktanzwerte, reduziert um einen Sicherheitsfaktor für betrieblich vorkommende abweichende Schaltzustände, anzusetzen (ca. 0,5...0,8).

Folgendes Verfahren sollte hierzu angewandt werden:

Tabelle 32: Zonenreichweite für Netz mit Zwischeneinspeisung

Zonen Schutzeinrichtung in Station A	Ermittlung
1. Zone vorwärts	$X_1 = f_s \cdot X_{AB}$
2. Zone vorwärts	$X_2 \geq 1{,}2 \ldots 1{,}3 \cdot X_{AB}$ (angestrebte Mindestreichweite) Zur sicheren Erfassung von Fehlern an der nächsten Sammelschiene sollte die 2.Stufe möglichst das 1,3-fache der Leitungsimpedanz AB betragen. Ergibt sich trotz der Berücksichtigung der Zwischeneinspeisung ein zu geringer Abstand zu den Stufen der zu überstaffelnden Schutzeinrichtung, wird empfohlen, eine Zeitstufe zu überspringen.
3. Zone vorwärts	$X_3 \geq 1{,}2 \cdot (X_{AB} + X_{BC})$; die Strecke BC ist die längste zu überstaffelnde Leitung. Ergibt sich trotz der Berücksichtigung der Zwischeneinspeisung ein zu geringer Abstand zu den Stufen der zu überstaffelnden Schutzeinrichtungen, wird empfohlen, eine Zeitstufe zu überspringen. Zwischeneinspeisungen werden teilweise nur bis zu einem definierten Faktor berücksichtigt.
Höhere Zonen vorwärts	In vermaschten Netzen ist es möglich, weitere Zonen für einen selektiven Reserveschutz vorzusehen.
Übergreifstufe	bei Einfachleitungen: $X_{Ü} \geq 1{,}2 \cdot X_{AB}$ bei Mehrfachleitungen: $X_{Ü} \geq 1{,}3 \cdot X_{AB}$ (Kopplungsimpedanz im Nullsystem beachten!)
1. Zone rückwärts bei Bedarf	Leitungsabzweige: $X_r = f_s \cdot X_1$ kürzeste abgehende Leitung Trafoabzweige: $X_r = 0{,}5 \cdot X_{Tr}$



Relais A: $Z_K = Z_{A-M} + Z_{M-N}(1+\frac{I_{KC}}{I_{KA}}) + Z_{N-K}(1+\frac{I_{KC}}{I_{KA}}+\frac{I_{KD}}{I_{KA}})$ **X_K= 22,3Ω** eingemessene Fehlerreaktanz

Relais B: $Z_K = Z_{B-K}$

Relais C: $Z_K = Z_{C-M} + Z_{M-N}(1+\frac{I_{KA}}{I_{KC}}) + Z_{N-K}(1+\frac{I_{KA}}{I_{KC}}+\frac{I_{KD}}{I_{KC}})$

Relais D: $Z_K = Z_{D-N} + Z_{N-K}(1+\frac{I_{KA}}{I_{KD}}+\frac{I_{KC}}{I_{KD}})$

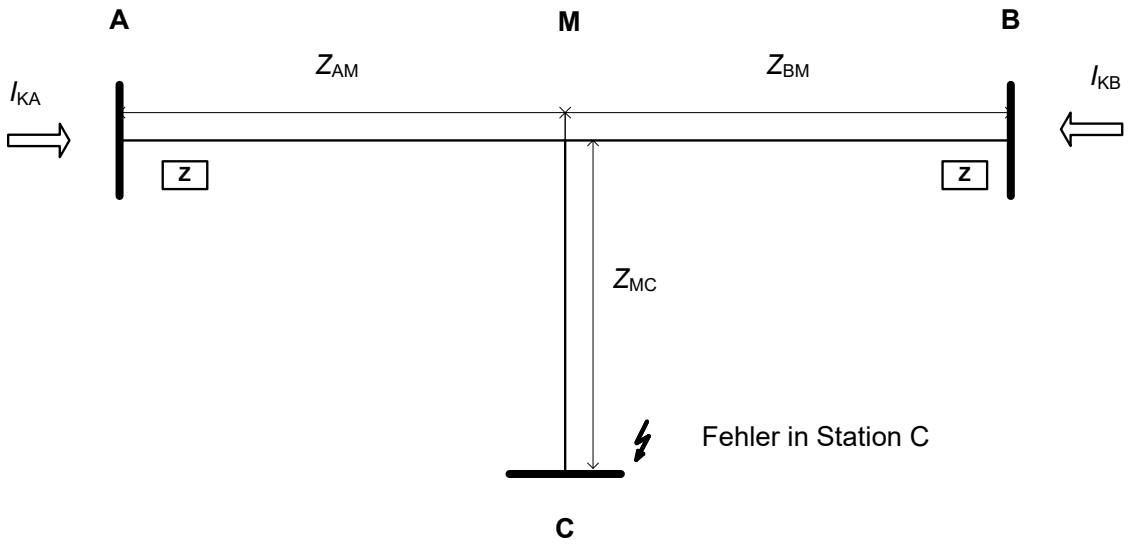
i. d. R. $I_{KA} >> I_{KC}; I_{KD}$

Bild 106: Zwischeneinspeiseeffekt durch dezentrale Einspeisung in UW C und UW D

6.2.1.7 Mehrbeinleitungen

Häufig kommt es vor, dass Leitungen nicht nur aus einem Leitungszug mit zwei Enden bestehen, sondern ein oder mehrere Stiche angeschlossen sind (siehe Bild 107). Die häufig vorkommende Mehrbeinleitung ist die so genannte „Dreibeinleitung“.

Sie besteht aus einer durchgehenden Hauptleitung AB und mit einem Stichanschluss C. Dabei kann die Speisung von ein, zwei oder drei Enden erfolgen.



$Z_{Amess} = Z_{AM} + Z_{MC}(1 + I_{KB} / I_{KA})$ $\qquad$ $Z_{Bmess} = Z_{BM} + Z_{MC}(1 + I_{KA} / I_{KB})$

Bild 107: Messfehler des Distanzschutzes bei Dreibeinleitungen

Bei Leitungen mit zweiseitiger Speisung und Fehlern auf der Hauptleitung AB erfolgt die Abschaltung in der eingestellten Staffelzeit.

Liegt der Fehler auf dem Stich C, kommt es durch den Zwischeneinspeiseeffekt zu einer „Impedanzverlängerung“. Diese Abweichung der gemessenen Impedanz zur Fehlerimpedanz ist vom Verhältnis der Größe der Kurzschlussleistungen der speisenden Anlagen abhängig.

Weitere Einflussgrößen sind die Anordnung des Stichanschlusses an die Hauptleitung und die Länge des Stichanschlusses. Bei ungünstigen Konstellationen kann es zu Auslösungen in höheren Staffelzeiten bis zur gerichteten Endzeitauslösung kommen.

Die zulässigen Auslösezeiten ergeben sich aus den netztechnischen Anforderungen, wobei die Zeiten möglichst unter 1 s bleiben sollten.

Fehler auf Leitungen mit mehreren Enden und mehreren Speisepunkten sind mit Distanzschutzeinrichtungen oft nicht selektiv zu schützen. Hier müssen dann Vergleichsschutzeinrichtungen für Mehrleitungsenden oder Distanzschutzeinrichtungen mit Signalvergleich eingesetzt werden. Die Signalvergleichsfunktionen werden im Abschnitt 3.3.10 näher beschrieben.

6.2.1.8 Beispiel eines Staffelplanes

Im folgenden Beispiel (Bild 108) wird der Staffelplan eines Mittelspannungsstrahlennetzes, das im Wesentlichen mit Distanzschutzeinrichtungen ausgerüstet ist, dargestellt. Die notwendige Staffelzeit für digitale Schutzrelais beträgt $\mathrm{Dt} = 300$ ms. Die Schnellzeit wird um 100 ms verzögert, um zu nachgeordneten Hochspannungssicherungen selektiv zu sein.

Für die Staffelung der Impedanzen, in diesem Fall der Reaktanzen, wurde folgendes Verfahren gewählt.

$\mathrm{X}_1 = f_s \, X_{AB}$
$\mathrm{X}_2 = f_s \, (X_{AB} + f_s \, X_{BC})$
$\mathrm{X}_3 = f_s \, (X_{AB} + f_s \, X_{BC} + f_s^2 \, X_{CD})$

Festlegungen:

- Staffelungsfaktor f_s = 0,85
- Gerichtete Endzeit t_4 ist im Netz selektiv zu staffeln
- Ungerichtete Endzeit t_5 wird für alle Schutzrelais auf die gleiche Zeit gestellt

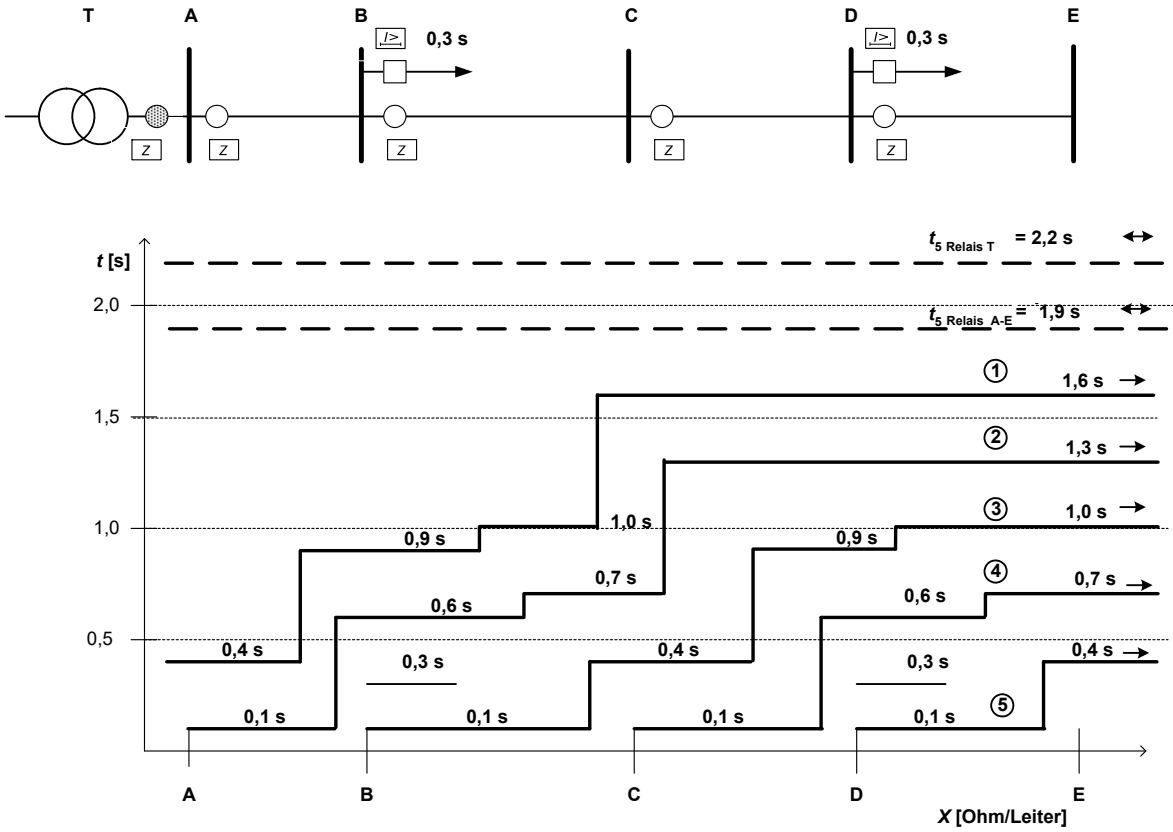


Bild 108: Beispiel eines Staffelplanes für ein Mittelspannungsstrahlennetz

Tabelle 33: Zonen Einstellwerte für Staffelplanbeispiel

Anlage (Bild 108)	A	A	B	C	D
Abgang	=J01 Trafo	=J05 AB	=J02 BC	=J03 CD	=J04 DE
Kennlinie	1	2	3	4	5
X_{prim} / W		0,8	1,20	1,00	1,00
$X_{1,prim}$ (Zone 1) / W	0,58	0,68	1,02	0,85	0,85
$X_{2,prim}$ (Zone 2) / W	1,32	1,55	1,74	1,57	1,20
$X_{3,prim}$ (Zone 3) / W	1,84	2,16	2,38	2,4	1,20
t_1 (wirksam für Zone 1)	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1
t_2 (wirksam für Zone 2)	0,9	0,6	0,4	0,6	0,4
t_3 (wirksam für Zone 3)	1,0	0,7	0,9	0,7	0,4
t_4 (Endzeit gerichtet)	1,6	1,3	1,0	0,7	0,4
t_5 (Endzeit ungerichtet)	2,2	1,9	1,9	1,9	1,9

In einem Freileitungsnetz, das mit AWE betrieben wird, muss noch die Übergreifzone ermittelt werden. Bei einem Übergreiffaktor $X_Ü$ = 1,2 X, ergibt sich für die Übergreifzone:

Tabelle 34: Übergreifzonen Einstellwerte für Staffelplanbeispiel

Anlage (Bild 108)	A	A	B	C	D
Abgang	=J01 Trafo	=J05 AB	=J02 BC	=J03 CD	=J04 DE
Kennlinie	1	2	3	4	5
$X_{Ü,prim\ (Übergreifzone)}$ / W		0,96	1,44	1,2	1,2

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird in Bild 109 lediglich der Staffelplan der Anlage A, Abgang =J05 AB, dargestellt.

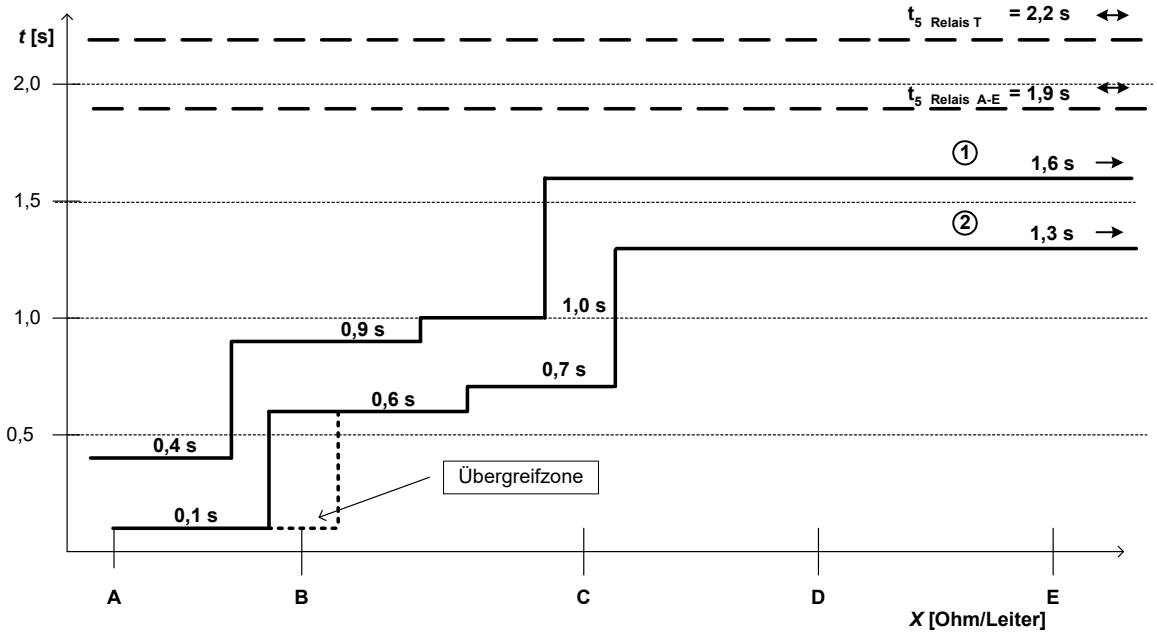


Bild 109: Beispiel Staffelplan für einen Mittelspannungsstrahl mit AWE

6.3 Kupplungsschutz

6.3.1 Mittelspannungsanlagen

In Einfachsammelschienenanlagen (Längskupplung) wird häufig aus Kostengründen und auf Grund der Erhöhung der Staffelzeiten auf den Kupplungsschutz verzichtet.

In Anlagen, die überwiegend im Blockbetrieb gefahren werden, ist die Kupplung im Normalbetrieb geöffnet und wird nur für betriebliche Belange geschaltet.

Anlagen, die vorrangig im gekuppelten Betrieb gefahren werden, kann man durch den Einsatz eines Kupplungsschutzes eine Reduzierung des Ausfalls eines Blockes bei Sammelschienenfehlern erreichen. Als Kupplungsschutz wird dann vorwiegend ein UMZ-Schutz eingesetzt. Dieser wird üblicherweise im Ansprechstrom so eingestellt, dass der maximal über die Kupplung fließende Betriebsstrom sicher übertragen werden kann. Oft wird als Ansprechstrom der gleiche Strom, wie an den einspeisenden Transformatoren, eingestellt. Zur Wahrung der Selektivität ist die Staffelzeit so zu wählen, dass der Kupplungsschutz selektiv zu den abgehenden Leitungen und zum einspeisenden Transformator ist. Durch den Einsatz von Signalvergleichseinrichtungen (siehe Abschnitt 3.3.10) kann die erforderliche Staffelzeit gesenkt werden.

In Doppelsammelschienenanlagen (Querkupplung) wird öfter auch ein Kupplungsschutz eingesetzt, um die größere Variabilität einer Doppelsammelschiene für den Betrieb nutzbar zu machen. Als Schutzeinrichtungen werden hier UMZ- bzw. Distanzschutzeinrichtungen verwendet. Die Einstellung der Überstromanregung und der Staffelkennlinie erfolgt analog der Vorgehensweise für die Längskupplung.

Für die Verwendung des Kupplungsschutzes als Leitungsschutz bei gestörtem Leitungsschutz ist der Einsatz eines Distanzschutzes mit Kennlinienumschaltung (4 Parametersätze) vorteilhaft.

6.3.2 Hochspannungsanlagen

Kupplungsschutzeinrichtungen werden üblicherweise eingesetzt in:

- Doppel- und Dreifachsammelschienenanlagen
- Ringsammelschienenanlagen
- 1 ½ - Leistungsschalteranlagen

Da Hochspannungsnetze vorwiegend vermascht betrieben werden und mit einer Rückspeisung aus dem Netz gerechnet werden muss, ergeben sich weitere Anforderungen. Als Anregung wird je nach Netzkonstellation Überstrom-, Impedanz- oder U-I-Anregung verwendet. Die Einstellung sollte nach den in Abschnitt 6.1 genannten Empfehlungen erfolgen. Die erste Zeitstufe wird um 0,3 s angehoben und die kürzeste Leitung überstaffelt. Das Richtungsglied wird auf ungerichtet gestellt. Die erste Reaktanzstufe (bzw. Impedanzstufe) sollte auf 0,4 der Reaktanz der kürzesten Leitung eingestellt werden. Damit wird ein Übergreifen bei Fehlern am Ende von Doppelleitungen verhindert. Die Einstellung der übrigen Reaktanz- und Zeitstufen erfolgt nach netztechnischen Erfordernissen, sodass die Kupplung zu allen Leitungen selektiv gestaffelt ist.

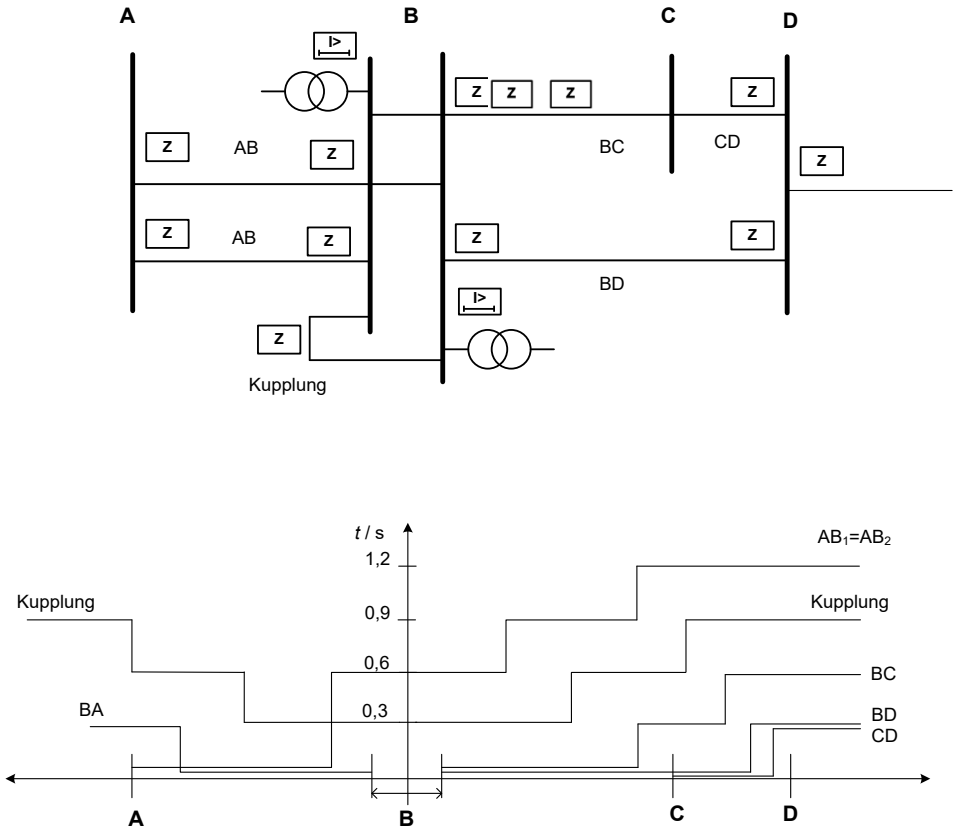


Bild 110: Staffelung der Kupplung

Um den Kupplungsschutz auch bei Nichtverfügbarkeit eines Abgangsschutzes als Ersatz für diesen verwenden zu können, sollten weitere Kennliniensätze (Parametersatzumschaltung) aktivierbar sein.

Einstellempfehlung sind auch in [38] beschrieben:

- Kennlinie 1: Kupplungsschutz (Überstaffelung der kürzesten Leitung, Anhebung der ersten Zeitstufe, Richtungsglied ungerichtet)
- Kennlinie 2: Kennlinie für kurze Leitungen
- Kennlinie 3: Kennlinie für lange Leitungen

Die Besonderheiten für die Ringsammelschienenanlagen und 1 ½ -Leistungs-Schalteranlagen beziehen sich vorzugsweise auf die Messwerterfassung von mehreren Wandlergruppen, die AUS-Befehlerteilung an mehrere Leistungsschalter und Probleme der Synchrocheckfunktion.

Vertiefende Informationen können auch in [4] nachgelesen werden.

6.3.3 Höchstspannungsanlagen

Im Höchstspannungsnetz wird die Kupplung ähnlich wie im Hochspannungsnetz eingestellt. Wegen des hier vorhandenen Sammelschienenschutzes stellt sie sowohl für Sammelschienenfehler als auch teilweise für Leitungsfehler einen Reserveschutz dar, wenn kein örtlicher Reserveschutz in den Leitungsfeldern realisiert ist.

6.4 Sonstige Einstellungen

6.4.1 Endzeitstaffelung

Zu Endzeitauslösungen kann es kommen, wenn:

- Bei Kurzschlüssen ein Schutzsystem nicht ordnungsgemäß arbeitet (Unterfunktion)
- Betriebsmittel über die Anregegrenze des Schutzes hinaus belastet werden
- Bei fehlerhaftem Ansprechen der Anregung (Überfunktion)

Endzeitauslösungen können, wegen der oft geforderten kurzen Abschaltzeiten, nicht in jedem Falle selektiv erfolgen. Es ist auch zu prüfen, ob unter der Vorgabe von kurzen Abschaltzeiten eine Staffelung der gerichteten und ungerichteten Endzeit zweckmäßig ist. In vermascht betriebenen Netzen mit mehreren Netzeinspeisungen ist eine ungerichtete Endzeitstaffelung (Grenzzeitstaffelung) in der Regel nicht möglich. Hier sollte darauf verzichtet werden. Für alle Netzeinspeisepunkte sollten dann die gleichen Zeiten für die Grenzzeit gelten.

Anmerkung: Bei sehr hohen Betriebsströmen kann es zur Netzauftrennung durch Endzeitauslösungen führen.

Ausführliche Hinweise sind in „Empfehlungen zur Endzeitstaffelung“ [30] enthalten.

6.4.2 Lichtbogenreserve

Zur Erfassung von hochohmigen Lichtbogenwiderständen darf die Einstellung der Zonenreichweiten in R eine Mindestgröße nicht unterschreiten.

Der Lichtbogenwiderstand wird annäherungsweise nach der auf Erfahrungswerten beruhenden Formel berechnet, auf Basis der Berechnung des Lichtbogenwiderstandes nach Warrington (siehe Formel 8-1):

$$R_{\mathrm{Li}} = U_{\mathrm{Li}} \cdot \frac{l}{I_{\mathrm{kmin}}}$$

$\mathrm{R_{Li}}$ Lichtbogenwiderstand in [Ω]
$\mathrm{U_{Li}}$ Lichtbogenspannung = 2500 V/m (mittlerer Erfahrungswert)
$\mathrm{I_{kmin}}$ Minimaler Kurzschlussstrom
l Lichtbogenlänge (üblich ist zweifache Isolatorlänge)

Tabelle 32 gibt beispielhaft die zu berücksichtigenden Lichtbogenwiderstände für die Spannungsebenen 10 kV bis 380 kV an. Sie basiert auf Annahmen, die sich in der Praxis in Netzen mit unterschiedlichen Kurzschlussleistungen bewährt haben.

Tabelle 35: Lichtbogenwiderstände für die Spannungsebenen 10 kV bis 380 kV

Spannungsebene	10 kV	20 kV	60 kV	110 kV	220 kV	380 kV
Lichtbogenwiderstand R_{Li} in [Ω]	1,0...1,5	2,5...3	4	5…6	10	15
Anmerkung: Die angegebenen Impedanzwerte sind Primärwerte in [Ω / Leiter]						

Die Mindesteinstellung der Zonen in R-Richtung beträgt:

$$R_{\mathrm{Zone}} = \Re\{Z_{\mathrm{Zone}}\} + R_{\mathrm{Li}}$$

$$\Re_{\mathrm{Realteil}}$$

Die Summe aus Realteil und R_{Li} gibt die Mindesteinstellung an - eine größere Lichtbogenreserve ist zulässig und oftmals vorteilhaft.

In Mittelspannungsnetzen wird bei der Berücksichtigung des Lichtbogenwiderstandes nicht zwischen Leiter-Leiter-Fehler und Leiter-Erde-Fehler unterschieden.

In Hoch- und Höchstspannungsnetzen ist neben dem Lichtbogenwiderstand auch der Mastwiderstand zu berücksichtigen. Des Weiteren kann es sinnvoll sein die Ausdehnung des Lichtbogens mit der Zeit zu berücksichtigen (siehe hierzu Formel 8-2).

Besonders bei Leitungen mit einem Leitungswinkel von $\varphi_L > 45°$ kann es vorteilhaft sein, R gleich X zu setzen und hierzu den Lichtbogenwiderstand zu addieren.

Die Schutzrelais ermöglichen eine getrennte Einstellung der X- und R-Werte und somit optimale Einstellmöglichkeiten. Hierbei ist auf herstellerspezifische Einschränkungen beim R/X-Verhältnis zu achten (siehe Gerätebeschreibungen).

6.4.3 Erdfaktor

Der Erdfaktor einer Einfachleitung ist eine komplexe Größe und wird durch folgende Formel beschrieben:

$$\underline{k_E} = \frac{\underline{Z_0} - \underline{Z_1}}{3 \cdot \underline{Z_1}} \qquad (6\text{-}12)$$

Die Null- und Mitimpedanz ($\underline{Z_0}$,$\underline{Z_1}$) der Leitung kann durch Messung oder auch Berechnung ermittelt werden.

In digitalen Distanzschutzrelais wird von den Herstellern der Erdfaktor auf unterschiedliche Art in den Rechenalgorithmen berücksichtigt. Die Berechnungsvorschriften für notwendige Einstellparameter sind in den Gerätehandbüchern beschrieben.

Liegen keine Werte für die Nullimpedanz vor, kann als Erfahrungswert für 110-kV-Freileitungen (mit einem Erdseil) k_E = 0,7 und für Mittelspannungsnetze (außer bei Freileitungen mit Erdseil) k_E = 1 angegeben werden.

Der Winkel des Erdfaktors kann in Kabelnetzen stark variieren, in Freileitungsnetzen kann dieser in der Regel mit 0° angenommen werden.

Anmerkung: In Kupplungsschaltfeldern von HöS-Schaltanlagen mit Trennerpol-Folgeschaltung sollte der Erdfehlerfaktor k_E = 0 eingestellt werden, damit es beim SS-Wechsel nicht zu Fehlauslösungen kommt.

6.5 Sammelschienen-Schutz

6.5.1 Höchstspannungs- und Hochspannungs-Schaltanlagen

Die in HöS-/HS-Schaltanlagen zum Einsatz kommenden Sammelschienen-Schutzsysteme arbeiten nach dem Differentialschutzprinzip. Es gibt unterschiedliche herstellerspezifische Funktionsprinzipien und somit auch abweichende Einstellparameter. Aus diesem Grund werden in diesem Abschnitt keine konkreten Einstellparameter beschrieben.

Bei der Dimensionierung der Anregeeinstellungen sind grundsätzlich folgende Randbedingungen zu berücksichtigen:

- Übersetzungsverhältnis der Stromwandler
- Die Anregeeinstellung sollte größer als das größte Übersetzungsverhältnis der Stromwandler sein, um Fehlauslösungen bei kurzgeschlossenen Wandlern zu verhindern.
- die Genauigkeitsklassen und Genauigkeitsgrenzfaktoren der Stromwandlerschutzkerne sowie die Bauart „linear“ oder „eisengeschlossene“ Stromwandler
- Bei unterschiedlichen Klassengenauigkeiten sowie unterschiedlichen Bauarten sind diese in der Schutzeinstellung zu berücksichtigen
- Der minimale Kurzschlussstrom unter Berücksichtigung der Anregeverlässlichkeit für den drei-, zwei- und ggf. einpoligen (NOSPE) Fehler
- in NOSPE-Netzen kann es notwendig sein eine empfindliche Kennlinie für einpolige Fehler zu aktivieren und einzustellen, hierzu muss dem Sammelschienen-Schutz ein Kriterium mitgeteilt werden auf die Erdfehlerkennlinie umzuschalten (z. B. Verlagerungsspannung)

Der Sammelschienenschutz kann folgende Zusatzfunktionen beinhalten:

- Endfehlerschutz
  Der Endfehlerschutz dient der Abschaltung von Fehlern im Leitungsschaltfeld zwischen Leistungsschalter und Stromwandler. Dem Sammelschienen-Schutz muss die LS-Stellungsmeldung sowie der LS-Ein-Befehl zugeführt werden. Entsprechend der Anordnung von LS und Stromwandler im Schaltfeld wird eine Über- oder Unterfunktion des SS-Differentialschutzes verhindert. In Leitungsfeldern muss eine Signalübertragung zur Leistungsschaltermitnahme zum Gegenende der Leitung erfolgen.
- Leistungsschalterversagerschutz (LSV)
  Die Anregung erfolgt entweder extern durch den Reserveschutz des Schaltfeldes oder bei interner Distanzschutzfunktion durch diesen.
  Die Verzögerungszeit des Schalterversagerschutzes kann zum einen im Reserveschutz oder in der Schalterversagerschutzfunktion des Sammelschienen-Schutzes eingestellt werden, hierbei ist die Schaltereigenzeit sowie die Staffelzeit zu berücksichtigen (Verzögerungszeit sollte im Bereich von 100 bis 250 ms eingestellt werden). Zusätzlich wird der Leistungsschalterversagerschutz auch bei Leistungsschalterversagen bei SS-Fehler aktiviert.
- Distanzschutzfunktion
  Die Distanzschutzfunktion im Sammelschienenschutz wird in den Schutzkonzepten für den örtlichen Reserveschutz oder Schutzdopplung des Schaltfeldes genutzt. Somit erfolgen die Schutzeinstellungen für diese Funktion entsprechend dem Reserveschutz oder der Schutzdopplung des entsprechenden Schaltfeldes.

Anmerkung gilt nur für HS-Schaltanlagen: In Anlagen ohne Sammelschienenschutz oder als ortsnaher Reserveschutz auf einen Sammelschienen-Differentialschutz kann eine Realisierung eine Rückwärtszone der Feldschutzgeräte sinnvoll sein. Diese können z. B. mit einer "Reichweite" von X_4=0,25 Ohm und einer Zeit von T_4 T4=400ms Fehler auf der SS definiert abschalten. Zusätzlich könnte die Realisierung einer SS-Schnellentkupplung (Bild 110 -Zone vorwärts und rückwärts eingestaffelt) hilfreich sein. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Zeit T_4 = 400ms keinen sicheren Staffelabstand gewährleistet.

6.5.2 Mittelspannungs-Schaltanlagen

In MS-Schaltanlagen wird, wie in Abschnitt 4.4.3 beschrieben als MS-Anlagenschutz ein Distanzschutz eingesetzt, wenn in den Abgängen z. B. ein Distanzschutz oder UMZ-Schutz vorhanden ist.

Zu den im Abschnitt 4.4.3 beschriebenen Einstellungen ergeben sich für ein RESPE-Netz folgende beispielhafte netzbezogene Einstellungen:

MS-Anlagenschutzeinstellungen - RESPE-Netz

- Hauptschutz für Kurzschlüsse und Doppelerdschlüsse im MS-Sammelschienenbereich
- Reserveschutz für Kurzschlüsse und Doppelerdschlüsse in den MS-Abgängen im ersten Schutzabschnitt

Distanzschutzfunktion allgemein (gilt auch für MS-Abgänge):

- Anregeprogramm I>>
- Phasenstromanregung I>> ≥ 1,3 x $I_{\mathrm{Last,max}}$unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustandes des Netzes und ≤ $I_{kmin(2)}$ vom Abgangsschutz / 1,3 [Reserveschutzfunktion], max. 2 x I_n Trafo (im MS-Abgang ≥ 1,3 x $I_{\mathrm{C\ Abgang}}$unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustands des Abgangs) → Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen

Erdfehler-Anregung in der Distanzschutzfunktion:

- Erdfehlererkennung $3I_{0>}$ ≥ 1,3 x $I_{\mathrm{Last,max}}$unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustandes des Netzes und ≤ $I_{kmin(2)}$ vom Abgangsschutz / 1,3 [Reserveschutzfunktion], max. 2 x I_n Trafo (im MS-Abgang ≥ 1,3 x $I_{\mathrm{C\ Abgang}}$unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustands des Abgangs) → Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen
- Erdfehlererkennung $3\,U_{0>}$ = 52 V → U_{en} = √3 * ($3U_0$) / 3 = 30 V
- Kriterien für Erdfehlererkennung $3I_{0>}$ und $3U_{0>}$
- Verzögerung der 1 phasigen Anregung 0,04 s (Verhinderung der Fehlanregung bei Erdschlusseintritt oder Erdschlusswischer)

Not-UMZ-Funktion (bei U-Ausfall):

- Erdfehlerstromanregung $3I_{0>}$ $3I_{0>}$ ≥ 1,3 x $I_{\mathrm{Last,max}}$unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustandes des Netzes und ≤ $I_{kmin(2)}$ vom Abgangsschutz / 1,3 [Reserveschutzfunktion], max. 2 x I_n Trafo (im MS-Abgang ≥ 1,3 x $I_{\mathrm{C\ Abgang}}$unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustands des Abgangs) → Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen
- $t_{3I_{0>}}$= 1,00 s (1 sec. bei PEHLA geprüfter Anlage) (in den MS-Abgängen $t_{3I_{0>}}$= 0,1 s)

Spannungsschutzfunktion 3U0>:

- Allgemeine Erdschlussmeldung
- $3U_{0>}$ = 52 V → U_{en} = √3 * ($3U_0$) / 3 = 30 V
- $t_{3U_{0>}}$ = 0 s (ggf. Einstellung einer Verzögerung, um die Meldung durch Erdschlusswischer zu unterdrücken) → Meldung zur Netzführung

Zu den vor beschriebenen Einstellungen ergeben sich für ein NOSPE-Netz folgende beispielhafte netzbezogene zusätzlich und angepasste Einstellungen:

MS-Anlagenschutzeinstellungen - NOSPE-Netz

- Hauptschutz für Kurzschlüsse und Erdkurzschlüsse im MS-Sammelschienenbereich
- Reserveschutz für Kurzschlüsse und Erdkurzschlüsse in den MS-Abgängen im ersten Schutzabschnitt

Distanzschutzfunktion allgemein (gilt auch für MS-Abgänge):

- Anregeprogramm U/I-Anregung: LE: U_{phe} / LL: I>>
- Ansprechwert U_{phe} bei Iph>: 40V
- Ansprechwert U_{phe} bei $Iph >>$: 40V

Erdfehler-Anregung in der Distanzschutzfunktion:

- Erdfehlererkennung $3I_0 >$ ≥ 1,3 x $I_{\mathrm{CE,Netz}}$ unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustandes des Netzes (im MS-Abgang ≥ 1,3 x $I_{\mathrm{C\,Abgang}}$ unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustands des Abgangs) → Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen
- Erdfehlererkennung $3\,U_0 >$ = 10 V → U_{en} = √3 * $(3U_0)$ / 3 = 5,8 V » 6 V
- Kriterien für Erdfehlererkennung $3I_0 >$ und $3\,U_0 >$

Erdkurzschlussschutz für hochohmige Fehler:

- Erdfehlererkennung $3I_0 >$ ≥ 1,3 x I_{CE_Netz} unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustandes des Netzes (im MS-Abgang ≥ 1,3 x I_{CE_Abgang} unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustands des Abgangs) → Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen
- $t_{3I_0} >$ = x,xx s = te (bei U-Ausfall kommt $3I_0 >$ mit 1,00 s)

Not-UMZ-Funktion (bei U-Ausfall):

- Erdfehlerstromanregung $3I_0 >$ ≥ 1,3 x I_{CE_Netz} unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustandes des Netzes (im MS-Abgang ≥ 1,3 x I_{CE_Abgang} unter Berücksichtigung des (n-1)-Schaltzustands des Abgangs) → Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen
- $t_{3I_0} >$ = 1,00 s (1 sec. bei PEHLA geprüfter Anlage) (in den MS-Abgängen $t_{3I_0} >$ = 0,1 s)

Intermittierender Erdfehlerschutz (gilt auch für MS-Abgänge):

- Erdfehlerstromanregung $3I_0 >$ = 60 A (primär)
- Impulsverlängerung $3I_0 >$ = 0 A
- $t_{3I_0} >$ intermittierend = 10,00 s (Staffelung zu den Einstellungen in den Abgängen beachten)
- Haltezeit $t_{3I_0} >$ intermittierend = 300,00 s

Spannungsschutzfunktion $3U_0 >$:

- Schutz des MS-Netzes gegen einen isolierten Sternpunkt im einpoligen Fehlerfall
- $3U_0 >$ = 10 V → U_{en} = √3 * $(3U_0)$ / 3 = 5,8 V » 6 V
- $t_{3U_0} >$ = Endzeit Anlagenschutz + 300ms → Auslösung des LS

6.6 Transformatorschutz (Differentialschutz)

In diesem Abschnitt werden die Rahmenbedingungen und Schutzeinstellungen von HS/MS-Transformatoren mit einer Leistung ≥ 5 MVA beschrieben. Ab dieser Leistungsgröße ist es üblich einen Transformatordifferentialschutz als Hauptschutz einzusetzen.

Bei der Dimensionierung der Anregeeinstellungen sind folgende Randbedingungen zu berücksichtigen:

- Leistung, Übersetzungsverhältnis und Schaltgruppe des Transformators
- die Genauigkeitsklassen und Genauigkeitsgrenzfaktoren der HS- und MS-seitigen Stromwandlerschutzkerne sowie die Bauart „linear“ oder „eisengeschlossene“ Stromwandler
- die Fehlanpassung durch das Stufenschaltwerk

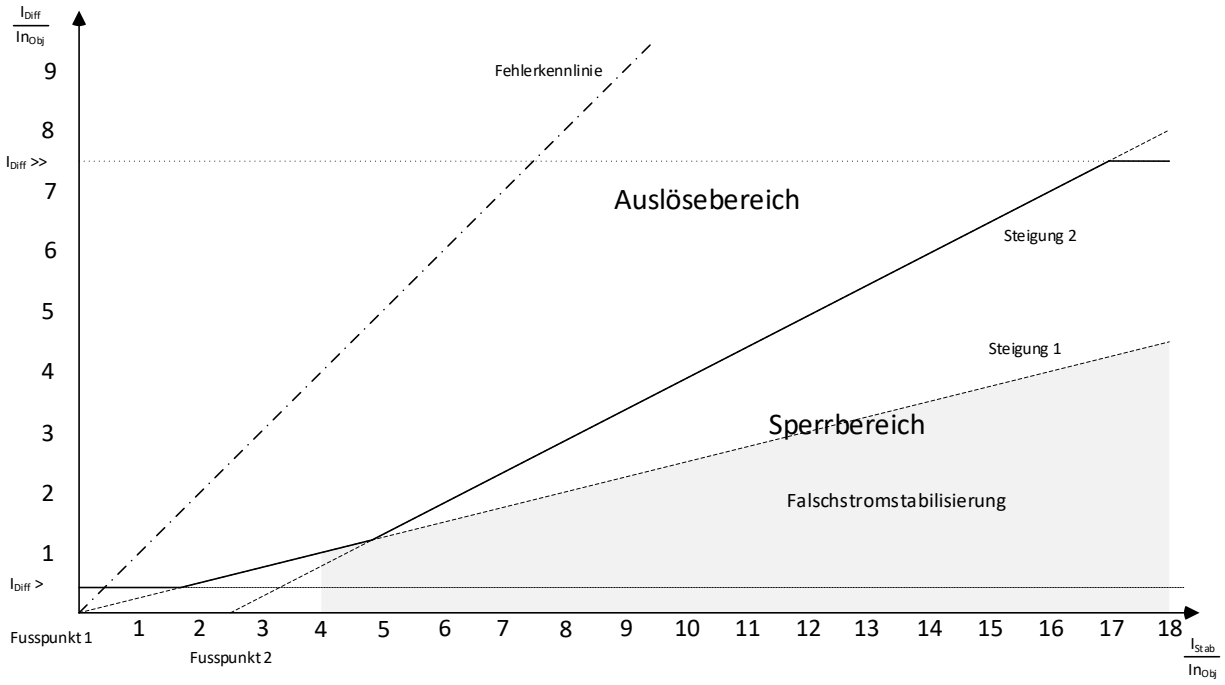


Bild 111: Beispiel einer Transformatordifferentialschutzkennlinie

Die folgenden Einstellbeispiele gelten für die oben genannten Randbedingungen:

- die Differenzschutzansprechwerteinstellung „$I_{\mathrm{Diff}}>$“ bei Haltestrom = 0 liegt im Bereich von 0,2 bis 0,4 $I/I_{\mathrm{n,obj}}$ (I_{nObj} entspricht dem Nennstrom der leistungsstärksten Wicklung des Transformators)
- die Einstellung für den Anstieg der Falschstromstabilisierung ist typisch:
  - Anstieg m1 = 0,25 mit Fußpunkt 1 = 0
  - Anstieg m2 = 0,5 mit Fußpunkt 2 = 2,5
- die Schnellauslösung „$I_{\mathrm{Diff}}\gg$“ ist identisch der Hochstromstufe $I>>$ des oberspannungsseitigen Reserveschutz einzustellen
- die Einschaltrush-Stabilisierung beträgt I_{100}/I_{50} = 0,15
- im RESPE-Netz ist die Nullstromeliminierung zu aktivieren, wenn der Sternpunktstrom nicht erfasst wird

Der oberspannungsseitige Distanzschutz hat die Reserveschutzfunktion für den Trafodifferentialschutz und den MS-Anlagenschutz.

6.7 Sternpunktwiderstand (NOSPE)

Das Schutzkonzept und die Schutzfunktionen des NOSPE-Widerstandes am Sternpunkt des HS/MS-Transformators, sind in Bild 84 im Abschnitt 4.7.2 zu entnehmen.

Wird der MS-NOSPE-Widerstand am Transformatorsternpunkt angeschlossen, ist es möglich für einpolige Fehler im MS-seitigen Trafobereich eine zusätzliche Schutzfunktion zu aktivieren.

Hierzu kann der Erdfehler-Differentialschutz aktiviert werden. Voraussetzung ist, dass im Sternpunkt ein Stromwandler eingebaut ist. Auf Grund dessen, dass diese Schutzfunktion nicht lastabhängig ist, hat sie eine hohe Empfindlichkeit.

Der Einstellwertbereich I/InS ist 0,1 - 0,15. (InS ist der Nennstrom der zu schützenden Transformatorseite)

Im Folgenden sind beispielhaft die Schutzeinstellungen am NOSPE-Widerstand dargestellt.

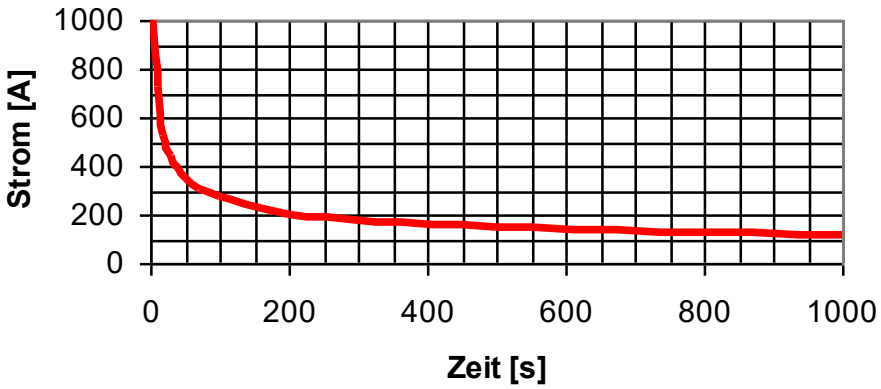


Bild 112: Thermische Kennlinie eines 20-kV-Sternpunktwiderstandes für 1000 A, 5 s; 75 A Dauerstrom R = 12 W

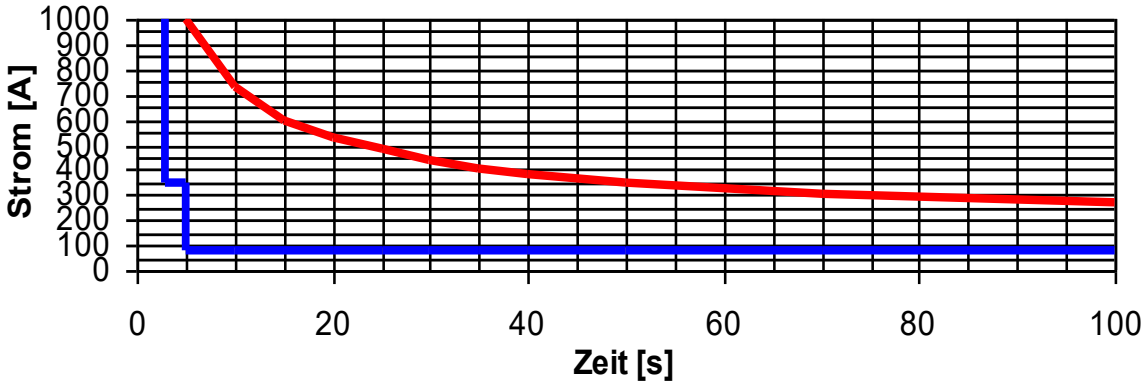


Bild 113: Thermische Kennlinie eines NOSPE-Widerstandes und zweistufiger UMZ-Schutz

Beispielhafte NOSPE-Schutzeinstellung (z. B. 1000A NOSPE-Widerstand):

- I_E >> = 350 A
- t_{IE} >>= max (t_{IE} > der Abzweige + 300 ms) [identisch mit Endzeit vom MS-Anlagenschutz]

- I_F>>> = 2000 A (bei 1000 A NOSPE-Widerstand)
- t_{IE}>>> = 0,1 s Schutz - bei Kurzschluss des NOSPE-Widerstandes

- I_F > = 60 A
- t_{IE} > = 5 s

- Impulsverlängerung I_E > = 0
- t_{IE} > intermittierend = 10 s

- Haltezeit t_{IE} > intermittierend = 300 s

Mit den vorgenannten Schutzeinstellungen wird im Wesentlichen die thermische Kennlinie des NOSPE-Widerstandes und ein möglicher Kurzschluss des Widerstandes berücksichtigt sowie der mögliche Fehlerfall eines intermittierenden Erdkurzschlusses.

6.8 Drosselschutz

In Abschnitt 4.7.3 sind die Schutzkonzepte für Kompensationsdrosselspulen in eigenen Schaltfeldern in RESPE und NOSPE-Netzen dargestellt. Im Folgenden sind dazu beispielhafte Schutzeinstellungen aufgeführt, die von den technischen Daten der Drosselspule und dem Schutzkonzept des angeschalteten HS-Netzes abhängig sind.

RESPE-Netz

UMZ-Schutzeinrichtung (Schutzsystem 1)

- UMZ-Funktion
  - Hauptschutz für Fehler der Kompensationsdrossel
  - $I>$ = $2 \cdot I_{\mathrm{n,max}}$ → Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen
  - $t_I>$ = 0,1 s
  - Auf Grund von Einschaltrushströmen kann eine Anpassung der Einstellung oder Ergänzung einer Hochstromstufe notwendig sein
- Gegensystemschutz
  - Hauptschutz, um interne Fehler in der Drosselspule empfindlicher zu erkennen

UMZ-Schutzeinrichtung (Schutzsystem 2)

- UMZ-Funktion
  - Reserveschutz für Fehler der Kompensationsdrossel
  - $I>$ = $2 \cdot I_{\mathrm{n,max}}$ → Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen
  - $t_I>$ = 0,1 sec
  - Auf Grund von Einschaltrushströmen kann eine Anpassung der Einstellung oder Ergänzung einer Hochstromstufe notwendig sein
- Gegensystemschutz
  - Reserveschutz, um interne Fehler in der Drosselspule empfindlicher zu erkennen
- Unterspannungsschutz
  - Kann als Schutzfunktion für die Netzstabilität genutzt werden
  - Die Schutzeinstellung ist entsprechend der Netzanforderungen auszuführen.

NOSPE-Netz

UMZ-Schutzeinrichtung (Schutzsystem 1)

- UMZ-Funktion
  - Fehler in der Kompensationsdrossel
  - $I>$ = $2 \cdot I_{\mathrm{n,max}}$→ Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen
  - $t_I>$ = 0,1 s

- $3I_0$-UMZ-Funktion ($3I_0$ – berechnet aus den Phasenstromwandlern)
  - Schutzfunktion für den einpoligen Erdkurzschluss in der Kompensationsdrossel
  - $3I_0 >$ = 0,5 · $I_{k1,min}$ $(3I_{0,min})$
  - $t_{3I_0} >$ = 0,1 s
- Gegensystemschutz
  - Hauptschutz, um interne Fehler in der Drosselspule empfindlicher zu erkennen

UMZ-Schutzeinrichtung (Schutzsystem 2)

- UMZ-Funktion
  - Fehler in der Kompensationsdrossel
  - $I >$ = 2 · $I_{n,max}$→ Anregeverlässlichkeit ist zu berücksichtigen
  - $t_I >$ = 0,1 sec
- $3I_0$-UMZ-Funktion ($3I_0$ – berechnet aus den Phasenstromwandlern)
  - Schutzfunktion für den einpoligen Erdkurzschluss in der Kompensationsdrossel
  - $3I_0 >$ ≤ 0,5 · $I_{k1,min}(3I_{0,min})$
  - $t_{3I_0} >$= 0,1 s
- Spannungsschutzfunktion $3U_0 >$
  - Reserveschutz für Netz ohne Sternpunkterdung und hochohmige einpolige Erdfehler
  - $3U_0 >$ = 69 V→ U_{en} = √3 * $(3U_0)$ / 3 = 40 V
  - $t_{3U_0} >$ = t_e
- Gegensystemschutz
  - Reserveschutz, um interne Fehler in der Drosselspule empfindlicher zu erkennen
- Unterspannungsschutz
  - Kann als Schutzfunktion für die Netzstabilität genutzt werden
  - Die Schutzeinstellung ist entsprechend der Netzanforderungen auszuführen.

6.9 Sonderbetriebsmittel

Eine allgemeingültige Vorgabe für die Schutzeinstellungen der in Abschnitt 4.8 beschriebenen Sonderbetriebsmittel MSCDN, Statcom und rotierende Phasenschieber ist nicht möglich. Die Schutzeinstellungen richten sich nach dem anlagenspezifischen Schutzkonzept und den eingesetzten Schutzfunktionen. Sollten Schutzfunktionen zum Einsatz kommen, welche in in den vorherigen Abschnitten bereits beschrieben wurden, z. B. ein Trafodifferentialschutz, können diese Einstellvorgaben ggf. auch für die Sonderbetriebsmittel verwendet werden.

Für die Festlegung der Schutzeinstellungen der Sonderbetriebsmittel ist eine Abstimmung zwischen Anlagenerrichter, welcher das Fachwissen über die eingesetzten Betriebsmittel und Funktionen besitzt, und Anlagenbetreiber, welcher die Anlage in seine Betriebsweise integrieren muss, notwendig.

7 Inbetriebnahme und Instandhaltung

7.1 Rahmenbedingungen für die Inbetriebnahme und Instandhaltung

Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Für die Errichtung und den Betrieb von Schutzsystemen sind insbesondere die in Anhang B aufgeführten Normen, Vorschriften und Empfehlungen in der jeweils gültigen Fassung zu berücksichtigen. Daneben sind die Hinweise der Hersteller in den entsprechenden Bedienhandbüchern zu beachten.

Gemäß gesetzlichen Rahmenbedingungen müssen sowohl neue Anlagen als auch Änderungen und Erweiterungen bestehender Anlagen vor ihrer Inbetriebnahme einer Prüfung unterzogen werden. Elektrische Anlagen müssen zudem in geeigneten Zeitabständen geprüft werden. Wiederkehrende Prüfungen sollen hierbei Mängel aufdecken, die nach der Inbetriebnahme aufgetreten sind und den Betrieb behindern oder Gefährdungen hervorrufen können.

Auf Grundlage der hier aufgeführten Rahmenbedingungen werden unter Beachtung vorliegender Betriebserfahrungen der Betreiber von Schutzsystemen in den nachfolgenden Abschnitten Empfehlungen zur Inbetriebnahme und zur Instandhaltung gegeben. Die aufgeführten Punkte, auch in Ihrer Reihenfolge, hängen ggf. voneinander ab und dienen als Orientierung des Inbetriebnahmeprozesses.

7.2 Allgemeine Anforderungen an die Prüf- und Messtechnik

Die verwendete Prüftechnik muss den normativen Anforderungen für Prüfwerkzeuge entsprechen. Prüfwerkzeuge müssen eine höhere Genauigkeit als die zu prüfenden Schutzeinrichtungen aufweisen. Die Genauigkeit der ausgegebenen und angezeigten Prüfgrößen sowie die Zeitgenauigkeiten der Prüftechnik muss höher sein als die der jeweiligen Schutzfunktionen der zu prüfenden Schutzeinrichtung. . Die für die Prüfungen benutzten Mess- und Prüfgeräte sind entsprechend der Herstellerangaben wiederkehrend zu überprüfen und ggf. zu kalibrieren.

7.3 Abnahme und Inbetriebnahme von Schutzsystemen

Die dargestellten Empfehlungen zu Inbetriebnahmen von Schutzsystemen stellen einen Ausschnitt des „Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen“ dar.

7.3.1 Prüfungen im Vorfeld

- Werksabnahme
- Prüfung der Konstruktions- und Prüfunterlagen der Beistellung und Lieferung

7.3.2 Inbetriebnahmeprüfung

7.3.2.1 Vorprüfungen

- Definition der Schnittstelle zwischen Anlagenerrichter und Anlagenbetreiber (Umfang der Vorprüfungen durch den Auftragnehmer)
- Vorbereitung der dann folgenden Abnahme- und Inbetriebnahmeprüfungen (Abschluss der Montagearbeiten)
- Integration der Isolationsprüfung
- Datenaufnahme (Wandlerdaten, usw.)

7.3.2.2 Allgemeine Prüfungen

- Kontrolle der Schaltungsunterlagen (Stromlaufpläne, Klemmenpläne, Anschlussbilder, usw.) mit den unternehmensinternen Vorgaben.
- Klemmenkontrolle, insbesondere Stromwandler- und Auslösekreise
- Kontrolle der Erdung von Geräten und Schirmen
- Hilfsspannungsversorgungen einschalten
- Prüfen der „Kurzschlussfreiheit“ der Befehls-, Steuer- und Meldekreise
- Schutzeinrichtung parametrieren
- Neue Firmware evaluieren
- Parametervergleich zwischen Schutzeinrichtung und Parametriersoftware

7.3.2.3 Stromwandler Prüfungen

- Isolationsprüfung: Zum Nachweis der Isolationswerte der einzelnen Kerne gegen Erde und gegeneinander
- Kontrolle der primären und der sekundären Verschaltung der Stromwandlerkreise
- Kabelumbau- oder Summenstromwandler: Kontrolle der Schirmerdung (Isolierte Rückführung durch den Wandler)
- Kontrolle der Erdung der Stromwandlerkerne (Polarität)
- Wandlerkreisprüfung durch Primärspeisung des Wandlers mittels Stromquelle
- Alternativ zur Primärspeisung kann die Wandlerkreisprüfung auch mittels geeigneter Wandlerprüfgeräte erfolgen

Die Stromwandlerprüfung ist erst durchzuführen, wenn alle Arbeiten an den Sekundärstromkreisen abgeschlossen sind. Daher kann es sinnvoll sein, die Prüfung zu einem späteren Zeitpunkt durchzuführen.

7.3.2.4 Spannungswandler Prüfungen

- Isolationsprüfung: Zum Nachweis der Isolationswerte der einzelnen Wicklungen sowie der Sekundärverdrahtung bis zumindest zum ersten Schutzorgan (z. B. Spannungswandlerautomat) gegen Erde und gegeneinander
- Kontrolle der korrekten Zuordnung der Spannungswandlerwicklungen und der Sekundärverdrahtung
- Kontrolle der korrekten Erdung
- Kontrolle der Automatentypen z. B. spezielle Spannungswandler Automatentypen für Schutz
- Wandlerkreisprüfung (Messwerte, Übersetzungsverhältnis, usw.)

7.3.2.5 Schutzeinrichtung Prüfungen

Generelle Prüfung, unabhängig von der Schutzfunktion:

- Sichtkontrolle
- Meldepuffer auslesen
- Pufferbatterie kontrollieren
- Parametrierung und ggf. Umstellen von Einzelparameter
- Prüfung aller Schutzfunktionen mittels Prüfeinrichtung (Messwert speisen, Prüfung der Schutzfunktionen, Kennlinienprüfung)
- Prüfung der Auslösekreise mit Leistungsschalterbetätigung
- Prüfen aller binären Ein- und Ausgänge

Spezielle Prüfung, abhängig von der Schutzfunktion:

- Prüfung der Signalvergleichsschutzverbindungen und ggf. Leistungsschaltermitnahmen inklusive Signallaufzeitmessungen
- Prüfung durch Ausgabe von Transientendateien

- Reale Prüfung der AWE-Zyklen mit Leistungsschalter
- Prüfung der Ringleitungen
- Bei dem Leitungsdifferentialschutz ist zu beachten, dass der LS-Ausbefehl an alle Leitungsenden übertragen wird, wo entsprechende Endgeräte verbaut sind.
- Es hat eine Laufzeitmessung der Schutzkommunikationsverbindungen zu erfolgen und diese ist entsprechend der Vorgaben zu überprüfen.
- Bei verteilten Schutzsystemen kann eine zeitsynchronisierte Kennlinienprüfung durchgeführt werden.
- Die Primärprüfung (Strom) des Gesamtsystems ist für Differentialschutzfunktionen durchzuführen.
- Nach der Zuschaltung mittels Laststrom muss die Stabilität überprüft werden.

Bei Kombigeräten von Schutz- und Steuerungseinrichtung:

- Prüfung der anwenderdefinierten Logikfunktionen
- Prüfung der Steuerungsfunktionen
- Prüfung der Feldverriegelungen und Anlagenverriegelung (z. B. Kuppelausschaltsperre)

7.3.2.6 Prüfung der Mess-, Melde- und Steuerkreise, Schnittstellen, Netzwerktopologie und Fernwartung

- Prüfen der Messwerte zur Leittechnik und zum Netzleitsystem
- Prüfen der Gerätestörmeldung
- Prüfung der schutzrelevanten Signale
- Prüfen aller erforderlichen Meldungen und Befehle
- Kontrolle der Netzwerktopologie
- Kontrolle der Uhrzeitsynchronisierung
- ggf. Kontrolle der automatischen Störschriebentsorgung
- ggf. Prüfung des Fernwartungszugang
- ggf. systemübergreifendes Prüfen der Kuppelleitungen

7.3.2.7 Prüfprotokolle

Die durchgeführten Prüfungen sind zu dokumentieren, sowohl die Prüfung der Schutzeinrichtung mit digitaler Prüfdatei als auch die restlichen Prüfungen.

Die Protokolle müssen zur Reproduzierbarkeit zusätzlich Namen, Datum und Authentifikation des Prüfers enthalten.

7.3.2.8 Abschluss der Prüfung

- Rückstellen von etwaigen Prüfeinstellungen
- Parametervergleich der Schutzeinrichtung und der Parametriersoftware
- Löschen aller Melde- und Störfallpuffer
- Abzweig / Betriebsmittel scharf in Betrieb nehmen
- Abgleich der Messwerte:

  Kontrolle der primären und sekundären Messwerte (Ströme, Spannungen, Leistungen, usw.)

  Kontrolle spezieller Schutzmessgrößen (Impedanz-, Diff.- und Stabwerte, Energierichtung, usw.)

  Kontrolle der Messwerte in den Leitsystemen, falls diese übertragen werden.

- Datensicherung

7.4 Instandhaltung von Schutzsystemen

Die Instandhaltung trägt wesentlich dazu bei, dass die Zuverlässigkeit und die Verfügbarkeit von Schutzsystemen während derer gesamten Einsatzdauer sichergestellt werden können.

Die Instandhaltung ist als Kombination aller technischen, administrativen und übergeordneten organisatorischen Maßnahmen anzusehen, die während des gesamten Lebenszyklus eines Schutzsystems erforderlich sind, damit die ordnungsgemäße Funktionalität erhalten bleibt oder zusätzlich erforderliche Funktionalität ermöglicht wird. Dazu zählt ebenso die ordnungsgemäße Wiederherstellung des Systems im Falle eines Mangels.

Mängel beziehen sich dabei nicht nur auf physische, materielle oder funktionelle Mängel, sondern auch auf qualitative Mängel wie z. B. Schutzeinstellungen, die sich zur Laufzeit von sich verändernden Schutzobjekteigenschaften unterscheiden oder Verbesserungen in eingesetzten Funktionalitäten, welche in digitalen Systemen typisch durch Patches erreicht werden.

7.4.1 Ziele und Nicht-Ziele der Instandhaltung

Das Ziel der Instandhaltung ist eventuelles teilweises oder gesamtheitliches Versagen von digitalen Schutzsystemen oder einzelnen Systemteilen davon (z. B. Hilfsenergieversorgung, Ein- oder Ausgänge, Messwertgenerierung, Interface und Schnittstellen, usw.) zu erkennen. Instandhaltungsmaßnahmen sind nicht darauf ausgelegt logische Fehler in der Schutzkonzeption (Applikationsvorlage) aufzuzeigen oder Fehler aus der Inbetriebsetzung zu finden. Dies muss durch geeignete Qualitätssicherungsmaßnahmen im Vorfeld gewährleistet werden.

7.4.2 Instandhaltungsstrategien und Instandhaltungsmaßnahmen

Die grundlegenden Begriffe und Maßnahmen der Instandhaltung sind global gültig in DIN 31051 [39] und für Betriebsmittel und Anlagen von Elektrizitätsversorgungsnetzen in VDE 0109:2020-01 (IEC TS63060:2019) [40] beschrieben.

Grundsätzlich kann entsprechend der zuvor genannten Normen zwischen unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien und deren weiteren Unterteilungskriterien unterschieden werden:

- Ereignisorientierte Instandhaltung
  - Nach einer Fehlfunktion
  - Nach einem Ausfall
- Vorbeugende Instandhaltung
  - Zustandsorientierte Instandhaltung
  - Zeitorientierte Instandhaltung
  - Instandhaltung nach außergewöhnlichem Betriebszustand
- Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung
- Risikoorientierte Instandhaltung

Gemäß VDE 0109:2020 (IEC TS63060:2019) [40], welche auf Schutzsysteme grundsätzlich anwendbar ist, kann die Instandhaltung in nachfolgende Maßnahmen unterteilt werden:

- Inspektion
- Wartung
- Revision (für digitale Schutzsysteme nicht unmittelbar anwendbar)
- Instandsetzung
- Verbesserung

Bei Schutzsystemen wird in den meisten Anwendungsfällen die vorbeugende und die ereignisorientierte Instandhaltung parallel angewendet. Dabei kommt bei der ereignisorientierten Instandhaltung bei einem Ausfall primär die Instandsetzung, und bei einer Fehlfunktion eine Verbesserung zur Anwendung. Zuletzt

genannte Maßnahme kann z. B. durch das Einspielen einer neuen Firmware, durch das Anpassen der Konfiguration oder durch die Veränderung von Parametern erfolgen.

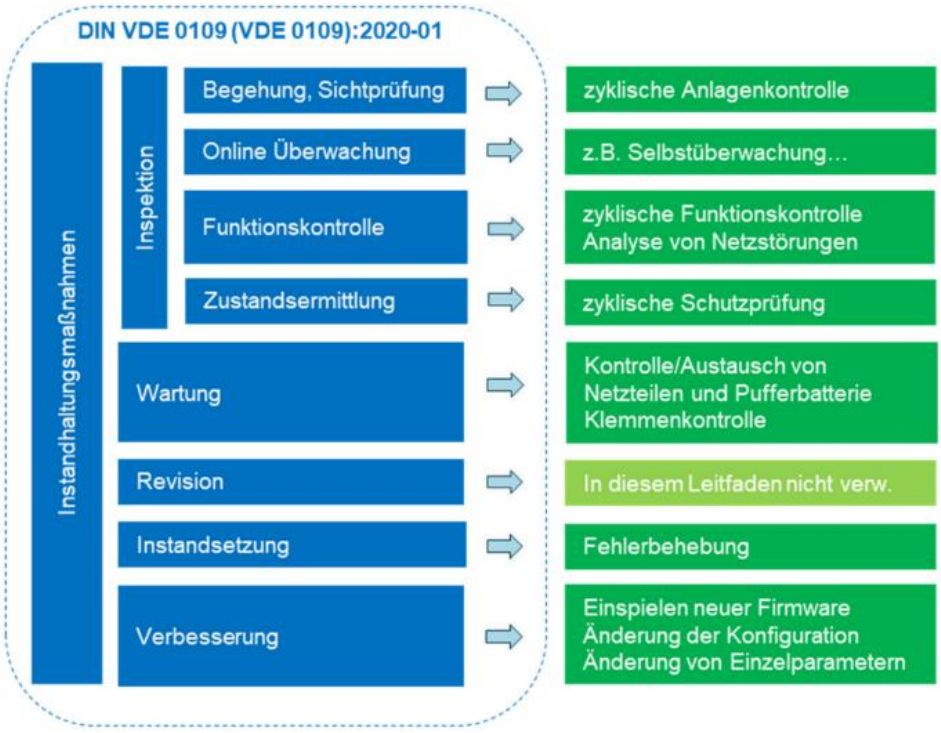


Bild 114: Gliederung von Instandhaltungsmaßnahmen entsprechend VDE 0109 (IEC TS 63060:2019) [41]

Hingegen ist das Ziel der vorbeugenden Instandhaltung, dass rechtzeitig, präventiv Instandhaltungsmaßnahmen eingeleitet werden, um einen Ausfall bzw. eine Fehlfunktion zu vermeiden. Klassisch zustandsorientierte Instandhaltungsmaßnahmen (Abnutzung, Verschleiß) sind bei digitalen Schutzsystemen aber nicht üblich, da es im Vergleich zu anderen Betriebsmitteln, wie z. B. einem Leistungsschalter bei dem der kumulierte Abschaltstrom als Bewertungskriterium herangezogen werden kann, keine sinnvoll zu bewertenden Kriterien und Trigger für eine vorbeugende Instandsetzung gibt.

Bei digitalen Schutzsystem werden bevorzugt zeitorientierte Maßnahmen als vorbeugende Instandhaltungsmaßnahmen angewendet. Diese können sowohl in regelmäßigen als auch in unregelmäßigen, strukturierten Abständen durchgeführt werden. Strukturierte Zeitabstände können dadurch gekennzeichnet sein, dass während der ersten beiden Drittel der erwarteten Lebensdauer, bei der Ausfallswahrscheinlichkeiten statistisch betrachtet eher gering sind, Intervalle ausgedehnt, und ab dem letzten Drittel der erwarteten Lebensdauer, bei dem die statistische Häufung von Ausfällen steigt, Instandhaltungsintervalle zunehmend gestaucht (verkürzt) werden. Dabei sind Betriebserfahrungen und Branchenempfehlungen sowie gesetzliche und produktspezifische Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

Die zeitorientierte Instandhaltungsstrategie wird, unabhängig von der Spannungsebene, in den Bereichen eingesetzt, in denen eine hohe Anforderung an die Zuverlässigkeit oder die Sicherheit eines Betriebsmittels gefordert wird. Aus diesem Grund ist die zeitorientierte Instandhaltung für den Betrieb von digitalen Schutzsystemen am zweckmäßigsten anzuwenden.

7.4.3 Inspektion

Als eine vorbeugende Instandhaltungsmaßnahme ist die Inspektion anzusehen. Dies dient zur Beurteilung des Ist-Zustands, einschließlich der Bestimmung möglicher Ursachen sowie der Ableitung notwendiger

Konsequenzen. Die Inspektion kann wiederum aus schutztechnischer Sicht in nachfolgende Maßnahmen untergliedert werden:

7.4.3.1 Begehung/Sichtprüfung

Zeitintervall: z. B. zyklische Anlagenkontrolle im Jahresintervall

Umfang: Erfassung von außen erkennbaren Auffälligkeiten (Brand- oder Geruchsspuren, fehlende Signalisierung der Betriebsbereitschaft, Displayfehler, usw.), die durch ein Online-Überwachungssystem nicht erkannt werden können. Dabei ist ein besonderes Augenmerk auf mögliche Signalisierungen am Schutzsystem (z. B. LEDs, Display) sowie auf die Plausibilität von Displayanzeigen zu legen.

7.4.3.2 Online-Überwachung

Zeitintervall: permanent

Umfang: Permanente Überwachungsroutinen in digitalen Schutzsystemen mit ausfallsicherer Integration in übergeordnete Systeme mit 24/7 Überwachung. Dabei ist darauf zu achten, dass alle relevanten Hard- und Softwarekomponenten überwacht werden. Ebenso ist darauf zu achten, dass Schutzsysteme, meist Typen und Hersteller abhängig, unterschiedliche Ausprägungen von Überwachungsmechanismen implementiert haben und dadurch nicht immer alle möglichen Abnormalitäten erfasst werden.

In der Praxis hat sich eine Kombination aus Prozessüberwachung (z. B. Watchdog), Messwertüberwachung (z. B. Symmetrie, Betragsdifferenz) und erkannten Inkonsistenzen bei internen Komponenten (z. B. Puffer-Batterie, Baugruppenausfall) bewährt.

7.4.3.3 Funktionskontrolle

Zeitintervall: z. B. zyklisch alle 4 Jahre

Anmerkung: In der Schweiz regelt diese Zeitdauer die Starkstromverordnung und ist mit 5 Jahren festgelegt.

Umfang: Überprüfung der prinzipiellen Funktion des Schutzsystems. Dabei sollten zumindest nachfolgende Überprüfungen durchgeführt werden, welche oftmals erkannte Schwachstellen adressiert:

- Überprüfung der aktuellen Messwerte am Gerätedisplay, ggf. Vergleich mit einer Referenz (z. B. Spannungen am Nachbarfeld, Strom an der Gegenstelle).
- Überprüfung der Auslöse- und Einschaltkreise (bei aktiver automatischer Wiederzuschaltung). Alternativ kann bei kombinierten Schutz- und Steuergeräten zum Nachweis auch eine Auswertung historischer Steuerbefehle im Netzleitsystem erfolgen.
- Überprüfung der Gerätestörungsmeldung sowie der Onlineüberwachung. Alternativ kann bei Onlineübertragung von Messwerten auch das Erkennen deren fehlender Aktualität dafür verwendet werden, sofern dies alarmiert ist.

7.4.3.4 Zustandsermittlung

Zeitintervall: z. B. zyklisch alle 8 Jahre bzw. ohne Funktionskontrollen alle 4 Jahre

Umfang: Überprüfung der gesamten Funktionalität des Schutzsystems sowie der Wechselwirkung mit anderen Systemen (z. B. Schaltversagerschutz) unter der Zuhilfenahme von technischem Equipment (z. B. Sekundärprüfeinrichtung) und der Vorgabe von sekundären Referenzgrößen (Strom, Spannung). Eine Zustandsermittlung geht von keiner erforderlichen Veränderung (Firmware-Update, Parameteranpassung, usw.) am Schutzsystem aus. Da bei der zyklischen Schutzprüfung keine Veränderungen (z. B. Blockade von sich beeinflussenden Funktionalitäten) am System vorgenommen werden, ist im Vergleich zu einer Inbetriebsetzungsprüfung meist nur ein reduzierter Prüfumfang möglich.

Die Zustandsermittlung muss dabei, unter der Berücksichtigung der Hinweise und Vorgaben der Systemhersteller, für das gesamte System erfolgen. D. h. die Zustandsermittlung beginnt bei der Plausibilisierung von realen, betriebsbedingten Messwerten vor dem Beginn der Schutzprüfung und endet typischerweise mit der Überprüfung der ordnungsgemäßen Funktion von Auslösekreisen inkl. der Leistungsschalterbewegungen, sofern dies nicht schon regelmäßig bei den zyklischen Funktionskontrollen erfolgt.

7.4.4 Wartung

Bei Schutzsystemen beschränken sich präventive Wartungstätigkeiten primär auf den Austausch von Elektronikbauteilen wie z. B. Puffer- und Stütz-Batterien, sofern diese nicht schon vom Hersteller durch moderne Kapazitätstechnologien substituiert wurden, oder auf auszutauschende Elektronikbauteile, die durch Alterung ihre elektrischen Eigenschaften verändern (Drift).

Wartungszyklen richten sich in den meisten Fällen nach Vorgaben der Hersteller. Es empfiehlt sich jedoch empfohlene Wartungszyklen ggf. zu reduzieren, wenn diese mit geplanten Inspektionen (z. B. zyklische Schutzprüfung) kombiniert werden können. Nicht zuletzt wegen möglicher Synergieeffekte, sondern auch, da z. B. eine Störung der Puffer-Batterie in den meisten Fällen eine Störmeldung generiert, welche üblicherweise als Gerätestörung weitergemeldet wird. Dies kann speziell außerhalb von Normalarbeits- oder Bereitschaftszeiten zu unnötigen Verunsicherungen führen.

7.4.5 Instandsetzung

Eine Instandsetzung entspricht einer Wiederherstellung des Sollzustands, ausgehend von einem nicht konformen Systemzustand. Eine Instandsetzung erfolgt typisch anlassbezogen nach einer Störung oder einem Fehler im Schutzsystem. Eine Instandsetzung ist oftmals mit einem Austausch der Hardware oder zumindest mit Teilen der Hardware verbunden. Dabei ist zu beachten, dass der dadurch erforderliche Prüfumfang an die durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen anzupassen ist. Dies kann auch eine abermalige, vollständige Inbetriebsetzungsprüfung erforderlich machen!

7.4.6 Verbesserungen

Verbesserungen umfassen alle technischen und administrativen Maßnahmen, sowie Maßnahmen des Managements, zur Steigerung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit von Schutzsystemen. Darunter können u. a. nachfolgende Tätigkeiten angesehen werden.

7.4.6.1 Neue Gerätefirmware

Die Ursachen bzw. Treiber für neue Gerätefirmware finden sich heute zunehmend in Problemen der Informationssicherheit und nur zu einem eher geringen Anteil in schutztechnischen Verbesserungen. Daher ist die Notwendigkeit eines erforderlichen Einsatzes (Update/Upgrade) auf eine neue Gerätefirmware kritisch zu prüfen. Die Auswirkung als auch die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Schwachstelle in der Informationssicherheit, innerhalb einer Gerätefirmware, kann oftmals durch technische Maßnahmen (z. B. Segmentierung mittels Firewall oder Roll-Based-Access-Control) im IT/OT-Umfeld kompensiert, reduziert oder in einen besser beherrschbaren Netzwerksbereich verlagert werden und müssen nicht zwangsläufig durch die Schutztechnik behoben werden. Wenn die Ursache für eine neue Gerätefirmware in einer funktionalen Verbesserung der Schutztechnik liegt, dann ist zu prüfen, ob diese Verbesserung für den individuellen Anwendungs- bzw. Einsatzfall relevant ist. Wenn dies nicht der Fall ist und auch von Seiten der Informationssicherheit kein Handlungsbedarf an die Schutztechnik besteht, dann kann auf ein Update/Upgrade verzichtet werden.

Dieser Prozess bzw. diese Beurteilung ist entsprechend den IT/OT-Richtlinien (ISMS) in der erforderlichen Tiefe zu begründen und zu dokumentieren. Diese Begründung sollte für etwaige Audits (NIS/NIS2,

ISO27xxx) nicht nur der Schutztechnik, sondern auch dem Verantwortlichen für die Informationssicherheit (CICO) zugänglich sein.

Ein Roll-Out, aber auch ein nicht durchgeführter Roll-Out von neuer Gerätefirmware bedingt bei digitalen Schutzsystemen, welche über moderne Kommunikationsinfrastruktur verfügen, einer strikten, engen und interdisziplinären Zusammenarbeit zwischen allen betroffenen Bereichen. Dazu zählt auch der Lieferant, welcher die Informationsbasis für die Entscheidungen liefern muss. Es empfiehlt sich, diese Rolle des Lieferanten bereits im Ausschreibungsprozess zu definieren und festzuhalten.

Grundsätzlich ist jeder Betreiber eines Schutzsystems, entsprechend der für ihn geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und der Sorgfaltspflicht, für den ordnungsgemäßen Betrieb verantwortlich. Die nachfolgende Auflistung zeigt eine grobe Struktur auf, wie ein solcher Prozess stattfinden kann:

- Mit dem Systemlieferanten sind Service-Level-Agreements zu definieren, die einen Rahmen für eine zeitnahe Kommunikation von funktionellen und IT/OT-kritischen Schwachstellen, sowie deren Kritikalität (CVSS-Score) und mögliche Verbesserungen und Lösungsvorschläge beinhalten. Solange vom Systemlieferanten/Hersteller oder von keiner anderen, relevanten Informationsquelle (z. B. CERT) dementsprechende Meldungen kommuniziert werden, kann davon ausgegangen werden, dass es für die aktuell eingesetzte Firmware keinen Handlungsbedarf gibt.
- Vom Systemhersteller ist eine Änderungshistorie (Revisionsliste) bereit zu stellen. Anhand dieser Liste muss der Anwender bewerten können, ob die aktuelle Gerätefirmware erkannte Funktionseinschränkungen hat, die für ihn relevant sind und ein Update/Upgrade erforderlich machen.
- Die Entscheidung über ein erforderliches Update/Upgrade der Gerätefirmware, ist neben der Auswirkung der Funktionseinschränkung, auch von dem implementierten Reserveschutzkonzept abhängig.
- Änderungen in der Gerätefirmware sollten entsprechend den zuvor vorgeschlagenen Methoden eingeholt und hinsichtlich der funktionalen Auswirkungen und den Informationssicherheits-anforderungen interdisziplinär bewertet werden. Diese Bewertung muss die durchzuführenden Maßnahmen und deren Kritikalität definieren. Davon sind Strategien abzuleiten, ob die Bewertung nur dokumentiert und das Risiko getragen wird, ob eine Verbesserung in Zusammenhang mit der nächstmöglichen zyklischen Schutzprüfung stattfinden soll oder ob ein gesondertes Projekt, für eine rasche und effiziente Umsetzung, aufgesetzt werden muss.
- Bevor eine neue Gerätefirmware im Feld ausgerollt wird, ist diese durch unternehmensspezifische Freigabeprozesse (z. B. Akzeptanzprüfung) von allen involvierten Bereichen freizugeben.

7.4.6.2 Neue Parametersätze auf Basis neuer Firmware oder Applikationsvorlagen

Eine neue Gerätefirmware bedingt in den meisten Fällen auch einen neuen Parametersatz der Einstellwerte, da es neue oder geänderte Parameterwerte gibt. In Folge einer vorherigen Akzeptanzprüfung muss der Parametersatz bei allen Schutzsystemen, auf welche die neue Gerätefirmware ausgerollt wird, angepasst werden. Dies geschieht normalerweise mit dem Parametrierwerkzeug des Herstellers und beinhaltet eine Vielzahl an Plausibilitätsprüfungen. Da es dennoch auftreten kann, dass individuelle, projektspezifische Teile (z. B. Logik-Verarbeitungen) einer Parametrierung, mit einer neuen Geräte-firmware, nicht wie vor dem Update/Upgrade zusammenwirken, sind Schutzsysteme (zumindest das erste Schutzsystem einer Anlage und Spannungsebene) nach einem Upgrade eines Parametersatzes ausreichend individuell zu prüfen.

7.4.6.3 Änderungen in der Konfiguration

Als Änderungen in der Konfiguration werden u. a. Änderungen am Funktionsumfang (z. B. Aktivierung zusätzlicher Funktionalitäten), Änderungen in der Rangierung, Änderungen in der Anbindung an den Prozess (z. B. Sekundärkreis) oder Änderungen in der anwenderdefinierten Logikfunktionalität gesehen.

Eine solche Änderung muss als neue Applikationsvorlage angesehen werden und Bedarf daher einer ausreichenden individuellen Überprüfung. Da Konfigurationsänderungen in den meisten Fällen auf bereits geprüften und freigegebenen Vorlagen aufbauen, kann der Prüfumfang auf die betroffenen, neuen Konfigurationen beschränkt werden (z. B. Änderung in der Rangierung von Ein- oder Ausgängen). Bei weitreichenden Änderungen in der Konfiguration kann auch eine neuerliche Akzeptanzprüfung erforderlich sein.

7.4.6.4 Änderung von Parameterwerten bzw. Einzelparameter

Eine Anpassung von mehreren wenigen Parameterwerten oder auch nur von einem Einzelparameter (z. B. Zonenwert einer Distanzstufe) ist gegenüber einer Konfigurationsänderung als unkritisch anzusehen, da in keine geprüften Programmabläufe und Sequenzen eingegriffen wird, sondern nur Grenz- und Schwellwerte, mit der notwendigen Sorgfalt angepasst werden. Die Änderung kann dabei vor Ort, oder über einen Fernzugriff (Remote) durchgeführt werden. Ebenso ist für die Umstellung von Einzelparametern nicht zwingend eine Schutzprüfung notwendig.

Eine Änderung von Einzelparametern ohne nachfolgende Prüfung ist vom Betreiber des Schutzsystems vor der Durchführung anhand einer Risikoabschätzung zu evaluieren. Dabei sind nachfolgende Kriterien in der Beurteilung und Entscheidung zu berücksichtigen:

- Bedeutung des zu schützenden Objekts (Asset)
- Reserveschutzkonzept (Rest-Risiko)
- Betriebsweise des Netzbetreibers (Betriebsphilosophie)

Ebenso ist bei der Durchführung von Änderungen an Parameterwerten darauf zu achten, dass nach Übernahme der Parameterwerte ein Neustart des Schutzsystems, und somit eine Nichtverfügbarkeit im Hochlauf, erforderlich sein kann. Ebenso müssen bei einem möglichen Neustart spezielle Anlaufzustände (z. B. Watchdog) berücksichtigt werden.

Es gibt aber auch klare Empfehlungen für Änderungen von Einzelparametern bzw. Umstellungen, für die auf jeden Fall zumindest der geänderte Umfang geprüft werden sollte:

- Änderung an der Rangierung von binären Ein- oder Ausgängen
- Änderungen an anwenderdefinierten Logikfunktionen
- Änderungen an der Konfiguration von Schutzfunktionen

7.4.7 Primäre Zyklische Schutzprüfung

In der Schutztechnik wird die Zustandsermittlung oftmals auch als zyklische Schutzprüfung oder auch Turnusprüfung bezeichnet. Grundsätzlich empfiehlt es sich, dass für eine Schutzprüfung, schon in der Phase der Systemprojektierung, die dafür erforderlichen Klemmleisten und Prüfsteckanschlüsse vorgesehen werden. Wenn für eine Schutzprüfung eine Freischaltung des betroffenen Feldes aus operativer Sicht nicht möglich ist, dann kann alternativ auch ein Prüfschalter/Prüfstecker als Schnittstelle zwischen der Primäranlage und einer Schutzeinrichtung installiert werden, welche die Auslösekreise unterbrechen, die Stromkreise des Stromwandlers zum Prozess hin kurzschließt, die Spannungen der Spannungswandler trennt und alle diese Größen in Richtung Schutzsystem auf einem Prüfanschluss verfügbar macht. Es ist sicher zu stellen, dass bei einer Prüfung eines in Betrieb befindlichen Anlagenteils der Reserveschutz weiterhin wirkt. Dabei ist jedoch speziell bei Schutzeinrichtungen mit Fehlererkennungsmethoden, die auf eine Kombination von Strom- und Spannung aufbauen (z. B. Impedanz – Z<), auf die Reihenfolge der Entkopplung vom Prozess (z. B. zuerst Auslösekreis, danach Ströme kurzschließen und zuletzt die Spannung trennen) zu achten. Ebenso muss in diesem Anwendungsfall die Überprüfung vom Auslösekreis zu einem anderen Zeitpunkt, der in einem bestimmten

Zusammenhang mit der eigentlichen Prüfung steht, nachgeholt werden. Dafür bietet sich z. B. die ebenfalls zyklische Funktionskontrolle an.

Da der Netzausbau eine enorme Dynamik besitzt und zum Teil mit der Schutztechnik nicht auf alle marginalen Veränderungen im Verteilnetz (z. B. geringfügige Änderungen der Impedanz oder der Kurzschlussleistung, die innerhalb eines vom Schutzsystem berücksichtigen Toleranzbandes liegen) reagiert werden kann, sollte dies längstens bei der zyklischen Schutzprüfung berücksichtigt werden. Daher wird für eine zyklische Schutzprüfung nachfolgende chronologische Vorgehensweise empfohlen.

7.4.7.1 Ermittlung von spezifischen Netz- und Schutzobjektdaten

Basis dafür sind unternehmensspezifisch unterschiedliche Datenbanksysteme, Geoinformationssysteme, Berechnungswerkzeuge oder SCADA-Systeme. Aus diesen sind die im Schutzkonzept zu berücksichtigende Topologie (für den Normal- als auch für Sonderschaltzustände), die Kurzschluss-leistungen und die Schutzobjektdaten (z. B. elektrische Kennwerte für Generatoren, Transformatoren oder Leitungen) zu entnehmen.

7.4.7.2 Überprüfung der Aktualität von Einstellparameter

Auf Basis der zuvor ermittelten spezifischen Netz- und Schutzobjektdaten sind, entsprechend unternehmensspezifisch geltender Einstellvorgaben, die vorhandenen Einstellparameter des zu überprüfenden Schutzsystems, hinsichtlich nachfolgender Kriterien, auf deren Aktualität zu prüfen und im Bedarfsfall vor der Prüfung im Schutzsystem anzupassen:

- Anregesicherheit und Anregeverlässigkeit
- Selektivitätskriterien (z. B. Zeit- und Zonenstaffelabstand)
- Sicherheiten und Reserven (z. B. Lichtbogenreserve, maximale Lastflüsse)
- Verwendung von Zusatzfunktionen (z. B. AWE, Signalvergleich, usw.)
- Reserveschutzkonzept

Es ist empfehlenswert standardisierte Berechnungsmethoden im Unternehmen zu verwenden und z.B. durch Datenbanken zu sichern. Dadurch kann bei unterschiedlich handelnden Personen einfacher ein erforderlicher Qualitätsstandard gewährleistet werden. Die ermittelten Parameter müssen für nachfolgende Kontrollen nachvollziehbar sein und in geeigneter Form (z. B. in Form eines standardisierten Einstellblatt) dokumentiert werden

Für komplexe Netztopologien ist der ergänzende Einsatz von spezifischen Simulationswerkzeugen zur Ermittlung effektiver Einstellparameter zu empfehlen.

7.4.7.3 Anpassung oder Erstellung von Parameter-Dateien (im Bedarfsfall)

Wenn auf Grund der vorherigen Überprüfung keine Anpassungen an den Schutzeinstellungen erforderlich sind, kann die vorhandene Parameterdatei mit den Einstelldaten des Schutzsystems als Basis für die durchzuführende zyklische Prüfung verwendet werden. Wenn Anpassungen an Einstellparametern erforderlich sind, dann sind diese bevorzugt an der vorhandenen Parameterdatei durchzuführen.

Grundsätzlich empfiehlt es sich, für ähnliche Anwendungsbereiche, wie z. B. einem Distanzschutz in der Mittelspannung, typgeprüfte Parameterdatei-Vorlagen (Applikationsvorlagen inkl. standardisierter anwenderdefinierter Logikfunktionen) zu verwenden. Dadurch müssen im Idealfall bei einer Inbetriebsetzung nur noch wenige Schutzparameter (Anregewerte, Zonenwerte, Auslösezeiten, …) angepasst werden, gleiches gilt im Bedarfsfall bei einer zyklischen Schutzprüfung.

7.4.7.4 Erstellen der Prüfvorlage

Wie bei der Parameterdatei, sollte für eine zyklische Prüfung bereits eine Prüfvorlage (Prüfdatei) von der Inbetriebsetzung vorhanden sein. Ist dies nicht der Fall, empfiehlt es sich eine entsprechende, der

Schutzfunktion angepasste Prüfdatei zu erstellen oder bevorzugt auf eine standardisierte Prüfdatei-Vorlage zurückzugreifen. Diese kann unternehmensspezifisch, aber auch aus einer bereitgestellten Bibliothek des Herstellers der eingesetzten Sekundärprüfeinrichtung sein.

Bei der Auswahl der Prüfpunkte ist darauf zu achten, dass aus den dadurch gewonnenen Ergebnissen eine ordnungsgemäße Funktion aller aktiven Schutz- und Zusatzfunktionen abgeleitet werden kann. Ebenso ist darauf zu achten, dass bei einer Reproduktion der Prüfzustände das Ergebnis einer Folgeprüfung (z. B. zyklische Schutzprüfung) mit dem Ergebnis einer vorherigen Prüfung vergleichbar ist.

Sowohl bei manuell erstellten als auch bei bereitgestellten, standardisierten Prüfvorlagen, können in der Prüfvorlage relevante Kennwerte, sowie einzelne Prüfpunkte, manuell eingegeben oder automatisiert importiert werden. Wenn relevante Kennwerte oder Prüfpunkte aus z. B. Parametrierwerkzeugen von Schutzsystemen oder anderen Datenbanken importiert werden, dann muss durch einen geeigneten Prüfmechanismus sichergestellt werden, dass die importierten Werte den berechneten und überprüften Einstellparametern entsprechen. Dabei ist ebenso darauf zu achten, dass die Eingabe von Prüfpunkten in vielen Fällen sowohl als Primär- als auch als Sekundärgröße erfolgen kann.

7.4.7.5 Durchführung der Prüfung

Für die Durchführung der Prüfung müssen geeignete Mess- und Prüfsysteme verwendet werden, die zumindest den Anforderungen der eingesetzten digitalen Schutzsysteme, sowie den anerkannten Regeln der Technik für den Zweck der Schutzprüfung entsprechen. Bei der Prüfung selbst ist es entscheidend, dass alle zuvor definierten, erforderlichen Prüfpunkte innerhalb des zulässigen Toleranzbereichs liegen.

Eine zyklische Prüfung beinhaltet eine Vielzahl an einzelnen Prüfschritten, welche neben den, in der Prüfdatei definierten Prüfpunkten, hinausgeht. Nachfolgende Auflistung zeigt exemplarisch empfohlene Prüfschritte für ein Leitungsschutzsystem (z. B. Distanzschutz oder Überstromzeitschutz), welche für andere Schutzsysteme dementsprechend angepasst werden müssen:

- Sichtkontrolle (z. B. LED, Display, Anschlussbereich)
- Vergleich von Parameterdaten (Schutzsystem ⇔ Datensicherung). Dabei ist bei einem Verbesserungsbedarf ggf. auf angepasste Parameter in der Datensicherung zu achten.
- Auslesen und Speichern von Melde-Listen ⇨ Kontrolle auf Unregelmäßig- und Auffälligkeiten
- Quittieren aller Meldeleuchten ⇨ bei Bedarf Dokumentation der gespeicherten Zustände
- Abzweig abschalten oder bei eingeschaltetem Schutzobjekt das Schutzsystem von Netzbetrieb in die Prüfstellung überführen:
  - Auslöse- und Signalvergleichskreise nach Konzept und Auswirkung unterbrechen
  - Stromwandlerkreise in Richtung Anlage kurzschließen
  - Spannungswandlerkreise in Richtung Anlage trennen
- Überprüfung der Hilfsspannungsversorgungen (Schutzsystem muss bei Hilfsspannungsausfall wieder selbständig hochlaufen und darf dabei keine Informationen verlieren)
  - Spannungsversorgung des Schutzsystems abschalten und mindestens 30 Sek. warten
  - Spannungsversorgung des Schutzsystems einschalten und Parameterdaten inkl. Melde- und Störfalllisten vergleichen. Bei einer Fehlfunktion ist eine Instandsetzung durchzuführen.
- Wartungstätigkeiten entsprechend den Systemlieferanten- und Herstellervorgaben
- Bei Verbesserung: Gerätefirmware laden (vorherige Akzeptanzprüfung)
- Bei Verbesserung: Parameterdatei laden (vorherige Freigabe der Applikationsvorlage)
- Vorgabe von Messwerten mit Sekundärprüfeinrichtung und Kontrolle am Gerätedisplay. Die Wahl der Messwerte ist so zu treffen, dass auch berechnete Messwerte (z. B. U_{en}, I_0) kontrollierbar sind.
- 2 manuelle Prüfschüsse mit hohen Sekundärströmen:

- 3-polig symmetrisch: z. B. IL1=10A 0°, IL2=10A -120°, IL3=10A 120°, U=1V
- 3-polig unsymmetrisch: z. B. IL1=9,9A 0°, IL2=10A -120°, IL3=10A 120°, U=1V
- Störschrieb auslesen und auswerten: Korrekte Messung von Leiter- und Nullsystemstrom

- Bei Verbesserung erforderlich, ansonsten empfohlen: Kennlinienprüfung von zumindest einer 1-poligen und einer mehrpoligen Fehlerschleife für jede aktive Schutzfunktion.
- Im Übertragungsnetz wird eine umfassende Kennlinienprüfung aller Anrege- und Auslösekennlinien in allen Fehlerschleifen sowie die Prüfung der Lastgrenzen empfohlen.
- Bei Verbesserung erforderlich, ansonsten empfohlen: Prüfung aller weiteren Schutzfunktionen (z. B. Erdschlussschutz, Spannungsschutz, Frequenzschutz, Leistungsschutz, usw.) und Zusatzfunktionen (z. B. automatische Wiederzuschaltung, Signalvergleichsverfahren, Kurzschluss Zuschaltschutz, Not-UMZ, usw.). Im Übertragungsnetz empfohlen.
- Im Bedarfsfall: Prüfung von anwenderdefinierte Logikanwendungen. Im Übertragungsnetz empfohlen.
- Bei abgeschaltetem Schutzobjekt: Prüfung der Auslösekreise
  - Bei eingeschaltetem Schutzobjekt erfolgt die Auslösekreisprüfung nur bis zum Prüfschalter. Die Betätigung des Leistungsschalters erfolgt zeitlich entkoppelt bei der Funktionsprüfung oder bei kombinierten Schutz- und Steuergeräten mit einem Abgleich der Dokumentation der Steuerbefehle.
  - Bei Einzelpolantrieb muss diese Prüfung selektiv je Pol erfolgen
- Bei abgeschaltetem Schutzobjekt: Prüfung eines automatischen Wiederzuschaltzyklus
  - Bei eingeschaltetem Schutzobjekt erfolgt die Prüfung zeitlich entkoppelt bei der Funktionsprüfung oder bei kombinierten Schutz- und Steuergeräten mit einem Abgleich der Dokumentation von realen Netzstörungen
- Prüfung aller noch nicht geprüften binären Ein- und Ausgänge ⇨ Prozessnahe Simulation
- Bei Verbesserung erforderlich, ansonsten empfohlen: Prüfung von Messwerten zur Leittechnik und zur zentralen Leitstelle
- Prüfung der Gerätestörmeldung zur zentralen Leitstelle
- Prüfung aller schutzrelevanten Meldungen und Signale zur zentralen Leitstelle
- Bei Verbesserung erforderlich, ansonsten empfohlen: Prüfung aller sonstigen Meldungen und Signale zur Leitstelle
- Prüfung der Zeitsynchronisierung
- Prüfung der automatischen Störschriebentsorgung (wenn vorhanden)
- Prüfung des Fernwartungszugangs (wenn vorhanden)
- Rückstellen etwaiger Prüfeinstellungen
- Abschließender Parameterdatenvergleich (Schutzsystem ⇔ Parameterdatei)
- Im Bedarfsfall: Löschen aller Melde- und Störfalllisten
- Abschluss der Schutzprüfung: Rückführung von Prüfstellung in Netzbetrieb

  Entfernen aller Prüfanschlüsse

  Spannungswandlerkreise wieder aktivieren

  Stromwandlerkreise wieder aktivieren

  Auslöse- und Signalvergleichskreise wieder aktivieren

  Wiederzuschaltung des Abzweigs und dabei ggf. Synchroncheck-Funktion oder automatische Wiederzuschaltprobe durchführen
- Kontrolle der Betriebsmesswerte: Vor Ort und wenn übertragen auch an zentraler Leitstelle
- Dokumentation der Prüfung und Datensicherung

7.4.8 Prüf-Zyklus

Damit die hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit von digitalen Schutzsystemen berücksichtigt werden, wird bei der Instandhaltungsstrategie primär auf eine vorbeugende, zeitorientierte Instandhaltung gesetzt. Diese ist ein unverzichtbarer Bestandteil, um folgende Risiken zu minimieren bzw. zu begrenzen:

- Anlagen- und Betriebsmittelschäden
- Nichtverfügbarkeiten
- Verlust der Netzstabilität
- Versorgungsausfälle

Prüfzyklen sind innerhalb einer Bandbreite zu definieren welche durch Vorgaben, Regeln und Expertisen bestimmt wird. Dazu zählen u. a.:

- Gesetzliche Vorgaben und Regelungen
- Vorgaben durch den Hersteller
- Richtlinien und Expertenmeinungen
- Betriebserfahrung des Betreibers

Ergänzend zu diesen Vorgaben, Regeln und Expertisen gibt es entsprechend den tatsächlichen Einsatzbedingungen weitere Kriterien, die für die Bemessung des Prüfintervalls, innerhalb einer anerkannten Bandbreite, relevant sind. Diese sind individuell hinsichtlich einer verlängernden oder einer verkürzenden Wirkung auf den Prüfzyklus zu bewerten. Letztendlich muss jeder Betreiber eines Schutzsystems selbständig für sich entscheiden welchen Prüfzyklus er für sich wählt und somit welches Risiko er eingeht.

Nachfolgend beispielhaft angeführte Kriterien sprechen für eine Verkürzung des Prüfzyklus in Richtung unterer Bandbreite. Wenn eine Mehrzahl dieser Kriterien zutrifft, dann kann auch eine Reduktion des Prüfzyklus unter die in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** angeführten Intervalle s innvoll sein.

- Hohe netztechnische Bedeutung des geschützten Anlagenteils mit erheblicher Auswirkung
- Gehäuftes Auftreten von Fehlfunktionen bei der Schutzsystemtype – ggf. altersbedingt
- Einsatz von neuen Gerätetypen, bei denen noch keine ausreichende Betriebserfahrung vorliegt
- Ungünstige Umweltbedingungen (z.B. Temperatur, Verschmutzung, Salznebel, usw.) im Umfeld
- Hohe Komplexität des Schutzsystems durch Verwendung von vielen integrierten Schutzfunktionen
- Große Auswirkungen bei möglichem Versagen des Schutzsystems (z.B. Brand beim Transformator im Wohngebiet)
- Schutzsystem oder Komponenten am Ende der Nutzungsdauer mit erhöhter Ausfallswahrscheinlichkeit
- Besondere Personengefährdung (z.B. bei Kurzschlüssen in begehbaren Kabelgängen)
- Reserveschutzkonzept mit erheblichen Fehlerklärungszeiten
- Gefahr von Großstörungen bei Fehlfunktionen (z.B. Übertragungsleitungen im überregionalen Verbundnetz, Sammelschienen in Netzknotenpunkten, Großkraftwerke, Netzkuppeltransformatoren, usw.)

Es gibt jedoch auch Kriterien, die für eine Ausdehnung eines Prüfzyklus sprechen:

- Keine erheblichen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit bei Schutzfehlfunktion
- Reserveschutzkonzept, bei dem die Auswirkungen eines Schutzversagens vertretbar reduziert sind
- Gute Betriebserfahrungen mit dem Schutzsystem die zu dokumentieren sind

- Einsatz neuester Generationen mit hohem Grad an Zuverlässigkeit bei Selbst- und Fremdüberwachung
- Umfassendes Qualitätsmanagement

Ebenfalls soll der positive Einfluss der Funktionskontrolle aufgezeigt werden. Bei dieser werden die Messwertverarbeitung sowie wichtige, für die Schutzfunktion essenzielle Ausgänge überprüft, wovon eine ordnungsgemäße Funktion der wesentlichen Schutzfunktionen abgeleitet werden kann. Sie ist keine vollwertige Schutzprüfung, sie adressiert aber die Komponenten des Schutzsystems, bei denen die größte, nicht durch die Selbstüberwachung erkannte Ausfallswahrscheinlichkeit besteht.

Netzebene	Zyklische Anlagen-kontrolle	Bandbreiten für Schutzprüfzyklen		
		ohne dazwischenliegender Funktionskontrolle	**mit** dazwischenliegender Funktionskontrolle	
			Funktionskontrolle	Schutzprüfung
Netzschutzeinrichtungen im Verteilnetz	1 Jahr	**4** – 8 Jahre	3 – **4** – 5 Jahre	6 – **8** – 10 Jahre
Netzschutzeinrichtungen im Übertragungsnetz	1 Jahr	**3** – 6 Jahre	2 – **3** – 4 Jahre	4 – **6** – 8 Jahre

Bild 115: Mögliche Prüfintervalle bei digitalen Schutzsystemen unter Berücksichtigung von möglichen Funktionskontrollen und der Netzebene nach [41]

8 Weitergehende Informationen

8.1 Maximal zulässige Lastströme

Das Kriterium der Distanzschutzfunktion, die Impedanz, bedarf einer eindeutigen Festlegung der Schwelle zwischen Betriebsbereich und Fehlerbereich. Diese zeigt sich in Form der Impedanzanregung. Der grundsätzliche Zusammenhang $S \sim 1/Z$ verdeutlicht, wie die Erhöhung der Leistungsflüsse, die gemessene Impedanz der Distanzschutzeinrichtung im Betriebsfall verringert. Zur Gewährleistung der Betriebssicherheit – keine Überfunktion – ist der maximale Leistungsfluss über Leitungsstrecken begrenzt, wenn auf der anderen Seite die Anrege- und Auslösezuverlässigkeit – keine Unterfunktion – der Distanzschutzeinrichtungen sicherzustellen ist.

Tabelle 36: Zusammenfassung der Schutzgrenz- und Engpassströme der 380-kV- und 110-kV-Spannungsebene unter verschiedenen Leitungswinkeln

Spannungsebene (φ_{Ltg})	R_{AN} in Ω	U_{min} in kV	$\lvert Z_{schutzgrenz,min} \rvert$ in Ω	$I_{schutzgrenz}$ in A	I_{eng} in A
380 kV (80°)	26	340,0	38	5166	4305
110 kV (60°)	25	93,5	36,5	1477	1477
110 kV (70°)	17	93,5	24,9	2172	2172
110 kV (80°)	13	93,5	19,0	2840	2840

Die Distanzschutzfunktion ist integraler Bestandteil des Netzschutzkonzepts für zukünftige Übertragungs- und Verteilernetze. Jedoch besitzt die Distanzschutzfunktion das Optimierungsproblem, die Reichweite der Anregung auf ein unzulässiges Maß zu reduzieren, um einen maximalen Leistungsfluss sicherzustellen. Die folgend beschriebene Herangehensweise zielt auf die Bestimmung der notwendigen Reichweiten der Auslöse- und Anregezonen in Richtung der Resistanz (inkl. Lichtbogenreserve) und daraus abgeleitet auf die Bestimmung des Schutzengpassstroms. Der Schutzengpassstrom beschreibt die Schwelle, unter der Ströme im Lastbereich sicher übertragen werden können, ohne dass die Gefahr des Ansprechens von Schutzfunktionen besteht. Im Folgenden werden die Resistanzreichweite und der Schutzengpassstrom auf der 380-kV-Spannungsebene hergeleitet. Für die 110-kV-Spannungsebene werden gemäß analogen Berechnungen die Werte direkt angegeben.

Die Gewährleistung der Anrege- und Auslösesicherheit – keine Unterfunktion – ist wesentlich im Sinne der Aufgaben des Netzschutzes. Es sind alle Fehlerausprägungen, ob mit Erdberührung (Leiter-Erde-Schleife) oder ohne Erdberührung (Leiter-Leiter-Schleife) zu berücksichtigen. Nach dem Warrington-Modell berechnet sich der auftretende Lichtbogenwiderstand wie folgt (8-2):

$$R_{\mathrm{LB},t0} = \frac{28700 \cdot l_{\mathrm{LB}}}{{I_{\mathrm{LB}}}^{1{,}4}} \tag{8-1}$$

Die Ausdehnung des Lichtbogens bei längerer Lichtbogendauer wird gemäß

$$R_{LB} = \left(1 + \frac{5 \cdot v_{LB} \cdot t_{LB}}{l_{LB}}\right) \cdot R_{LB,t0} \tag{8-2}$$

berücksichtigt.

Dabei ist:

R_{LB} der Lichtbogenwiderstand in Ω;

l_{LB} die Lichtbogenlänge in m;

v_{LB} die Windgeschwindigkeit in m/s;

t_{LB} die Lichtbogendauer in s; und

I_{LB} der Lichtbogenstrom in A.

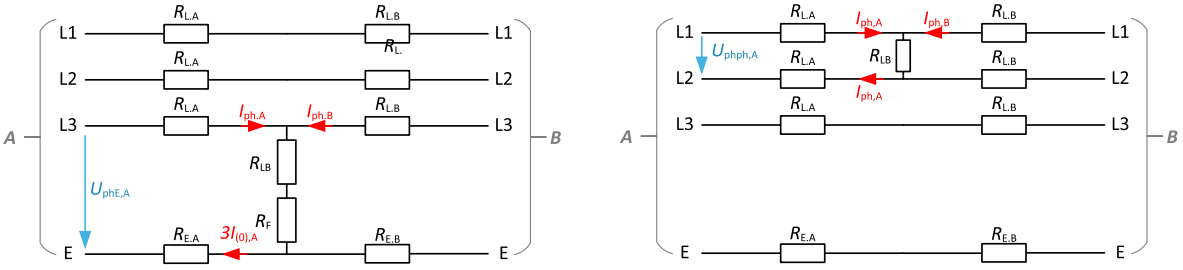


Bild 116: Resistanzen und Einfluss von Lichtbogen und Fehlerwiderstand bei einem zweiseitig gespeisten, 1-poligem Lichtbogenfehler (links) und bei einem zweiseitig gespeisten, 2-poligem Lichtbogenfehler (rechts)

Der von der Distanzschutzeinrichtung in Station A tatsächlich gemessene Resistanz $R_{\mathrm{phE1,A}}$ lässt sich nach unten abschätzen über

$$R_{\mathrm{phE1,A}} \geq \frac{R_{\mathrm{LB}} + R_{\mathrm{F}} \cdot \left(1 + \frac{I_{\mathrm{ph,B}}}{I_{\mathrm{ph,A}}}\right)}{1 + \frac{R_{\mathrm{E}}}{R_{\mathrm{L}}} \cdot \frac{3I_{(0),\mathrm{A}}}{I_{\mathrm{ph,A}}}} \tag{8-3}$$

Dabei ist:

R_{F} der Festwiderstand (z. B. Mastfußwiderstand);

$R_{\mathrm{E}}/R_{\mathrm{L}}$ der Erdstromkompensationsfaktor;

$3I_{(0),\mathrm{A}}$ der gemessene Nullstrom;

$I_{\mathrm{ph,A}}$ der gemessene Leiterstrom (gespeist von Station A) in A;

$I_{\mathrm{ph,B}}$ der Leiterstrom des Gegenendes (gespeist von Station B) über die Fehlerstelle in A.

Für folgende Berechnungen auf der 380-kV-Spannungsebene gilt der Mindestkurzschlussstrom von 1700 A. Dieser Mindestkurzschlussstrom garantiert außerdem die sichere Funktion der Leistungsschalterversagerschutzsysteme, wenn diese auf den weit verbreiteten Wert von 1200 A eingestellt sind.

Bei einem Kurzschlussstrom von 1700 A zeigt Bild 117 für einen 1-poligen Leiter-Erde Fehler eine notwendige Resistanzreichweite der ersten Zone von $R_{\mathrm{phE1,A}} \approx 12\ \Omega$ bei der Annahme $I_{\mathrm{ph,B}}/I_{\mathrm{ph,A}} = 3$. Da dies einen besonders schlechten Fall darstellt, empfiehlt es sich, diesen Wert auch für Station B zu übernehmen.

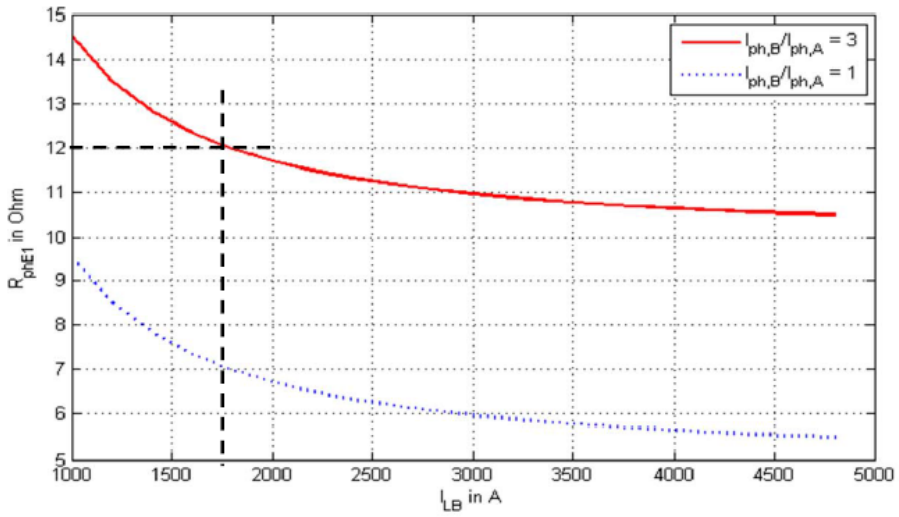


Bild 117: Notwendige Resistanzreichweite der ersten Zone phE, $l_{LB} = 5$ m, $R_F = 5\ \Omega$, $R_E/R_L = 1$, $3I_{(0),A}/I_{ph,A} = 1$

Die weiteren Distanzzonen werden sinnvollerweise proportional zur Reaktanzeinstellung erweitert, da der Zwischeneinspeiseeffekt auch eine entsprechende Vergrößerung des Fehlerwiderstandes bewirkt. Aus der praxisnahen Annahme der Höchstspannungsnetze eines Verhältnisses der ersten und zweiten Reaktanzzone $X_1/X_2 = 0{,}9/1{,}2 = 0{,}75$ ergeben sich die Resistanzreichweiten der zweiten $R_{\mathrm{phE2}} = 16\ \Omega$ und gesteuerten $R_{\mathrm{phE1B}} = 16\ \Omega$ Auslösezone.

Zur Bestimmung der notwendigen Resistanzreichweite der zweiten und dritten Zone für Leiter-Leiter Fehler, wird die Ausdehnung des Lichtbogens bei längerer Lichtbogendauer nach Gleichung (8-2) berücksichtigt. Ein Festwiderstand (R_{F}) muss dabei nicht weiter berücksichtigt werden. Aus Bild 118 folgt für die dritte Zone $R_{\mathrm{phph3}} = 18\ \Omega$.

Tabelle 37 fasst die Ergebnisse zusammen. Es wird eine identische Einstellung der Leiter-Erde und Leiter-Leiter-Schleifen aus Standardisierungsgründen für ausreichend erachtet.

Tabelle 37: Resistanzreichweite auf der 380-kV-Spannungsebene

380-kV-Spannungsebene	Zone 1	Übergreifzone	Zone 2 (t_2 = 0,4 s)	Zone 3 (t_3 = 0,7 s)
Lichtbogenreserve in Ω (Primärwert)	12	16	16	18

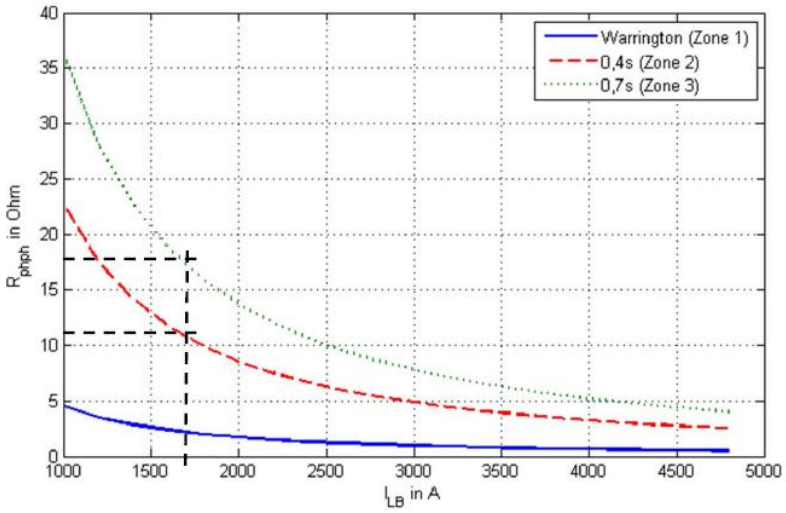


Bild 118: Notwendige Resistanzreserven nach Gleichung (8-1), $l_{LB} = 5$ m, $v_{LB} = 10$ m/s für Leiter-Leiter Fehlerschleifen

Für die 110-kV-Spannungsebene ergeben sich mit analogem Vorgehen die Erfahrungswerte in Tabelle 41 für die Mindestresistanzreichweiten:

Tabelle 38: Erfahrungswerte der Resistanzreserve auf der 110-kV-Spannungsebene

110-kV-Spannungsebene	Zone 1 (R_1)	Übergreifzone (R_{1B})	Zone 2 (R_2, t_2 = 0,4 s)	Zone 3 (R_3, t_3 = 0,7 s)
Lichtbogenreserve in Ω (Primärwert)	6	8	8	9

Mindestanforderung der Anregeverlässlichkeit: Um ein sicheres Anregen des Distanzschutzes im Reservefall zu erreichen, wird eine zusätzliche Sicherheitsreserve von 15 % berücksichtigt (siehe Bild 119). Aufgrund der Digitalisierung der Netzschutztechnik kann die Sicherheitsreserve gegenüber früheren Festlegungen von 25 % auf 15 % reduziert werden [2].

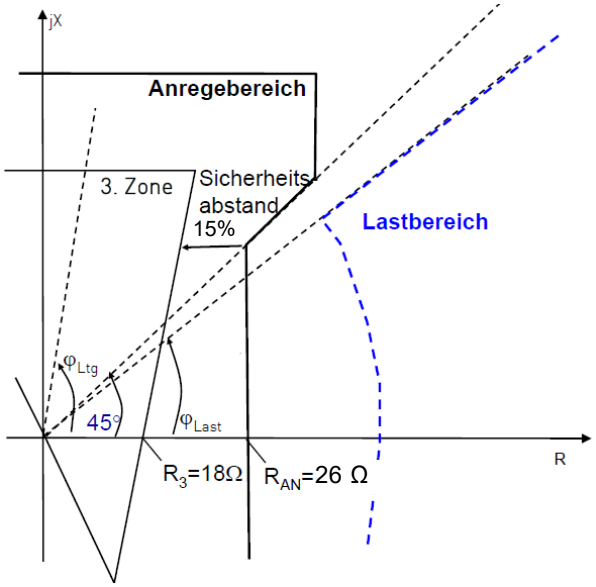


Bild 119: Anregebereich und Lastausschnitt in der Impedanzebene, Betrachtung der 380-kV-Spannungsebene

Aus trigonometrischen Beziehungen und $\varphi_{\mathrm{Ltg}} = 80°$, $R_3 = 18\ \Omega$ folgt auf der 380-kV-Spannungsebene für die Anregereichweite in Richtung der Resistanz $R_{\mathrm{AN}} = 26\ \Omega$.

Anmerkung: Mit einer Schutzeinstellung größer 26 Ω kann eine höhere Anregeverlässlichkeit erreicht werden, was besonders bei Anregebereichen mit kreisrunder Lastausblendung sinnvoll sein kann *(siehe Bild 119)*

Auf der anderen Seite sind Überfunktionen durch Leistungsflüsse über Leitungsstrecken auszuschließen. Ausgehend von der Mindestanregereichweite von $R_{\mathrm{AN}} = 26\ \Omega$ kann unter Berücksichtigung der ungünstigsten „Normalbetriebswerte“ von 380-kV-Leitungssystemen die maximale Stromübertragungsfähigkeit ermittelt werden.

Der Normalbetriebsbereich wird dabei wie folgt definiert:

1) Schutzgrenzspannung $U_{\mathrm{min}} = f_{\mathrm{U}} \cdot U_{\mathrm{n}}$ mit $f_{\mathrm{U}} = 0{,}85$ (bezogen auf 400 kV), d. h. $U_{\mathrm{min}} = 340$ kV
2) Schutzgrenzwinkel $cos(\varphi) = 0{,}8$
3) Rückfallverhältnis $f_{\mathrm{R}} = 0{,}95$ (digitale Schutzeinrichtungen)
4) Amplitudenmessfehler $f_{\mathrm{m}} = 0{,}9$ (Strom-/Spannungswandler, Relais)
5) Sicherheitsfaktor für Ausgleichsvorgänge $f_{\mathrm{trans}} = 1{,}2$ für 380 kV, $f_{\mathrm{trans}} = 1{,}0$ für 110-kV-Netz

Aus 2) folgt:

$$Z_{\mathrm{AN}} = \frac{R_{\mathrm{AN}}}{\text{Schutzgrenzwinkel}} = \frac{26\ \Omega}{0{,}8} = 32{,}5\ \Omega \tag{8-4}$$

Weiterhin folgt unter Berücksichtigung der Festlegungen 1), 3), 4) und 5) der Schutzgrenzstrom $I_{\mathrm{schutzgrenz}}$ sowie der Engpasstrom I_{eng} als maximaler Laststrom bei minimaler Netzspannung:

$$I_{\mathrm{schutzgrenz}} = \frac{f_{\mathrm{U}} \cdot \frac{U_{\mathrm{n}}}{\sqrt{3}}}{Z_{\mathrm{AN}}} \cdot f_{\mathrm{R}} \cdot f_{\mathrm{m}} = 5{,}16\ \mathrm{kA} \tag{8-5}$$

$$I_{\mathrm{eng}} = \frac{I_{\mathrm{schutzgrenz}}}{f_{\mathrm{trans}}} = \frac{5{,}16\ \mathrm{kA}}{1{,}2} = 4{,}30\ \mathrm{kA} \tag{8-6}$$

Anmerkung: Der Schutzgrenzstrom ist der Wert des Stromes, der sicher - d.h. ohne Gefahr des Auslösens der Schutzeinrichtungen - übertragen werden kann. Der Schutzgrenzstrom ergibt sich gemäß Gleichung (8-5) aus der Anregeeinstellung, dem Rückfallverhältnis f_R, den Messungenauigkeiten f_m und zusätzlichen Sicherheitsfaktoren. Der Schutzgrenzstrom soll mit dem transienten Faktor f_{trans} einen ausreichenden Mindestabstand (i.d.R. 20%) zum zulässigen Schutzengpassstrom haben, um niederfrequente dynamische Ausgleichsvorgänge sicher beherrschen zu können. Auf Verteilnetzebene wird dieser Sicherheitsfaktor nicht angewendet.

Die Berechnung der **Grenzströme in der 110-kV-Netzebene** erfolgt analog, jedoch ohne die Notwendigkeit eines zusätzlichen transienten Sicherheitsfaktor f_{trans}. Der Engpassstrom in der 110-kV-Netzebene entspricht somit dem Schutzgrenzstrom. Die Ergebnisse finden sich in Tabelle 36.

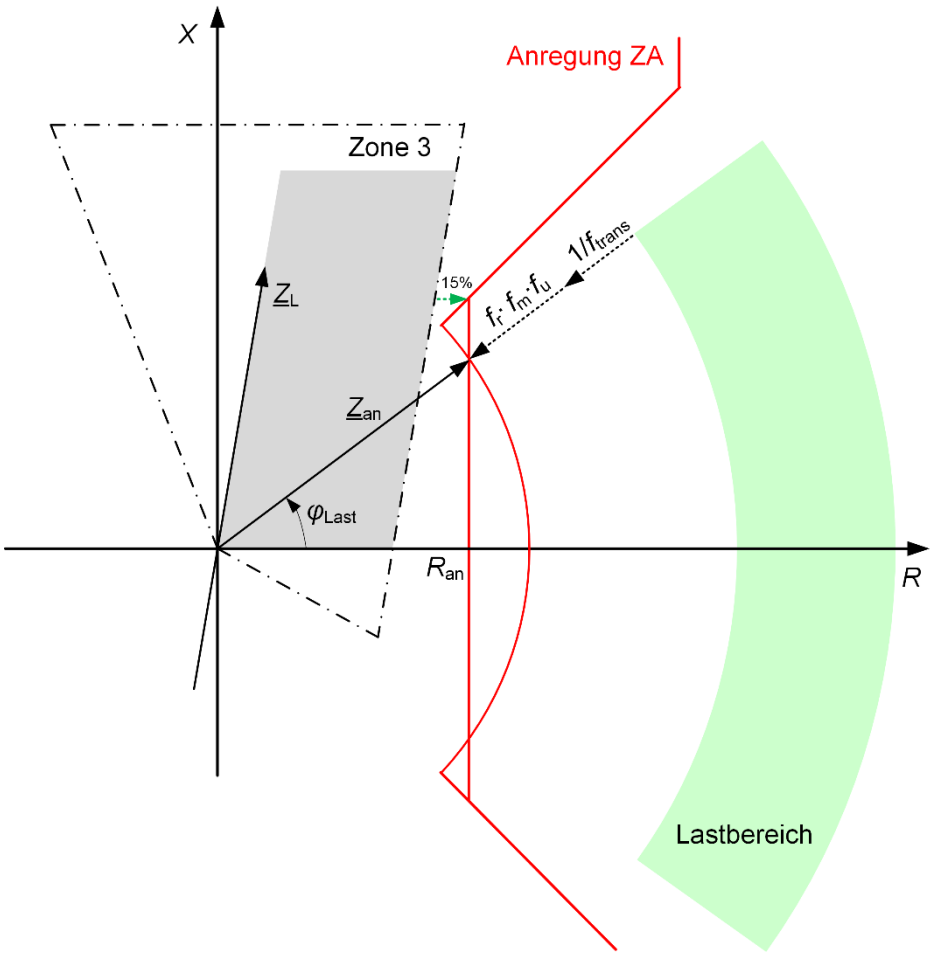


Bild 120: Anregebereich der Distanzschutzfunktion und Lastbereich der Leitungsstrecke in der Impedanzebene – der 15%-Sicherheitsfaktor bezieht sich auf Anregebereiche mit gerader Lastausblendung. Polygone mit kreisrunder Ausblendung erfordern ggf. einen höheren Sicherheitsfaktor (siehe Hinweis oben).

8.2 Reichweite Impedanzanregung am Netzkuppeltransformator

In diesem Abschnitt werden die Reichweiten der klassischen Anregeverfahren – Überstrom/Unterspannung – im Fehlerfall diskutiert, um eine sinnvolle Reichweite für die Impedanzanregung an der Unterspannungsseite des Netzkuppeltransformators abzuleiten. Zum Vergleich der Verfahren ist eine einheitliche Darstellung durch Transformation der Schutzkriterien Überstrom und Unterspannung in die Impedanzebene notwendig.

Ausgangspunkt ist die Betrachtung einer konstanten und gegebenen Vorimpedanz $\underline{Z}_Q$ und Anwendung des Thevenin-Modells am Einbauort der Schutzeinrichtung (siehe Bild 121) mit den von der Schutzeinrichtung gemessenen Größen $\underline{U}_F$ und $\underline{I}_F$.

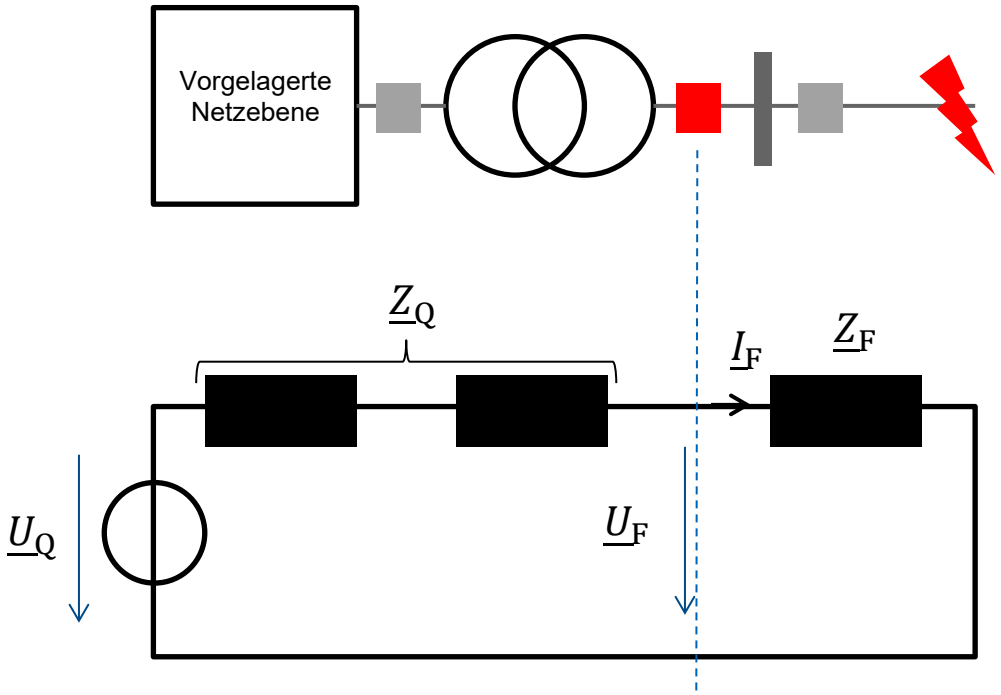


Bild 121: Thevenin-Modell

Entsprechend der Maschengleichung ergibt sich:

$$\underline{U}_\mathrm{Q} = \underline{U}_\mathrm{F} + \underline{Z}_\mathrm{Q}\underline{I}_\mathrm{F} \tag{8-7}$$

Aus dem Überstromkriterium $I_{\gg} < I_\mathrm{F}$ folgt:

$$\frac{U_\mathrm{Q}}{I_{\gg}} > \left|\frac{\underline{U}_\mathrm{Q}}{\underline{I}_\mathrm{F}}\right| \tag{8-8}$$

$$\frac{U_\mathrm{Q}}{I_{\gg}} > \left|\frac{\underline{U}_\mathrm{F}}{\underline{I}_\mathrm{F}} + \underline{Z}_\mathrm{Q}\right| = \left|\underline{Z}_\mathrm{F} + \underline{Z}_\mathrm{Q}\right| \tag{8-9}$$

Dabei ist:

$\underline{U}_\mathrm{Q}$ die Quellspannung;

$\underline{U}_\mathrm{F}$ die Fehlerspannung;

$\underline{Z}_\mathrm{Q}$ die Summe der Quellimpedanzen;

$\underline{Z}_\mathrm{F}$ die Fehlerimpedanz;

I_F der Fehlerstrom; und

$I_{\gg}$ der Anregestrom (Überstromanregung).

So bildet die Überstromanregung in der Impedanzebene einen Kreis (Kreisgleichung: Radius > | Punkt – Mittelpunkt |) mit Mittelpunkt $-\underline{Z}_\mathrm{Q}$ und dem Radius $U_\mathrm{Q}/I_{\gg}$. Das Kriterium regt an, wenn die Messgröße $\underline{Z}_\mathrm{F}$ innerhalb des Kreises liegt.

In ähnlicher Weise wird das Unterspannungskriterium in die Impedanzebene transformiert, mit dem Zusammenhang [42], [2]:

$$\left|\frac{\underline{U}_\mathrm{F}}{\underline{U}_\mathrm{F}+\underline{I}_\mathrm{F}\cdot\underline{Z}_\mathrm{Q}}\right| = \left|\frac{\underline{Z}_\mathrm{F}}{\underline{Z}_\mathrm{F}+\underline{Z}_\mathrm{Q}}\right| < \frac{U_<}{U_\mathrm{Q}} \tag{8-10}$$

Das Unterspannungskriterium bildet den sogenannten Kreis von Apollonius. Die Anregung erfolgt, wenn die Spannung am Relaiseinbauort auf Grund des Spannungsteilerverhältnisses von $\underline{Z}_\mathrm{F}$ zu $\underline{Z}_\mathrm{F}+\underline{Z}_\mathrm{Q}$, unterhalb der absoluten Anregeschwelle $U_<$ (innerhalb des $U_<$-Kreises) liegt.

Während sich der Kreis des Überstromkriteriums mit steigender Vorimpedanz in negativer R- und X-Richtung verschiebt, vergrößert sich bei steigender Vorimpedanz der Kreis des Unterspannungskriteriums in der Impedanzebene.

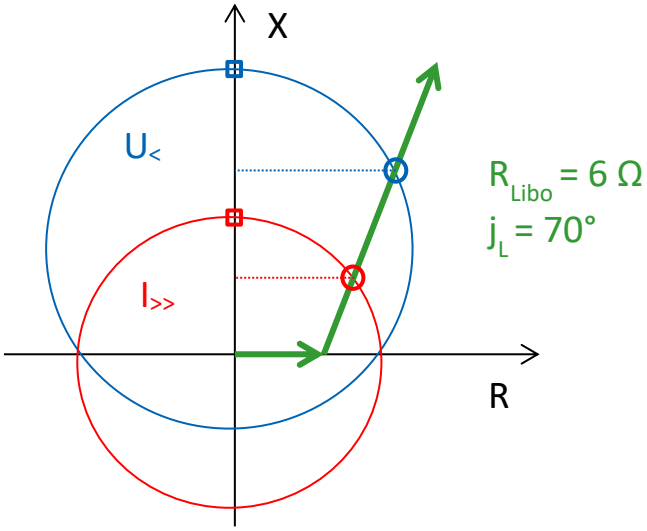


Bild 122: Leitungsimpedanz mit Lichtbogenreserve

Wie oben bereits hergeleitet, hängt die Reichweite der Überstrom- und Unterspannungsanregung von der Quellimpedanz und damit von der Kurzschlussleistung des Netzes ab. Die Impedanzanregung ist nach Überschreiten des Freigabestroms jedoch unabhängig von der Quellimpedanz.

Es ist naheliegend, eine sinnvolle Reichweite der Impedanzanregung in X-Richtung unter Einbeziehung der Überstrom- und Unterspannungsanregung zu definieren. Die hierfür notwendige Darstellung der Reichweite in X-Richtung in Abhängigkeit der Quellimpedanz wird im Folgenden hergeleitet.

Für die Abschätzung realer Fehlerimpedanzen im Freileitungsnetz wird die Leitungsgerade (Leitungsimpedanz) um einen festen Lichtbogenwert verschoben. Wie in Bild 122 veranschaulicht, ergibt sich eine verkürzte Reichweite in X-Richtung (kreisförmige Markierung) gegenüber der idealisierten Annahme $R_\mathrm{L}=0$ und $R_\mathrm{Libo}=0$ (quadratische Markierung).

Es ergeben sich folgende Gleichungen:

Leitungsgerade

$$\underline{Z}_\mathrm{F} = (R_\mathrm{F} + \mathrm{j}X_\mathrm{F}) \tag{8-11}$$

mit

$$R_\mathrm{F} = \frac{X_\mathrm{F}}{tan\varphi} + R_\mathrm{Libo} \tag{8-12}$$

folgt

$$\underline{Z}_{\mathrm{F}}(X_{\mathrm{F}}) = \left(R_{\mathrm{Libo}} + \frac{X_{\mathrm{F}}}{tan\varphi}\right) + \mathrm{j}X_{\mathrm{F}} \tag{8-13}$$

Überstromanregung unter Annahme eines mehrpoligen Fehlers [42], [2]:

$$\left|\underline{Z}_{\mathrm{F}} + \underline{Z}_{\mathrm{Q}}\right| = \frac{U_{\mathrm{N}}}{2 \cdot I_{\gg}} \tag{8-14}$$

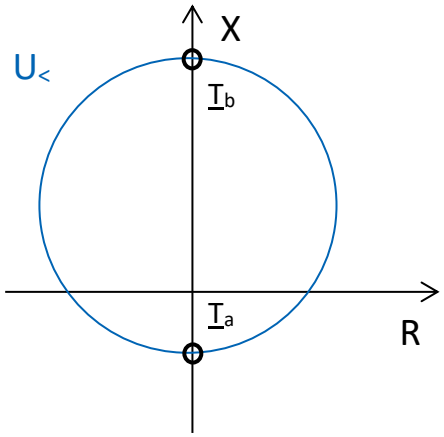
Für die Unterspannungsseite des Netzkuppeltransformator kann der Realteil der Quellimpedanz in guter Näherung vernachlässigt werden $\underline{Z}_{\mathrm{Q}} \approx \mathrm{j}X_{\mathrm{Q}}$

$$\left|\underline{Z}_{\mathrm{F}} + \mathrm{j}X_{\mathrm{Q}}\right| = \frac{U_{\mathrm{N}}}{2 \cdot I_{\gg}} \tag{8-15}$$

Unterspanungsanregung:

$$\left|\underline{Z}_{F}\right| = \frac{U_{<}}{U_{\mathrm{Q}}} \cdot \left|\underline{Z}_{F} + jX_{Q}\right| \tag{8-16}$$

Mit der Annahme $U_{<} = 0{,}8$ pu kann der Schnittpunkt des Kreises mit der Imaginären Achse berechnet und die Gleichung in eine gewöhnliche Kreisgleichung überführt werden (siehe Bild 123).



$\underline{T}_{\mathrm{a}} = -\mathrm{j}\frac{4}{9}X_{Q}$

$\underline{T}_{\mathrm{b}} = \mathrm{j}4X_{\mathrm{Q}}$

$\left|\underline{Z}_{\mathrm{F}} - \mathrm{j}\frac{16}{9}X_{\mathrm{Q}}\right| = \frac{20}{9}X_{\mathrm{Q}}$

➔ Kreis des Apollonius

Bild 123: Vereinfachung aus Kreisgleichung

Nach Einsetzen von Gleichung (8-13) in (8-15) und (8-16) und Auflösen der Betragsgleichung ergeben sich folgende Zusammenhänge:

Überstrom:

Gleichung (8-13) in (8-15)

$$\left(R_{\mathrm{Libo}} + \frac{X_{\mathrm{F}}}{tan\varphi}\right)^{2} + \left(X_{\mathrm{F}} + X_{\mathrm{Q}}\right)^{2} = \left(\frac{U_{\mathrm{N}}}{2 \cdot I_{\gg}}\right)^{2} \tag{8-17}$$

Unterspannung:

Gleichung (8-13) in (8-16)

$$\left(R_{\mathrm{Libo}}+\frac{X_{\mathrm{F}}}{tan\varphi}\right)^2+\left(X_{\mathrm{F}}-\frac{16}{9}X_{\mathrm{Q}}\right)^2=\left(\frac{20}{9}X_{\mathrm{Q}}\right)^2 \qquad (8\text{-}18)$$

Die Gleichungen (8-17) und (8-18) können nun nach X_F aufgelöst werden, was zu sehr komplexen Ausdrucken führt, auf deren Darstellung an dieser Stelle verzichtet wird.

Mit den Lösungen der Gleichungen kann nun am konkreten Beispiel eine sinnvolle Reichweite der Impedanzanregung am HöS/HS-Transformator diskutiert werden. Hierfür wurden folgende Werte angenommen:

Impedanzwinkel 110-kV-Freileitung:	$\varphi = 70°$
Lichtbogenreserve:	$R_{\mathrm{Libo}} = 6\ \Omega$
Unterspannungsanregung	$U_< = 88$ kV
Freigabestrom $U_</Z_<$	$I_> = 300$ A
Überstromanregung Leitung	$I_{>>} = 720$ A
Überstromanregung 100-MVA-Trafo	$I_{>>} = 1{,}5 \cdot I_{\mathrm{B,T}} = 788$ A
Überstromanregung 200-MVA-Trafo	$I_{>>} = 1{,}5 \cdot I_{\mathrm{B,T}} = 1{,}57$ kA
Überstromanregung 300-MVA-Trafo	$I_{>>} = 1{,}5 \cdot I_{\mathrm{B,T}} = 2{,}34$ kA

In Bild 124 sind die Lösungen der o. g. Gleichungen abgebildet. Die Reichweite der Überstromanregung sinkt mit steigender Quellimpedanz, während die Reichweite der Unterspannungsanregung steigt.

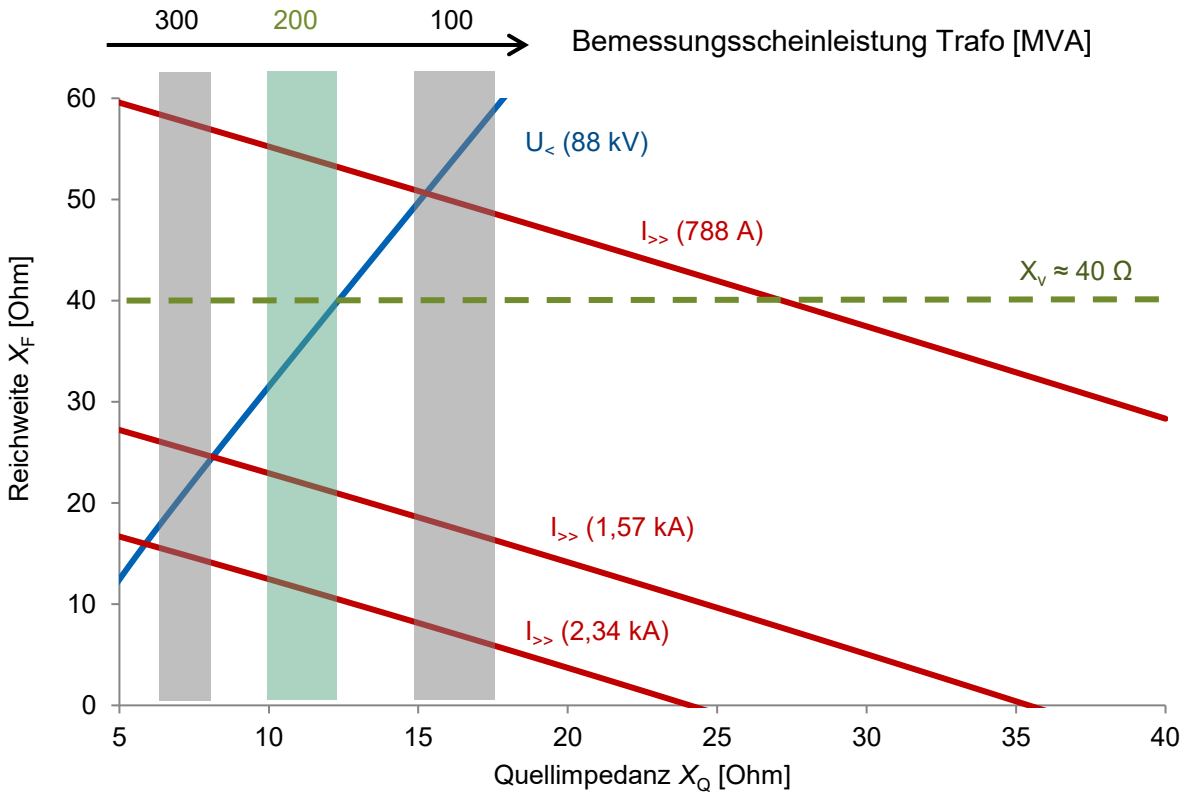


Bild 124 Minimale Reichweite Impedanzanregung bei unterschiedlichen Trafobemessungsleistungen

Zur Abschätzung typischer Quellimpedanzen am Netzkuppeltransformator wird die Kurzschlussleistung des Übertragungsnetzes als ausreichend groß angenommen (siehe Bild 121).

Die Quellimpedanz berechnet sich somit zu:

$$X_{\mathrm{Q}} = u_{\mathrm{k}} \cdot \frac{(110\ \mathrm{kV})^2}{S_{\mathrm{B,T}}} \tag{8-19}$$

Es ergibt sich je nach Bemessung der relativen Kurzschlussspannung u_{k}, Bemessungsscheinleistung $S_{\mathrm{B,T}}$ und Stufenstellung der Transformatoren ein Bereich für die Quellimpedanzen, wie in Bild 124 dargestellt.

Ein sinnvoller Wert für die Reichweite der Impedanzanregung am Einspeisepunkt ergibt sich aus der maximalen Reichweite der Überstrom- oder Unterspannungsanregung im betrachteten Gebiet. Für einen 200-MVA-Transformator z. B. ergibt sich eine Reichweite von 40 Ω, da ab dieser Impedanz alle anderen Kriterien (hier Spannung) der Impedanzanregung unterlegen sind.

Zur Beherrschung von Reserveschutzfällen mit starker Zwischeneinspeisung ist die minimale Reichweite ggf. nicht ausreichend bemessen. Die Reichweite der Impedanzanregung darf jedoch nicht zu groß gewählt werden, da sie sonst die induktiven Leistungsflüsse zu stark begrenzt.

In der Praxis hat sich eine Reichweite von 50 Ω als sinnvoller Wert gezeigt.

Mit derselben Argumentation lässt sich das Potenzial einer Unterspannungsanregung am Mittelspannungs-Abgangsfeld erörtern. Wie bereits erwähnt, lässt sich durch Lösen der Gleichungen (8-17) und (8-18) die Reichweite der Anregearten bestimmen.

Wie am folgenden Beispiel zu erkennen ist, wird die Reichweite einer Unterspannungsanregung nur bei Netzen mit großer Quellimpedanz einen Mehrwert erzielen. Setzt man für ein 20-kV-Netz eine Lichtbogenreserve von 2,5 Ω und einen Leitungswinkel von 40° an, so ergibt die Unterspannungsanregung erst nach 5 Ω verglichen mit $I_{\gg}$ = 600 A bzw. 7,4 Ω mit $I_{\gg}$ = 400 A eine verbesserte Reichweite (siehe Bild 125). Dies ist in der Regel direkt am Einspeise-Umspannwerk nicht der Fall, so dass eine Unterspannungsanregung einen geringen Mehrwert bietet.

Der Einsatz einer Impedanzanregung bietet auch für diesen Fall einen Vorteil.

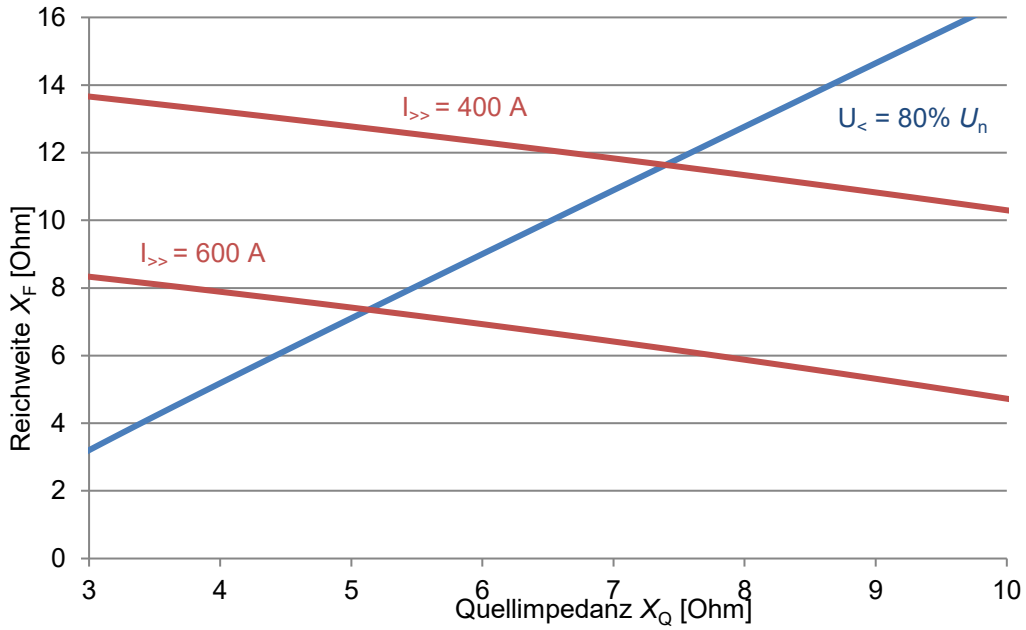


Bild 125: Reichweite Mittelspannungsabgangsfeld, Lichtbogenreserve ist berücksichtigt

8.3 Begrenzung induktiver Leistungsflüsse aufgrund winkelabhängiger Anregung

In diesem Abschnitt soll die Begrenzung der Reichweite durch Blindleistungsflüsse diskutiert werden. Besonders an leistungsstarken Netzknoten stellt die klassische Überstromanregung des Distanzschutzes eine harte Begrenzung für maximale Betriebsströme und damit verbunden Leistungsflüsse dar. Wie im Abschnitt 8.2 veranschaulicht, bietet auch die Unterspannungsanregung an diesen Netzknoten keine optimale Anregeverlässlichkeit.

Aus diesem Grund kommen in Freileitungsnetzen (≥ 110 kV) besonders an Netzeinspeisungen oder anderen leistungsstarken Netzknoten winkelabhängige Anregeverfahren zum Einsatz. Die Verfahren können zwischen einem stark resistiven Betriebsstrom und einem induktiven Fehlerstrom unterscheiden, um im Fehlerfall eine höhere Empfindlichkeit aufzuweisen. Diesem Zugewinn an Empfindlichkeit für induktive Fehlerströme steht jedoch die Begrenzung induktiver Blindleistungsflüsse entgegen, da diese von Netzfehlerzuständen nur bedingt zu unterscheiden sind.

Im Zuge der Energiewende und des Ausbaus regenerativer Energiequellen in den Verteilerebenen tritt auch die Diskussion über den Austausch induktiver Blindleistung zur Stabilisierung (Spannungssenkung) schwach belasteter Transportnetze immer wieder in den Fokus. Aus diesem Grund soll im Folgenden etwas näher auf die begrenzende Wirkung der winkelabhängigen Impedanzanregung ($Z_<$) und Überstromanregung ($I_{\gg}$) eingegangen werden. Die Betrachtungen lassen sich auch sinngemäß auf die winkelabhängige Überstromanregung (I_φ) anwenden.

Um die einzelnen Anregeverfahren hinsichtlich ihres begrenzenden Effektes vergleichen zu können, wird eine Darstellung in der komplexen Leistungsebene (S-Ebene) gewählt. Für die Impedanzanregung, definiert in der komplexen Z-Ebene, ergibt sich folgende Transformationsvorschrift in die Leistungsebene:

$$\underline{S} = {U_{\mathrm{LL,min}}}^2 \cdot \frac{1}{\underline{Z}^*} \tag{8-20}$$

Aus den Reichweiten in R- und X-Richtung bzw. der Lastaussparung der Impedanzanregung ergeben sich drei maßgebliche Punkte (P1, P2, P3), wie in Bild 126 dargestellt.

Anmerkung: Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf die Darstellung der winkelunabhängigen Reichweite Z_v zu Gunsten der Überstromanregung verzichtet.

P1: $\underline{Z} = \mathrm{j}X_\mathrm{v} \quad \rightarrow \underline{S} = {U_{\mathrm{LL,min}}}^2 \cdot \mathrm{j}\frac{1}{X_\mathrm{v}}$

P2: $\underline{Z} = R_\mathrm{v} \quad \rightarrow \underline{S} = {U_{\mathrm{LL,min}}}^2 \cdot \frac{1}{R_\mathrm{v}}$

P3: $\underline{Z} = R_\mathrm{v} + \mathrm{j}X_\mathrm{v} \rightarrow \underline{S} = \frac{U_{\mathrm{LL,min}}^2}{{R_\mathrm{v}}^2 + {X_\mathrm{v}}^2} \cdot (R_\mathrm{v} + \mathrm{j}\, X_\mathrm{v})$

Bild 126 und Bild 127 zeigen ein konkretes Anwendungsbeispiel an einem 380/110-kV-Trafo-Einspeiseknoten. Der unterspannungsseitige Distanzschutz stellt neben Schutz der 110-kV-Sammelschiene auch Reserveschutz für den umliegenden Leitungsschutz zur Verfügung.

In vielen Fällen wird u. a. eine Impedanzanregung verwendet, da Sie besonders an Einspeisepunkten eine maximale Empfindlichkeit unabhängig von schwankender Kurzschlussleistung aufweist (vgl. Abschnitt 8.2). In Bild 127 wird ersichtlich, dass außerhalb der Lastaussparung nicht die Reichweite in X_v, sondern der Punkt P3 die größte Begrenzung für Blindleistungsflüsse darstellt.

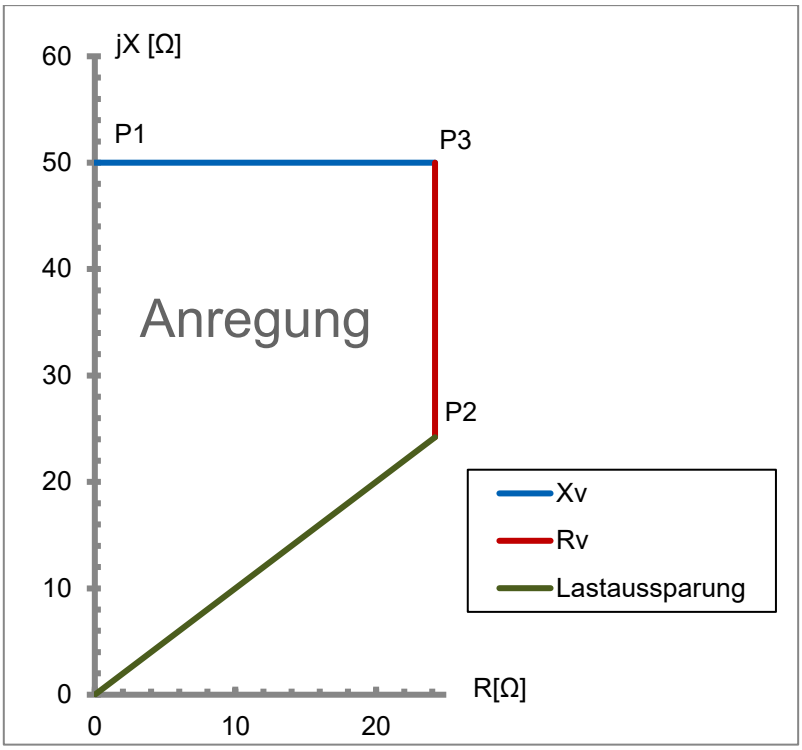


Bild 126: Beispiel 300-MVA-Trafoeinspeisung – Impedanz- und Überstromanregung in Impedanzebene (X_v = 50 Ω, R_v = 24 Ω, β = 50°, $I_{\gg}$ = 2360 A, U_{min} = 99 kV)

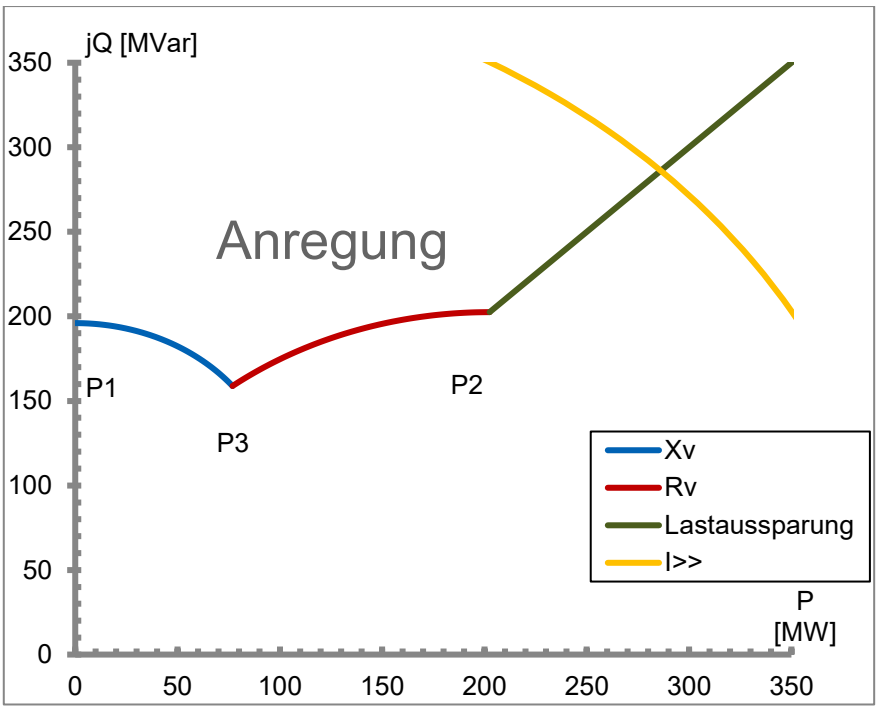


Bild 127: Beispiel 300-MVA-Trafoeinspeisung – Impedanz- und Überstromanregung in Leistungsebene (X_v = 50 Ω, R_v = 24 Ω, β = 50°, $I_{\gg}$ = 2360 A, U_{min} = 99 kV)

Lösungsansätze: Einstellkonvention ÜNB/VNB und Visualisieren der Begrenzung

Ein erster Ansatz die begrenzenden Effekte auf eine konkrete Anwendung zu übertragen ist die Definition einer Blindleistungsgrenze (siehe Bild 128). Für eine einfache Abschätzung kann unabhängig von der Wirkleistung der Punkt P3 aus Bild 127 herangezogen werden.

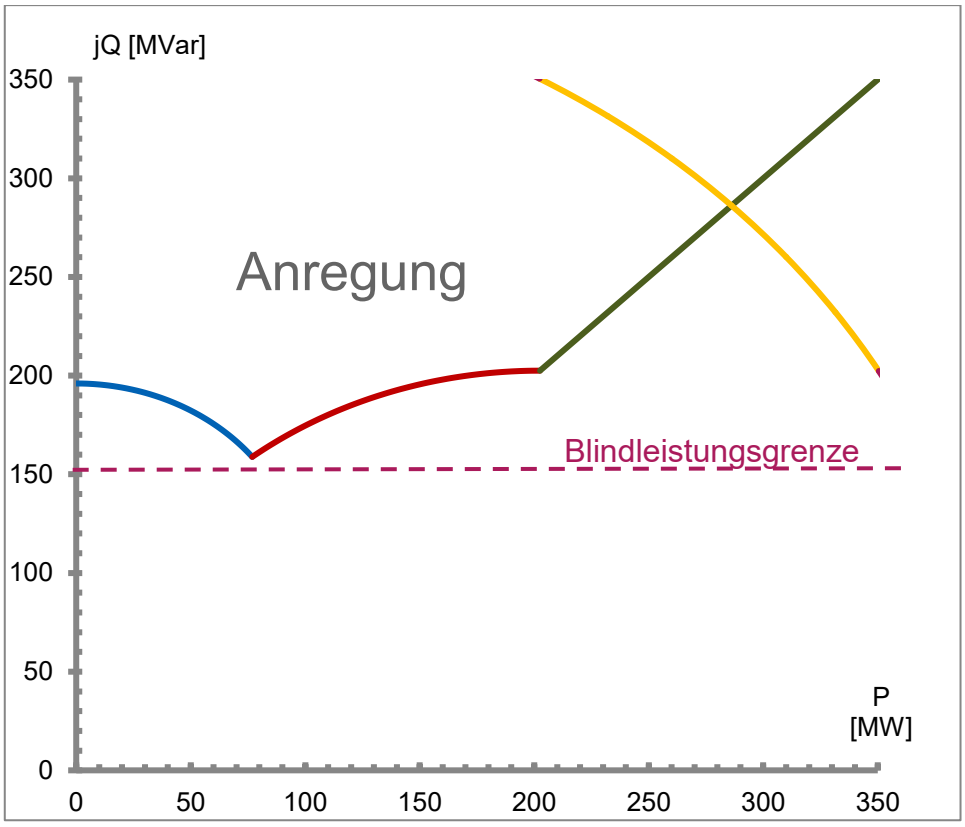


Bild 128: Mögliche Definition einer Blindleistungsgrenze

Wie im vorherigen Abschnitt erläutert, wirkt sich eine Veränderung der Reichweite X_v direkt auf die Blindleistungsgrenze aus. In Anlehnung an Abschnitt 8.2 und 8.3 wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

Impedanzwinkel 110-kV-Freileitung: φ = 70°

Lichtbogenreserve: R_{Libo} = 6 Ω

Minimale Betriebsspannung $U_{\mathrm{B,min}}$ = 99 kV

Daraus ergeben sich folgende Blindleistungsgrenzen in Tabelle 39**, welche bei minimaler Betriebsspannung und ohne weitere Sicherheitsreserven angegeben sind**.

Tabelle 39: Blindleistungsgrenzen

X_V in Ω	10	20	30	40	50	100
Blindleis-tungsgrenze in MVar	508	340	248	194	159	83

Im Sinne eines sicheren Netzbetriebes wird empfohlen, zukünftig diese maximale Blindleistung als Grenzwert im Netzleitsystem mit aufzunehmen und zu überwachen.

Ergänzend hierzu kann auch das jeweilige Anregepolygon ins Netzleitsystem mit aufgenommen und mit realen Messwerten verglichen werden. Für die Konstruktion der Polygonkennlinie werden die Reichweiten in X und R und der Lastwinkel im Netzleitsystem hinterlegt (siehe Bild 129)

Der aktuelle Arbeitspunkt der komplexen Impedanz wird bei der Lastflussrechnung für jedes Element aus den komplexen Spannungen und Strömen bzw. aus Wirk- und Blindleistung ermittelt und mit der Anregekennlinie verglichen. Hierbei kann der Arbeitspunkt wie folgt berechnet werden:

$$R = \frac{P}{3 \cdot I^2} \qquad X = \frac{Q}{3 \cdot I^2} \tag{8-21}$$

Für die Anregekennlinie ist ebenfalls ein Sicherheitsfaktor in Analogie zur Überstrom- und Unterspannungsanregung zu berücksichtigen. Somit entsteht ein größeres Polygon, welches den Warnbereich darstellt. Sollte sowohl im Grundfall als auch im (n-1)-Fall der Arbeitspunkt im Warnbereich oder sogar im Bereich der Anregung liegen, ist dieser Abzweig als Befund für Kaskadierung auszugeben. Durch den Operator muss es jederzeit möglich sein, sich den aktuellen Arbeitspunkt im Vergleich mit der Anregekennlinie anzusehen (siehe Bild 129).

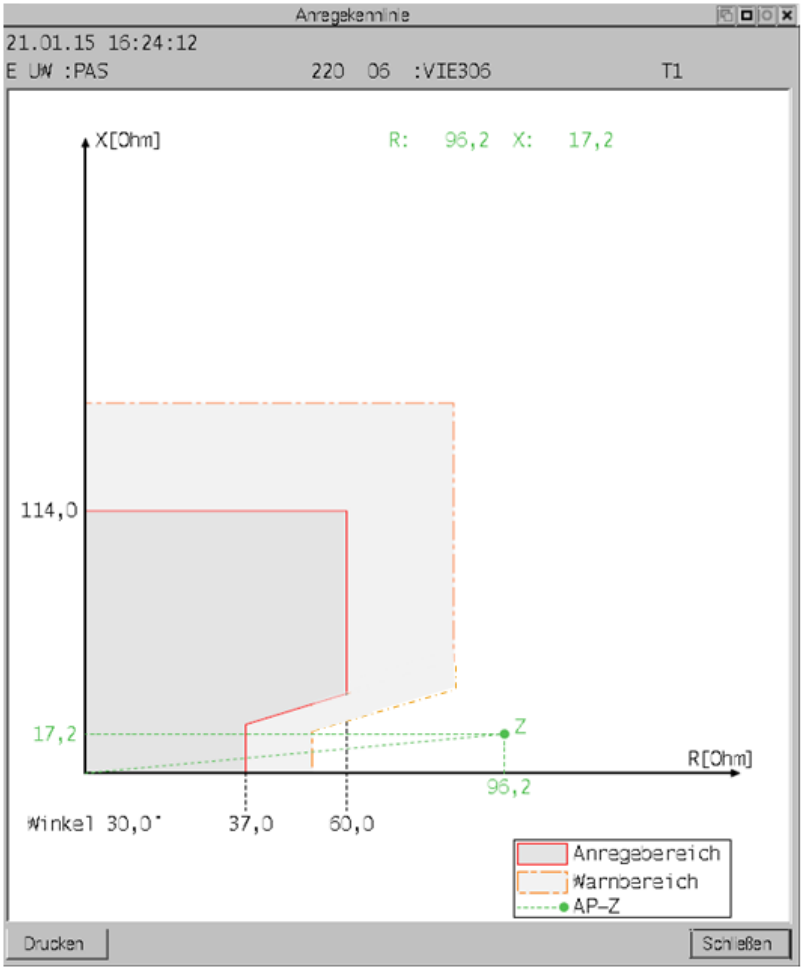


Bild 129: Beispiel für die Überwachung der Impedanzanregung mit aktuellem Arbeitspunkt (grün)

8.4 Distanzschutzkonzept bei aktivem Leitungsdreibein

Bei aktiven Dreibeinen liegt der Kurzschlussstrombeitrag von allen Enden (zumindest bei bestimmten Schaltzuständen) in derselben Größenordnung. Dies ist immer der Fall, wenn alle drei Enden in das Netz derselben Spannungsebene eingebunden sind. Bild 130 zeigt einen realistischen Fall; die Rückspeisung in A kann zwar durch einen Transformator erfolgen, durch das Parallelsystem A-B existiert aber eine niederohmige Einbindung in dieselbe Spannungsebene.

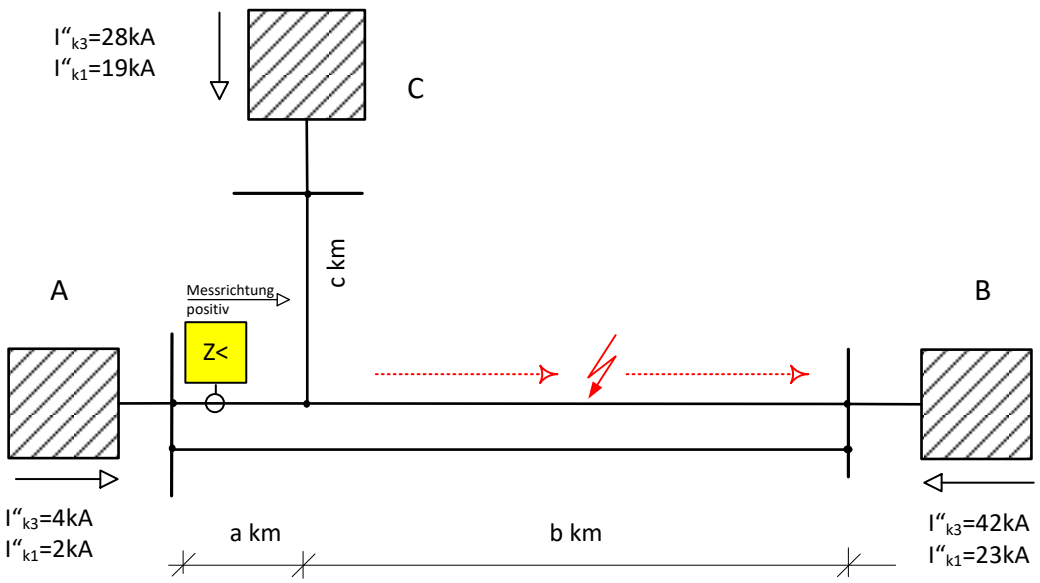


Bild 130: Netztopologie aktives Leitungsdreibein

Das Parallelsystem zum Dreibein zwischen den Enden A und B führt zu interessanten Impedanzmessungen des Relais in A (gelb dargestellt), wenn man den Fehler auf der Leitung von A nach B wandern lässt.

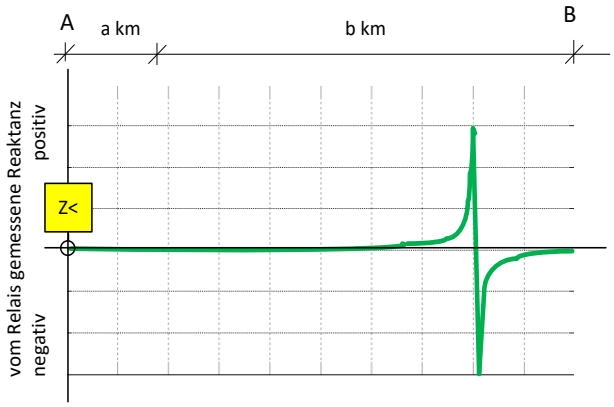


Bild 131: Messung der Fehlerimpedanz des Relais in A

Die Impedanz steigt zwischen dem Anschluss des „Stiches“ und dem Ende B zunächst an, um dann extrem groß zu werden. Wenn der Fehlerort noch weiterwandert, dreht sich die Richtung des Kurzschlussstromes in A um; der Fehler auf dem eigenen Leitungssystem wird in Rückwärtsrichtung gesehen. Zwischen dem Anschluss des Stiches und dem Ende C befindet sich für die Messung des Relais in A eine Polstelle der Impedanz.

Der Grund ist leicht erkennbar, wenn man gedanklich die Zwischeneinspeisung in A vernachlässigt und sich einen Fehler auf der Sammelschiene in B vorstellt. Der Kurzschlussstrom aus C wird sich im Verknüpfungspunkt des Dreibeines in zwei Teile aufteilen. In einen Teil, der vom Verknüpfungspunkt direkt nach B fließt und einen (kleineren) Teil, der über die parallel hierzu vorhandene Leitungsimpedanz vom Verknüpfungspunkt nach A und auf dem Parallelsystem weiter nach B fließt. Die Schutzeinrichtung in A sieht den Kurzschlussstrom in Rückwärtsrichtung.

Fehlerorte in der Nähe bzw. „hinter“ einer Polstelle können mit überreichenden Verfahren nicht in Schnellzeit geschützt werden, da die Forderung, dass jeder Fehlerort von jedem der drei Enden in der

Übergreifstufe gesehen werden muss, nicht erfüllbar ist. Eine Fehlerklärung würde typischerweise wie folgt ablaufen:

1) Relais in A sendet nicht, keine Funktion des überreichend eingestellten Signalvergleichs
2) Relais in B löst mit seiner unterreichend eingestellten 1. Zone in Schnellzeit aus
3) Der Kurzschlussstrom „schlägt um“, das Relais in A erkennt den Fehler jetzt in seiner Übergreifstufe
4) Das Relais in A wartet die transiente Blockierzeit ab
5) Relais in A sendet (Signal in Übergreifzone)
6) Relais in B empfängt die Signale und sendet ein schnelles Echo
7) Die Relais in A und B empfangen das Signal aus C
8) Für die Relais in A und C sind jetzt die Auslösebedingungen (Empfang von beiden Enden und Fehler in eigener Übergreifzone) erfüllt. Die Relais lösen aus

Die gesamte Fehlerklärungszeit beträgt dabei 250-350 ms.

Eine Verbesserung (im Sinne schnellerer Fehlerklärungszeit) kann durch eine Kombination von unter- und überreichenden Schutzsignalübertragungsverfahren erfolgen.

Beide Verfahren haben messtechnisch ihre spezifischen Vor- und Nachteile. Während das überreichende Verfahren alle Fehlerorte in der Nähe des Verknüpfungspunktes der drei Leitungsenden mit den Übergreifzonen sicher erkennt, liegen die Stärken der unterreichenden Schutzsignalübertragungsverfahren bei Fehlerorten in der Nähe eines Endes des Dreibeines. Diese können mit der ersten Zone des Distanzrelais des jeweiligen Endes sicher erkannt werden – siehe grün schraffierte Bereiche im unteren Teil von Bild 132.

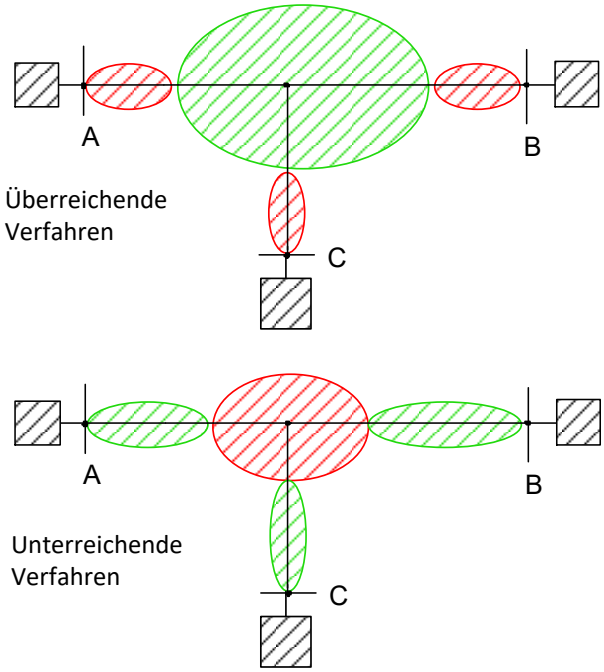


Bild 132: Schwer zu erfassende Fehlerstellen (rot) und leicht zu erfassende Fehlerstellen (grün) bei überreichenden Verfahren (oben) und unterreichenden Verfahren (unten).

Bei Auslösung der ersten Zone ist ein Signal zu den Gegenenden zu senden. Dort ist entweder eine Direktmitnahme oder Mitnahme über (gerichtete) Anregung zu realisieren; bei letzterem Verfahren ist die Fehlerklärungszeit ein bisschen länger.

Falls die grünen Bereiche oben und unten in Bild 132 nicht bei allen Schaltzuständen ausreichend überlappen, kann auch durch Kombination unterschiedlicher Schutzsignalübertragungsverfahren eine Auslösung in Schnellzeit nicht für alle Fehlerorte gewährleistet werden.

Praktische Hinweise:

Bei überreichenden Verfahren ist die Einstellung einer transienten Blockierzeit zwingend erforderlich. Wenn die Schutzsignalübertragung mittels der Wirkschnittstelle der Distanzrelais erfolgt, sollte eine Einstellung der transienten Blockierzeit von 40 ms gut ausreichen. Bei der Verwendung von Schutzsignalübertragungsgeräten, bei denen die Informationen zu den Distanzrelais über potentialfreie Kontakte ausgetauscht werden, ist zu berücksichtigen, dass diese in der Regel für schnelles Ansprechen und nicht für schnelles Rückfallen konstruiert sind. Daher sind die Rückfallzeiten der Relais und der Eingangsbaugruppen zu berücksichtigen; empfohlen wird in diesem Fall eine transiente Blockierzeit von 80-100 ms.

8.5 Fehlerstromwege, Nullsystem in Abhängigkeit der Kabelschirmbehandlung

Bei der Betrachtung möglicher Fehlerstromwege in Abhängigkeit der Kabelschirmbehandlung ist der Fokus einerseits auf stromstarke einpolige Fehler in niederohmig oder starr geerdeten Netzen bzw. auf Doppelerdschlüsse in kompensierten Netzen zu richten und andererseits auf einpolige Fehler in kompensierten bzw. isolierten Netzen. Ebenso muss, in Bezug auf die einseitige Kabelschirmerdung, deren Position sowie die der Quelle und die des Fehlers beachtet werden.

In Bild 133 und Bild 134 sind mögliche Stromaufteilungen und deren Komplexität, in Bezug auf die einseitige Erdung von Kabelschirmen dargestellt. Praxismessungen haben gezeigt, dass bei einem Kabelfehler mit quellnaher Schirmerdung (Bild 133) nahezu der gesamte Strom über den Kabelschirm fließt und somit der Querstrom an der Fehlerstelle über das Erdreich vernachlässigt werden kann. Somit ergeben sich in diesem Fall für eine Distanzschutzfunktion klar definierte Zustände und gängige Algorithmen zur Fehlerortbestimmung, unter Berücksichtigung von Korrekturfaktoren (z. B. k-Faktor welcher in weiterer Folge näher beschrieben wird) können den Fehlerort korrekt bestimmen.

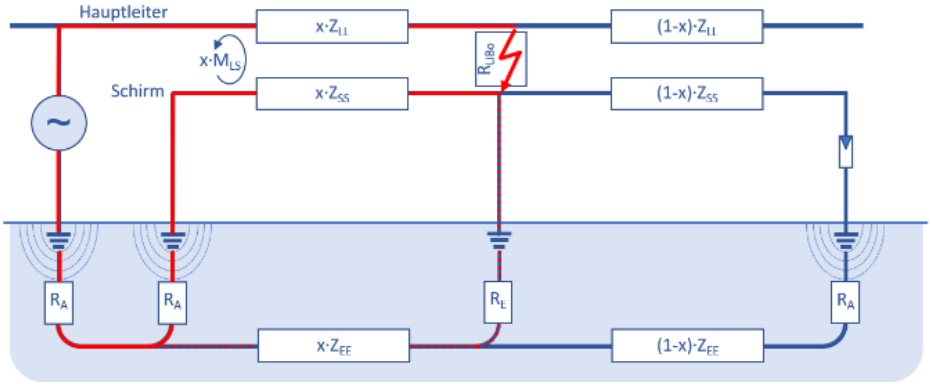


Bild 133: Beispiel für Strompfade bei einseitiger Schirmerdung an der Einspeisung

Hingegen ist aus der Darstellung in Bild 134 ersichtlich, dass sich die eigentliche Fehlerschleife, bei der einseitigen, quellfernen Schirmerdung, unter Vernachlässigung der Verkoppelungen um die parallele Schleife vom $R_{\mathrm{E}}||[(1-x)\cdot Z_{\mathrm{SS}}+R_{\mathrm{A}}+(1-x)\cdot Z_{\mathrm{EE}}]$ und den Erdrückleiter $x\cdot Z_{\mathrm{EE}}$ erweitert und somit die Berechnung der realen Fehlerdistanz aus den gemessenen Strom- und Spannungssignalen nicht das richtige Ergebnis liefern kann. Ebenso ist aus Bild 133 und Bild 134 erkennbar, dass die gemessene Impedanz bei einseitiger Erdung einerseits, im Fall einer Erdung des Kabelschirms an der Einspeisung, maßgeblich vom Kabelschirm als Rückleiter dominiert wird. Andererseits, bei Erdung des Kabelschirms von der Einspeisung entfernt, dominiert das Erdreich als Rückleiter. Diese Tatsache hat zur Folge, dass sich daraus unterschiedliche Messergebnisse bei der Distanzbestimmung ergeben.

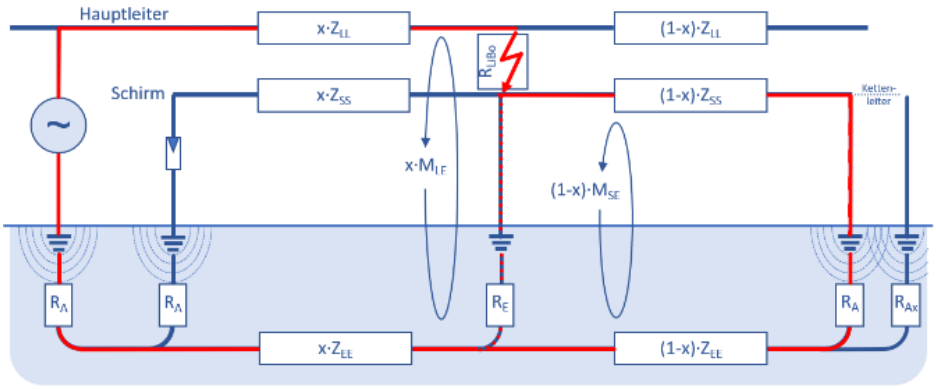


Bild 134: Beispiel für Strompfade bei einseitiger Schirmerdung von der Einspeisung entfernt

Für beidseitig geerdete Kabelschirme ergibt sich entsprechend Bild 135, unter der Vernachlässigung der Parallelzweige über R_E und R_A am Kabelende, welche im Vergleich zur direkten Rückleitung über den Kabelschirm eine wesentlich höhere Impedanz aufweisen, ein klar definierter Zustand für eine Distanzmessung. Dadurch können gängige Algorithmen zur Fehlerortbestimmung, unter Berücksichtigung von komplexen Korrekturfaktoren (z. B. k-Faktor), den Fehlerort theoretisch korrekt bestimmen.

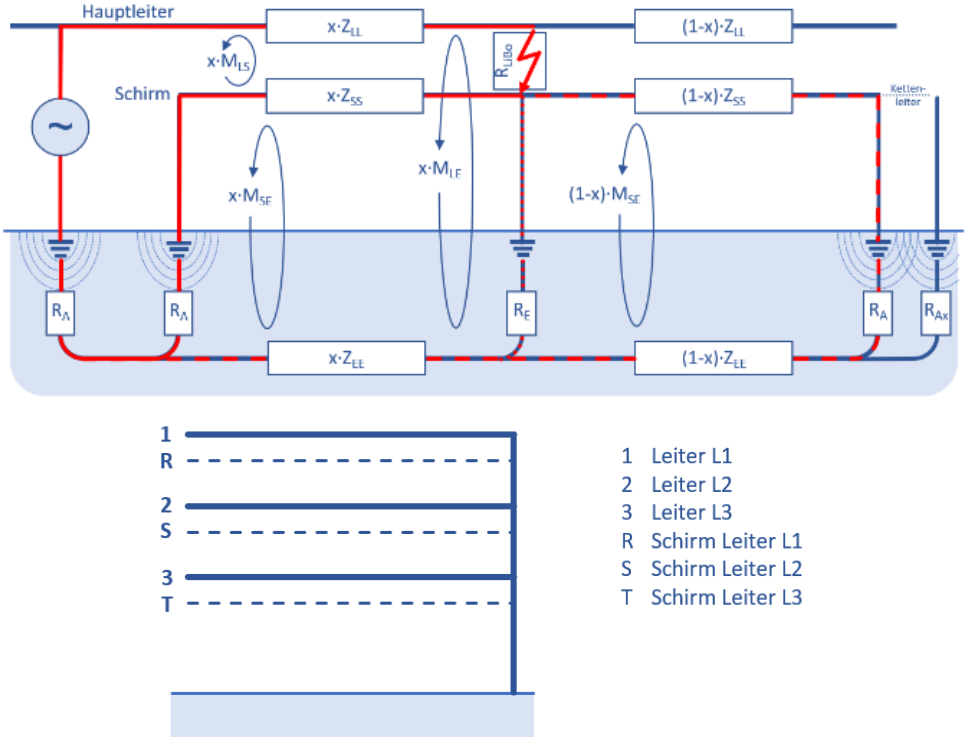


Bild 135: Beispiel für Strompfade bei zweiseitiger Schirmerdung (oben) sowie schematische Darstellung als Drehstromsystem (unten)

Aufgrund der aufgezeigten Fehlerstromwege ist ersichtlich, dass für die Berechnung der Mit- und Nullimpedanz, entsprechend den vorherrschenden Rahmenbedingungen, für die ein- bzw. zweiseitige Kabelschirmerdung unterschiedliche Gleichungen anzusetzen sind.

$$\begin{vmatrix}\underline{U}_1\\ \underline{U}_2\\ \underline{U}_3\\ \underline{U}_R\\ \underline{U}_S\\ \underline{U}_T\end{vmatrix} = \begin{vmatrix}\underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} & \underline{Z}_{1R} & \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{1T}\\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} & \underline{Z}_{2R} & \underline{Z}_{2S} & \underline{Z}_{2T}\\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} & \underline{Z}_{3R} & \underline{Z}_{3S} & \underline{Z}_{3T}\\ \underline{Z}_{R1} & \underline{Z}_{R2} & \underline{Z}_{R3} & \underline{Z}_{RR} & \underline{Z}_{RS} & \underline{Z}_{RT}\\ \underline{Z}_{S1} & \underline{Z}_{S2} & \underline{Z}_{S3} & \underline{Z}_{SR} & \underline{Z}_{SS} & \underline{Z}_{ST}\\ \underline{Z}_{T1} & \underline{Z}_{T2} & \underline{Z}_{T3} & \underline{Z}_{TR} & \underline{Z}_{TS} & \underline{Z}_{TT}\end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix}\underline{I}_1\\ \underline{I}_2\\ \underline{I}_3\\ \underline{I}_R\\ \underline{I}_S\\ \underline{I}_T\end{vmatrix} = \begin{vmatrix}\underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{1R} & \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{1S}\\ \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{1R} & \underline{Z}_{1S}\\ \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{1R}\\ \underline{Z}_{1R} & \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{RR} & \underline{Z}_{RS} & \underline{Z}_{RS}\\ \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{1R} & \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{RS} & \underline{Z}_{RR} & \underline{Z}_{RS}\\ \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{1S} & \underline{Z}_{1R} & \underline{Z}_{RS} & \underline{Z}_{RS} & \underline{Z}_{RR}\end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix}\underline{I}_1\\ \underline{I}_2\\ \underline{I}_3\\ \underline{I}_R\\ \underline{I}_S\\ \underline{I}_T\end{vmatrix}$$

Bild 136: Allgemeines und symmetrisches Gleichungssystem für ein Kabelsystem

Dies sind für Einleiter- oder Dreimantelkabel unter der Annahme symmetrischer Bedingungen (Dreieckverlegung) entsprechend der Indizes in Bild 135 bei

einseitig geerdeten Kabelschirmen: $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{11} - \underline{Z}_{12}$ $\underline{Z}_{(0)} = \underline{Z}_{11} + 2 \cdot \underline{Z}_{12}$

beidseitig geerdeten Kabelschirmen: $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{11} - \underline{Z}_{12} - \frac{(\underline{Z}_{1R} - \underline{Z}_{1S})^2}{\underline{Z}_{RR} - \underline{Z}_{RS}}$ $\underline{Z}_{(0)} = \underline{Z}_{11} + 2 \cdot \underline{Z}_{12} - \frac{(\underline{Z}_{1R} - 2 \cdot \underline{Z}_{1S})^2}{\underline{Z}_{RR} - 2 \cdot \underline{Z}_{RS}}$

Für ein Gürtelkabel muss die schematische Darstellung aus Bild 135 dahingehend angepasst werden, dass alle drei Schirme (Index R, S, T) zu einem gemeinsamen Schirm mit dem Index T zusammengeführt werden. Aus diesem Schema lassen sich unter den gleichen Rahmenbedingungen wie beim Einleiterkabel die Mit- und die Nullimpedanz bestimmen:

Bei einseitig geerdeten Kabelschirmen: $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{11} - \underline{Z}_{12}$ $\underline{Z}_{(0)} = \underline{Z}_{11} + 2 \cdot \underline{Z}_{12}$

Bei zweiseitig geerdeten Kabelschirmen: $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{11} - \underline{Z}_{12}$ $\underline{Z}_{(0)} = \underline{Z}_{11} + 2 \cdot \underline{Z}_{12} - \frac{3 \cdot (\underline{Z}_{1T})^2}{\underline{Z}_{TT}}$

Ergänzende Anmerkung für beidseitige Kabelschirmerdung:

In der Praxis wirken bei der beidseitigen Kabelschirmerdung bei Fehlern entlang der Kabelstrecke auch die Kabelschirme der anderen, nicht fehlerbehafteten Leiter als Rückleiter, sodass es ab etwa der halben Leitungslänge (Bild 137, Bild 138 und Bild 139) zu einer Abweichung des linearen Anstiegs der Schleifenimpedanzen mit der Fehlerentfernung kommen kann.

Fazit:

Da dies überwiegend den ohmschen Anteil betrifft und der induktive Anteil stetig steigend ist, funktionieren Distanzschutzkonzepte bei beidseitiger Kabelschirmerdung dennoch ordnungsgemäß.

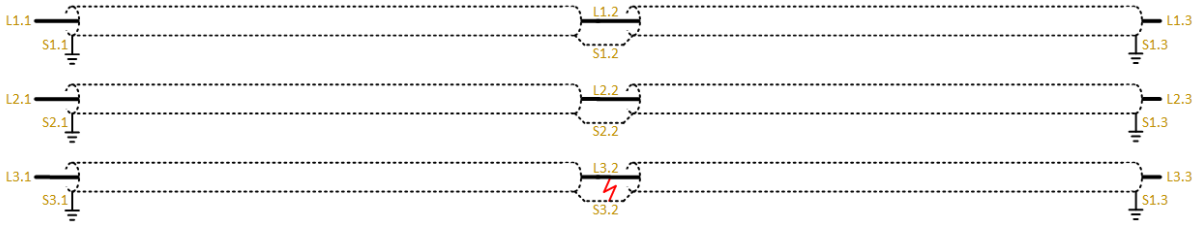


Bild 137: Reale Kabelstrecke mit einem Leiter-Schirm-Fehler im Leiter 3

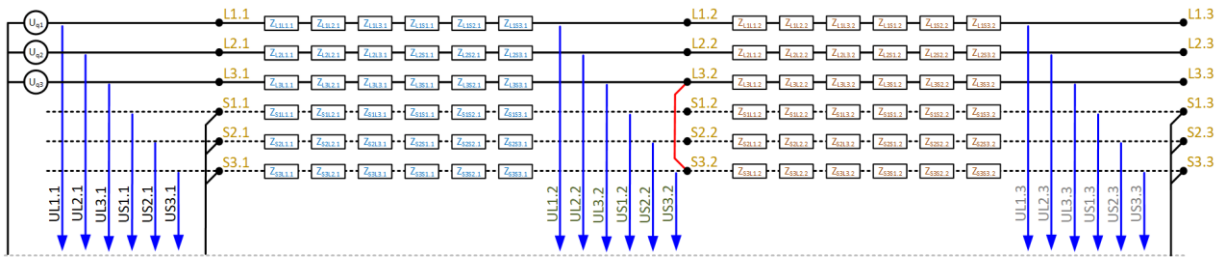


Bild 138: Eigen- und Koppelimpedanz auf realen Kabelstrecken am Beispiel eines Leiter-Schirm-Fehlers in Leiter 3

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{q1} \\ \underline{U}_{q2} \\ \underline{U}_{q3} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{L1L1.1} & \underline{Z}_{L1L2.1} & \underline{Z}_{L1L3.1} & \underline{Z}_{L1S1.1} & \underline{Z}_{L1S2.1} & \underline{Z}_{L1S3.1} \\ \underline{Z}_{L2L1.1} & \underline{Z}_{L2L2.1} & \underline{Z}_{L2L3.1} & \underline{Z}_{L2S1.1} & \underline{Z}_{L2S2.1} & \underline{Z}_{L2S3.1} \\ \underline{Z}_{L3L1.1} & \underline{Z}_{L3L2.1} & \underline{Z}_{L3L3.1} & \underline{Z}_{L3S1.1} & \underline{Z}_{L3S2.1} & \underline{Z}_{L3S3.1} \\ \underline{Z}_{S1L1.1} & \underline{Z}_{S1L2.1} & \underline{Z}_{S1L3.1} & \underline{Z}_{S1S1.1} & \underline{Z}_{S1S2.1} & \underline{Z}_{S1S3.1} \\ \underline{Z}_{S2L1.1} & \underline{Z}_{S2L2.1} & \underline{Z}_{S2L3.1} & \underline{Z}_{S2S1.1} & \underline{Z}_{S2S2.1} & \underline{Z}_{S2S3.1} \\ \underline{Z}_{S3L1.1} & \underline{Z}_{S3L2.1} & \underline{Z}_{S3L3.1} & \underline{Z}_{S3S1.1} & \underline{Z}_{S3S2.1} & \underline{Z}_{S3S3.1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -\underline{I}_{S3.1} + \underline{I}_{S3.2} \\ \underline{I}_{S1} \\ -\underline{I}_{S3.2} - \underline{I}_{S1} \\ \underline{I}_{S3.1} \end{bmatrix}$$

$$+ \begin{bmatrix} \underline{Z}_{L1L1.2} & \underline{Z}_{L1L2.2} & \underline{Z}_{L1L3.2} & \underline{Z}_{L1S1.2} & \underline{Z}_{L1S2.2} & \underline{Z}_{L1S3.2} \\ \underline{Z}_{L2L1.2} & \underline{Z}_{L2L2.2} & \underline{Z}_{L2L3.2} & \underline{Z}_{L2S1.2} & \underline{Z}_{L2S2.2} & \underline{Z}_{L2S3.2} \\ \underline{Z}_{L3L1.2} & \underline{Z}_{L3L2.2} & \underline{Z}_{L3L3.2} & \underline{Z}_{L3S1.2} & \underline{Z}_{L3S2.2} & \underline{Z}_{L3S3.2} \\ \underline{Z}_{S1L1.2} & \underline{Z}_{S1L2.2} & \underline{Z}_{S1L3.2} & \underline{Z}_{S1S1.2} & \underline{Z}_{S1S2.2} & \underline{Z}_{S1S3.2} \\ \underline{Z}_{S2L1.2} & \underline{Z}_{S2L2.2} & \underline{Z}_{S2L3.2} & \underline{Z}_{S2S1.2} & \underline{Z}_{S2S2.2} & \underline{Z}_{S2S3.2} \\ \underline{Z}_{S3L1.2} & \underline{Z}_{S3L2.2} & \underline{Z}_{S3L3.2} & \underline{Z}_{S3S1.2} & \underline{Z}_{S3S2.2} & \underline{Z}_{S3S3.2} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \underline{I}_{S1} \\ -\underline{I}_{S3.2} - \underline{I}_{S1} \\ \underline{I}_{S3.2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1.3} \\ \underline{U}_{L2.3} \\ \underline{U}_{L3.3} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

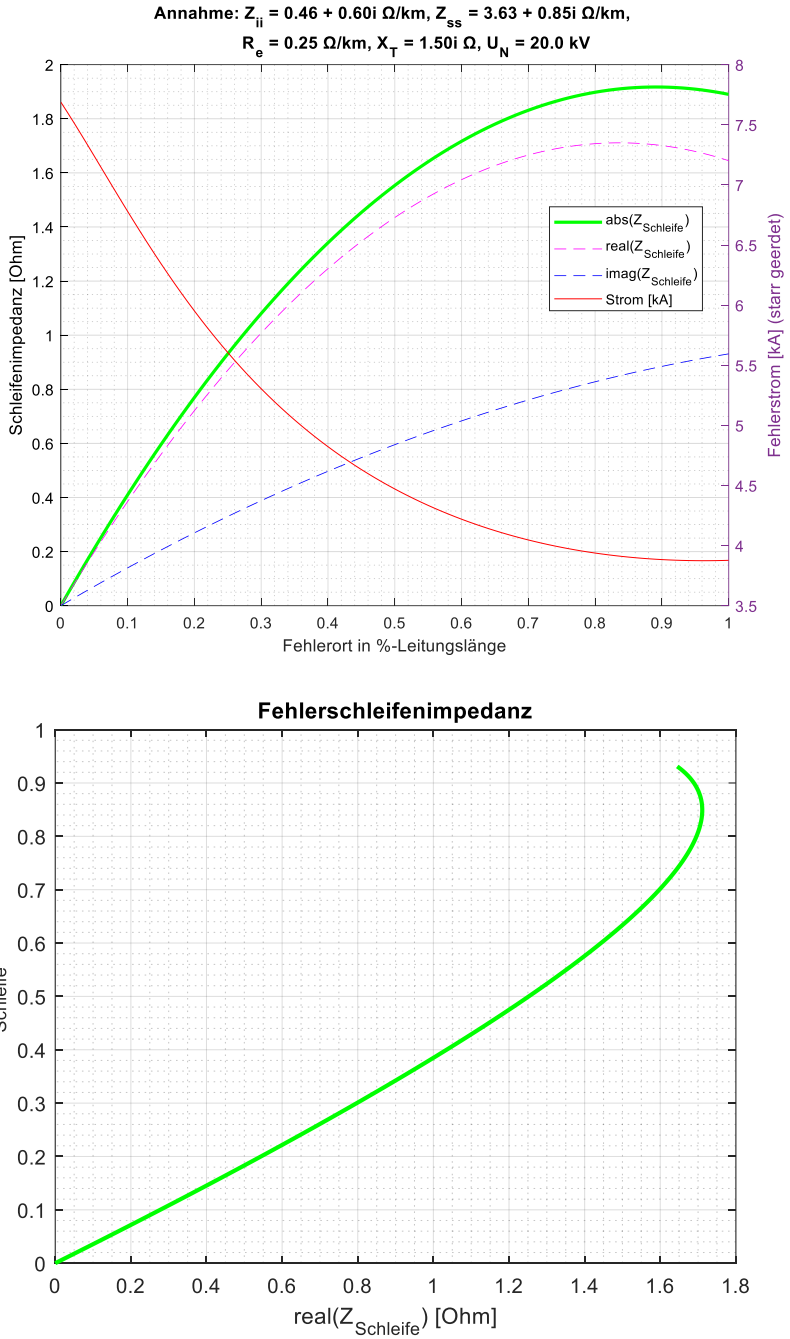


Bild 139: Berechnete Schleifenimpedanz einer Kabelstrecke mit einem Leiter-Schirm-Fehler in Leiter 3 in Abhängigkeit des Fehlerorts in %-Leitungslänge

8.6 Berechnung, Messung und Bearbeitung des Erdkompensationsfaktors ($\underline{k}_E$-Faktor)

8.6.1 Berechnung des Erdkompensationsfaktors in Abhängigkeit der Kabelschirmerdung

Bei der Fehlerortbestimmung von einpoligen Erdkurzschlüssen bzw. im Doppelerdschlussfall muss aus den gemessenen Fehlerströmen und -spannungen unter Berücksichtigung des Erdrückleiters die korrekte Fehlerimpedanz bis zur Fehlerstelle bestimmt werden. Im Gegensatz zu den zwei- oder dreipoligen Fehlern, bei dem die Fehlerimpedanz des Hin- und des Rückleiters als gleichwertig angesehen werden kann, treten beim einpoligen Fehler unterschiedliche Impedanzen im Hin- und im Rückleiter (z. B. Erdrückleiter oder Kabelschirm) auf.

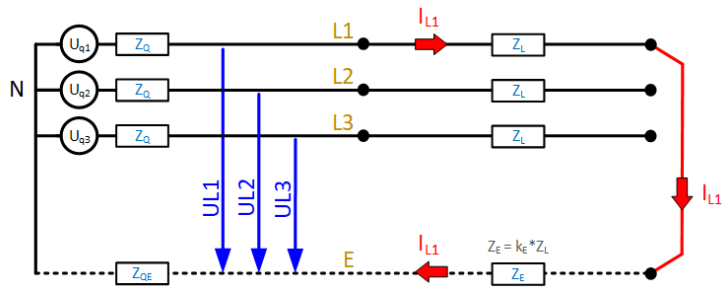


Bild 140: Vereinfachtes Model (ohne Kopplung) zur Bestimmung des $\underline{k}_E$-Faktors

Aus Bild 140 ist ersichtlich, dass die Anpassung der unterschiedlichen Längsimpedanzen von Leiter und Rückleiter durch den Faktor k_E als dessen komplexes Verhältnis definiert ist.

$$\underline{U}_{L1} = \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_{L1} + \underline{Z}_E \cdot \underline{I}_{L1} = \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_{L1} + \underline{k}_E \cdot \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_{L1} = \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_{L1} \cdot (1 + \underline{k}_E) \qquad (8\text{-}22)$$

$$\underline{Z}_{gemessen} = \frac{\underline{U}_{L1}}{\underline{I}_{L1}} \cdot \frac{1}{(1+\underline{k}_E)} \quad \underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\underline{Z}_{(0)}}{\underline{Z}_{(1)}} - 1 \right) \qquad (8\text{-}23)$$

Daher ist die Bestimmung des $\underline{k}_E$-Faktors für eine ordnungsgemäße Fehlerortbestimmung bei Distanzschutzeinrichtungen im einpoligem Fehlerfall eine wichtige Voraussetzung.

Anmerkung: Bei Kabelstrecken mit einseitig geerdeten Kabelschirmen und mit begleitenden Erdern (z. B. Flacheisen) oder in urbanen Bereichen, in denen von einem globalen Erdungssystem ausgegangen werden kann, sollte die Nullimpedanz bevorzugt gemessen werden, um den $\underline{k}_E$-Faktors zu bestimmen.

Bei Kabelstrecken mit beidseitig geerdetem Kabelschirm oder im ländlichen Bereich bei einseitiger Kabelschirmerdung, bei der davon ausgegangen werden kann, dass der gesamte Strom über das Erdreich zurückfließt, zeigt der Vergleich von berechneten Mit- und Nullimpedanzen zu messtechnisch ermittelten Werten eine gute und weitestgehend ausreichend genaue Übereinstimmung.

Folgende Berechnungen zeigen die Unterschiede zwischen einseitig und beidseitig geerdeten Kabelschirmen auf. Es wird ein Mittelspannungskabel NA2XHCJ2Y 3x1x240 mm² 20 kV, Verlegetiefe 0,8 m im Dreieck mit einer Länge von etwa 1 km ohne Crossbonding angenommen.

Entsprechend den in Tabelle 40 und Tabelle 41 dargestellten berechneten Werten kann der, für die Schutzeinstellung erforderliche komplexe $\underline{k}_E$-Faktor für die Korrektur bei Leiter-Erde-Fehlerschleifen bestimmt werden.

$$\begin{bmatrix}\underline{U}_{(0)}\\ \underline{U}_{(1)}\\ \underline{U}_{(2)}\end{bmatrix} = S \cdot \begin{bmatrix}\underline{U}_{L1-E}\\ \underline{U}_{L2-E}\\ \underline{U}_{L3-E}\end{bmatrix} \quad \text{und} \quad \begin{bmatrix}\underline{I}_{(0)}\\ \underline{I}_{(1)}\\ \underline{I}_{(2)}\end{bmatrix} = S \cdot \begin{bmatrix}\underline{I}_{L1-E}\\ \underline{I}_{L2-E}\\ \underline{I}_{L3-E}\end{bmatrix} \quad \text{mit} \quad S = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2\\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a}\end{bmatrix} \quad \text{und} \quad a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \qquad (8\text{-}24)$$

Bei <u>einseitiger</u> Kabelschirmerdung in der Verlegeart im Dreieck ergeben sich daraus nachfolgende Impedanzen für das Mit- und das Nullsystem:

$$\underline{U}_{(1)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad \underline{a} \quad \underline{a}^2] \cdot \begin{bmatrix}19{,}28e^{j40{,}7°}\\ 19{,}70e^{j-80{,}3°}\\ 19{,}39e^{j159{,}9°}\end{bmatrix} = 19{,}45e^{j40{,}1°} \qquad \underline{I}_{(1)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad \underline{a} \quad \underline{a}^2] \cdot \begin{bmatrix}100e^{j0°}\\ 100e^{j-120°}\\ 100e^{j120°}\end{bmatrix} = 100e^{j0°}$$

$$\underline{U}_{(0)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad 1 \quad 1] \cdot \begin{bmatrix}199{,}98e^{j81{,}5°}\\ 199{,}98e^{j81{,}5°}\\ 200{,}29e^{j81{,}5°}\end{bmatrix} = 200{,}08e^{j81{,}5°} \qquad \underline{I}_{(0)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad 1 \quad 1] \cdot \begin{bmatrix}100e^{j0°}\\ 100e^{j0°}\\ 100e^{j0°}\end{bmatrix} = 100e^{j0°}$$

$$\underline{Z}_{(1)} = \frac{\underline{U}_{(1)}}{\underline{I}_{(1)}} = \frac{19{,}45e^{j40{,}1°}}{100e^{j0°}} = 0{,}1946e^{j40{,}1°} \qquad \underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{U}_{(0)}}{\underline{I}_{(0)}} = \frac{200{,}08e^{j81{,}5°}}{100e^{j0°}} = 2{,}0008e^{j81{,}5°}$$

$$\underline{k}_{E,1-seitig} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\underline{Z}_{(0)}}{\underline{Z}_{(1)}} - 1\right) = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{2{,}0008e^{j81{,}5°}}{0{,}1946e^{j40{,}1°}} - 1\right) = 3{,}19e^{j45{,}4°} = 2{,}2374 + j2{,}2664$$

Tabelle 40: Berechnete Parameter mit symmetrischer (oben) und asymmetrischer (unten) Stromquelle für ein einseitig geerdetes Mittelspannungskabel

	Syst	Typ	Phase	$\lvert I\rvert$ in A	Winkel I in °	$\lvert U\rvert$ in V	Winkel U in °
symmetrische Stromquelle	1	L	1	100,0	0,0	19,28	40,7
	1	L	2	100,0	-120,0	19,70	-80,3
	1	L	3	100,0	120,0	19,39	159,9
	1	S	1	0,0	0,0	5,22	93,0
	1	S	2	0,0	0,0	5,22	-33,0
	1	S	3	0,0	0,0	5,05	-153,0
asymmetrische Stromquelle	1	L	1	100,0	0,0	199,98	81,5
	1	L	2	100,0	0,0	199,98	81,5
	1	L	3	100,0	0,0	200,29	81,5
	1	S	1	0,0	0,0	190,97	85,6
	1	S	2	0,0	0,0	190,97	85,6
	1	S	3	0,0	0,0	191,28	85,6

Bei <u>zweiseitiger</u> Kabelschirmerdung in der Verlegeart im Dreieck ergeben sich daraus nachfolgende Impedanzen für das Mit- und das Nullsystem:

$$\underline{U}_{(1)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad a \quad a^2] \cdot \begin{bmatrix}19{,}67e^{j40{,}0°}\\ 19{,}89e^{j-80{,}9°}\\ 19{,}60e^{j158{,}9°}\end{bmatrix} = 19{,}71e^{j39{,}33°} \qquad \underline{I}_{(1)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad a \quad a^2] \cdot \begin{bmatrix}100e^{j0°}\\ 100e^{j-120°}\\ 100e^{j120°}\end{bmatrix} = 100e^{j0°}$$

$$\underline{U}_{(0)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad 1 \quad 1] \cdot \begin{bmatrix}81{,}70e^{j21{,}3°}\\ 81{,}70e^{j21{,}3°}\\ 81{,}81e^{j21{,}3°}\end{bmatrix} = 81{,}73e^{j21{,}3°} \qquad \underline{I}_{(0)} = \frac{1}{3} \cdot [1 \quad 1 \quad 1] \cdot \begin{bmatrix}100e^{j0°}\\ 100e^{j0°}\\ 100e^{j0°}\end{bmatrix} = 100e^{j0°}$$

$$\underline{Z}_{(1)} = \frac{\underline{U}_{(1)}}{\underline{I}_{(1)}} = \frac{19{,}71e^{j39{,}33°}}{100e^{j0°}} = 0{,}1972e^{j39{,}33°} \qquad \underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{U}_{(0)}}{\underline{I}_{(0)}} = \frac{81{,}73e^{j21{,}3°}}{100e^{j0°}} = 0{,}8174e^{j21{,}3°}$$

$$\underline{k}_{E,2-seitig} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\underline{Z}_{(0)}}{\underline{Z}_{(1)}} - 1\right) = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{0{,}8174e^{j21{,}3°}}{0{,}1972e^{j39{,}33°}} - 1\right) = 1{,}07e^{j-23{,}6°} = 0{,}9805 - j0{,}4276$$

Bei der Mitimpedanz ist ersichtlich, dass diese bei beiden Kabelschirmbehandlungen annähernd gleich ist. Die geringe Differenz erklärt sich mitunter durch die Kopplung des im Schirm bei beidseitiger Schirmerdung fließenden Stromes auf den Hauptleiter. Hingegen ist bei der Nullimpedanz eine deutliche Differenz im Betrag (etwa 2,45-fach) und im Winkel (21,3° bzw. 81,5°) ersichtlich.

Beim einseitig geerdetem Kabelschirm ohne wesentlichen Stromfluss über, die den Erdrückleiter begleitende galvanische Verbindungen sind Erdimpedanzen im Bereich der 3-fachen Leiterimpedanz zu berücksichtigen. Ebenso wirkt sich die dominierende Induktivität der Erdimpedanz, mit einer erforderlichen Winkelkorrektur von etwa 45° aus. Bei der beidseitigen Kabelschirmerdung und dem definierten Rückfluss des überwiegenden Stroms über den Kabelschirm ist nahezu keine Betragskorrektur erforderlich. Durch den, im Vergleich zum Hauptleiter höheren ohmschen Anteil (Kabelschirmquerschnitt), ist hier eine Winkelkorrektur von etwa -23,5° erforderlich.

Tabelle 41: Berechnete Parameter mit symmetrischer (oben) und asymmetrischer (unten) Stromquelle für ein zweiseitig geerdetes Mittelspannungskabel

	Syst	Typ	Phase	$\|I\|$ in A	Winkel I in °	$\|U\|$ in V	Winkel U in °
symmetrische Stromquelle	1	L	1	100,0	0,0	19,67	40,0
	1	L	2	100,0	-120,0	19,89	-80,9
	1	L	3	100,0	120,0	19,60	158,9
	1	S	1	7,4	-92,1	0,00	-105,9
	1	S	2	7,3	143,7	0,00	-80,3
	1	S	3	6,9	25,5	0,00	67,2
asymmetrische Stromquelle	1	L	1	100,0	0,0	81,70	21,3
	1	L	2	100,0	0,0	81,70	21,3
	1	L	3	100,0	0,0	81,81	21,3
	1	S	1	91,2	-160,1	0,00	45,0
	1	S	2	91,2	-160,1	0,00	53,1
	1	S	3	91,4	-160,1	0,00	63,4

8.6.2 Messergebnisse von Erdkompensationsfaktoren bei Mittelspannungskabeln in Abhängigkeit der Kabelschirmerdung

Beispiel 1: Kabel im ländlichen Bereich

In diesem Beispiel wurde eine 30-kV-Kabelstrecke gemessen, die im ländlichen Raum verlegt wurde und praktisch unbeeinflusst von „begleitenden“ oder parallelen Erdungsverbindungen ist.

Kabeldaten: NA2XS(F)2YY 3x1x240 mm², alle 3 Adern in einem gemeinsamen 160 mm FXKV-Rohr verlegt. Die Messungen wurden mit unterschiedlichen Varianten der Schirmbehandlung durchgeführt.

Tabelle 42: Gemessene Impedanzwerte in Ohm je km und Erdkompensationsfaktor

Schirm-behandlung	$R'_{(1)}$	$X'_{(1)}$	$Z'_{(1)}$	$R'_{(0)}$	$X'_{(0)}$	$Z'_{(0)}$	R'_E	X'_E	Z'_E	$\|\underline{k}_E\|$	$\arg \underline{k}$	R_E/R_L	X_E/X_L
beidseitig geerdet	0,124	0,126	0,177	0,673	0,185	0,698	0,183	0,020	0,184	**1,040**	**-39,170**	1,470	0,157
Schirm fern ab	0,117	0,127	0,173	1,338	2,295	2,657	0,407	0,723	0,830	**4,807**	**13,380**	3,473	5,705

Schirm nahe ab	0,11	0,12	0,17	1,32	2,29	2,64	0,40	0,72	0,82	**4,79**	**13,4**	3,45	5,69
	7	7	3	9	1	8	4	1	7	**1**	**90**	0	2
Schirm beide ab	0,11	0,12	0,17	1,38	2,35	2,72	0,42	0,74	0,85	**4,94**	**12,9**	3,61	5,84
	7	7	3	8	0	9	4	1	4	**7**	**92**	8	9

Wie man anhand der Tabelle 42 sieht, hat der Erdkompensationsfaktor bei beidseitig geerdeten Schirmen annähernd einen Wert von 1 mit einem Winkel von etwa - 40°. Weiter sieht man, dass es egal ist, ob der Schirm einseitig nahe oder ferne (von der Einspeiseseite gesehen) oder beidseitig offen ist. In allen Fällen erhöht sich der Erdfehlerfaktor nahezu um den Faktor 5. Dies ist auch dadurch erklärbar, dass in all diesen Fällen kein Stromfluss über den Schirm möglich ist.

Beispiel 2: Kabel im urbanen Bereich

Bei diesem Beispiel wurde eine 20-kV-Kabelstrecke im urbanen Bereich gemessen (siehe Tabelle 43). Nachdem die Ergebnisse der beidseitigen Kabelschirmerdung weitestgehend vorhersehbar sind, wurde hierbei speziell die einseitige Kabelschirmerdung betrachtet. Ergänzend ist anzumerken, dass es sich im urbanen Bereich, im Vergleich zum ländlichen Bereich, überwiegend um kurze Kabelstrecken im Bereich von einigen hundert Meter bis hin zu etwa 2 km handelt. Dies hat Einfluss auf die Eindringtiefe des Rückleiters und somit auch auf dessen induktiven Anteil. Das Kabelsystem besitzt kein begleitendes Erdungssystem, dennoch ist auf Grund der dichten Verbauung von einem globalen Erdungssystem auszugehen. Gemessen wurde mit 30 Hz und 70 Hz, um die Beeinflussung der 50-Hz-Störgrößen zu eliminieren und die 50-Hz-Messung zu verifizieren.

Kabeldaten: E-A2XHC2Y 3x1x240 mm², 1086m im Dreieck verlegt

Tabelle 43: Gemessene Strom- und Spannungswerte

Messung	f_{Mess} in Hz	$\underline{I}_{L1}$ in A	$\underline{I}_{L2}$ in A	$\underline{I}_{L3}$ in A	$\underline{U}_{L1}$ in V	$\underline{U}_{L2}$ in V	$\underline{U}_{L3}$ in V
1	30 Hz	10,346 - j8,725			4,576 + j0,781	3,260 + j0,913	3,250 + j0,911
2	30 Hz		11,184 - j7,402		3,050 + j1,266	4,468 + j1,113	3,080 + j1,287
3	30 Hz			7,603 +j11,568	-1,076 + j3,149	-1,104 + j3,163	-1,151 + j4,514
4	50 Hz	-13,607 + j2,337			-4,221 - j4,665	-2,790 - j3,532	-2,783 - j3,438
5	50 Hz		12,270 + j6,055		0,181 + j5,527	0,798 + j7,245	0,222 + j5,576
6	50 Hz			10,676 - j9,034	3,379 + j2,059	3,452 + j2,166	5,167 + j2,492
7	70 Hz	13,756 - j1,979			3,609 + j8,175	2,184 + j6,352	2,115 + j6,282
8	70 Hz		13,756 - j1,979		3,916 + j5,971	5,864 + j7,346	3,976 + j6,030
9	70 Hz			13,756 - j1,979	5,853 - j4,243	5,899 - j4,317	7,394 - j6,122

Aus den gemessenen Strom- und Spannungswerten kann die Impedanzmatrix gebildet werden:

$$\underline{Z}_{123} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} \\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\underline{U}_{L1}\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1}} & \frac{\underline{U}_{L1}\underline{I}_{L2}}{\underline{I}_{L2}} & \frac{\underline{U}_{L1}\underline{I}_{L3}}{\underline{I}_{L3}} \\ \frac{\underline{U}_{L2}\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1}} & \frac{\underline{U}_{L2}\underline{I}_{L2}}{\underline{I}_{L2}} & \frac{\underline{U}_{L2}\underline{I}_{L3}}{\underline{I}_{L3}} \\ \frac{\underline{U}_{L3}\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1}} & \frac{\underline{U}_{L3}\underline{I}_{L2}}{\underline{I}_{L2}} & \frac{\underline{U}_{L3}\underline{I}_{L3}}{\underline{I}_{L3}} \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{120} = \underline{S} \cdot \underline{Z}_{123} \cdot \underline{T}, \underline{S} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix}, \underline{T} = \underline{S}^{-1} \text{ und } \underline{a} = e^{\mathrm{j}\frac{2\pi}{3}}$$

$$\underline{Z}_{123,30\mathrm{Hz}} = \begin{bmatrix} 0.221 + \mathrm{j}0.262 & 0.140 + \mathrm{j}0.206 & 0.140 + \mathrm{j}0.206 \\ 0.137 + \mathrm{j}0.204 & 0.232 + \mathrm{j}0.253 & 0.138 + \mathrm{j}0.206 \\ 0.147 + \mathrm{j}0.190 & 0.147 + \mathrm{j}0.192 & 0.226 + \mathrm{j}0.248 \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{120,30\mathrm{Hz}} = \begin{bmatrix} 0{,}510 + \mathrm{j}0{,}656 & -0{,}004 - \mathrm{j}0{,}004 & 0{,}001 + \mathrm{j}0{,}004 \\ -0{,}013 + \mathrm{j}0{,}005 & 0{,}085 + \mathrm{j}0{,}053 & -0{,}005 - \mathrm{j}0{,}002 \\ 0{,}005 + \mathrm{j}0{,}013 & 0{,}001 + \mathrm{j}0{,}006 & 0{,}085 + \mathrm{j}0{,}054 \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{123,70\mathrm{Hz}} = \begin{bmatrix} 0{,}173 + \mathrm{j}0{,}619 & 0{,}091 + \mathrm{j}0{,}475 & 0{,}086 + \mathrm{j}0{,}469 \\ 0{,}123 + \mathrm{j}0{,}504 & 0{,}223 + \mathrm{j}0{,}645 & 0{,}126 + \mathrm{j}0{,}509 \\ 0{,}129 + \mathrm{j}0{,}500 & 0{,}132 + \mathrm{j}0{,}505 & 0{,}213 + \mathrm{j}0{,}651 \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{120,70\mathrm{Hz}} = \begin{bmatrix} 0{,}432 + \mathrm{j}1{,}626 & -0{,}005 - \mathrm{j}0{,}008 & -0{,}002 + \mathrm{j}0{,}005 \\ -0{,}042 - \mathrm{j}0{,}032 & 0{,}091 + \mathrm{j}0{,}144 & -0{,}005 + \mathrm{j}0{,}001 \\ -0{,}040 - \mathrm{j}0{,}031 & 0{,}004 + \mathrm{j}0{,}007 & 0{,}087 + \mathrm{j}0{,}146 \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{120} = \frac{1}{2} \cdot \left[\underline{Z}_{120,30\mathrm{Hz}} + \underline{Z}_{120,70\mathrm{Hz}}\right] \begin{bmatrix} \underline{Z}_{(0)} \\ \underline{Z}_{(1)} \\ \underline{Z}_{(2)} \end{bmatrix} = diag\left[\underline{Z}_{120}\right] = \begin{bmatrix} 0{,}471 + \mathrm{j}1{,}141 \\ 0{,}087 + \mathrm{j}0{,}099 \\ 0{,}086 + \mathrm{j}0{,}100 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1{,}235 \cdot e^{\,\mathrm{j}67{,}6^\circ} \\ 0{,}132 \cdot e^{\,\mathrm{j}48{,}3^\circ} \\ 0{,}132 \cdot e^{\,\mathrm{j}49{,}2^\circ} \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}_{(0)} = 0{,}471 + \mathrm{j}1{,}141 = 1{,}235 \cdot e^{\,\mathrm{j}67{,}6^\circ}, \quad \underline{Z}_{(1)} = 0{,}087 + \mathrm{j}0{,}099 = 0{,}132 \cdot e^{\,\mathrm{j}48{,}3^\circ}$$

Die ermittelten Leitungsparameter decken sich weitestgehend mit bekannten Werten der Mittelspannungsebene, wobei der Winkel des Mitsystems leicht über dem Erwartungswert von 35° bis 45° liegt. Hingegen liegt der Winkel des Nullsystems unter dem Erwartungswert, was wiederum auf den urbanen Bereich und die damit verbundenen Möglichkeiten der zum Erdreich parallelen Rückleitungen zurückzuführen ist.

Aus den ermittelten symmetrischen Komponenten kann der komplexe Faktor $\underline{k}_{\mathrm{E}}$ für die Impedanzkorrektur der Distanzschutzeinrichtung bei einpoligen Netzfehler bestimmt werden.

$$\underline{k}_{\mathrm{E}} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\underline{Z}_{(0)}}{\underline{Z}_{(1)}} - 1\right) = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{1{,}235 \cdot e^{\,\mathrm{j}67{,}6^\circ}}{0{,}132 \cdot e^{\,\mathrm{j}48{,}8^\circ}} - 1\right) = 2{,}81 \cdot e^{\mathrm{j}21{,}1^\circ} = 2{,}6207 + \mathrm{j}1{,}0101$$

Tabelle 44 zeigt eine Zusammenfassung der Beispielmessungen für Mittelspannungskabel. In anderen Spannungsebenen können ähnliche Voraussetzungen angenommen werden. Deshalb werden spezifische Messungen empfohlen.

Tabelle 44: Zusammenfassung der Beispielmessungen für Mittelspannungskabel $\underline{k}_E$-Faktor beidseitig und einseitig

	$\lvert\underline{k}_{\mathrm{E}}\rvert$	$\arg \underline{k}_{\mathrm{E}}$
Beidseitig ländlich	1,04	-39°
Einseitig ländlich	4,8	+13°
Einseitig urban	2,8	+21°

8.6.3 Verarbeitung des Erdkompensationsfaktors in den Schutzeinrichtungen und deren Auswirkung auf die Schutzfunktionen

Da der Erdkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ eine komplexe Größe mit Betrag und Winkel darstellt, muss beachtet werden, wie der Schutz den $\underline{k}_E$-Faktor bei der Berechnung der Leiter-Erde Schleife berücksichtigt.

Auch das Auftreten von Übergangswiderständen hat in Zusammenhang mit dem Erdkompensationsfaktor Auswirkungen auf die ermittelte Impedanz der Schutzeinrichtungen.

Nachfolgend werden zwei Verfahren von Schutzalgorithmen verglichen, die sich speziell bei einpoligen Fehlern mit Übergangwiderständen an der Fehlerstelle unterscheiden. Dabei wird als Fehlerfall ein einseitig gespeister Kurzschluss ohne Laststrom untersucht und das Fehlerbild in Bild 141 zugrunde gelegt.

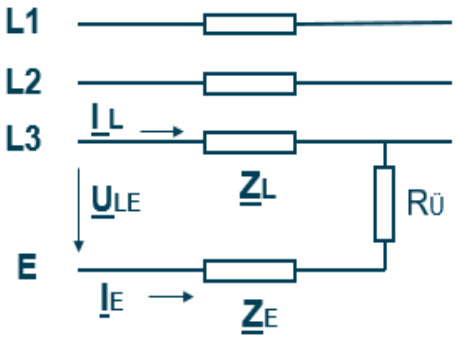


Bild 141: Fehlerbild einseitig gespeister einpoliger Kurzschluss mit Übergangswiderstand

Verfahren 1:

Dieses Verfahren ist die „konventionelle“ Messmethode, die in vielen Schutzeinrichtungen implementiert ist. Aus dem dargestellten Fehlerbild kann die Schleifengleichung für den einpoligen Fehlerfall aufgestellt werden:

$$\underline{U}_{LE} = \underline{Z}_L \cdot \underline{I}_L - \underline{Z}_E \cdot \underline{I}_E - R_Ü \cdot \underline{I}_E \tag{8-25}$$

$\underline{Z}_E$ kann unter Verwendung des komplexen Erdkompensationsfaktors $\underline{k}_E$ ausgedrückt werden durch:

$$\underline{Z}_E = \underline{Z}_L \cdot \underline{k}_E \tag{8-26}$$

Daraus ergibt sich die Schleifengleichung mit:

$$\underline{U}_{LE} = \underline{Z}_L \cdot \left(\underline{I}_L - \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E\right) - R_Ü \cdot \underline{I}_E \tag{8-27}$$

Durch Umrechnung dieser Gleichung ergibt sich:

$$\underline{Z}_L = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L - \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} + \frac{R_Ü \cdot \underline{I}_E}{\underline{I}_L - \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \tag{8-28}$$

Dabei ist der linke Term jener Teil, der bei der „konventionellen“ Messmethode die berechnete Fehlerimpedanz darstellt. Der rechte Term ist jener Teil, um den die berechnete Fehlerimpedanz von der tatsächlichen abweicht. Ohne Berücksichtigung des Laststromes ergibt sich $\underline{I}_L = -\underline{I}_E = \underline{I}$ und in Folge:

$$\underline{Z}_{\mathrm{L}} = \frac{\underline{U}_{\mathrm{LE}}}{\underline{I} \cdot \left(1 + \underline{k}_{\mathrm{E}}\right)} - \frac{R_{\ddot{\mathrm{U}}}}{1 + \underline{k}_{\mathrm{E}}} \tag{8-29}$$

Man sieht, dass bei einem Fehler mit Übergangwiderstand ($R_{\ddot{\mathrm{U}}} > 0$), durch den Winkel des $\underline{k}_{\mathrm{E}}$-Faktors im rechten Term auch eine imaginäre Komponente entsteht. Diese imaginäre Komponente beeinflusst damit auch den Reaktanzwert der berechneten Fehlerimpedanz. Bei einem positiven $\underline{k}_{\mathrm{E}}$-Winkel, wird ein kleinerer Reaktanzwert (Überreichweite) gemessen und bei einem negativen Winkel ein größerer Reaktanzwert (Unterreichweite).

Verfahren 2:

Bei diesem Verfahren wird die Schleifengleichung getrennt nach R und X aufgelöst. Dies ist in der Berechnung etwas komplexer und liefert folgendes Ergebnis für die Fehlerimpedanz. Bei diesem Verfahren wird der gemessenen Reaktanzwert nicht vom Übergangswiderstand $R_{\ddot{\mathrm{U}}}$ beeinflusst. Quelle: [4]

$$R_{\mathrm{L3-E}} = \frac{U_{\mathrm{L3-E}}}{I_{\mathrm{L3}}} \cdot \frac{cos(\varphi_{\mathrm{U}} - \varphi_{\mathrm{L}}) - \frac{I_{\mathrm{E}}}{I_{\mathrm{L3}}} \cdot k_{\mathrm{x}} \cdot \cos(\varphi_{\mathrm{U}} - \varphi_{\mathrm{E}})}{1 - (k_{\mathrm{x}} + k_{\mathrm{r}}) \cdot \frac{I_{\mathrm{E}}}{I_{\mathrm{L3}}} \cdot \cos(\varphi_{\mathrm{E}} - \varphi_{\mathrm{L}}) + k_{\mathrm{r}} \cdot k_{\mathrm{x}} \cdot \left(\frac{I_{\mathrm{E}}}{I_{\mathrm{L3}}}\right)^2} \tag{8-30}$$

$$X_{\mathrm{L3-E}} = \frac{U_{\mathrm{L3-E}}}{I_{\mathrm{L3}}} \cdot \frac{sin(\varphi_{\mathrm{U}} - \varphi_{\mathrm{L}}) - \frac{I_{\mathrm{E}}}{I_{\mathrm{L3}}} \cdot k_{\mathrm{r}} \cdot \sin(\varphi_{\mathrm{U}} - \varphi_{\mathrm{E}})}{1 - (k_{\mathrm{x}} + k_{\mathrm{r}}) \cdot \frac{I_{\mathrm{E}}}{I_{\mathrm{L3}}} \cdot \cos(\varphi_{\mathrm{E}} - \varphi_{\mathrm{L}}) + k_{\mathrm{r}} \cdot k_{\mathrm{x}} \cdot \left(\frac{I_{\mathrm{E}}}{I_{\mathrm{L3}}}\right)^2} \tag{8-31}$$

Dabei ist:

φ_{U} der Phasenwinkel der Kurzschlussspannung;

φ_{L} der Phasenwinkel des Phasenkurzschlussstroms;

φ_{E} der Phasenwinkel des Erdkurzschlussstroms;

k_{x} das Verhältnis $X_{\mathrm{E}}/X_{\mathrm{L}}$; und

k_{r} das Verhältnis $R_{\mathrm{E}}/R_{\mathrm{L}}$.

Für den Vergleich beider Verfahren werden Beispiele für Kabel- und Freileitungsstecken in der Mittelspannungsebene untersucht. Es werden folgende Leitungsdaten angenommen:

Beispiel Kabel:

Daten aus Abschnitt 8.6.2, Tabelle 42 (hochgerechnet auf die Kabellänge von 3,662 km)

$R_{(1)}$ = 0,455 Ω, $X_{(1)}$ = 1,460 Ω, $R_{(0)}$ = 2,464 Ω, $X_{(0)}$ = 0,676 Ω, $\left|\underline{k}_{\mathrm{E}}\right|$ = 1,040 und $\arg \underline{k}_{\mathrm{E}}$ = -39,17°

($X_{\mathrm{E}}/X_{\mathrm{L}}$ = 0,157, $R_{\mathrm{E}}/R_{\mathrm{L}}$ = 1,470)

Beispiel 20-kV-Freileitung Al/St 95/15:

Daten aus Abschnitt 8.10, Tabelle 49

$R'_{(1)}$ = 0,310 Ω/km, $X'_{(1)}$ = 0,37 Ω/km

Der längenbezogene Widerstand R'_{E} des Erdreichs kann wie folgt berechnet werden:

$R'_{\mathrm{E}} = \pi^2 \cdot f \cdot 10^{-4} \approx$ 0,05 Ω/km → $R_{(0)} = R_{(1)} + 3 \cdot R_{\mathrm{E}}$ → $R'_{(0)}$ = 0,46 Ω/km

Der $X'_{(0)}$-Wert einer 20-kV-Freileitung mit üblicher Mastabmessung ohne Erdseil beträgt:

$X'_{(0)} \approx 3{,}3 \cdot X'_{(1)}$ → $X'_{(0)} = 1{,}22$ Ω/km

Für eine 10 km lange Freileitung ergeben sich damit folgende Werte:

$R_{(1)} = 3{,}1$ Ω, $X_{(1)} = 3{,}7$ Ω, $R_{(0)} = 4{,}6$ Ω, $X_{(0)} = 12{,}2$ Ω, $|\underline{k}_E| = 0{,}596$ und $\arg \underline{k}_E = 29{,}95°$

($X_E/X_L = 0{,}766$, $R_E/R_L = 0{,}161$)

Bei beiden Beispielen wird für den Fehlerübergangwiderstand $R_Ü$ ein Wert von 5 Ω (Lichtbogenwiderstand) angenommen. Dies erscheint zwar für eine Kabelstrecke unrealistisch, es gibt aber auch bei einer Kabelstrecke Fehlerpunkte, wo klassische Lichtbogenfehler auftreten können (z. B. Kabelendverschluss, Kabelüberführungsmast, luftisolierte Schaltanlagenteile usw.)

Nachfolgend werden die Berechnungsergebnisse beider Distanzschutz Verfahren gegenübergestellt. Diese Berechnungsergebnisse wurden auch durch Prüfungen an realen Schutzrelais bestätigt.

Tabelle 45: Vom Schutz gemessene R- und X-Werte am Beispiel Kabel

		Erdfaktor eingestellt		Fehlerstelle		R_F	Gemessen Schutz		X-Fehler in %
		$\|\underline{k}_E\|$	$\arg \underline{k}_E$	R in Ω	X in Ω	in Ω	R in Ω	X in Ω	
Verfahren 1	Einstellung berechneter Erdfaktor	1,041	-39,2	0,455	0,460	0	0,455	0,460	0,00
						5	2,898	1,349	193,26
	Einstellung „angepasster“ Erdfaktor	0,157	0,000			0	0,455	0,460	0,00
						5	5,294	0,460	0,00
		R_E/R_L	X_E/X_L						
Verfahren 2	Einstellung berechneter Erdfaktor	1,472	0,157	0,455	0,460	0	0,455	0,460	0,00
						5	2,478	0,460	0,00

Tabelle 46: Vom Schutz gemessene R- und X-Werte am Beispiel Freileitung

		Erdfaktor eingestellt		Fehlerstelle		R_F	Gemessen Schutz		X-Fehler in %
		$\|\underline{k}_E\|$	$\arg \underline{k}_E$	R in Ω	X in Ω	in Ω	R in Ω	X in Ω	
Verfahren 1	Einstellung berechneter Erdfaktor	0,596	29,950	3,100	3,700	0	3,100	3,700	0,00
						5	6,280	3,080	-16,76
	Einstellung „angepasster“ Erdfaktor	0,766	0,000			0	2,040	3,700	0,00
						5	4,870	3,700	0,00

		R_E/R_L	X_E/X_L						
Verfahren 2	**Einstellung berechneter Erdfaktor**	0,161	0,766	3,100	3,700	0	3,100	3,700	0,00
						5	7,410	3,700	0,00

Die Berechnungsergebnisse in Tabelle 45 und Tabelle 46 zeigen, dass bei Schutzeinrichtungen bei denen die Impedanzermittlung nach Verfahren 1 („konventionelle“ Messmethode) erfolgt, große Fehler bei den gemessenen X-Werte auftreten (+193,26 % beim Beispiel Kabel und -17 % beim Beispiel Freileitung), wenn die Erdfehler einen Übergangswiderstand von 5 Ω aufweisen. Dies aber nur dann, wenn der $\underline{k}_E$-Faktor so eingestellt wird, wie dies den berechneten bzw. gemessen Werten entspricht. Wenn allerdings der $\underline{k}_E$-Faktor „angepasst“ eingestellt wird (Betrag X_E/X_L und Winkel 0), dann wird auch bei Erdfehlern mit Übergangswiderstand der X-Wert korrekt vom Schutz gemessen und nur der R-Wert wird beeinflusst. Bei Schutzeinrichtungen, bei denen die Impedanzermittlung nach Verfahren 2 erfolgt, sind die gemessenen Impedanzwerte unbeeinflusst vom Übergangswiderstand $R_Ü$.

Es wird daher folgende Empfehlung für die Geräteeinstellung des Erdkompensationsfaktor gegeben:

Bei Schutzrelais, bei denen die Impedanzermittlung nach Verfahren 1 erfolgt, soll nicht der ermittelte Erdkompensationsfaktor eingestellt werden, sondern es soll für den Betrag von $\underline{k}_E$ das Verhältnis X_E/X_L und für den Winkel von $\underline{k}_E$ der Wert 0 Grad eingestellt werden.

8.6.4 Allgemeine Empfehlungen für die Einstellung des Erdkompensationsfaktors

Für HS-Leitungen werden grundsätzlich spezifische Messungen empfohlen, um den Erdkompensationsfaktor zu ermitteln. Pauschale Empfehlungen für reine Kabel- oder Freileitungsnetze in der Mittelspannung können Tabelle 47 entnommen werden. In gemischten Kabel-/Freileitungsnetzen ist eine Abwägung zu treffen.

Tabelle 47: Empfehlungen Erdkompensationsfaktor in Mittelspannungsnetzen

MS-Netze k_E	Verfahren 1	Verfahren 2	Bemerkungen
Kabel beidseitig geerdet	0,15 und 0°	X_E/X_L=0,15 R_E/R_L=1,5	
Freileitung ohne Erdseil	0,7 und 0°	X_E/X_L=0,7 R_E/R_L=0,1	Tendenz zur Unterreichweite
Freileitung ohne Erdseil	1,0 und 0°	X_E/X_L=1,0 R_E/R_L=0,1	Tendenz zur Überreichweite

Entsprechend Abschnitt 8.6.3 soll beim Erdkompensationsfaktor nur dann ein Winkel eingestellt werden, wenn im Schutzrelais für die Ermittlung der Leiter-Erde Schleife die „komplexere Messmethode“ (In Abschnitt 8.6.3 als Verfahren 2 bezeichnet) implementiert ist. Bei der „konventionellen“ Messmethode (Verfahren 1) sollte ein angepasster Erdkompensationsfaktor ohne Winkel eingestellt werden.

8.7 Genauigkeitsanforderungen bei kleinen Leitungswinkeln

Distanzschutzeinrichtungen können aufgrund der Genauigkeitsanforderung nur einen maximalen Faktor R/X der Zoneneinstellungen ermöglichen, da Winkelabweichungen in der Spitze des Polygons u.U. zu

einer Fehlentscheidung führen können (siehe Bild 142 – Worst Case Betrachtung mit Annahme 4° Winkelfehler: Stromwandler 1°, Spannungswandler 2° und Schutzeinrichtung 1°). Dies ist unabhängig von der Rechenleistung der Schutzeinrichtungen und tritt besonders in der älteren Gerätegeneration aufgrund höherer Winkelfehler auf. Der Winkelfehler durch Strom- und Spannungswandler vergrößert den Effekt (abhängig von den eingesetzten Wandlertypen mit deren Genauigkeit).

Besonders sind Winkelabweichungen und deren Auswirkung auf den Reaktanzmessfehler bei kurzen verkabelten Leitungsabschnitten, aufgrund des geringeren Reaktanzbelages im Vergleich zur Freileitung, zu beachten.

Dies muss durch einen größeren Staffelabstand bei der Einstellung von Distanzschutzeinrichtungen berücksichtigt werden.

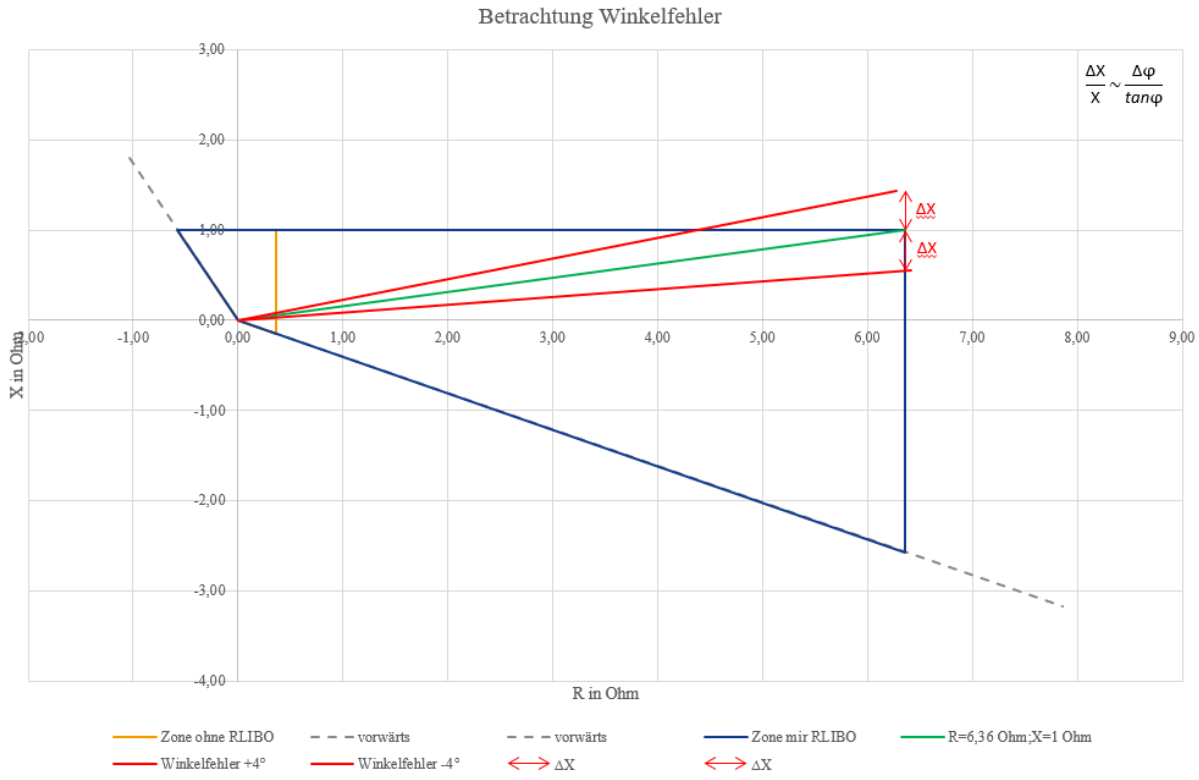


Bild 142: Winkelfehler bewirkt einen Reaktanzmessfehler, der mit zunehmenden R/X-Verhältnis größer wird

8.8 Erhöhung der E-Spulenleistung und Schutz von Eigenbedarf-, Erdungstransformatoren

Mittelspannungsnetze werden in Deutschland überwiegend erdschlusskompensiert betrieben. Das forcierte Verkabeln von Mittelspannungsfreileitungsnetzen erhöht gleichsam den Bedarf an Löschleistung. Hieraus ergeben sich neue Bemessungsgrößen für die Erdschlusskompensationsanlagen. Gängige Standardwerte sind mittlerweile Ströme von ≥ 800 A. Je nach Schaltgruppe des Leistungstransformators und Konzept des VNB werden die E-Spulen über eine Kombination aus Eigenbedarf- und Erdungstransformator auf ein Schaltfeld der MS-Anlage angeschlossen (siehe Bild 143). Der verwendete UMZ-Schutz verwendet i.d.R. zwei Auslösestufen. Die Hochstromstufe $I_{>>}$ soll auf Fehler direkt im Transformator bzw. dessen Schaltfeld ansprechen und wird deshalb in ≤ 100 ms ausgelöst. Als Reserve für die unterspannungsseitigen NH-Sicherungen des Eigenbedarfes und stromschwache Fehler zwischen

Transformator und NH-Sicherungen wird eine Überstromstufe $I_>$ mit angehobener Auslösezeit vorgesehen. Diese muss ausreichend Anregesicherheit gegenüber dem maximalen Löschstrom der E-Spule aufweisen.

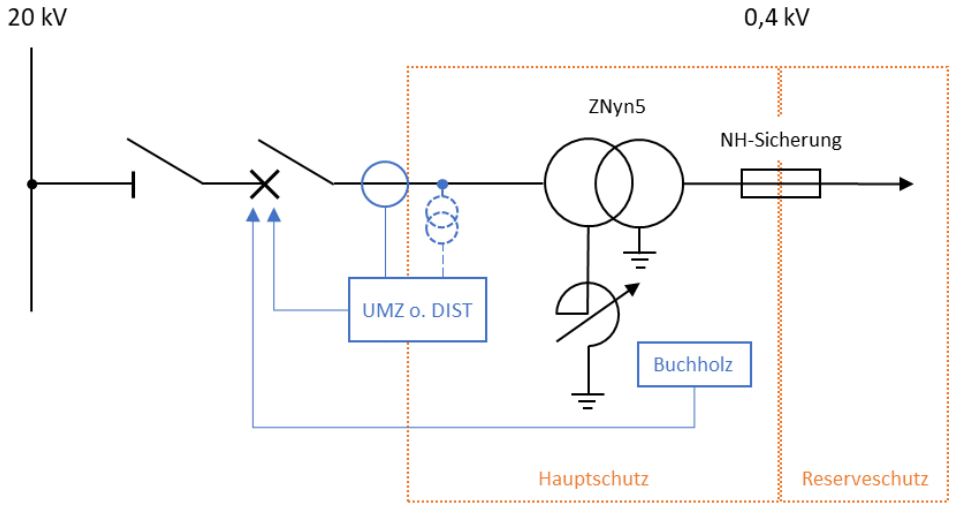


Bild 143: Prinzipdarstellung Schutzkonzept Eigenbedarf-, Erdungstransformator

Problemstellung: Durch Erhöhen des Bemessungsstroms der E-Spule muss auch die $I_>$-Stufe angepasst werden. Es ergibt sich jetzt jedoch ein „blinder Fleck“.

Beispiel: Die E-Spule verfügt über einen maximalen Betriebsstrom von 800 A. Im Erdschlussfall teilt sich der Spulenstrom zu je einem Drittel auf die einzelnen Phasen auf. Der UMZ-Schutz misst demnach einen Phasenstrom von 800/3 = 267 A. Setzt man eine Sicherheit nach VDE FNN „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [42] von ~40 % an, so darf die Ansprechschwelle der $I_>$-Stufe den Wert von 375 A nicht unterschreiten.

Geht man von einem typischen Eigenbedarf-/Erdungstransformator aus, so ergeben sich folgende Bemessungsgrößen:

Schaltgruppe: ZNyn5(d)

Übersetzung: 20 kV / 0,4 kV (0,4-kV-Seite starr geerdet)

Leistung: $S_{\mathrm{EB}} = 400$ kVA mit $u_{\mathrm{k}} = 4{,}13$ %

Für einen unterspannungsseitigen Erdkurzschluss ergeben sich auf der 20-kV-Seite Ströme von etwa 200 A (zweipoliger Fehlerstrom).

Lösungsvariante 1 – UMZ mit verriegelter $I_>$-Stufe:

Eine robuste Lösungsvariante stellt die Verriegelung der $I_>$-Stufe über eine Erdstromanregung $I_{\mathrm{E}>}$ dar. Der Erdstrom errechnet sich aus der (komplexwertigen) Summe der einzelnen Phasenströme und entspricht somit dem E-Spulenstrom. Je nach Stromwandlerübersetzung und Schutzeinrichtung ist ein Mindeststrom für ein robustes Ansprechen der $I_{\mathrm{E}>}$-Stufe notwendig.

Um sicherzustellen, dass die Verriegelung vor der $I_>$-Anregung greift, sollte die $I_{\mathrm{E}>}$-Stufe kleiner als 3 x $I_>$-Stufe gewählt werden. Auch die Zeitverzögerung von $I_>$ sollte ausreichend hoch gewählt werden, um selektiv zu den unterspannungsseitigen NH-Sicherungen zu sein.

Beispiel: Die Überstromstufe $I_>$ wird nach dem obigen Beispiel auf 60 A eingestellt – dies entspricht bei einem 400-kVA-Eigenbedarfstransformator dem dreifachen Bemessungsstrom und ist auch bei Stromwandler mit einer Übersetzung von 300 A / 1 A noch gut zu parametrieren (= 0,2 A sekundär). Auch für die Erdstromanregung wird ein pragmatischer Wert von 90 A gewählt – dies entspricht im Erdschlussfall

einem Phasenstrom von 20 A, sodass genügend Anregesicherheit gegeben ist. Ferner empfiehlt sich, um gegenüber transienten Effekten unempfindlich zu sein, eine Verzögerung $t_{I_{E>}}$ von 80 ms.

Zusammengefasst für das Beispiel:

$I_{\gg}$ Fehler im Transformator (US-Fehler überstaffeln) $t_{I_{\gg}} = 0$ ms

$I_{>} = 60$ A $t_{I_{>}} = 400$ ms

$I_{E>} = 90$ A $t_{I_{E>}} = 80$ ms

Vorteil: Einfache Implementierung in Standard-UMZ-Schutzeinrichtungen

Nachteil: Für den sehr unwahrscheinlichen Fall, dass sich während eines 20-kV-Erdschlusses ein Kurzschluss in Richtung Eigenbedarf-/Erdungstransformator ergibt, wird dieser nur mit $I_{\gg}$-Stufe geschützt. Es entsteht wieder ein „Blinder Fleck“.

Lösungsvariante 2 – Distanzschutz mit Impedanzanregung (Leiter-Leiter):

Um auch während eines Erdschlusses auf MS-Seite empfindlich gegenüber Fehler in den Schutzbereichen zu sein, lässt sich eine weitere Lösungsvariante mit einem Distanzschutz realisieren. Kurzschlüsse innerhalb des Eigenbedarf-/Erdungstransformators und auch unterspannungsseitige Kurzschlüsse und Erdkurzschlüsse sind in den gemessenen Leiter-Leiter Impedanzen erkennbar (gegenüber Impedanzen im kΩ-Bereich im Betriebsfall).

Ohne Berücksichtigung des Laststromes weisen Erdschlüsse auf der 20-kV-Seite eine theoretisch unendlich hohe gemessene Leiter-Leiter-Impedanz $\underline{Z}_{12}$ auf:

$$\underline{Z}_{12} = \frac{\underline{U}_{12}}{\underline{I}_1 - \underline{I}_2} \tag{8-32}$$

Im Erdschlussfall ergeben sich am Erdungstransformator drei phasengleiche Leiterströme

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}_3 = \frac{\underline{I}_E}{3} \tag{8-33}$$

und somit

$$\underline{Z}_{12} \to \infty \tag{8-34}$$

In der Praxis können aufgrund von Messungenauigkeiten und Unsymmetrien Werte im kΩ-Bereich gemessen werden. D. h. es muss lediglich der Betriebsstrom zur Berechnung der Leiter-Leiter-Impedanz berücksichtig werden.

Ergebnis: Wird die Impedanzanregung nun nur auf Leiter-Leiter-Schleifen aktiviert, so können MS-seitige Erdschlüsse von Fehlern in den Schutzbereichen eindeutig unterschieden werden.

Beispiel: Bei Volllast eines 400-kVA-Eigenbedarfstransformators (I_B=12 A) ergibt sich eine gemessene Leiter-Leiter-Impedanz von

$$Z_{12} = \frac{U_{12}}{|\underline{\boldsymbol{I}}_1 - \underline{\boldsymbol{I}}_2|} = \frac{20\ \text{kV}}{|12\ \text{A}\ (1 - e^{-\text{j}120°})|} = \frac{20\ \text{kV}}{12\ \text{A} \cdot \sqrt{3}} = 962\ \Omega \tag{8-35}$$

Der dreipolige Kurzschluss auf der 0,4-kV-Seite ergibt eine gemessene Impedanz von

$$Z_{12} = u_k \cdot \frac{U_{12}}{|\underline{I}_1 - \underline{I}_2|} = 0{,}0413 \cdot \frac{20\ \text{kV}}{|12\ \text{A}\ (1 - e^{-\text{j}120°})|} = 0{,}0413 \cdot \frac{20\ \text{kV}}{12\ \text{A} \cdot \sqrt{3}} = 40\ \Omega \qquad (8\text{-}36)$$

Ein einpoliger Kurzschluss auf der 0,4-kV-Seite weist aufgrund der Stromaufteilung der Zickzack-Sternschaltung in einer Leiter-Leiter-Schleife Impedanzen von < 100 Ω auf.

Es empfiehlt sich also eine Impedanzanregung mit einer Reichweite in X und R von 100 Ω.

Der Distanz-Schutzbereich kann nun in zwei Zonen aufgeteilt werden. Zone 1 mit Impedanzen bis zu 80 % der Traforeaktanz und Zone 2 mit der vollen Reichweite des Anregepolygons.

Zusammengefasst für das Beispiel:

Anregepolygon: Nur Anregung Leiter-Leiter

$R_{\text{LL}} = X_{\text{LL}} = 100\ \Omega$

Zone 1: $R_{\text{LL},1} = X_{\text{LL},1} = 0{,}8 \cdot Z_{\text{LL,Trafo}}$ $t_1 = 0 \ldots 100$ ms

Zone 2: $R_{\text{LL},2} = X_{\text{LL},2} = 100\ \Omega$ $t_2 = t_{\text{Endzeit}} = 400$ ms

Vorteil: Vollständiger Selektivschutz auch bei Erdschlüssen auf MS-Seite.

Nachteil: Aufwändigere Parametrierung und höherwertiger Schutz mit Spannungsmessung notwendig.

Wichtig anzumerken ist, dass je nach Bemessungsleistung und Bauart des Transformators in beiden oben beschriebenen Lösungsvarianten eine **Inrush-Blockade** sinnvoll und notwendig ist.

8.9 Kurzschlussortung im MS-Netz

Die Kurzschluss-Fehlerortung in Mittelspannungsnetzen erfolgt klassisch über Kurzschlussanzeiger (KSA) in den Netzstationen. In vermaschten Netzen und Netzen mit hoher Durchdringung an dezentralen Erzeugungsanlagen werden die KSA um eine Richtungsinformation ergänzt.

Insbesondere in Kabelnetzen kann der Fehlerort nicht von außen lokalisiert werden.

Zur Fehlereingrenzung wird in der Praxis deshalb die Intervallhalbierungsmethode verwendet. Hierbei wird eine Netzstation in der Mitte des fehlerbehafteten Abzweigs angefahren und der KSA abgelesen. So kann festgestellt werden, auf welcher Seite sich der Fehlerort befindet. Der Vorgang wird so lange wiederholt, bis der Fehlerort eindeutig zwischen zwei Netzstationen eingegrenzt wurde, siehe Bild 144.

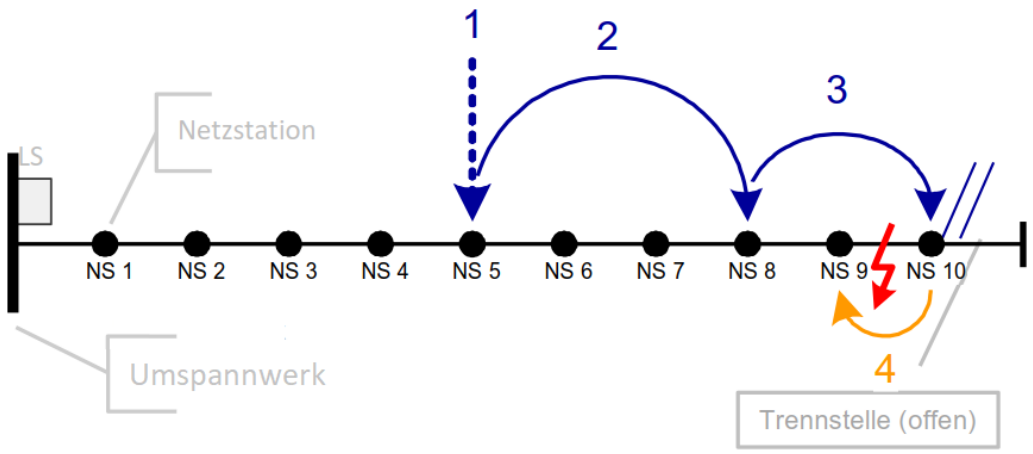


Bild 144: Fehlereingrenzung durch die Intervallhalbierungsmethode

Problemstellung: Während der Fehlerlokalisierung bleibt die Versorgungsunterbrechung für die betroffenen Netzstationen bestehen. In räumlich ausgedehnten Netzen und somit längeren Fahrtwegen zwischen Stationen kann dieser Vorgang eine Dauer von deutlich über 30 Minuten haben.

Lösungsmöglichkeit: Verwendung einer Leitungsdatenbank zur Fehlerortbestimmung

Ist die Übertragung der ermittelten Fehlerreaktanz an die Netzleitstelle nicht gegeben, kann der Fehlerort auch manuell mit Hilfe einer Leitungsdatenbank ermittelt werden. Hierzu muss die Fehlerreaktanz durch einen Mitarbeiter des Bereitschaftsdiensts an der Schutzeinrichtung abgelesen und telefonisch an die Leitstelle gemeldet werden. Dort kann der Fehlerort dann anhand der in der Datenbank hinterlegten Reaktanz der jeweiligen Leitung bestimmt werden. Je nach Automatisierungsgrad der Datenbank muss entweder nur die Reaktanz eingegeben werden und der Fehlerort wird angezeigt oder der Fehlerort muss anhand des Leitungsmodells manuell bestimmt werden. Wenn die Leitungsdaten mobil abrufbar sind oder sich als Ausdruck an dem jeweiligen Leitungsfeld befinden, kann der Mitarbeiter des Bereitschaftsdiensts den Fehlerort auch vor Ort bestimmen. Die Verwendung einer Datenbank bietet sich auch an, wenn die ermittelten Fehlerreaktanzen zwar an die Netzleitstelle übertragen werden, dort das Netzleitsystem aber nicht in der Lage ist, die Fehlerortbestimmung durchzuführen.

Lösungsmöglichkeit: Verwendung der Fehlerortungsfunktion im Netzleitsystem

Digitale Distanzschutzeinrichtungen aber auch der gerichtete UMZ-Schutz bieten die Möglichkeit an, die ermittelte Fehlerreaktanz via Stationsleittechnik an die Netzleitstellen zu übertragen. Die Netzleitsysteme können diesen Messwert nutzen, um eine Leitungsverfolgung bis zum potenziellen Fehlerort vorzunehmen. Die Grundvoraussetzung hierfür ist, dass die Reaktanz- und Resistanzbeläge der MS-Abzweige im Leitsystem hinterlegt sind.

Eine Auswertung der Fehlerorte ist z. B. nachfolgend in Bild 145 und Bild 146 dargestellt.

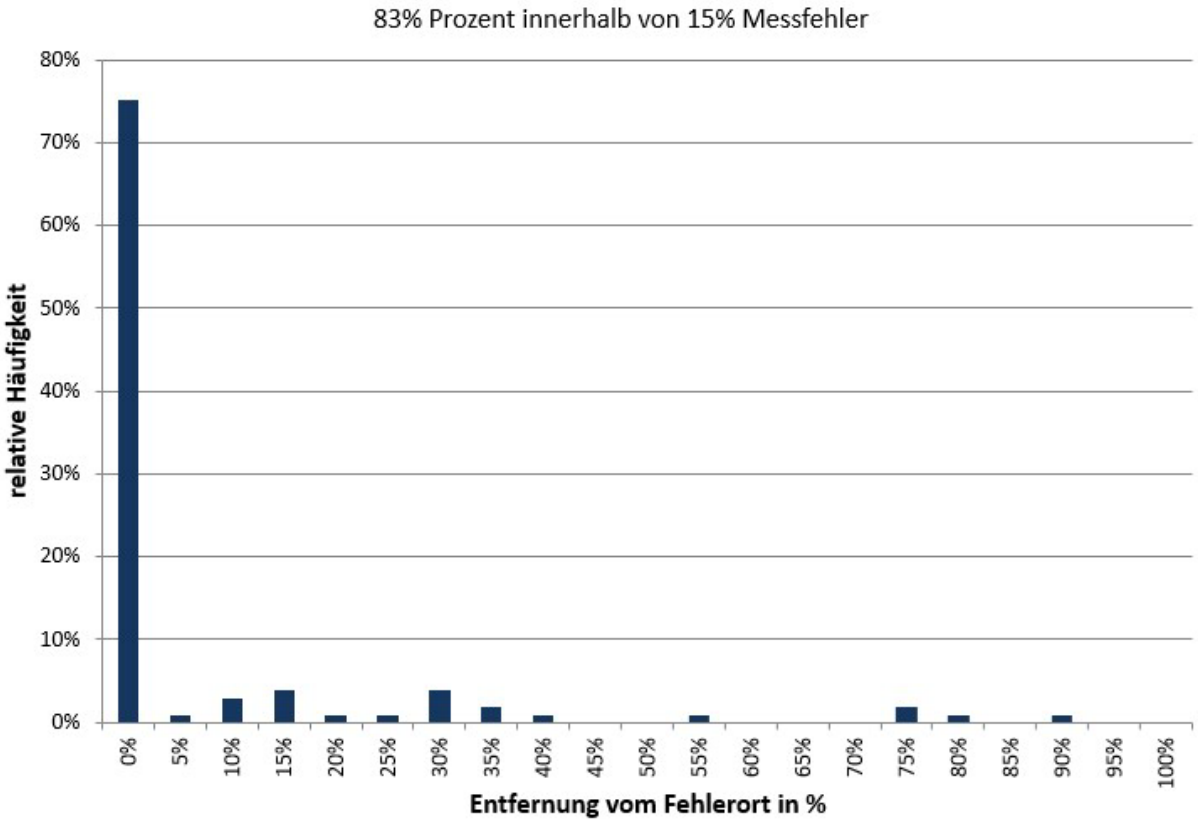


Bild 145: Auswertung für Fehler auf 100 % Freileitungsanteil (Auswertung etwa 200 Fehler)

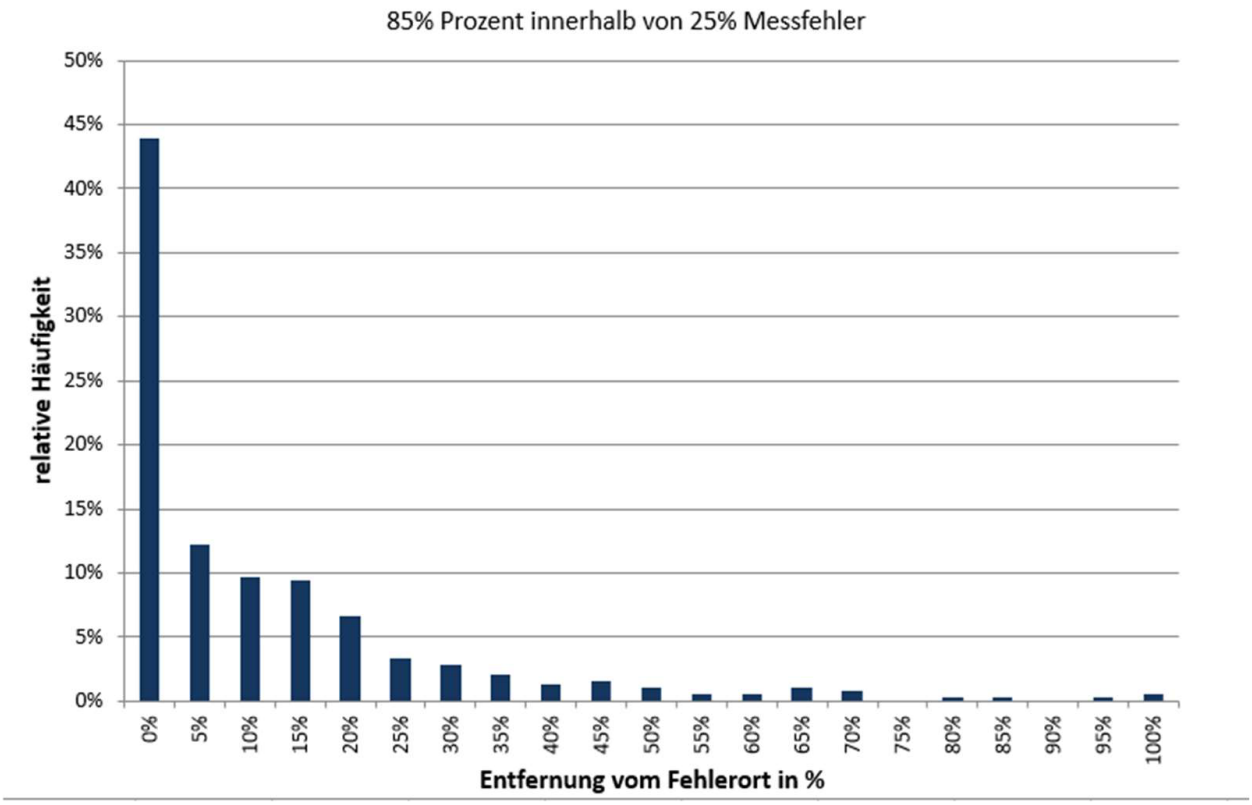


Bild 146: Auswertung für Fehler auf 100 % Kabelanteil mit $k_E = 1$ (Auswertung etwa 400 Fehler)

Die ermittelte Fehlerreaktanz durch die Schutzeinrichtung und damit der im Netzleitsystem angezeigte Fehlerort unterliegen (relativen) Unsicherheiten, die bei der Interpretation berücksichtigt werden müssen. Diese sind u.a.:

- Fehlerdauer zur Ermittlung des Fehlerortes (meist minimal 30 ms)
- Grenzabweichungen der Messwandler und Schutzeinrichtungen

Anmerkung: bei geringen Fehlerwinkeln steigen die relativen Fehler zur Ermittlung der Reaktanz

$$\frac{\Delta X_\mathrm{p}}{X_\mathrm{P}} = |0{,}2 \ldots 3\ \%| + |1 \ldots 5\ \%| + |1{,}5 \ldots 5\ \%| + \left| \frac{\left(\frac{10}{60}° \ldots 2° + 1° + 1°\right)}{180°} \cdot \pi \right|$$

$$= \begin{cases} 9\ \% \ldots 24\ \% \text{ für } \varphi = 32° \text{ "Kabel"} \\ 6\ \% \ldots 19\ \% \text{ für } \varphi = 50° \text{ "Freileitung"} \end{cases}$$

- Genauigkeit der Reaktanz- und Resistanzbelägen (X', R' [Ω/km]), denn meist werden Teilstrecken zwischen zwei Stationen nicht einzeln modelliert, sondern die gesamte Strecke Station-Station als eine homogene Leitung mit durchschnittlichen Belägen
- Unschärfen bei der Modellierung des Erdsystems (Leiter-Erde-Fehler; Erdkompensationsfaktor und Doppelerdkurzschluss)

Anmerkung: Mittelspannungsnetze werden meist als offene Ringnetze, also ohne Vermaschung betrieben. Ist in den Netzen dennoch eine Vermaschung vorhanden, muss auch der Zwischeneinspeiseeffekt beachtet werden. Gleiches gilt, wenn sich leistungsstarke dezentrale Einspeiseanlagen im Kurzschlusspfad befinden.

Aus den o.g. Gründen empfiehlt es sich die Gesamtunsicherheiten durch einen relativen Fehler f zu modellieren (z. B. 0,15 für Freileitung und 0,25 für Kabelfehler oder bei angepassten

Erdkompensationsfaktor 0,15 für Leiter-Leiter-Fehler und 0,20 für Leiter-Erde-Fehler). Der potenzielle Fehlerort wird somit zu einem Fehlerintervall aufgeweitet.

$$X_{\min} = X_{\mathrm{F}} - \Delta X \quad X_{\max} = X_{\mathrm{F}} + \Delta X \quad \text{mit } \Delta X = X_{\mathrm{F}} \cdot f \tag{8-37}$$

Nun kann eine erste Eingrenzung der Stationen vorgenommen werden, die idealerweise als erstes angefahren werden und deren lokale KSA abgelesen werden können. In vielen Fällen kommen so nur noch wenige Stationen in Frage, was im Mittel eine deutliche Reduktion des Suchvorgangs gegenüber der Intervallhalbierungsmethode darstellt (siehe Bild 147)

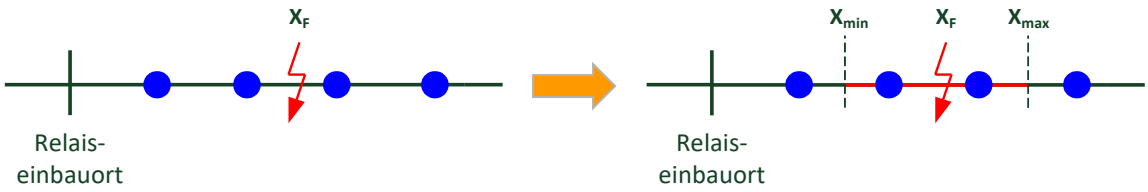


Bild 147: Fehlerintervall im Netzleitsystem

Ergänzend können im Netzleitsystem einfache Regeln zur Unterstützung der Betriebsführung hinterlegt werden.

Beinhaltet das Fehlerintervall z. B. nur drei Stationen, so kann die „ideale“ Station eindeutig bestimmt werden (siehe Bild 148). Nach Ablesen des KSA und der jeweiligen Gegenseite ist der Fehler abgegrenzt.

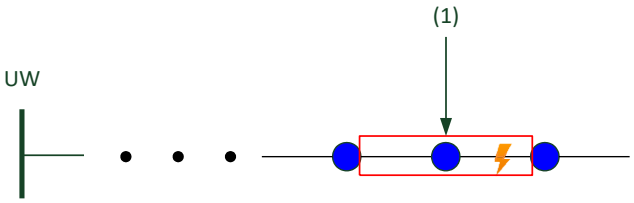


Bild 148: "ideale“ Station zum Ablesen des KSA

Weitere Regeln können z. B. bei Fehlerintervallen hinter einer Verzweigung die „Mehrpunkt“-Station als „erste“ Station empfehlen – siehe Bild 149.

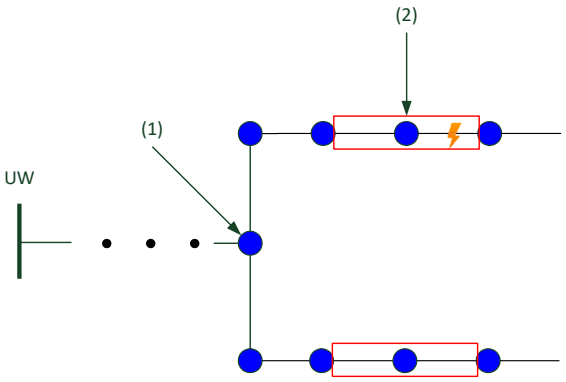


Bild 149: Fehlerintervalle bei Verzweigung

Für eine bessere Fehlereingrenzung können z. B. in MS-Schwerpunktstationen (siehe Bild 149 – Station 1) ferngemeldete Kurzschlussanzeiger eingesetzt werden. Damit reduziert sich die Fehlersuche in diesem Beispiel um eine Schaltung (Eingrenzung auf richtigen Stich). Dies ist besonders bei Mehrfachverzweigungen sinnvoll, wie sie das Beispielnetz in Bild 150 zeigt. Bei der Ergebnisdarstellung der Fehlerortung werden die ermittelten Leitungsabschnitte im Netzbild des Leitsystems durch

Markierungen der entsprechenden Leitungselemente gekennzeichnet. Zur genaueren Eingrenzung können nun ferngemeldete KSA in den Stationen z. B. „B“; „C“; „I“ genutzt werden.

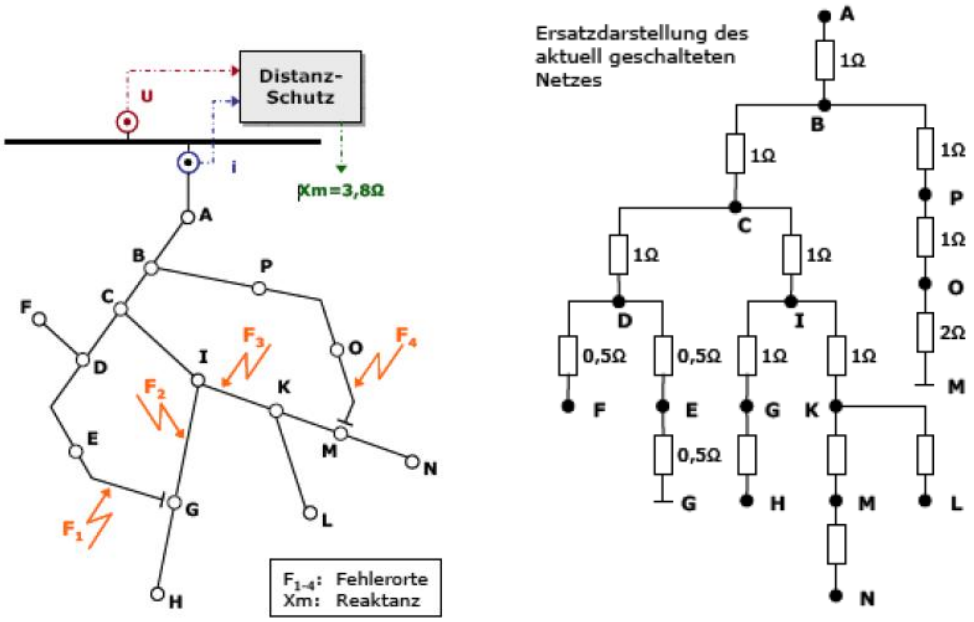


Bild 150: Prinzip Fehlerortung mit Unterstützung ferngemeldeter KSA

8.10 Elektrische Parameter typischer Kabel- und Freileitungen

Um die unterschiedlichen elektrischen Kennwerte zwischen verschiedenen Kabeltypen und Freileitung und die sich daraus ergebenden unterschiedlichen Betriebsgrößen bewerten zu können, ist in Tabelle 48 und Tabelle 49 eine Gegenüberstellung beider Lösungen anhand von 110-kV- und 20-kV-Betriebsmitteln erstellt worden.

Man erkennt hier schnell die Unterschiede insbesondere die geringe Impedanz der Kabelstrecke bei entsprechenden Leiterquerschnitten und die große Blindleistungserzeugung von Kabeln.

Bei den Kenndaten für Kabel haben insbesondere die Verlegeart „Flach“ / „Dreieck“ und die Behandlung der Schirme wesentlichen Einfluss. Dies ist immer bei der Planung der Kabelstrecke und der Erarbeitung der Schutzeinrichtungseinstellwerte zu berücksichtigen.

Tabelle 50 stellt Daten zur Verfügung, die auch das Nullsystem beinhalten und auf den Erdkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ schließen

Tabelle 48: Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 110-kV-Freileitung und -Kabeln [43]

Parameter	Freileitung Al/St 265/35 [1)]	VPE-Kabel (Kupferleiter) N2XS(FL)2Y 1x630 RM/50 [2)]	VPE-Kabel (Aluminiumleiter) NA2XS(FL)2Y 1x1000 RM/50 [2)]	VPE-Kabel (Aluminiumleiter) NA2XS(FL)2Y 1x2000 RM/50 [2)]
R'_{20} in mΩ/km	109,5	28,3	29,1	14,9
R'_{40} in mΩ/km	118,3	32,6	33,5	17,5

$R'_{zul,KS}$ in mΩ/km	188,3	54,3	55,9	29,2
X' in mΩ/km	381	126	120	110
$\varphi_{Z,20}$ in °	74	77	76	81,8
G' in nS/km	40	60	72	86
C' in nF/km	9,4	190	230	271
C'_E in nF/km	4,7	190	230	271
I'_C in A/km	0,19	3,8	4,6	5,4
Q'_C in kVar/km	35,7	722	874	1008
I'_{CE} in A/km	0,28	11,4	13,8	16,2
Z_W in Ω/km	360	46	41	36
P_{nat} in MW	34	263	279	336
S_d in MVA	130	158	158	170
u_{zul} in °C	80	90	90	90
$u_{zul,KS}$ in °C	200	250	250	250

[1] Horizontalmast

[2] Legung im Dreieck, Schirm beidseitig geerdet, Belastungsgrad m = 0,7

Tabelle 49: Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 20-kV-Freileitung und -Kabeln [44]

Parameter	Freileitung Al/St 95/15	NA2XS2Y 3x1x150/16 Cu[3]	NA2XS2Y 3x1x150/16 Al [3]
R'_{20} in mΩ/km	310	124	211
$R'_{zul,KS}$ in mΩ/km	533	238	405
X' in mΩ/km	370	132	132
$\varphi_{Z,20}$ in °	50	47	32
C' in nF/km	10	260	260
C'_E in nF/km	5	285	285
I'_C in A/km	0,038	0,9	0,9
Q'_C in kVar/km	1,3	32	32
I'_{CE} in A/km	0,054	2,8	2,8
Z_W in Ω/km	343	40	40
P_{nat} in MW	1,165	10	10
S_d in MVA	12	14	14
u_{zul} in °C	80	90	90
$u_{zul,KS}$ in °C	200	250	250

[3] Legung im Dreieck in Erde, Schirm beidseitig geerdet, Belastungsgrad m = 0,7

Tabelle 50: Elektrische Kennwerte von vergleichbaren 110-kV-Freileitung und -Kabeln und Nullsystem [43]

Parameter	Freileitung Al/St 1x240/40 Erdseil 1x95/55	Freileitung Al/St 2x265/35 Erdseil 1x95/55	VPE-Kabel (Aluminiumleiter)	VPE-Kabel (Kupferleiter)

	(gemessen)	(gemessen)	NA2XS(FL)2Y 1x630 RM/50 (theor. Werte)	N2XS(FL)2Y 1x400 RM/35 (gemessen)
R'_{20} in mΩ/km	113	54	47	87
$R'_{(0)20}$ in mΩ/km	283	198	266	357
X' in mΩ/km	382	272	163	165
$X'_{(0)}$ in mΩ/km	892	802	121	168
R_E/R_L	0,50	0,89	1,55	1,03
X_E/X_L	0,45	0,65	-0,09	0,01
$\lvert\underline{k}_E\rvert$	0,45	0,66	0,44	0,48
$\arg \underline{k}_E$ in °	-2,0	-4,0	-84,9	-61,8

9 Literaturverzeichnis

[1] DIN EN IEC 61936-1 (VDE 0101-1), *Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV AC und 1,5 kV DC,* 2023.

[2] DIN EN 61869 (VDE 0414), *Messwandler.*

[3] DIN EN 61869-2 (VDE 0414-9-2), *Messwandler Teil 2: Zusätzliche Anforderungen für Stromwandler,* 2013.

[4] G. Ziegler, Digitaler Distanzschutz, Erlangen: Publicis-MCD-Verlag, 1999.

[5] DIN IEC/TR 61869-100 (VDE 0414-9-100), *Messwandler Teil 100: Anwendungsleitfaden für Stromwandler im Netzschutz,* 2018.

[6] DIN EN IEC 61869-10 (VDE 0414-9-10), *Messwandler Teil 10: Zusätzliche Anforderungen an passive Kleinsignal-Stromwandler,* 2019.

[7] DIN EN IEC 61869-11 (VDE 0414-9-11), *Messwandler Teil 11: Zusätzliche Anforderungen an passive Kleinsignal-Spannungswandler,* 2017.

[8] IEC 61869-6, *Instrument transformers - Part 6: Additional general requirements for low-power instrument transformers,* 2016.

[9] IEC 61850-9-2, *Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3,* 2011.

[10] IEC 61850, *Communication networks and systems for power utility automation,* 2003.

[11] DIN EN IEC 61869-13 (VDE 0414-9-13), *Messwandler Teil 13: Stand-alone Merging Unit (SAMU),* 2022.

[12] K. M. P. Ebbert, „Active shunts to accurately measure currents in high-power industrial and automotive applications," 2020.

[13] „Wikipedia," [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/wiki/Faraday-Effekt. [Zugriff am 15 07 2026].

[14] B. Schweber, *Use optical fiber as an isolated current sensor?,* 2023.

[15] DIN EN IEC 62271-100 (VDE 0671-100), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen - Teil 100: Wechselstrom-Leistungsschalter,* 2026.

[16] DIN EN 60694 VDE 0670-1000, *Gemeinsame Bestimmungen für Hochspannungs-Schaltgeräte-Normen,* 2002.

[17] DIN EN IEC 62485, *Sicherheitsanforderungen an sekundäre Batterien und Batterieanlagen,* 2021.

[18] DIN EN IEC 60255-1 (VDE 0435-300), *Messrelais und Schutzeinrichtungen Teil 1: Allgemeine Anforderungen,* 2022.

[19] BDEW, *Richtlinie für digitale Schutzsysteme,* 2003.

[20] VDE FNN, *Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen,* 2015.

[21] Europäische Kommission, *Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes,* 2017.

[22] DIN EN 50522 (VDE 0101-2), *Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV,* 2023.

[23] DIN VDE 0845-6-2 (VDE 0845-6-2), *Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen Teil 2: Beeinflussung durch Drehstromanlagen,* 2004.

[24] DIN EN 50160, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.*

[25] European Union, *Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb,* 2018.

[26] VEÖ, *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen.*

[27] VDE FNN Hinweis, *Ermittlung und Bewertung der Frequenz in Energieversorgungsnetzen,* 2022.

[28] VDE-AR-N 4142 (VDE-AR-N 4142), *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen,* 2020.

[29] V. –. V. S. Elektrizitätsunternehmen, *Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung,* Aarau, Schweiz, 2025.

[30] BDEW, *Empfehlungen zur Endzeitstaffelung (ehem. Ringbuch Teil 9),* 1988.

[31] DIN EN 60282-1 (VDE 0670-4), *Hochspannungssicherungen Teil 1: Strombegrenzende Sicherungen,* 2021.

[32] BDEW, *Schalterversagerschutz (VDEW-Ringbuch Schutztechnik Teil 12).*

[33] VEÖ, *TOR Teil E: Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen.*

[34] BDEW, *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz - Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes,* 2004.

[35] VSE, *Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Mittel-und Hochspannungsnetz (NA/EEA-NE3-5 – CH 2022),* 2022.

[36] IEC 60050-448, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Part 448: Power system protection,* 1995.

[37] W. M. L. Müller, *Selektivschutz elektrischer Anlagen (3. Auflage),* VWEW Energieverlag ISNB 3-8022-0658-4, 2001.

[38] W. Schossig, *Netzschutztechnik, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze Band 13, 3. Auflage,* VWEW/VDE-Verlag, ISBN 978-3-8022-0779-2, 2007.

[39] DIN 31051, *Grundlagen der Instandhaltung,* 2019.

[40] DIN VDE 0109 (IEC TS63060:2019), *Elektrische Energieversorgungsnetze,* 2020.

[41] Ö. E-Wirtschaft, *Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Nertzschutzsystemen,* 2022.

[42] BDEW, *Anregeprobleme beim Reserveschutz (ehem. Ringbuch Teil 11),* VWEW Energieverlag.

[43] L. Hofmann und B. R. Oswald, „Gutachten zum Vergleich Erdkabel - Freileitung im 110-kV-Hochspannungsbereich im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Bundeslandes Brandenburg, Potsdam," Hannover, 2010.

[44] Südkabel GmbH, „Einadrige VPE-isolierte Kabel für Mittelspannungsnetze U0/U 6/10 kV - 18/30 kV," [Online]. Available: https://www.suedkabel.de/wp-content/uploads/2021/03/S%C3%9CDKABEL_Einadrige_VPE-isolierte_Mittelspannungskabel_2021.pdf. [Zugriff am 13 September 2021].

[45] DIN EN IEC 62271-200 (VDE 0671-200), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen Teil 200: Metallgekapselte Wechselstrom-Schaltanlagen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV,* 2025.

[46] DIN EN IEC 62271-203 (VDE 0671-203), *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen Teil 203: Gasisolierte metallgekapselte Schaltanlagen für Bemessungsspannungen über 52 kV,* 2023.

[47] DIN EN 600076 VDE 0532-76, *Leistungstransformatoren,* 2012.

[48] DIN VDE 0276, *Starkstromkabel,* 2018.

[49] DIN EN 50341 (VDE 0210), *Freileitungen über AC 1 kV,* 2013.

[50] DIN EN IEC 61869-1 (VDE 0414-9-1), *Messwandler,* 2025.

[51] BDEW, *TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsbetreiber,* 2007.

[52] BDEW, *DistributionCode 2007 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen,* 2007.

[53] BDEW, *TAB Mittelspannung 2008 - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz,* 2008.

[54] BDEW, *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,* 2008.

[55] BDEW, *Instandhaltung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen.*

[56] BDEW, *Richtlinie für binären Informationsaustausch zwischen Selektivschutzeinrichtungen über einen Hilfskanal,* 2006.

[57] BDEW, *Digitale Stationsleittechnik Empfehlungen (ehem. Ringbuch Teil 10),* 1994.

[58] BDEW, *Empfehlungen für Maßnahmen zur Herabsetzung von Transienten Überspannungen in Sekundärleitungen (TÜ) innerhalb von Hochspannungsschaltanlagen (ehem. Ringbuch Teil 8).*

[59] BDEW, *IEC 61850 - Anforderungen aus Anwendersicht,* 2004.

[60] BDEW, *Digitale Stationsleittechnik - Ergänzende Empfehlungen zur Anwendung in Verteilnetzstationen,* 1998.

[61] BDEW, *Integrierte Leittechnik in Stationen 1988 VDEW (ehem. Ringbuch Teil 10).*

[62] BDEW, *Richtlinie für die Schutzsignalübertragung über digitale Übertragungsnetze,* VWEW Energieverlag ISBN 3-8022-0619-3, 2001.

[63] BDEW, *Richtlinie für die Schutzsignalübertragung - Übertragungssysteme für Schutzaufgaben (ehem. Ringbuch Teil 7).*

[64] VDEW, *Richtlinie für den Sammelschienenschutz (3. Auflage),* VWEW Energieverlag, 2001.

[65] VDEW/VEÖ, *Richtlinie für die automatische Wiedereinschaltung in elektrischen Netzen (3. Auflage),* VWEW Energieverlag ISBN 3-8022-0617-7, 2001.

[66] BDEW, *Technische Anforderungen an Frequenzrelais für den Störungsbedingten Lastabwurf.*

[67] EN 50160, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,* 2020.

[68] VDE 0105-100, *(D) Betrieb von elektrischen Anlagen Teil 100: Allgemeine Festlegungen (A) entspricht der österreich. Norm EN 50110.*

[69] DIN VDE 0435, *Elektrische Relais: Normenreihe.*

[70] IEEE Power System Relaying Committee, *IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers,* New York, 1991.

[71] VDE ETG, Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen, Berlin, 2016.

[72] VDE FNN, Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen, Berlin, 2009.

[73] DIN VDE 0845-6-2 (VDE 0845-6-2), *Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen,* 2014.

[74] DIN EN IEC 60255-1 (VDE 0435-300), *Messrelais und Schutzeinrichtungen,* 2024.

[75] DIN EN IEC 61936 (VDE 0101), *Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV AC und 1,5 kV DC.*

[76] DIN VDE 0682-552 (VDE 0682-552), *Arbeiten unter Spannung Isolierende Schutzplatten über 1 kV,* 2003.

[77] IEC 61850-7-4, *Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes,* 2010.

[78] RG CE OH ENTSO-E, *Policy 5: Emergency Operations,* 2015.

[79] DIN VDE 0141, *Erdungen für spezielle Starkstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV,* 2000.

[80]

[81] BDEW, *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchst- spannungsnetz – Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes.*

[82] V.-A.-N. 4142, *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen,* 2020.

10 Anhänge

A. Begriffe

Abnahme	Übernahme der vertraglich festgelegten Leistung durch den Betreiber
Abnahmeprüfung	Vertraglich festgelegte Prüfung zum Nachweis gegenüber dem Kunden, dass die Betrachtungseinheit bestimmte Anforderungen ihrer Spezifikation erfüllt. (IEV-Wörterbuch 151-16-23) Anmerkung: *Eine Betrachtungseinheit kann eine komplette Anlage, Anlagenteile, Schränke oder Einzelkomponenten sein. Die Abnahmeprüfung von Teilkomponenten kann auch im Herstellerwerk erfolgen. Der Prüfumfang ist dann zwischen Hersteller und Anwender zu vereinbaren.*
Automatische Wiedereinschaltung (AWE)	Von einer automatischen Einrichtung gesteuerte Wiedereinschaltung (nach Auslösung durch den Selektivschutz) des - einem fehlerbehafteten Teil des Netzes zugeordneten Leistungsschalters - nach einer Dauer, innerhalb deren das Verschwinden eines vorhergehenden Fehlers zu erwarten ist. (IEV-Wörterbuch 604-02-32. modifiziert)
Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	Fähigkeit einer Einrichtung oder eines Systems, in ihrer/seiner elektromagnetischen Umgebung bestimmungsgemäß zu funktionieren, ohne in diese Umgebung, zu der auch andere Einrichtungen gehören, unzulässige elektromagnetische Störgrößen einzubringen. (IEV-Wörterbuch 161-01-07, modifiziert)
Erdschluss	unbeabsichtigtes Auftreten eines Strompfades zwischen einem aktiven Leiter und Erde. Je nach Art der Sternpunktbehandlung hat dieser verschiedene Auswirkungen (IEV-Wörterbuch 195-04-14, modifiziert)
Erdkurzschluss	Erdschluss in einem Netz mit starrer oder niederohmiger Sternpunkterdung
Engpassstrom	Kleinster Wert des maximal zulässigen Bemessungsdauerstroms innerhalb einer Kette von zusammen geschalteten Betriebsmitteln (Zweig), ggf. reduziert durch Berücksichtigung von Sicherheitsmargen.
Funktionskontrolle	Im Rahmen der Instandhaltung von Schutzsystemen ist in zyklischen Abständen eine Prüfung erforderlich. Da digitale Schutzeinrichtungen eine Selbstüberwachung besitzen, können die Prüfzyklen verlängert werden. Zwischen den Turnusprüfungen (planmäßige Schutzprüfungen) kann eine vereinfachte Prüfung sinnvoll sein, die als Funktionskontrolle bezeichnet wird. (Richtlinie für digitale Schutzsysteme, modifiziert)
Hauptschutz	Selektivschutz, bei dem vorausgesetzt wird, dass er Priorität bei der Einleitung der Fehlerbeseitigung oder einer Handlung zur Beendigung eines anormalen Netzzustands hat. Anmerkung: Für ein Betriebsmittel können auch zwei oder mehr Hauptschutzeinrichtungen vorgesehen werden.

	(IEV-Wörterbuch 448-11-13)
Holmgreenschaltung	Spezielle Stromwandlerschaltung zur Erfassung des Nullstroms in einem Drehstromsystem
Inbetriebnahme	Ist das Erstmalige „unter Spannung setzen“ aller primär- und sekundärtechnischen Komponenten einer elektrotechnischen Anlage im Sinne der zweckentsprechenden Nutzung.
Inbetriebnahmeprüfung	Prüfung einer Betrachtungseinheit am Aufstellungsort zum Nachweis sachgemäßer Errichtung und einwandfreier Funktion. (IEC-Wörterbuch 151-16-24, modifiziert) Anmerkung: Die Inbetriebnahmeprüfung von Schutzeinrichtungen wird am Einbauort vorgenommen und umfasst das gesamte Schutzsystem.
Inspektion	Siehe zyklische Schutzprüfung oder Instandhaltung, vorbeugende.
Instandhaltung	Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen einschließlich Überwachungsmaßnahmen, mit denen eine Einheit im funktionsfähigen Zustand erhalten oder in ihn zurückversetzt werden soll. (IEC-Wörterbuch 191-07-01) Anmerkung: Die Instandhaltung schließt laut DIN 31051 die Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Verbesserung ein.
Instandhaltung, planmäßige	Wartung, die nach einem festgelegten Zeitplan durchgeführt wird. (IEC-Wörterbuch 191-07-10)
Instandhaltung, unplanmäßige	Instandhaltung, die nicht nach einem festgelegten Zeitplan, sondern aufgrund einer Zustandsanzeige, Meldung oder Unter- bzw. Überfunktion der Einheit durchgeführt wird. (IEC-Wörterbuch 191-07-11, modifiziert)
Instandhaltung, vorbeugende (auch „Wartung/Inspektion“ genannt)	Instandhaltung in festgelegten Abständen oder nach vorgeschriebenen Kriterien mit der Absicht, die Ausfallwahrscheinlichkeit oder die Funktionsminderung einer Einheit zu reduzieren. (IEC-Wörterbuch 191-07-07)
Kipppunkt des Distanzschutzes	Ermittelter Impedanzwert (winkelabhängig) des Distanzschutzes, bei dem zwischen den parametrierten Impedanzstufen umgeschaltet wird.
(n-1)-Kriterium	Das (n-1)-Kriterium bedeutet in der Schutztechnik, dass das Versagen einer Komponente des Schutzsystems und das des Leistungsschalters beherrscht werden muss. Die netztechnische Bedeutung des Begriffes ist dem TransmissionCode zu entnehmen.
Primärprüfung	Eine Prüfung, bei der die Primärseite der Messwandler des Schutzsystems mit den entsprechenden Größen beaufschlagt wird. (DIN-VDE 0435-110)
Prüfung	Technischer Vorgang, der aus dem Ermitteln eines oder mehrerer Merkmale eines bestimmten Produkts, eines Prozesses oder einer Dienstleistung und nach einem festgelegten Verfahren besteht.

	Anmerkung: Eine Prüfung wird zur Messung oder Klassifizierung eines Merkmals oder einer Eigenschaft einer Betrachtungseinheit ausgeführt, indem die Betrachtungseinheit einer Gesamtheit von Umgebungs- und Betriebsbedingungen und/oder -anforderungen unterworfen wird. (IEC-Wörterbuch 151-16-13, modifiziert)
Redundanz	Mehrfaches Vorhandensein von gleichartigen unabhängigen Funktionen oder Bauteilen in einem Schutzsystem, welche bei ungestörtem Betrieb nicht benötigt werden, um eine geforderte Funktion zu erfüllen.
Reserveschutz	Selektivschutz, der dann wirksam werden soll, wenn in der vorgesehenen Zeit ein Netzfehler nicht beseitigt oder ein anormaler Zustand nicht erkannt wird, weil ein Ausfall oder Funktionsversagen einer anderen Selektivschutzeinrichtung oder ein Versagen des Ausschaltens des zugeordneten Leistungsschalters auftritt.
Rückfallverhältnis	Ist das Verhältnis des Rückfallwertes zum Anregewert der Wirkgröße eines Schutzrelais. Anmerkung: Bei Schutzrelais sind die Wirkgrößen in der Regel Strom, Spannung oder Frequenz. Beispiel: Überstromanregung eines UMZ- oder Distanzrelais regt ab einem bestimmten Strom an (Ansprech- oder Anregewert) und geht bei Unterschreitung eines Wertes (Rückfallwert) in den Ruhezustand.
Schutzbereich (auch „geschützter Abschnitt“ genannt)	Teile eines Energienetzes oder eines Stromkreises innerhalb eines Netzes, die beim Auftreten eines Fehlers vom betrachteten Schutzsystem erfasst werden.
Schutzeinrichtung	Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie, sofern erforderlich, Logikbausteine enthält, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen. Anmerkung: Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems. Beispiel: Distanzschutzeinrichtung, Phasenvergleichs-Schutzeinrichtung (eine Phasenvergleichsschutzeinrichtung ist Teil eines Leitungsendes in einem Phasenvergleichsschutzsystem). (IEV-Wörterbuch 448-11-03)
Schutzeinrichtung, analog-elektronisch (auch „statischer Schutz“ genannt)	Schutzeinrichtung, deren Schutzfunktionen vorwiegend durch analogelektronische Bausteine und logischen Verknüpfungen realisiert werden. Anmerkung: Analog-elektronische Schutzeinrichtungen enthalten meistens elektromechanische Schaltrelais.
Schutzeinrichtung, digital	. Schutzeinrichtung, deren Schutzfunktionen nach einer Digitalisierung der Messwerte durch Bauelemente und

(auch „numerischer Schutz“ genannt)	Softwarealgorithmen der digitalen Informationstechnik realisiert werden. Anmerkung: Digitale Schutzeinrichtungen enthalten meistens elektromechanische Schaltrelais.
Schutzeinrichtung, elektromechanisch	Schutzeinrichtung, deren Schutzfunktionen und logische Verknüpfungen vorwiegend durch elektromechanische Bausteine (z. B. Drehspulmesswerk) realisiert werden.
Schutzsystem	Anordnung aus einer oder mehreren Schutzeinrichtungen sowie weiteren Geräten, die vorgesehen sind, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen. Anmerkung 1: Ein Schutzsystem umfasst eine oder mehrere Schutzeinrichtungen, Messwandler, Verdrahtung, Ausschaltstromkreise, Hilfsspannungsversorgung sowie, sofern vorgesehen, Informationssysteme. In Abhängigkeit vom Prinzip des Schutzsystems kann es ein Ende oder alle Enden des geschützten Abschnitts und gegebenenfalls automatische Wiedereinschalteinrichtungen umfassen. Anmerkung 2: Leistungsschalter sind ausgenommen. (IEV-Wörterbuch 448-11-04)
Sekundärprüfung	Eine Prüfung, bei der die Eingangskreise der Schutz- (Automatik-) Einrichtungen mit den entsprechenden Größen beaufschlagt werden. (DIN-VDE 0435-110)
Selektivschutz	Gesamtheit der Maßnahmen zum Erfassen von Netzfehlern oder anderen anormalen Betriebszuständen in einem Elektrizitätsversorgungsnetz, die die selektive Fehlerbeseitigung, die Beendigung der anormalen Zustände sowie die Meldungen, Signalisierung und Anzeigen bewirken. Anmerkung 1: Der Begriff „Selektivschutz“ wird als Gattungsbegriff für Schutzeinrichtungen und Schutzsysteme von Elektrizitätsversorgungsnetzen verwandt. Elektrizitätsversorgungsnetze sind die Gesamtheit der Einrichtungen zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Anmerkung 2: Die Benennung „Selektivschutz“ kann zur Beschreibung des Selektivschutzes eines kompletten Elektrizitätsversorgungsnetzes oder des Selektivschutzes einzelner Betriebsmittel in einem Elektrizitätsversorgungsnetz, z. B. Transformator-Selektivschutz, Leitungs-Selektivschutz verwendet werden. Anmerkung 3: Selektivschutz umfasst keine Betriebsmittel eines Elektrizitätsversorgungsnetzes, die z. B. zur Begrenzung von Überspannungen vorgesehen sind. Er schließt hingegen Betriebsmittel zur Steuerung von Spannungs- und Frequenzabweichungen, wie automatische Schaltungen von Kompensationsspulen, Lastabwurf usw. ein. (IEV Wörterbuch 448-11-01, modifiziert)
Transientes Übertragungsverhalten eines Stromwandlers	Fähigkeit des Stromwandlers zur Übertragung von nichtstationären Größen, die beeinflusst von Gleichstromgliedern und anderen zeitlich veränderten Größen (z. B. Rushströme, Stromflussfolge durch eine AWE) sind.

Übergreifstufe	Die Übergreifstufe ist eine am Distanzschutz einstellbare Impedanzstufe, die es ermöglicht, unter bestimmten Bedingungen den Messbereich der ersten Impedanzstufe von z. B. 85 % der Leitungslänge so zu erweitern, dass sie über die Gegenstation hinweggreift (z. B. auf 120 %). Sie wird zur automatischen Wiedereinschaltung (AWE) und bei bestimmten Vergleichsschutzverfahren genutzt.
Wartung	Siehe Instandhaltung, vorbeugende
Zyklische Schutzprüfung (auch Turnusprüfung/ Inspektion genannt)	Eine zyklische, nicht so umfangreiche Prüfung von Schutzeinrichtungen wie die Inbetriebnahmeprüfung, die vor allem die Schutzkennlinien und die Logik-, Auslöse- und Meldekreise kontrolliert. Strom- und Spannungswandler werden nur bedingt in die Prüfung mit einbezogen. (DIN VDE 0435, Definition Revisionsprüfung modifiziert) Anmerkung: Die zyklische Schutzprüfung ist eine vorbeugende Instandhaltung.

B. Technische Anforderungen und Normen

Die folgenden Aussagen und Zusammenstellungen zu den Anforderungen und Normen wurden - bezüglich der relevanten Punkte - unter der Sichtweise des Netzschutzes in Elektrizitätsversorgungsnetzen gemacht.

Disclaimer:

Die Angaben in diesem Abschnitt wurden seit der Version 1.0 des Dokuments aus dem Jahr 2009 nicht auf ihre Aktualität überprüft. Dennoch wurde entschieden, den Abschnitt beizubehalten, da er einen guten Überblick über die relevanten Normen bietet.

B.I. Kurzschlussstromanforderungen an Betriebsmittel

Thermische Festigkeit Betriebsmittel

In der öffentlichen Energieversorgung sind für die thermische Bemessung der Anlagen nachstehende Bemessungskurzschlussströme üblich:

Tabelle 51: Bemessungskurzschlussströme

Spannungsebene / Schaltanlage	Bemessungs-Kurzzeitstrom in [kA]
10-kV-Anlage	**31,5**
20-kV-Anlage	**16**
30-kV-Anlage	**16**
110-kV-Anlage	**25 … 40**
220-kV-Anlage	**54**
380-kV-Anlage	**63**

Anmerkung: Für den Kraftwerkseigenbedarf und in Industrienetzen mit großen Antrieben können auch höhere Kurzschlussleistungen verlangt werden.

Der tatsächliche Kurzschlussstrom der Netze wird neben der Netzimpedanz weitgehend durch die Nennleistung und Kurzschlussspannung der einspeisenden Transformatoren und ggf. der Generatoren bestimmt und ist durch Berechnungen zu kontrollieren.

Abschaltzeit

Die zulässige Abschaltzeit der Betriebsmittel richtet sich in erster Linie nach deren thermischer Festigkeit und damit nach der Höhe des durch die Betriebsmittel fließenden Kurzschlussstromes. Die zulässige Abschaltzeit kann aber auch durch Bedingungen, die der Hersteller vorgibt, eingeschränkt werden.

Für metallgekapselte Schaltanlagen mit Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV gilt DIN EN 62271-200 (VDE 0671 Teil 200) [45]. Danach wird auf der Grundlage der DIN EN 60694 [16] für innenliegende Lichtbogenfehler eine Bemessungskurzschlussdauer von 1 Sekunde definiert.

Für gasisolierte metallgekapselte Schaltanlagen mit Bemessungsspannungen über 52 kV gilt DIN EN 62271-203 (VDE 0671 Teil 203) [46]. Danach kann zwischen Hersteller und Betreiber eine bestimmte Zeitspanne vereinbart werden, während der ein Lichtbogen infolge eines inneren Fehlers bis zu einem bestimmten Kurzschlussstrom keine äußeren Auswirkungen verursachen darf.

„Um ein hohes Maß an Personensicherheit zu erreichen, müssen die äußeren Auswirkungen eines Lichtbogens (durch ein geeignetes Schutzsystem) auf das Auftreten eines Loches oder Risses in der Kapselung ohne Bildung von Bruchstücken beschränkt bleibe.“ [46]. Da die Dauer des Lichtbogens vom ausgeführten Schutzsystem abhängig ist, sind in dieser Norm Kriterien entsprechend des Schutzsystemverhaltens aufgeführt. Ist zwischen Hersteller und Betreiber nichts anderes vereinbart, wird ein Durchbrennen der Kapselung ohne Bildung von Bruchstücken für Ströme < 40 kA nach ≤ 0,5 s und für Ströme ≥ 40 kA nach ≤ 0,3 s akzeptiert.

Die Leistungsschalter müssen in der Lage sein, neben den Betriebsströmen auch die im Netz möglichen Kurzschlussströme auszuschalten. Aus schutztechnischer Sicht sind die Ein- und Ausschaltzeit sowie die Nennschaltfolge von Bedeutung. Die Einschaltzeit sollte 70 ms und die Ausschaltzeit 60 ms nicht überschreiten. Für Leistungsschalter mit Einzelpolantrieb ist mit einer Einschaltzeit bis 200 ms zu rechnen.

Soll mit dem Leistungsschalter eine AWE durchgeführt werden, ist die Nennschaltfolge danach auszuwählen. Bei einer zweimaligen AWE sollten Leistungsschalter verwendet werden, die in der zweiten stromlosen Pause bereits nach 15 s wieder einen Kurzschluss ein und sofort wieder ausschalten können.

Die zulässige Kurzschlussdauer für Leistungstransformatoren (Drehstromtransformatoren mit einer Nennleistung ab 5 kVA) ist nach DIN EN 60076 (VDE 0532) [47] mit 2 s festgeschrieben, wenn nicht mit dem Hersteller ein anderer Wert vereinbart wurde.

Anmerkung:

Vorhandene Transformatoren besitzen häufig eine Kurzschlussdauer von 5 s (alter Normwert).

Die zulässige Abschaltzeit für unsymmetrische Fehler kann sich auch aus der Auslegung der Erdungsanlagen (thermische Festigkeit und zulässige Gefährdungsspannung) sowie der Belastbarkeit der Kabelmäntel ergeben.

Stabilitätsbedingungen für Kraftwerkseinspeisungen können Einfluss auf die zulässige Fehlerklärungszeit haben.

B.II. Belastbarkeit von Betriebsmitteln

Aus schutztechnischer Sicht sollte aus der Belastbarkeit der Betriebsmittel der „Engpassstrom“ des Stromkreises ermittelt und für die Einstellberechnung verwendet werden.

Mittelspannungskabel:

Die Belastbarkeit der Mittelspannungskabel ist in der DIN VDE 0276 [48] festgelegt.

Die höchste Belastbarkeit der Kabel ergibt sich bei Einzelverlegung in Erde. Kabelhäufungen im Erdreich, in Luft oder in Rohren werden durch Minderungsfaktoren berücksichtigt. Grundsätzlich ist zu bemerken, dass Mittelspannungskabel durch ihre geringe thermische Zeitkonstante und wegen des Problems der Bodenaustrocknung nicht für Überlastfahrweisen geeignet sind.

Hoch- und Höchstspannungskabel:

Für Hoch- und Höchstspannungskabel gelten ausschließlich die Herstellerangaben.

Freileitungen:

Freileitungen sind in ihrer Belastbarkeit stark abhängig von der Umgebungstemperatur und der Windgeschwindigkeit. Nach DIN VDE 0210 [49] wird die Belastbarkeit bei 35°C und einer

Windgeschwindigkeit von 0,6 m/s und einer Seilendtemperatur (Kupferseile 70°C, Aluminium bzw. Stahlaluminium 80°C) definiert. Bei abweichenden Umgebungsbedingungen können andere Belastungen zugelassen werden, solange die zulässige Leiterseilendtemperatur nicht überschritten wird und die zulässigen Bodenabstände nicht unterschritten werden.

Stromwandler:

Stromwandler waren in der Vergangenheit dauernd mit 20 % überlastbar.

Nach EN 60044-1 (DIN VDE 0414-1) [50] sind Wandler nur noch nach dem primären Bemessungsstrom ausgelegt. Wandler, die überlastbar sind, werden mit „ext“ und der Prozentangabe der Überlastbarkeit auf dem Typenschild gekennzeichnet.

Transformatoren:

Transformatoren sind durch ihre große thermische Zeitkonstante und die verfügbaren Monitoring-Einrichtungen für Überlastfahrweisen geeignet.

Die Überlastbarkeit der Transformatoren ist in DIN 57536 (VDE 0536) [14] festgelegt.

Hierbei ist auch die Belastbarkeit des Transformatorsternpunktes auf die im Sternpunkt angeschlossenen Betriebsmittel abzustimmen.

Die zulässige Überlastungsdauer ist von der Vorbelastung und der Kühlmitteltemperatur abhängig. In Abhängigkeit der Vorbelastung soll die Überlastung 150 % der Bemessungsleistung nicht überschreiten.

Erdschlusslöschspulen/Sternpunktbildner:

Erdschlusslöschspulen oder Sternpunktbildner werden häufig nur für einen Kurzzeitbetrieb (z. B. 2 h) ausgelegt. Dieser begrenzt die zulässige Zeit, während der ein Netz mit Erdschluss gefahren werden kann.

Sternpunktwiderstände:

Die ohmschen Widerstände für die Sternpunkterdung (NOSPE, KNOSPE) werden häufig nur für die Kurzschlussstrombelastbarkeit von einigen Sekunden bemessen.

Für die Bemessung und Auslegung von Sternpunktreaktanzen gilt wie für Transformatoren die EN 60076 (VDE 0532) [47].

B.III. Netzcodes und Verbandsrichtlinien

Die Verbände der Netzbetreiber haben für die einzelnen Spannungsebenen Netzzugangsregeln ausgearbeitet. In diesen sind wichtige Aussagen zum Netzschutz enthalten.

Darüber hinaus gibt es Empfehlungen und Richtlinien, die detaillierte Aussagen zum Netzschutz machen.

In Österreich gelten „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen“ kurz TOR.

Im BDEW (VDN, VDEW, DVG) sind nachstehende Regelungen gültig:

- TransmissionCode [51]
- DistributionCode [52]
- TAB Mittelspannung - Richtlinie „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz“ [53]
- Richtlinie „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“ [34]
- Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ [54]

- Information „Instandhaltung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen" [55]
- Richtlinie „Anregeprobleme beim Reserveschutz“ [42]
- „Richtlinie für binärer Informationsaustausch zwischen Selektivschutzeinrichtungen über einen Hilfskanal" [56]
- Empfehlung „Digitale Stationsleittechnik“ [57]
- „Empfehlung für Maßnahmen zur Herabsetzung von transienten Überspannungen in Sekundärleitungen innerhalb von Hochspannungsanlagen“ [58]
- „Empfehlung zur Endzeitstaffelung“ [30]
- Empfehlung „IEC 61850 - Anforderungen aus Anwendersicht“ [59]
- „Digitale Stationsleittechnik – ergänzende Empfehlungen zur Anwendung in Verteilnetzstationen“ [60]
- Integrierte Leittechnik in Stationen [61]
- „Richtlinien für Schutzsignalübertragung über digitale Übertragungsnetze“ [62]
- „Richtlinie für die Schutzsignalübertragung – Übertragungssysteme für Schutzaufgaben“ [63]
- „Richtlinie für den Sammelschienenschutz“ [64]
- „Richtlinie für die automatische Wiedereinschaltung in elektrischen Netzen“ [65]
- „Richtlinie für digitale Schutzsysteme“ [19]
- „Richtlinie "Schalterversagerschutz“ [32]
- „Technische Anforderungen an Frequenzrelais für den störungsbedingten Lastabwurf“ [66]

B.III.A. TransmissionCode

Der TransmissionCode [51] beschreibt u.a. die technischen Mindestanforderungen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Übertragungsnetz. Die folgenden Aussagen wurden bezüglich der relevanten Punkte - unter der Sichtweise des Netzschutzes - gemacht.

Der Anschluss von Kundenanlagen oder Erzeugungseinheiten muss so erfolgen, dass für das Netz das (n-1)-Prinzip gilt. Es darf außerdem nicht zu dauerhaften Grenzwertverletzungen der Spannung, Überlastung der Betriebsmittel und zu Folgeauslösungen des Netzschutzes kommen. Im Anhang A ist definiert, was unter dem (n-1)-Prinzip zu verstehen ist.

Für Erzeugungseinheiten ist ein den elektrischen Steuerungen überlagertes Schutzsystem zur Netztrennung der Erzeugungseinheiten bei unzulässigen Betriebszuständen gefordert.

Die für das Kraftwerk relevanten Schutzkonzepte und Einstellwerte müssen zwischen Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber abgesprochen werden. Dies betrifft insbesondere:

- Äußere Kurzschlüsse
- Schutz- und Schalterversager
- Reserveschutzeinrichtungen
- Schutzendzeitplan

Das Schutzkonzept einschließlich der Einstellwerte, soweit es dem Schutz des Netzes dient, wird vom Netzbetreiber vorgegeben.

Es sind u.a. Anforderungen formuliert hinsichtlich Über- oder Unterschreitung von:

- Frequenz
- Stabilität
- Netzspannung

Für einen sicheren, rückwirkungsarmen Betrieb der Kundenanlage am Netz des Netzbetreibers ist es erforderlich, dass jeder Anschlussnutzer für seinen Teil des Netzes Schutzeinrichtungen installiert. Die Bedingungen an den Schnittstellen sind einvernehmlich so abzustimmen, damit die aneinandergrenzenden

Anlagen nicht gefährdet werden. Zu diesem Zweck werden Umfang, Elemente und Zeitverhalten des Haupt- und Reserveschutzsystems entsprechend ihren spezifischen Bedingungen unter Beachtung langfristig entstandener Lösungskonzepte festgelegt und mit den Anschlussnutzern abgestimmt.

Kann im Falle eines Schalter- oder Schutzversagens nach Fehlern in der Kundenanlage eine sichere Anregung vorgeordneter Schutzeinrichtungen nicht garantiert werden, so erfolgt eine Abstimmung über die Installation eines Leistungsschalterversagerschutzes.

Zur Vermeidung von Netzzusammenbrüchen ist ein frequenzabhängiger Lastabwurf („5 Stufenplan“) vorgesehen.

B.III.B. DistributionCode

Der DistributionCode [52] beschreibt u.a. die technischen Mindestanforderungen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Verteilungsnetz. Die folgenden Aussagen wurden bezüglich der relevanten Punkte - unter der Sichtweise des Netzschutzes - gemacht.

Beim Netzanschluss unterbreitet der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) dem Netzanschlusskunden (Erzeuger- oder Kundenanlage) ein Anschlusskonzept, welches auch das Schutzkonzept enthält. Die darin festgelegten technischen Daten werden Bestandteil des Netzanschlussvertrages.

Das Netzschutzkonzept des Verteilungsnetzes muss sowohl die Gestaltung und die Betriebsbedingungen des Verteilungsnetzes als auch die Bedingungen an den Schnittstellen zu benachbarten Netzen bzw. Erzeugungseinheiten und Kundenanlagen berücksichtigen.

Für Erzeugungseinheiten, die in 110-kV-Verteilungsnetze einspeisen, gelten grundsätzlich die Anschlussbedingungen des TransmissionCode [51].

B.III.C. TOR (Österreich)

„Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß ElWOG“ [26] werden durch den österreichischen Regulator in Zusammenarbeit mit dem Verband der Elektrizitätsunternehmen (VEÖ) erstellt.

Die TOR in der jeweils gültigen Fassung sind im Internet von der Homepage der Elektrizitäts-Control GmbH unter „Marktregeln“ abrufbar.

Inhalte:

Teil A: Allgemeines, Begriffserklärungen, Quellennachweis

Teil B: Technische Regeln für Übertragungsnetze (Netze mit Nennspannung ≥ 110kV)

Teil C: Technische Regeln für Verteilernetze

Teil D: Besondere technische Regeln

D1: Netzrückwirkungsrelevante elektrische Betriebsmittel; Schwellwerte für die notwendige Beurteilung durch den Netzbetreiber und Festlegungen zur elektromagnetischen Verträglichkeit

D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen

D3: Tonfrequenz-Rundsteuerung; Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen

D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen

Teil E: Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen

Teil F: Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung

B.III.D. EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz

In diesem Leitfaden [34] werden Aussagen gemacht zum Umfang und zur Einstellung von:

- Über- und Unterspannung
- Über- und Unterfrequenz
- Schutzeinrichtungen am Netzanschlusspunkt
- Probleme der Anregung und Fehlmessungen beim Distanzschutz
- Besonderheiten in der Anwendung der AWE
- Abnahmeprotokolle des Netzschutzes

Der Leitfaden gilt für alle EEG-Anlagen, die in die Netze der Spannungsebenen 110 kV, 220 kV und 380 kV einspeisen.

B.III.E. Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz

Bisher wurde in der Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ im Fehlerfall von einer sofortigen Netztrennung der ans Mittelspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen ausgegangen. In der überarbeiteten Fassung vom Jahr 2008 [54] werden, wie in der Hoch- und Höchstspannung, zukünftig auch die in Mittelspannungsnetze einspeisenden Erzeugungsanlagen (EZA) an der Netzstützung beteiligt. Sie dürfen sich daher im Fehlerfall nicht wie bisher sofort vom Netz trennen und haben auch während des normalen Netzbetriebes ihren Beitrag zur Spannungsstützung im Mittelspannungsnetz zu leisten. Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf die Auslegung der Anlagen und auf die Schutzkonzeption am Netzanschlusspunkt der EZA sowie auf die Netzschutzkonzeption der vorhandenen Mittelspannungsnetze. Die Richtlinie fasst die wesentlichen Gesichtspunkte zusammen, die beim Anschluss von EZA an das Mittelspannungsnetz zu beachten sind, damit die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebes gemäß den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes auch mit wachsendem Anteil an dezentralen EZA erhalten bleibt und die in der DIN EN 50160 [67] formulierten Grenzwerte der Spannungsqualität eingehalten werden können.

B.IV. Normen

In den nachstehend aufgeführten Normen sind Festlegungen getroffen, die Auswirkungen auf die eingesetzten Schutzsysteme haben.

Eine Referenz auf die in Österreich geltenden Normen ist in Anhang B.III.C zu finden.

B.IV.A. DIN VDE 0101 „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen > 1 kV“

Die nachstehenden Punkte stellen eine zusammenfassende Auswahl der relevanten Aussagen der Norm [22] aus Schutzsicht dar:

- Die Anlagen müssen über selbsttätige Einrichtungen zum Abschalten von Kurzschlüssen verfügen. Erdschlüsse müssen automatisch abgeschaltet oder angezeigt werden.
- Messwandlersekundärkreise müssen geerdet werden. Bemessungsüberstromkennziffer und Bemessungsbürde sind so auszuwählen, dass Schutzeinrichtungen richtig funktionieren und evt. Messeinrichtungen nicht beschädigt werden. In Hochspannungsnetzen mit hoher Zeitkonstante und AWE ist die transiente Beanspruchung zu berücksichtigen.
- Kabel und Leitungen dürfen während des bestimmungsgemäßen Betriebes und bei Kurzschlüssen zu keinem Zeitpunkt die max. zulässige Temperatur des Leiters und der Isolation überschreiten.
- Zum Schutz vor Gefährdung durch Lichtbögen sind schnell wirkende Schutzeinrichtungen oder auf Druck, Licht, Wärme ansprechende Einrichtungen vorzusehen.

- Jedes elektrisch getrennte Netz mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation muss mit einer Erdschlussüberwachung ausgerüstet sein, die die Erfassung oder das Abschalten eines Erdschlusses ermöglicht.
- Selbsttätige Einrichtungen für selektives und schnelles Ansprechen müssen je nach Größe und Bedeutung der Anlage einen Schutz gegen die Auswirkungen von Überlastung sowie von inneren und äußeren Fehlern sicherstellen.
- Es sind Vorkehrungen zu treffen, um ohne Gefährdung von Personen oder Betriebsmitteln Reparaturarbeiten, Instandhaltungsarbeiten und Prüfungen an Schutz- und Steuereinrichtungen durchführen zu können, während die Anlage in Betrieb bleibt.
- Es sind viele Aussagen zur Gestaltung der Schutz- und Steuerungstechnik sowie zur Hilfsenergieversorgung gemacht.
- In einem Abschnitt der Norm wird die Bemessung der Erdungsanlagen unter anderem von der Sternpunktbehandlung und der Fehlerdauer abhängig gemacht.

B.IV.B. DIN VDE 0105 „Betrieb von elektrischen Anlagen“

Die Norm [68] beinhaltet folgende schutzrelevanten Aussagen:

Schutz- und Überwachungseinrichtungen dürfen weder unwirksam gemacht, unzulässig verstellt oder geändert werden. Diese Forderung gilt nicht für Prüfungen, Fehlersuche und bei kurzzeitigen Umschaltungen.

Wenn Erdschlüsse nicht abgeschaltet werden, ist die Erdschlussstelle zu ermitteln und zu sichern.

Außerdem sind in der Norm grundsätzliche Aussagen zum Betrieb und zur Instandhaltung getroffen.

B.IV.C. DIN VDE 0141 „Erdungen für spezielle Starkstromanlagen mit Nennspannung über 1 kV“

In Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation müssen die Erdungsanlagen [22] der Maste so bemessen werden, dass die zulässige Berührungsspannung nicht überschritten wird. Anstelle der Begrenzung der Berührungsspannung sind Ersatzmaßnahmen zulässig, u. a.

- Einbau von Erdschlusssucheinrichtungen
- Unverzügliche Suche sowie Abschaltung der erdschlussbehafteten Teilstrecke

Für Netze mit niederohmiger oder vorübergehender Sternpunkterdung sind an den Masten keine Grenzwerte der Berührungs- und Erdungsspannung einzuhalten, wenn eine automatische Schnellausschaltung (hier definiert als $t \leq 0{,}5$ s) des Erdfehlerstroms erfolgt.

B.IV.D. EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungs-netzen“

Die Norm [24] beschreibt die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung am Übergabepunkt zum Kunden im Nieder- und Mittelspannungsnetz unter normalen Betriebsbedingungen.

Folgende Definitionen sind für das Mittelspannungsnetz festgelegt:

- Spannungseinbrüche können bis zu 1000 pro Jahr vorkommen, wobei die Mehrzahl weniger als 1 s dauert und Einbruchtiefen von weniger als 60 % der Versorgungsspannung haben.
- Kurze Spannungsunterbrechungen können bis zu mehreren Hundert pro Jahr vorkommen. Die Dauer von 70 % der Unterbrechungen dürfte unter 1 s liegen.
- Lange Spannungsunterbrechungen werden mit bis zu 50 pro Jahr angegeben, welche dann über 3 min dauern.

Diese Forderungen können Auswirkungen auf das Schutzkonzept des jeweiligen Netzes haben.

B.IV.E. DIN VDE 0435 „Elektrische Relais“

Diese Norm [69] mit ihren vielen Teilen beschreibt die Anforderungen und Normwerte für Schutz-, Schalt- und Messrelais. Durch den Anwender ist dabei aus einzelnen Normwerten und Anforderungswerten die richtige Auswahl zu treffen. Eine Hilfestellung gibt hier in vielen Fällen die „VDN-Richtlinie für digitale Schutzsysteme“ [19].

C. ANSI Code Tabelle [70]

ANSI-Nr.	IEC-Formelzeichen	Schutzfunktion (englisch)	Schutzfunktion (deutsch)
2		Time-Delay Relay (TDR)	Zeitrelais
12	ω>	Overspeed Relay	Überdrehzahlschutz
14	ω<	Underspeed Relay	Unterdrehzahl
21	Z<	Distance Relay / Minimum Impedance Relay	Distanzschutz / Impedanzschutz
21FL		Fault Location	Fehlerorter
24	U/f	Volts per Hertz Relay	Übererregungsschutz
25		Synchronizing Device or Synchro-Check Relay	Synchronisierungseinrichtung oder Synchrocheck-Relais
25AR	ΔUk, Δfk, Δφ<	Voltage- and Synchro-Check for Autoreclosure	Synchrocheck für AWE
25C	ΔUk, Δfk, Δφ<	Voltage- and Synchro-Check for Control	Synchrocheck für Steuerung
26	θ>	Overtemperature Relay	Übertemperaturschutz
27	U<	Undervoltage Relay	Unterspannungsschutz
27N bzw.		Ground Fault Undervoltage Relay or	Ständererdschlusserfassung mit 3. Harmonischer
27TN		Third Harmonic Neutral	Unterspannung
27WI		Undervoltage Relay Weak Infeed	Auslösung mit Unterspannungsmessung
28		Flame Detector	Flammenmelder
30		Annunciator Relay	Melderelais
31		Separate Excitation Device	Fremderregungseinrichtung
32	P>	Directional Power Relay / Reverse Power Relay	Leistungsrichtungsschutz / Rückleistungsschutz
32F	P>/P<	Reduced Power	Leistungsrückgangs-, Vorleistungsschutz
32N			Erdschlussrichtungsschutz, wattmetrisch
32Q		Directional Element, Negative Sequence	Richtungserfassung Gegensystem
32R	-P	Revers Power	Rückleistungsschutz

32T			Turbinenrückleistungsschutz
32V		Directional Element, Zero Sequence	Nullleistungsrichtung
36		Polarity or Polarizing Voltage Device	Spannungspolarität / Überwachung
37	I</P<	Undercurrent or Underpower Relay	Minimalstrom- oder Unterlastrelais
38		Bearing Protective Device	Lagerschutzeinrichtung, Thermobox
40	1/X<	Field Relay / Loss of Field Relay	Erregerausfallschutz
41		Field Circuit Breaker	Entregungsschalter
46	I2>	Reverse-Phase or Phase-Balance Current Relay	Gegenstrom- oder Schieflastschutz
46BC	I2>		Leiterunterbruch
47	U2>	Phase-Sequenze or Phase-Balance Voltage Relay	Phasenfolge- oder Phasenausfallschutz, Gegensystem
48		Incomplete Sequence Relay	Umlaufüberwachung / Anlaufüberwachung
49	θ>/θ>	Maschine or Transformer Thermal Relay	Thermorelais, Thermisches Abbild (Überlastschutz)
49F			Thermischer Schutz, Leitung
49LR			Blockierter Läufer
49M			Motorschutz
49R		Rotor Thermal Overload	Rotorüberlast
49S		Stator Thermal Overload	Statorüberlast
50	I>/I>>	Instantaneous Overcurrent Relay	Unverzögerter Überstromschutz
50AR			Lichtbogenschutz, optisch u. elektrisch
50BF		Breaker Failure Protection	Schalterversagerschutz
50DT			Wicklungsschluss
50E			Erdkurzschlussschutz
50G			Überstromzeitschutz, Erde
50HS			Schutz bei Schalten auf Kurzschluss
50N	I2>	Neutral Instantaneous Overcurrent Relay	Unverzögerter Nullstromschutz
50P			Überstromschutz, Phase
50T		Stator Winding turn-to-turn Protection	Windungsschlussschutz
50/51N	I2>	Neutral Overcurrent Protection	Nullstromzeitschutz

50Ns51Ns		Sensitive Earth Fault Protection	Empfindlicher Erdschlussschutz
50STUP		STUB-Bus Overcurrent Stage	Stichleitungsschutz bei 1½-Leistungsschaltermethode
51	I>t	AC Time Overcurrent Relay	Unabhängiger oder abhängiger Überstromzeitschutz
51DT			Überstromzeitschutz
51G	I>t	AC Time Overcurrent Relay with Ring CT	Überstromzeitschutz am Kabelumbauwandler
51N	I2>t	AC Time Overcurrent Relay (Neutral Connection)	Nullstromzeitschutz am Wandler-Sternpunkt
51NB	I2>t	AC Time Neutral Overcurrent Backup Relay	Nullstromrückgreifschutz
51NT		AC Time Neutral Overcurrent Torque Controlled Relay	Nullstrom-Drehmoment-Relais
51P			Überstromzeitschutz, Phase
51V		Voltage restrained/controlled Overcurrent Relay	Überstrom, spannungsgesteuert
51/27R		Voltage Restrained Time Overcurrent Relay	Überstromzeitschutz mit spannungsabhängiger Anregespeicherung
51/27C		Voltage Controlled Time Overcurrent Relay	Spannungsabhängiger Überstromzeitschutz
51/62EF			Erdfehlerschutz
51/62PD			Schalterpoldiskrepanzschutz
52		AC Circuit Breaker	Leistungsschalter
55	cosφ>	Power Factor Relay	Leistungsfaktorrelais
57		Short-Circuiting or Grounding Device	Kurzschließ- oder Erdungseinrichtung
58		Rectification Failure Relay	Gleichrichterüberwachungseinrichtung
59	U>	Overvoltage Relay	Überspannungsrelais
59DC	U>	DC-Overvoltage	DC-Überspannung
59G	U>	Overvoltage Relay, Ground	Überspannungsrelais, Erde
59I	U>	Instantaneous Overvoltage Relay tuned to the Fundamental Frequency	Unverzögerter Überspannungsschutz für die Grundfrequenz
59N	Urss>/Uo>		Verlagerungsspannung
59P		Overvoltage Relay, Phase	Überspannungsrelais, Phasen
59Q	U2>	Overvoltage Relay, Neg. Sequence	Drehfeldüberwachung

59T		Instantaneous Overvoltage Relay tuned to the Third Harmonic Frequency	Unverzögerter Überspannungsschutz für dritte Harmonische
59/81	U>	Overflux Protection	Übererregungsschutz
60	U>	Voltage or Current Balance Relay / Loss of Potential Relay	Spannungs- oder Stromvergleichsschutz / Spannungsausfallrelais
60FL	U>/U<, I>/I<	Fuse Failure Monitor	Unsymmetrischer Messspannungsausfall
62		Time-Delay Stopping or Opening Relay	Programmschalter / Verzögerungseinrichtung
62BF		Breaker Failure Protection	Schalterversagerschutz
63		Pressure Switch	Druckschalter, Buchholzschutz
64		Ground Detector Relay / Ground Fault Protection / DC Bus Ground Foult Protection	Ständererdschluss für isolierte Netze / DC-Sammelschienen-Erdschlussschutz
64F/64R		Rotor Earth Fault	Läufererdschlussrelais
64REF/ 64AREF		Restricted Earth Fault, REF	Erdfehler(differenzial)schutz
64S		Stator Earth Fault	Ständererdschluss
64W		Interturn Fault	Windungsschlussschutz
65		Governor	Drehzahlregler
66		Notching or Jogging Device	Wiedereinschaltsperre (bei Anzahl), Anlaufüberwachung
67	I>dir	AC Directional Relay	Überstromrichtungsschutz
67G/64D		Directional Overcurrent Ground Foult Protection	Gerichteter Ständererdschlussschutz
67N		AC Directional Relay (Neutral Connection)	Ständererdschlussschutz Sammelschienenbetrieb, Erdschlusswischer
67Ns	IEdirs	Sensitive Directional Ground-Fault Detection	Empfindlicher Erdschlussrichtungsschutz
67P		Directional Overcurrent, Phase	Gerichtete Überstromschutz, Phase
67Q		Directional Overcurrent, Negative Sequence	Überstromrichtungsschutz, Gegensystem
67W			Erdschlussrichtung, wattmetrisch
68	ΔZ/Δt	Blocking Relay	Sperr-Relais
68T		Power Swing Detection/Tripping	Netzpendelungserkennung/Auslösung
70		Rheostat	Stellwiderstand
71		Level Switch	Pegelschalter, Ölstand
72		DC Circuit Breaker	Gleichstromschalter

74		Alarm Relay	Alarmmeldung
74C		Trip Circuit	Auslösekreisüberwachung
74TC		Trip Circuito	Auslösekreisüberwachung
76		DC Overcurrent Relay	DC-Überstromrelais
77		Telemetering Device	Fernmessgerät, Messwertumformer
78	φ>	Phase-Angle Measuring or Out-of-Step Protective Relay	Polschlupfschutz, Pendelsperre
79		AC Reclosing Relay / Automatic Reclosing Relay	Automatische Wiedereinschaltung (AWE)
80		Flow Switch	Strömungsschalter
81	f	Frequency Relay	Frequenzrelais
81O/U		Over-/Underfrequency Protection	Über-/Unterfrequenzschutz
81H/L	f	Rate-of-Change-of-Frequency Relay (ROCOF)	Frequenzgradientrelais
81R	df/dt	Frequency and Rate-of-Change-of-Frequency Relay	Frequenz- und Frequenzgradientrelais
81RF	f-df/dt	Frequency Monitoring and Frequency Gradient Relay	Frequenz- und Frequenzgradientrelais mit Frequenzfreigabe
85		Carrier or Pilot-Wire Receiver Relay	Trägerfrequenz- oder Pilotdrahtrelais
86		Lockout Relay	Schaltfehlerschutz / Verriegelungsrelais / Auslösematrix
87	I> (ΔI>)	Differential Protective Relay	Differenzialschutz
87B	I>	Bus Differential Relay	Sammelschienen-Differenzialschutz
87BN		Busbar Neutral Differential Protection	Sammelschienen-Nullstrom-Differenzialschutz
87G		Generator Differential Relay	Generator-Differenzialschutz
87GD		Ground Differential Relay	Erdfehler-Differenzialschutz
87H		High-Impedance Differential	Hochimpedanz-Differenzialschutz
87L	I>	Line Differential Relay	Leitungs-Differenzialschutz
87M	I>	Motor Differential Relay	Motor-Differenzialschutz
87N		Restricted Earth Fault	Nullstrom-Differenzialschutz
87P		branch point protection relay / Phase Comparison	Phasenwinkelvergleichsschutz
87PC		Line Phase Comparison	Leistungs-Phasenvergleichsschutz
87REF	Ise>	Restricted Earth Fault	Nullstrom-Differenzialschutz

87S		Biased Differential Relay with Harmonic Restraint	Differenzialschutz mit Einschaltstabilisierung
87T	I>	Transformer Differential Relay	Transformator-Differenzialschutz
87TE		Restricted Earth Fault Protection	Erdstrom-Differenzialschutz
87TH			Hochimpedanzschutz
87TL	I>		Differenzialschutz an Trafo-Durchführung angeschl.
87TP	I>		Primärer Differenzialschutz bei Spartrafos
87TS	I>		Sekundärer Differenzialschutz bei Spartrafos
87U		Unit Differential Relay	Gemeinsamer Differenzialschutz (z.B. Gen. und Trafo)
87V		Voltage Differential	Spannungs-Differenzialschutz
87W			Nullleistung-Differenzialschutz
87Z		High-Impedance Differential	Hoch-Impedanz-Differenzialschutz
90		Automatic Power Transformer Voltage	Spannungsregelung
94		Tripping Or Trip-Free Relay	Auslösekreisüberwachung
94RD			Auslöseumleitung
95i			Trafoeinschaltstabilisierung

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
fnn@vde.com
www.vde.com/fnn