



Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen

Ausgabe – September 2009

Technischer Hinweis

Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen

Ausgabe September 2009

Diese Anleitung darf für den eigenen Bedarf vervielfältigt werden.

© Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstr. 33, 10625 Berlin
Telefon: + 49 (0) 30 3838687 0
Fax: + 49 (0) 30 3838687 7
E-Mail: fnn@vde.com
Internet: www.vde.com/fnn

Der vorliegende technische Hinweis "Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen" wurde in Kooperation vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) und vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) erarbeitet.



Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ)

Brahmsplatz 3
Postfach 123
1041 Wien
Österreich

Tel.: +43-(0)1-50198 0
Fax: +43-(0)1-505 12 18
E-Mail: [info\(at\)veoe.at](mailto:info(at)veoe.at)

FNN

Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin

Tel.: +49-(0)-30-38 38 68 - 70
Fax: +49-(0)-30-38 38 68 - 77
E-Mail: fnn@vde.com
Internet: <http://www.vde.com/fnn>

Ausgabe: September 2009

Vorwort

Der vorliegende technische Hinweis „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ wurde auf der Grundlage der Erfahrungen von Netz- und Schutzsystembetreibern erarbeitet. Dabei wurden die verschiedenen Netzfahrweisen, Netzarten und heutigen Rahmenbedingungen in den unterschiedlichen Spannungsebenen und Schutzsystemen berücksichtigt.

Es werden aus Sicht der Schutztechnik nachfolgende Punkte erklärt bzw. definiert sowie Lösungen dafür empfohlen:

- Rahmenbedingungen, funktionale Voraussetzungen
- Betrieb und Instandhaltung von Schutzsystemen
- Funktionen und Anwendungen von Schutzsystemen
- Grundsätzliche und spezielle technische Anforderungen an Schutzsysteme

Weiterhin werden Möglichkeiten zur Optimierung der Schutzsysteme nach technischen, wirtschaftlichen, betrieblichen und sicherheitstechnischen Gesichtspunkten beschrieben. Der technische Hinweis soll Netzbetreibern als Entscheidungshilfe und Herstellern von Schutzeinrichtungen als Orientierung für zukünftige Entwicklungen dienen.

Dieser technische Hinweis richtet sich vorrangig an Mitarbeiter von Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetzbetreibern, die für die Planung, den Bau und den Betrieb von Schutzsystemen zuständig sind. Sie können aus ihm u. a. Empfehlungen, Lösungsansätze und Erklärungen für Leitungs-, Transformator-, Kupplungs-, Anlagen- und Übergabeschutzsysteme sowie der Erdschlusserfassung entnehmen. Dabei werden die jeweiligen Netzeigenschaften berücksichtigt. Ebenso wird aber auch auf die Gestaltung der Reserveschutzkonzepte - unter möglichst weitgehender Nutzung der vorhandenen Schutzsysteme - eingegangen.

Für die Inbetriebnahme und den Betrieb von Schutzsystemen werden Empfehlungen für den Anschluss, die Einstellungen und die Prüfmethode gemacht. Dabei werden alle im Einsatz befindlichen Schutzgenerationen berücksichtigt.

Dieser technische Hinweis berücksichtigt die VDN-„Richtlinie für digitale Schutzsysteme“ [1] und ist mit dem Arbeitskreis „Schutztechnik“ des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) abgestimmt und wird zur Anwendung empfohlen.

In der Übergangs-Projektgruppe des FNN wirkten die folgenden Mitglieder mit:

Dipl.-Ing. Thomas Blechinger, SWM Services GmbH, München
Dipl.-Ing. Herbert Erven, Verbund-Austrian Power Grid AG, Wien
Dipl.-Ing. Wolf Fischer, Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH, Berlin
Dipl.-Ing. Jens Hauschild, Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin
Dipl.-Ing. Klaus Hinz, Chemnitz
Dipl.-Ing. Ignaz Hübl, KELAG Netz GmbH, Klagenfurt
Dipl.-Ing. Herbert Hupfauer, Dachau
Dr.-Ing. Thomas Kumm, Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin
Dipl.-Ing. Dittmar Krull, E.ON Avacon AG, Braunschweig
Dipl.-Ing. Holger Kühn, transpower stromübertragungs GmbH, Bayreuth
Ing. Wolfgang Leitner, Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Gmunden
Dipl.-Ing. Wolfgang Nowak, Hockenheim
Dr.-Ing. Fred Oechsle, EnBW Regional AG, Stuttgart
Dipl.-Ing. Hartwig Roth, Berlin
Dipl.-Ing. Jens-Michael Salzmann, E.ON edis AG, Demmin
Dipl.-Ing. Horst-Dieter Schäfer, EWE NETZ GmbH, Oldenburg
Dipl.-Ing. Uwe Welz, E.ON Netz GmbH, Bayreuth
Dipl.-Ing. Berthold Wührmann, RWE WVE Netzservice GmbH, Dortmund

Inhaltsverzeichnis

1	Geltungsbereich	11
2	Funktionale Voraussetzungen für Schutztechnik, Wandler und Leistungsschalter	12
2.1	Schutzsysteme	12
2.2	Reserveschutzkonzepte	13
2.2.1	Ortsferner Reserveschutz	14
2.2.2	Örtlicher Reserveschutz	14
2.2.3	Schutzdopplung - Schutzsystem 1 und 2	14
2.3	Strom- und Spannungswandler	14
2.3.1	Induktive Stromwandler	15
2.3.2	Induktive Spannungswandler	24
2.3.3	Kapazitive Spannungswandler	27
2.3.4	Nichtkonventionelle Wandler	27
2.4	Leistungsschalter	29
3	Sternpunktbehandlung der Netze	33
3.1	Netz mit isoliertem Sternpunkt	33
3.2	Netz mit Erdschlusskompensation	33
3.3	Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung	35
3.4	Netz mit vorübergehender niederohmige Sternpunkterdung	36
4	Netzbetriebsweise	37
4.1	Strahlennetz	38
4.2	Ringnetz	39
4.3	Vermaschte Netze	40
4.4	Gemischte Netze	41
4.5	Normal- und Sonderschaltzustände	42
5	Normative Verweisungen	43
5.1	Kurzschlussstromfestigkeit der Betriebsmittel	43
5.2	Belastbarkeit von Betriebsmitteln	44
5.3	Netzcodes und Verbandsrichtlinien	46
5.3.1	TransmissionCode	47
5.3.2	EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz.....	48
5.3.3	Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz.....	48
5.3.4	TOR (Österreich)	48

5.4	Normen	49
5.4.1	DIN VDE 0101 „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen > 1 kV“	50
5.4.2	DIN VDE 0105 „Betrieb von elektrischen Anlagen“	50
5.4.3	DIN VDE 0141 „Erdungen für spezielle Starkstromanlagen mit Nennspannung über 1 kV“	51
5.4.4	EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“	51
5.4.5	DIN VDE 0435 „Elektrische Relais“	51
6	Eigenschaften der Netze	52
6.1	Höchstspannungsnetze 380 kV und 220 kV	52
6.2	Hochspannungsnetze 110 kV	52
6.3	Mittelspannung > 1 kV bis 60 kV	53
7	Schutzfunktionen	54
7.1	Überstromzeitschutz	54
7.2	Distanzschutz	54
7.3	Vergleichsschutz einschließlich Differenzialschutz	55
7.4	Automatische Wiedereinschaltung (AWE)	56
7.5	Erdschlusserfassung	56
7.6	Spannungsschutz	59
7.7	Frequenzschutz	59
7.8	Zusatzfunktionen in digitalen Schutzeinrichtungen	59
7.8.1	Unverzögerte Auslösung beim Schalten auf Kurzschluss	59
7.8.2	Leistungsschalter-Versagerschutz	60
7.8.3	Leistungsschalter-Zustandserkennung	60
7.8.4	Auskreisüberwachung	60
7.8.5	Einschaltstabilisierung	60
7.8.6	Intermittierender Erdfehlerschutz	61
7.8.7	Synchron- und Einschaltkontrolle	61
7.8.8	Parametersatz- und Kennlinienumschaltung	61
7.8.9	Fehlerortung	62
7.8.10	Stöwert-, Betriebswert- und Zählwerterfassung	62
7.8.11	Überlastschutz	63
7.8.12	Pendelsperre und Pendelfreigabe	63
7.8.13	Sättigungsdetektor	64
7.8.14	Stromabhängige Schnellauslösung des Differenzialschutzes	64
7.8.15	Richtungserkennung mit fehlerfremder Spannung (Spannungsspeicher)	64
7.8.16	Not-UMZ-Schutz	65
7.9	Binäre und analoge Schutzsignalübertragung	65
7.9.1	Schutzsysteme mit Übertragung binärer Signale oder Befehle	66
7.9.1.1	Mitnahmeverfahren	67
7.9.1.2	Vergleichsverfahren	68
7.9.1.2.1	Freigabeverfahren	68
7.9.1.2.2	Blockierverfahren (Sperrverfahren)	70

7.9.2	Schutzsystem mit Übertragung von Analogwerten	72
7.10	Buchholzschutz / Hermetikschutz	73
8	Grundlagen der Schutzeinstellung	74
8.1	Anregung	74
8.1.1	Kriterien zur Freigabe der Leiter-Erd-Messung	74
8.1.2	Anregearten	75
8.1.2.1	Überstromanregung	75
8.1.2.2	Unterimpedanzanregung (elektromechanisch)	76
8.1.2.3	U-I-Anregung mit Stufenkennlinie (mit und ohne Winkelumschaltung)	77
8.1.2.4	U-I- φ -Anregung (digital)	78
8.1.2.5	Impedanzanregung (digital)	79
8.1.3	Anregezuverlässigkeit	80
8.1.3.1	Anregesicherheit im Lastbereich	81
8.1.3.2	Anregezuverlässigkeit bei Kurzschlüssen	83
8.1.4	Leiterselbstige Anregung	85
8.1.5	Einstellbeispiel	86
8.1.5.1	Kurzschluss K1	87
8.1.5.2	Kurzschluss K2	88
8.2	Staffelplan	88
8.2.1	Grundsätzliches zum Staffelplan	89
8.2.2	Staffelzeiten	90
8.2.3	Zonenreichweiten allgemein	90
8.2.4	Zonenreichweiten für Strahlennetze ohne Zwischeneinspeisung	92
8.2.5	Zonenreichweiten für Doppelleitungen	93
8.2.6	Zonenreichweiten für vermaschte Netze mit Zwischeneinspeisung	94
8.2.7	Mehrbeinleitungen	94
8.2.8	Staffelung von Kupplungen	96
8.2.8.1	Mittelspannungsanlagen	96
8.2.8.2	Hochspannungsanlagen	96
8.2.8.3	Höchstspannungsanlagen	97
8.2.9	Endzeitstaffelung	98
8.2.10	Beispiel eines Staffelplanes	98
8.3	Sonstige Einstellungen	100
8.3.1	Lichtbogenreserve	100
8.3.2	Erdfaktor	101
9	Hilfseinrichtungen	103
9.1	Hilfsspannungsbereitstellung	103
9.1.1	Gleichspannungsversorgung	103
9.1.2	Drehstromversorgung	104
9.1.3	Kondensatorauslösung	105
9.1.4	Wandlerstromauslösung	106
10	Anschluss und Verkabelung von Messwandlern	107
10.1	Messwandlerkreise	107
10.2	Spannungswandlerkreise	107
10.3	Spannungswandlerschaltungen	107

10.4	Stromwandlerkreise	108
11	Schutz von Leitungen und Kabeln	109
11.1	Signalübertragungsverfahren	109
11.2	Schutz von Höchstspannungsleitungen	109
11.2.1	Schutzkonzepte in Höchstspannungsnetzen	110
11.2.2	Höchstspannungsleitungsschutz mit Schutzdopplung	110
11.2.3	Höchstspannungsleitungsschutz mit Haupt- und örtlichem Reserveschutz	111
11.2.4	Höchstspannungsleitungsschutz für Zweiidendenleitungen	112
11.2.5	Höchstspannungsleitungsschutz für Mehrendenleitungen.....	113
11.2.6	Optimierungsmöglichkeiten	114
11.3	Schutz von Hochspannungsleitungen	114
11.3.1	Hochspannungsleitungsschutz für Zweiidendenleitungen	114
11.3.2	Hochspannungsleitungsschutz für Mehrendenleitungen	115
11.3.2.1	Mehrendenleitungen mit zwei aktiven Enden	116
11.3.2.2	Mehrendenleitungen mit mehr als zwei aktiven Enden.....	117
11.3.3	Optimierungsmöglichkeiten	117
11.4	Schutz von Mittelspannungsleitungen	118
11.4.1	Abgangsschutz	119
11.4.1.1	Strahlennetze.....	119
11.4.1.2	Zweiseitig gespeiste Leitungen	120
11.4.2	Optimierungsmöglichkeiten	122
12	Schutz von Transformatoren	123
12.1	Schutz von Transformatoren mit $S_n > 100$ MVA	123
12.2	Schutz von Transformatoren mit S_n von 1 MVA bis 100 MVA	125
12.3	Schutz der Mittelspannungsseite von Transformatoren mit Unterspannung bis 1 kV	127
12.4	Tabellarische Zusammenfassung der Transformatorschutzeinrichtungen	129
12.5	Schutz von Erdschlusslöschspulen	130
12.6	Schutz von Sternpunktwideständen	130
12.7	Optimierungsmöglichkeiten	132
13	Anlagenschutz	134
13.1	Schutz von Kupplungen	134
13.1.1	Kupplungsschutz in Hoch- und Höchstspannungsnetzen.....	134
13.1.2	Kupplungsschutz in Mittelspannungsnetzen.....	136
13.2	Sammelschienenenschutz	136
13.2.1	Sammelschienenenschutz in Höchstspannungsanlagen.....	136
13.2.2	Sammelschienenenschutz in Mittelspannungsanlagen	137
13.3	Schalerversagerschutz	140
13.3.1	Schalerversagerschutz in Höchstspannungsanlagen	140

13.3.2	Schaltversagerschutz in Hochspannungsanlagen	141
13.3.3	Schaltversagerschutz in Mittelspannungsanlagen	141
13.4	Optimierungsmöglichkeiten	142
14	Schutz von Kompensationsdrosselanlagen und Kondensatorbänken.	143
15	Systemschutz (Frequenzschutz)	146
16	Schutz am Netzanschlusspunkt	147
16.1	Schutz von Erzeugungsanlagen	147
16.1.1	Schnittstellen zum Blockschutz	147
16.2	Schutz von Kundenanlagen ohne Erzeugungsanlagen	148
16.2.1	Hoch- und Höchstspannung	148
16.2.2	Übergabestationen am MS-Netz	149
17	Erdschlusserfassung	150
17.1	Erdschlusserfassung in galvanisch verbundenen Netzen	150
17.2	Selektive Erdschlusserfassung	151
18	Empfehlungen für die Inbetriebnahme und Instandhaltung von Schutzsystemen	153
18.1	Rahmenbedingungen für die Inbetriebnahme und Instandhaltung von Schutzsystemen	153
18.2	Abnahme und Inbetriebnahme von Schutzsystemen	153
18.2.1	Ablauf der Abnahme und Inbetriebnahme	155
18.2.2	Inbetriebnahmeprüfungen	157
18.2.2.1	Stromwandler	158
18.2.2.2	Spannungswandler	158
18.2.2.3	Kontrolle der Verdrahtung, Schaltungsunterlagen und Klemmen	159
18.2.2.4	Isolationsprüfungen	160
18.2.2.5	Schutzprüfung	160
18.2.2.5.1	Sekundärprüfungen	160
18.2.2.5.2	Primärprüfungen	161
18.2.2.6	Messungen bei Inbetriebnahme	161
18.2.3	Prüfprotokolle	161
18.2.3.1	Prüfnachweis Stromwandler	162
18.2.3.2	Prüfnachweis Spannungswandler	162
18.2.3.3	Prüfnachweis für Kontrolle der Schaltung	163
18.2.3.4	Prüfnachweis Isolationsprüfung	163
18.2.3.5	Prüfnachweis Schutzprüfung	163
18.3	Instandhaltung von Schutzsystemen	164
18.3.1	Allgemeines	164
18.3.2	Vorbeugende Instandhaltung	165
18.3.2.1	Zyklische Schutzprüfung	165
18.3.2.2	Funktionskontrolle	166
18.3.2.3	Prüfzyklus	166
18.3.3	Außerplanmäßige Instandhaltung	167

Anhang

A	Begriffe	168
B	Literaturverzeichnis	173
C	Stichwortverzeichnis	177
D	Abkürzungen	179
E	Prüfprotokoll.....	180
E.1	Prüfprotokoll für Übergabeschutz	180
E.2	Prüfprotokoll für die Inbetriebnahme von Strom- und Spannungswandlern	182

1 Geltungsbereich

Dieser technische Hinweis gilt für den Einsatz und Betrieb von Selektivschutzsystemen in elektrischen Netzen der öffentlichen und industriellen Versorgung. Die dabei eingesetzten Schutzeinrichtungen können in elektromechanischer, analog-elektronischer oder digitaler Technik ausgeführt sein.

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

Im vorliegenden technischen Hinweis werden für folgende Anwendungsfälle die Schutzsysteme und ihre Handhabung sowie 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 Funktionale Voraussetzungen für Schutztechnik, Wandler und Leistungsschalter

2.1 Schutzsysteme

Der Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen dient wesentlich dem Ziel eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes. Daher sind die folgenden Eigenschaften für die Schutzsysteme zu beachten. Diese stehen teilweise in einem Spannungsverhältnis zueinander und sind nicht immer alle gleichzeitig erfüllbar. Bei der Realisierung müssen daher Kompromisse eingegangen werden.

- **Selektivität**

Unter diesem Begriff versteht man die Fähigkeit einer Schutzeinrichtung, sowohl den Fehlerort bzw. das fehlerbehaftete Betriebsmittel (Fehlerortselektivität) als auch die Fehlerart (Fehlerartselektivität) zu erkennen.

Bei selektiv arbeitenden Schutzeinrichtungen darf nur der vom Fehler betroffene Schutzbereich aus dem Netz herausgeschaltet werden. Die Grenzen des kleinsten „Selektivitätsbereiches“ werden in der Regel durch die zur Fehlerstelle nächstliegenden Stromwandler mit den zugehörigen Leistungsschaltern samt Schutzeinrichtungen definiert. Die Fehlerortselektivität wird im Wesentlichen durch die Verfahren der Zeitstaffelung oder der Vergleichsmessung erreicht.

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

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

- **Schnelligkeit**

Um die Beeinträchtigungen, Gefährdungen und Schäden im Netz durch Kurzschlussströme möglichst gering zu halten, ist eine rasche Abschaltung erforderlich. Sehr schnelle Auslösezeiten stellen einen gewissen Widerspruch zur Selektivität dar, da mehrfach abgesicherte Entscheidungen eine definierte Mess- und Rechenzeit benötigen und die gewünschte Selektivität oft nur durch eine Zeitstaffelung erreicht wird. Dadurch wird notwendigerweise die Auslösezeit angehoben und die maximale Schnelligkeit nicht erreicht.

- **Empfindlichkeit**

Darunter versteht man die Fähigkeit einer Schutzeinrichtung, sowohl geringe als auch sehr große Abweichungen von den normalen Betriebsbedingungen als Fehler zu erkennen und verarbeiten zu können.

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.

- **Zuverlässigkeit**

Ein Schutzsystem muss die geforderten Funktionen unter vorgegebenen Bedingungen erfüllen. D.h. es dürfen weder Überfunktionen (Fehlauflösung oder unselektive Auslösung) noch Unterfunktionen (unterbliebene oder verspätete Auslösung) auftreten.

Besonders kritisch sind Unterfunktion bzw. Schutzversager, da dann der Fehler länger bestehen bleibt. Dann kann es durch Reserveabschaltungen zu unselektiven Abschaltungen kommen.

Die Auswirkungen einer Unterfunktion können durch redundante Systeme (abzweiggebundener Reserveschutz oder Schutzdopplung) vermieden werden.

- **Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)**

Fehlfunktionen werden häufig durch Einkopplung von Störgrößen in Geräte oder Sekundärverkabelungen verursacht. Es ist deshalb großer Wert auf störstichere Geräte, störsticheren Aufbau und auf ausreichende Schirmung und Erdung der angeschlossenen Mess- und Steuerkabel zu legen.

Einzelheiten zu EMV-Problemen sind in der VDEW-Empfehlung: „Empfehlungen für Maßnahmen zur Herabsetzung von Transienten Überspannungen in Sekundäranlagen innerhalb von Hochspannungsschaltanlagen“ [2] enthalten.

- **Wirtschaftliche Angemessenheit**

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

2.2 Reserveschutzkonzepte

Ein durchgängiges Haupt- und Reserveschutzsystem stellt sicher, dass ein Versagen einzelner Elemente der Wirkungskette (Schutzsystem und Leistungsschalter) aufgefangen werden kann.

Ein solches System sollte über den Normalschaltzustand hinaus auch für länger andauernde Sonderschaltzustände ausgelegt werden. Der Reserveschutz kommt zur Wirkung, wenn der Hauptschutz einen Fehlerzustand in der vorgegebenen Zeit nicht oder nicht korrekt klären kann. Ein Reserveschutz kann verzögert und/oder mit verminderter Selektivität arbeiten.

Bei Überlegungen zum Reserveschutzsystem sind Betrachtungen zu möglichen Redundanzen einzubeziehen:

- Stromwandler mit mehreren Kernen (eventuell linearisierte und/oder eisengeschlossene Kerne je nach Verwendungszweck)
- Spannungswandler mit mehreren getrennt abgesicherten Spannungswandlernetzen (z.B. zwei Kreise bei doppeltem Distanzschutz)
- Redundante Hilfsenergieversorgung
- Redundante Auslösekreise (Auslösekontakte, Auslösespulen);
- Aufteilung der Auslösekreise: z.B. Hauptschutz – Hilfsspannung 1/Auslösespule 1; Reserveschutz – Hilfsspannung 2/Auslösespule 2 oder es wirkt jede Schutzeinrichtung auf alle Auslösekreise
- Verwendung getrennter Kabel für redundante Kreise
- Redundante Informationsübertragung für Vergleichsschutzsysteme

Weitere Einzelheiten sind in der VDEW-Empfehlung: „Anregeprobleme beim Reserveschutz“ [3] enthalten.

2.2.1 Ortsferner Reserveschutz

Ein ortsferner Reserveschutz ist in einer vorgelagerten Station installiert. Die Reserveschutzauslösung erfolgt z.B. durch den gestaffelten Distanz- oder Überstromzeitschutz in der vorgeordneten Station.

2.2.2 Örtlicher Reserveschutz

Es wird zwischen feld- und stationsbezogenem Reserveschutz unterschieden.

Der feldbezogene Reserveschutz ist im gleichen Schaltfeld wie der Hauptschutz wirksam. Er kann aber innerhalb der Anlage auch räumlich getrennt angeordnet werden, betätigt denselben Leistungsschalter wie der Hauptschutz und wirkt daher nicht bei Versagen dieses Leistungsschalters.

Der stationsbezogene Reserveschutz ist im vorgelagerten Schaltfeld derselben Station wirksam. Er wirkt auch bei Versagen des Leistungsschalters; z.B. übernimmt der unterspannungsseitige UMZ- bzw. Distanzschutz des Transformators die Reserveschutzfunktion für die Leitungsabgänge.

2.2.3 Schutzdupplung - Schutzsystem 1 und 2

Die Schutzdupplung zeichnet sich dadurch aus, dass in einem Feld zwei Schutzeinrichtungen installiert sind, die bzgl. Selektivität und Auslösezeit annähernd gleichwertig sind.

Bei der Schutzdupplung sind die Schutzsysteme daher nicht untereinander gestaffelt.

Für Schutzsystem 1 und Schutzsystem 2 sollen möglichst zwei verschiedene Messprinzipien oder - bei gleichen Messprinzipien - zwei verschiedene Fabrikate verwendet werden, um Fehlfunktionen durch Schwachstellen des Messverfahrens oder gleichartiges Fehlverhalten der eingesetzten Schutzalgorithmen zu vermeiden.

Für Schutzsystem 2 kann eine verminderte Leistungsfähigkeit sowie Verzicht auf Zusatzfunktionen akzeptiert werden, z.B. Erfassung hochohmiger Erdfehler, AWE, Fehlerortbestimmung, Erdschlussrichtungsanzeige.

Bezüglich der Reserveschutzfunktion löst eine Schutzdupplung das Problem des Schutzversagens aber nicht das des Leistungsschaltersversagens. Dies muss durch einen Leistungsschaltersversagerschutz berücksichtigt werden.

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

Details zur Gestaltung des Leistungsschaltersversagerschutzes sind in der VDEW-Empfehlung: „Schaltersversagerschutz“ [6] enthalten.

2.3 Strom- und Spannungswandler

Der Messwandler ist in der Regel ein passives Betriebsmittel, das primäre elektrische Größen - Ströme oder Spannungen - in gleichartige, analoge, sekundäre, elektrische Größen umwandelt, die für die angeschlossenen Sekundäreinrichtungen geeignet sind. Er sorgt auch für eine galvanische Trennung zwischen dem primären Stromkreis und der

Sekundärtechnik, um ein gefahrloses Bedienen der sekundären Betriebsmittel zu ermöglichen.

Die Anforderungen an Messwandler sind in der DIN EN 61869 (VDE 0414) [4] 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. Für Strom- und Spannungswandler, die für Schutzzwecke verwendet werden, gibt es hier ergänzende Anforderungen, die insbesondere das Verhalten bei Netzstörungen berücksichtigen.

Das Verhältnis der primären zur sekundären Bemessungsgröße ist die Bemessungsübersetzung K_n , 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.

2.3.1 Induktive Stromwandler

In Deutschland und Österreich werden für Schutzzwecke vorrangig eisengeschlossene Wandler der Klasse P nach DIN EN 61869 (VDE 0414-1) [5] eingesetzt. In Hoch- und Höchstspannungsnetzen finden auch Linearkernwandler vom Typ TPZ Anwendung.

Der Stromwandler arbeitet wie ein sekundärseitig kurzgeschlossener Transformator (Konstant-Stromprinzip), 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. Die in Deutschland bisher üblichen Anschlussbezeichnungen K (für P1) und L (für P2) bzw. k (für S1) und l (für S2) können alternativ oder zusätzlich verwendet werden. Werden Stromwandler mit mehr als einer Sekundärwicklung gefertigt, erfolgt die Kennung der Wicklung durch eine vorangestellte Ziffer (z.B. 1S1-1S2, 2S1-2S2).

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

$$K_n = \frac{I_{pn}}{I_{sn}}$$

K_n	Bemessungsübersetzung
I_{pn}	Effektivwert des primären Bemessungsstromes
I_{sn}	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.

Bauformen

Bei Stromwandlern sind folgende Bauformen üblich:

- Stützerstromwandler
- Durchführungsstromwandler
- Kabelumbauwandler (teil- oder steckbar)
- Aufsteckwandler

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 isoliert angebracht werden. Der Erdungsanschluss bzw. der abgesetzte Kabelschirm ist durch den Kabelumbauwandler zurückzuführen und erst dann zu erden. Dies ist erforderlich, um die Einflüsse der Mantelströme zu eliminieren (siehe *Kapitel 17.1*).

Der Kabelumbauwandler wird z.B. in isolierten und gelöschten Netzen zur selektiven Erdschlusserfassung verwendet, da dadurch ein kleineres Übersetzungsverhältnis als für die Wandler der Leiter gewählt werden kann, was für die genaue Erfassung von Erdschlussströmen wichtig ist.

Für die wattmetrische Erdschlussrichtungserfassung (siehe *Kapitel 7.5*) ist der Winkelfehler von besonderer Bedeutung. Bei Leitungsabgängen kommen daher bevorzugt Kabelumbauwandler zum Einsatz. Sie haben zwar einen größeren Betragsfehler, aber eine bessere Winkelgenauigkeit als Stromwandler in den Leitern. Sie werden um alle 3 Phasen montiert. Bevorzugt werden Steckwandler. Alternativ können Klappwandler unter Berücksichtigung des durch den Luftspalt größeren Winkelfehlers zum Einsatz kommen. Nach Montage von Klappwandlern sollte der Magnetisierungsstrom nachgemessen werden.

Sicherheitsvorkehrungen

In Anlagen über 1 kV werden das Gehäuse und eine Klemme jeder Sekundärwicklung aus Sicherheitsgründen geerdet.

Stromwandler dürfen nur mit belasteter oder kurzgeschlossener Sekundärwicklung betrieben werden. Der Betrieb offener Stromwandlersekundärkreise führt zu sehr hohen Spannungen und kann im Sekundärkreis Lichtbogenüberschlägen zur Folge haben. Außerdem wird der Wandler in die magnetische Sättigung getrieben, verliert dadurch seine Messgenauigkeit und erwärmt sich unzulässig.

Aus diesem Grund dürfen im Stromwandlerkreis keine Sicherungen vorgesehen werden.

Wandlerkenngrößen

Stromwandler sind so zu dimensionieren, dass einerseits die Betriebsgrößen und andererseits auch die Kurzschlussgrößen als ausreichend genaues Abbild für Schutzzwecke zur Verfügung gestellt werden. Dazu kann der primäre Bemessungsstrom aus Normwerten ausgewählt werden.

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 %). Ältere Wandler sind meist für 120 % Belastung ausgelegt.

Als sekundärer Bemessungsstrom sind 1 A oder 5 A üblich, wobei sich für Neuanlagen die Verwendung der 1-A-Kerne empfiehlt, da die angeschlossene Bürde bei der „Belastung“ des Stromwandlers quadratisch mit dem Strom eingeht.

Beispiel für ein Typenschild eines Stromwandlers für Schutzzwecke:

300/1 A; 30 VA; 5P20; ext. 150 %

Dabei bedeuten:

Primärer Bemessungsstrom	$I_{pn} = 300 \text{ A}$
Sekundärer Bemessungsstrom	$I_{sn} = 1 \text{ A}$
Bemessungsleistung	$S_n = 30 \text{ VA}$
Genauigkeitsklasse	5P
Genauigkeitsgrenzfaktor	$K_{SSC} = 20$

Dies sagt aus, dass bei 20-fachem Überstrom und anliegender Bemessungsbürde eine maximale Gesamtmessabweichung von 5 % eingehalten wird.

Der Wandler ist dauernd mit 150 % des primären Bemessungsstromes belastbar.

Bürde

Die Bürde eines Stromwandlers ist die Impedanz des Sekundärkreises (in Ohm mit Angabe des Leistungsfaktors), d.h. die Belastung des Stromwandlers durch die angeschlossenen Schutzeinrichtungen einschließlich deren Zuleitungen. Sie besteht meist aus einem Wirk- und Blindanteil.

Die Bürde wird üblicherweise als Scheinleistung in VA angegeben, die bei festgelegtem Leistungsfaktor und sekundärem Bemessungsstrom aufgenommen wird.

Diese ist bei Stromwandlern:

$$S_n = Z_{bn} \cdot I_{sn}^2$$

S_n	Bemessungsleistung
Z_{bn}	Bemessungsbürde
I_{sn}	sekundärer Bemessungsstrom

Für die Genauigkeitsklassen der Stromwandler ist der Wert der Bürde (Bemessungsbürde) definiert, auf dem die Genauigkeitsanforderungen der Norm beruhen. Hierfür wird der Bürdenwinkel β als Winkel zwischen Sekundärspannung und Sekundärstrom bzw. der Leistungsfaktor der Bürde genormt und beträgt grundsätzlich $\cos \beta = 0,8$. Für Bürden kleiner als 5 VA kann der Leistungsfaktor einen Wert $\cos \beta = 1$ haben.

Anmerkung:

Eine Überbürdung des Stromwandlers bedeutet eine Verringerung des Genauigkeitsgrenzfaktors. Eine Unterbürdung verbessert das Übertragungsverhalten des Stromwandlers.

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 von mehr als 120 % müssen die Grenzwerte beim erweiterten Bemessungsstrom eingehalten werden. Der Kern soll aber 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 „ausgebürdet“ ist, d.h. wenn die Betriebsbürde etwa gleich der Bemessungsbürde ist. Je kleiner die Betriebsbürde im Verhältnis zur Wandlerbemessungsbürde ist, desto geringer ist diese Schutzwirkung, da der Wandler erst bei höheren Strömen in Sättigung geht. Den Messkern erkennt man auf dem Typenschild durch die Angabe FS für den Überstrom-Begrenzungsfaktor (alte Bezeichnung: M für measure).

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.

Für eine möglichst getreue Abbildung der Primärgrößen im Störfall sollte der tatsächliche Genauigkeitsgrenzfaktor K'_{SSC} (früher n') größer als der Genauigkeitsgrenzfaktor bei Bemessungsbürde K_{SSC} (früher n) sein.

$$K'_{SSC} = K_{SSC} \cdot \frac{Z_{bn} + Z_{ct}}{Z_B + Z_{ct}}$$

K_{SSC}	Genauigkeitsgrenzfaktor bei Bemessungsbürde
K'_{SSC}	tatsächlicher Genauigkeitsgrenzfaktor bei Betriebsbürde
Z_{ct}	Innenbürde des Stromwandlers
Z_{bn}	Bemessungsbürde
Z_B	angeschlossene Bürde (einschl. Leitungen)

Anmerkungen:

In der Praxis ist es ausreichend, wenn in o.g. Formel die ohmschen Anteile der Impedanzen verwendet werden.

Wandler mit geringer Leistung können einen verhältnismäßig großen Innenwiderstand haben!

Die Angaben zum Genauigkeitsgrenzfaktor gelten für den stationären Kurzschlussstrom.

Eine Dimensionierung nach dieser Methode ist nur für kleine Netzzeitkonstanten empfehlenswert, da das Gleichstromglied des Kurzschlussstromes schnell abklingt und dadurch die Wandler schnell aus der Sättigung kommen.

Bei größeren Netzzeitkonstanten ist zusätzlich das transiente Verhalten eines Stromwandlers zu berücksichtigen (siehe nachfolgende Ausführungen). Oft ist auch in diesem Fall für UMZ-Schutzeinrichtungen das stationäre Übertragungsverhalten des Wandlers ausreichend. Bei Differenzial- und Distanzschutzeinrichtungen ist das transiente Verhalten der Wandler zu beachten.

Dimensionierung

Für die Beurteilung des Übertragungsverhaltens der Stromwandler werden benötigt:

- Nennübersetzung
- Bemessungsbürde oder Bemessungsleistung
- Innenwiderstand der Sekundärwicklung
- Genauigkeitsgrenzfaktor bei Bemessungsbürde
- Angeschlossene Bürde
- Netzzeitkonstante
- Wandlerzeitkonstante (wird bei Wandlern der Klasse P nicht benötigt)
- Eingestellte Kommandozeit der Schutzeinrichtung für den betrachteten Fehler
- Messzeit der Schutzeinrichtung

Für kleinräumige Anlagen (z.B. SF₆-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 Differenzialschutzeinrichtungen ist es ausreichend, wenn der Stromwandler bis zum Ende der Messzeit den Strom richtig überträgt, d.h. die Zeit, welche die im Schutzrelais integrierte Sättigungserkennung benötigt, um mit 100 %iger Sicherheit einen äußeren vom inneren Kurzschluss zu unterscheiden. Danach kann er in Sättigung gehen.

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

Für die Fehlerortung dürfen die Wandler jedoch während der Fehlerortbestimmung nicht in Sättigung gehen. In digitalen Schutzeinrichtungen wird zwar durch besondere Algorithmen und die zeitliche Verschiebung des Messfensters eine Verbesserung erzielt, aber auch hier muss der Wandler den Kurzschlussstrom für einen Mindestzeitraum ungesättigt übertragen.

Für die Beschreibung des transienten Übertragungsverhaltens eines Stromwandlers ist die Ermittlung des transienten Bemessungs-Überdimensionierungsfaktor K_{td} notwendig. Zur Dimensionierung geht man zunächst vom Transientfaktor (K_{tf}) aus, der das Abklingen eines vollverlagerten Kurzschlussstromes in Abhängigkeit von Primär (auch Netzzeitkonstante T_N) und Sekundärzeitkonstante (auch Wandlerzeitkonstante T_S) (T_p , T_s) beschreibt.

In der vereinfachten Form gilt für eisengeschlossene Stromwandler ($T_s \gg T_p$) für den Transientfaktor (K_{tf}):

$$K_{tf} = 1 + \omega \cdot T_p$$

Mit folgender Formel kann dann der vollverlagerte Kurzschlussstrom berechnet werden, der von einem eisengeschlossenen Stromwandler mit einem tatsächlichen Genauigkeits-Grenzfaktor (K'_{SSC}) dauernd übertragen werden kann.

$$I_k = K'_{SSC} \cdot \frac{I_{pn}}{K_{tf}}$$

Da es zulässig ist, dass die Stromwandler nach einer bestimmten Zeit in Sättigung gehen können, ist in der Praxis eine Dimensionierung mit dem transienten Bemessungsdimensionierungsfaktor K_{td} möglich. Dabei muss unterschieden werden, ob die Schutzsysteme mit oder ohne AWE betrieben werden.

Schutzsysteme ohne AWE

Bei diesen Schutzsystemen muss das transiente Übertragungsverhalten der Wandler für die Kommandozeit der Schutzeinrichtung berücksichtigt werden.

$$K_{td} = 1 + \omega \cdot T_p \left(1 - e^{-\frac{t_M}{T_p}} \right)$$

t_M Messzeit der Schutzeinrichtung

Anmerkung:

Bei eingestellter Kommandozeit $t_1 = 0$ ist die Mindestmesszeit der Schutzeinrichtung (Herstellerangabe) z.B. 25 ms zu verwenden.

Schutzsysteme mit AWE

Für Leitungen mit AWE ist zu berücksichtigen, dass sich alle Stromwandler, die in der Kurzschlussstrombahn liegen, während der stromlosen Pause nicht oder nur zu einem Teil entmagnetisieren. Unter der Annahme, dass eisengeschlossene Wandler der Klasse P während der AWE-Pause sich nicht entmagnetisieren gilt:

$$K_{td} = \left(1 + \omega \cdot T_p \left(1 - e^{-\frac{t_{F1}}{T_p}} \right) \right) + \left(1 + \omega \cdot T_p \left(1 - e^{-\frac{t_M}{T_p}} \right) \right)$$

t_M Messzeit der Schutzeinrichtung beim zweiten Stromfluss

t_{F1} Zeit bis zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes

Nachstehend sind erforderliche transiente Dimensionierungsfaktoren K_{td} für Leitungen ohne AWE in Abhängigkeit der Netzzeitkonstante dargestellt:

Netzzeitkonstante T_p [ms]	Erforderlicher transienter Überdimensionierungsfaktor K_{td}							
	150	120	100	80	60	40	20	10
Messzeit der Schutzeinrichtung t_M [ms]								
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

Tabelle 1: Transiente Überdimensionierungsfaktoren K_{td} in Abhängigkeit von der Netzzeitkonstante und der Messzeit der Schutzeinrichtung

Der erforderliche Genauigkeitsgrenzfaktor K_{SSC}' des auszuwählenden Wandlers errechnet sich nach:

$$K_{SSC}' = K_{td} \cdot I_{Kkipf} / I_n$$

Beispiel für Wandlerauslegung

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

Vorgesehener Wandler: 300/1 A, 5P10, 10 VA. Aus Messung bzw. nach Herstellerangabe beträgt der Innenwiderstand des Wandlers $R_{ct} = 1 \Omega$.

Anmerkung:

Wenn der Innenwiderstand gemessen wird, muss der Wandler anschließend entmagnetisiert werden.

Ein bei Raumtemperatur gemessene Wert R_{ct} ist nach folgender Formel auf 75°C zu korrigieren.

$$R_{75} = \frac{R_{\vartheta} \cdot (1 + \alpha \cdot 55^{\circ}\text{C})}{1 + \alpha \cdot (\vartheta - 20^{\circ}\text{C})}$$

R_{75} Widerstand bei 75°C

R_{ϑ} Widerstand bei gemessener Temperatur ϑ

α Temperaturkoeffizient

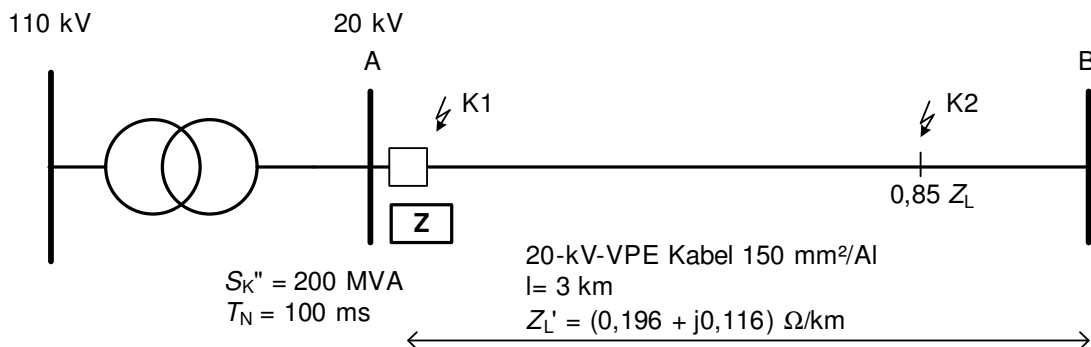


Bild1: 20-kV-Beispielnetz

Nahfehler (K1)

$$I_{kmax} = S_K'' / \sqrt{3} \cdot U_N = 5,78 \text{ kA}$$

Fehler am Kippunkt (K2)

- Impedanz der Leitung bis zum Kippunkt

$$Z_L = 0,85 \cdot l \cdot Z_L' = 0,85 \cdot 3 \text{ km} \cdot (0,196 + j0,116) \Omega / \text{km} = (0,5 + j0,3) \Omega$$

$$Z_L = 0,583 \Omega \cdot e^{j31^{\circ}}$$

- **Netzimpedanz**

$$X_N = 1,1 \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot I_{K\max}} = 1,1 \cdot \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 5,78 \text{ kA}} = 2,2 \Omega$$

$$R_N = \frac{X_N / \omega}{T_N} = \frac{2,2 \Omega / 314 \text{ s}^{-1}}{0,1 \text{ s}} = 0,07 \Omega$$

$$Z_N = R_N + jX_N = (0,07 + j2,2) \Omega$$

$$Z_N = 2,201 \Omega \cdot e^{j88^\circ}$$

- **Kurzschlussstrom für Fehler am Kippunkt**

$$I_{KKipp} = 1,1 \frac{U_N}{\sqrt{3}(Z_N + Z_L)} = 1,1 \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3}(0,07 + j2,2 + 0,5 + j0,3) \Omega}$$

$$I_{KKipp} = 5,0 \text{ kA}$$

- **Resultierende Netzzeitkonstante**

$$T_{pKipp} = \frac{(X_N + X_L)}{\omega(R_N + R_L)} = \frac{(2,2 + 0,3) \Omega}{314 \text{ s}^{-1}(0,07 + 0,5) \Omega}$$

$$T_{pKipp} = 14 \text{ ms}$$

- **Messzeit der Schutzeinrichtung (Eigenzeit des Distanzschutzes) bei $t_1 = 0 \text{ s}$**

$$t_M = 35 \text{ ms}$$

- **Notwendiger transienter Überdimensionierungsfaktor**

$$K_{td} = 1 + \omega \cdot T_p \left(1 - e^{-\frac{t_M}{T_p}} \right) = 1 + 314 \text{ s}^{-1} \cdot 0,014 \text{ s} \cdot (1 - e^{-35/14})$$

$$K_{td} = 5,04$$

Wert für K_{td} kann auch durch Interpolation aus *Tabelle 1* gewonnen werden

- **Erforderlicher Genauigkeitsgrenzfaktor unter Betriebsbedingungen K'_{SSC}**

$$K'_{SSC} = K_{td} \cdot \frac{I_{KKipp}}{I_n} = 5,04 \cdot \frac{5000 \text{ A}}{300 \text{ A}}$$

$$K'_{SSC} = 84$$

- **Übertragungsverhalten des Wandlers unter Betriebsbedingungen**

- Innenwiderstand des Wandlers $R_{ct} = 1,00 \Omega$ (bei 75 °C)
- Schutzrelaisbürde $R_R = 0,1 \Omega$
- Verdrahtung Kupfer; $2,5 \text{ mm}^2$; $l = 5 \text{ m}$

$$R_L = 2 \frac{l}{\chi \cdot A} = 2 \cdot \frac{5 \text{ m}}{56 \text{ m} \cdot \Omega^{-1} \cdot \text{mm}^{-2} \cdot 2,5 \text{ mm}^2}$$

$$R_L = 0,07 \Omega$$

- Betriebsbürde des Wandlers

$$R_B = R_R + R_L = 0,1 \Omega + 0,07 \Omega$$

$$R_B = 0,17 \Omega$$

- Bemessungsbürde des Wandlers

$$R_{bn} = \frac{10 \text{ VA}}{1 \text{ A}^2} = 10 \Omega$$

- Genauigkeitsgrenzfaktor unter Betriebsbedingungen

$$K'_{SSC} = K_{SSC} \cdot \frac{R_{ct} + R_{bn}}{R_{ct} + R_B} = 10 \cdot \frac{1,00 \Omega + 10,00 \Omega}{1,00 \Omega + 0,17 \Omega}$$

$$K'_{SSC} = 94$$

Da der ausgewählte Wandler ein K'_{SSC} von 94 (erforderliches $K'_{SSC} = 84$) besitzt, ist er für die Schutzaufgabe geeignet.

Wenn der ausgewählte Wandler nicht den notwendigen Überdimensionierungsfaktor erreichen würde, kann dieser erzielt werden durch Änderung von:

- Übersetzungsverhältnis
- Innenwiderstand der Sekundärwicklung
- Genauigkeitsgrenzfaktor
- Leistung
- Bebürdung

Des Weiteren besteht die Möglichkeit, bei Kenntnis des Gerätetyps und Fabrikats die Wandleranforderungen zu minimieren.

Die Schutzrelaishersteller haben in den Schutzalgorithmen zusätzliche Maßnahmen ergriffen, die die Wandleranforderungen weiter reduzieren. Sie geben in vielen Fällen Stromwandler-Mindestanforderungen für ihre Geräte an. Nach diesen Herstellerangaben wird entweder der erforderliche transiente Überdimensionierungsfaktor K_{td} oder die erforderliche Kniepunktspannung in Abhängigkeit der Netzzeitkonstante angegeben.

Teilweise geben die Hersteller beim Distanzschutz Werte für den Schutzrelaiseinbauort und den Kippunkt an. Dann muss der Nachweis des anforderungsgerechten Wandlerverhaltens auch für beide Stellen ermittelt werden.

Für den Differenzialschutz werden Überdimensionierungswerte für innen und außen liegende Fehler angegeben. Die Wandleranforderungen für Differenzialschutzeinrichtungen sind in der Regel niedriger als bei Distanzschutzeinrichtungen.

2.3.2 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 zur Speisung von Messeinrichtungen, Elektrizitätszählern, Schutzrelais und sonstigen Einrichtungen eingesetzt.

Anders als bei den induktiven Stromwandlern sind beim Spannungswandler keine unterschiedlichen Wicklungen für die Messung und die Schutz Aufgabe notwendig.

Die primäre und die sekundäre Wicklung des Spannungswandlers sind üblicherweise im Stern geschaltet.

Das Verhältnis der primären zur sekundären Bemessungsspannung ist die Bemessungsübersetzung K_n des Spannungswandlers:

$$K_n = \frac{U_{pn}}{U_{sn}}$$

K_n Bemessungsübersetzung

U_{pn} Effektivwert der primären Bemessungsspannung,

U_{sn} Effektivwert der sekundären Bemessungsspannung

Bauformen

Die induktiven Spannungswandler werden vorzugsweise eingesetzt als:

- Einphasige Wandler mit erdseitigem Anschluss der Primärwicklung mit verringerter Isolation und einer oder mehreren Sekundärwicklung(en) (einpoleig isolierte Spannungswandler)
- Dreiphasig zusammengebaute Wandler mit einer oder mehreren Sekundärwicklung(en)
- Einphasige Wandler mit voll isolierten Primäranschlüssen und mit einer oder mehreren Sekundärwicklung(en) (zweipoleig isolierte Spannungswandler)

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 Punkt Kippschwingungen in diesem *Kapitel*).

Anschlussbezeichnungen

Die Primäranschlüsse des Spannungswandlers mit erdseitigem Anschluss der Primärwicklung werden nach gültiger Norm mit A (früher U) und N (früher X) gekennzeichnet.

Die Wicklung für Erdschlusserfassung ist mit da (e) und dn (n) gekennzeichnet.

In Deutschland und Österreich sind die alten Anschlussbezeichnungen U, X, u, x und e, n weiterhin zulässig.

Sicherheitsvorkehrungen

Spannungswandler dürfen auf der Sekundärseite, wegen einer möglichen 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.

Die Absicherung sollte möglichst dicht am Wandler erfolgen.

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.

Um Fehlmessungen zu vermeiden (falscher Richtungsentscheid des Distanzschutzes), sollte die Erdung der sekundären Messwicklungsklemmen (x bzw. n) aller drei Leiter an einem Punkt erfolgen.

Bemessungsspannungen

Die primäre Bemessungsspannung richtet sich nach der Bemessungsspannung des Netzes. Die höchste Dauerbetriebsspannung am Wandler beträgt 120 % der Wandlerbemessungsspannung.

Als sekundäre Bemessungsspannung sind in Deutschland und Österreich 100 V üblich, die entsprechend der Bauweise und Schaltung des Spannungswandlers Verwendung findet.

Damit beträgt die sekundäre Bemessungsspannung für einen 1-polig isolierten Spannungswandler für die Mess- und Schutzwicklungen $100/\sqrt{3}$ V und für die Wicklung zur Erdschlusserfassung $100/3$ V.

Bürde

Spannungswandler sollten nur bis zur angegebenen Bemessungsleistung belastet werden. Die Bürde ist bei Spannungswandlern der Scheinleitwert der angeschlossenen Geräte einschließlich ihrer Zuleitungen. Sie besteht meist aus Wirk- und Blindanteil. Der Bürdenwinkel β ist der Winkel zwischen Sekundärspannung und Sekundärstrom. Der Leistungsfaktor der Bürde ist genormt und beträgt für $S_{bn} < 5$ VA $\cos\beta = 0,8$; sonst $\cos\beta = 1$. Statt der Bemessungsbürde, für die ein Wandler ausgelegt ist, wird meist die Bemessungsleistung angegeben. Bemessungsbürde ist die mit Rücksicht auf die zulässigen Fehler festgesetzte Bürde.

$$S_{bn} = Y_{bn} \cdot U_{bn}^2$$

S_{bn} Bemessungsbürde in [VA]

Y_{bn} Scheinleitwert in [S]

U_{sn} sekundäre Bemessungsspannung in [V]

Vorzugswerte für die Bemessungsleistungen sind in der DIN EN 61869 (VDE 0414) [5] enthalten.

Genauigkeitsanforderungen

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

$$F_u = 100 \cdot \frac{K_n \cdot U_s - U_p}{U_p}$$

F_u	Spannungsmessabweichung in [%]
K_n	Bemessungsübersetzung
U_p	Effektivwert der tatsächlichen primären Spannung
U_s	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 zwischen 0,8...1,2 U_N und bei 25...100 % der Bemessungsbürde sowie $\cos\beta = 0,8$ definiert. Diese sind in Klassen von 0,1 bis 3 eingeteilt.

Die Normwerte der Spannungswandler-Genauigkeitsklassen für Schutzzwecke sind 3P und 6P, wobei diese Zahlenwerte die zulässige prozentuale Spannungsabweichung angeben.

Alle Spannungswandler für Schutzzwecke müssen eine der Genauigkeitsklassen der Spannungswandler für Messzwecke und zusätzlich die Genauigkeitsklasse für Schutzzwecke, vorzugsweise 3P, aufweisen.

Für Schutzzwecke gelten für die Messabweichung und den Fehlwinkel die angegebenen Werte bei 5 % der Bemessungsspannung und bei Bemessungsspannung multipliziert mit dem Bemessungsspannungsfaktor. Für 2 % der Bemessungsspannung dürfen die Messabweichungen unter den genannten Bedingungen den doppelten Wert betragen.

Wicklungen für Erdschlusserfassung besitzen ausschließlich die Genauigkeitsklasse 6P. Wird die Wicklung für die Erdschlusserfassung nur für Bedämpfungszwecke verwendet, ist eine Bezeichnung der Genauigkeitsklasse nicht erforderlich.

Wird ein Spannungswandler sowohl für Schutzzwecke als auch für Messzwecke eingesetzt, sollten die Genauigkeitsklassen für Schutz und Messung beachtet werden.

Typenschild eines Spannungswandlers

Beispiel für einige Daten auf einem Typenschild eines Spannungswandlers für Schutzzwecke:

110/ $\sqrt{3}$ kV / 100/ $\sqrt{3}$ V; 50 VA; 3P; 1,2 dauernd und 1,9 für 8h; 100/3 V; 6P

Dabei bedeutet:

- Primäre Bemessungsspannung $U_{pn} = 110/\sqrt{3}$ kV
- Sekundäre Bemessungsspannung $U_{sn} = 100/\sqrt{3}$ V
- Bemessungsleistung $S_n = 50$ VA
- Genauigkeitsklasse 3P
- Bemessungsspannungsfaktor 1,2 dauernd und 1,9 für 8h

Zusätzlich für die Wicklung für Erdschlusserfassung:

- Bemessungsspannung $U_{sn} = 100/3 \text{ V}$
- Genauigkeitsklasse 6P

Kippschwingungen (Ferroresonanz)

Kippschwingungen treten unter besonderen Schalt- und Netzzuständen 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 zu Übererwärmung und Zerstörung des Wandlers führen. Angeschlossene Messgeräte zeigen Schwebungen an.

Zur Vermeidung von Kippschwingungen sollte an den Klemmen der Erdschlusshilfswicklung ein ohmscher Widerstand angeschlossen werden. Die Widerstände sollten in der Hochspannung etwa 5 Ohm und mit 25 A belastbar bzw. in der Mittelspannung zwischen 20 und 25 Ohm und mit 6 A belastbar sein. 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. In einigen Fällen werden statt der ohmschen Widerstände Drosselspulen oder Kombinationen aus beiden zur Bedämpfung eingesetzt. Dies erfolgt beispielsweise dann, wenn die Nenn Grenzleistung der Wandler nicht ausreichend ist.

2.3.3 Kapazitive Spannungswandler

In Hoch- und Höchstspannungsnetzen werden neben induktiven auch kapazitive Spannungswandler eingesetzt. Sie arbeiten mit einem kapazitiven Spannungsteiler, an dem ein induktiver Messwandler mit kleiner Bemessungsspannung angeschaltet wird. 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.

Eine Verbesserung erreicht man durch die Wahl einer hohen Kapazität und einer geringen Belastung des Wandlers. Diese Schwierigkeiten lassen sich durch geeignete Bedämpfungsschaltungen als Bestandteil des Wandlers vermeiden. Digitale Schutzeinrichtungen verfügen über entsprechende Filterschaltungen, die diese Problematik berücksichtigen.

2.3.4 Nichtkonventionelle Wandler

Im Gegensatz zu konventionellen Wandlern zeichnen sich nichtkonventionelle Strom- und Spannungswandler durch kompakte Baugröße und geringes Gewicht aus. Sie sind in der Regel sättigungsfrei und besitzen hohe Übertragungsbandbreiten. Die Messwertübertragung erfolgt vorzugsweise auf optischem Wege per Lichtwellenleiter, wodurch ein Höchstmaß an Unempfindlichkeit gegenüber elektromagnetischen Störfeldern gegeben ist.

Nichtkonventionelle Wandler bestehen aus einem Messwertaufnehmer, einer den Potenzialunterschied zwischen Hochspannungs- und Erdpotenzial überbrückenden Messwertübertragungstrecke und einem auf Erdpotenzial befindlichen, elektronischen

Interface zur Messwertverarbeitung und Ankopplung an Schutzeinrichtungen und Stationsleittechnik.

Messwertaufnehmer lassen sich entsprechend den angewandten Verfahren in aktive und passive Systeme unterteilen.

Aktive Messwertaufnehmer

Aktive Messwertaufnehmer enthalten elektronische Komponenten auf Hochspannungspotenzial und benötigen zur Erfassung, Vorverarbeitung und Übertragung Hilfsenergie. Der dazu notwendige Energiebedarf wird dem zu überwachenden System selbst bzw. einem Energiespeicher entnommen, vereinzelt aber auch mittels Solarzelle oder per Energieübertragung mit Lichtwellenleiter bereitgestellt.

Zur Stromerfassung werden z.B. Hallelemente, Rogowskispulen verwendet. Die Spannungserfassung erfolgt meist über die Hochspannungskapazität eines kapazitiven Spannungsteilers. In der Regel wird die elektrische Messgröße noch auf Hochspannungspotenzial in ein digitales Signal umgewandelt und optisch übertragen.

Passive Messwertaufnehmer

Passive Messwertaufnehmer benötigen keinerlei Hilfsenergie auf Hochspannungspotenzial. Sie sind normalerweise vollständig aus dielektrischen Materialien aufgebaut. Zur Spannungsmessung wird üblicherweise der an gewisse Kristallklassen gebundene, lineare, elektrooptische Effekt (Pockelseffekt) herangezogen, wogegen der in allen Kristallen und Gläsern existierende, lineare magnetooptische Effekt (Faradayeffekt) sich zur Strommessung anbietet. Die Wirkungsweise beider Verfahren beruht auf der Tatsache, dass sich die Schwingungsebene linear polarisierten Lichts nach Passieren eines diskreten elektro- oder magnetooptischen Mediums gegenüber der des einfallenden Lichts in Abhängigkeit des anliegenden elektrischen oder magnetischen Felds gedreht hat. Die relative Winkeländerung der Polarisationssebene ist ein Maß für die Feldstärke und somit - definierte geometrische Verhältnisse der Messanordnung vorausgesetzt - ein Maß für Strom und Spannung. Magnetooptische Stromwandler werden vielfach in Form verteilter faseroptischer Sensoren realisiert. Dabei umschließt ein spezieller Lichtwellenleiter den stromführenden Leiter mit mehreren Windungen. Die Glasfaser wirkt gleichzeitig als Faraday-Sensor und optische Übertragungsstrecke.

Prototypen passiver und aktiver nichtkonventioneller Wandler existieren in vielfältigen Ausführungsformen für Anwendungen in freiluft- und gasisolierten Schaltanlagen. In verschiedenen Fällen haben sie in Feldversuchen ihre Tauglichkeit unter Beweis gestellt und sind für den Einsatz verfügbar.

Die Schnittstellen der Wandler sowie der Schutzeinrichtungen sollten zur Gewährleistung der Auswechselbarkeit einheitlich ausgeführt werden, was bisher nicht eindeutig festgelegt ist. Durch die Schnittstellenfestlegung werden Kosten- und Arbeitsaufwand im Störfall erheblich verringert (z.B. Umverdrahtung der Felder, unnötige Lagerhaltung).

Bisher werden die nichtkonventionellen Wandler noch nicht in großen Stückzahlen eingesetzt.

2.4 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, 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 werden heute in der Regel Leistungsschalter mit Schwefelhexafluorid (SF₆) als Lösch- und Isoliermedium verwendet. Entsprechend der Schutzaufgabe werden 1-polig (notwendig für 1-pol. AWE) bzw. 3-polig schaltende Leistungsschalter eingesetzt. Dabei kommen heute überwiegend mechanische Federspeicherantriebe oder elektrohydraulische Antriebe zum Einsatz.

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

Für Schutzsysteme mit einmaliger AWE müssen Leistungsschalter mit folgender Bemessungsschaltfolge (Festlegung siehe [7]) eingesetzt werden:

O - 0,3 s - CO - 3 min – CO

Dabei bedeuten:

- O: Leistungsschalter - Aus
- C: Leistungsschalter – Ein

Für Schutzaufgaben mit mehrfacher AWE, z.B. in MS-Netzen, kann folgende Schaltfolge erforderlich sein:

O - 0,3 s - CO - 15 s – CO

Anmerkung:

Üblicherweise werden in Netzen, die ohne AWE betrieben werden, Leistungsschalter mit der Bemessungsschaltfolge für einmalige AWE eingesetzt.

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.

Vorzugsweise werden folgende Bemessungsspannungen für den Motor angewendet:

- DC 220 V
- DC 110 V
- DC 60 V

Die zulässige Funktionstoleranz der Motorbemessungsspannung muss +10 % / -15 % betragen.

In Hoch- und Höchstspannungsanlagen ist die Laufzeit der Antriebsmotoren zu überwachen. Bei Dauerlauf des Motors erfolgt eine Langlaufmeldung und der Motor ist abzusteuern.

Antriebsmotoren für Hydraulikpumpen sollten zusätzlich einen nicht rückstellbaren Anlaufzähler haben, um Undichtigkeiten am Hydrauliksystem frühzeitig erkennen zu können.

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 Ansprechen 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 für einpolige AWE erhalten pro Pol einen Schaltspielzähler.

Steuerung

An Hoch- und Höchstspannungsleistungsschaltern sind die Steuer- und Überwachungseinrichtungen in einem zugehörigen Antriebs-/Steuerschrank untergebracht. In der Regel sind folgende Einrichtungen üblich:

- EIN- und AUS-Steuerung
- EIN-Sperre
- Funktionssperre (AUS-Sperre)
- Pumpverhinderung
- AWE-Sperre / AWE-Bereitschaft
- Zwangsgleichlauf
- Motoranlaufsteuerung
- Betauungsschutz (Heizung)
- SF₆-Drucküberwachung
- Überwachung des Hydraulikdruckes

In Mittelspannungsleistungsschaltern sind die notwendigen Überwachungseinrichtungen im Schalter untergebracht.

Die Bemessungsversorgungsspannung für die Steuerung wird meistens in einer der folgenden Varianten ausgeführt:

- DC 220 V
- DC 110 V
- DC 60 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.

Steuerfunktionen

- **EIN/AUS-Steuerung**

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

- **Funktionssperren**

Bei kritischen Zuständen des Leistungsschalters, wie zu geringe SF₆-Gasdichte 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 vorzugsweise 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 Sammelschienenenschutz 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.

3 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
- Erdschlusskompensation (Erdschlusslöschung)
- Niederohmiger Sternpunktterdung
- Vorübergehender niederohmiger Sternpunktterdung

In Deutschland und Österreich werden die Höchstspannungsnetze ausschließlich mit niederohmiger Sternpunktterdung, Hoch- und Mittelspannungsnetze überwiegend als Netze mit Erdschlusskompensation betrieben.

3.1 Netz mit isoliertem Sternpunkt

Bei dieser Netzbetriebsart bleiben alle Sternpunkte ungeerdet (isoliert). Diese Betriebsart kommt in der Regel nur in kleineren Mittelspannungsnetzen vor. Die zulässige Größe des Netzes wird durch die Löschgrenze nach DIN VDE 0228 *Bild 2* [15] bestimmt.

Da das Drehstromsystem bei isoliertem Sternpunkt (OSPE) nur über seine Leiter-Erde-Kapazitäten potenzialmäßig definiert ist, können sich transiente Überspannungen (Wanderwellen) leicht ausbreiten und an Reflexionsstellen zu Isolationsdurchschlägen führen. Es besteht auch die Gefahr von Kippschwingungen (Ferroresonanz), welche schon nach wenigen Minuten zur thermischen Zerstörung der Spannungswandler oder zu Folgefehlern im Netz führen können.

Die Löschgrenze ist zu beachten, damit:

- Zulässige Beeinflussungs- und Gefährdungsspannungen eingehalten werden
- Lichtbogenüberschläge von selbst erlöschen können

Erdschlusserfassung

Nach DIN VDE 0101 [8] sind Netze mit isoliertem Sternpunkt mit einer Erdschlussüberwachung auszurüsten. Enthält ein Netz nur eine kleine Anzahl an Betriebsmitteln, so kann das Verfahren der wechselweisen Abschaltungen zur Erdschlusssuche ausreichen. Bei Anwendung wattmetrischer Richtungsrelais müssen diese in „sin φ -Schaltung“ arbeiten, d.h. die Richtung des Blindleistungsflusses aus Nullstrom und Verlagerungsspannung abbilden. Weitere Verfahren sind in *Kapitel 7.5* genannt.

3.2 Netz mit Erdschlusskompensation

In diesen Netzen werden die Sternpunkte eines oder mehrerer Transformatoren über eine Induktivität (Erdschlusslöschspule, Petersenspule) geerdet, man spricht dabei auch von Resonanzsternpunktterdung (RESPE). Die Sternpunktbildung kann auch über Sternpunktbildner erfolgen.

Die Induktivitäten werden annähernd auf Resonanz mit den Erdkapazitäten abgestimmt. D.h. der kapazitive Erdschlussstrom der Betriebsmittel wird durch den induktiven Strom der

Erdschlusslöschspulen kompensiert. Bei Resonanzabstimmung (d.h. kapazitiver Strom = induktiver Strom) ist zwar der Erdfehlerstrom am kleinsten und somit sind die Löschbedingungen für Lichtbogenüberschläge optimal, jedoch kommt es dabei in vielen Netzen mit überwiegendem Freileitungsanteil zu sehr unsymmetrischen Leiter-Erde-Spannungen. Um diese großen Spannungsverlagerungen bei exakter Resonanzabstimmung zu vermeiden, werden in der Regel die Netze mit einer geringen Überkompensation betrieben.

In Kabelnetzen kann die Resonanzabstimmung hingegen sinnvoll sein, da die Netze sehr symmetrische Erdkapazitäten aufweisen und daher auch bei Resonanz nur sehr kleine Nullpunktverlagerungsspannungen auftreten.

Eine regelmäßige Überwachung des Kompensationsgrades ist erforderlich. Dafür eignen sich automatische Kompensationsgradregler, wofür aber einstellbare Löschspulen (z.B. Tauchkernspulen) vorhanden sein müssen.

Kabelleitungen weisen besonders große Erdschlussströme auf. Dadurch entstehen in Kabelnetzen hohe Kosten für Löschspulen und die Erdschlusskompensation ist nur bis zu einer begrenzten Netzgröße technisch und wirtschaftlich sinnvoll.

Löschspulen sollen nicht am Ende von Netzausläufern installiert werden, da es sonst zu Problemen mit transienten Überspannungen kommen kann.

Kommt es zu einem einpoligen Fehler mit Erdberührung, ist die Fehlerstelle bis auf einen geringen Wirk- bzw. Wattreststrom und Oberschwingungsströme stromlos. Der 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 und darf den in *Bild 2* genannten Wert nicht überschreiten.

Durch den kleinen Stromwert an der Fehlerstelle kann ein Lichtbogenfehler ohne Eingriffe von selbst löschen. Diesen Vorgang bezeichnet man als Erdschlusswischer, dessen Dauer mit < 1 s definiert ist.

Dauererdschlüsse bzw. stehende Erdschlüsse müssen nach DIN VDE 0105 [37] so rasch wie möglich geortet werden. Bei Freischaltungen für Reparaturen kann es bei ungenügender Netzvermaschung zu Versorgungsunterbrechungen kommen. Die zulässige Erdschlussdauer ist häufig durch die begrenzte Einschaltdauer der vorhandenen Erdschlusslöschspulen (z.B. für Kurzzeitbetrieb von max. 2 Stunden) beschränkt.

Kurzschlusschutzeinrichtungen sprechen beim einpoligen Fehler - wegen der geringen Ströme - nicht an und die verketteten Spannungen bleiben unbeeinflusst. Daher haben Erdschlüsse keine Auswirkung auf die Kunden.

Während eines Erdschlusses steigt die Leiter-Erde-Spannung der beiden gesunden 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. Bei allen Distanzschutzeinrichtungen im galvanisch zusammenhängenden Netz ist deshalb dieselbe Leiterbevorzugung einzustellen. In Netzen mit Erdschlusskompensation wird vorrangig die azyklische Leiterbevorzugung L3 (T) vor L1 (R) vor L2 (S) angewandt. Damit wird in jedem der möglichen Doppelerdschlussfälle (L1-L2-Erde, L1-L3-Erde, L2-L3-Erde) nur jene Leitung mit dem Fehler im bevorzugten Leiter abgeschaltet.

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 ein Fußpunkt sich auf einem Stichanschluss befindet. In Mittelspannungsnetzen werden deshalb häufig beide Fußpunkte oder aber jener - der in der niedrigsten Zeit erfasst wird - abgeschaltet.

Für Netze mit Erdschlusskompensation ist der zulässige Erdschlussreststrom in DIN VDE 0228 [15] Bild 2 festgelegt.

Die Löschgrenze ist zu beachten, damit:

- Zulässige Beeinflussungs- und Gefährdungsspannungen eingehalten werden
- Lichtbogenüberschläge von selbst erlöschen können

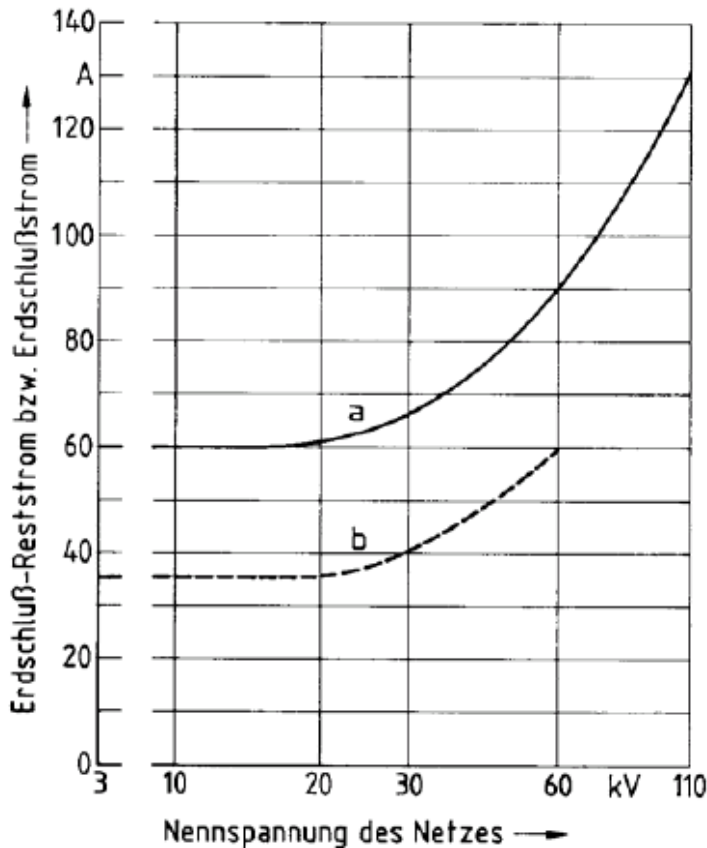


Bild 2: Richtwerte der Löschgrenzen für Erdschlussreststrom bzw. Erdschlussstrom [15]

Kurve a: Netze mit Erdschlusskompensation

Kurve b: Netze mit isoliertem Sternpunkt

Der Umfang des galvanisch zusammenhängenden Netzes muss, um die Löschgrenze einzuhalten, genau bekannt sein und bei Netzausbauten im zulässigen Bereich gehalten werden.

Erdschlusserfassung

Nach DIN VDE 0101 [8] sind Netze mit Erdschlusskompensation mit einer Erdschlussüberwachung auszurüsten. Unter *Kapitel 7.5* sind die verschiedenen Erdschlusserfassungssysteme näher erläutert.

3.3 Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung

Bei dieser Netzbetriebsart erfolgt die Erdung einzelner oder mehrerer Transformatorsternpunkte entweder direkt oder über Resistenzen bzw. Reaktanzen. Die Bestimmung der Anzahl der zu erdenden Sternpunkte bzw. die Auslegung der Resistenzen oder Reaktanzen erfolgt so, dass im Falle eines Erdfehlers keine unzulässigen

Gefährdungsspannungen und keine unzulässige Beeinflussung von Informationsanlagen auftreten.

Einpolige Fehler in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung (NOSPE) sind Erdkurzschlüsse mit hohen Fehlerströmen. Durch die Potenzialfestlegung des Sternpunkts kommt es während des Erdkurzschlusses nur zu einer geringen Spannungsanhebung in den beiden gesunden Leitern. Daher besteht praktisch keine Gefahr einer Ausweitung zu Doppel- oder Mehrfachfehlern.

Innerhalb der niederohmigen Sternpunktterdung wird zwischen wirksamer und nichtwirksamer Sternpunktterdung unterschieden.

Bei wirksamer (direkter) Sternpunktterdung darf beim einpoligen Erdkurzschluss die Leiter-Erde-Spannung U_{LE} der beiden gesunden Leiter den Wert $1,4 U_n/\sqrt{3}$ nicht überschreiten.

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. Die Anzahl der zu erdenden Sternpunkte stellt also einen Kompromiss dar.

Bei nichtwirksamer Erdung muss der Widerstand so bemessen werden, dass das sichere Ansprechen der Schutzanregung bei allen Fehlerfällen gewährleistet ist.

Erdkurzschlussfassung

Bei dieser Betriebsart müssen die hohen Fehlerströme des Erdkurzschlusses von den Schutzeinrichtungen erfasst und abgeschaltet werden. Es ist daher bei Maßnahmen zur Begrenzung der Erdkurzschlussströme auf die erforderliche Anregeverlässlichkeit von Schutzeinrichtungen zu achten.

Die Auswertung des Nullstromes kann hierbei erforderlich sein.

3.4 Netz mit vorübergehender niederohmiger Sternpunktterdung

Die Netzbetriebsart ist eine Kombination aus der beschriebenen isolierten bzw. kompensierten und niederohmigen Sternpunktterdung. D.h. Netze mit kurzzeitiger niederohmiger Sternpunktterdung (KNOSPE) werden im Normalbetrieb als isoliertes oder kompensiertes Netz betrieben. Dadurch kann der Großteil der Erdschlüsse von selbst erlöschen. Bei einer Erdschlussdauer, welche länger als einige Sekunden andauert, erfolgt die automatische kurzzeitige Zuschaltung eines Sternpunktterdungsstromes. Für diesen Zeitraum wird das Netz als niederohmig geerdetes Netz betrieben und der Erdschluss geht in einen Erdkurzschluss über.

Nach Abschaltung der betroffenen Leitung wird das Netz wieder auf isoliert oder kompensiert umgeschaltet.

Erdkurzschlussfassung

Der automatisch zuschaltbare Sternpunktterdungsstrom wird so ausgelegt, dass die Schutzeinrichtungen bei einpoligem Fehler (Erdkurzschluss) anregen und auslösen können. Dadurch ist eine leichtere Identifizierung der fehlerbehafteten Leitung möglich ohne auf die Vorteile des kompensierten Netzes (z.B. Lichtbogenlöschung bei Erdschlusswischern) verzichten zu müssen.

4 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)
- 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 (gleich bleibende Struktur) geplant wurden, sind entsprechend den Erfordernissen bereits in einer der genannten Netzformen gebaut (z.B. Industrienetze).

4.1 Strahlennetz

Das Strahlennetz (auch Stichnetz genannt) stellt die einfachste Form eines Versorgungsnetzes dar (siehe *Bild 3*). 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 Netzart im Vergleich zu den anderen Netzformen eine geringere Versorgungssicherheit, geringere Kurzschlussströme, geringere Netzstabilität und höhere Spannungseinbrüche. Dennoch bietet das Strahlennetz für den Betrieb Vorteile bezüglich der Betriebsführung. Diese Netzfahrweise findet vorrangig Anwendung in der Mittelspannung.

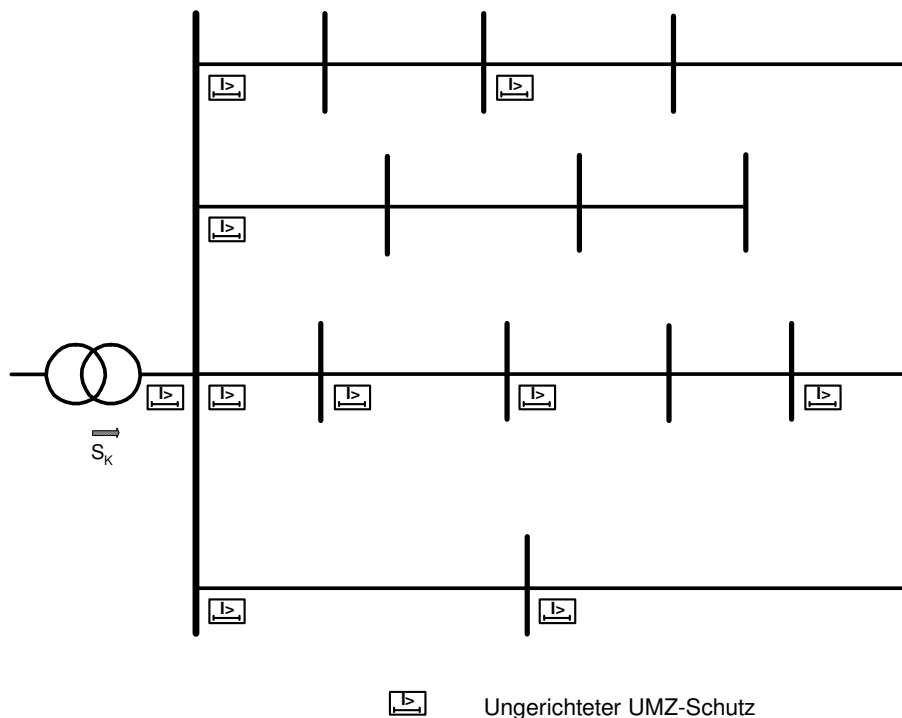


Bild 3: Strahlennetz

Für den Selektivschutz werden nur wenige Schutzfunktionen benötigt. Ein ungerichteter UMZ-Schutz ist in der Regel für Netze ohne Rückspeisung ausreichend. Die Selektivität wird durch eine Zeitstaffelung erreicht. Ein Nachteil sind die hohen Abschaltzeiten nahe der Netzeinspeisungen, da jeder nachgeschaltete Selektionsabschnitt eine Erhöhung der Staffelzeit zur Folge hat (siehe *Kapitel 8.2*).

Eine Reduzierung der Auslösezeit ist nur durch den Einsatz von Schutzeinrichtungen mit zusätzlichen Funktionen möglich. So sind ein mehrstufiger UMZ-Schutz, eine rückwärtige Verriegelung oder aber auch ein Distanzschutz einsetzbar.

Bei einem Fehler sind alle hinter der Fehlerstelle liegenden Versorgungsanlagen spannungslos. Eine Wiederversorgung ist nur durch Netzumschaltungen - so weit vorhanden - möglich.

Auf Leitungen mit Rückspeisung sind zur Erzielung der Selektivität bestimmte Schutzeinrichtungen - aufgrund der möglichen wechselnden Kurzschlussstromrichtungen - mit Richtungserkennung auszurüsten. Hierzu ist der Einsatz von gerichtetem UMZ-Schutz,

Distanzschutz oder Differenzialschutz (falls Abschaltzeiten reduziert werden müssen) erforderlich.

4.2 Ringnetz

Das Ringnetz ist eine erweiterte Form des Strahlennetzes (siehe *Bild 4*). Hierbei werden Netzstrahlen zu einem Ring zusammengeschaltet. Durch die zweiseitige Speisung ist - ohne zusätzliche Schutzeinrichtungen - zwar keine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit gegenüber einem Strahlennetz erreichbar, aber die Ausfallzeiten werden deutlich verkürzt.

Bei Einsatz von geeigneten Schutzeinrichtungen (z.B. gerichteter UMZ-Schutz) wird zudem eine Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit erreicht, so dass das gestörte Betriebsmittel abgeschaltet wird und der andere Teil des Ringes in Betrieb bleibt.

Die Zusammenschaltung zu einem Ring führt zur Erhöhung der Kurzschlussleistung in den Netzstationen und damit zur Verbesserung der Spannungsqualität und zur Verringerung der Netzverluste. Allerdings bleiben bei Einsatz von UMZ-Schutzeinrichtungen die hohen Abschaltzeiten an der speisenden Sammelschiene erhalten. Abhilfe kann der Einsatz von Distanzschutzeinrichtungen bringen.

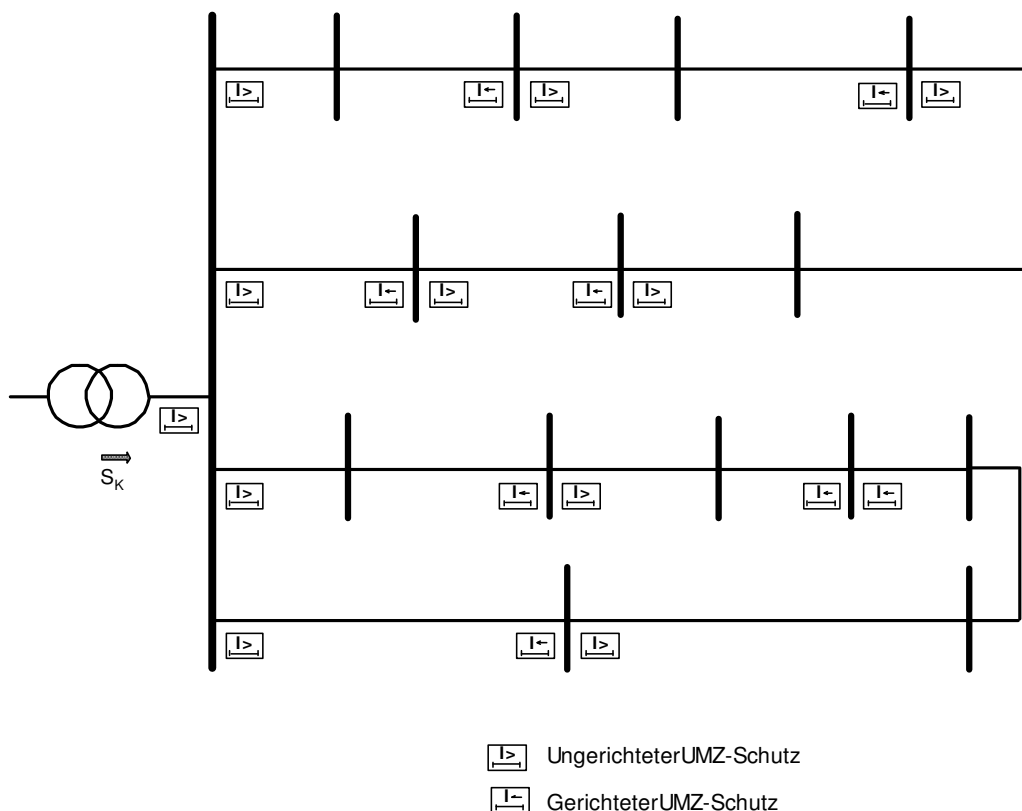


Bild 4: Ringnetz

Als Kriterium zur selektiven Kurzschlusserkennung ist neben der Überstromanregung eine Kurzschlussrichtungserkennung erforderlich. Zur Verringerung der Kommandozeiten ist der Einsatz von Distanzschutzeinrichtungen oder die Verwendung von Vergleichsschutzeinrichtungen hilfreich (UMZ-Schutzstaffelung siehe *Kapitel 8.2*).

4.3 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 5* und *6*).

Vermaschte Netze bieten die größte Versorgungssicherheit mit den geringsten Spannungsfällen und Netzverlusten. Für den Betrieb dieser Netze werden jedoch mehr Schaltgeräte und Schutzeinrichtungen erforderlich.

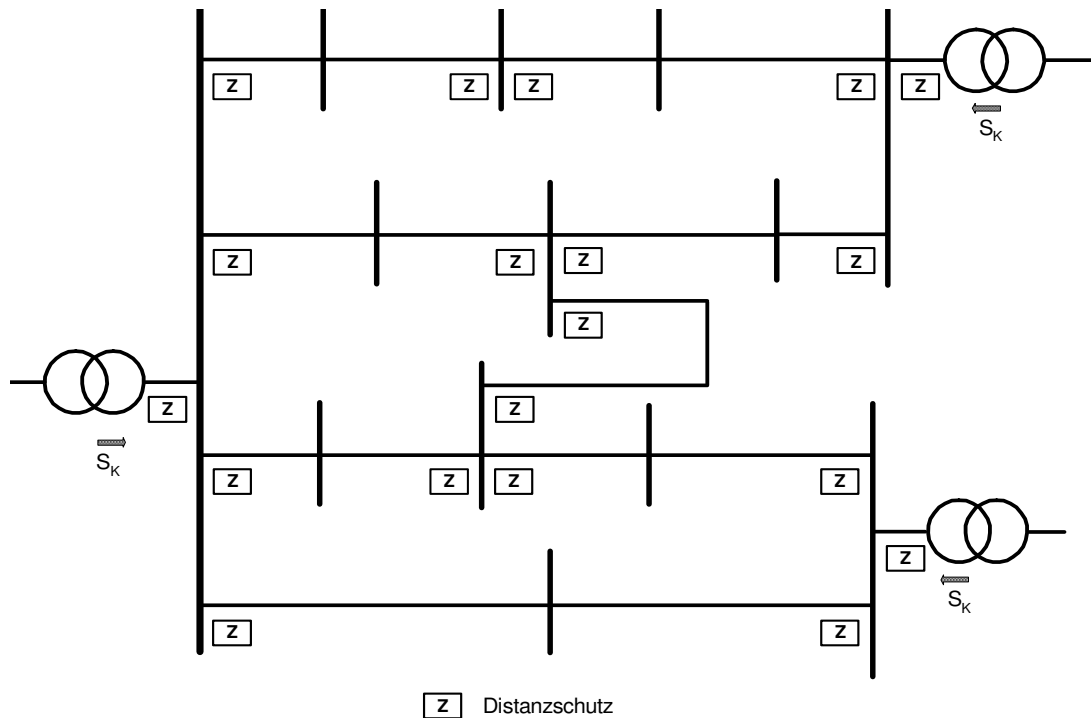


Bild 5: Vermaschtes Netz

Schutzeinrichtungen sollten mindestens an den Einspeisungen und in den Knotenpunkten eingesetzt werden. Durch die mehrseitige Speisung und die Stromaufteilung bei Netzfehlern reichen die Kriterien Überstrom und Kurzschlussrichtung nicht aus. Erst der Einsatz von Distanz- oder Vergleichsschutzeinrichtungen ermöglicht einen selektiven Schutz dieser Netze.

Die Kurzschlussstromaufteilung führt häufig dazu, dass das Anregekriterium Strom nicht ausreichend ist. Deshalb stehen am Distanzschutz verschiedene Anregearten zur Verfügung (siehe *Kapitel 8.1.1*).

Durch den Zwischeneinspeiseeffekt messen Schutzeinrichtungen nach dem nächsten Knoten eine falsche Impedanz. Die Problematik der Fehlmessung des Distanzschutzes durch Zwischeneinspeisungen muss daher berücksichtigt werden und ist im *Kapitel 8.2.6* beschrieben.

Netze mit geringem Vermaschungsgrad, wie im *Bild 6* dargestellt, lassen sich auch mit gerichtetem und ungerichtetem UMZ-Schutz selektiv schützen (siehe *Kapitel 8.2*).

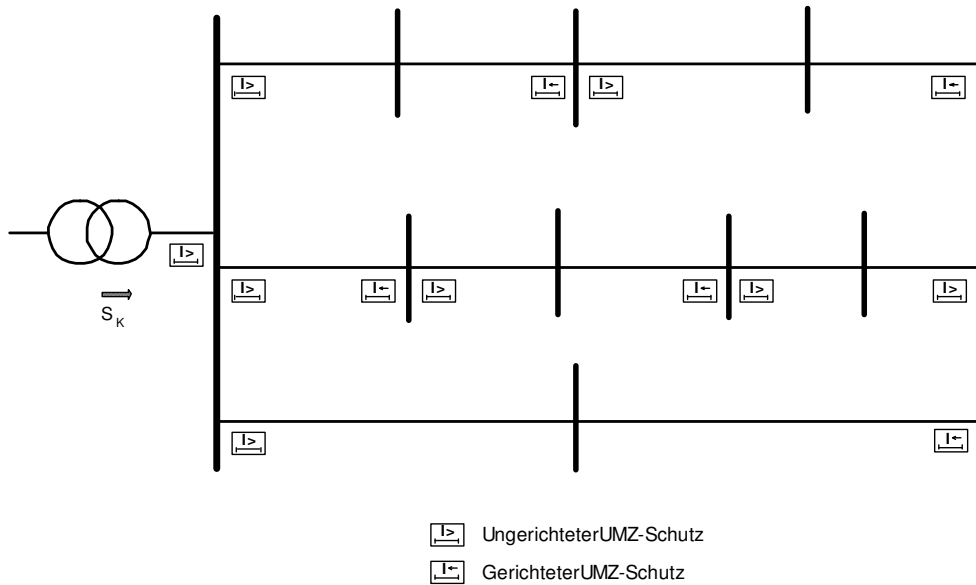


Bild 6: Vermaschtes Netz mit geringer Vermaschung

4.4 Gemischte Netze

Bei gemischten Netzen können die verschiedenen Netzformen als Teilnetze in einem Netz vorhanden sein (siehe *Bild 7*). Dadurch ist eine Optimierung zwischen Versorgungszuverlässigkeit, Netzverlusten und Netzstabilität sowie den Aufwendungen möglich.

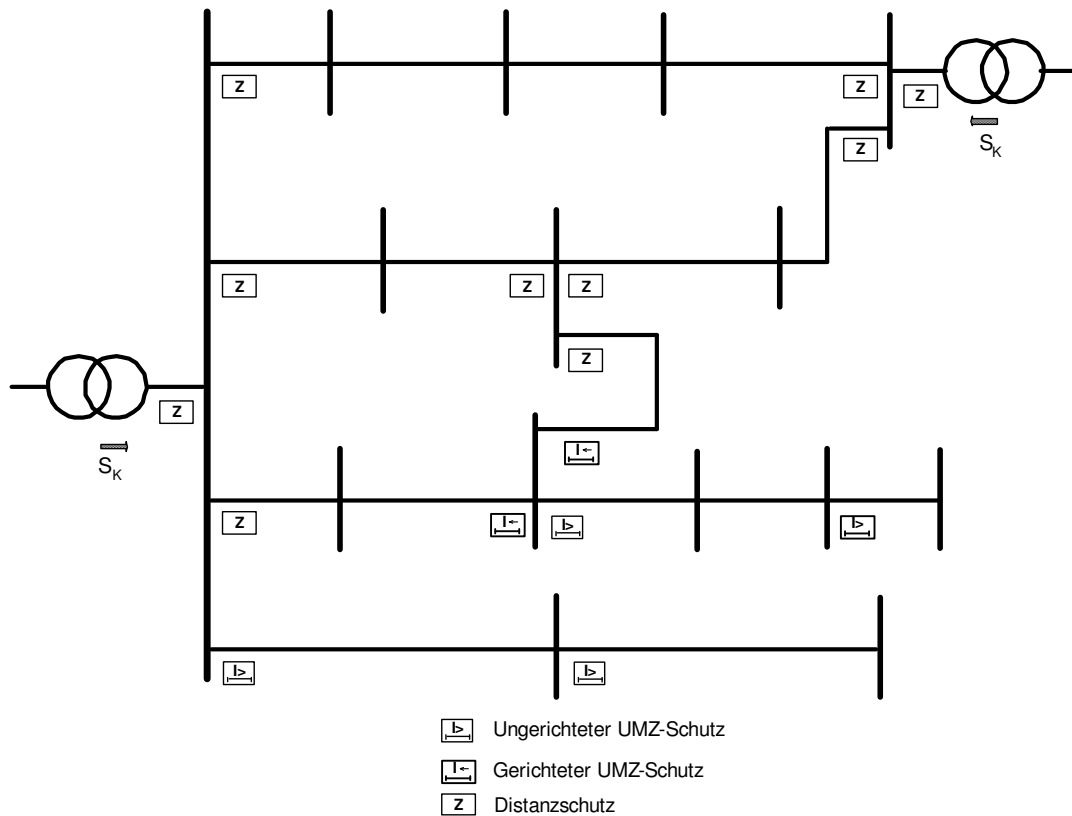


Bild 7: Gemischtes Netz

Die Schutzeinrichtungen werden auf der Grundlage der vorangegangenen Punkte für die einzelnen Teilnetze ausgewählt.

Diese Netzform findet man in Hochspannungs- und teilweise Mittelspannungsnetzen.

4.5 Normal- und Sonderschaltzustände

Für jedes Versorgungsnetz gibt es einen festgelegten Normalschaltzustand. Dieser stellt ein Optimum bezüglich betrieblicher Belange, Versorgungszuverlässigkeit und Netzverluste dar. Die Schutzeinrichtungen sind für den Normalschaltzustand und für länger andauernde Sonderschaltzustände auszulegen. Die Anpassung kann teilweise durch Parametersatzumschaltungen erreicht werden.

Darüber hinaus gibt es Sonderschaltzustände, z.B. hervorgerufen durch Wartungsarbeiten oder Störungen. Für diese Schaltzustände muss mindestens ein wirksamer Kurzschlusschutz vorhanden sein. Hierbei kann es unter Umständen zu Unselektivitäten kommen. Gegebenenfalls sind bei länger andauernden Änderungen der Netzkonfiguration die Einstellparameter des Schutzes anzupassen.

5 Normative Verweisungen

Die folgenden Aussagen und Zusammenstellungen zu den Anforderungen und Normen wurden - bezüglich der relevanten Punkte - unter der Sichtweise des Netzschutzes in Elektrizitätsversorgungsnetzen gemacht.

5.1 Kurzschlussstromfestigkeit der Betriebsmittel

Thermische Festigkeit Betriebsmittel

In der öffentlichen Energieversorgung sind für die thermische Bemessung der Anlagen nachstehende Bemessungskurzschlussströme üblich:

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

Tabelle 2: Bemessungskurzschlussströme

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) [9]. Danach wird auf der Grundlage der DIN EN 60694 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) [10]. 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.“ [Zitat aus DIN EN 62271-203 (VDE 0671 Teil 203)] [10]. 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 $< 40 \text{ kA}$ nach $\leq 0,5 \text{ s}$ und für Ströme $\geq 40 \text{ kA}$ nach $\leq 0,3 \text{ s}$ 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 Einzelpoltrieb 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) [11] 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.

5.2 Belastbarkeit von Betriebsmitteln

Aus schutztechnischer Sicht sollte aus der Belastbarkeit der Betriebsmittel der „Engpassstrom“ des Stromkreises ermittelt und für die Einstellberechnung verwendet werden (siehe *Kapitel 8.1.2*).

Mittelspannungskabel

Die Belastbarkeit der Mittelspannungskabel ist in der DIN VDE 0276 [12] 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 in der Regel 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 [13] 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) [4] 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

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.

Sternpunktwidestände

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) [11].

5.3 Netzcodes und Verbandsrichtlinien

Netzzugangsregeln für die einzelnen Spannungsebenen beinhalten wichtige Aussagen zum Netzschutz. 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 (siehe *Kapitel 5.3.3*).

Es gelten folgende Richtlinien und Hinweise:

- TransmissionCode [16]
- DistributionCode [17]
- TAB Mittelspannung - Richtlinie „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz“ [18]
- Richtlinie „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“ [19]
- Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ [20]
- Information „Instandhaltung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen“ [23]
- Richtlinie „Anregeprobleme beim Reserveschutz“ [3]
- „Richtlinie für binärer Informationsaustausch zwischen Selektivschutzeinrichtungen über einen Hilfskanal“ [24]
- Empfehlung „Digitale Stationsleittechnik“ [25]
- „Empfehlung für Maßnahmen zur Herabsetzung von transienten Überspannungen in Sekundärleitungen innerhalb von Hochspannungsanlagen“ [2]
- „Empfehlung zur Endzeitstaffelung“ [28]
- Empfehlung „IEC 61850 - Anforderungen aus Anwendersicht“ [29]
- „Digitale Stationsleittechnik – ergänzende Empfehlungen zur Anwendung in Verteilnetzstationen“ [30]
- Integrierte Leittechnik in Stationen [26]
- „Richtlinien für Schutzsignalübertragung über digitale Übertragungsnetze“ [31]
- „Richtlinie für die Schutzsignalübertragung – Übertragungssysteme für Schutzaufgaben“ [27]
- „Richtlinie für den Sammelschienenschutz“ [32]
- „Richtlinie für die automatische Wiedereinschaltung in elektrischen Netzen“ [33]
- „Richtlinie für digitale Schutzsysteme“ [1]
- „Richtlinie "Schaltversagerschutz“ [6]
- „Technische Anforderungen an Frequenzrelais für den störungsbedingten Lastabwurf“ [34]

5.3.1 TransmissionCode

Der TransmissionCode [16] beschreibt u.a. die technischen Mindestanforderungen für den Anschluss und Betrieb 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
- Schutzzeitplan

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 ihrer 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.

Für Erzeugungsanlagen, die in 110-kV-Verteilungsnetze einspeisen, gelten derzeit grundsätzlich die Anschlussbedingungen des TransmissionCodes [16].

5.3.2 EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz

In diesem Leitfaden [19] 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.

5.3.3 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 [20] 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 [38] formulierten Grenzwerte der Spannungsqualität eingehalten werden können.

5.3.4 TOR (Österreich)

„Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß EIWOG“ [35] 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 $\geq 110\text{kV}$)
- Teil C: Technische Regeln für Verteilernetze
- Teil D: Besondere technische Regeln
 - D1: Netzurückwirkungsrelevante elektrische Betriebsmittel; Schwellwerte für die notwendige Beurteilung durch den Netzbetreiber und Festlegungen zur elektromagnetischen Verträglichkeit
 - D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
 - 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

5.4 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 im Anhang B zu finden.

5.4.1 DIN VDE 0101

„Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen > 1 kV“

Die nachstehenden Punkte stellen eine zusammenfassende Auswahl der relevanten Aussagen der Norm [8] 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 Kapitel der Norm wird die Bemessung der Erdungsanlagen unter anderem von der Sternpunktbehandlung und der Fehlerdauer abhängig gemacht.

5.4.2 DIN VDE 0105 „Betrieb von elektrischen Anlagen“

Die Norm [37] 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.

5.4.3 DIN VDE 0141 „Erdungen für spezielle Starkstromanlagen mit Nennspannung über 1 kV“

In Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation müssen die Erdungsanlagen [39] 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 Sternpunktterdung 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.

5.4.4 EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“

Die Norm [38] 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.

5.4.5 DIN VDE 0435 „Elektrische Relais“

Diese Norm [22] 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“ [1].

6 Eigenschaften der Netze

Elektrische Netze dienen dem Austausch, der Übertragung und der Verteilung elektrischer Energie. Je nach Bedeutung des Netzes sind die Anforderungen an die Schutzsysteme, die Netzfahrweisen und die betrieblichen Belange recht unterschiedlich.

Folgende Spannungsstufen nach VDE/IEC 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
- 6/10/20/30 kV als örtliches Verteilnetz und Industrienetz

6.1 Höchstspannungsnetze 380 kV und 220 kV

Die 380-kV- und 220-kV-Netze werden als Übertragungsnetze bezeichnet und dienen der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen und der Bereitstellung der 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 und Österreich haben die Übertragungsnetze eine Netzennennspannung von 220 kV und 380 kV. In besonderen Fällen kann auch ein 110-kV-Netz seiner Aufgabe nach ein Übertragungsnetz sein.

Der überwiegende Teil dieser Übertragungsnetze ist vermascht und wird mit geerdetem Sternpunkt betrieben. Diese Netze stellen bezüglich Schnelligkeit, Zuverlässigkeit und Sicherheit hohe Anforderungen an die Schutzsysteme (siehe *Kapitel 11.2*). Ein Teil der Anforderungen an die Schutzsysteme ist im TransmissionCode [16] bzw. in den TOR [35] definiert.

6.2 Hochspannungsnetze 110 kV

Diese Spannungsebene gehört in der Regel zur Verteilungsnetzebene. Sie dient innerhalb einer Region der Verteilung elektrischer Energie zur Einspeisung von Stationen und Anlagen. In der ursprünglichen Konzeption wird der Leistungsfluss im Verteilungsnetz im Wesentlichen durch die Kundenlast bestimmt. Inzwischen wird der Leistungsfluss zunehmend durch Erzeugungsanlagen bestimmt.

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

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

- Einspeisung mittlerer Kraftwerksblöcke
- Sicherung des Eigenbedarfs großer Kraftwerksblöcke (z.B. Kernkraftwerk)
- Zunehmende Einspeisung von EEG-Erzeugungsanlagen

Die Hochspannungsnetze sind in der Regel als Freileitungsnetze konzipiert. In 110-kV-Netzen der städtischen Versorgung sind auch reine Kabelnetze anzutreffen.

Die Hochspannungsnetze werden häufig als gelöschte Netze betrieben. Es gibt aber auch niederohmig geerdete Netze. Sie werden in der Regel in größeren Teilnetzen vermascht betrieben und speisen in die unterlagerten Mittelspannungsnetze ein. Die Anforderungen an die Schutzsysteme sind in der 110-kV-Netzebene je nach Bedeutung und Netzausbau recht unterschiedlich (siehe *Kapitel 11.3*). Durch die starke Verzahnung zwischen den Netzebenen ist eine Abstimmung der Schutzsysteme an den Einspeisestellen notwendig.

6.3 Mittelspannung > 1 kV bis 60 kV

Diese Spannungsebene gehört in Deutschland und Österreich zur Verteilungsnetzebene. Sie dient innerhalb eines begrenzten Gebietes, einer Stadt oder eines Industriebetriebes der Versorgung von Kunden mit elektrischer Energie. In Mittelspannungsnetzen wird der Leistungsfluss meistens 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 Städtetze, Industrienetze

20 kV Landnetze, Städtetze, Industrienetze

30 kV Landnetze, große Industriebetriebe, z. B. Anschluss von Elektrolyseanlagen

Die Netzfahrweise der Mittelspannungsnetze 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 (siehe *Kapitel 11.4*). Jedoch ist in dieser Spannungsebene immer zu berücksichtigen, dass eine Störung sich meist direkt auf den Kunden auswirkt. In der Mittelspannung sind alle Arten der Sternpunktbehandlung zu finden, überwiegend werden die Netze gelöscht betrieben.

7 Schutzfunktionen

7.1 Überstromzeitschutz

Der Überstromzeitschutz wird in den Netzen als Kurzschlusschutz vorzugsweise in Strahlen- und Ringnetzen sowie an Transformatoren und Generatoren eingesetzt. Er ist unabhängig von der Sternpunktbehandlung und in allen Spannungsebenen einsetzbar. Er kann immer dann zur Anwendung kommen, wenn der Kurzschlussstrom sich in seiner Höhe eindeutig vom Betriebsstrom unterscheidet und die Anforderungen an die zulässige Auslösezeit erfüllt werden.

Der Überstromzeitschutz wird als unabhängiger Maximalstromzeitschutz (UMZ-Schutz) oder als abhängiger Maximalstromzeitschutz (AMZ-Schutz) ausgeführt.

Die Überstromzeitschutzeinrichtungen verwenden zur Fehlererkennung den Strom als Kriterium. Dazu werden die leiterselektiven Ströme und gegebenenfalls der Nullstrom als Messgrößen verarbeitet.

UMZ-Schutz

Die Selektivität zu vor- bzw. nachgeordneten Schutzrelais wird durch abgestimmte Zeitverzögerungen 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 Stromstufe eine gesonderte Kommandozeit zugeordnet. In der Praxis hat sich besonders der Einsatz von ein- und zweistufigen UMZ-Relais bewährt. Die Ermittlung des Ansprechstromes und der erforderlichen Staffelzeiten ist unter *Kapitel 8* beschrieben. Um den UMZ-Schutz auch bei zweiseitiger Speisung (z.B. in Ringnetzen) anwenden zu können, ist eine zusätzliche Kurzschlussrichtungserkennung erforderlich. Hierzu ist im gerichteten UMZ-Relais eine Spannungserfassung erforderlich.

AMZ-Schutz

Der AMZ-Schutz wird überwiegend als Schutzeinrichtung von Motoren eingesetzt und übernimmt dabei auch die Funktion eines Überlastschutzes. Siehe hierzu auch *Kapitel 7.8.11*. Der AMZ-Schutz erteilt sein AUS-Kommando nach einer Strom-Zeit-Charakteristik, d.h., die Kommandozeit wird in Abhängigkeit der Höhe des Fehlerstromes nach einer $t(I)$ -Kennlinie ermittelt. Dem AMZ-Schutz kann die Überstromkennlinie eine Hochstromschnellstufe (Ansprechwert $I_{>>}$) überlagert werden. Diese ist immer mit festem Ansprechwert gemäß UMZ-Kennlinie ausgeführt.

7.2 Distanzschutz

Der Distanzschutz ist ein universeller Kurzschlusschutz für Freileitungs-, Kabel- und gemischte Netze. Er kann bei allen möglichen Netzbetriebsweisen in Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetzen und bei jeder Art von Sternpunktbehandlungen in Netzen eingesetzt werden.

Der Distanzschutz muss den Kurzschluss vom Normalbetrieb unterscheiden können. Seine Wirkungsweise basiert auf der Messung und Auswertung der am Schutzrelaiseinbauort gemessenen Werte der Kurzschlussspannung, des Kurzschlussstromes und des Kurzschlusswinkels. Die ermittelte Kurzschlussimpedanz ist proportional der Fehlerortentfernung und weicht von der Betriebsimpedanz ab. Zur selektiven Fehlerortfassung wird die Kurzschlussimpedanz mit der im Schutzrelais eingestellten Leitungsimpedanz verglichen. Ein Auslöseentscheid wird nach eingestellter Impedanz- und dazugehöriger Zeitstufe erteilt.

Der Distanzschutz benötigt in seiner Grundform keine weiteren Informationen für den Auslöseentscheid und ist unabhängig von irgendwelchen Zusatzfunktionen und –signalen. Die Anwendungen und Einstellungen der Distanzschutzeinrichtungen sind unter *Kapitel 8* und *Kapitel 11* beschrieben.

Distanzschutzeinrichtungen werden zum Schutz von Leitungen und Sammelschienen sowie als Reserveschutz für Vergleichs-, Leitungs-, Transformatoren-, Generatoren-, Motoren- und Sammelschienenschutz eingesetzt.

7.3 Vergleichsschutz einschließlich Differenzialschutz

Vergleichsschutzeinrichtungen werden vorrangig für Transformatoren und Generatoren ab etwa 4 bis 5 MVA, Leitungen und als Sammelschienenschutz eingesetzt. Sie finden immer dann Verwendung, wenn über den gesamten Schutzbereich sehr kleine Auslösezeiten erforderlich sind, oder aufgrund der geringen Impedanzen mit Distanzschutzeinrichtungen keine Selektivität erzielt werden kann.

Das Schutzprinzip beruht auf dem Vergleich der verschiedenen Messgrößen. Man kann die Funktionen unterscheiden in:

- Stromvergleich
- Phasenvergleich
- Richtungsvergleich

Strom- und Phasenvergleich werden aus den unmittelbaren Strommessgrößen gebildet. Beim Richtungsvergleich handelt es sich um binäre Signale, die aus den Messgrößen für die Kurzschlussrichtung abgeleitet sind. Wesentlich ist hierbei, dass in den Schutzentscheid die Messwerte von allen Enden des Schutzobjektes einbezogen werden (Mehrbeinleitungen, Dreiwicklungstransformatoren). Der Vergleichsschutz arbeitet fehlerortselektiv bezogen auf sein Schutzobjekt (Wandlereinbauort), daher kommt er in der Regel als Reserveschutz für andere Schutzbereiche nicht in Frage.

Beim Leitungsvergleichsschutz ist je Leitungsende eine Schutzeinrichtung vorzusehen und zwischen diesen ist eine Signalverbindung (Kupferkabel, TFH, Richtfunk, Lichtwellenleiter) erforderlich.

Anforderungen an die Übertragungswege und -technik sind unter *Kapitel 7.9* beschrieben. Die Auslösung erfolgt in der Regel ohne Zeitverzögerung.

Stromvergleich

Der Stromvergleich, im Differenzialschutz realisiert, ist der meist verbreitete Vergleichsschutz. Die gerätetechnische Umsetzung wird beim Transformator- und Generatordifferenzialschutz in einem Gerät realisiert. Beim Sammelschienenschutz erfolgt die Umsetzung sowohl in einem Gerät (zentraler SS-Schutz) oder als dezentrale Lösung mit mehreren Geräten.

In der Regel werden beim Stromvergleichsschutz leiterbezogen die zu- und abfließenden Ströme verglichen, jedoch existieren auch Anwendungen, in denen dieser Vergleich im Nullsystem erfolgt (Nullstromdifferenzialschutz).

Besonderes Augenmerk ist speziell beim elektromechanischen und beim analog-elektronischen Schutz auf die Auslegung der Wandler zu richten. Diese sollten annähernd gleich in Ihren Daten (Übersetzungsverhältnis, Überstromverhalten) sein.

Beim Transformator-differenzialschutz ist ggf. eine Anpassung an die Schaltgruppe und das Wandlerübersetzungsverhältnis mittels Zwischenwandler erforderlich (beim digitalen Schutz ist dies parametrierbar).

Die Messwertbearbeitung erfolgt als Differenzbildung der Stromwerte an den Enden des Schutzbereiches. Um eine Überfunktion durch Falschströme (Einschaltrush, Wandlersättigung, Wandlerfehler usw.) zu verhindern, ist der Schutz mit einer Stabilisierung

versehen (siehe *Kapitel 7.8.3*). Bei großen durchfließenden Kurzschlussströmen kann es bei unterschiedlichen Wandlerfehlern zu Überfunktionen kommen. Um dies zu verhindern, wird der Schutz mit einer Zusatzstabilisierung ausgerüstet.

Die Auslösecharakteristik ist bei digitalen und teilweise auch bei analog-elektronischen Schutzgeräten über Parameter beeinflussbar und ist durch einen Differenzial- und Stabilisierungsstrom gekennzeichnet.

Phasenvergleich

Der Phasenvergleichsschutz wird häufig als Leitungsschutz an beiden Leitungsenden eingesetzt.

Kriterium beim Phasenvergleichsschutz ist die Phasenlage des Stroms innerhalb des Schutzobjektes. Kommt es zu einem Kurzschluss, dreht sich die Phasenlage an einem Ende um 180° gegenüber dem Betriebsfall. Die Phaseninformation wird als binäre Information zwischen den Enden übertragen. Als Übertragungsmedien kommen die gleichen Technologien wie beim Leitungsdifferenzialschutz in Frage. Wichtig hierbei ist, dass die Laufzeiten auf der Übertragungsstrecke für Hin- und Rückweg gleich sind, da der Schutz sonst fehlauslösen würde.

Richtungsvergleich

Der Richtungsvergleich benutzt ein aus Strom und Spannung abgeleitetes binäres Signal (z.B. Vorwärtsrichtung bei Distanzschutz). Man unterscheidet hierbei zwischen Freigabe- und Blockierverfahren.

Beim Distanzschutz wird häufig für den Richtungsvergleich die Übergreifstufe verwendet. In diesem Fall sendet der Distanzschutz, der den Fehler in der Übergreifstufe erfasst, ein Freigabesignal an die Gegenseite. Erkennt diese Schutzeinrichtung den Fehler auch in Vorwärtsrichtung, sendet es ebenfalls ein Freigabesignal an die Gegenseite. Es kommt zur Schnellabschaltung von beiden Seiten. Die Einstellung der Übergreifstufe erfolgt auf mindestens 120 % der Leitungslänge. Es können auch höhere Einstellwerte erforderlich sein. Zu den Einflussfaktoren *siehe Kapitel 8.2*.

Für Mehrendenleitungen muss die Übergreifstufe sicher über die längste Leitungsstrecke reichen. Dabei sind auch die Messfehler des Distanzschutzes durch Zwischeneinspeisungen zu berücksichtigen. Einzelheiten zum Freigabe- und Blockierverfahren sind im *Kapitel 7.9* enthalten.

7.4 Automatische Wiedereinschaltung (AWE)

Besonders in Freileitungsnetzen, bei denen der größte Teil der Kurzschlüsse aus Lichtbogenfehlern besteht, wird die automatisch ablaufende Wiedereinschaltung eingesetzt. Sie kann als getrenntes Gerät oder als integrierter Bestandteil der Schutzeinrichtung ausgeführt sein und mit allen üblichen Leitungsschutzeinrichtungen zusammenarbeiten. Früher wurde diese Funktion auch als „Kurzunterbrechung“ (KU) bezeichnet.

Ausführungen und Anwendungen der AWE weichen je nach Art, Betriebsweise und Sternpunktbehandlung des Netzes voneinander ab.

Detaillierte Erklärungen hierzu finden sich in der „Richtlinie für automatische Wiedereinschaltung in elektrischen Netzen“ [33].

7.5 Erdschlusserfassung

Zur Meldung eines Erdschlusses genügt ein einstellbares Spannungsrelais, welches an die offene Dreieckswicklung (en-Spannung) der Spannungswandler geschaltet wird. Zur Feststellung des betroffenen Abzweiges braucht man Erdschlussrichtungsanzeigen oder Suchschaltungen. Bei der Suchschaltung erfolgt wechselweise eine Abschaltung der einzelnen Anlagenteile oder Leitungen, solange bis der Erdschluss verschwindet.

Die Erfassung des Nullstromes für Erdschlussrichtungsrelais sollte vorzugsweise über Kabelumbauwandler erfolgen, da diese im Übersetzungsverhältnis besser den Erfordernissen angepasst werden können und eine höhere Messgenauigkeit aufweisen. Für die Verfahren „Erdschlusswischer“ und „Pulsortung“ genügt im Allgemeinen die mit der Holmgreenschaltung erzielbare Genauigkeit.

In Leitungsabgängen, in denen nur zwei Wandler eingesetzt sind, ist der Einsatz von Kabelumbauwandlern zur Erdschlussortung zwingend erforderlich, da mit zwei Wandlern kein Nullstrom erfasst werden kann.

Zur selektiven Erdschlusserfassung haben sich folgende Verfahren mit unterschiedlichem Erfolg bewährt:

- Wattmetrische Erdschlusserfassung
- Wischerverfahren
- Admittanzvergleich
- Oberschwingungsverfahren
- Oberschwingungsrelativmessung
- Pulsortung
- Automatische Erdschlusssuchschaltung
- Nullstrommessung

Heute werden auch mehrere Verfahren kombiniert, um die Schwachstellen der einzelnen Verfahren möglichst zu minimieren.

Da die Geräte oft nur den fehlerbehafteten Abgang erfassen und das sichere Arbeiten von mehreren Faktoren abhängt, wie Fehlereintritt im Spannungsmaximum oder Größe des Übergangswiderstandes an der Fehlerstelle, werden die Geräte meistens nur als Melderelais eingesetzt und nicht auf Auslösung geschaltet.

Wattmetrische Erdschlusserfassung

Wattmetrische Erdschlussrichtungsanzeigen in kompensierten Netzen arbeiten in „cos φ -Schaltung“ (Wirkleistungsmessung). Sie neigen in kleinen bzw. vermaschten Netzen zu Fehlfunktionen, da der sehr kleine Wattreststrom, dessen Phasenlage als Messkriterium dient, durch Unsymmetrieströme verfälscht sein kann. Durch eine künstliche „Wattreststromvergrößerung“ können die Messbedingungen erheblich verbessert werden; dabei werden mit Hilfe von Belastungswiderständen an den Löserspulen zusätzliche ohmsche Verluste erzeugt.

Der Einsatz erfolgt überwiegend in Mittelspannungsnetzen und teilweise im Hochspannungsnetz.

Wischerverfahren

Erdschlusswischerrelais werten die hochfrequente Zündschwingung beim Erdschlusseintritt aus.

Sie finden in allen Netzformen der Hoch- und Mittelspannung,- bevorzugt in Hochspannungsnetzen, Anwendung.

Bei Dauererdschlüssen können diese Geräte im Zuge von Netzumschaltungen (Suchschaltungen) allerdings zu keinen weiteren Messungen veranlasst werden, da es zu keinem neuen Zündvorgang kommt.

Admittanzvergleich

Beim Admittanzvergleich wird während des fehlerfreien Betriebes der komplexe Leitwert jedes Abganges bestimmt. Sobald ein Erdschluss eintritt, wird der nun ermittelte komplexe Leitwert jedes Abganges mit dem fehlerfreien Wert verglichen. Im erdschlussbehafteten Abgang weicht der gemessene Wert vom gesunden Wert markant ab.

Der Einsatz erfolgt in Mittelspannungsnetzen.

Oberschwingungsverfahren/Oberschwingungsrelativmessung

Im Oberschwingungsverfahren wird der Umstand benutzt, dass sich höhere Frequenzen (z.B. die 5. Oberschwingungen bzw. die Summe der Oberschwingungen) bezüglich der Oberschwingungsanteile in Summenstrom und Verlagerungsspannung im kompensierten Netz wie in einem isolierten Netz verhalten. Damit fließt die Summe aller Oberschwingungen des Netzes im fehlerbehafteten Abzweig. Diese lassen sich durch Stromrelais oder Erdschlussrichtungsrelais, die auf diese Frequenz eingestellt sind und in „sin φ -Schaltung“ arbeiten, erfassen. Da die absolute Größe der Oberschwingungen nicht konstant ist und sogar tageszeitlich schwanken kann, wird durch Vergleich der Größen der Oberschwingungsströme aller Abzweige die Wirksamkeit verbessert. Der Abzweig mit dem größten Oberschwingungsanteil ist der fehlerbehaftete. Der Einsatz erfolgt in Mittelspannungsnetzen.

Pulsortung

Für die Methodik der Pulsortung ist ein induktiv gelöstes Netz mit geringer Überkompensation erforderlich. Durch zyklisches Zu- und Abschalten eines Kondensators an der Leistungswicklung der Tauchkernspule wird die Überkompensation rhythmisch verändert. Dadurch wird dem Löschstrom ein Taktsignal als Ansprechkriterium für Ortungsrelais überlagert. Der mit dem Taktsignal „gekennzeichnete“ Löschstrom fließt durch das Netz in die fehlerbehaftete Leitung und dort bis zur Fehlerstelle. Aus diesem Grund kann die Pulsortung, je nach Installationsort der zugehörigen Relais, auch für die „Tiefenortung“ verwendet werden.

Die Ortungsrelais erfassen den Summenstrom über Kabelumbauwandler oder Einzelstromwandler in Holmgreenschaltung und ermitteln, ob ein Taktsignal vorhanden ist und erzeugen ggf. eine Erdschlussmeldung.

Automatische Erdschlusssuchschaltung

Vor allem in strahlenförmig aufgebauten Netzen kann man automatische Erdschlusssucheinrichtungen verwenden. Dabei fragt eine Automatik nacheinander alle Abzweige ab (z.B. mittels AWE, wattmetrische Erdschlusserfassung) und ermittelt so den erdschlussbehafteten Abgang. In Neuanlagen findet dieses Verfahren in der Regel keine Anwendung mehr.

Nullstrommessung

In strahlenförmig betriebenen Netzen mit isoliertem Sternpunkt kann unter bestimmten Voraussetzungen durch Nullstrommessung eine selektive Erdschlusserfassung realisiert werden.

Bei einem Erdschluss fließt in allen „gesunden“ Abzweigen ein Nullstrom, der durch den kapazitiven Ladestrom des eigenen Abzweiges hervorgerufen wird. Im erdschlussbehafteten Abzweig fließt als Nullstrom die Summe der kapazitiven Ladeströme aller „gesunden“ Abzweige. Die Ansprechwerte der Nullströme müssen so eingestellt werden, dass nur beim erdschlussbehafteten Abzweig dieser Ansprechwert überschritten wird.

7.6 Spannungsschutz

In der Digitaltechnik sind in den Schutzeinrichtungen oft zusätzliche Über- und Unterspannungsschutzfunktionen mit einstellbaren Kommandozeiten für die Leiter-Leiter-Spannungen, Leiter-Sternpunkt-Spannungen sowie der Verlagerungsspannung verfügbar. Schutzrelaisbezogen ist auch die Einstellung von Grenzwerten für das Mit- und Gegensystem möglich.

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 isolierten und gelöschten Netzen verwendet werden.

Der Unterspannungsschutz wird häufig als Entkopplungsschutz 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.

7.7 Frequenzschutz

Der Frequenzschutz wird als Über- und Unterfrequenzschutz eingesetzt. Als zusätzliche Messgröße kann auch die Frequenzänderung (Frequenzgradient) genutzt werden. In der Publikation „Technische Anforderungen an Frequenzrelais für den störungsbedingten Lastabwurf“ [34] werden die Mindestanforderungen beschrieben.

Im elektrischen Netz haben Frequenzrelais die Aufgabe, bei Ungleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Wirkleistung durch Abschalten von Lasten einem Netzzusammenbruch entgegen zu wirken.

Bei Erzeugungsanlagen wird der Frequenzschutz u.a. zur Erkennung der Inselnetzbildung verwendet.

An Generatoren wird er zum Schutz vor unzulässigen Drehzahlen der Antriebsmaschinen eingesetzt.

7.8 Zusatzfunktionen in digitalen Schutzeinrichtungen

Digitale Schutzrelais verfügen neben der eigentlichen Schutzfunktion über umfangreiche zusätzliche Funktionen. Diese können vorteilhaft für die Überwachung der Geräte im Elektroenergieversorgungssystem, 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, wie sie in vielen digitalen Schutzeinrichtungen verfügbar sind, beschrieben.

7.8.1 Unverzögerte Auslösung beim Schalten auf Kurzschluss

Die Schnellabschaltung soll beim Zuschalten eines fehlerbehafteten Abzweiges diesen unverzüglich wieder abschalten. Hierbei liegt der Gedanke zugrunde, dass der Abzweig fehlerbehaftet sein muss, wenn mit der Einschaltung des Leistungsschalters sofort ein Kurzschlussstrom fließt. Als Freigabesignal für die Schutzeinrichtung wirkt die Zustandserkennung des Leistungsschalters oder das Einschaltkommando in Verbindung mit der parametrierten Zone, für die die Schnellabschaltung realisiert werden soll. Dies kann mit der Anregung, der Übergreifstufe oder einer Impedanzstufe erfolgen.

Bei Verwendung des Kriteriums Schutzanregung muss der Ansprechwert der Schutzeinrichtung so hoch gewählt werden, dass Einschaltstromstöße nicht zum Ansprechen des Schutzrelais führen (siehe *Kapitel 8.1.2.1*).

7.8.2 Leistungsschalter-Versagerschutz

Der Leistungsschalter-Versagerschutz dient der schnellen Reserveabschaltung, wenn ein Auslösekommando des Schutzrelais vom zugeordneten Leistungsschalter nicht ausgeführt wird. Mit einer nachgeschalteten Zeitstufe werden die vorgeordneten Leistungsschalter ausgeschaltet. Um Fehlauflösungen zu verhindern, müssen die Zeitverzögerung, die Abschaltzeit des Leistungsschalters und die Rückfallzeit der Schutzeinrichtungen berücksichtigt werden.

Weitere Details sind in [6] und *Kapitel 11.3* zu entnehmen.

7.8.3 Leistungsschalter-Zustandserkennung

Verschiedene Funktionen der Schutzeinrichtungen benötigen zur optimalen Funktion die Information über die Stellung des Leistungsschalters.

Dies ist nötig für:

- Die Echofunktion bei den Signalvergleichsverfahren mit Distanz- bzw. gerichteten UMZ-Schutzeinrichtungen
- Die Auslösung bei schwacher Einspeisung
- Die Hochstrom-Schnellabschaltung (unverzögerte Auslösung beim Schalten auf Kurzschluss)
- Die Plausibilitätsprüfung bei der AWE
- Den Leistungsschalter-Versagerschutz
- Die Bestimmung der Rückfallbedingungen für das Auslösekommando
- Die Prüfung der Auslösekreise durch Aus-Ein-Prüfzyklus

Die v.g. Information erhält die Schutzeinrichtung entweder über binäre Eingänge oder durch abgeleitete Größen. Dabei ist zu beachten, dass die interne Erkennung oft über Messwerte abgeleitet wird und damit eine bestimmte Zeit benötigen, bevor sie verfügbar ist.

7.8.4 Auskreisüberwachung

Mit dieser Funktion wird die Auslösespule des Leistungsschalters ständig überwacht. Dazu wird ein Binäreingang parallel zum Auskommandokontakt geschaltet. Aufgrund der angeschlossenen Hilfsspannung fließt ständig ein kleiner Strom über die Auslösespule, der jedoch nicht zum Anziehen der Auslösespule ausreicht. Der Stromfluss ist das Kriterium dafür, dass der Auslösekreis funktionstüchtig ist.

Der Kontakt des Auslöserelais und ein mechanisches Versagen des Leistungsschalters werden hierdurch nicht überwacht.

Eine Auskreisüberwachung wird eher selten angewandt.

7.8.5 Einschaltstabilisierung

Unter Einschaltstabilisierung versteht man die Stabilisierung einer Schutzeinrichtung bei Zuschaltvorgängen gegen Überfunktionen, im Wesentlichen von Transformatoren.

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 zur Magnetisierung des Transformators dient, würde eine Vergleichsschutzeinrichtung ihn als Differenzstrom erkennen und auslösen.

Das Auslösen kann durch eine Sperrung des Schutzes durch eine parametrierbare Stromschwelle von Oberschwingungen verhindert werden.

Die zweite Harmonische tritt bei Einschaltvorgängen an Transformatoren auf und wird deshalb zur Blockierung des Transformator differenzialschutzes verwendet. Um Einschaltvorgänge auf Leitungen mit angeschalteten Transformatoren zu erkennen, kann auch der Einsatz der Einschaltstabilisierung an UMZ- oder Distanzschutzeinrichtungen erforderlich werden.

Die Einschaltstabilisierung arbeitet für jeden Leiter selektiv. Sie kann aber auch so parametrierbar 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 parametrierbar werden. In der öffentlichen Stromversorgung wird diese Funktion eher selten angewendet, da die Transformatoren nicht im Sättigungsbereich betrieben werden.

7.8.6 Intermittierender Erdfehlerschutz

In niederohmig geerdeten Mittelspannungsnetzen können intermittierende Erdfehler auftreten, die zur thermischen Überlastung von Betriebsmitteln (z.B. Sternpunktwidestand dimensioniert für 5 s) führen können. Sie sind dadurch gekennzeichnet, dass sie von selbst verlöschen und nach kurzer unbestimmter Zeit wieder zünden. Derartige Fehler erfordern spezielle Algorithmen in den Schutzeinrichtungen. Ansonsten können diese Fehler erst vom Kurzschlusschutz selektiv erfasst werden, wenn sie sich zum Dauerfehler ausgeweitet haben. Die Funktion „intermittierender Erdfehlerschutz“ zählt alle Anregungen in einer einstellbaren Zeit und summiert diese in einem „Integrator“. Zur Verbesserung der Selektivität sind eine zusätzliche Verzögerungszeit und die Verknüpfung mit der Erdfehlererkennung möglich.

7.8.7 Synchron- und Einschaltkontrolle

Die Synchronkontrollautomatik 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 des Schutzrelais angeschlossen.

Wenn die Parallelschaltbedingungen eingehalten sind, erteilt die Synchronkontrollautomatik eine Freigabe des Einschaltkommandos.

Der Anstoß der Synchronkontrollfunktion kann durch die AWE oder ein externes Einschaltkommando erfolgen.

7.8.8 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 digitalen Schutzeinrichtungen bis zu 4 unterschiedliche Parametersätze verfügbar. Diese werden durch die Bedienung der Schutzeinrichtung oder über Fernsteuerung umgeschaltet. Weitere Aussagen hierzu sind in [1] und unter *Kapitel 8.2.8* zu finden.

Eine häufige 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. Umgehungschiene die

abgehende Leitung geschaltet. Damit übernimmt der Kupplungsschutz den Hauptschutz der abgehenden Leitung.

7.8.9 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 Widerstands-, 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 zu begrenzen. Auf inhomogenen Leitungen sollte die Fehlerortausgabe als Widerstandswert (in Ohm) erfolgen, um sie ggf. im Leitsystem verarbeiten zu können.

7.8.10 Störwert-, Betriebswert- und Zählwerterfassung

Die erfassten Analog- und Binärgrößen können im Störfall 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 oder
- Externes Startsignal

Folgende Aufzeichnungen sind verfügbar:

- Analoge Störschriebe
- Binäre Störfallmeldungen

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. Der Mindestumfang der Speicherung ist in [1] beschrieben.

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 Auswertesoftware ermöglicht umfangreiche Auswertungen, wie Bestimmung von Effektivwerten, Winkeln usw.

Alle Stör-, Mess- und Zählwerte können über Schnittstellen ausgelesen werden.

7.8.11 Überlastschutz

Erwärmungs- und Abkühlungsprozesse von Betriebsmitteln, hervorgerufen durch variable Belastungen, lassen sich durch die Messung der Strom-Zeit-Verläufe nachbilden. Bei vielen digitalen Schutzeinrichtungen ist eine solche Schutzfunktion integriert und kann wahlweise aktiviert werden. 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. Wird ersatzweise eine Überstrom-Zeitfunktion zur Abschaltung verwendet, so wird diese häufig - nicht völlig zutreffend - auch als „Überlastschutz“ bezeichnet.

7.8.12 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 so zu Überfunktionen kommen.

Das Kriterium einer Pendelung ist das Vorliegen eines langsamen dynamischen Vorganges 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 bestimmten Umständen kann es jedoch auch sinnvoll sein, beim Auftreten von Pendelungen das Netz an vorher definierten Stellen aufzutrennen. In diesem Fall spricht man von Pendelauslösungen, welche die Netzstabilität verbessern und ggf. eine Überlastung von Betriebsmitteln vermeiden.

Digitale Distanzschutzeinrichtungen geben dem Anwender die Möglichkeit, wahlweise eine von beiden Funktionen einzustellen. Wichtig für beide Funktionen ist es, das Auftreten von Pendelungen im Netz anhand eindeutiger Kriterien sicher zu erkennen, ohne dass der Schutz bei Kurzschlüssen blockiert wird.

Die Notwendigkeit und Wirksamkeit des Einsatzes von Pendelsperren bzw. -auslösungen ist im Einzelfall durch detaillierte Untersuchungen und Netzberechnungen zu prüfen.

7.8.13 Sättigungsdetektor

Der Sättigungsdetektor ist eine Zusatzfunktion, welche Wandlersättigungs-Erscheinungen in Stromwandlern bei Kurzschlüssen erkennt.

Bei stromstarken Kurzschlüssen oder dynamischen Vorgängen und nicht ausreichender Wandlerdimensionierung kann es zu Wandlersättigungen kommen. Vorausgesetzt der Wandler übersetzt für eine mindestens notwendige Zeit den Fehlerstrom richtig, so kann durch den Sättigungsdetektor eine richtige Arbeitsweise der Schutzeinrichtung erreicht werden.

Beispielsweise beim Differenzschutz erkennt der Sättigungsdetektor, ob ein innerer oder äußerer Fehler vorliegt. Im Falle eines äußeren Fehlers erfolgt eine Blockierung des Schutzes.

Bei großen Durchgangsströmen tritt z.B. ein Differenzstrom erst mit Beginn einer Wandlersättigung auf. So besteht die Möglichkeit, diese zu erkennen und daraus eine entsprechende Stabilisierung zu generieren. Ist der Differenzstrom so groß, dass keine Wandlersättigung vorliegen kann, erfolgt eine unverzögerte Freigabe der Differenzschutzsauslösung.

7.8.14 Stromabhängige Schnellauslösung des Differenzschutzes

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 Differenzschutzes werden deshalb mit dieser Funktion ohne Berücksichtigung von Stabilisierungsströmen bzw. unter Umgehung der Rushstabilisierung in Schnellzeit abgeschaltet, sofern sie diese Größe überschreiten.

Folgende Einstellberechnung für die Schnellauslösung hat sich in der Praxis bewährt:

$$I_{d>>} = 1,2 \cdot I_{nmax} \cdot \frac{100}{u_K}$$

$I_{d>>}$ Ansprechwert der Schnellauslösung
 I_{nmax} größter Transformatorbemessungsstrom (stufenstellungsabhängig)
 u_K hier minimale Kurzschlussspannung in %

7.8.15 Richtungserkennung mit fehlerfremder Spannung (Spannungsspeicher)

Bei vielen elektromechanischen und analog-elektronischen Schutzeinrichtungen wurde die Richtungserkennung mit dem direkt gemessenen Winkel zwischen Kurzschlussstrom und -spannung ermittelt. Diese Art der Messung wurde als Richtungsbestimmung mit „kurzschlussgetreuer Spannung“ bezeichnet. Sie hatte den Nachteil, dass bei Nahfehlern (sehr kleine Spannung) eine Richtungsbestimmung oft nicht möglich war. Daher wurden Lösungen gesucht, die Richtungserkennung mit „kurzschlussfremder Spannung“ (Spannung eines vom Fehler nicht betroffenen Leiters) durchzuführen. Da diese Methode keine Verbesserung für dreipolige Fehler bringt, kann nur durch den Einsatz eines Spannungsspeichers eine Abhilfe für alle Fehlerarten erzielt werden.

Bei digitalen Schutzeinrichtungen werden für den Spannungsspeicher die abgetasteten Messwerte in einen Umlaufpuffer geschrieben, sodass bei Bedarf – entsprechend der Speichertiefe - auf Spannungen vor Eintritt des Fehlers zurückgegriffen werden kann.

Die technischen Daten für einen Spannungsspeicher sind in der „Richtlinie für digitale Schutzsysteme“ [1] beschrieben.

7.8.16 Not-UMZ-Schutz

Die Funktion „Not-UMZ“ entstand mit der digitalen Schutztechnik. Während bei den elektromechanisch Distanzschutzeinrichtungen bei Ausfall der Messspannung nur die Überstromanregung aktiv ist und mit Endzeit auslösen kann, blockieren digitale Schutzeinrichtungen die Auslösung und melden den Spannungsausfall. Damit es auch für den Fall des Messspannungsausfalls (z.B. durch Auslösen des Spannungswandler-Schutzschalters) zu einer Abschaltung kommen kann, wurde eine neue Funktion, der Not-UMZ-Schutz geschaffen.

Die Not-UMZ-Funktion ist ein ein- oder mehrstufiger UMZ-Schutz. Diese Funktion kann über einen Binäreingang, durch den Hilfskontakt des Spannungswandler-Schutzschalters oder durch eine Spannungsausfallerkennung im Distanzschutz aktiviert 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 darstellen. Beim Leitungsdifferenzialschutz kann die Not-UMZ-Funktion bei Ausfall der Wirkverbindung aktiviert werden.

7.9 Binäre und analoge Schutzsignalübertragung

Für ein Schutzsystem, dessen Messgrößen räumlich entfernt erfasst werden müssen (z.B. Vergleichsschutzeinrichtungen auf Leitungen), ist eine Schutzsignalübertragung erforderlich. Definitionsgemäß ist beispielsweise ein Signalvergleichsschutz bestehend aus zwei Distanzschutzeinrichtungen und der dazugehörigen Signalübertragung ein Schutzsystem. Hierfür wird nach Schutzsystemen mit Übertragung analoger und binärer Werte unterschieden. Typische Anwendungsfälle sind Differenzialschutzeinrichtungen welche als Stromvergleichsschutzeinrichtungen und Distanz- oder UMZ-Schutzeinrichtungen, welche als Signalvergleichs-Schutzeinrichtungen arbeiten.

Für die Übertragung von Signalen und Messwerten sind höchste Anforderungen an die Übertragungssysteme und deren Hilfsenergieversorgung zu stellen. Diese sind Bestandteil des Schutzsystems und müssen demzufolge die gleiche Sicherheit, Zuverlässigkeit und Schnelligkeit wie die übrigen Komponenten des Schutzsystems erfüllen. Der Anwender muss für seinen Anwendungsfall einen Kompromiss aus den genannten Eigenschaften unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte finden.

Außerdem hat die Schutzsignalübertragung die Aufgabe, die Anpassung der Signale an den Übertragungskanal und ggf. die Zusammenfassung von mehreren (binären) Signalen bei Bedarf durchzuführen.

Die Vielfalt der schutz- und übertragungstechnischen Randbedingungen macht es unmöglich, diese hier alle zu beschreiben. Aus den Gerätebeschreibungen der Schutzgerätehersteller können die technischen Anforderungen an den Übertragungskanal entnommen werden.

Die Schutzsignalübertragung kann auch im Schutzgerät integriert sein (z.B. beim Differenzialschutz). Dieser Geräteausgang wird dann als Wirkschnittstelle bezeichnet.

Weitere Anforderungen an die Schutzsignalübertragung sind beispielsweise in folgenden Richtlinien und Normen zu finden:

- „Messrelais und Schutzeinrichtungen – Binärer Informationsaustausch zwischen Selektivschutzeinrichtungen über einen Hilfskanal“ DIN 40808 Entwurf
- „Richtlinie für binären Informationsaustausch zwischen Selektivschutzeinrichtungen über einen Hilfskanal“ [24]
- „Richtlinie für die Schutzsignalübertragung über digitale Übertragungsnetze“ [31]
- „Richtlinie für die Schutzsignalübertragung – Übertragungssysteme für Schutzaufgaben“ [27]
- „Schutzsignalübertragungseinrichtungen für Energieversorgungsnetze, Leistungsmerkmale und Prüfung, Teil 1 System mit Übertragung von Befehlen“ DIN EN 60834-1 (VDE 0852-1) [36]
- „Leistungsmerkmale und Prüfung für Schutzsignalübertragungseinrichtungen für Energieversorgungssysteme, Teil 2 Systeme mit Übertragung analoger Größen“ DIN VDE 0852-2 [36]

Beim Zeitstaffelschutz mit Signalvergleich werden vorwiegend eigene Signalübertragungsgeräte (WT, Binärsignalübertrager usw.) verwendet.

Soll die Übertragung mehrerer Dienste erfolgen, werden eigene Übertragungsmedien (TFH, digitale Netzwerke, Richtfunk usw.) eingesetzt.

Für diese gelten die Anforderungen der Telekommunikation.

Die Bereitstellung der Informationen für die Übertragung aus der Schutzeinrichtung kann erfolgen als:

- Analog-elektrisches Signal (Abbild von Strömen nach Betrag und Winkel ggf. als NF-Kanal)
- Digital-elektrisches Signal (Kontakt, Telegramm)
- Lichtsignal

Die Übertragung erfolgt leitungsgebunden (Kupferkabel, Lichtwellenleiter, TFH/TFE) oder über Funk (z.B. Richtfunk). Dabei kann die Übertragung ausschließlich für das Schutzsystem oder zusammengefasst in digitalen Netzwerken bzw. TFH-Verbindungen erfolgen.

Für die Schutzsignalübertragungen kann eine Redundanz des Übertragungsweges und der Übertragungstechnik sinnvoll sein.

Die Schutzsignalübertragung ist generell auf ihre Funktion zu überwachen und Störungen sind zu melden. Abhängig vom Schutzprinzip (z.B. Differenzialschutz) muss bei Störung der Signalübertragung eine Blockierung der Schutzfunktion erfolgen bzw. eine Auslösung in entsprechender Staffelzeit (Distanzschutz) gesichert werden.

7.9.1 Schutzsysteme mit Übertragung binärer Signale oder Befehle

Dabei werden aus den Schutzeinrichtungen generierte binäre Befehle und/oder Meldungen (z.B. Richtungsinformationen des Distanzschutzes) von einem zum anderen Ende des zu schützenden Stromkreises übertragen. Hierbei kann die Übertragung in nur einer Richtung oder auch in mehreren Richtungen erfolgen.

Diese Schutzsignalübertragung wird vorzugsweise bei Distanz- und UMZ-Schutzeinrichtungen eingesetzt.

Anwendungen von Freigabeschaltungen und rückwärtigen Verriegelungen innerhalb einer Station werden im *Kapitel 13* beschrieben.

Dabei kommen die Verfahren nach *Bild 8* zum Einsatz.

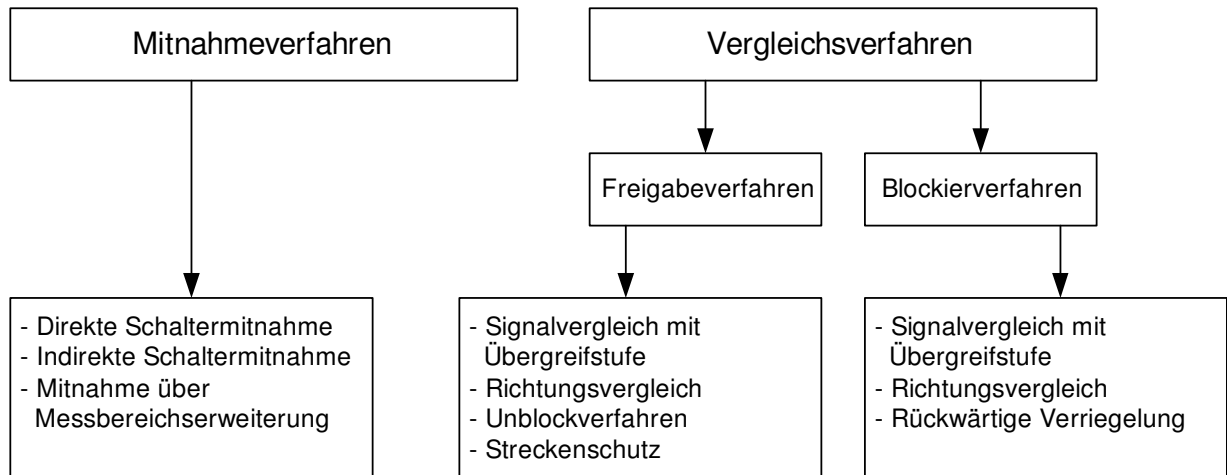


Bild 8: Übersicht gebräuchlicher Signalvergleichsverfahren

7.9.1.1 Mitnahmeverfahren

Direkte Schaltermitnahme

Ein empfangener Befehl löst ohne Abfrage eines zusätzlichen örtlichen Kriteriums den Leistungsschalter des betreffenden Stromkreises aus.

Bei der Planung von Mitnahmesystemen ist besonders darauf zu achten, dass die Signalübertragung so aufgebaut wird, dass Störungen (Einkopplungen, Kurzschlüsse- oder Unterbrechungen) nicht zu Fehlfunktionen führen.

Anwendungsbeispiel:

Bei Sammelschienenkurzschlüssen kann es beim Versagen des Leistungsschalters eines einspeisenden Schaltfeldes erforderlich sein, auch den/die Leistungsschalter in der Gegenstation schnell abzuschalten. Hierzu wird der „AUS-Befehl“ z.B. des Sammelschienenschutzes als Durchreichebefehl in den digitalen Schutz eingekoppelt und zur Gegenstation übertragen.

Indirekte Schaltermitnahme

Ein empfangener Befehl führt erst unter Abfrage eines zusätzlichen örtlichen Kriteriums, z.B. der Schutzanregung und/oder des Richtungsentscheidendes, zur Auslösung. Hierdurch wird Sicherheit vor Fehlauflösung des Schutzes erreicht.

Mitnahme über Messbereichserweiterung

Ein empfangener Befehl erweitert den Bereich der ersten Distanzstufe über die Gegenstation hinaus von z.B. 85 % auf 130 % der zu schützenden Leitungsstrecke („Übergreifen“). Dadurch kann der Distanzschutz nun auch Fehler bis zu 100 % der zu schützenden Leitungsstrecke unverzögert erfassen. Infolge der Signalübertragung für die Messbereichserweiterung ergeben sich bei den letztgenannten Fehlerfällen längere Kommandozeiten als bei der indirekten Schaltermitnahme (ca. 10 ms bis 30 ms zusätzlich). Dieses Schutzsystem bietet eine noch höhere Sicherheit gegen Fehlauflösungen als die indirekte Schaltermitnahme.

7.9.1.2 Vergleichsverfahren

Bei den folgenden Verfahren geben die Messglieder der Schutzeinrichtungen an den Leitungsenden Signale aus, die miteinander verglichen werden und somit ermitteln, ob der Fehler im oder außerhalb des Selektionsabschnittes liegt.

Hinsichtlich des Informationsaustausches sind grundsätzlich zwei verschiedene Verfahren möglich, die zum Teil unterschiedliche Anforderungen an die Übertragungseinrichtungen stellen.

7.9.1.2.1 Freigabeverfahren

Ein empfangenes Signal bewirkt nach Vergleich mit einem örtlichen Kriterium die Freigabe einer Schutzfunktion bzw. eine Auslösung. Die Signaleingabe erfolgt, wenn die Schutzeinrichtung den Fehler in „Vorwärtsrichtung“ (Richtungsvergleich) bzw. im Bereich der Übergreifstufe (richtungs- und distanzabhängiger Vergleich) erkennt. Ein empfangenes Signal wird bei ausgeschaltetem Leistungsschalter bzw. fehlender örtlicher Anregung reflektiert (Echofunktion).

Dieses Verfahren benötigt zur Erzeugung eines AUS-Befehls den Empfang eines binären Signals (Freigabe) vom Gegenende des Schutzsystems. Um die Schutzeinrichtung am Gegenende ebenfalls zu einer Entscheidung zu führen, wird von der Schutzeinrichtung am anderen Leitungsende ein Freigabesignal gesendet (siehe *Bild 9*).

Die Freigabesignale können aus den folgenden Signalen abgeleitet werden:

- Fehler in Übergreifstufe
- AUS-Kommando
- Anregung gerichtet

Ist die Signalübertragung gestört, so wird kein Freigabesignal übertragen und die Schutzfunktion kann nicht ausgeführt werden (Verfahren neigt zur Unterfunktion). Die Auslösung erfolgt somit erst in einer höheren Zeitstufe.

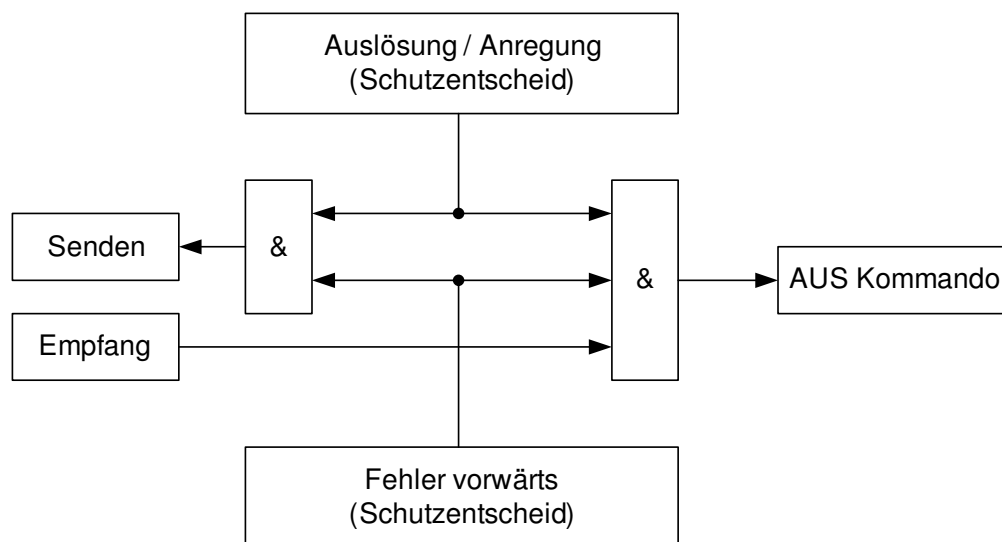


Bild 9: Prinzip Freigabeverfahren

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.

Wird der Signalvergleich auf Leitungen eingesetzt, die nur einseitig gespeist sind, kann eine Echofunktion verwendet werden. Bei fehlender Anregung wird das Empfangssignal über eine Logik zum Sendesignal verarbeitet.

Ältere Schutzrelais arbeiten teilweise mit der ersten Impedanzzone (untergreifende Freigabe).

Übergreifende Freigabe beim Distanzschutz:

- Erweiterung auf mindestens 120 % der Leitungslänge
- Die Auslösesteuerung wird von der Übergreifzone übernommen.
- Der Sendebefehl kann auf zweierlei Verfahren Anwendung finden

zur Freigabe des AUS-Signals an der Gegenseite

der AUS-Entscheid aktiviert die Übergreifstufe in der Gegenstation („hochschalten auf Übergreifstufe“)

Untergreifende Freigabe beim Distanzschutz:

- Erfolgt beim Distanzschutz der Sendebefehl durch die 1. Zone, spricht man hier auch von untergreifender Freigabe.
Richtungsvergleich

Der Richtungsvergleich arbeitet prinzipiell nach dem gleichen Verfahren wie der Signalvergleich. Die Steuerung des Sendesignals erfolgt hier durch die Anregung, die mit der Vorwärtsrichtung verknüpft wird.

Neben dem Distanzschutz kann auch ein gerichteter UMZ-Schutz mit Richtungsvergleich arbeiten.

Bei fehlendem Signal bzw. fehlender Anregung kann (wie beim Signalvergleich) dieses Signal durch eine Echofunktion gebildet werden.

Der Richtungsvergleichsschutz wird auch unter *Kapitel 7.3* beschrieben.

Unblock-Verfahren

Da es vorkommen kann, dass das Empfangssignal der TFH durch Primärfehler zu stark gedämpft wird, kann das Unblock-Verfahren eingesetzt werden.

Hierbei werden zwei Steuerfrequenzen übertragen, die durch den Schutz umgeschaltet werden können. Die eine Frequenz stellt einen Fehler innerhalb der Übergreifstufe dar, die andere Frequenz einen Fehler außerhalb der Übergreifstufe. Ist die Übertragung gestört, wird keine Freigabe erteilt. Tritt nun der Fall ein, dass die Übertragung gedämpft erfolgt, erkennt die Logik zuerst auf Störung, gibt dann aber nach Erkennung der Dämpfung und einer Zeitverzögerung die Auslösung frei.

Die Steuerung erfolgt entweder mit der Übergreifstufe oder mit der Anregung, die jeweils mit der Vorwärtsrichtung verknüpft ist.

Die Auslösung wird durch die Unblock-Logik freigegeben.

Streckenschutz

Das Verfahren beruht auf einer 2-Draht-Gleichstromschleife, die von einem Ende mit Hilfsenergie versorgt wird. Die Funktionsweise ist im *Bild 10* dargestellt. Im Ruhezustand sind die Relais K 1 abgefallen, sodass die Adern ständig überwacht sind. Durch ein an jedem Ende vorhandenes Relais K 1 wird die Schleife bei Sendebefehl (z.B. Anregung) unterbrochen. Bei einem inneren Fehler wird dieser von den Distanzschutzrelais in der Übergreifstufe $X_{Ü}$ erfasst, wodurch der Sendebefehl nach einer kurzen Verzögerungszeit unterbrochen wird und damit die Ausschaltung des Leistungsschalters erfolgt. Liegt der Fehler außerhalb des Schutzbereiches, bleiben die Relais K 2 abgefallen.

Bei einseitiger Speisung wird ebenfalls eine unverzögerte Auslösung für die gesamte Strecke erreicht. Da bei Fehlern zwischen Station A und B nur eine Schutzanregung in der speisenden Station erfolgt, zieht das Relais K 1 in dieser Station kurz an und fällt mit der Fehlererkennung in $X_{Ü}$ wieder ab. Damit wird der Auslösebefehl in der speisenden Station freigegeben.

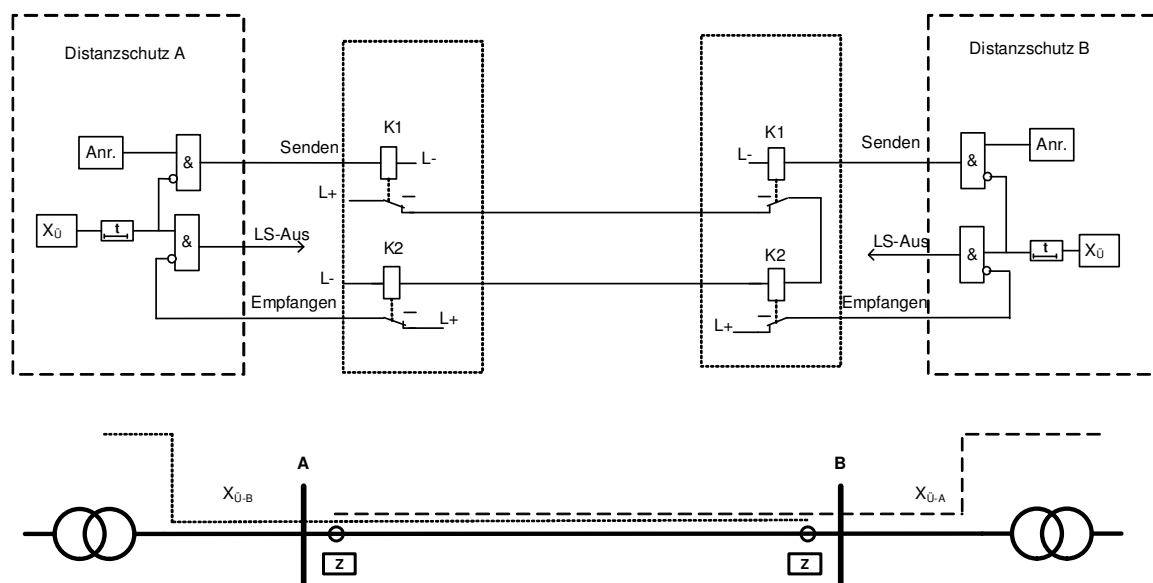


Bild 10: Prinzip Streckenschutz

7.9.1.2.2 Blockierverfahren (Sperrverfahren)

Ein empfangenes Signal sperrt die Auslösung oder blockiert bestimmte Schutzfunktionen. Ein Signal wird gesendet, wenn ein Leitungsende den Fehler in „Rückwärtsrichtung“ und damit außerhalb der zu schützenden Leitungsstrecke erkennt (siehe *Bild 11*).

Erfolgt also eine Anregung in Rückwärtsrichtung, wird die Auslösung durch ein Sperrsignal für das Gegenende blockiert. Erst mit Ablauf der Zeitstufe t_2 kann eine lokale Auslösung auf Basis der normalen zeitgestaffelten Funktion des Distanzschutzes erfolgen.

Trifft kein Sperrsignal ein, löst der Schutz in der Übergreifstufe aus.

Die Kommandozeit muss angehoben werden, um die Signallaufzeit auszugleichen.

Ist die Signalübertragung gestört, kann das Blockiersignal nicht übertragen werden. In diesem Fall wird die eingestellte Schutzfunktion ohne Signalübertragung ausgeführt (Verfahren neigt zur Überfunktion). Daher ist es sinnvoll, den Ausfall des Übertragungskanals der Schutzeinrichtung mitzuteilen, so dass das Sperrverfahren blockiert werden kann.

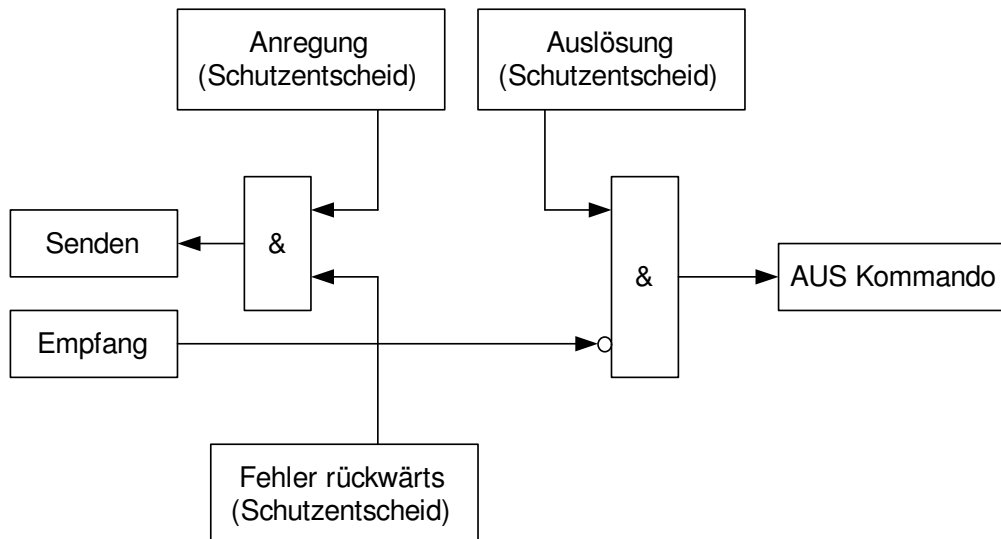


Bild 11: Prinzip Blockierverfahren

Signalvergleich

Der Signalvergleich arbeitet mit der Übergreifstufe. Liegt der Fehler außerhalb dieser Stufe, wird die Auslösung durch die Blockiersignale verhindert. Andernfalls erfolgt eine Schutzauslösung.

Auch dieses Verfahren stellt entsprechend hohe Ansprüche hinsichtlich Zuverlässigkeit, Sicherheit und Verfügbarkeit an die Signalübertragung.

Richtungsvergleich

Der Richtungsvergleich kann, wie der Signalvergleich, sowohl als Blockier- als auch als Freigabeverfahren genutzt werden. Eine genauere Beschreibung des Freigabeverfahrens ist im *Kapitel 7.9.1.2.1* zu finden.

Dies Verfahren unterscheidet sich vom Freigabeverfahren dadurch, dass die Richtungs- und Anregesignale zur Bildung eines Blockiersignals verwendet werden, wenn der Fehler außerhalb des zu schützenden Bereichs liegt.

Rückwärtige Verriegelung

Die rückwärtige Verriegelung ist eine Variante des Blockierverfahrens und wird mit dem Ziel angewandt, bestimmte Fehler (z.B. Sammelschienenfehler in MS-Anlagen) schnell abzuschalten.

Hierzu werden alle Abgangsschutzrelais auf Schutzanregung (ggf. gerichtet) abgefragt. Ist kein Abgang angeregt bedeutet dies, dass der Fehler auf der Sammelschiene liegen muss. Damit ist für die Auslösung des einspeisenden Transformators keine weitere Zeitverzögerung erforderlich.

Die rückwärtige Verriegelung ist meistens eine wirtschaftliche Alternative zur Anwendung anderer Schutzprinzipien wie Sammelschienenenschutz (siehe *Kapitel 13.2.3*)

7.9.2 Schutzsystem mit Übertragung von Analogwerten

Bei diesem Verfahren werden zur Fehlererkennung die Ströme an allen Enden der zu schützenden Stromkreise miteinander nach Amplitude und Phase oder nur nach Phase verglichen. Zu diesem Zweck müssen die Messwerte kontinuierlich übertragen werden [27].

Analoger Differenzialschutz

Der analoge Differenzialschutz arbeitet nach dem Prinzip, dass die Messgrößen als eingeprägte Ströme (Stromquelle) über Hilfskabeladern dem Schutz am anderen Ende zur Verfügung gestellt werden. Das Verfahren eignet sich wegen der Verluste in den Signaladern nur für begrenzte Leitungslängen.

Für die Übertragung der Messwerte werden zwei Verfahren angewendet:

- Drei getrennte Vergleichsgrößen (Dreileitern-Differenzialschutz), die den drei Leiterströmen jeweils direkt proportional sind. Diese Schaltung bietet den Vorteil einer phasenselektiven Fehlererfassung, bedingt aber einen relativ hohen Übertragungsaufwand.
- Eine gemeinsame Vergleichsgröße, z.B. eine aus den Stromanteilen des Mit-, Gegen- und Nullsystems oder auf andere Weise gewonnene einphasige Mischgröße. Dazu verwendet man Mischwandler, welche die einzelnen Leiterströme im Verhältnis 1 zu 2 zu 3 bewerten und summieren.

Im ungestörten Zustand addieren sich die Ströme zu Null, die Mittelader ist dann stromlos (siehe *Bild 12*).

Tritt ein Fehler im Schutzbereich auf, ändert sich die Stromrichtung an einem Ende. Damit fließt über die Mittelader ein Strom, der zum Ansprechen der Auslöserelais führt. Fließt bei einseitiger Speisung in nur einem Mischwandler Strom, sprechen beim Fehler auf der Leitung ebenfalls beide Auslöserelais an.

Einem geringeren Übertragungsaufwand (ein Kanal) steht hier jedoch der Nachteil einer gemeinsamen, nicht je Leiter getrennten Vergleichsgröße gegenüber, was dazu führt, dass die Empfindlichkeit nicht für alle Fehlerarten gleich hoch ist.

Dieses Verfahren wurde auch bei den ersten digitalen Differenzialschutzeinrichtungen verwendet.

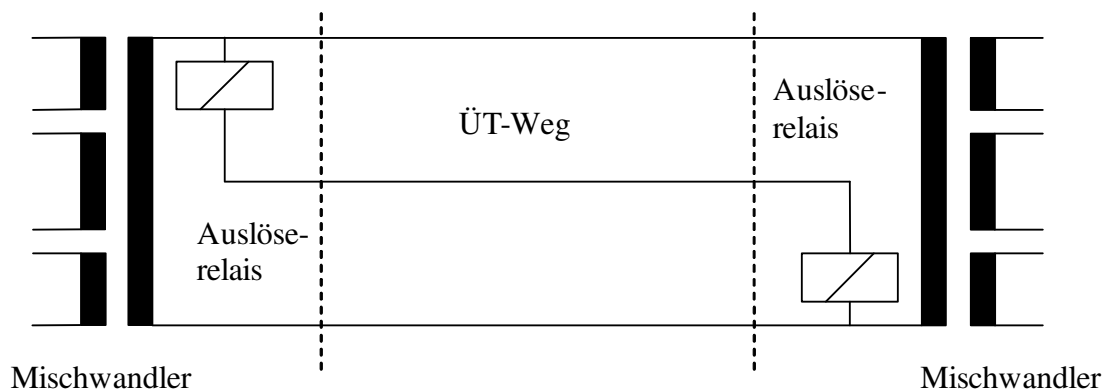


Bild 12: Analoge Informationsübertragung für Differenzialschutz

Digitaler Differenzialschutz

Wesentlicher Unterschied zum analogen Differenzialschutz ist, dass die Messwerte als Stromzeiger (Vektoren) phasenselektiv erfasst, die Messgröße herausgefiltert und als digitale Werte (Telegramme) übertragen werden.

Für die Übertragung dieser digitalisierten Werte steht heute eine Vielzahl von Übertragungswegen zur Verfügung. Werden digitale Nachrichtennetze [31] genutzt, muss besonderes Augenmerk auf die Signallaufzeiten gelegt werden.

Phasenvergleichsschutzsysteme

Phasenvergleichsschutzsysteme vergleichen die Phasenlage der Ströme an beiden Leitungsenden und benutzen die Stromgröße als Freigabekriterium.

Im ungestörten Betrieb ist der Überdeckungswinkel der Phasenmesswerte von beiden Leitungsenden in einem kleinen definierten Winkelfenster. Beim Kurzschluss auf der Leitung ändert sich die Phasenlage gravierend (180°). In diesem Fall wird der Schutz durch ein zusätzliches Anregekriterium (z.B. spannungsgesteuerte Stromanregung) aktiviert, wertet die Phaseninformation entsprechend aus und führt zur Schutzauslösung.

Die Störung bzw. Unterbrechung der Informationsübertragung wird durch den digitalen Schutz erkannt.

Die Signalgenerierung erfolgt je nach Technik analog oder digital. Da nur wenige Informationen zum Gegenende übertragen werden müssen, genügen schmalbandige Analogkanäle oder eine einfache asynchrone Übertragung.

7.10 Buchholzschutz / Hermetikschutz

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.

Der Buchholzschutz wird im Verbindungsrohr zum Ausdehnungsgefäß 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.

Der Buchholzschutz des Transformatorstufenschalters erfasst die Ölströmung, welche üblicherweise auch zur Auslösung des Betriebsmittels führt.

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.

8 Grundlagen der Schutzeinstellung

8.1 Anregung

Mit der Anregung von Selektivschutzeinrichtungen 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. Die Anregung hat beim einsystemigen Distanzschutz zusätzlich die Aufgabe, die für den jeweiligen Fehlerfall gültigen Messgrößen für die Bestimmung von Richtung und Distanz auszuwählen. Bei fehlender Freigabe durch die Richtungs- und/oder Distanzmessung führt sie noch eine Auslösung in ungerichteter oder gerichteter Endzeit herbei. Selektivschutzsysteme, bei denen die Fehlerortselektivität durch Vergleichsmessung erreicht wird – Vergleichs- oder Differenzialschutz - erfordern in der Regel keine separate Anregung.

Selektivschutzeinrichtungen werden üblicherweise als Kurzschlusschutz 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 *Kapitel 8.1.2* bis *8.1.3* werden die Begriffe näher erläutert und Empfehlungen für den praktischen Einsatz gegeben.

In *Kapitel 8.1.4* „Einstellbeispiel“ ist ein einfaches Beispiel für die Ermittlung der Einstellwerte für die Schutzanregung aufgeführt. Weitergehende Informationen über die Beherrschung schwieriger Anregebedingungen enthält die Empfehlung „Anregeprobleme beim Reserveschutz“ [3]. Die in den folgenden Kapiteln beschriebenen Einstellempfehlungen gehen davon aus, dass die Strom- und Spannungswandlerübersetzungen an den Bemessungsstrom der Betriebsmittel bzw. die Bemessungsspannung des Netzes angepasst sind.

8.1.1 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:

- I_E
- 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} “.

8.1.2 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. Störfall ergeben.

In den nachfolgenden Kapiteln sind die am meisten verbreiteten Anregearten beschrieben. Ausgehend von der einfachen Überstromanregung in *Kapitel 8.1.1.1* verfügen die spannungsabhängigen Anregungen in *Kapitel 8.1.1.2* bis *8.1.1.5* über verbesserte Eigenschaften für die Erkennung eines Netzfehlers. Mit Anregesystemen, die eine spannungs- und winkelabhängige Charakteristik besitzen, können schwierigere Anregebedingungen erfüllt werden.

8.1.2.1 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 und wird beim elektromechanischen, ebenso wie beim analog-elektronischen und digitalen Schutz verwendet.

In vermaschten Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung reicht oft das Kriterium Überstrom alleine nicht für die leiterselektive Erkennung eines Fehlers aus, da hier auch die vom Fehler nicht betroffenen Leiter Kurzschlussstrom führen.

Für die leiterselektive Erkennung von Fehlern in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung oder in Netzen mit schwierigen Anregebedingungen – geringe Kurzschlussströme und hohe Kurzschlussspannungen – stehen die in den nachfolgenden Kapiteln beschriebenen spannungsabhängigen Anregearten zur Verfügung.

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.

Detaillierte Empfehlungen für die Einstellung der Überstromanregung sind in *Kapitel 8.1.2* erläutert.

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 Kurzschlussstromes der I> Stufe liegen.

le> Stufe

Die Erdstromanregung wird bevorzugt unterhalb der Leiterstromanregung eingestellt. Gängige Einstellwerte der Erdstromanregung sind (0,2 - 0,8) In.

In gelöschten Netzen mit großem Erdschlussstrom und kleinen Wandlerübersetzungen kann eine höhere Einstellung erforderlich werden.

Bei aktivierten spannungsabhängigen Anregesystemen, ist die Erdstromanregung üblicherweise gleich dem Fußpunktstrom einzustellen (siehe *Kapitel 8.1.1.2*).

8.1.2.2 Unterimpedanzanregung (elektromechanisch)

Die hier beschriebene Unterimpedanzanregung ist nur in elektromechanischer Bauart im Einsatz. Sie wird zusätzlich zur Überstromanregung dann erforderlich, wenn beim minimalen Kurzschlussstrom die Anregebedingung für die Überstromanregung nicht erfüllt ist oder ein Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung 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. Der Ansprechwert steigt mit größer werdender Spannung an. Eine Darstellung der Kennlinie im Impedanzdiagramm ist nicht üblich. In *Bild 13* ist die Ansprechempfindlichkeit aus dem U-I-Diagramm zu ersehen.

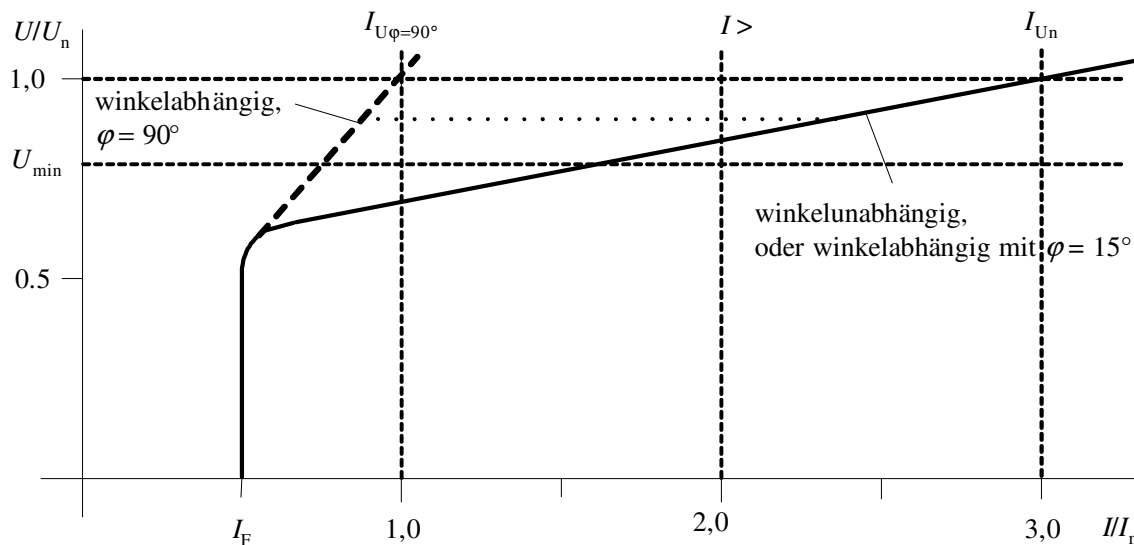


Bild 13: U-I-Diagramm der Unterimpedanzanregung – mit und ohne Winkelabhängigkeit

Eine noch größere Empfindlichkeit ergibt sich bei der winkelabhängigen Unterimpedanzanregung (Suszeptanzanregung) im Falle großer Kurzschlusswinkel. Dieses Anregeprinzip findet vorwiegend im Höchstspannungsnetz Verwendung und ist notwendig, wenn der Kurzschlussstrom nur in Größenordnung des Nennstroms sein kann. In *Bild 13* sind die Anregekennlinien beispielhaft für den Lastbereich ($\varphi = 15^\circ$) und Kurzschlussbereich ($\varphi = 90^\circ$) eingezeichnet. Für Kurzschlusswinkel zwischen 15° und 90° verlaufen die Kennlinien als Kurvenscharen zwischen den beiden gezeichneten Kennlinien. Der obere Durchstoßpunkt $I_{U\varphi}$ bei Nennspannung kann ggf. auf den Nennstrom eingestellt werden.

Allen Unterimpedanzanregungen ist gemeinsam, dass sie bei Spannungsabsenkungen empfindlich reagieren. 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. Der Strom-Ansprechwert bei Nennspannung (oberer Durchstoßpunkt I_{Un}) ist deshalb stets höher einzustellen als die Überstromanregung ($I>$). In den Übertragungs- und Verteilnetzen muss mit einer abgesenkten Betriebsspannung in Höhe von 80 % bis 85 % der Nennspannung des Netzes gerechnet werden. Berücksichtigt man ferner das Rückfallverhältnis der Anregung, ist für die Ermittlung des Einstellwertes der Unterimpedanzanregung aus der U-I-Kennlinie der Anregestrom zu entnehmen, der sich bei einer Spannung von 80 % bzw. 85 % der Nennspannung ergibt. Dieser wird zweckmäßigerweise in gleicher Höhe wie der Einstellwert für die Überstromanregung gewählt.

Der Ansprechwert $I_{U\varphi}$ der Suszeptanzanregung sollte niedriger als der Ansprechwert für die Überstromanregung sein, um die hohe Empfindlichkeit bei großen Kurzschlusswinkeln zu erreichen. Der zu erwartende Blindanteil der Übertragungsleistung muss aber in vollem Umfang berücksichtigt werden und darf zu keiner Fehlanregung führen.

8.1.2.3 U-I-Anregung mit Stufenkennlinie (mit und ohne Winkelumschaltung)

Die in *Bild 14* dargestellte U-I-Anregung ist eine spannungsgesteuerte Stromanregung, bei der die Spannung nicht wie bei der Unterimpedanzanregung einen kontinuierlichen Einfluss auf die Steigung der Anregekennlinie hat, sondern 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.

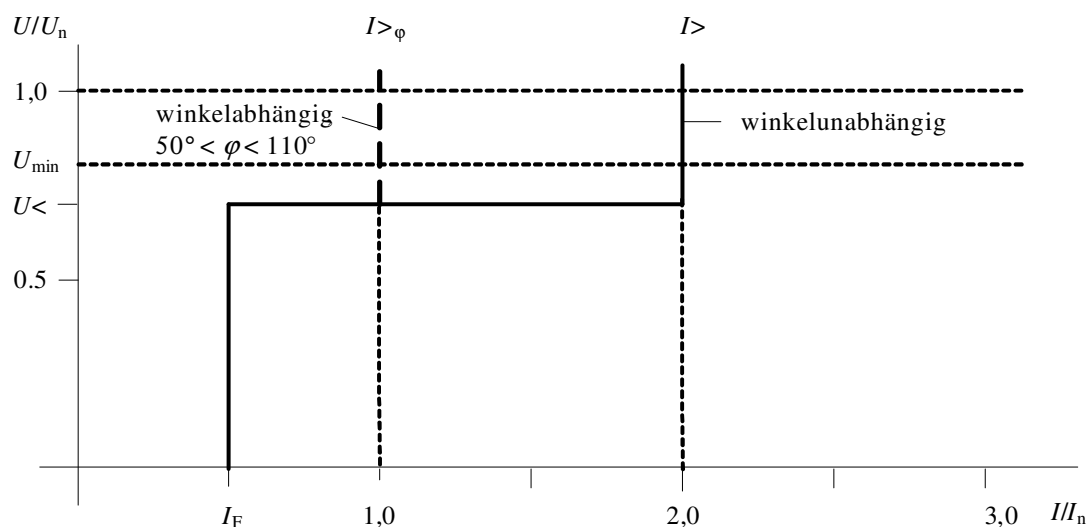


Bild 14: U-I-Diagramm der spannungsgesteuerten Stromanregung mit und ohne Winkelabhängigkeit

Im Gegensatz zur Unterimpedanzanregung haben betriebliche Spannungsabsenkungen bis herab zum Ansprechwert der Unterspannungsanregung keinen Einfluss auf die Empfindlichkeit der Anregung. Fehlanregungen in diesem Bereich können dadurch sicher vermieden werden. 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.

Handelt es sich um ein Netz mit geringer Vorimpedanz und großen Leitungsimpedanzen, wie im vermaschten Höchstspannungsnetz, ist mit der rein spannungsabhängigen Anregung häufig die Anregung für den Reserveschutzfall nicht erfüllt, wenn die Kurzschlussspannung größer als der Ansprechwert $U_{<}$ ist. Hier kann durch die Einbeziehung des Winkels zwischen Strom und Spannung die Empfindlichkeit für den Reserveschutz erhöht werden. Der Stromanregewert $I_{>\varphi}$ wird freigegeben, wenn der Kurzschlusswinkel den definierten Lastbereich verlässt (Einstellbereiche etwa $\pm 35^\circ$ bis $\pm 50^\circ$). Die winkelgesteuerte Anregung ist besonders dann sinnvoll, wenn bei einem Kurzschluss nur ein geringer Spannungseinbruch auftritt und der Kurzschlusswinkel mit z.B. $\varphi > 50^\circ$ ein eindeutiges Kriterium für die Diskriminierung des Fehlers vom Lastzustand ist.

8.1.2.4 U-I- φ -Anregung (digital)

Die digitale U-I- φ -Anregung in *Bild 15* stellt eine Weiterentwicklung der U-I-Anregung mit Stufenkennlinie dar. Anders als bei der Impedanzanregung in *Kapitel 8.1.1.5* kann ihre Empfindlichkeit direkt aus dem U-I-Diagramm entnommen werden. Ist ein Netz bereits mit einer großen Anzahl von Unterimpedanz- oder U-I-Anregungen ausgestattet, ist es somit leichter möglich, die Einstellung der Anregekennlinien untereinander zu koordinieren. Dies ist dann von Bedeutung, wenn einzelne analog-elektronische oder elektromechanische Schutzeinrichtungen gegen einen Digitalschutz ausgetauscht werden sollen. Unerwünschte Kennlinienüberschneidungen, die bei Schutzversagen oder Leitungsüberlastungen zu unselektiven Endzeitauslösungen führen würden, können dadurch leichter vermieden werden.

Die Kennlinie der U-I- φ -Anregung ist in *Bild 15* dargestellt, sie entspricht der in der VDEW-Richtlinie „Anregeprobleme beim Reserveschutz“ [3] empfohlenen Charakteristik.

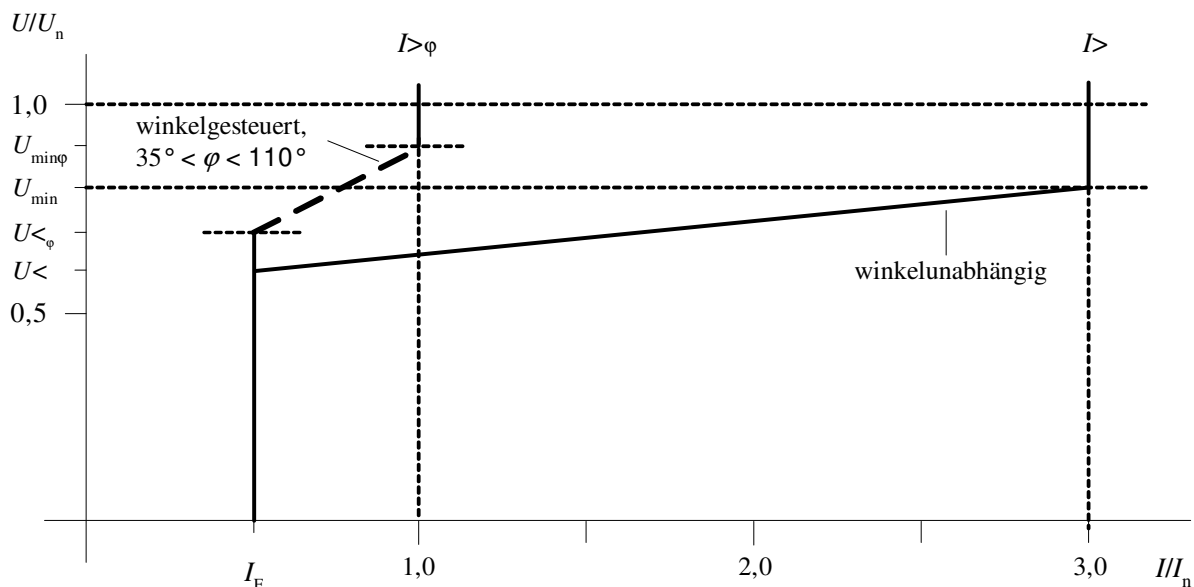


Bild 15: U-I-Diagramm der U-I- φ -Anregung

Durch die freie Wahl aller Einstellwerte für $U_{<}$, $U_{<\varphi}$, $I_{>}$, $I_{>\varphi}$, I_F sowohl für Leiter-Leiter, als auch für Leiter-Erd-Fehler, kann der Lastbereich vom Kurzschlussbereich klar unterschieden werden.

Die U-I- φ -Anregung bietet ferner den Vorteil, dass in hochbelasteten Netzen Fehlerfälle von Betriebszuständen besser unterschieden werden können.

Um in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung Fehlanregungen in einem kurzschlussfremden Leiter zu vermeiden, darf die Winkelfreigabe nur in Vorwärtsrichtung erfolgen, oder es müssen dagegen im Algorithmus andere Vorkehrungen getroffen sein.

8.1.2.5 Impedanzanregung (digital)

Anregesysteme mit Impedanzmessung, teilweise auch als R-X-Anregung bezeichnet, sind in deutschen und österreichischen Netzen nur in digitaler Technik ausgeführt. 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 Kurzschlusschleife keinen Einfluss auf die Reichweite.

Das Anregepolygon in *Bild 16* ist typisch, fabrikatabhängig sind davon in der Praxis geringfügig abweichende Charakteristiken anzutreffen.

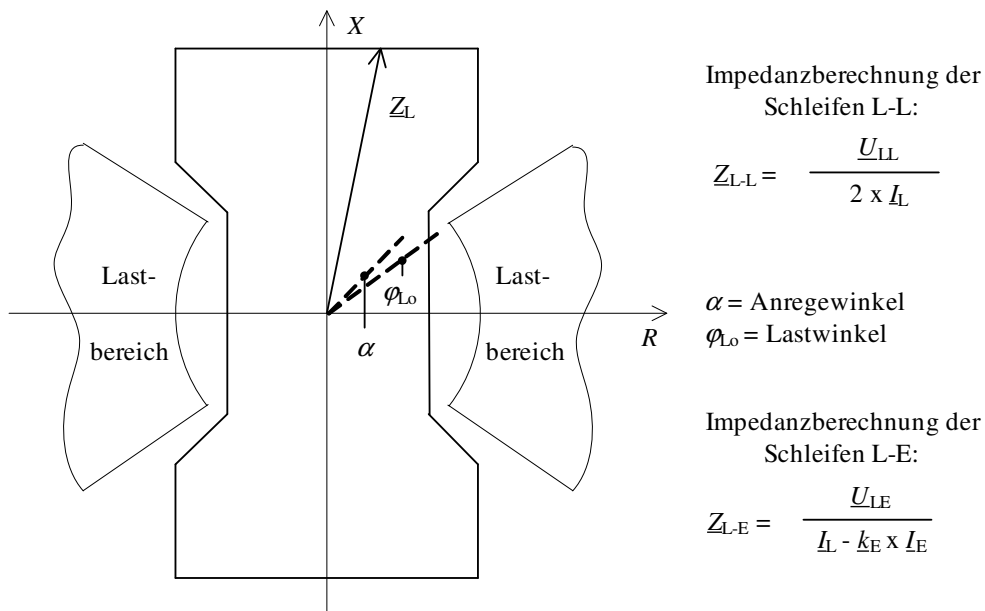


Bild 16: Impedanzanregung mit Ausgrenzung des Lastbereichs [41]

Anmerkung:

Bei den theoretischen Betrachtungen ist festgelegt, dass die Ströme in allen Leitern in Richtung Fehlerstelle positiv gezählt werden wie in [41] 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. Erfolgt die Impedanzberechnung für Leiter-Erd-Fehler in einem Netz mit niederohmig geerdetem Sternpunkt nach der in *Bild 16* 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

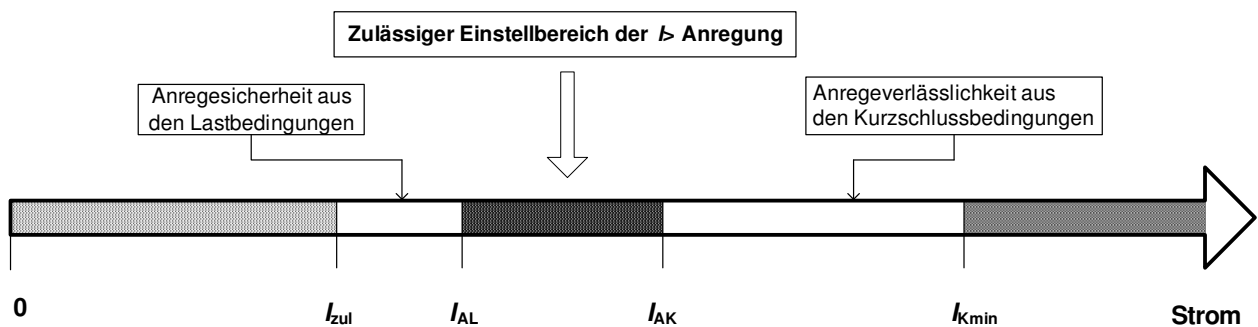
$$\underline{Z}_{\text{Schleife}} = \frac{U_{LE}}{2 \cdot \underline{I}_L}$$

Ist durch Vorkehrungen in der Software sichergestellt, dass in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung 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.

8.1.3 Anregezuverlässigkeit

In Anlehnung an die internationale Norm IEC 448 werden die Begriffe Zuverlässigkeit (IEC 448-12-04), Verlässlichkeit (IEC 448-12-06) und Sicherheit (IEC 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 *Kapitel 8.1.2.1* und *8.1.2.2* empfohlenen Einstellwerte beziehen sich stets auf die einfache Überstromanregung (siehe *Bild 17*).



I_{zul} Zulässige Dauerbelastbarkeit der zu schützenden Betriebsmittel

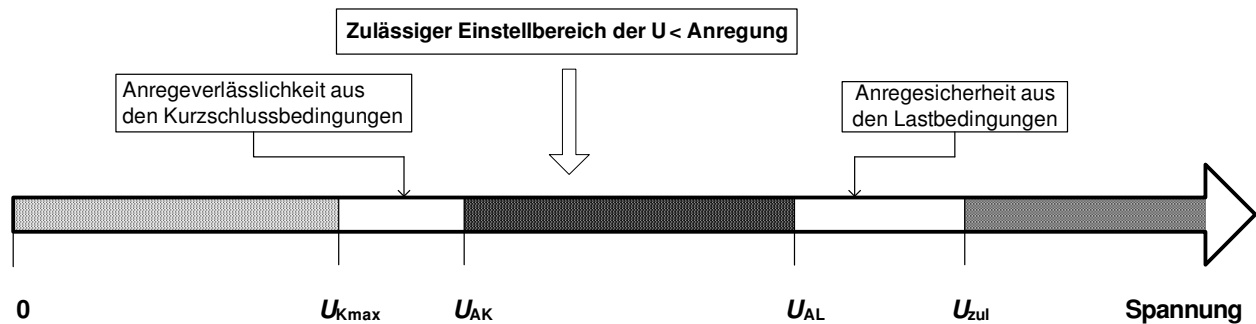
I_{AL} Zulässiger Ansprechstrom aus Lastbedingungen

I_{AK} Ansprechstrom aus den Kurzschlussbedingungen

I_{kmin} Minimaler Kurzschlussstrom

Bild 17: Zulässiger Einstellbereich der Überstromanregung

Bei spannungsabhängigen Anregesystemen ist analog den beschriebenen Verfahren vorzugehen (siehe *Bild 18*) 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 18: Zulässiger Einstellbereich der Spannungsanregung

In den beiden folgenden Kapiteln 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.

8.1.3.1 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 kann wie folgt aus den Lastbedingungen ermittelt werden.

$$I_{AL} = \frac{I_{zul} \cdot f_{\ddot{U}L} \cdot f_{transient}}{f_M \cdot R_V \cdot f_S}$$

$$f_M \approx 1 - (F_I + F_{SE})$$

- I_{AL} Maximaler Laststrom lt. Anregekennlinie, bezogen auf die minimale Betriebsspannung U_{min} bei spannungsabhängigen Anregungen und den maximal zulässigen Lastwinkel $\varphi_{Lo\ max}$ ($>30^\circ$) bei winkelabhängigen Anregungen
- I_{zul} Zulässige Dauerbelastbarkeit der zu schützenden Betriebsmittel
- $f_{\ddot{U}L}$ Überlastfaktor (maximaler Betriebsstrom im gestörten Netzbetrieb bezogen auf die zulässige Dauerbelastbarkeit der zu schützenden Betriebsmittel, z.B. Leitungen, Transformator, Wandler, Schaltgeräte)
- $f_{transient}$ Faktor berücksichtigt transiente Übergänge, wie Anlaufströme von Motoren (nur erforderlich, wenn sie über den Endzeiten der Schutzrelais andauern – in den übrigen Fällen ist der Wert = 1 zu setzen)
- R_V Rückfallverhältnis der Schutzanregung (üblicher Wert bei Digitalschutz: 0,95, elektromechanischer Schutz: 0,8 bis 0,85)
- f_M maximaler Messfehler Schutzeinrichtung einschließlich der Messwandler (üblicher Wert für $f_M=0,9$)
- 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 %)
- f_S Sicherheitsfaktor (üblicher Wert $f_S=0,9$)

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 berücksichtigenden Faktoren.

$$f_{AS} = \frac{f_{\ddot{U}L} \cdot f_{transient}}{f_M \cdot R_V \cdot f_S}$$

Damit gilt für die praktische Anwendung:

$$I_{AL} = f_{AS} \cdot I_{zul}$$

Aus der *Tabelle 3* kann beispielhaft die Größe des Anregesicherheitsfaktors für unterschiedliche Netzbedingungen in Abhängigkeit des Überlastfaktors und des unterschiedlichen Rückfallverhältnisses der Schutzeinrichtungen entnommen werden.

Anwendungsbeispiel	Einfachleitung, Schutz digital	Doppelleitung, Schutz digital	Doppelleitung, Schutz elektromech.
Anregesicherheitsfaktor f_{AS} soll	$\geq 1,4$	$\geq 1,7$	≥ 2
Überlastfaktor $f_{ÜL}$	1,25	1,5	1,5
Rückfallverhältnis Anregung R_V	0,95	0,95	0,80
Transientenfaktor $f_{transient}$	1	1	1

Tabelle 3: Erforderliche Anregesicherheit f_{AS} für verschiedene Anwendungsvarianten

Da das Rückfallverhältnis der Schutzanregung maßgeblichen Einfluss auf die Anregesicherheit besitzt, kann in manchen Fällen ein Austausch der elektromechanischen Schutzrelais gegen digitale Schutzeinrichtungen sinnvoll sein (Digitale Schutzeinrichtungen ca. 15 % empfindlicher).

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.

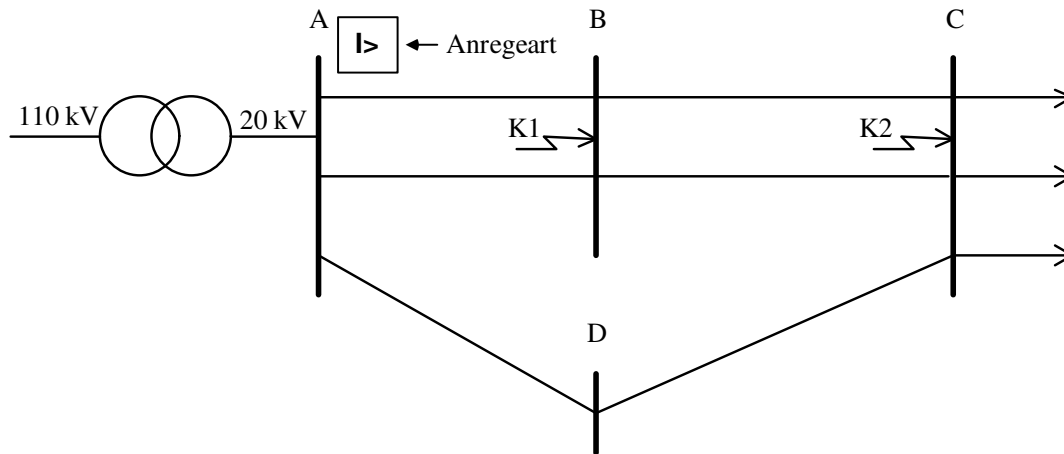
Bei winkelabhängiger Anregecharakteristik ist der Lastbereich vom Kurzschlussbereich durch die Winkeleinstellung abgegrenzt. Es wird empfohlen, einen maximalen Lastwinkel $\varphi_{Lo\ max}$ von mindestens 30° zu berücksichtigen und die Winkelanregung nicht unter 35° einzustellen. Sind größere Blindleistungsflüsse 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 größere Verbesserung erzielen.

8.1.3.2 Anregeverlässlichkeit bei Kurzschlüssen

Der Zeitstaffelschutz muss eine ausreichende Reichweite besitzen, um sowohl bei Kurzschlüssen im eigenen Selektionsabschnitt, als auch bei Fehlern im Reserveschutzbereich verlässlich anzuregen.

Im *Bild 19* 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 19: Haupt- und Reserveschutzprinzip

Um den maximal zulässigen Ansprechstrom der Schutzeinrichtung zu ermitteln, wird der Anregeverlässlichkeitsfaktor mit folgender Formel berechnet:

$$f_{AV-I} = \frac{I_{kmin}}{I_{AK}}$$

I_{kmin} minimaler Kurzschlussstrom bei Fehlern am Ende der Leitung mit der größten Impedanz der betrachteten Selektionsabschnitte (Haupt- bzw. Reserveschutz) bzw. an der Sammelschiene am Gegenende

I_{AK} Ansprechstrom im Kurzschlussfall lt. Anregekennlinie, bezogen auf:
 – Die Kurzschlussspannung U_{kmin} bei I_{kmin} ; für spannungsabhängige Anregungen;

Die Kurzschlussspannung U_{kmin} bei I_{kmin} und zugehörigem Winkel φ_k für spannungs- und winkelabhängige Anregungen

– Im kompensierten Netz gilt $I_{kmin} = I_{k2pol}$

Im niederohmig geerdeten Netz ist $I_{kmin} = I_{k1pol}$ oder $I_{kmin} = I_{k2pol}$	Hauptschutz		Reserveschutz
	Anregeverlässlichkeitsfaktor f_{AV-I} soll	≥ 1,5	≥ 1,8
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			

Tabelle 4: Empfohlene Anregeverlässlichkeit f_{AV-I} bei verschiedenen Randbedingungen

Für Unterimpedanz, spannungsgesteuerte Stromanregung und Unterspannungs-Anregung ist die Definition eines Anregeverlässlichkeitsfaktors f_{AV-U} erforderlich.

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

Tabelle 5: Empfohlene Einflussfaktoren auf die Anregeverlässlichkeit f_{AV-U}

Das Produkt aller Einflussfaktoren ergibt den erforderlichen Anregeverlässlichkeitsfaktor f_{AV-U}

$$f_{AV-U} = a \cdot b \cdot c \cdot d \cdot e$$

Beispiel:

$$f_{AV-U} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,03 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 1,3$$

Für Hochspannungsleitungen mit einer Länge über 100 km und für Höchstspannungsleitungen kann der Einfluss des Lichtbogenwiderstandes vernachlässigt werden. Damit ergibt sich hierfür ein $f_{AV-U} = 1,2$.

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 %

Tabelle 6: Empfohlene Anregeverlässlichkeit f_{AV-U} bei verschiedenen Randbedingungen

Eine spannungsgesteuerte Stromanregung oder Unterimpedanzanregung 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 Sternpunktterdung kann für phasenselektive Anregungen eine spannungsabhängige Anregung erforderlich sein.

8.1.4 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 Überstromanregung können in den unterschiedlichsten Netzarten, abgesehen von der begrenzten Reichweite, teilweise nur mehrpolige Fehler richtig erkannt werden.

In einem vermaschten Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung, in dem bei einem einpoligen Erdkurzschluss auch die fehlerfremden Leiter Kurzschlussstrom führen, reicht das Kriterium Überstrom zur Leiterselektion nicht mehr aus.

Die Leiterselektivität ist jedoch in einem Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung besonders wichtig für:

- Die Ausführung der leiterselektiven einpoligen AWE
- 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.

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 (Kapitel 8.1.1.2 bis 8.1.1.5).

Gelöschte und isolierte Netze werden bezüglich der leiterselektiven Anregung in Kapitel 3.2 behandelt.

8.1.5 Einstellbeispiel

Die Berechnung erfolgt für einen 2-pol. Kurzschluss ohne Erdberührung im gelöschten Netz. Zur leichteren Überschaubarkeit sind in Bild 20 nur die Schutzeinrichtungen eingetragen, bei denen der Kurzschluss in Auslöserichtung (vorwärts) liegt.

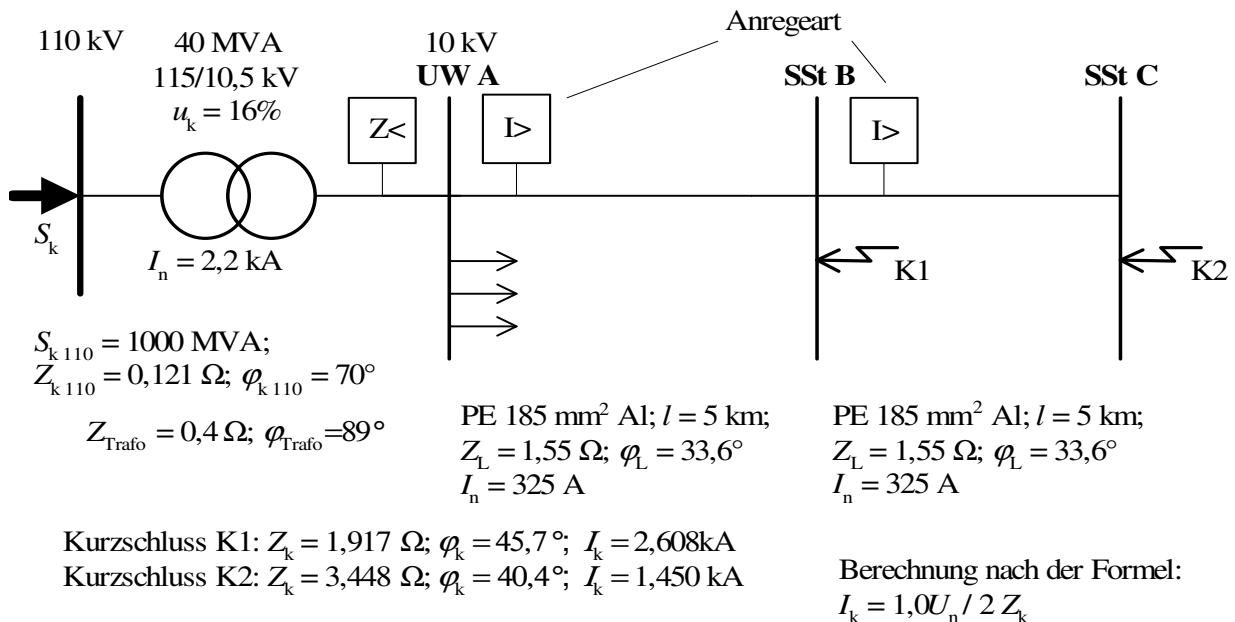


Bild 20: Berechnungsbeispiel für eine 10-kV-Leitung

8.1.5.1 Kurzschluss K1

- Ergebnisse der Kurzschlussrechnung bei Spannungsbeiwert $c = 1,0$

Schutz in	UW A: Trafofeld ist bei K1 Reserveschutz	UW A: Leitungsfeld ist bei K1 Hauptschutz	SSSt 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°	---

- Festlegung der Anregewerte I_{AL} unter Berücksichtigung des Anregesicherheitsfaktors 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

- 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	---

Tabelle 7: Kurzschluss K1

Beurteilung:

Die Überstromanregung im Trafofeld erfüllt die Anforderungen an den Reserveschutz nicht – die Anregeverlässlichkeit liegt nur bei ca. 68 % des geforderten Wertes! Kurzschlussspannung und -winkel sind in diesem Falle keine eindeutigen Kriterien für eine Unterscheidung der Distanzschutzanregung im Trafofeld zwischen Last- und Kurzschlussfall ($u_k = 80,9\%$ von U_n und $\varphi_k = 33,6^\circ$).

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. Die Anregesignale werden auf eine Abfrageschleife geschaltet und steuern einen Binäreingang im Distanzschutz des Transformatorfeldes an. Dieser Binäreingang aktiviert bei fehlender Distanzschutzanregung nach kurzer Zeitverzögerung einen Parametersatz, bei dem die Ansprechschwelle der φ -Anregung auf einen Wert deutlich unterhalb von 33° , z. B. auf 20° eingestellt ist. Der Ansprechwert für die $I > \varphi$ -Anregung ist maximal auf den Wert

$$2,608 \text{ kA} / 1,3 = 2,00 \text{ kA}$$

einzustellen. Mit dieser besonderen Schaltung ist der Transformator im Normalbetrieb hoch belastbar, bei Anregung einer Überstromanregung in der Schleifenabfrage ist die empfindlichere Anregecharakteristik für den Reserveschutz wirksam.

Anmerkung:

- Anstelle der $U-I-\varphi$ -Anregung kann in der Transformatoreinspeisung der Reserveschutz auch durch eine Impedanz- bzw. $R-X$ -Anregung sichergestellt werden. Die Einstellwerte für R und X sind analog zu dem oben gezeigtem Verfahren, bezogen auf die minimale Betriebsspannung, zu ermitteln. Dies setzt aber eine deutliche Abgrenzung des Kurzschluss- und Betriebsbereiches voraus (Bild 16).
- In Netzen mit Kurzschlusswinkeln $> 45^\circ$ kann ggf. auf die Kennlinienumschaltung mit Abfrageschleife verzichtet werden, wenn das Verhältnis P/Q größer als 2 ist ($\varphi_{Lo} < 27^\circ$). Bei zu niedriger Einstellung des Anregewinkels α könnten im Falle von unerwünschten größeren Blindleistungsflüssen Fehlauflösungen auftreten.

8.1.5.2 Kurzschluss K2

- Ergebnisse der Kurzschlussrechnung bei Spannungsbeiwert $c = 1,0$

Schutz in	UW A: Trafefeld 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°

- 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

Tabelle 8: Kurzschluss K2

Beurteilung:

Die Überstromanregungen in A und B erfüllen die Anregebedingungen für die Haupt- und Reserveschutzfunktion! Es sind hier keine besonderen Maßnahmen erforderlich.

8.2 Staffelpfan

In den folgenden Kapiteln 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 Stickleitung von der Kurzschluss- bis zur Einspeisestelle regen, bei richtiger Berücksichtigung der Anregezuverlässigkeit (Kapitel 8.1.2) und der Anregesicherheit (Kapitel 8.1.2.1 und Kapitel 8.1.2.2), 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. Ein typisches Strahlennetz mit UMZ-Schutzeinrichtungen ist in Kapitel. 4.1 Bild 3 dargestellt.

Die üblichen Staffelzeiten für Schutzeinrichtungen sind aus Kapitel 8.2.2 zu entnehmen.

Bei zweiseitig gespeisten Leitungen (z.B. Ringleitungen, Parallelleitungen, Netzeinspeisungen) kann man durch gezielten Einsatz von gerichteten und ungerichteten UMZ-Relais Fehlerortselektivität erreichen (*siehe Kapitel 4.2 Bild 4 und Kapitel 4.3 Bild 6*). Die gerichteten UMZ-Schutzeinrichtungen haben neben den UMZ-Schutzfunktionen noch eine Kurzschlussrichtungserkennung.

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“ [42] und „Netzschutztechnik“ [43] weitere Details nachzulesen.

8.2.1 Grundsätzliches zum 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 *Kapitel 8.2.4* und *8.2.5* 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 Kapitel wie folgt definiert:

- Vorwärts entspricht einem Energiefluss von der Sammelschiene zur Leitung (bzw. bei Trafoabzweigen vom Trafo zur Sammelschiene)
- Rückwärts entspricht einem Energiefluss von der Leitung zur Sammelschiene (bzw. bei Transformatorabzweigen von der Sammelschiene in den Transformator)

8.2.2 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 beispielsweise für Schutzsignalübertragungen die Informationen aus der Gegenstation sicher abzuwarten.

Staffelzeit: $\Delta t = 300$ ms

In der Praxis hat sich für die Überstaffelung von Digitalschutzeinrichtungen eine Staffelzeit von 300 ms bewährt. Die Stufenzeiten für den Distanzschutz ergeben sich als ganzes Vielfaches von 300 ms (0,3, 0,6, 0,9 s usw.).

Staffelzeit: $\Delta t \geq 400$ ms

Bei elektromechanischen bzw. analog-elektronischen Schutzeinrichtungen wird in der Regel mit einer Staffelzeit von 400 ms gearbeitet.

Sind ältere Leistungsschalter mit hohen Eigenzeiten und/oder Schutzeinrichtungen mit ungenauem Zeitverhalten im Netz, ist der Staffelabstand ggf. auf 500 ms zu erhöhen.

Der Reserveschutz sollte möglichst unter der Endzeit wirken. Bei wichtigen Versorgungsleitungen ist eine Staffelung der gerichteten Endzeiten vorteilhaft (siehe auch *Kapitel 8.2.7*).

8.2.3 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

Staffelungsfaktor:
$$f_s = \frac{X_{Zone}}{X_{zu\ überstaffelnde\ Impedanz}}$$

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.

Anmerkung:

Im niederohmig geerdeten Höchst- und Hochspannungsnetz kommt es auf Freileitungen durch Kopplung des Nullsystems von Parallelleitungen zu Fehlmessungen bei einpoligen Fehlern, die bei der Staffelung berücksichtigt werden sollten.

8.2.4 Zonenreichweiten für Strahlennetze ohne Zwischeneinspeisung

Geht man vom Netz *Bild 21* aus, ergeben sich folgende Zonenreichweiten der Schutzeinrichtungen in der Station A Richtung B

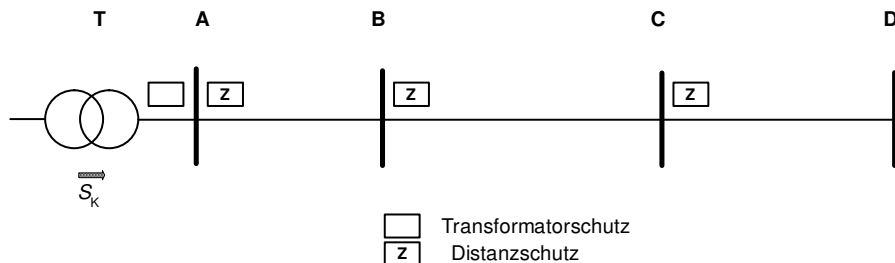


Bild 21: Zonenreichweiten Strahlennetz

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: $X_{\bar{U}} \geq 1,2 X_{AB}$ bei Mehrfachleitungen: $X_{\bar{U}} \geq 1,3 X_{AB}$
1. Zone rückwärts bei Bedarf	Leitungsabzweige: $X_r = f_S X_1$ kürzeste abgehende Ltg Trafoabzweige: $X_r = 0,5 X_{Tr}$

Tabelle 9: Zonenreichweiten Strahlennetz

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:

$$X_1 = f_S X_{AB}$$

$$X_2 = X_{AB} + f_S^2 X_{BC}$$

$$X_3 = X_{AB} + X_{BC} + f_S^3 X_{CD}$$

8.2.5 Zonenreichweiten für Doppelleitungen

Der Distanzschutz in *Bild 22* 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.

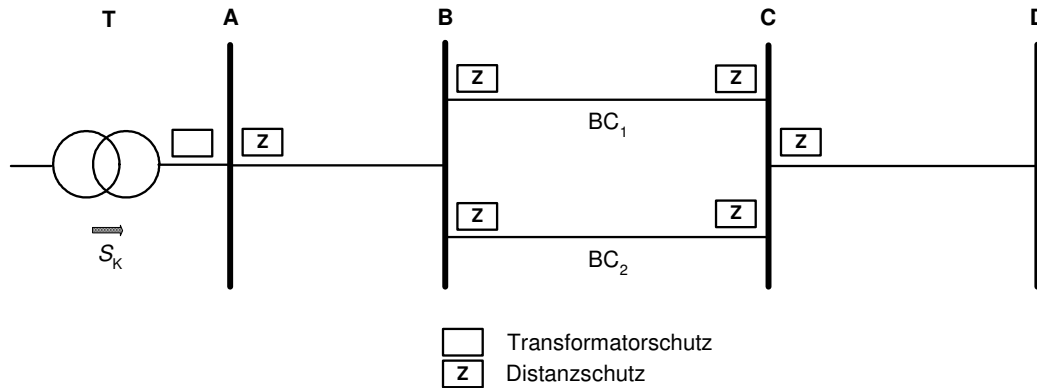


Bild 22: Zonenreichweite für Doppelleitungen

Zonen Schutzeinrichtung in Station A	Ermittlung
1. Zone vorwärts	$X_1 = f_S X_{AB}$
2. Zone vorwärts	$X_2 = f_S (X_{AB} + f_S X_{BCGes})$ Die richtige Impedanz für X_{BCGes} ergibt sich durch die Parallelschaltung zu: $X_{BCGes} = \frac{[X_{BC2} + (1-f_S) X_{BC1}] * X_{BC1}}{X_{BC1} + X_{BC2}}$ Für $X_{BC1} = X_{BC2} = X_{BC}$ vereinfacht sich $X_{BCGes} = \frac{1}{2} * X_{BC} * (2 - f_S)$ und damit $X_2 \approx f_S (X_{AB} + \frac{1}{2} * X_{BC})$
3. Zone vorwärts	$X_3 = f_S (X_{AB} + f_S X_{BCGes} + f_S^2 X_{CD})$ Hierbei ist das oben ermittelte X_{BCGes} in die Gleichung einzusetzen.
Übergreifstufe	bei Einfachleitungen: $X_{Ü} \geq 1,2 X_{AB}$ 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: $X_r = 0,5 X_{Tr}$

Tabelle 10: Zonenreichweite für Doppelleitungen

8.2.6 Zonenreichweiten für vermaschte Netze mit Zwischeneinspeisung

Aufgrund der Impedanzerhöhung durch Zwischeneinspeisung wird unter der reinen Anwendung eines Verfahrens nach *Kapitel 8.2.4* die Wirkung als Reserveschutz stark eingeschränkt.

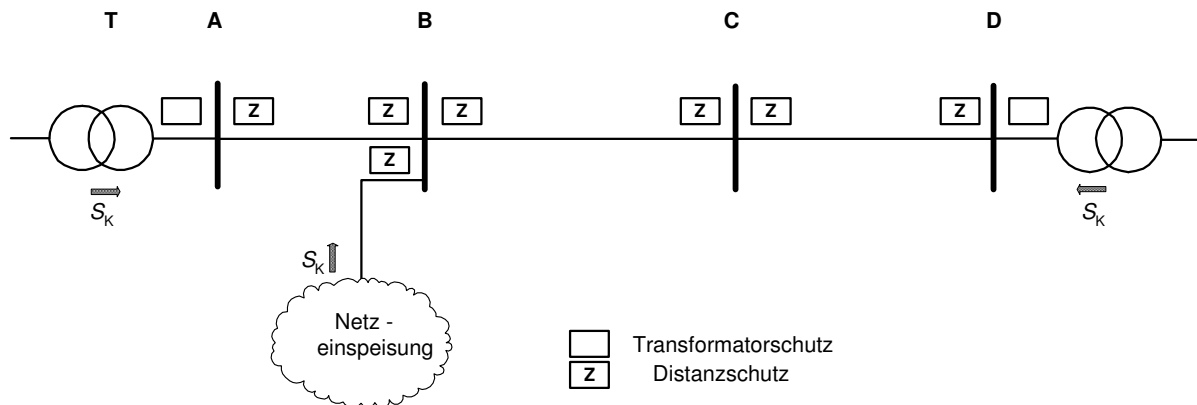


Bild 23: Zonenreichweite Netz mit Zwischeneinspeisung

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).

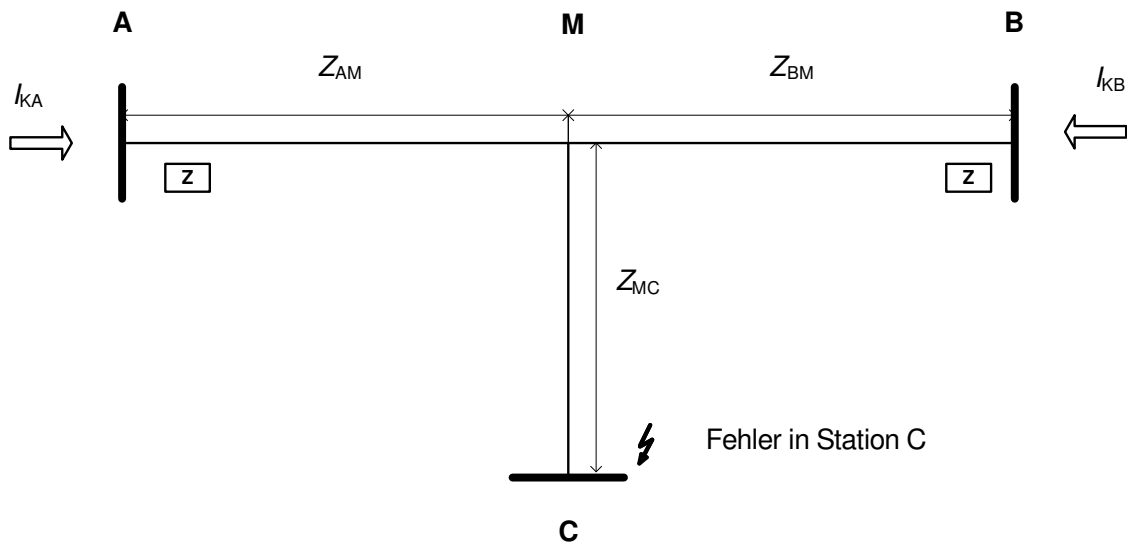
Folgendes Verfahren sollte hierzu angewandt werden:

Zonen Schutzeinrichtung in Station A	Ermittlung
1. Zone vorwärts	$X_1 = f_S X_{AB}$
2. Zone vorwärts	$X_2 \geq 1,2 \dots 1,3 X_{AB}$ (angestrebte Mindestreichweite) Zur sicheren Erfassung von Fehlern an der nächsten Sammelschiene sollte die 2.Stufe möglichst das 1,3fache 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	$X_3 \geq 1,2 (X_{AB} + X_{BC})$; 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.
Übergreifstufe	bei Einfachleitungen: $X_{Ü} \geq 1,2 X_{AB}$ bei Mehrfachleitungen: $X_{Ü} \geq 1,3 X_{AB}$ (Kopplungsimpedanz im Nullsystem beachten!)
1. Zone rückwärts bei Bedarf	Leitungsabzweige: $X_r = f_S X_1$ kürzeste abgehende Ltg Trafoabzweige: $X_r = 0,5 X_{Tr}$

Tabelle 11: Zonenreichweite für Netz mit Zwischeneinspeisung

8.2.7 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 24*). 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.



$$Z_{A\text{mess}} = Z_{AM} + Z_{MC} \left(1 + I_{KB} / I_{KA} \right)$$

$$Z_{B\text{mess}} = Z_{BM} + Z_{MC} \left(1 + I_{KA} / I_{KB} \right)$$

Bild 24: 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 eingesetzt werden.

8.2.8 Staffelung von Kupplungen

8.2.8.1 Mittelspannungsanlagen

In Einfachsammschienenanlagen (Längskupplung) wird häufig auf den Kupplungsschutz verzichtet.

In Anlagen, die überwiegend im Zweischienenbetrieb 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 (*Kapitel 7.6.11*) 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.

8.2.8.2 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-, Unterimpedanz oder U-I-Anregung verwendet. Die Einstellung sollte nach den in *Kapitel 8.1* 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.

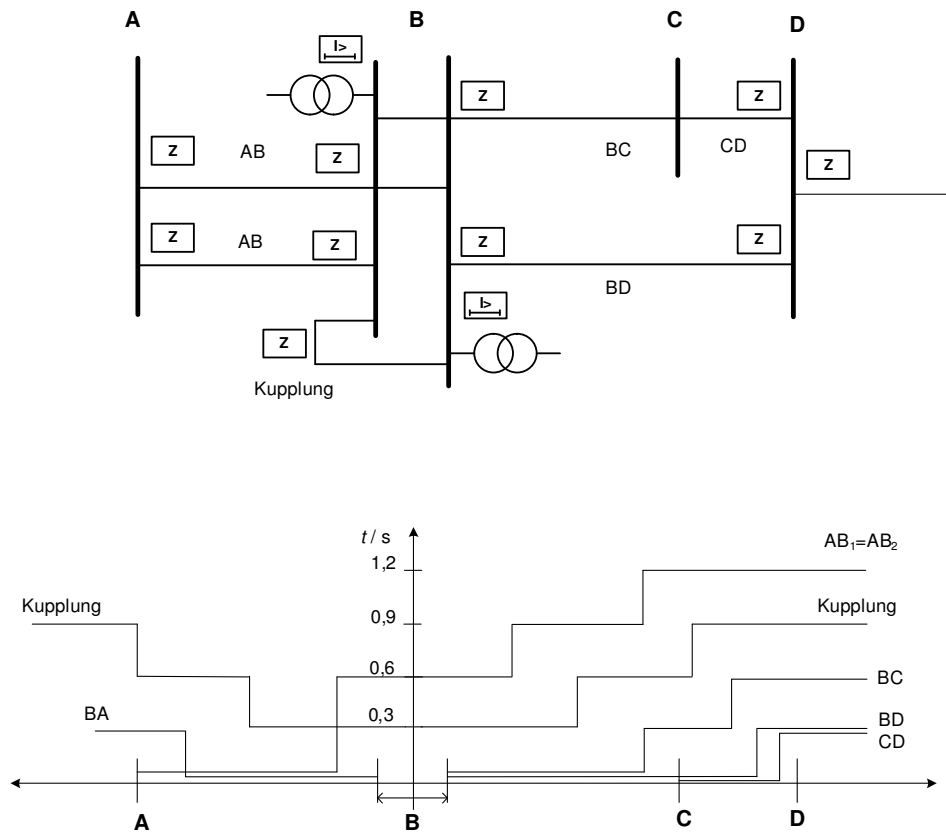


Bild 25: Staffelung der Kupplung

Um den Kupplungsschutz auch bei Nichtverfügbarkeit eines Abgangsschutzes als Ersatz für diesen verwenden zu können, sollten weitere Kennliniensätze aktivierbar sein.

Einstellempfehlung (ist auch in [43] 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
- Kennlinie 4: Kennlinie für Transformatorenabgänge.

Die Besonderheiten für die Ringsammelschienenanlagen und 1 ½-Leistungsschalteranlagen beziehen sich vorzugsweise auf die Messwerverfassung von mehreren Wandlergruppen, die AUS-Befehlerteilung an mehrere Leistungsschalter und Probleme der Synchrocheckfunktion. Einzelheiten hierzu sind in [41] nachzulesen.

8.2.8.3 Höchstspannungsanlagen

Im Höchstspannungsnetz wird die Kupplung ähnlich wie im Hochspannungsnetz eingestellt. Wegen des hier meistens vorhandenen Sammelschienenschutzes stellt sie sowohl für Sammelschienenfehler, als auch teilweise für Leitungsfehler einen Reserveschutz dar.

8.2.9 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.

Anmerkung:

Eine gewollte Netzauftrennung bei sehr hohen Betriebsströmen (Sollbruchstelle) kann ebenfalls zu Endzeitauslösungen führen. Um hier eine definierte Auslösestelle zu erhalten, muss an dieser Stelle die Endzeit kleiner als alle anderen Endzeiten im Netz eingestellt werden.

Ausführliche Hinweise sind in „Empfehlungen zur Endzeitstaffelung“ [28] enthalten.

8.2.10 Beispiel eines Staffelplanes

Im folgenden Beispiel (*Bild 26*) wird der Staffelplan eines Mittelspannungsstrahlennetzes, das im Wesentlichen mit Distanzschutzeinrichtungen ausgerüstet ist, dargestellt. Die notwendige Staffelzeit für digitale Schutzrelais beträgt $\Delta t = 300$ 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.

$$X_1 = f_S X_{AB}$$

$$X_2 = f_S (X_{AB} + f_S X_{BC})$$

$$X_3 = f_S (X_{AB} + f_S X_{BC} + f_S^2 X_{CD})$$

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

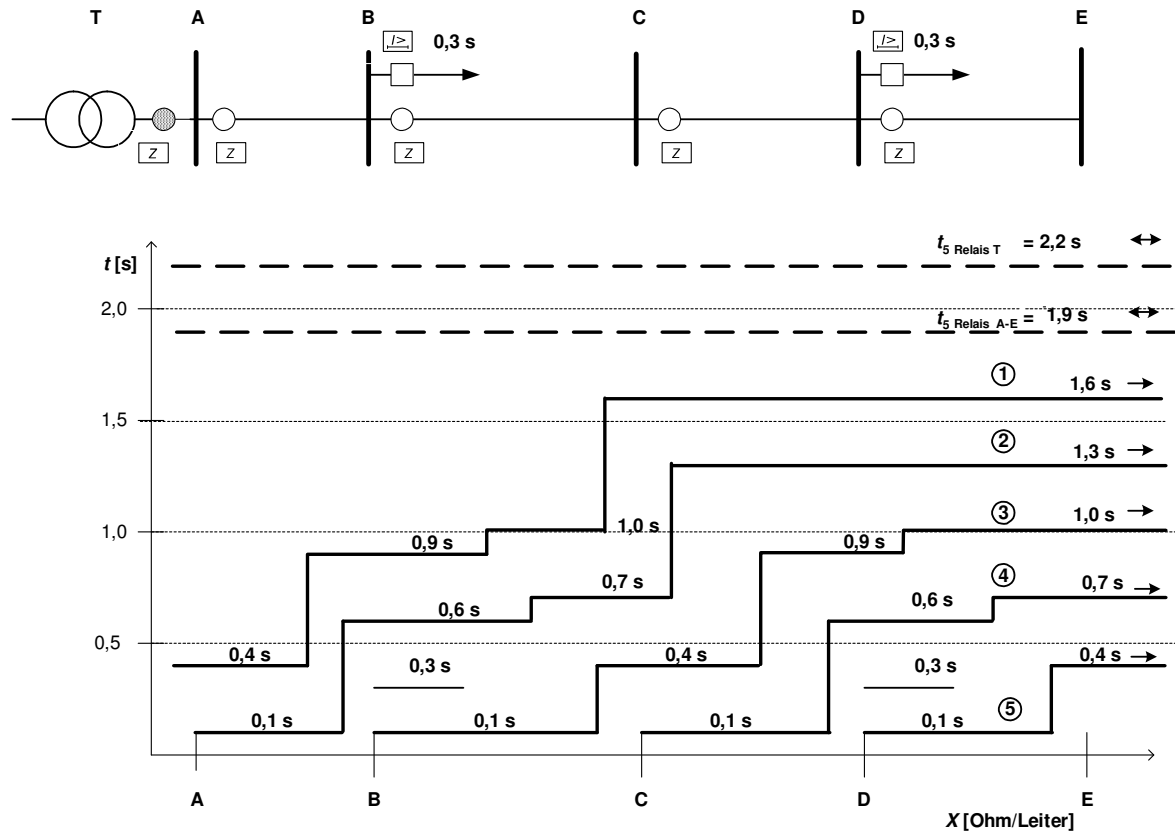


Bild 26: Beispiel eines Staffelplanes für ein Mittelspannungsstrahlennetz

Übersicht über die Zonen-Einstellwerte der Distanzschutzeinrichtungen in *Bild 26*

Anlage	A	A	B	C	D
Abgang	=J01 Trafo	=J05 AB	=J02 BC	=J03 CD	=J04 DE
Kennlinie	1	2	3	4	5
X_{prim} / Ω		0,8	1,20	1,00	1,00
X_1 prim (Zone 1) / Ω	0,58	0,68	1,02	0,85	0,85
X_2 prim (Zone 2) / Ω	1,32	1,55	1,74	1,57	1,20
X_3 prim (Zone 3) / Ω	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

Tabelle 12: Zonen Einstellwerte für Staffelplanbeispiel

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:

Anlage	A	A	B	C	D
Abgang	=J01 Trafo	=J05 AB	=J02 BC	=J03 CD	=J04 DE
Kennlinie	1	2	3	4	5
$X_{ü \text{ prim}} (\text{Übergreifzone}) / \Omega$		0,96	1,44	1,2	1,2

Tabelle 13: Übergreifzonen Einstellwerte für Staffelplanbeispiel

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird im *Bild 27* lediglich der Staffelplan der Anlage A, Abgang =J05 AB, dargestellt.

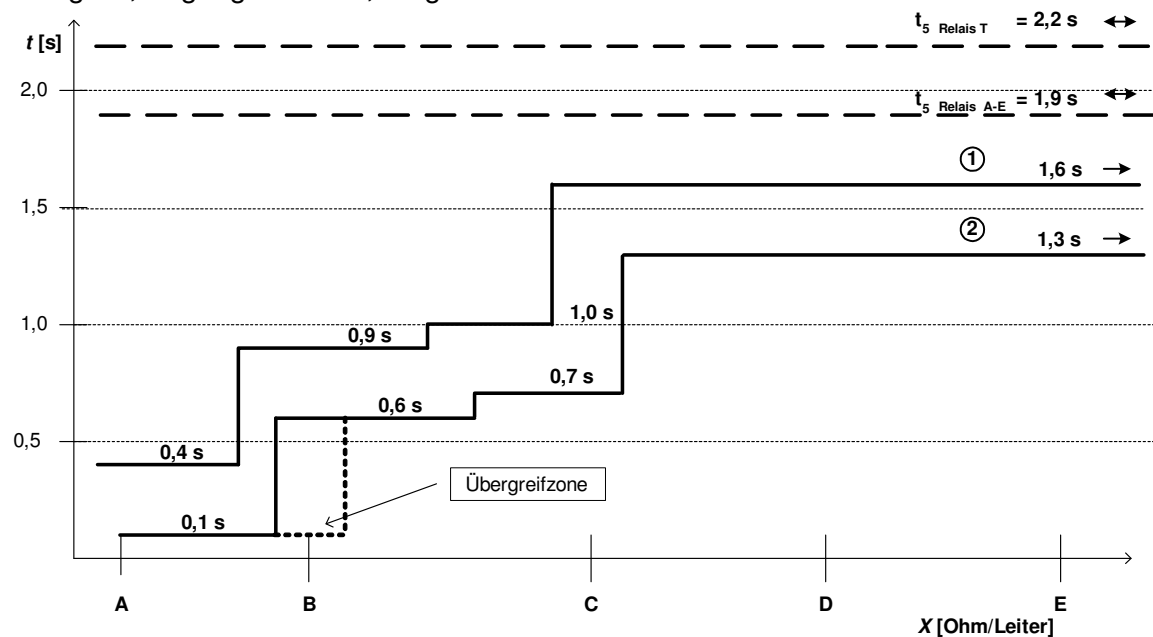


Bild 27: Beispiel Staffelplan für einen Mittelspannungsstrahl mit AWE

8.3 Sonstige Einstellungen

8.3.1 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:

$$R_{Li} = U_{Li} \cdot \frac{l}{I_{kmin}}$$

R_{Li} Lichtbogenwiderstand in $[\Omega]$

U_{Li} Lichtbogenspannung = 2500 V/m (mittlerer Erfahrungswert)

I_{kmin} Minimaler Kurzschlussstrom

l Lichtbogenlänge (üblich ist zweifache Isolatorlänge)

Die *Tabelle 14* 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.

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]						

Tabelle 14: Lichtbogenwiderstände für die Spannungsebenen 10 kV bis 380 kV

Die Mindesteinstellung der Zonen in R-Richtung beträgt:

$$R_{Zone} = \Re\{Z_{Zone}\} + R_{Li}$$

\Re 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.

Besonders bei Leitungen mit einem Leitungswinkel von $\varphi_L > 45^\circ$ kann es vorteilhaft sein, R gleich X zu setzen und hierzu den Lichtbogenwiderstand zu addieren.

In elektromechanischen Schutzrelais wird die Lichtbogenreserve durch Verschieben der Kreiskennlinie in R-Richtung erreicht. Hierbei gibt es deutliche Grenzen für die Lichtbogenreserve.

Analog-elektronische Schutzrelais können durch entsprechende Faktoren das Auslösepolygon in R-Richtung erweitern und damit eine verbesserte Lichtbogenreserve bieten.

Digitale Schutzrelais ermöglichen eine getrennte Einstellung der X- und R-Werte und optimieren somit die Einstellmöglichkeiten. Hierbei ist auf gewisse Einschränkungen beim R/X-Verhältnis zu achten (siehe Gerätebeschreibungen).

8.3.2 Erdfaktor

Der Erdfaktor einer Einfachleitung ist eine komplexe Größe und wird durch folgende Formel beschrieben:

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

Die Null- und Mitimpedanz (\underline{Z}_0 , \underline{Z}_1) der Leitung kann durch Messung oder auch Berechnung ermittelt werden.

Der in dieser Formel genannte Erdfaktor ist streng genommen nur für Einfachleitungen gültig. Für Doppelleitungen kann der Nullstrom des parallel geführten Leitungssystems zur Korrektur der Impedanzmessung herangezogen werden. Dazu sind die Kennwerte für die Koppelimpedanzen im Nullsystem zu ermitteln.

Bei elektromechanischen und analog-elektronischen Schutzrelais wird in der Regel der Erdfaktor als Betrag der komplexen Größe eingestellt.

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.

9 Hilfseinrichtungen

9.1 Hilfsspannungsbereitstellung

Kurzschlüsse in elektrischen Netzen sind mit Spannungseinbrüchen verbunden, die sich bis in den 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 Kurzschlussstrom (Wandlerstromgeräte) bereitgestellt.

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

9.1.1 Gleichspannungsversorgung

Für den Schutz, die Steuerung und Überwachung 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 VDE 0510 [21] 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 VDE 0435 [22] und [1] eine Schwankungsbreite der Betriebsspannung von 80 bis 110 % der Bemessungsspannung festgelegt. Bevorzugte Bemessungsspannungen sind 24 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.

Kurzschlüsse in der gesamten DC-Anlage müssen selektiv und schneller als 50 ms abgeschaltet werden.

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 (siehe *Bild 28*).

In der Regel sind die Batterieanlagen bei Netzausfall für eine Überbrückungszeit von ca. 6 - 12 Stunden ausgelegt. Sie stellen in dieser Zeit z. B. die Verfügbarkeit der Schutztechnik, Leistungsschalter, Messumformer sowie der Fernwirkanlagen sicher.

Zum Erreichen der Redundanz beim Ausfall der Gleichspannungsanlage werden oft in Umspannwerken ab 220 kV zwei DC-Anlagen eingesetzt, um ein durchgängiges Haupt- und Reserveschutzsystem zu sichern. Dabei werden Haupt- und Reserveschutzsystem je einem System zugeordnet. Die verbleibenden Verbraucher werden annähernd hälftig aufgeteilt. Im *Bild 28* 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.

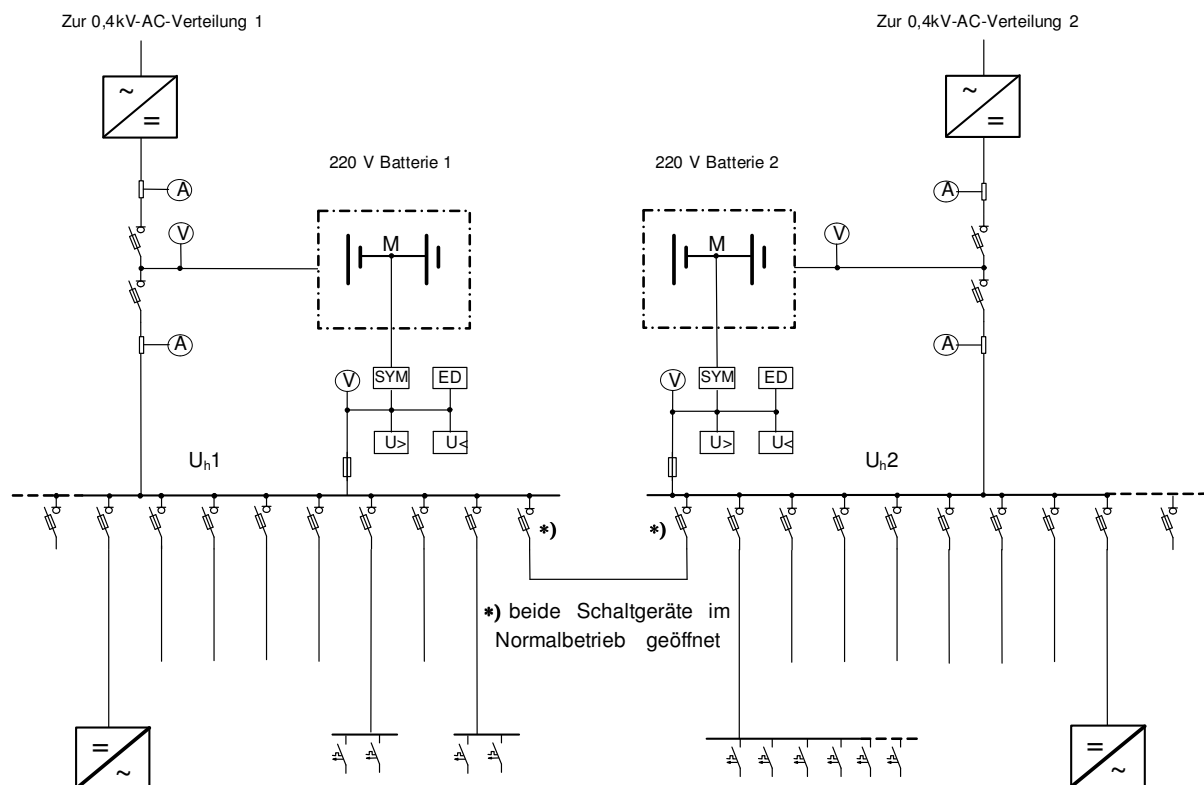


Bild 28: Beispiel für eine DC-Anlage mit zwei Batterien

9.1.2 Drehstromversorgung

Um den sicheren Betrieb von Umspannwerken zu gewährleisten, werden für den 230/400-V-AC-Eigenbedarf in der Regel zwei Einspeisungen zur Verfügung gestellt. Diese werden über EB-Transformatoren entweder von der Tertiärwicklung des Umspanners, von Mittelspannungsschaltanlagen oder von der Niederspannungs-Ortsnetzversorgung bereitgestellt. *Bild 29* beschreibt beispielhaft den Aufbau einer AC-Anlage für eine Umspannanlage.

Die Eigenbedarfsversorgung dient zur Speisung des Batterieladegerichters, 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.

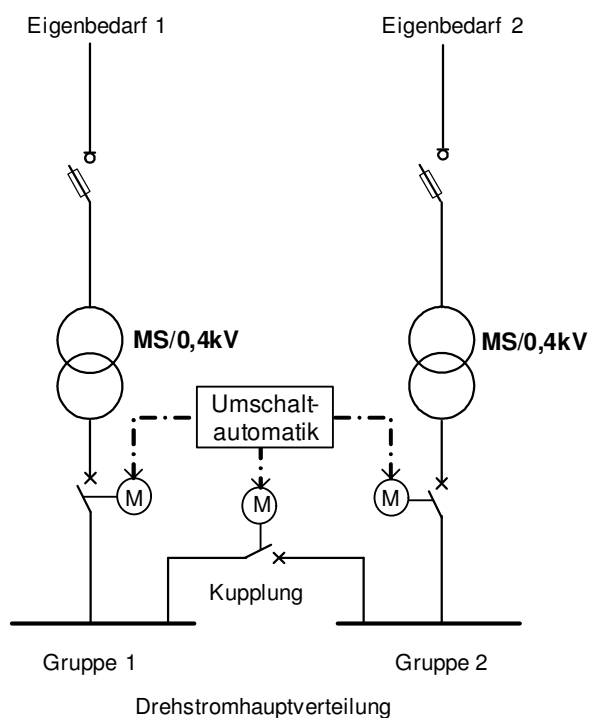


Bild 29: Beispiel für die Einspeisung des Eigenbedarfs in Stationen

9.1.3 Kondensatorauslösung

Sie kann in kleineren Netzstationen für die Versorgung der Leistungsschalter-Auslösespulen verwendet werden.

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 Leistung der Auslösespulen abzustimmen. Es muss darauf geachtet werden, dass der Kondensator des Auslösegerätes stets aufgeladen ist. Die Versorgung von Schutzeinrichtungen durch das Kondensatorauslösegerät ist nur dann zulässig, wenn der Schutz bei Einschalten einer spannungslosen Station durch den vorgeordneten Reserveschutz gewährleistet ist.

9.1.4 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 30* 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 Leistungsschalerspule 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 Hilfswandlerennleistung ist z.B. 15 VA.

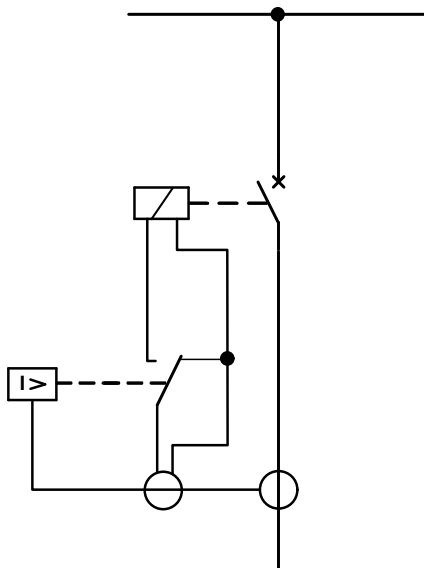


Bild 30: Wandlerstromauslösung

10 Anschluss und Verkabelung von Messwandlern

10.1 Messwandlerkreise

Die Anordnung der Wandler im Schaltfeld sollte so ausgeführt werden, dass der Spannungswandler im Schutzbereich des Abzweigschutzes und nicht im Schutzbereich des Sammelschienenschutzes liegt.

Alle Messwandlerleitungen sind mit stromtragfähigem Schirm auszuführen, der zu erden ist. Die Erdung der Wandlersekundärkreise wird möglichst nah am Wandler vorgenommen.

10.2 Spannungswandlerkreise

Zum Schutz der Spannungswandler vor thermischer Zerstörung bei Kurzschlüssen im Wandlersekundärkreis sind die drei nicht geerdeten Sekundäranschlüsse so nahe wie möglich am Wandler zu einem Drehstromsystem zusammenzuführen und abzusichern.

Bei den Wicklungen für den Schutz ist jeweils die Klemme „n (x)“ der einzelnen Pole über eine isolierte, möglichst kurze Leitung (z.B. mit 10 mm² Cu) bis zu einem Punkt zu führen und dort gemeinsam zu erden. In Mittelspannungsanlagen werden üblicherweise die Spannungswandlersekundäranschlüsse direkt am Spannungswandler bzw. an der ersten Klemmleiste geerdet.

Werden an die Spannungswandler Distanzschutzeinrichtungen mit spannungsgesteuerter Überstrom- oder Unterimpedanzanregung angeschlossen, sollte wie folgt verfahren werden:

Die Klemmen „a (u)“ der Wandler sind mit einem dreipoligen Leitungsschutzschalter zu versehen, der mit einem entsprechend schnell schaltenden Hilfskontakt (Schließer) die Anregung des Distanzschutzes bei Kurzschlüssen im Sekundärkreis blockiert, um Fehlauflösungen zu vermeiden. 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.

Für die Auslegung der Spannungswandler (siehe auch *Kapitel 2.3.1.2*) ist die Bemessungsleistung unter Berücksichtigung der anzuschließenden Messwandlerleitungen so zu wählen, dass bei Kurzschluss im Sekundärkreis an der entferntesten Stelle die Abschaltung und die rechtzeitige Blockierung des Distanzschutzes durch den Leitungsschutzschalter gewährleistet sind.

Für den Spannungswandlerkreis ist ein Spannungsfall von höchstens 0,5 % zwischen Wandler und dem letzten angeschlossenen Gerät zulässig. Für die Messwandlerleitungen wird ein Mindestquerschnitt von 2,5 mm² Cu empfohlen. Die offene Dreieckswicklung zur Erdschlusserfassung wird durch zwei Verbindungen jeweils des Anschlusses „da (e)“ einer Wicklung mit „dn (n)“ des benachbarten Wandlers hergestellt. Die beiden nicht verbundenen Klemmen „da (e)“ und „dn (n)“ für die Erdschlusserfassung sind herauszuführen, wobei die Klemme „dn (n)“ zu erden und die Klemme „da (e)“ mit einem einpoligen Leitungsschutzschalter zu versehen ist (siehe *Bild 53*).

10.3 Spannungswandlerschaltungen

Die Sekundärspannungen aus dem Spannungswandler werden außer für spannungsabhängige Schutzeinrichtungen (z.B. Distanzschutz, richtungsabhängiger UMZ-Schutz) auch für Mess-, Regel- und Synchronisierereinrichtungen benötigt.

In Höchst- und Hochspannungsanlagen werden meist in allen Feldern Spannungswandler oder Kombiwandler eingebaut.

In der Mittelspannung werden aus Kostengründen oftmals nicht in allen Feldern Spannungswandler eingebaut. Sie sind aber immer dann erforderlich, wenn die anstehende Spannung für bestimmte Funktionen benötigt wird (z.B. Einspeisefelder).

Um aber die Messspannungen auch in Feldern ohne Spannungswandler dennoch zur Verfügung stellen zu können, sind folgende Maßnahmen möglich:

- Spannungswandler sind an jeder Sammelschiene bzw. an jedem Sammelschienenabschnitt vorhanden.
Die Messspannung wird dann mithilfe einer Ringleitung von Feld zu Feld geführt. Für Einfachsammschienenanlagen steht damit jedem Feld die erforderliche Spannung zur Verfügung.
In Doppelsammelschienenanlagen wird über eine Auswahlschaltung die relevante Spannung bereitgestellt.
- Anstelle einer Sammelschienen Spannungsmessung kann auch die Spannung des ersten eingeschalteten Abzweiges über eine Auswahlschaltung bereitgestellt werden.

10.4 Stromwandlerkreise

Die Einbaulage des Stromwandlers, die Bildung des Sternpunktes und damit die Erdung der Sekundärwicklungen sind in einem Netzgebiet möglichst einheitlich festzulegen. Bei der Einstellung von Differenzial-, gerichteten UMZ-Schutz- und Distanzschutzeinrichtungen muss die Lage der Sternpunkterdung (Kurzschlussrichtungsbestimmung) berücksichtigt werden, um die bestimmungsgemäße Funktion zu gewährleisten.

Stromwandlerkerne, die nicht benötigt werden, sind immer kurzzuschließen und zu erden.

Für die im Kurzschlussfall auftretenden, kurzzeitig hohen Ströme im Sekundärkreis ist ein Mindestquerschnitt der Stromwandlerkreise von $2,5 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ zu wählen.

Da die Bürde des Sekundärkreises einen starken Einfluss auf das transiente Übertragungsverhalten des Stromwandlers hat, kann es projektspezifisch notwendig sein, einen größeren Querschnitt zu wählen, um eine zu große Außenbürde zu vermeiden. Die Bemessungsleistung der Stromwandlerkerne darf in keinem Fall überschritten werden (siehe auch *Kapitel 2.3.1.1*).

11 Schutz von Leitungen und Kabeln

11.1 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 *Kapitel 8.2.3.*) nicht die ganze Leitungslänge in Schnellzeit geschützt werden.

Betriebliche Anforderungen oder unzureichende Staffellabstände können allerdings einen Schutz der gesamten Leitungslänge in Schnellzeit erforderlich machen. Eine Möglichkeit besteht im Einsatz einer Differenzialschutzeinrichtung, die einen Stromvergleich über alle Leitungsenden durchführen. Dieses Verfahren wird aber nur in Verbindung mit einer weiteren Schutzfunktion bzw. Schutzeinrichtung (Distanzschutz oder UMZ) angewendet, da der Differenzialschutz 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 *Kapitel 7.9*). 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 der 100%-Schutz der Leitungslänge in Schnellzeit möglich ist. 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 *Kapitel 7.9.1*). Zur Vereinfachung im Netzbetrieb sollte die einheitliche Anwendung eines Verfahrens im jeweiligen Netzbereich angestrebt werden. Die zu übertragenden Schutzsignale werden meist aus den Schutzrelais mittels Binärausgang (Relaiskontakt) ausgekoppelt und an die Schutzsignal-Übertragungseinrichtung übertragen. Es werden auch Schutzeinrichtungen mit Schnittstellen zur direkten Übertragung der Schutzsignale angeboten.

11.2 Schutz von Höchstspannungsleitungen

Das Höchstspannungsnetz wird mit einer Bemessungsspannung von 220 kV bzw. 380 kV betrieben und erfüllt die Aufgaben des Übertragungsnetzes.

Die im *Kapitel 6.1* beschriebenen Punkte und die meist hohen Anforderungen an die Netzstabilität 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 UCTE-Transportnetz 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 sollte der Einsatz von Pendelsperren und Pendelauslösungen zwischen den Transportnetzbetreibern abgestimmt werden.

11.2.1 Schutzkonzepte in Höchstspannungsnetzen

Im Höchstspannungsnetz sind die Anforderungen an die Fehlerklärungszeiten besonders hoch. An vielen Stellen müssen aus Stabilitätsgründen Fehlerklärungszeiten von 150 ms eingehalten werden. Dies erfordert Sammelschienen-schutz-einrichtungen und einen auf 100 % der Leitung in Schnellzeit arbeitenden Leitungsschutz. Diese Fehlerklärungszeit sollte auch bei Versagen einer Schutzeinrichtung in einem Feld sowie bei Ausfall einer Hilfsspannung oder eines Auslösekreises eingehalten werden. Hierzu ist der Einsatz von zwei getrennten Schutzsystemen, die beide vergleichbare Fehlerklärungszeiten aufweisen, erforderlich.

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.

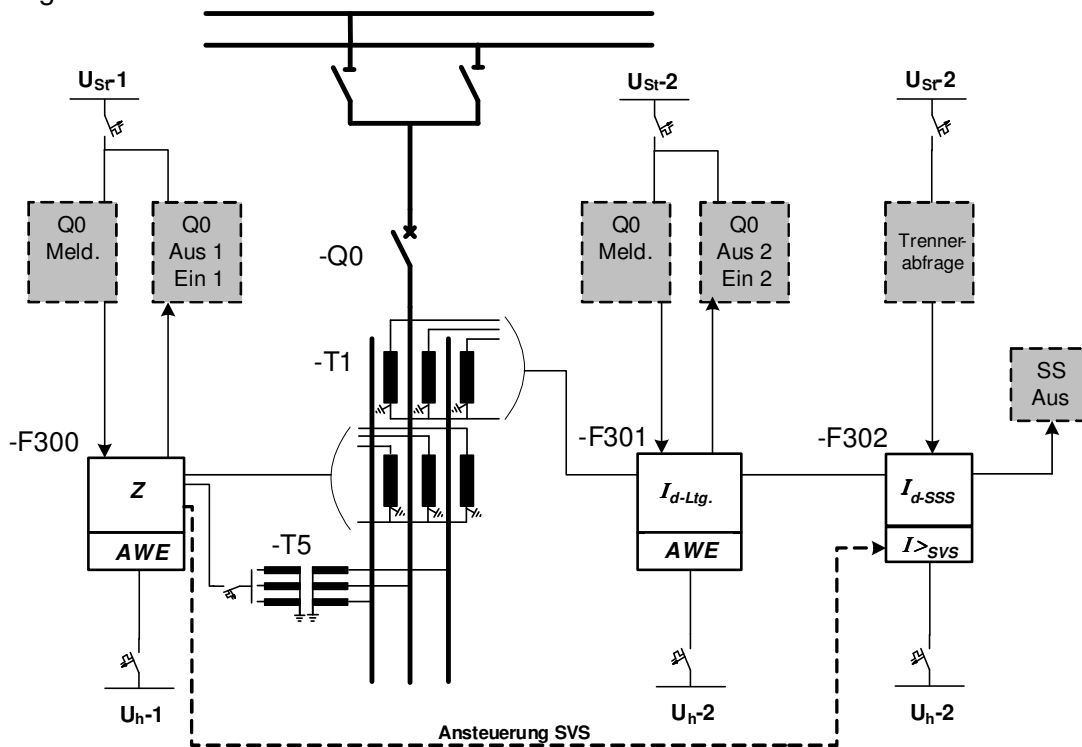
In den letzten Jahren steigt die Belastung des Höchstspannungsnetzes stetig an. Dies liegt einerseits an dem zunehmenden Handel mit elektrischer Energie, andererseits aber auch daran, dass regenerativ erzeugte Energie über weite Entfernungen zu den Verbrauchsschwerpunkten transportiert werden muss. Dadurch stehen die Betriebsmittel für Zwecke der Schutzprüfung nur noch eingeschränkt zur Verfügung. Als Konsequenz folgt, dass Schutzprüfungen zunehmend auch bei in Betrieb befindlichem Feld durchgeführt werden müssen. 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 Minimal-konzepte, bei denen besonderer Wert auf das Vermeiden von Überfunktionen bei Prüfung mit in Betrieb befindlichem Feld gelegt wurde.

11.2.2 Höchstspannungsleitungsschutz mit Schutzdopplung

In den letzten Jahren hat sich im Übertragungsnetz die Schutzdoppelung, bestehend aus Schutzsystem 1 und Schutzsystem 2 durchgesetzt. Jedes Schutzsystem ist als 100 % selektiver Schutz aufgebaut. Vorzugsweise werden für beide Schutzsysteme unterschiedliche Messprinzipien eingesetzt, beispielsweise Distanzschutz mit Schutzsignalübertragung und Leitungsdifferenzialschutz. Kurze Fehlerklärungszeiten - auch bei Versagen einer Schutzeinrichtung - erfordern hierbei getrennte Nachrichtenwege und -knoten für die beiden Schutzsysteme.

Als Minimal-konzept führt nur eine Schutzeinrichtung eine 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. Beispielsweise können von beiden Schutzeinrichtungen die Leistungsschalterhilfskontakte überwacht werden. Bei Rückmeldung der AUS-Stellung von mehr als einer Phase wird die AWE abgebrochen.

Im Bild 31 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.

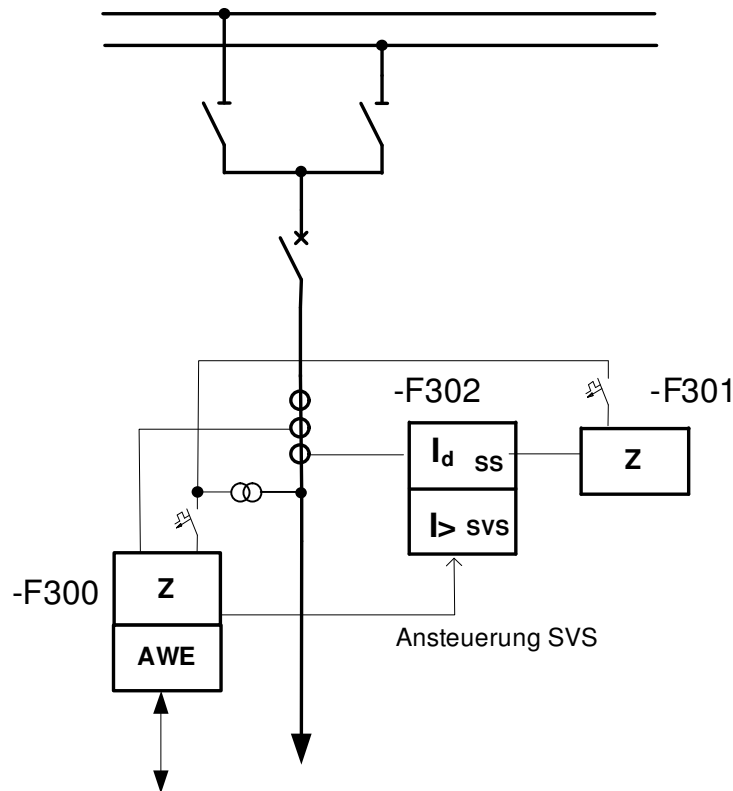


Bezeichnung	Schutz	Hilfsspannung								Ansteuerung SVS
		U _{h-1}	U _{h-2}	U _{sr-1}			U _{sr-2}			
				Ein 1	Aus 1	Meld.-LS	Ein 2	Aus 2	Meld.-LS	
-F300	Distanzschutz (Schutzsystem 1) AWE	X		X	X	X				X
-F301	Leitungsdifferentialschutz (Schutzsystem 2) AWE		X				X	X	X	
-F302	Sammelschienenenschutz Schalterversagerschutz		X					X		

Bild 31: Beispiel für einen Höchstspannungsleitungsabgang mit Schutzdupplung

11.2.3 Höchstspannungsleitungsschutz mit Haupt- und örtlichem Reserveschutz

Der Reserveschutz erfüllt die Funktion der Fehlerabschaltung, wenn der Hauptschutz gestört ist. Gegenüber dem Hauptschutz sind die Funktionen des Reserveschutzes eingeschränkt, so wird auf eine AWE und ggf. auf eine Schutzsignalübertragung verzichtet. Wenn der Reserveschutz nur über eine dreipolige Auslösung verfügt, muss für einpolige Fehler in der ersten Zone eine Zeitverzögerung aktiviert werden, um dem Hauptschutz Gelegenheit zur einpoligen Auslösung und Durchführung der AWE zu geben (siehe Bild 32).



Bez.	Schutz	U_{h-1}	U_{h-2}	Aus-1	Aus-2	Anst. SVS
-F300	Distanzschutz - Hauptschutz	X		X		X
-F301	Distanzschutz - Reserveschutz		X		X	
-F302	Sammelschienenschutz Schaltversagerschutz		X		X	

Bild 32: Beispiel für einen Höchstspannungsleitungsabgang mit Haupt- und Reserveschutz

11.2.4 Höchstspannungsleitungsschutz für Zweipolleitungen

Die Anregebedingungen für den ortsfernen Reserveschutz sind vor allem bei Fehlern am Ende langer Leitungen in vielen Fällen nicht mehr gegeben. Es ist entweder ein feldbezogener Reserveschutz aufzubauen oder die Schutzeinrichtung ist zu doppeln.

Die selektive Klärung der Fehler auf 100 % der Leitungslänge wird durch Distanzrelais mit Schutzsignalübertragung oder/und durch Leitungsdifferenzialschutz gewährleistet.

Übliche Freigabeverfahren sind:

- Unterreichend eingestellte 1. Zone, Senden bei Fehler in der 1. Zone und Auslösung der Gegenseite bei Signalempfang und Vorliegen der gerichteten Anregung
- Unterreichend eingestellte 1. Zone, Senden bei Fehler in der 1. Zone und Auslösung der Gegenseite bei Signalempfang und Fehler in der Übergreifstufe
- Unterreichend eingestellte 1. Zone, senden bei Fehler in der Übergreifstufe und Auslösung der Gegenseite bei Signalempfang und Fehler in der Übergreifstufe

Üblich ist zumindest eine einmalige, einpolige AWE. Eine mehrpolige AWE muss auf Anschlussleitungen großer Kraftwerksblöcke vermieden werden.

Der Schaltversagerschutz wird phasenselektiv und zweistufig ausgeführt. Dabei löst ein Anstoß des Schaltversagerschutzes unverzüglich die zweite Auslösespule aus. Wenn der
© Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), September 2009

Strom in der fehlerbehafteten Phase den Schwellwert des Schalterversagerschutzes nach Ablauf der eingestellten Verzögerungszeit überschreitet, wird der Sammelschienenabschnitt dreipolig ausgelöst. Die Ansteuerung des Schalterversagerschutzes nur vom Schutzsystem 1 (Auslösekreis 1) in Verbindung mit der Zuordnung des Schalterversagerschutzes zum Schutzsystem 2 (Auslösekreis 2) stellt auch bei einer Einstellung des Schalterversagerschutzes unter dem maximalen Laststrom des Abzweigs sicher, dass bei einer Fehlhandlung während einer Schutzprüfung schlimmstenfalls der eigene Leistungsschalter ausgelöst wird.

Bei diesem Schutzkonzept ist sichergestellt, dass jedes Glied in der Kette der für eine Fehlerabschaltung benötigten Einrichtungen versagen kann. Dabei werden die geforderten Fehlerklärungszeiten eingehalten. Das Versagen von mehr als einem Glied der Kette wird vom Redundanzkonzept nicht abgedeckt.

11.2.5 Höchstspannungsleitungsschutz für Mehrendenleitungen

Mehrendenleitungen (z.B. Dreibeinleitungen) werden aus Kostengründen zunehmend auch in der Höchstspannungsebene geplant und gebaut. In der Höchstspannungsebene sind in der Regel alle Enden einer Mehrendenleitung „aktiv“, d.h. von allen Enden wird Kurzschlussleistung eingespeist. Bei einem redundanten Leitungsschutzkonzept mit Schutzsystem 1 und 2 muss gefordert werden, dass alle Kurzschlüsse auf dem zu schützenden Leitungsgebilde bei allen möglichen Schaltzuständen von beiden Schutzeinrichtungen in Schnellzeit erfasst werden. Für Distanzschutzkonzepte mit Schutzsignalübertragung bestehen jedoch gewisse Grenzen, d.h. nicht alle netztechnischen Gebilde können hiermit geschützt werden.

Im Folgenden werden beispielhaft für den häufig vorkommenden Fall eines im Stich an eine Höchstspannungsleitung angeschlossenen Transformators die Randbedingungen für ein Schutzkonzept mit Distanzrelais erläutert. Die Wahrscheinlichkeit für einen Transformatorfehler ist um eine Größenordnung kleiner als für einen Fehler auf einer Freileitung. Dieses Konzept geht daher davon aus, dass bei einem Fehler in dem dem Transformator zugeordneten Schutzbereich eine Überreaktion des Schutzes der Freileitung, an der der Transformator im Stich angeschlossen ist, akzeptiert werden kann. Eine Überreaktion des überspannungsseitigen Leitungsschutzes bei einem Fehler auf der Unterspannungsseite des Transformators ist dagegen nicht zulässig.

Auf der durchgehenden Leitung A-C im *Bild 33* wird beispielsweise 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.

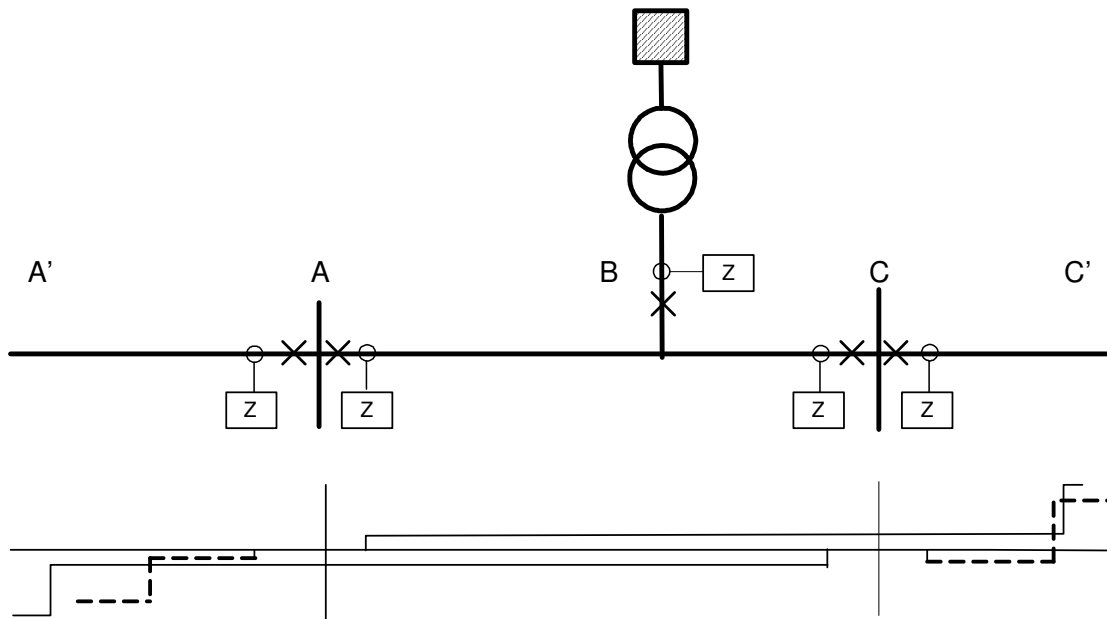


Bild 33: Einstellung der Übergreifstufe am Beispiel einer Dreibeinleitung

Bild 33 zeigt die Verhältnisse am Beispiel einer Leitung mit einem Stichtanschluss. 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.

11.2.6 Optimierungsmöglichkeiten

Eine Optimierung kann im Zusammenfassen mehrerer Schutzfunktionen in einer Schutzeinrichtung bestehen. Eine Grenze für eine weitergehende Integration ergibt sich aus der Forderung, dass Schutzfunktionen, die eine gegenseitige Redundanz darstellen, auch in getrennten Schutzeinrichtungen ausgeführt werden müssen. Eine weitere Grenze stellt die zunehmende Komplexität dar. Schutzeinrichtungen müssen in Ihrem Funktionsumfang noch überschaubar und vor allem auch prüfbar bleiben.

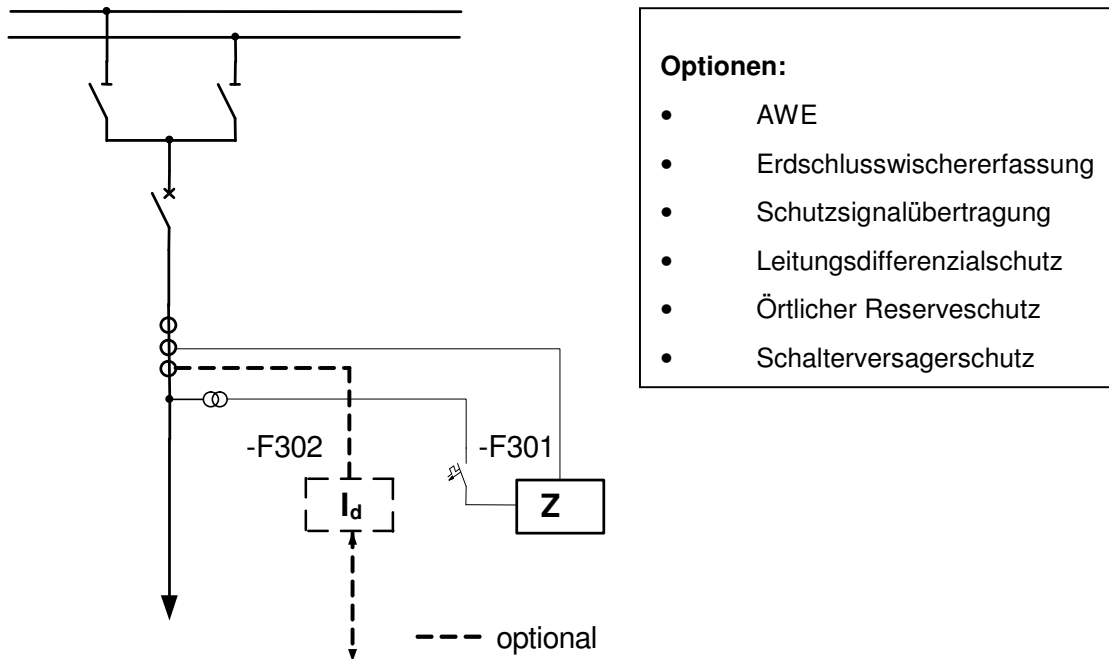
Eine Optimierung, die diesen Randbedingungen genügt, ist beispielsweise die Integration eines Reserveschutzes des Abzweiges in die Feldeinheit des Sammelschienenschutzes.

11.3 Schutz von Hochspannungsleitungen

Bedingt durch die unterschiedlichen, im *Kapitel 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.

11.3.1 Hochspannungsleitungsschutz für Zweipolleitungen

Hochspannungsleitungen werden üblicherweise mit Distanzschutzeinrichtungen geschützt. Entsprechend den jeweiligen Anforderungen können diese mit den in *Bild 34* genannten Optionen ergänzt werden.



Bez.	Schutz	U _h -1	U _h -2	Aus-1	Aus-2
-F301	Distanzschutz	X		X	
-F302 (Option)	Differenzialschutz		X		X

Bild 34: Beispiel für einen Hochspannungsleitungsabgang

Der Schutz von Hochspannungskabelstrecken und sehr kurzer Freileitungen wird meistens mit Leitungsdifferenzialschutz ausgeführt, da sonst aufgrund der niedrigen Impedanzwerte die Selektivität nicht gewährleistet werden kann. In diesem Fall ist zusätzlich ein Distanzschutz (ggf. auch integriert) erforderlich.

11.3.2 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.

Anmerkung:*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 beispielsweise 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.

11.3.2.1 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 betriebenen 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 35*).

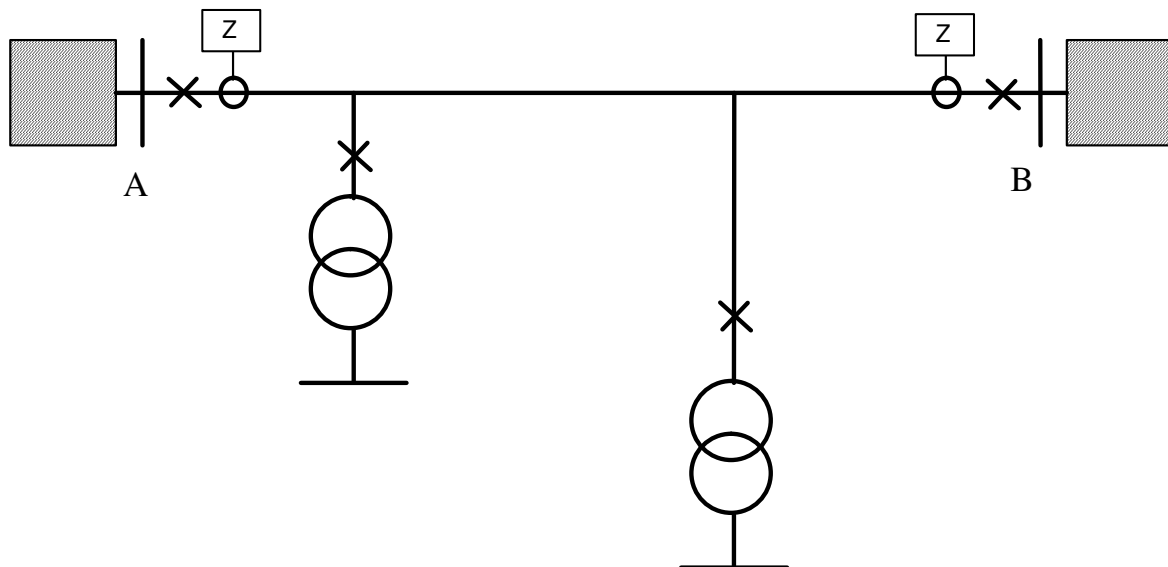


Bild 35: Beispiel für eine Mehrendenleitung mit passiven Stichanschlüssen

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 *Kapitel 8.2.3*). 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:

- 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.

11.3.2.2 Mehrendenleitungen mit mehr als zwei aktiven Enden

Bei mehreren aktiven Enden sind die Hinweise zur Staffelung aus dem *Kapitel 11.2.2* 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-Differenzialschutzeinrichtungen notwendig.

11.3.3 Optimierungsmöglichkeiten

Auch bei Hochspannungsleitungen liegt das größte Optimierungspotenzial in der sinnvollen Zusammenfassung von Funktionen in einer Schutzeinrichtung. Dies kann z.B. bei Schutzdopplung die Integration der Abzweigsteuerfunktionalität in eines der Schutzrelais (Kombigerät) [30] sein.

Beim Leitungsschutz mit Differenzial- und Distanzschutz können diese beiden Funktionen in einem Schutzrelais ausgeführt werden. In diesem Fall ist die Redundanz durch einen ortsfernen Reserveschutz sicherzustellen.

11.4 Schutz von Mittelspannungsleitungen

In den Mittelspannungsnetzen (siehe auch *Kapitel 6.3*) werden alle Abgänge in den Umspannanlagen und in ausgewählten Mittelspannungsanlagen mit Schutzeinrichtungen ausgerüstet.

Die Ausrüstung mit Kurzschlusschutz kann abhängig von der Sternpunktbehandlung der Netze sein. So sind in Netzen mit niederohmiger oder kurzzeitig niederohmiger Sternpunktterdung zusätzliche Maßnahmen wie z.B. Nullstromschutz erforderlich.

Leitungsabgänge mit überwiegendem Freileitungsanteil werden häufig mit einer AWE-Funktion ausgerüstet.

Die Strom- und Spannungswandler werden in neuen Anlagen in allen drei Leitern installiert. Dabei sind die technischen Anforderungen aus *Kapitel 2.3* und *10* zu beachten.

Zur Erfassung des Erdstromes kann der Einsatz von Kabelumbauwandlern erforderlich sein. Die für Distanzschutz, gerichteten UMZ-Schutz und Erdschlusserfassung erforderliche Messspannung wird von Spannungswandlern bereitgestellt, die je nach Anlagenkonfiguration entweder im Abgang eingebaut, der Einspeisung zugeordnet oder an die Sammelschiene angeschlossen sind (siehe *Kapitel 10*). Bei der Dimensionierung der Spannungswandler sind die Hinweise nach *Kapitel 2.3.1.2* zu berücksichtigen.

Der Reserveschutz sollte durch den in der Kurzschlussbahn vorher liegenden Schutz gewährleistet sein. Bei Leitungsabgängen in Umspannanlagen ist das in der Regel der UMZ- oder Distanzschutz in den Transformatoreinspeisungen. Gewährleistet dieser Schutz die Anregesicherheit nicht, kann ein Reserveschutz durch eine zweite in dem entsprechenden Leitungsabgang eingebaute UMZ-Schutzeinrichtung realisiert werden. Diese Reserveschutzeinrichtung sollte eine zweite Leistungsschalter-Ausspule mit einer vom Hauptschutz unabhängigen Hilfsenergiequelle betätigen (z.B. Wandlerstromauslösung oder Kondensatorbatterie). In diesem Fall sollte auch eine Schalterversagerschutzfunktionalität vorgesehen werden.

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 *Kapitel 3*, *Kapitel 7.5* und *Kapitel 17.2*).

Diese kann je nach Erfordernis abzweigselektiv ausgeführt werden.

11.4.1 Abgangsschutz

11.4.1.1 Strahlennetze

In Strahlennetzen (Stichleitungen) werden vorwiegend UMZ-Schutzeinrichtungen eingesetzt.

Die Selektivität in einem Strahlennetz bei Verwendung von UMZ-Relais wird durch eine Staffelung der Auslösezeiten erreicht. Dazu wird der von der Einspeisung am weitesten entfernte Schutz auf die kleinste Zeit und Schutzeinrichtungen, die näher zur Einspeisung liegen, auf eine um jeweils eine Staffelstufe höhere Zeit eingestellt (siehe *Kapitel 8.2*).

Ein Beispiel für einen MS-Strahlennetzabgang mit UMZ-Schutzeinrichtung und entsprechenden Optionen ist im *Bild 36* dargestellt.

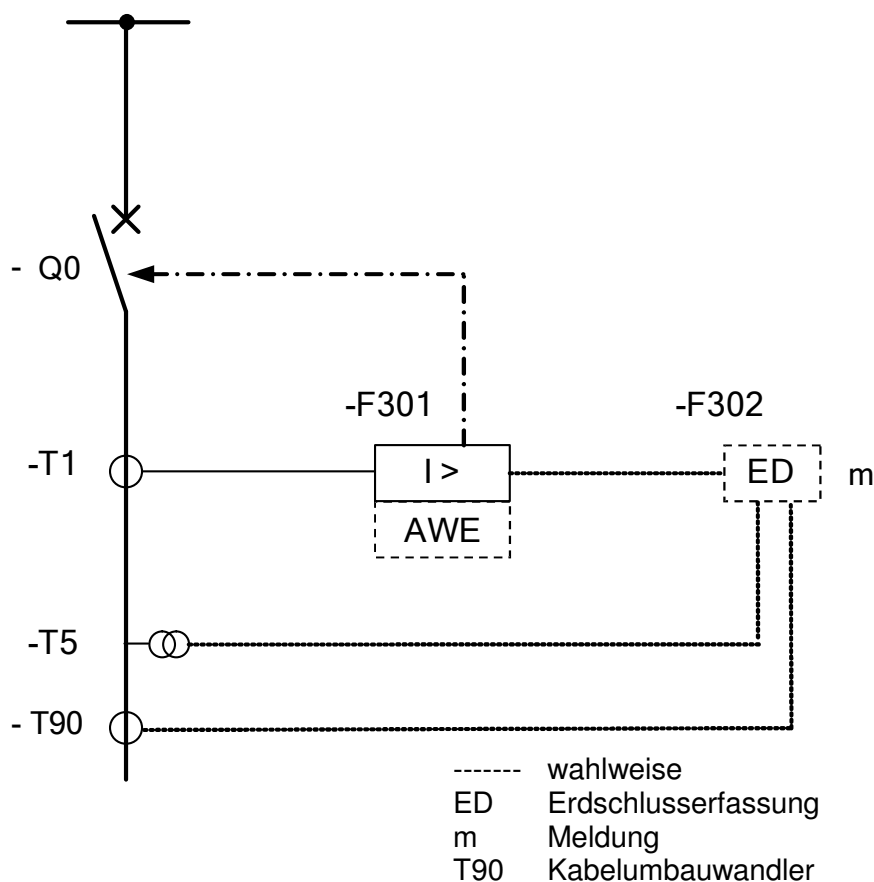


Bild 36: Beispiel für einen Leitungsabgang einer Stichleitung mit UMZ-Schutzeinrichtung

Der Distanzschutz wird in Strahlennetzen nur dann eingesetzt, wenn wegen nachgeordneter Schutzeinrichtungen die erforderliche Auslösezeit mit UMZ-Schutzeinrichtungen nicht erreicht wird (siehe *Bild 37*).

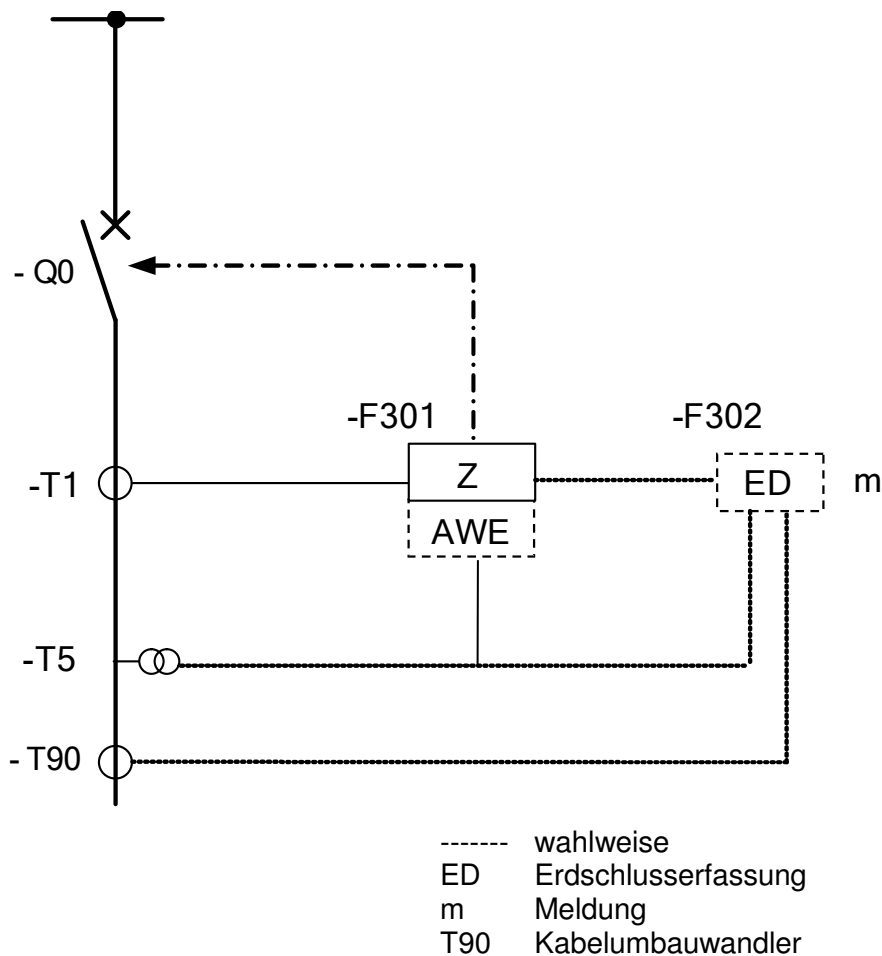


Bild 37: Beispiel für einen Leitungsabgang einer Stickleitung mit Distanzschutzeinrichtung

11.4.1.2 Zweiseitig gespeiste Leitungen

Zweiseitig gespeiste Leitungen kommen in Ringnetzen, vermaschten Netzen und bei einspeisenden Erzeugungsanlagen vor. Zur Bestimmung des Fehlerortes ist die Auswertung der Leistungsrichtung erforderlich. Dazu werden in der Regel gerichtete Überstromzeit- oder Distanzschutzeinrichtungen eingesetzt (siehe *Bild 38*).

In Ausnahmefällen wird bei kurzen Leitungen oder bei der Forderung, die gesamte Strecke in Schnellzeit zu schützen, auch bei zweiseitig gespeisten Mittelspannungsleitungen Differenzialschutz oder Distanz- bzw. gerichteter UMZ-Schutz mit Signalvergleich eingesetzt. Da der Differenzialschutz nur Fehler zwischen den beiden Wandlereinbauorten erkennt, ist zur Erfassung von Fehlern zwischen Stromwandlern und Leistungsschalter bzw. Sammelschiene ein Reserveschutz (UMZ- oder Distanzschutz) erforderlich. Bei der Verwendung digitaler Differenzialschutzeinrichtungen kann dafür ein integrierter UMZ-Schutz genutzt werden.

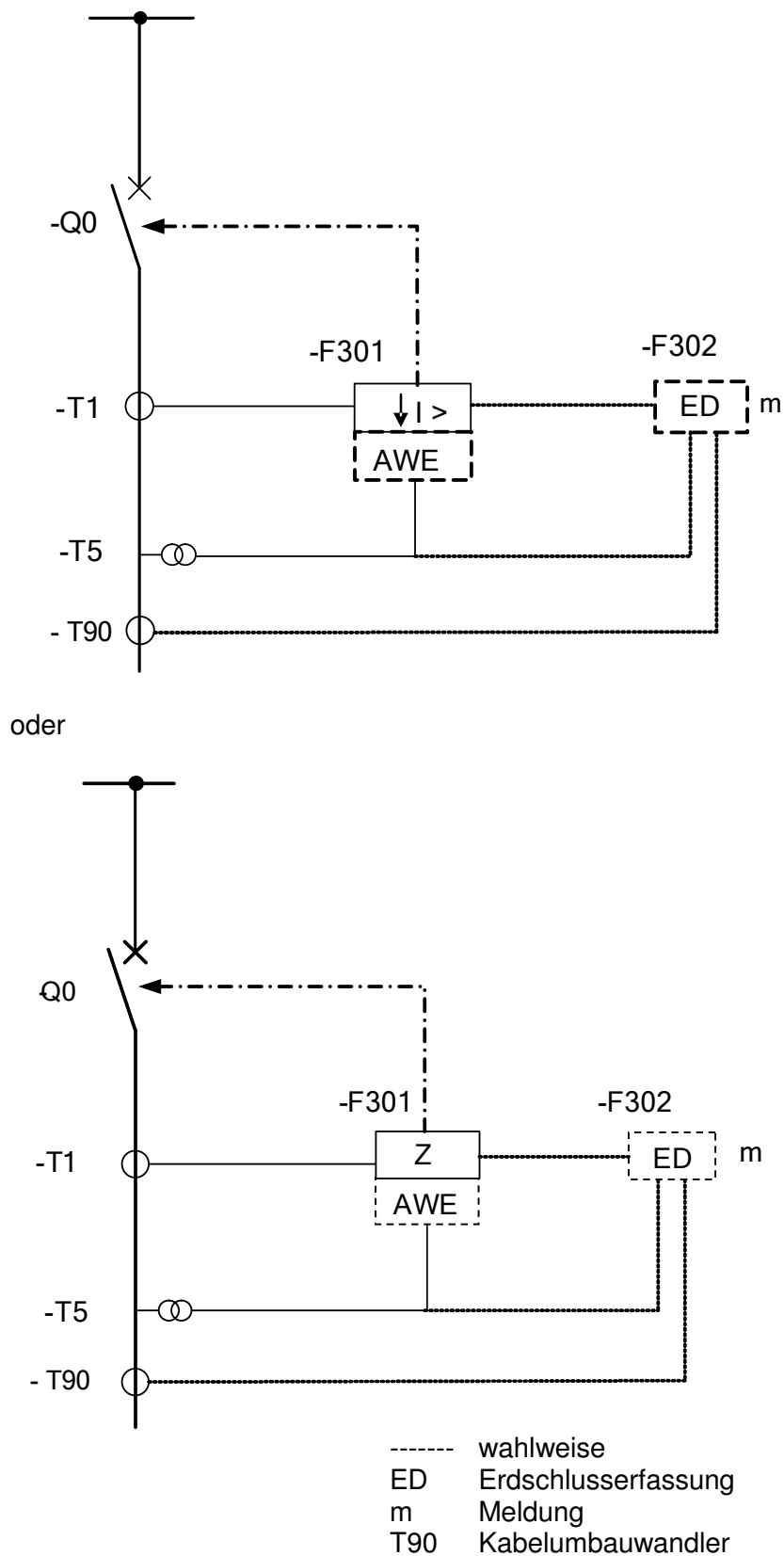


Bild 38: Beispiel für einen Leitungsabgang einer zweiseitig gespeisten Leitung

11.4.2 Optimierungsmöglichkeiten

Eine Optimierungsvariante können kombinierte Schutz- und Steuergeräte (Kombigerät) sein. Diese Geräte vereinen schutz- und leittechnische Funktionen in einem Gehäuse. Der Platzbedarf in der Schaltanlage kann dadurch erheblich reduziert werden. Die Betriebsmittel lassen sich entweder über die Fernwirkanlage oder direkt vor Ort über die Steuerungsfunktion - unter Berücksichtigung der geltenden Verriegelungsbedingungen - am Kombigerät schalten. Alle wichtigen Schaltzustände, Betriebsmeldungen und Messwerte werden dem Bediener direkt am Steuerbild des Displays angezeigt und können auch in die Ferne übertragen werden.

Die entsprechenden Redundanzanforderungen sind hier für jeden Einsatzfall zu untersuchen. Die Anforderungen für Geräte und Einsatz sind in der VDEW-Empfehlung „Digitale Stationsleittechnik – Ergänzende Empfehlungen zur Anwendung in Verteilstationen“ [30] zusammengefasst.

12 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.

Nachfolgend sind hierfür Beispiele dargestellt.

Beim Transformatorschutz unterscheidet man zwischen „elektrischen Schutzeinrichtungen“ (Differenzialschutz, UMZ- und Distanzschutz) und „mechanischen Schutzeinrichtungen“ (Buchholzschutz und Temperaturüberwachung).

Der Differenzialschutz 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 Fehlauflösung zu vermeiden. Bei digitalen Differenzialschutzeinrichtungen werden die Sternpunktbehandlung, Wandlerübersetzung, Schaltgruppenanpassung einschließlich Nullstromelimination und die Anpassung an die Transformatorübersetzung in der Schutzeinrichtung parametrisiert. Mechanische und analog-elektronische Schutzeinrichtungen erfordern dazu eine entsprechende Zwischenwandler-Schaltung. Die Auslösung des Differenzialschutzes 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. Werden mehrere Wandlerkerne z.B. für Sammelschienenschutz benötigt, ist die erforderliche größere Bauform zu beachten.

Der beim Zuschalten des Transformators entstehende Einschaltstrom (Rushstrom), der nur auf einer Seite auftritt, darf zu keiner Fehlauflösung des Schutzes führen. Hierzu sind geeignete Maßnahmen wie z.B. Sperrung des Differenzialschutzes durch die typischerweise im Einschaltstrom überproportional enthaltene 2. Oberwelle in den Schutzeinrichtungen vorzusehen.

Ein ungünstiger Fehlerort (z.B. zwischen Stromwandler und Leistungsschalter) oder ein Versagen des unterspannungsseitigen Leistungsschalters führt zur Auslösung des überspannungsseitigen UMZ-Schutzes am Transformator. Die Auslösezeit des UMZ-Schutzes darf deshalb nicht größer als die maximal zulässige Kurzschlusszeit des Transformators sein. Wird diese Zeit nicht eingehalten, muss die Auslösung des unterspannungsseitigen UMZ- bzw. Distanzschutz unverzüglich oder verzögert auch auf den überspannungsseitigen Leistungsschalter wirken.

12.1 Schutz von Transformatoren mit $S_n > 100$ MVA

Für den Schutz von Transformatoren > 100 MVA werden redundante Schutzeinrichtungen eingesetzt. Das Schutzsystem besteht aus zwei redundanten Schutzsystemen in jeweils „einsträngiger“ Ausführung. Bei Versagen des Leistungsschalters auf der

Höchstspannungsseite wird die Fehlerklärung durch einen Leistungsschaltersversagerschutz sichergestellt.

In dem *Bild 39* dargestellten Beispiel ist auch der Differenzialschutz gedoppelt ausgeführt; dies geht über die üblichen Redundanzanforderungen hinaus. Wenn man den Differenzialschutz doppelt, ist es sinnvoll, dass der innere Differenzialschutz nur Fehler im Transformator erfasst und der äußere Differenzialschutz auch Fehler in den Schaltanlagenfeldern des Transformators berücksichtigt. Statt des überspannungsseitigen Distanzschutzes wird häufig auch ein UMZ-Schutz eingesetzt.

Das Schutzsystem 1 in diesem Beispiel besteht aus:

- Differenzialschutz innen (-F301)
- Distanzschutz überspannungsseitig (-F300)
- Erdfehlerschutz überspannungsseitig (im Distanzschutz integriert) (-F300)
- Überstromzeitschutz unterspannungsseitig innen (-F302)

Die Hilfsspannungsversorgung erfolgt von der DC-Anlage 1. Das Schutzsystem 1 betätigt die Auslösespulen 1. Die Ansteuerung des Schaltersversagerschutzes erfolgt ausschließlich vom Schutzsystem 1.

Das Schutzsystem 2 in diesem Beispiel besteht aus:

- Differenzialschutz 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 Schaltersversagerschutz (-F303)

Die Hilfsspannungsversorgung erfolgt von der DC-Anlage 2. Das Schutzsystem 2 betätigt die Auslösespulen 2.

Mitnahmen und Schaltersversagerschutz-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 [28] auftreten.

Hierfür wird ein „Schaltersversagerschutz-Trafo“ (SVS-Trafo) realisiert, der bei Auslösung eines Distanzrelais in Richtung Sammelschiene die Gegenseiten des Trafos selektiv, d.h. zeitverzögert auslöst. Die Zeitverzögerung kann beispielsweise $t_{SVS} = 200$ ms betragen.

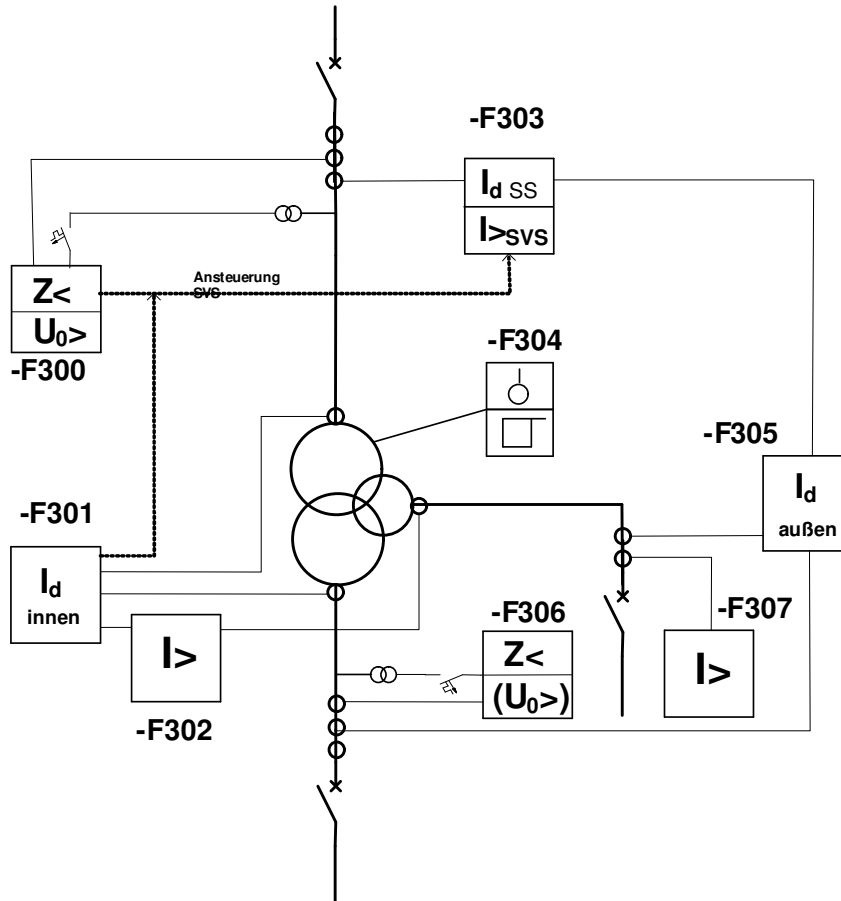
In der Regel wird eine Zone des Distanzrelais unterreichend in Schnellzeit in Richtung Trafo gestaffelt. Die Mitnahme zur Gegenseite bei Auslösung in dieser Zone kann unverzögert erfolgen.

Leistungsschalterversagerschutz

Die Ansteuerung des Schalterversagerschutzes auf der Oberspannungsseite erfolgt vom OS-Distanzschutz und vom Differenzialschutz. Der Schalterversagerschutz kann im SSS 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 Sternpunktterdung 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 _{SVS-Trafo}		
-F301	Differentialschutz-innen	X		X		X	X		(X)
-F302	UMZ-Tertiärwicklung-innen	X		X			X		
-F303	Sammelschienenschutz, Schalterversagerschutz,		X		X				
-F304	Buchholzschutz		X		X			X	
-F305	Differentialschutz-außen		X		X			X	(X)
-F306	Distanzschutz-MS		X		t _{SVS-Trafo}			X	
-F307	UMZ-Tertiärwicklung		X		t _{SVS-Trafo}			t _{SVS-Trafo}	X

Bild 39: Beispiel für das Schutzsystem eines Transformators > 100 MVA

12.2 Schutz von Transformatoren mit S_n von 1 MVA bis 100 MVA

Im *Bild 40* wird eine mögliche Ausführung für den Transformatorschutz (Übersetzung von 110 kV auf MS) in Umspannanlagen dargestellt.

Auf der Oberspannungsseite wird eine UMZ-Schutzeinrichtung als Reserveschutz eingesetzt. Die Auslösung wirkt über eine eigene Auslösespule auf den oberspannungsseitigen Leistungsschalter. Für die Hilfsspannungsversorgung dieses Auslösekreises wird entweder eine 2. Batterie, ein Kondensator- oder Wandlerstromauslösegerät verwendet.

Ab einer Trafoleistung von ca. 1 MVA wird ein Buchholz- bzw. Hermetiksenschutz eingesetzt. Bei Trafos mit Stufenschalter ist für den Lastregelschalterkessel ein eigenes Buchholzrelais eingebaut.

Ab ca. 5 MVA wird ein Differenzialschutz vorgesehen, der auch eine gewisse Reserve zum Buchholzschutz darstellt.

Auf der Unterspannungsseite wird ein UMZ- oder Distanzschutz eingesetzt, der den Schutz der Sammelschiene übernimmt und als Reserveschutz für die Abgangsfelder dient. Bei möglicher Rückspeisung von der Unterspannungsseite sollte eine Stufe des Distanzschutzes in Richtung Transformator als Reserveschutz für den Transformator eingestellt werden.

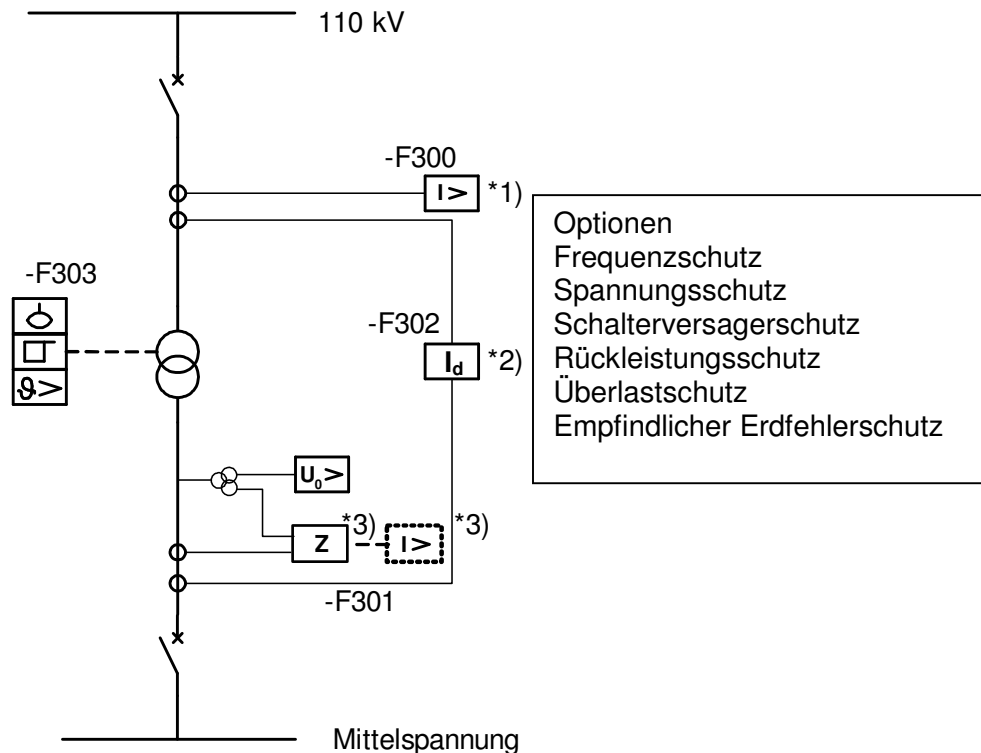
Bei ausgedehnten MS-Netzen kann durch den MS-seitigen UMZ-Schutz des Umspanners die Reserveschutzfunktion der Abgangsfelder nicht immer sichergestellt werden. Es ist daher sehr häufig der Einbau eines Distanzschutzes auf der MS-Seite des Umspanners notwendig, um diese Reserveschutzfunktion zu erreichen.

Auf der Unterspannungsseite können der Differenzialschutz und der unterspannungsseitige Distanzschutz (oder UMZ-Schutz) auch an einen gemeinsamen Stromwandlerkern angeschlossen werden.

Bei Netzen mit isoliertem oder gelöschtem Sternpunkt wird auf der Unterspannungsseite eine Erdschlussüberwachung (allgemeine Erdschlussmeldung) in Form eines Nullspannungsrelais aufgebaut. Die Schutzrelais werden auf etwa 30 % der Bemessungsspannung und einer Verzögerungszeit von maximal 10 s eingestellt (siehe auch *Kapitel 17.1*).

In geerdeten Netzen kann eine empfindlich eingestellte Verlagerungsspannungsstufe (z.B. 10 %) zur Auslösung mit einer Zeitverzögerung von bis zu 10 s als Reserveschutzfunktion für den Erdfehlerfall genutzt werden. Des Weiteren kann eine unempfindlich eingestellte Verlagerungsspannungsstufe (z.B. 80 %) zur Auslösung mit einer Zeitverzögerung von bis zu 1 s als Schutz bei Unterbrechung der Verbindung des Sternpunktes zum Erdpotenzial genutzt werden. Außerdem kann eine Erdfehler-Differenzialschutzfunktion zum Einsatz kommen.

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.



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

- *1) Wandlerstrom-, Kondensatorgerät oder von 2. Batterie versorgt
- *2) Differentialschutz ab Transformatorleistung 5 MVA
- *3) Unverzögert oder verzögert (Schaltversagerfunktion)
- *4) Falls keine 2. Batterie vorhanden an U_{h1} anschließen

Bild 40: Beispiel für das Schutzsystem eines Transformators von 1 MVA bis 100 MVA

12.3 Schutz der Mittelspannungsseite von Transformatoren mit Unterspannung bis 1 kV

Die MS/NS-Transformatoren können sowohl mit Leistungsschaltern und Selektivschutzeinrichtung als auch mit HH-Sicherungen nach DIN EN 60282-1 (VDE 0670-4) [40] 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 andererseits die Kurzschlussbelastung des Transformators klein zu halten (siehe Bild 41).

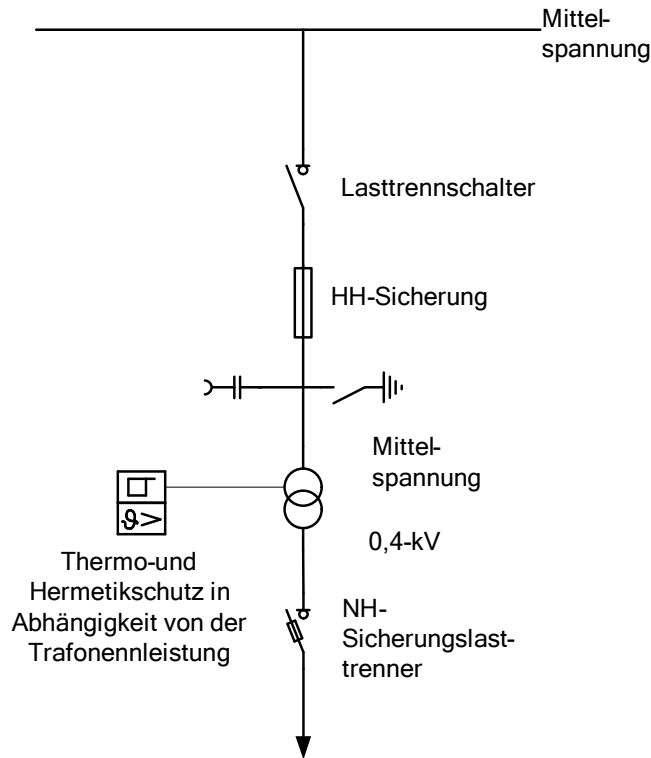


Bild 42: Beispiel für den Schutz eines MS/NS-Transformators

12.4 Tabellarische Zusammenfassung der Transformatorschutzeinrichtungen

Die folgende tabellarische Zusammenfassung gibt einen Überblick über die Ausführungen der Kapitel 12.1 bis 12.3.

In der Tabelle 15 ist zu beachten, dass die genannten Spannungsebenen sich auf die Wicklungen des Transformators beziehen und nicht auf die Netzspannung. Diese Bezeichnungen beziehen sich auf DIN EN 60076 [11]. So kann beispielsweise die MS-Seite eines Transformators die Einspeisung in das 110-kV-Netz sein.

	bis 630 kVA	bis 1000 kVA	bis 10 MVA	bis 100 MVA Zweiwickler	bis 100 MVA Dreiwickler	ab 100 MVA
HH-Sicherungen OS	X	X				
Überstromzeitschutz OS			X	X	X	X
Distanzschutz OS						
Überstromzeitschutz MS					X	
Distanzschutz MS						X
Überstromzeitschutz US			X	X	X	X
Distanzschutz US						
Übertemperatur 1. St. *)	O	O	X	X	X	X
Übertemperatur 2. St. *)			X	X	X	X
Buchholzschutz			X	X	X	X
Überw. Stufenschalter			X	X	X	X
Differenzialschutz			ab 5 MVA	X	X	X

*) Meldung und ggf. Auslösung

X - Einsatz üblich

OS - Oberspannungsseite

MS - Mittelspannungsseite

US - Unterspannungsseite

O - wahlweiser Einsatz

Tabelle 15: Zusammenfassung der Transformatorschutzeinrichtungen in Abhängigkeit der Transformatorgröße

12.5 Schutz von 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.

Hinweis:

Die E-Spulen sind bei der Einstellung des Transformator-Differenzialschutzes zu berücksichtigen (z.B. Filterung des Nullsystems).

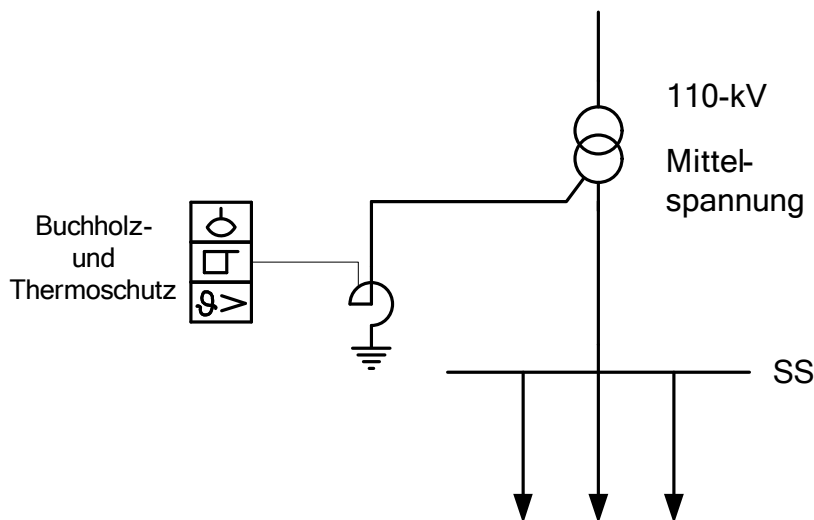


Bild 43: Beispiel für die Schutzeinrichtungen einer Erdschlusslöschspule

12.6 Schutz von Sternpunktwideständen

Die niederohmige Sternpunkterdung erfolgt in den Mittel- und Hochspannungsnetzen über Resistanzen oder Reaktanzen (siehe *Bild 44*).

Während in den Hochspannungsnetzen ausschließlich die Transformatorsternpunkte geerdet werden, erfolgt in den Mittelspannungsnetzen die Erdung auch über Sternpunktbildner.

Die Auslegung und Bemessung der Sternpunktwidestände richtet sich nach den zulässigen Schritt- und Berührungsspannungen, der Beeinflussung von Fernmeldeanlagen und dem für die Fehlererkennung notwendigen einpoligen Kurzschlussstrom des Netzes.

Durch die Auswahl der Primärkomponenten liegt auch der maximale einpolige Kurzschlussstrom fest. Dieser Strom ist Grundlage für die Auslegung des Haupt- und Reserveschutzes und nimmt mit der Stationsentfernung ab, sodass bei weit entfernter Fehlerstelle nur noch ein geringer Kurzschlussstrom zur Anregung des Schutzes zur Verfügung steht.

Andererseits muss der auf der Unterspannungsseite des Transformators über den Sternpunkt abfließende Strom erfasst und im Transformator-Differenzialschutz berücksichtigt werden, um Überfunktionen zu vermeiden.

Neben der thermischen Festigkeit der Sternpunktwidestände (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“ solange bzw. so oft vom einpoligen Fehlerstrom beaufschlagt, bis es zu einem stehenden Erdkurzschluss kommt und der Schutz abschalten kann.

Eine Möglichkeit zur Vermeidung der Überlastung der Betriebsmittel bietet ein intermittierender Erdkurzschlussschutz, der das „Intermittieren“ registriert und nach einer Anzahl von Stromimpulsen die Abschaltung des betroffenen Betriebsmittels veranlasst.

Alternativ wird hierzu auch am „NOSPE-Widerstand“ ein Überlastschutz (thermisches Abbild) eingesetzt, der den Widerstand vor der Zerstörung schützt. Der Nachteil besteht darin, dass durch diesen Schutz der speisende Transformator abgeschaltet werden muss, was oft eine großflächige Versorgungsunterbrechung zur Folge hat.

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.

Um auch hochohmige Fehler im Netz zu erfassen, ist der Einsatz eines U_0 -Schutzes sinnvoll. Er sollte oberhalb der Transformatorschutz-Endzeit eingestellt werden.

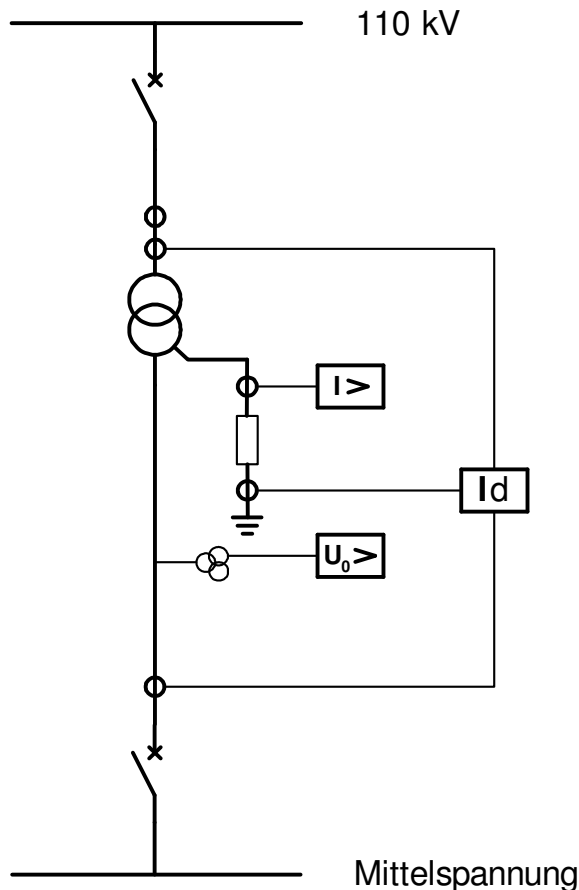


Bild 44: Beispiel für Schutzeinrichtungen an Sternpunktwideständen

12.7 Optimierungsmöglichkeiten

Mehrere Schutzfunktionen können in einer Schutzeinrichtung zusammengefasst werden. 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 beispielsweise für den Schutz im *Bild 39*, dass folgende Funktionen zusammengefasst werden:

Multifunktionsschutzrelais 1:

- Distanzschutz Oberspannungsseite (-F300)
- Differenzialschutz innen (-F301)
- UMZ-Schutz Tertiärwicklung-innen (-F302)

Multifunktionsschutzrelais 2:

- Differenzialschutz außen (-F305)
- Distanzschutz Mittelspannungsseite (-F306)
- UMZ Tertiärwicklung (-F307)
- Umsetzung der Buchholzauslösungen (-F304)

Die Schalterversagerschutzfunktion verbleibt hierbei in der separat ausgeführten Feldeinheit des Sammelschienenschutzes.

Weiterhin kann auf der Oberspannungsseite des Transformators eine unverzögerte I_{>>}-Stufe parametrieren, 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 Leiterstromdifferenzialschutz muss der Nullstrom eliminiert werden, was bei einpoligen Fehlern zu einer Empfindlichkeitseinbuße des Schutzes führt.

Eine Verbesserung wird durch die Nullstromkompensation am Leiterstromdifferenzialschutz bzw. durch Einsatz eines Nullstromdifferenzialschutzes erreicht. Der Nullstromdifferenzialschutz 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 Leiterstromdifferenzialschutz bzw. eines Nullstromdifferenzialschutzes wird üblicherweise ein Stromwandler am Transformatorsternpunkt verwendet.

13 Anlagenschutz

13.1 Schutz von Kupplungen

13.1.1 Kupplungsschutz in Hoch- und Höchstspannungsnetzen

Die möglichen Funktionen eines Kupplungsschutzes lassen sich in den folgenden vier Punkten zusammenfassen:

1. Die Kupplung in den Hoch- und Höchstspannungsanlagen wird für Schalthandlungen wie beispielsweise den Sammelschienenwechsel benötigt. Hierbei hat der Kupplungsschutz eine ergänzende Schutzfunktion zu den Abgangsschutzeinrichtungen.
2. Des Weiteren kann der Kupplungsschutz bei gekoppeltem Sammelschienenbetrieb die Funktion einer Schnellentkupplung übernehmen, um im Fehlerfall die Kurzschlussleistung der gekoppelten Netzteile aufzuteilen und so durch die Reduzierung der Zwischeneinspeisung die Anregebedingungen und Auslösezeiten für den ortsfernen Reserveschutz verbessern. Hierzu sind entsprechend schnell wirkende Schutzeinrichtungen zu wählen.
3. Ein defektes Schutzrelais in einem Leitungsabgang kann vorübergehend durch den Kupplungsschutz ersetzt werden, wenn der betroffene Abgang alleine auf eine freie Sammelschiene geschaltet werden kann.
4. Wenn in der Anlage eine Umgehungsschiene vorhanden ist, kann die Kupplung einen beliebigen Abgang ersetzen. Dieses kann sowohl bei Störungen als auch bei Wartungsarbeiten im Abgangsfeld zum Tragen kommen. In diesem Fall übernimmt der Kupplungsschutz die Aufgaben des Abgangsschutzes.

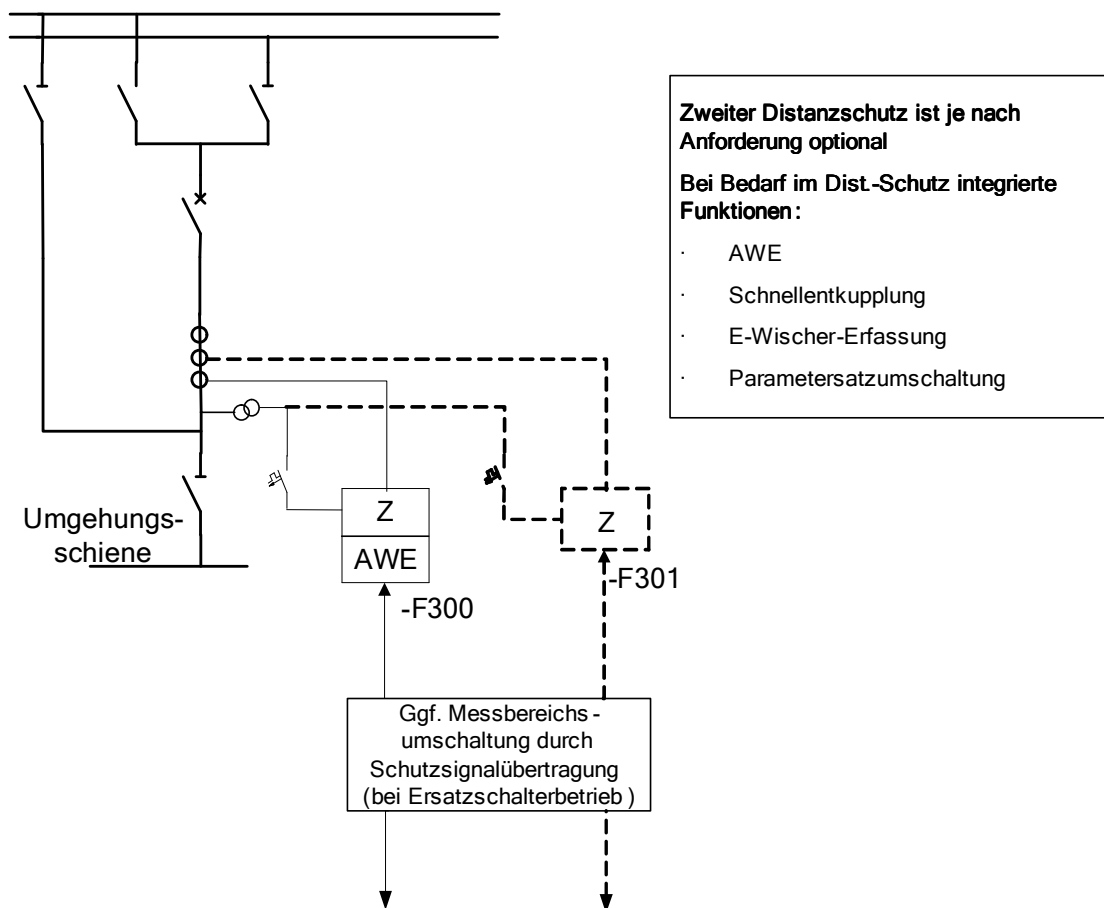
Für die genannten Punkte 3 und 4 gilt:

Wird der Kupplungsschutz als Ersatz für einen Abgangsschutz genutzt (über Umgehungsschiene oder freie Sammelschiene), so sollten die Anforderungen an den Abgangsschutz 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 Abgangs angepasst wird. Hierzu kann die Parametersatzumschaltung (siehe *Kapitel 7.8.8*) genutzt werden.

In Anlagen mit Umgehungsschienen sind die beiden folgenden Fälle zu unterscheiden:

- Bei Anlagen mit innen liegenden Stromwandlern sind die Stromwandler eines Abgangsfeldes zusammen mit dem Leistungsschalter innerhalb des Freischaltbereichs des Feldes angeordnet. Wenn der Abgang auf Umgehungsschienenbetrieb gelegt ist, sind die Stromwandler - und damit auch der Abgangsschutz - infolgedessen nicht in Betrieb. In diesem Fall muss die in der Kupplung eingebaute Schutzeinrichtung den Schutz des Abganges übernehmen, eine Anpassung (bzw. ggf. eine automatische Kennlinienumschaltung) der Schutzeinstellung der Kupplung auf das jeweilige Abgangsfeld ist damit unumgänglich. Ggf. sind auch die Signalvergleichsverbindungen umzuschalten.
- In Anlagen mit außen liegenden Stromwandlern bleibt beim Umgebungsbetrieb der Schutz des Abganges in Betrieb. Es ist jedoch dafür Sorge zu tragen, dass die Auslösung des Abgangsschutzes 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 45 zeigt das Schutzsystem einer Kupplung in einer Anlage mit Umgehungsschiene.



Bez.	Schutz	U _{h-1}	U _{h-2}	Aus-1	Aus-2
-F300	Distanzschutz 1	X		X	
-F301	Distanzschutz 2		X		X

Bild 45: Beispiel für das Schutzsystem von Kupplungen in Hoch- und Höchstspannungsanlagen

13.1.2 Kupplungsschutz in Mittelspannungsnetzen

Der Kupplungsschutz wird in Mittelspannungsnetzen selten eingesetzt. In Doppelsammelschienenanlagen kann es Anwendungsfälle geben. In der Querkupplung dient er vorwiegend der Aufteilung der Selektionsabschnitte der Sammelschienenbereiche und dem Reserveschutz für die Leitungsabgänge. Bei einem gestörten Schutzsystem in einem Leitungsabgang kann dieser Abgang über die Kupplung gespeist und durch den Kupplungsschutz geschützt werden.

13.2 Sammelschienenschutz

Die Sammelschiene gehört zu den wichtigen Anlagenteilen. Ohne einen eigenen Sammelschienenschutz (SSS) werden Fehler auf ihr durch die Schutzeinrichtungen in den Gegenstationen oder durch örtliche, auf die Sammelschiene gerichtete Abgangsschutzeinrichtungen (einschließlich Transformatoreneinspeisungen) abgeschaltet. UMZ- und Distanzschutzeinrichtungen können Sammelschienenfehler wegen der Selektivität zu den anderen Schutzeinrichtungen nur mit Zeitverzögerung abschalten. Durch den Einsatz eines Sammelschienenschutzes [32] wird hingegen eine unverzögerte Abschaltung von Sammelschienenfehlern ermöglicht.

Hinweis:

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.

13.2.1 Sammelschienenschutz in Höchstspannungsanlagen

Höchstspannungsanlagen werden in der Regel mit leiterselektiven Sammelschienen-Schutzeinrichtungen ausgestattet. Gründe hierfür sind im Wesentlichen:
Kurze Fehlerklärungszeiten zur Einhaltung der Netzstabilität oder entsprechende Anforderungen von Kraftwerken

- Selektive Fehlerklärung in Schnellzeit bei gekuppeltem Mehrschienenbetrieb
- Reduzierung der Schadensauswirkungen in den Schaltanlagen
- Sammelschienenschutz in Hochspannungsanlagen

In Hochspannungsnetzen wird in der Regel kein separater SSS eingesetzt. Folgende Gründe können jedoch den Einsatz eines separaten SSS 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

Verhinderung großflächige Ausfälle, beispielsweise bei Stichanschlüssen auf abgehenden Leitungen

Um die festgelegten Abschaltzeiten nach *Kapitel 5.1* zu gewährleisten, werden in der Regel separate SSS-Einrichtungen in geerdeten Hochspannungsnetzen für SF₆-Anlagen und in gelöschten Hochspannungsnetzen für dreipolig gekapselte SF₆-Anlagen vorgesehen.

Bei einpolig gekapselten SF₆-Anlagen sollte in Hochspannungsnetzen ein empfindlicher Erdfehlerschutz für die Sammelschiene eingesetzt werden, wenn einpolige Fehlerströme nicht durch andere Schutzeinrichtungen in entsprechender Zeit abgeschaltet werden können.

13.2.2 Sammelschienenschutz in Mittelspannungsanlagen

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 Transformatoreinspeisung 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 zusätzlicher SSS erforderlich werden.

Einfache und preiswerte Lösungen können sein:

Rückwärtige Verriegelung (siehe *Kapitel 7.9.1.2.2*)

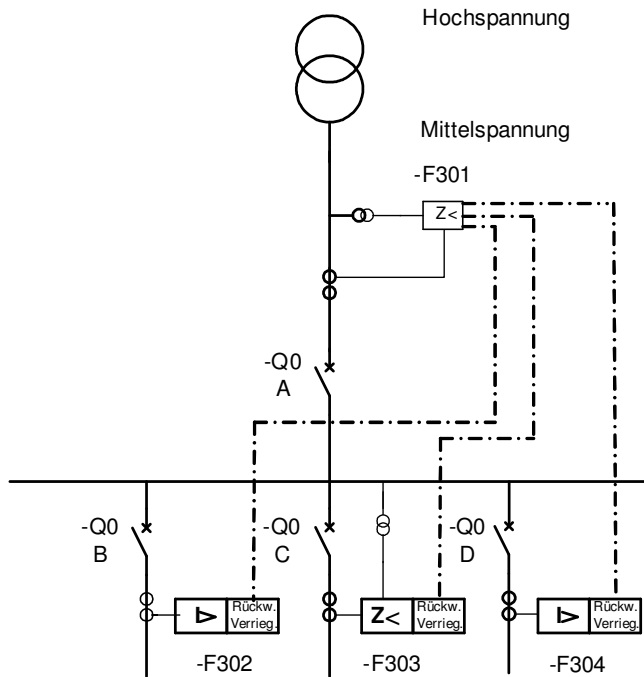
Beim Einsatz von UMZ-Schutzeinrichtungen ist eine Fehlerabschaltung innerhalb 1 s aus Selektivitätsgründen gegenüber dem Schutz der Mittelspannungsleitungen oftmals nicht möglich.

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 46.1*).

Hierzu werden alle Abgangsrelais auf Schutzanregung (ggf. gerichtet) abgefragt. Bei der Anregung eines Leitungsabgangs wird die Schnellzeitauslösung des Transformatorenschutzes blockiert. Falls bei einem Kurzschluss kein Abgang anregt, bedeutet dies, dass der Fehler im Sammelschienenbereich liegen muss. Der Transformatorschutz wird in diesem Fall nicht blockiert und schaltet den Fehler in Schnellzeit ab.

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.



Bezeichnung	Schutz	U_{h-1}	U_{h-2}	AUS LS A	AUS LS	Anregung	Veränderung Staffelnennlinie
-F301	Distanzschutz	x		x			x
-F302	UMZ-Schutz		x		B	x	
-F303	Distanzschutz		x		C	x	
-F304	UMZ-Schutz		x		D	x	

Bild 46.1: Beispiel für Schutzeinrichtungen einer Mittelspannungsanlage mit rüchwärtiger Verriegelung

Freigabeverfahren

Nach diesem Verfahren wird am Distanzschutz des Transformatorschutzsystems die erste Impedanzstufe X_1 unterhalb der Impedanz der kürzesten Leitung und die Auslösezeit auf ca. 0,3 s eingestellt. Bei einem Sammelschienenfehler ist damit die Auslösung in einer niedrigen Zeit möglich. Fehler im Nahbereich werden durch Anregung des jeweiligen Abgangsschutzes und der Messung des Distanzschutzes in X_1 erkannt. Damit kann der Abgangsschutz bei Freigabe durch den Transformatorschutz den Fehler in Schnellzeit abschalten.

Bei einer Rüchspeisung aus dem Mittelspannungsnetz muss für die Blockierung eine gerichtete Anregung verwendet werden.

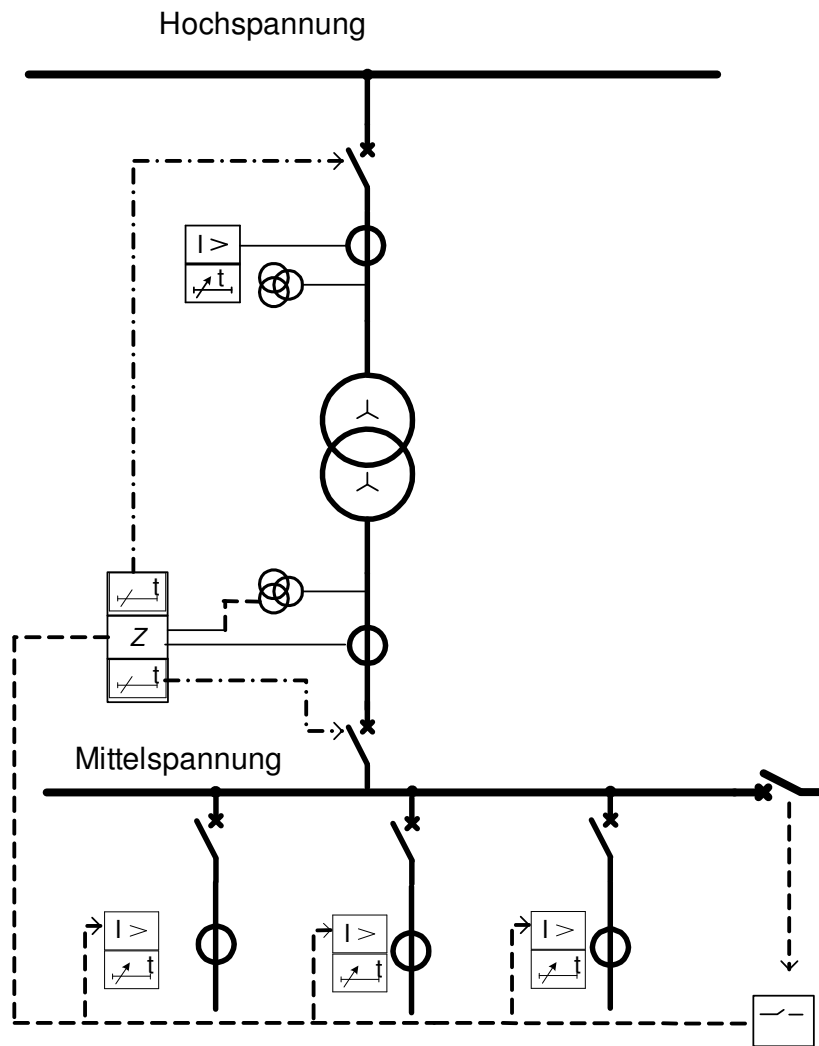


Bild 46.2: Beispiel für Schutzeinrichtungen einer Mittelspannungsanlage mit Freigabeverfahren

13.3 Schalterversagerschutz

Bei Versagen eines Schalters wird der Kurzschluss im Allgemeinen von vorgelagerten Schutzeinrichtungen - z.B. dem ortsfernen Reserveschutz – zeitverzögert abgeschaltet. Ein spezieller Schalterversagerschutz (SVS) 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 Schalterversagerschutzes [6] ist so zu wählen, dass alle Kurzschlüsse am „elektrischen Gegenende“ des zu schützenden Betriebsmittels sicher erfasst werden.

13.3.1 Schalterversagerschutz in Höchstspannungsanlagen

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 Schalterversagerschutz ansteuernden AUS-Kommandos gewartet werden kann. Hierfür müssen spezielle Maßnahmen - wie rückfalloptimierte Stromrelais oder Verstimmen des Sammelschienenschutzes – verwendet werden.

In Leitungsfelder mit einpoliger Auslösung des Leistungsschalters muss die Ansteuerung des SVS leiterweise erfolgen, wenn der SVS empfindlicher als der maximale Laststrom des Abzweigs eingestellt ist. In diesem Fall wird von einem „niedrig eingestellten SVS“ gesprochen. In Transformatorfelder mit ausschließlich dreipoliger Auslösung wird der SVS durch den Generalausbefehl angesteuert.

Bild 47 zeigt das Konzept eines zweistufigen SVS, der in den Feldeinheiten des SSS integriert ist. Die erste Stufe löst unverzüglich den eigenen Leistungsschalter aus. Nach Ablauf der zweiten Stufe werden alle die Sammelschiene speisenden Leistungsschalter ausgelöst. Die Auslösung der ersten Stufe des SVS und die Zeitglieder der zweiten Stufe des SVS sind leiterweise realisiert, die zweite Stufe des SVS löst die Leistungsschalter dreipolig aus.

Anmerkung:

Die Aufgabe der ersten Stufe ist es, bei einer versehentlichen Fehlansteuerung des SVS-Eingangs (z.B. bei Prüfungen) durch die Betätigung des eigenen Schalters den Stromfluss im Abzweig zu unterbrechen und damit die Auslösung der SS auch bei empfindlich eingestelltem SVS zu verhindern. Im Allgemeinen wird die erste Stufe des SVS unverzüglich eingestellt. Die zweite Stufe des SVS wird typischerweise auf 150 ms bis 250 ms eingestellt, um eine Selektivität gegenüber der zweiten Stufe der Distanzrelais zu erreichen. Es ist empfehlenswert, den den SVS ansteuernden Abzweigschutz und den SVS an unterschiedliche Stromwandlerkerne anzuschließen.

Der SVS ist mit abzweigbezogenen, niedrig eingestellten Stromrelais realisiert, d.h. die Einstellung ist niedriger als der maximale Laststrom des Abzweigs. Die Auslösung der Sammelschiene erfolgt, wenn im fehlerbehafteten Leiter das SVS-Stromrelais angezogen ist, eine SVS-Anregung ansteht und die Zeitstufe abgelaufen ist.

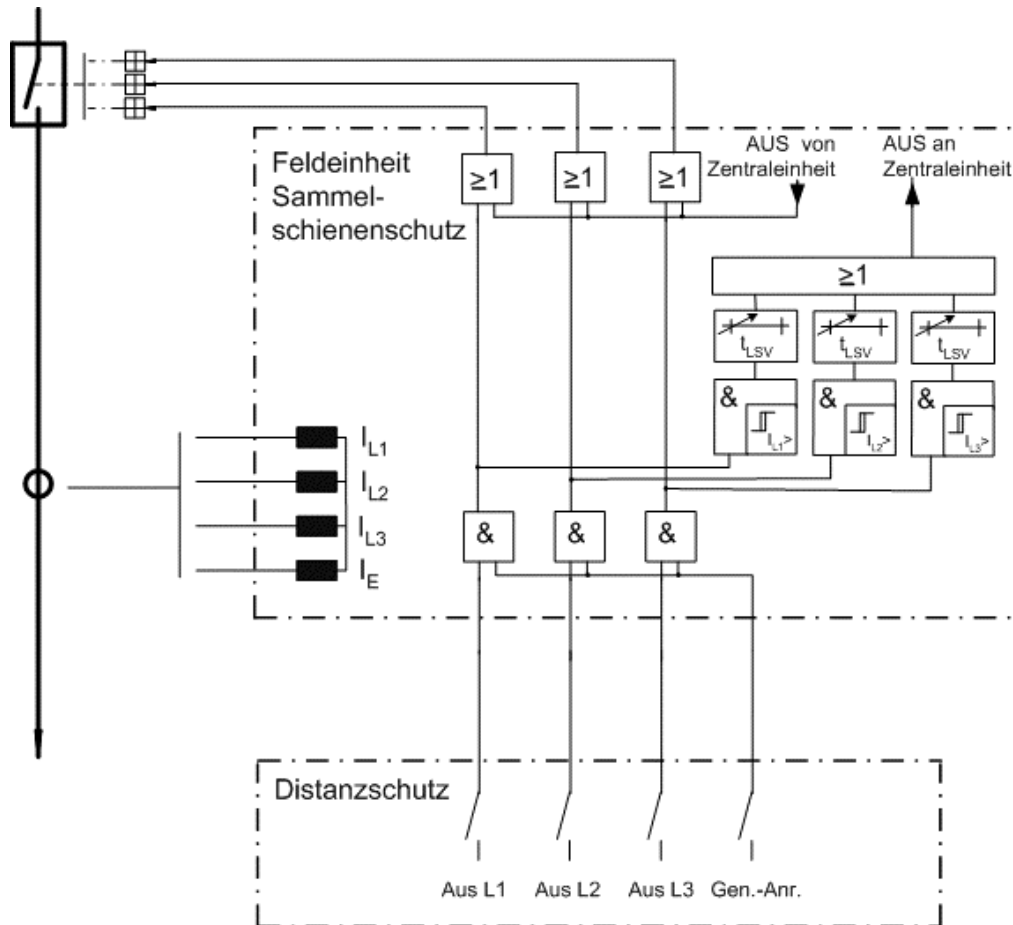


Bild 47: Beispiel für einen zweistufigen SVS mit leiterweiser Strommessung im SSS

13.3.2 Schalterversagerschutz in Hochspannungsanlagen

In Hochspannungsanlagen wird in der Regel kein separater Schalterversagerschutz installiert, die Aufgabe der Fehlerabschaltung bei Versagen eines Leistungsschalters übernimmt der ortsferne Reserveschutz. In den Fällen, in denen der ortsferne Reserveschutz den Fehler aufgrund von Zwischeneinspeisungen bzw. speziellen Netzkonstellationen nicht mehr messtechnisch erfassen kann, sollte ein Schalterversagerschutz - und konsequenterweise auch ein feldbezogener Reserveschutz - installiert werden. Da in der Regel jedoch in den 110-kV-Netzen keine Stabilitätsprobleme vorhanden sind, die Fehlerklärungszeiten also unkritisch sind, kann ein langsamer und damit entsprechend einfacher Schalterversagerschutz realisiert werden. Hiefür können beispielsweise die Auslösebefehle des feldbezogenen Haupt- und Reserveschutzes logisch „UND“ verknüpft werden. Nach Ablauf eines Zeitgliedes (z.B. 500 ms) werden alle Leistungsschalter der betroffenen Sammelschiene gemäß Trennerabbild abgeschaltet.

13.3.3 Schalterversagerschutz in Mittelspannungsanlagen

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 49*). Dies kann beispielsweise in ausgedehnten Netzen notwendig werden, in denen keine Stationen mit Leitungsschutzeinrichtungen bzw. mit solchen in zu großem Abstand von der Umspannanlage vorgesehen wurden. Ein anderer Anwendungsfall des Schalterversagerschutzes ist, dass bei Nichtauslösung des unterspannungsseitigen Transformatorleistungsschalters durch den Distanzschutz (SVS bei

Sammelschienenfehlern) der überspannungsseitige Leistungsschalter ausgelöst wird (siehe Bild 48).

In beiden Fällen wird der SVS durch den AUS-Befehl der Schutzeinrichtung mit einer zusätzlichen Zeitverzögerung von 300 ms bis 400 ms realisiert.

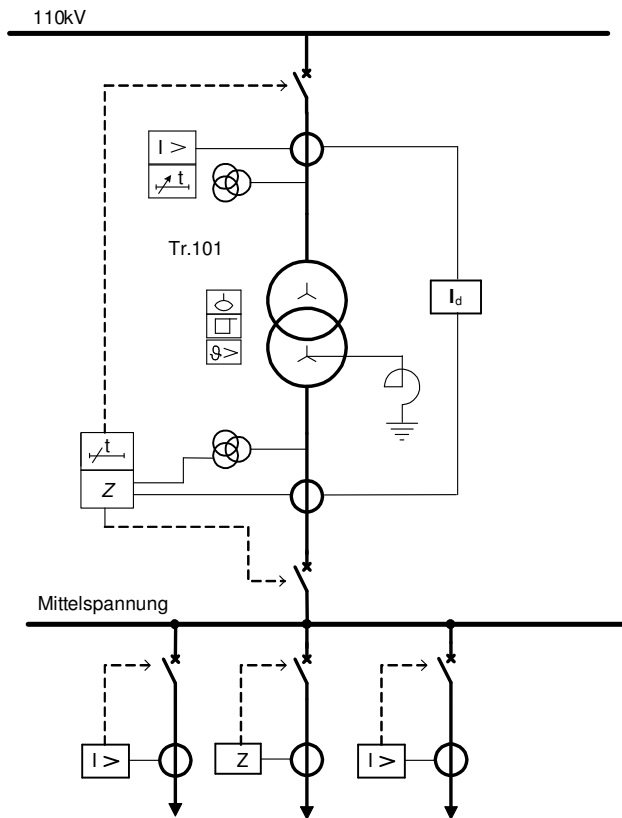


Bild 48: Beispiel für einen Schalterversagerschutz am Transformator

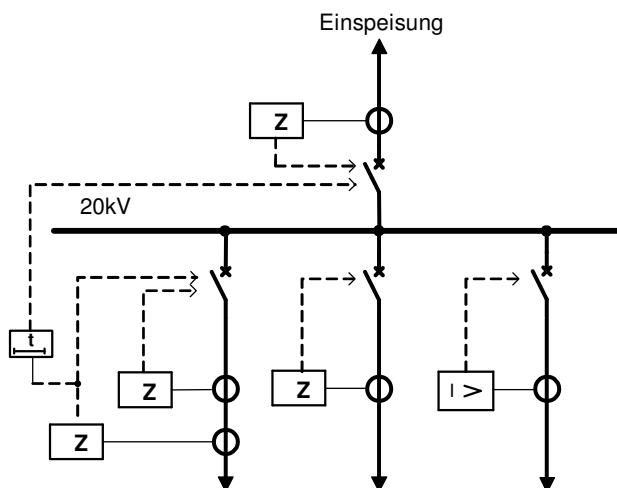


Bild 49: Beispiel für die Schutzdopplung des feldbezogenen Reserveschutzes in der Mittelspannung

13.4 Optimierungsmöglichkeiten

Eine sinnvolle Optimierung kann die Integration des SVS in die Feldeinheit des SSS darstellen, zumal beide Schutzfunktionen das Trennerabbild benötigen.

14 Schutz von Kompensationsdrosselanlagen und Kondensatorbänken

In einem elektrischen Energienetz besteht nicht nur Wirkleistungsbedarf, sondern auch Blindleistungsbedarf. Asynchronmaschinen, Transformatoren, Leitungen und Stromrichter brauchen für ihren Betrieb induktive Blindleistung. Kondensatoren können diese notwendige Blindleistung liefern.

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 beispielsweise mittels Kondensatorbänken erfolgen, sofern die Blindleistung nicht aus nahe 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:

Blindleistungsmangel ⇒ Spannungsabsenkung

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). 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 erstem Fall kann man die kapazitive Blindleistung der Freileitung durch eine Kompensationsdrosselspule ausgleichen. In dem zweiten Fall kann durch Parallelkompensation mit Kondensatoren ein Blindleistungsausgleich erfolgen. In der Regel werden die Kompensationsanlagen je nach Bedarf (beispielsweise abhängig von der Auslastung des Netzes) zu- bzw. abgeschaltet.

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.
- Kompensationsdrosselspulen mit anderer Nennspannung werden an die Tertiärwicklung eines Dreiwicklungstransformators angeschlossen.

Folgende Funktionen stellen die Mindestanforderung an die Schutzeinrichtung einer Kompensationsdrosselspule dar:

- Mehrstufiger Überstromzeitschutz als Kurzschlusschutz
- Buchholzschutz bei eisengeschlossenen Öldrosselspulen

Eine Unterspannungsauslösung (Einstellung: untere Grenze des betrieblich gewünschten Spannungsbandes) kann sinnvoll sein.

Kompensationsdrosselspulen hoher Leistung und/oder Kompensationsdrosselspulen, die in geerdeten Netzen eingesetzt sind, können einen Differentialschutz erhalten. Für Bänke, die aus drei einphasigen Drosselspulen bestehen, ist ein Erdfehlerdifferentialschutz eine kostengünstige Lösung. Hierfür wird ein einphasiges UMZ-Relais an die Summe der vier Ströme aus den Wandlern in den drei Leitern und eines zusätzlichen Stromwandlers angeschlossen, der zwischen Sternpunkt und Erdverbindung eingebaut ist.

Folgende Funktionen stellen die Mindestanforderung an die Schutzeinrichtung einer Kondensatorbank dar:

- Überspannungsauslösung (Einstellung: obere Grenze der Betriebsspannung)
- Mehrstufiger UMZ-Schutz als Kurzschlusschutz
- Unsymmetrieschutz: 1. Stufe (Warnung) bei jenem Unsymmetriestrom, der einer noch tolerierbaren Anzahl defekter Kondensatoren entspricht; 2. Stufe: Auslösung

Nachfolgend wird im *Bild 50* 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 Brückenweig angeschlossene Unsymmetrieschutz I_{unsym} erkennt den Ausfall von Kondensatorteilen.

Das thermische Abbild $\vartheta(I)$ 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. $I/\omega \cdot C$ 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.

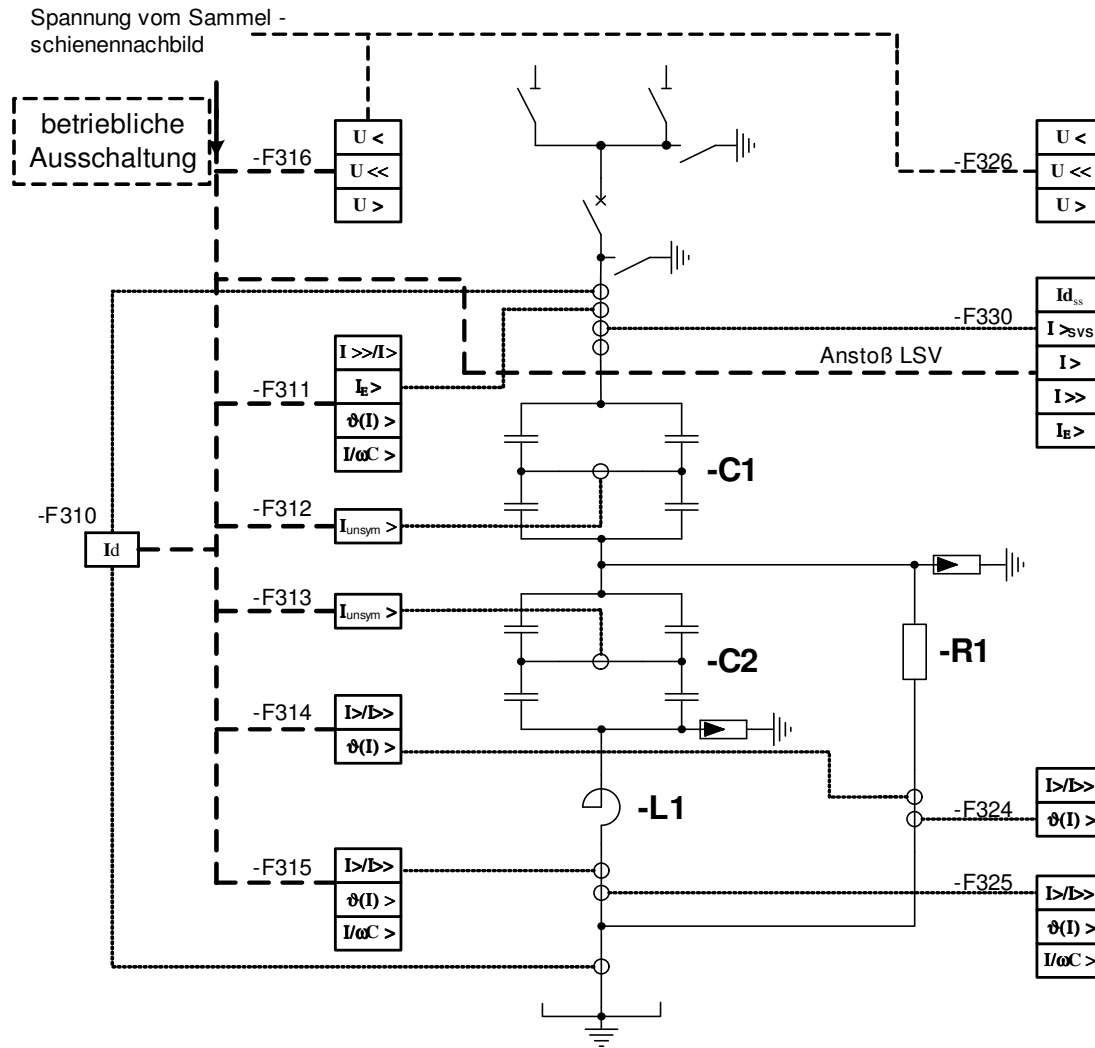


Bild 50: Beispiel für eine Kondensatorbank mit Dämpfungsnetzwerk im Höchstspannungsnetz und deren Schutzseinrichtungen

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 beispielsweise SVC (Static Var Compensator) zum Einsatz, bei denen stufenlos kapazitive wie induktive Blindleistung bereitgestellt werden kann (siehe Bild 51). 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.

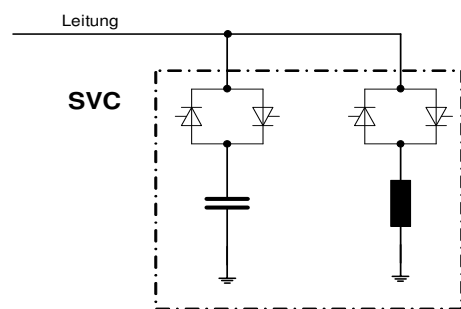


Bild 51: Statischer Blindleistungskompensator

15 Systemschutz (Frequenzschutz)

Zur Frequenzhaltung im Übertragungsnetz ist der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Systembetrieb zu einer jederzeit ausreichenden Vorhaltung von Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung 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 dem UCTE-Synchronverbund die Pflicht, bei Gefahr für die Systemsicherheit einzugreifen.

Dies geschieht zunächst mithilfe der Primärregelleistung. Jede Erzeugungseinheit (z.B. Kraftwerksblock) mit $P \geq 100$ MW (Österreich: Jedes Kraftwerk mit einer Summenleistung >25 MW) muss Regelleistung zur Verfügung stellen können, sodass im Falle eines Leistungsdefizites oder -überschusses die Frequenzabweichung ausgeglichen werden kann. Da die Primärregelleistung nur wenige Minuten zur Verfügung steht, ist diese Leistungsdifferenz anschließend durch die Sekundärregelung auszugleichen. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Erzeugungsanlagen mit Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerken, welche innerhalb weniger Minuten die notwendige Lastübernahme realisieren können.

In diesem Augenblick überlagern sich Primär- und Sekundärregelung. Als weitere Regelgröße werden thermische Kraftwerksblöcke vorgehalten, um innerhalb von Stunden die kostspielige Sekundärregelleistung zu ersetzen (Tertiärregelung).

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 im TransmissionCode [16] (bzw. TOR Teil E) [35] festgelegt.

Beim frequenzabhängigen Lastabwurf sollten sich in den auszulösenden Netzgebieten möglichst keine Erzeugungsanlagen befinden. Nähere Informationen zu den notwendigen Maßnahmen bei Frequenzabweichungen sind beispielsweise in TOR Teil E [35] zu finden.

Beim Einsatz der Frequenzrelais ist darauf zu achten, dass sowohl elektromechanische als auch digitale Frequenzrelais [34] mit unterschiedlichen Toleranzen und Auslösezeiten zur Verfügung stehen. Der unverzögerte Lastabwurf kann bei einer Schaltereigenzeit von ca. 100 ms, bedingt durch das Messprinzip elektromechanischen Frequenzrelais (Kommandozeit ca. 500 ms), erst nach 600 ms wirken. Bei digitalen Frequenzrelais sind 200 ms realisierbar.

16 Schutz am Netzanschlusspunkt

16.1 Schutz von Erzeugungsanlagen

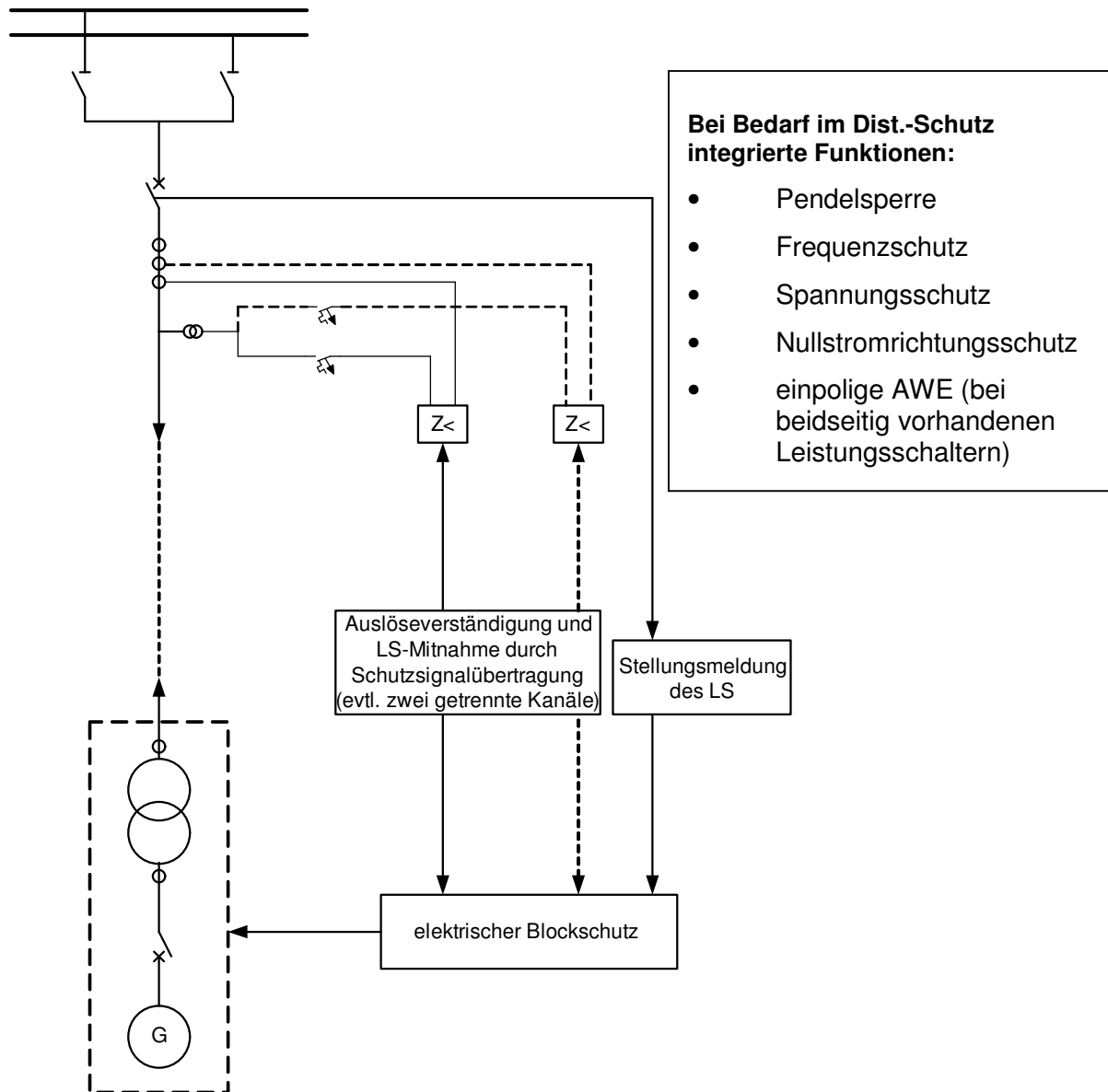
Bei Schutzeinrichtungen für Erzeugungsanlagen muss unterschieden werden zwischen den Schutzaufgaben, die rein für den Schutz der Erzeugungsanlage zuständig sind (Generatorschutz), und Schutzaufgaben, die für den Parallelbetrieb mit dem Netz eines Netzbetreibers notwendig sind und die damit auch den Netzbetreiber betreffen.

Für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen sind folgende Richtlinien zu beachten:

- BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ einschließlich Ergänzung [20]
- VDN-Richtlinie „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“ [19]
- Österreich: TOR-Teil B [35]
- Österreich: TOR-Teil D4 [35]

16.1.1 Schnittstellen zum Blockschutz

Bei Einspeisungen in die Netze ist eine enge Abstimmung zwischen dem Netzschutz und dem Blockschutz notwendig. Im *Bild 52* ist beispielhaft das Zusammenwirken der beiden Schutzsysteme dargestellt.



Bez.	Schutz	U _r -1	U _r -2	Aus-1	Aus-2	Gen.Aus 1	Gen.Aus 2
-F300	Distanzschutz 1	X		X		X	
-F301	Distanzschutz 2		X		X		X
-F302	Blockschutz 1	X		X		X	
-F302	Blockschutz 2		X		X		X

Bild 52: Beispiel für die Schutzsysteme einer Einspeisung in das Hoch- und Höchstspannungsnetz (Kraftwerksstichleitung)

16.2 Schutz von Kundenanlagen ohne Erzeugungsanlagen

16.2.1 Hoch- und Höchstspannung

Der Anschluss von Kundenanlagen an das Hoch- und Höchstspannungsnetz 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.

16.2.2 Übergabestationen am MS-Netz

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 in der BDEW-Richtlinie TAB Mittelspannung 2008 - „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz“ [18] beschrieben.

17 Erdschlusserfassung

In den elektrischen Netzen ist der einpolige Fehler die weitaus häufigste Störungsursache. Die Auswirkungen dieser Fehlerart sind von der Sternpunktbehandlung des Netzes abhängig, die im *Kapitel 3* näher erläutert ist.

17.1 Erdschlusserfassung in galvanisch verbundenen Netzen

Erdschluss-Melderelais

Wesentliches Kennzeichen des Erdschlusses ist die Potenzialverschiebung des Sternpunktes gegen Erde (siehe *Bild 54*).

Das Erdpotenzial befindet sich nicht mehr in der Mitte des Spannungsdreiecks des Systems, sondern ist von diesem um die Verlagerungsspannung entfernt. Diese Verlagerungsspannung ist im ganzen galvanisch zusammenhängenden Netz annähernd gleich. Daher genügt für die Erdschlussmeldung der Einbau einer einzigen Einrichtung in einer geeigneten Stelle des Netzes.

Dazu wird ein Überspannungsrelais an die Wicklung für die Erdschlusserfassung (da-dn-Wicklung, die bisherige Bezeichnung war en-Wicklung) des Spannungswandlersatzes (siehe *Kapitel 2.3.1.2*) angeschlossen (siehe *Bild 53*). Mit digitalen Schutzeinrichtungen kann die Verlagerungsspannung auch numerisch aus den Leiter-Erde-Spannungen ermittelt werden.

Um die Meldung infolge kurzzeitiger Spannungsverlagerung zu vermeiden, verzögert man in der Regel die Weitergabe der Meldung (Einstellempfehlung siehe *Kapitel 12.2*).

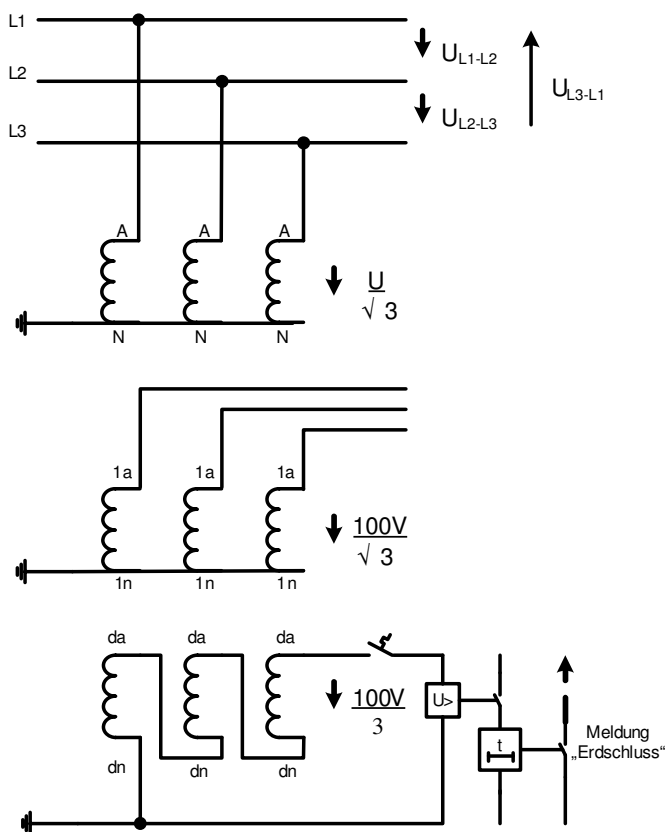


Bild 53: Anschluss der Erdschlussmeldung an den Spannungswandler

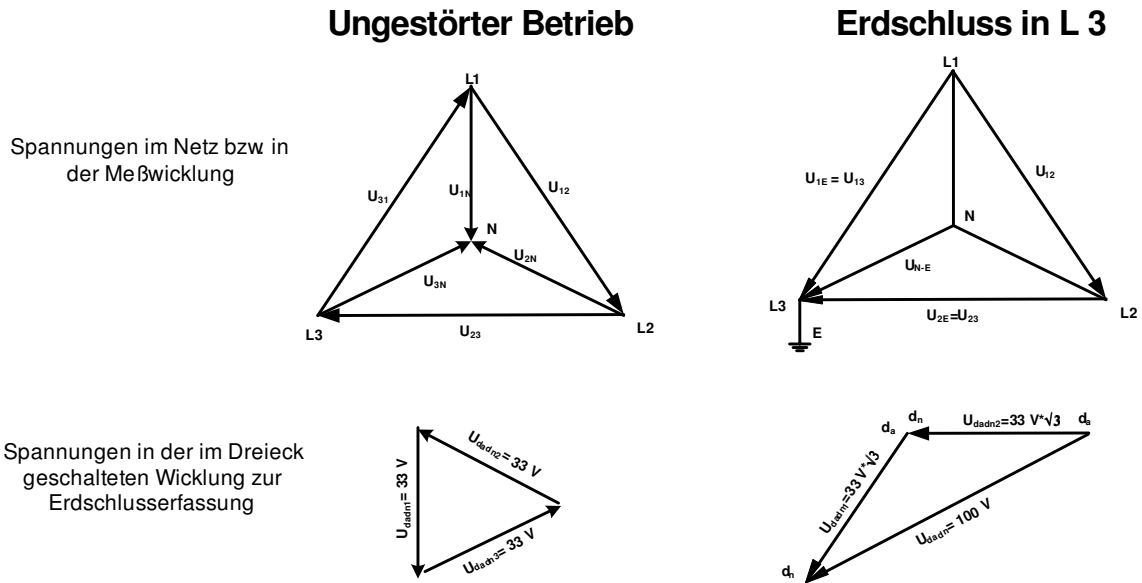


Bild 54: Zeigerdiagramm der Netzspannung im Erdschlussfall

17.2 Selektive Erdschlusserfassung

Der Einsatz, der im *Kapitel 7.5* beschriebenen Erdschlusserfassungssysteme und deren Anwendung für Netze mit verschiedenen Sternpunktbehandlungen wird in *Tabelle 16* dargestellt.

Im deutschsprachigen Raum kommt in den Hochspannungsnetzen meist das Erdschlusswischerrelais zur Anwendung, während in den Mittelspannungsnetzen häufig wattmetrische Relais zum Einsatz kommen. Üblicherweise wird die Erdschlusserfassung nur auf Meldung geschaltet.

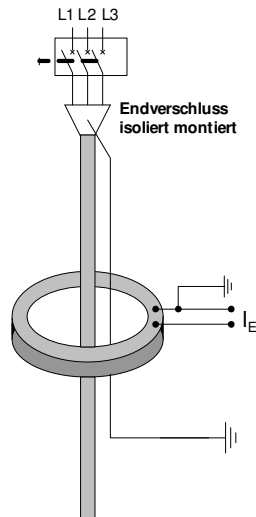
Schutzeinrichtung und Erdschlusserfassung	Gelöschtes Netz	Isoliertes Netz	Kurzzeitig niederohmig geerdetes Netz
Empfindliche Erdstromerfassung		X	
Erdschluss-Wischerrelais	X	X	
Oberschwingungsrelais	X	X	
Oberschwingungs-Relativmessung	X	X	
Wattmetrische Relais (cos phi)	X		X
Wattmetrische Relais (sin phi)		X	
Pulsortungsmethode	X		
Netz-Erdschluss-Analysator, Ortung mit Strominjektion	X		
Nullstromschutz			X

Tabelle 16: Erdschlusserfassungsverfahren

Kabelumbauwandler

Bild 55 zeigt die Schaltung des Kabelumbauwandlers zur Erdschlusserfassung mit Eliminierung der Kabelmantelströme.

Kabelumbauwandler



Anmerkung: 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 55: Montageprinzip eines Kabelumbauwandlers mit Nullstromeliminierung

Bei der Wattreststromerfassung (Wirkstrom) wird vor allem hinsichtlich des Winkelfehlers der Wandler eine besonders hohe Genauigkeit gefordert, da ein zu großer Winkelfehler leicht zu einer Umkehr der Wattreststromrichtung führen kann. Es werden daher bei der Wattreststromerfassung überwiegend Kabelumbauwandler verwendet. Sie sind wesentlich genauer als die Holmgreenschaltung, da unterschiedliche Wandlerfehler in den Leitern als Fehlerquelle ausscheiden (siehe Kapitel 7.5).

18 Empfehlungen für die Inbetriebnahme und Instandhaltung von Schutzsystemen

18.1 Rahmenbedingungen für die Inbetriebnahme und Instandhaltung von Schutzsystemen

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. Die Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik wird entsprechend Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des VDE eingehalten worden sind. In Österreich gelten in Analogie das Elektrotechnikgesetz (ETG) und entsprechende elektrotechnische Verordnungen (ETV).

Für die Errichtung und den Betrieb von Schutzsystemen sind insbesondere die im *Anhang B* aufgeführten Normen, Vorschriften und Empfehlungen in der entsprechend gültigen Fassung zu berücksichtigen. Daneben sind die Hinweise der Hersteller in den entsprechenden Bedienhandbüchern zu beachten.

Gemäß DIN VDE 0105 [37] 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 Kapiteln Empfehlungen zur Inbetriebnahme und zur Instandhaltung gegeben.

18.2 Abnahme und Inbetriebnahme von Schutzsystemen

An neu errichteten, erweiterten oder veränderten elektrotechnischen Anlagen ist nachzuweisen, dass

- die geltenden Errichtungsnormen,
- die Vorgaben des Auftraggebers,
- die Sicherheitsvorschriften (Unfallverhütungsvorschriften, Brandschutz Verordnungen usw.),
- die Vorschriften der Hersteller von Betriebsmitteln und/oder fabrikfertigen Anlagen eingehalten worden sind.

Gemäß DIN VDE 0101 [8] (deutsche Fassung des Harmonisierungsdokuments HD 637 S1, in Österreich E 3838) sind Prüfungen durchzuführen:

„...um die Übereinstimmung der Anlage und der Betriebsmittel mit den anwendbaren technischen Spezifikationen nachzuweisen. Umfang, anwendbare Spezifikationen sowie Art der Dokumentation sind zwischen Hersteller und Betreiber zu vereinbaren.

Anmerkung: Besondere Prüfungen vor Ort an fabrikfertigen, typgeprüften Betriebsmitteln und an fabrikfertigen Anlagen sind auf der Grundlage von harmonisierten IEC- oder CENELEC-Normen angebracht.“

In Deutschland sind zusätzlich die Forderungen der Berufsgenossenschaft, insbesondere die BGV A3 [46] einzuhalten.

Vor Inbetriebnahme einer neu errichteten oder erweiterten bzw. vor Wiederinbetriebnahme einer veränderten Anlage, sollten mindestens nachfolgende Nachweise in Form von Prüfungen erbracht werden.

Einhaltung der Errichtungsnormen und Sicherheitsvorschriften

Es ist nachzuweisen, dass die elektrotechnische Anlage entsprechend den gültigen Normen und Sicherheitsvorschriften errichtet wurde.

Der Nachweis sollte durch die Übergabe einer Bestätigung (in Deutschland nach § 5, Absatz 4 der BGV A3) erfolgen. Darin wird dem Betreiber vom Hersteller bestätigt, dass *„...die elektrischen Anlagen und Betriebsmittel den Bestimmungen dieser Unfallverhütungsvorschrift entsprechend beschaffen sind“*.

Darüber hinaus befreit das Vorliegen einer solchen Bestätigung den Betreiber von der Pflicht, die *„...elektrischen Anlagen und Betriebsmittel auf ihren ordnungsgemäßen Zustand.....vor der ersten Inbetriebnahme und nach einer Änderung oder Instandsetzung vor der Wiederinbetriebnahme durch eine Elektrofachkraft oder unter Leitung und Aufsicht einer Elektrofachkraft“* prüfen zu lassen.

Auch in diesem Falle wird jedoch empfohlen, dass sich der Anlagenbetreiber zumindest die Nachweise der nachfolgend aufgeführten Prüfungen aushändigen lässt und diese stichprobenartig kontrolliert.

Vollständigkeit der Anlage sowie Richtigkeit und Vollständigkeit der Anlagendokumentation

Es ist nachzuweisen, dass die Anlage vollständig ist. So müssen alle für das Betreiben notwendigen Geräte und Einrichtungen entsprechend der Dokumentation vollständig vorhanden sein.

Die in Errichtungsnormen und Sicherheitsvorschriften festgelegte oder vertraglich vereinbarte Dokumentation muss vorhanden sein. Dabei muss die dem Anlagenbetreiber zu übergebende Dokumentation mit der errichteten elektrotechnischen Anlage übereinstimmen.

Nachweis des Isoliervermögens

Durch geeignete Verfahren (z.B. Messung des Isolationswiderstandes und/oder Durchführung von Spannungsprüfungen) ist das Isoliervermögen nachzuweisen.

Nachweis der Funktionsfähigkeit

Es ist nachzuweisen, dass die in Vorschriften festgelegten und/oder vertraglich vereinbarten Funktionen der elektrotechnischen Anlage in ihrem Zusammenwirken mit dem Gesamtsystem erfüllt werden.

Bei Erweiterungen oder Änderungen von elektrotechnischen Anlagen kann dabei der Nachweis nur für den erweiterten oder geänderten Teil durchgeführt werden. Bereits bestehende elektrotechnische Anlagen sind nur dann in die Prüfung einzubeziehen, wenn die Änderung oder Erweiterung Auswirkungen auf diese zur Folge hat.

18.2.1 Ablauf der Abnahme und Inbetriebnahme

Der gesamte Komplex der Nachweispflicht muss vertraglich zwischen Hersteller und Anlagenbetreiber vereinbart werden. Dabei sollte der in *Bild 56* beispielhaft aufgeführte und nachfolgend näher beschriebene Ablauf festgeschrieben werden.

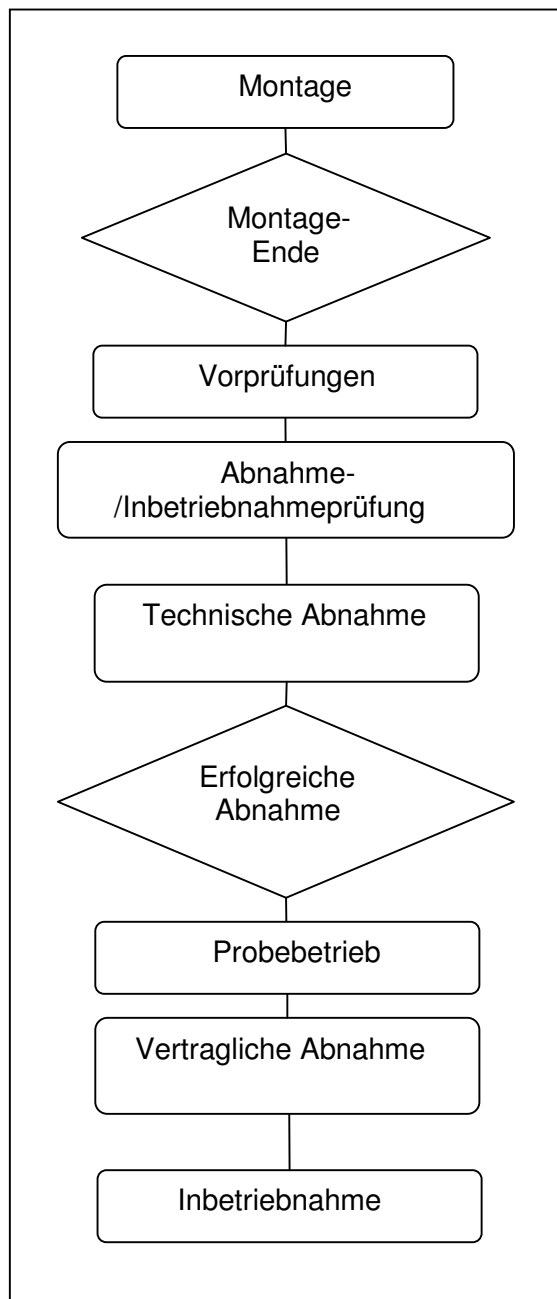


Bild 56: Ablauf einer Inbetriebnahme

Vorprüfung

Die Vorprüfungen erfolgen in Eigenregie des Herstellers. Sie dienen der Vorbereitung der dann folgenden Abnahme- und Inbetriebnahmeprüfungen.

Voraussetzung für den Beginn der Vorprüfungen ist der Abschluss sämtlicher Montagearbeiten an den zu prüfenden Anlagenteilen. Die räumlichen und technischen Voraussetzungen für die Durchführung der Prüfungen müssen gegeben sein.

Die bei den Vorprüfungen aufgetretenen Mängel sind bis zum Beginn der Abnahme- und Inbetriebnahmeprüfungen zu beseitigen.

Teilkomponenten (z.B. Schutzschränke) können vor Lieferung auf die Baustelle einer Werksprüfung unterzogen werden.

Abnahme- und Inbetriebnahmeprüfungen

Die Abnahme- und Inbetriebnahmeprüfungen erfolgen nach der Vorprüfung oder können – wenn sinnvoll – mit ihr in einem Arbeitsgang vorgenommen werden. Mit diesen Prüfungen wird die projekt- und vertragsgerechte Ausführung, die Einhaltung von Standards und sonstiger technischer und sicherheitstechnischer Vorschriften nachgewiesen.

Es wird empfohlen, diese Prüfungen auf Basis vertraglicher Vereinbarungen teilweise oder komplett im Beisein des Anlagenbetreibers oder durch den Anlagenbetreiber selbst durchzuführen. Der Hersteller hat dabei die ordnungsgemäße Funktion der entsprechenden Anlagen auf Basis abgestimmter Prüfprotokolle nachzuweisen.

Nachweise, die erst im Rahmen des Probetriebes bzw. der Inbetriebnahme erbracht werden können (z.B. Kontrolle der Sternpunktverlagerungsspannung), sind in das Inbetriebnahmeprogramm aufzunehmen.

Der Umfang der Prüfungen wird nachfolgend näher beschrieben.

Technische Abnahme

Die technische Abnahme einer elektrotechnischen Anlage setzt folgende Punkte voraus:

Der Errichter bescheinigt, dass die von ihm errichtete elektrotechnische Anlage den geltenden Errichtungsnormen und Sicherheitsvorschriften entspricht. Dies sollte – wie bereits aufgeführt – durch Übergabe einer Bestätigung nach § 5, Absatz 4 der BGV A3 [46] erfolgen. Hierbei ist zu beachten, dass die Bestätigung für den gesamten bestellten Leistungsumfang (nicht nur für Einzelkomponenten von Subunternehmern) erfolgt. Außerdem bescheinigt er die projektgerechte Errichtung.

Alle Prüfungen müssen erfolgreich abgeschlossen sein und die entsprechenden Prüfprotokolle müssen vorliegen.

Die Schaltungsunterlagen müssen mindestens handrevidiert vorliegen.

Die zum Betrieb der Anlage notwendigen Dokumentationen (z.B. Bedienungsanleitungen, Bedienhandbücher, Parametrier- und Auswerteprogramme, Einstelldateien) müssen vorliegen.

Die v.g. Unterlagen sind im Rahmen der technischen Abnahme dem Betreiber zu übergeben. Diese Unterlagen müssen auch nach der technischen Abnahme und Inbetriebnahme beim Betreiber verbleiben. Sofern keine Vorführung der Funktionsfähigkeit der Anlage im Rahmen der Inbetriebnahmeprüfungen erfolgte, sollten im Rahmen der technischen Abnahme zumindest stichprobenartige Prüfungen durch den Anlagenbetreiber erfolgen.

Probetrieb

Die Freigabe der elektrotechnischen Anlage zum Probetrieb darf erst nach der technischen Abnahme erfolgen. Der Probetrieb muss vertraglich gesondert vereinbart werden.

Vertragliche Abnahme

Die vertragliche Abnahme wird vorbereitet durch:

- Die Abnahmevorprüfungen
- Die Abnahme- und Inbetriebnahmeprüfungen
- Die technische Abnahme
- Gegebenenfalls den Probetrieb

Die vertragliche Abnahme wird durch die Unterzeichnung des Abnahmeprotokolls und Übergabe der errichteten Anlage abgeschlossen. Wenn nicht anders vereinbart, geht die Anlage hiermit in die Rechtsträgerschaft des Betreibers über und es beginnt die Gewährleistungsfrist.

Wenn kein Probetrieb erforderlich ist, können die technische und die vertragliche Abnahme zusammen erfolgen.

Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgt in Verantwortung des Betreibers auf Grundlage eines Inbetriebnahmeprogramms im Beisein des Herstellers. Die bis dahin noch nicht durchgeführten Inbetriebnahmeprüfungen (z. B. Betriebsstrommessung) sind zu realisieren und zu dokumentieren.

18.2.2 Inbetriebnahmeprüfungen

Bezüglich des Schutzsystems werden folgende Inbetriebnahmeprüfungen durchgeführt:

- Stromwandlerprüfungen
- Spannungswandlerprüfungen
- Kontrolle der Verdrahtung, Schaltungsunterlagen und Klemmen
- Isolationsprüfungen
- Überprüfung der Steuerung, Meldung, Überwachung, Verriegelung und Messung von allen Steuer- und Meldeeinrichtungen einschließlich aller Kommunikationsschnittstellen
- Schutzprüfungen

Für jede der v.g. Prüfungen werden Prüfprotokolle geführt. Diese dienen als Nachweis für die durchgeführten Prüfungen am Schutzsystem.

Der Umfang eines Prüfprotokolls ist hierbei auf notwendige Informationen zu beschränken. Das Prüfprotokoll ist kein Mängelprotokoll.

Einzutragende Werte der verwendeten Betriebsmittel sind direkt dem jeweiligen Typenschild zu entnehmen.

Der Aufbau eines Prüfprotokolls folgt immer einer typgebundenen Prüftechnologie. Das Prüfprotokoll macht keine Aussagen über die Art und Weise der Prüfungen.

Prüfprotokolle sind Bestandteile der Gesamtdokumentation der Anlage.

18.2.2.1 Stromwandler

Die folgenden Aussagen gelten für konventionelle Wandler und sind für nichtkonventionelle Wandler sinngemäß anzuwenden.

Bei neuen Wandlern sind rechtzeitig vor Beginn der Inbetriebnahmeprüfungen die Daten, wie z.B. die Übersetzung und die Kernausslegung, den Werksprüfprotokollen des Wandlerherstellers zu entnehmen. Die Übereinstimmung mit den für den Einsatzort geforderten Werten (siehe *Kapitel 2.3.1.1*) ist zu kontrollieren.

Als Inbetriebnahmeprüfungen an Stromwandlern wird empfohlen:

- Vergleich der Typenschildangaben mit den geforderten Werten
- Isolationsprüfung zum Nachweis, dass Isolationswerte der einzelnen Kerne gegen Erde und gegeneinander eingehalten werden
- Überprüfung der Beschaltung und Übersetzung der einzelnen Stromwandlerkerne, möglichst mittels Primärspannung des Wandlers
- Wickelsinnprüfung, soweit die Überprüfung durch Einsichtnahme in die Werksprüfprotokolle des Wandlerherstellers nicht möglich ist
- Messung der Betriebsbürde
- Messung der Innenbürde, falls nicht bekannt

Im Rahmen der Inbetriebnahme sind darüber hinaus folgende Prüfungen durchzuführen:

- Betriebsstrommessung
- Messung des Spannungsfalls über jeden Sekundärstromkreis

Anmerkung:

Sekundärkreise von Stromwandlern dürfen niemals offen betrieben werden, da sonst unzulässig hohe Spannungen an den Klemmen auftreten, die zur Gefährdung von Personen und zur Zerstörung des Wandlers führen.

Eine Überbürdung des Stromwandlers verschlechtert das Übertragungsverhalten und führt zur Nichteinhaltung der Fehlergrenzen.

18.2.2.2 Spannungswandler

Die folgenden Aussagen gelten für konventionelle Wandler und sind für nichtkonventionelle Wandler sinngemäß anzuwenden.

Bei neuen Wandlern sind rechtzeitig vor Beginn der Inbetriebnahmeprüfungen die Daten den Werksprüfprotokollen des Wandlerherstellers zu entnehmen. Die Übereinstimmung mit den für den Einsatzort geforderten Werten (siehe *Kapitel 2.3.1.2*) ist zu kontrollieren.

Als Inbetriebnahmeprüfungen an Spannungswandlern wird empfohlen:

- Vergleich der Typenschildangaben mit den geforderten Werten
- Isolationsprüfung zum Nachweis, dass Isolationswerte der einzelnen Wicklungen gegen Erde und gegeneinander eingehalten werden
- Überprüfung der Beschaltung der einzelnen Spannungswandlerkreise
- Kontrolle der Übersetzung durch Primärprüfung wenn möglich
- Messung der Betriebsbürde. Diese darf die angegebene Bemessungsleistung des Wandlers nicht übersteigen, um die Fehlergrenzen einzuhalten.

Im Rahmen der Inbetriebnahme sind darüber hinaus folgende Prüfungen durchzuführen:

- Kontrolle der Sternpunktverlagerungsspannung unmittelbar nach Einschaltung
- Betriebsspannungsmessung
- Leitervergleich mit mindestens einem anderen an derselben Sammelschiene liegenden Spannungswandlersatz
- Überprüfung der Funktion des Spannungswandler-Schutzschalters und seines Hilfsschalterkontaktes zur Blockierung der spannungsabhängigen Anregungen von Schutzeinrichtungen, wie z.B. des Distanzschutzes.

18.2.2.3 Kontrolle der Verdrahtung, Schaltungsunterlagen und Klemmen

- Kontrolle der Verdrahtung (Anschlusskontrollprüfung).
Die ordnungsgemäße Zuführung sowohl aller Messgrößen (von den Hauptwandlern) als auch der Gleichspannung für die Steuer- und Meldestromkreise von den DC-Verteilungen zu den Schutzeinrichtungen ist zu prüfen.
- Kontrolle der Schaltungsunterlagen
Durch Vergleich mit den revidierten Unterlagen ist die Schaltung zu kontrollieren. Dabei ist besonders zu achten auf:
 - Richtige Erdung der einzelnen Kerne bzw. Wicklungen von Strom- und Spannungswandlern
 - Richtigen Anschluss (primär- und sekundärseitig) der Strom- und Spannungswandler
 - Richtige Schaltung der Zwischenwandler
 - Richtigen Anschluss der Sicherungselemente
 - Richtige Lage der Klemmen und Brücken
 - Richtigen Anschluss der Schutzeinrichtungen

Durch Vergleich der Angaben auf den Leistungsschildern der eingebauten Schutzeinrichtungen mit den Angaben in den Schaltungsunterlagen ist die vollständige und richtige Bestückung der Anlage zu kontrollieren.

Erforderlichenfalls sind Unstimmigkeiten zwischen Ausführung und Zeichnungen zu klären und abzustellen, sodass Schaltpläne und Anlage übereinstimmen.

- Kontrolle der Klemmen

An Wandlern, Zwischenwandlern, Schutzrelais und Klemmenleisten sind die Klemmschrauben nachzuziehen und durch Ziehen an den Drähten ist der richtige Klemmsitz zu kontrollieren.

18.2.2.4 Isolationsprüfungen

Die Isolationsprüfung umfasst:

Stromwandlerkreise	gegen	Erde
Spannungswandlerkreise	gegen	Erde
Steuerstromkreise	gegen	Erde
Meldestromkreise	gegen	Erde
Spannungswandlerkreise	gegen	Stromwandlerkreise
Spannungswandlerkreise	gegen	Steuerstromkreise
Spannungswandlerkreise	gegen	Meldestromkreise
Steuerstromkreise	gegen	Stromwandlerkreise
Steuerstromkreise	gegen	Meldestromkreise
Meldestromkreise	gegen	Stromwandlerkreise

Enthält die Schutzeinrichtung solche Bauelemente, die für eine niedrigere als die vorgesehene Prüfspannung ausgelegt sind, so ist für eine geeignete Abtrennung zu sorgen. Die Prüfung der Kreise gegeneinander dient zur Kontrolle auf unzulässige Vermaschung.

18.2.2.5 Schutzprüfung

Jede Schutzprüfung beinhaltet die Prüfung der Schutzfunktionen sowie eine Kontrolle der Auslöse-, Signal- und Meldefunktionen.

Bei Differenzialschutzeinrichtungen von Transformatoren und Leitungen kann die Sekundärprüfung bei Neuinbetriebnahmen oder nach Arbeiten an den Stromwandlerkreisen durch eine Primärprüfung ergänzt werden.

Die Überprüfung der eingestellten Schutz-Funktionsparameter, z.B. Anrege- und Auslösekennlinien, muss mit einer Sekundärprüfeinrichtung ohne Änderung der Einstellwerte durchgeführt werden. Die Anschaltung der Schutzrelais an den Prozess sollte bei Bedarf so gestaltet werden, dass eine Prüfung während des Betriebes möglich ist. Das Schutzrelais bleibt dabei unverändert.

Im Rahmen der Schutzprüfung ist die Übereinstimmung der projektierten Daten der Strom- u. Spannungswandler und deren Schaltung (Übersetzungsverhältnisse, Sekundärkreis, Außenbürde) mit der ausgeführten Anlage festzustellen.

18.2.2.5.1 Sekundärprüfungen

Die Sekundärprüfungen der einzelnen Schutzrelais erfolgen grundsätzlich nach der für den betreffenden Schutzrelaistyp zuständigen Technologie. Des Weiteren wird Bezug auf digitale Schutzeinrichtungen genommen, da Neuinbetriebnahmen in der Regel nur noch mit digitalen Schutzrelais erfolgen.

Die Schutzprüfung sollte mindestens umfassen:

- Überprüfung der Anrege- und Auslösekennlinien
- Überprüfung je eines Messpunktes der Eingangsgrößen "Ströme" und "Spannungen" je Leiter und - soweit vorhanden - Neutralleiter sowie je Messbereich; Vergleich mit dem Display bzw. Schutzrelaisaufzeichnungen
- Überprüfung aller genutzten Schutzfunktionen (z.B. AWE, Signalvergleich, LS-Mitnahme)

- Überprüfung aller genutzten Ein- und Ausgänge der Steuerkreise einschließlich der Betätigung des Leistungsschalters sowie der Meldekreise (u.a. Schutzstörmeldung) einschließlich der Fernübertragung
- Schnittstellenüberprüfung durch Auslesen und Auswertung des Melde- und Störwertspeichers unter Benutzung einer Service-Schnittstelle
- Auslesen und Auswertung des Melde- und Störwertspeichers über die Kommunikationsschnittstelle, sofern vorhanden
- Auslesen sämtlicher Einstellparameter und Vergleich mit den Sollparametern als Abschluss der Prüfung
- Je nach Angabe des Herstellers müssen u.U. weitere Punkte bei den Schutzprüfungen beachtet werden, z.B.:
 - Überprüfung der Dynamikbereiche für alle Strom- und Spannungseingänge,
 - Überprüfung von Funktionsbereichen, die von der Selbstüberwachung nicht oder nur teilweise erfasst werden.

Umparametrierungen von Schutzfunktionen zum Zwecke der Schutzprüfungen können nicht akzeptiert werden.

Nach abgeschlossener Sekundärprüfung ist mit jeder Schutzeinrichtung eine Auslösekontrolle durchzuführen.

18.2.2.5.2 Primärprüfungen

Die Primärprüfung bei Transformatoren und gegebenenfalls bei Leitungen dient der Schaltungskontrolle der Differenzialschutzkreise. Sie wird 3-polig durchgeführt. Für Erdfehlerdifferenzialschutzeinrichtungen erfolgen die Prüfungen einpolig. Hierzu werden primärseitige Kurzschlüsse außerhalb des Differenzialschutzbereiches eingebaut und die Prüfspannung (<1 kV) zugeschaltet.

Weiterhin sind Primärprüfungen zum Nachweis der Funktionsfähigkeit von Primärauslösern sowie wandlerstrombetätigten Schutzeinrichtungen notwendig.

18.2.2.6 Messungen bei Inbetriebnahme

Bei Inbetriebnahmen sind folgende Messungen an den Schutzeinrichtungen durchzuführen:

- Überprüfung der Messgrößen mit Betriebswerten
- Richtungskontrolle bei gerichtet wirkenden Schutzeinrichtungen
- Kontrolle der Differenzströme bei Differenzialschutzeinrichtungen; bei Transformatoren bei unterschiedlichen Stufenstellungen
- Kontrolle der Einschaltstabilisierung von zuschaltstabilisierten Schutzeinrichtungen (z.B. Transformator-differenzialschutz)

18.2.3 Prüfprotokolle

Die nachfolgenden Prüfnachweise können in getrennten oder in einem Prüfprotokoll erbracht werden.

Beispiele für ein Prüfprotokoll für Strom- und Spannungswandler und für ein Schutzrelais können den *Anlagen E.1 und E.2* entnommen werden.

18.2.3.1 Prüfnachweis Stromwandler

Aus dem Prüfprotokoll müssen folgende Punkte ersichtlich sein:

- Einbauort des Wandlers
- Hersteller, Typ, Fabrik-Nr. des Wandlers
- Geschaltete Übersetzung
- Leistung, Klasse und Genauigkeitsgrenzfaktor (Überstromfaktor) des Wandlers bzw. der Kerne
- Bezeichnung und Lage (S1 oder S2 bzw. k oder l) der geerdeten Sekundäranschlüsse
- Ergebnis der Isolationsprüfung
- Ergebnis der Wickelsinnprüfung
- Ergebnis der Übersetzungskontrolle
- Ergebnis der Bestimmung der Betriebsleistung bei Bemessungsstrom
- Betriebsstrommessung
- Datum der Prüfung
- Name des Prüfers.

18.2.3.2 Prüfnachweis Spannungswandler

Aus dem Prüfprotokoll müssen folgende Punkte ersichtlich sein:

- Einbauort des Wandlers
- Hersteller, Typ und Fabrik-Nr. des Wandlers
- Geschaltete Übersetzung
- Leistung und Klasse des Wandlers
- Erdung der Wicklungen
- Beschaltung der Hilfswicklung
- Ergebnis der Isolationsprüfung
- Ergebnis der Kontrolle der Sternpunktverlagerungsspannung
- Ergebnis des Leitervergleichs
- Ergebnis der Übersetzungskontrolle
- Ergebnis der Belastungsmessung und der Messung des Spannungsfalles
- Ergebnis der Überprüfung der Schutzeinrichtungen für den Sekundärkreis
- Betriebsspannungsmessung
- Datum der Prüfung
- Name des Prüfers

18.2.3.3 Prüfnachweis für Kontrolle der Schaltung

Aus dem Nachweis müssen ersichtlich sein:

- Bezeichnung des Abzweiges
- Ergebnisse der Kontrolle (siehe Kapitel 18.2.2.3)
- Datum der Prüfung
- Name des Prüfers.

18.2.3.4 Prüfnachweis Isolationsprüfung

Aus dem Nachweis müssen ersichtlich sein:

- Bezeichnung des Abzweiges;
- Gemessene Werte
- Datum der Prüfung
- Name des Prüfers

18.2.3.5 Prüfnachweis Schutzprüfung

Der Nachweis wird durch die Prüfprotokolle für die einzelnen Schutzeinrichtungen, entsprechend den dafür zuständigen Prüftechnologien erbracht. Dabei sind die Angaben der Hersteller mit zu berücksichtigen.

Aus dem Nachweis müssen ersichtlich sein:

Zu schützendes Objekt

- Anlage
- Schaltfeld
- Schutzobjekt

Angaben zum Schutzsystem

- Schutzrelais
- Spannungswandler (Übersetzung, Wicklung, Schaltung, Erdung)
- Stromwandler (Übersetzung, Kern, Schaltung, Erdung)
- Leistungsschalter (Auslösesysteme)
- Hilfsenergie
- Übertragungstechnik

Verwendete Einstellvorgaben

- Verwendete Parameterdatei bei digitalen Schutzeinrichtungen
- Einstellwerte aller benutzten Schutzfunktionen
- Ergebnisse der Sekundärprüfung
- Ergebnisse der Prüfung der Steuerkreise, wie z.B. LS-Auslösungen und AWE-Schaltfolgen
- Ergebnisse der Prüfung der Meldekreise
- Ergebnisse der Messungen zur Inbetriebnahme
- Datum der Prüfung
- Name des Prüfers

18.3 Instandhaltung von Schutzsystemen

18.3.1 Allgemeines

Die grundlegenden Begriffe und Maßnahmen der Instandhaltung sind in DIN 31051 [44] beschrieben. Danach wird die Instandhaltung grundsätzlich unterteilt in:

- Inspektion (Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustands)
- Wartung (Maßnahme zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrats)
- Instandsetzung (Maßnahme zur Wiederherstellung des Soll-Zustands)
- Verbesserung

Bezüglich der Umsetzung werden heute folgende grundlegende Instandhaltungsstrategien verfolgt:

- Ereignisorientiert
- Vorbeugend
- Zustandorientiert
- Wichtigkeitsorientiert.

Die einzelnen Strategien sind in der VDN-Information „Instandhaltung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen“ [23] näher beschrieben.

Ziel der vorbeugenden Instandhaltung ist es, rechtzeitig Instandhaltungsmaßnahmen einzuleiten, um einen Ausfall bzw. eine Fehlfunktion zu vermeiden. Die vorbeugende Instandhaltung gelangt immer dort zum Einsatz, wo hohe Anforderungen an die Zuverlässigkeit und/oder die Sicherheit gestellt werden.

Die vorbeugende Instandhaltung wird bei Schutzsystemen durch Inspektionen und Wartung erreicht (siehe Begriffsbestimmung). Die unterschiedlichen digitalen Schutzrelais verfügen über mehr oder weniger umfangreiche Selbstüberwachungssysteme. Diese Überwachungssysteme beziehen sich aber ausschließlich auf das Schutzrelais selbst und decken auch nicht alle Fehlerfälle im Schutzrelais ab (z.B. Fehler in Ein- und Ausgangskreisen). Einen erheblichen Anteil der Fehler im Schutzsystem verursachen zudem die Verdrahtung, der Ausschaltstromkreis mit den Ein- und Ausschaltspulen der Leistungsschalter, die Hilfsenergieversorgung und die Messwertbereitstellung durch die Wandler. Insofern muss auch bei diesen Schutzrelais Typen die vorbeugende Instandhaltung planmäßig, d.h. in festgelegten Zeitintervallen, erfolgen.

Es gibt derzeit in Deutschland keine Verfügbarkeitsstatistik für Schutzsysteme. Einzelne Mitgliedsunternehmen führen zwar Statistiken, diese können aber bedingt durch geringe Losgrößen, eingeschränkter Typen- und Herstelleranzahl nicht verallgemeinert werden.

Im VEÖ wird seit 2000 eine Fehlerstatistik über digitale Schutzeinrichtungen geführt. Daraus lässt sich bereits ableiten, dass durch die Selbstüberwachung der digitalen Schutzrelais nicht alle Gerätefehler erkannt werden. Ein Rückschluss auf das gesamte Schutzsystem ist hieraus jedoch nicht ableitbar. Insofern sind umfassende statistische Erhebungen erforderlich, um Rückschlüsse auf veränderte Prüfzyklen unter Betrachtung des gesamten Schutzsystems zu ziehen.

Neben der planmäßigen Instandhaltung ist auch die unplanmäßige Instandhaltung in die Betrachtung einzubeziehen.

Die Funktionstüchtigkeit der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung ist durch geeignete Maßnahmen gesondert nachzuweisen.

18.3.2 Vorbeugende Instandhaltung

18.3.2.1 Zyklische Schutzprüfung

Die Überprüfung der aktuellen Schutz-Funktionsparameter, z.B. Anrege- und Auslösekennlinien erfolgt im Rahmen der zyklischen Schutzprüfung (Turnusprüfung). Sie muss mit einer Sekundärprüfeinrichtung ohne Änderung der Einstellwerte durchgeführt werden können. Zu den Überprüfungen der einzelnen Schutzfunktionsgruppen sind die Hinweise und Beschreibungen der Hersteller zu berücksichtigen.

Für Schutzprüfungen sind Einrichtungen wie zum Beispiel Prüfklemmleisten oder Prüfsteckvorrichtungen vorzusehen, um diese ohne Ausklemmen von Drähten zu ermöglichen.

Wenn eine Forderung zur Prüfung während des Betriebes besteht, ist die Anschaltung der Schutzeinrichtungen an den Prozess entsprechend zu gestalten.

Der Umfang der Schutzprüfung richtet sich nach der Art der verwendeten Schutzfunktionen und umfasst bei allen Schutzrelaisgenerationen mindestens:

- Sichtkontrolle des Schutzsystems, besonders der Anzeigen und Anschlussklemmen
- Simulation eines Netzfehlers; sprungförmiges Beaufschlagen des Schutzrelais mit sekundären Kurzschlussgrößen („Erste elektrische Prüfung“)
- Klemmenkontrolle
- Überprüfung der Anrege- und Auslösekennlinien
- Überprüfung aller genutzten Schutz-, Zusatz- und Sonderfunktionen (z.B. AWE, Signalvergleich, Mitnahme, logische Verknüpfungen)
- Überprüfung aller genutzten Ein- und Ausgänge der Steuerkreise einschließlich der Betätigung des Leistungsschalters sowie der Meldekreise einschließlich der Fernübertragung
- Vergleich der Prüfergebnisse mit der letzten Schutzprüfung
- Tausch von Bauteilen nach herstellereigenen Vorschriften (bei Bedarf)

Für digitale Schutzeinrichtungen sind zusätzlich folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Überprüfung je eines Messpunktes der Eingangsgrößen "Ströme" und "Spannungen" je Leiter und - soweit vorhanden - Neutralleiter sowie je Messbereich; Vergleich mit dem Display bzw. Schutzrelaisaufzeichnungen
- Schnittstellenüberprüfung durch Auslesen und Auswertung des Melde- und Störwertspeichers unter Benutzung einer Service-Schnittstelle
- Auslesen und Auswertung des Melde- und Störwertspeichers über die Kommunikationsschnittstelle, sofern vorhanden
- Auslesen sämtlicher Einstellparameter und Vergleich mit den Sollparametern als Abschluss der Prüfung
- Löschen der Ereignis- und Störfallpuffer und Rücksetzen von Ereigniszählern

Je nach Angabe des Herstellers müssen u.U. weitere Punkte bei den Schutzprüfungen beachtet werden, z.B.:

- Überprüfung der Dynamikbereiche für alle Strom- und Spannungseingänge,
- Überprüfung von Funktionsbereichen, die von der Selbstüberwachung nicht oder nur teilweise erfasst werden.

Zudem erfolgt bei Distanzschutzfunktionen eine dynamische Überprüfung des ersten Kippunktes. Damit werden Veränderungen der Eingangsfilter erkannt.

Umparametrierungen der Schutzeinrichtungen zum Zwecke der Schutzprüfungen können nicht akzeptiert werden.

Als Abschluss der zyklischen Schutzprüfung ist mit jeder Schutzeinrichtung eine Auslösekontrolle durchzuführen, die bei Einzelpolantrieb polweise erfolgen muss.

Kann eine Auslösekontrolle in Ausnahmefällen während der Turnusprüfung nicht durchgeführt werden, so muss diese zum nächstmöglichen Termin, innerhalb einer angemessenen Frist nachgeholt werden. Die Prüfung gilt erst nach der Auslösekontrolle als abgeschlossen. Es ist zulässig, selektive Auslösungen und Automatische Wiedereinschaltungen innerhalb dieser Frist als Auslösekontrolle zu werten, wenn darüber ein schriftlicher Nachweis vorliegt (z.B. Auszug Ereignisliste Netzleitstelle, unterschriebene Notiz mit Datum und Uhrzeit).

18.3.2.2 Funktionskontrolle

Zwischen den zyklischen Schutzprüfungen kann bei digitalen Schutzeinrichtungen eine vereinfachte Prüfung sinnvoll sein, die als Funktionskontrolle bezeichnet wird.

Die Funktionskontrolle, die ohne Sekundärprüfeinrichtung durchgeführt wird, sollte mindestens umfassen:

- Sichtkontrolle des Schutzsystems, besonders der Anzeigen und Anschlussklemmen
- Vergleich der gemessenen Betriebsmessgrößen "Ströme" und "Spannungen" mit den Display-Anzeigen
- Auslöseprüfung durch Ausgabe eines AUS-Kommandos bzw. eines AWE-Befehls, z.B. über die Gerätebedienung vor Ort, möglichst mit Bedienung des Leistungsschalters
- Auslesen und Auswertung der Betriebsmeldeliste
- Überprüfung der Schutzstörmeldung und deren Fernübertragung

18.3.2.3 Prüfzyklus

Der Prüfzyklus der Schutzsysteme orientiert sich an den Erfahrungen der Betreiber mit diesen Systemen und an Herstellervorgaben. Für elektromechanische und analog-elektronische Schutzeinrichtungen gelten allgemein kürzere Prüfintervalle als bei digitalen Schutzeinrichtungen mit Selbstüberwachung und Fernmeldung (siehe „Richtlinie für digitale Schutzsysteme“ [1]).

Beim Prüfzyklus bestimmt die Hauptkomponente des Schutzsystems die Prüfzykluszeit für alle Schutzrelais im betroffenen Abgang (z.B. AWE, Erdschlusserfassung).

In Abhängigkeit vom eingesetzten Schutzrelaistyp und den Umweltbedingungen (z.B. bei Einwirkung von Staub oder Erschütterungen) sind gegebenenfalls kürzere Prüfzyklen notwendig.

Folgende Kriterien können darüber hinaus zu einer Veränderung der Prüfzyklen führen:

- Besondere Personengefährdungen, z.B. bei Kurzschlüssen in Starkstromkabeln, welche in begehbaren Kabelgängen oder Brückenhohlräumen verlegt sind
- Große netztechnische Bedeutung des geschützten Anlagenteils;
- Gefahr von Großstörungen bei Fehlfunktionen (z.B. Übertragungsleitungen im überregionalen Verbundnetz; Sammelschienen in Netzknotenpunkten; Großkraftwerke; Netzkuppeltransformatoren)
- Kein redundanter, gleichwertiger Schutz vorhanden, d.h. Reserveschutzfunktionen erfolgen erheblich verzögert und/oder mit verminderter Selektivität
- Hohe Folgekosten für Nichtverfügbarkeit und/oder Reparatur des geschützten Anlagenteils bei Schutzversagen (z.B. durch Schadensausweitung bei längerer Kurzschlussdauer)
- Gehäuftes Auftreten von Fehlfunktionen bei bestimmten Schutzrelaistypen; altersbedingte Zunahme an Bauteilausfällen
- Mögliche Verlängerung des Prüfzyklus bei einfachem Aufbau der Schutzeinrichtung und dem Vorliegen entsprechend positiver Betriebserfahrungen

18.3.3 Außerplanmäßige Instandhaltung

Außerplanmäßige Schutzprüfungen sind durchzuführen nach:

- Umstellungen der Einstellwerte
- Wechsel von Geräten, die zum gesamten Schutzsystem gehören, z.B. Strom- oder Spannungswandler, Leistungsschalter, Schutzrelais
- Batteriewechsel in digitalen Schutzrelais, jedoch nur bei Datenverlust mit Einfluss auf Schutzfunktionen
- Soft- und Hardware-Tausch in digitalen Schutzrelais
- Ungeklärten Störfällen, besonders bei einem möglichen Fehlverhalten des Schutzsystems

Der Umfang außerplanmäßiger Schutzprüfungen ist von ihrem Anlass abhängig. Außerplanmäßige Schutzprüfungen gelten als planmäßige Schutzprüfung, wenn sie dem Umfang einer zyklischen Schutzprüfung entsprechen

Anhang

A Begriffe

Abnahme	Übernahme der vertraglich festgelegten Leistung durch den Betreiber
Abnahmeprüfung	<p>Vertraglich festgelegte Prüfung zum Nachweis gegenüber dem Kunden, dass die Betrachtungseinheit bestimmte Anforderungen ihrer Spezifikation erfüllt.</p> <p>(IEV-Wörterbuch 151-16-23)</p> <p>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.</p>
Automatische Wiedereinschaltung (AWE)	<p>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.</p> <p>(IEV-Wörterbuch 604-02-32, modifiziert)</p>
Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	<p>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.</p> <p>(IEV-Wörterbuch 161-01-07, modifiziert)</p>
Erdschluss	<p>unbeabsichtigtes Auftreten eines Strompfades zwischen einem aktiven Leiter und Erde. Je nach Art der Sternpunktbehandlung hat dieser verschiedene Auswirkungen</p> <p>(IEV-Wörterbuch 195-04-14, modifiziert)</p>
Erdkurzschluss	<p>Erdschluss in einem Netz mit starrer oder niederohmiger Sternpunktterdung</p>
Engpassstrom	<p>Kleinster Wert des maximal zulässigen Bemessungsdauerstroms innerhalb einer Kette von zusammen geschalteten Betriebsmitteln (Zweig), ggf. reduziert durch Berücksichtigung von Sicherheitsmargen.</p>
Funktionskontrolle	<p>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.</p> <p>(Richtlinie für digitale Schutzsysteme, modifiziert)</p>

Hauptschutz	<p>Selektivschutz, bei dem vorausgesetzt wird, dass er Priorität bei der Einleitung der Fehlerbeseitigung oder einer Handlung zur Beendigung eines anormalen Netzzustands hat.</p> <p>Anmerkung: Für ein Betriebsmittel können auch zwei oder mehr Hauptschutzeinrichtungen vorgesehen werden.</p> <p>(IEV-Wörterbuch 448-11-13)</p>
Holmgreenschaltung	<p>Spezielle Stromwandlerschaltung zur Erfassung des Nullstroms in einem Drehstromsystem</p>
Inbetriebnahme	<p>Ist das Erstmalige „unter Spannung setzen“ aller primär- und sekundärtechnischen Komponenten einer elektrotechnischen Anlage im Sinne der zweckentsprechenden Nutzung.</p>
Inbetriebnahmeprüfung	<p>Prüfung einer Betrachtungseinheit am Aufstellungsort zum Nachweis sachgemäßer Errichtung und einwandfreier Funktion.</p> <p>(IEC-Wörterbuch 151-16-24, modifiziert)</p> <p>Anmerkung: Die Inbetriebnahmeprüfung von Schutzeinrichtungen wird am Einbauort vorgenommen und umfasst das gesamte Schutzsystem.</p>
Inspektion	<p>Siehe zyklische Schutzprüfung oder Instandhaltung, vorbeugende.</p>
Instandhaltung	<p>Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen einschließlich Überwachungsmaßnahmen, mit denen eine Einheit im funktionsfähigen Zustand erhalten oder in ihn zurückversetzt werden soll.</p> <p>(IEC-Wörterbuch 191-07-01)</p> <p>Anmerkung: Die Instandhaltung schließt laut DIN 31051 die Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Verbesserung ein.</p>
Instandhaltung, planmäßige	<p>Wartung, die nach einem festgelegten Zeitplan durchgeführt wird.</p> <p>(IEC-Wörterbuch 191-07-10)</p>
Instandhaltung, unplanmäßige	<p>Instandhaltung, die nicht nach einem festgelegten Zeitplan, sondern aufgrund einer Zustandsanzeige, Meldung oder Unter- bzw. Überfunktion der Einheit durchgeführt wird.</p> <p>(IEC-Wörterbuch 191-07-11, modifiziert)</p>
Instandhaltung, vorbeugende (auch „Wartung/Inspektion“ genannt)	<p>Instandhaltung in festgelegten Abständen oder nach vorgeschriebenen Kriterien mit der Absicht, die Ausfallwahrscheinlichkeit oder die Funktionsminderung einer Einheit zu reduzieren.</p> <p>(IEC-Wörterbuch 191-07-07)</p>
Kippunkt des Distanzschutzes	<p>Ermittelter Impedanzwert (winkelabhängig) des Distanzschutzes, bei dem zwischen den parametrisierten Impedanzstufen umgeschaltet wird.</p>
(n-1)-Kriterium	<p>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.</p>

Primärprüfung	<p>Eine Prüfung, bei der die Primärseite der Messwandler des Schutzsystems mit den entsprechenden Größen beaufschlagt wird.</p> <p>(DIN-VDE 0435-110)</p>
Prüfung	<p>Technischer Vorgang, der aus dem Ermitteln eines oder mehrerer Merkmale eines bestimmten Produkts, eines Prozesses oder einer Dienstleistung und nach einem festgelegten Verfahren besteht.</p> <p>Anmerkung: <i>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.</i></p> <p>(IEC-Wörterbuch 151-16-13, modifiziert)</p>
Redundanz	<p>Mehrfaches Vorhandensein von gleichartigen unabhängigen Funktionen oder Bauteilen in einem Schutzsystem, welche bei ungestörtem Betrieb nicht benötigt werden, um eine geforderte Funktion zu erfüllen.</p>
Reserveschutz	<p>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.</p>
Rückfallverhältnis	<p>Ist das Verhältnis des Rückfallwertes zum Anregewert der Wirkgröße eines Schutzrelais.</p> <p>Anmerkung: <i>Bei Schutzrelais sind die Wirkgrößen in der Regel Strom, Spannung oder Frequenz.</i></p> <p>Beispiel: <i>Überstromanregung eines UMZ- oder Distanzrelais regt ab einem bestimmten Strom an (Ansprech- oder Anregewert) und geht bei Unterschreitung eines Wertes (Rückfallwert) in den Ruhezustand.</i></p>
Schutzbereich (auch „geschützter Abschnitt“ genannt)	<p>Teile eines Energienetzes oder eines Stromkreises innerhalb eines Netzes, die beim Auftreten eines Fehlers vom betrachteten Schutzsystem erfasst werden.</p>
Schutzeinrichtung	<p>Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie, sofern erforderlich, Logikbausteine enthält, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen.</p> <p>Anmerkung: <i>Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems.</i></p> <p>Beispiel: <i>Distanzschutzeinrichtung, Phasenvergleichs-Schutzeinrichtung (eine Phasenvergleichsschutzeinrichtung ist Teil eines Leitungsendes in einem Phasenvergleichsschutzsystem).</i></p> <p>(IEV-Wörterbuch 448-11-03)</p>

Schutzeinrichtung, analog- elektronisch (auch „statischer Schutz“ genannt)	Schutzeinrichtung, deren Schutzfunktionen vorwiegend durch analogelektronische Bausteine und logischen Verknüpfungen realisiert werden. Anmerkung: <i>Analog-elektronische Schutzeinrichtungen enthalten meistens elektromechanische Schaltrelais.</i>
Schutzeinrichtung, digital (auch „numerischer Schutz“ genannt)	Schutzeinrichtung, deren Schutzfunktionen nach einer Digitalisierung der Messwerte durch Bauelemente und Softwarealgorithmen der digitalen Informationstechnik realisiert werden. Anmerkung: <i>Digitale Schutzeinrichtungen enthalten meistens elektromechanische Schaltrelais.</i>
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: <i>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.</i> Anmerkung 2: <i>Leistungsschalter sind ausgenommen.</i>
Sekundärprüfung	(IEV-Wörterbuch 448-11-04) 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 Literaturverzeichnis

Bücher, Vorschriften, Empfehlungen:

- [1] BDEW Richtlinie für digitale Schutzsysteme (1.Auflage 2003)
erhältlich als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>
- [2] BDEW Empfehlungen für Maßnahmen zur Herabsetzung von Transienten
Überspannungen in Sekundärleitungen (TÜ) innerhalb von
Hochspannungsschaltanlagen (ehem. Ringbuch Teil 8)
Dokument erhältlich beim VWEW Energieverlag
(für Mitglieder als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [3] BDEW Anregeprobleme beim Reserveschutz(ehem. Ringbuch Teil 11)
Dokument erhältlich beim VWEW Energieverlag
(für Mitglieder als PDF Dokument unter
<http://www.bdew.de>)
- [4] DIN EN 60044 Messwandler
VDE 0414-44-1 diese Norm wird in die Normenreihe
DIN EN 61869 überführt
- [5] DIN EN 61869 Messwandler (Entwurf)
DE 0414-9 Diese Normenreihe wird die Normenreihe 60044 ersetzen
- [6] BDEW Schaltersversagerschutz (ehem. Ringbuch Teil 12)
Dokument erhältlich beim VWEW Energieverlag
(für Mitglieder als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [7] DIN EN 60694 Gemeinsame Bestimmungen für Schaltgeräte-Normen
VDE 0670 Teil 1000
- [8] DIN VDE 0101 (D) Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über
1 kV(A) entspricht ÖVE ÖNORM E8383
- [9] DIN EN 62271-200 Hochspannungs-Schaltgeräte und Schaltanlagen – Teil 200,
VDE 0671 Teil 200 Metallgekapselte Wechselstrom-Schaltanlagen für
Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV
- [10] DIN EN 62271-203 Hochspannungs-Schaltgeräte– und –Schaltanlagen
VDE 0671 Teil 203 Teil 203: Gasisolierte metallgekapselte Schaltanlagen für
Bemessungsspannungen über 52 kV
- [11] DIN EN 600076 Leistungstransformatoren
- [12] DIN VDE 0276 Starkstromkabel
- [13] DIN VDE 0210 Bau von Starkstromfreileitungen über 1 kV
- [14] DIN 57536 Kühlung und Belastbarkeit von Transformatoren
VDE 0536
- [15] VDE 0228 Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch
Starkstromanlagen
- [16] BDEW TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der
deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007
(erhältlich als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [17] BDEW DistributionCode 2007 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen
(erhältlich als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [18] BDEW TAB Mittelspannung 2008 - Technische Anschlussbedingungen für
den Anschluss an das Mittelspannungsnetz
(erhältlich als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)

- [19] 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
(erhältlich als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [20] BDEW Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Juni 2008) einschließlich Ergänzung zur Richtlinie (Januar 2009)
(erhältlich als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [21] DIN VDE 0510 VDE-Bestimmung für Akkumulatoren und Batterieanlagen
- [22] DIN VDE 0435 Elektrische Relais: Normenreihe
- [23] BDEW Instandhaltung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen
(erhältlich als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [24] BDEW Richtlinie für binären Informationsaustausch zwischen Selektivschutzeinrichtungen über einen Hilfskanal (Feb. 2006)
(erhältlich als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [25] BDEW Digitale Stationsleittechnik Empfehlungen, Dez. 1994 (ehem. Ringbuch Teil 10); Dokument erhältlich beim VWEW Energieverlag (für Mitglieder als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [26] BDEW Integrierte Leittechnik in Stationen 1988 VDEW (ehem. Ringbuch Teil 10) Dokument erhältlich beim VWEW Energieverlag (für Mitglieder als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [27] BDEW Richtlinie für die Schutzsignalübertragung – Übertragungssysteme für Schutzaufgaben (ehem. Ringbuch Teil 7) (erhältlich für Mitglieder als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [28] BDEW Empfehlungen zur Endzeitstaffelung (ehem. Ringbuch Teil 9) Dokument erhältlich beim VWEW Energieverlag (für Mitglieder als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [29] BDEW IEC 61850 – Anforderungen aus Anwendersicht (Aug. 2004) (erhältlich als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [30] BDEW Digitale Stationsleittechnik – Ergänzende Empfehlungen zur Anwendung in Verteilnetzstationen, 1998 Dokument erhältlich beim VWEW Energieverlag
- [31] VDEW Richtlinie für die Schutzsignalübertragung über digitale Übertragungsnetze (1. Auflage, 2001) ISBN 3-8022-0619-3 Dokument erhältlich beim VWEW Energieverlag
- [32] VDEW Richtlinie für den Sammelschienenschutz (3. Auflage, 2001) ISBN 3-8022-0618-5 Dokument erhältlich beim VWEW Energieverlag (für Mitglieder als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [33] VDEW/VEÖ Richtlinie für die automatische Wiedereinschaltung in elektrischen Netzen (3. Auflage, 2001) ISBN 3-8022-0617-7 erhältlich beim VWEW Energieverlag (für Mitglieder als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [34] BDEW Technische Anforderungen an Frequenzrelais für den störungsbedingten Lastabwurf
(für Mitglieder als PDF Dokument unter <http://www.bdew.de>)
- [35] VEÖ TOR - Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß ELWOG; (Dokument unter <http://www.e-control.at>)

- [36] DIN EN 60834-1 Schutzsignalübertragungseinrichtungen für Energie
(VDE 0852-1) versorgungsnetze, Leistungsmerkmale und Prüfung
Teil 1: Systeme mit Übertragung von Befehlen
- DIN VDE 0852-2 Leistungsmerkmale und Prüfung für Schutzsignalüber-
(VDE 0852-2) tragungseinrichtungen für Energieversorgungssysteme
Teil 2: Systeme mit Übertragung analoger Größen
- [37] VDE 0105-100 (D)Betrieb von elektrischen Anlagen
Teil 100: Allgemeine Festlegungen
(A) entspricht der Österreich.-Norm EN 50110
- [38] DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen
Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [39] DIN VDE 0141 Erdungen für spezielle Starkstromanlagen mit Nennspannungen
über 1 kV
- [40] DIN EN 60282-1 Hochspannungssicherungen -Teil 1;Strombegrenzende
(VDE 0670-4) Sicherungen
- [41] Ziegler, G. Digitaler Distanzschutz. Grundlagen und Anwendung; Siemens AG,
Erlangen, 1999, ISBN 3-89578-141-X
- [42] Müller, L./ Matla, W. Selektivschutz elektrischer Anlagen (3. Auflage, 2001)
VWEW Energieverlag ISBN 3-8022-0658-4
- [43] Schossig, W. Netzschutztechnik, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze
Band 13, 3. Auflage 2007
VWEW/VDE-Verlag, ISBN 978-3-8022-0779-2
- [44] DIN 31051 Grundlagen der Instandhaltung

Unfallverhütungsvorschriften der Berufsgenossenschaft Elektro Textil Feinmechanik:

- [45] BGV A1 Grundsätze der Prävention
- [46] BGV A3 Elektrische Anlagen und Betriebsmittel

Referenz auf österreichische Normen:

- DIN 31051 Grundlagen der Instandhaltung
ÖNORM M 8100 / ÖNORM EN 13306
- DIN 40808 Messrelais und Schutzeinrichtungen – Binärer Informationsaustausch
- DIN 57536 Kühlung und Belastbarkeit von Öltransformatoren
VDE 0536 ÖVE/ÖNORM / EN 60076
- DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
ÖVE/ÖNORM EN 50160
- DIN EN 50179 Starkstromanlagen über 1 kV(A)
DIN VDE 0101 ÖVE/ÖNORM E 8383
- DIN EN 60044 Messwandler, wird in die Normenreihe DIN EN 61869 übergeführt
VDE 0414 ÖVE/ÖNORM EN 60044
- DIN EN 60076 Leistungstransformatoren
VDE 0532 ÖVE/ÖNORM EN 60076
- DIN EN 60282-1 Hochspannungssicherungen: Strombegrenzte Sicherungen
VDE 0670-4 ÖVE/ÖNORM EN 60282
- DIN EN 60694 Bestimmungen für Schaltgeräte-Normen
VDE 0670-1000 ÖVE/ÖNORM EN 60694
- DIN EN 60834-1 Schutzsignalübertragungseinrichtungen:
VDE 0852-1 Übertragung von Befehlen
ÖVE/ÖNORM EN 60834-1

DIN EN 60834-2 VDE 0852-2	Schutzsignalübertragungseinrichtungen: Übertragung analoger Größen IEC 60834-2
DIN EN 61869 VDE 0414-9	Messwandler; wird die Normenreihe 60044 ersetzen ÖVE/ÖNORM EN 61869
DIN EN 62271-200 VDE 0671-200	Schaltgeräte und Schaltanlagen ÖVE/ÖNORM EN 62271-200
DIN EN 62271-203 VDE 0671-203	Gasisolierte Schaltanlagen ÖVE/ÖNORM EN 62271-203
EN 50110-1 + EN 50110-2-100 DIN VDE 0105	Betrieb von elektrischen Anlagen (Teil 100: allgemeine Festlegungen) ÖVE/ÖNORM EN 50110-1
DIN EN 50341 DIN VDE 0141	Erdungen für spezielle Starkstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV ÖVE/ÖNORM EN 50341 Freileitungen über AC 45 kV
DIN EN 50341 DIN VDE 0210	Bau von Starkstromfreileitungen über 1 kV ÖVE/ÖNORM EN 50341
DIN VDE 0228	Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen ÖVE-B 1 Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannung über 1 kV
DIN VDE 0276	Starkstromkabel ÖVE/ÖNORM E 8200, Reihe
DIN EN 60255 DIN VDE 0435	Elektrische Messrelais ÖVE/ÖNORM EN 60255 Reihe
DIN VDE 0435-110	Elektrische Messrelais: Begriffe ÖVE/ÖNORM EN 60255 Reihe
DIN 57510 DIN VDE 0510	VDE Bestimmungen für Akkumulatoren und Batterieanlagen ÖVE/ÖNORM EN 50272-2

C Stichwortverzeichnis

Fettgedruckte Seitenzahlen enthalten Definitionen der Begriffe

Abnahme	Anhang A , 18.2
Abnahmeprüfung	Anhang A , 18.2
Admittanzvergleich	7.5
Analog-elektronische Schutzeinrichtung	Anhang A , 7.3, 18.3.2.3
Anregesicherheit	8.1.2 , 11.4
Anregeverlässlichkeit	3.3, 8.1.2.2
Auskreisüberwachung	7.8.4
Automatische Erdschlusssuchschaltung	7.5
Automatische Wiedereinschaltung AWE	Anhang A , 2.2.3, 5.1, 7.4, 11.2.1
Blockierverfahren	7.9.1.2.2
Buchholzschutz	7.10 , 12.0
Digitale Schutzeinrichtung	Anhang A , 7.3
Direkte Schaltermitnahme	7.9.1.1
Einschaltstabilisierung	7.8.5
Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	2.1
Elektromechanische Schutzeinrichtung	Anhang A , 7.3
Empfindlichkeit	2.1
Erdfaktor	8.3.2
Erdschlusswischererfassung	3.2, 7.5 , 11.1
Fehlerortung	7.8.9
Freigabeverfahren	7.9.1.2.1 , 11.1
Frequenzschutz	7.7, 15.1
Funktionskontrolle	Anhang A , 18.3.2.2
Genauigkeit	2.1
Hauptschutz	Anhang A , 2.2, 2.2.2, 7.8.8, 8.1.2.2, 8.1.4.2, 11.2.1, 11.4, 7.10 , 12.3
Hermetikschutz	7.10 , 12.3
Holmgreenschaltung	Anhang A , 7.5
Inbetriebnahmeprüfung	Anhang A , 18.2
Indirekte Schaltermitnahme	7.9.1.1
Instandhaltung	Anhang A , 18.2
Intermittierender Erdfehlerschutz	7.8.6
Leistungsschalter-Versagerschutz	2.2.3, 5.3.1, 7.8.2 , 8.2
Mitnahme über Messbereichserweiterung	7.9.1.1
Natürliche Leistung	17
Not-UMZ-Schutz	7.8.16
Nullstrommessung	7.5
(n-1)-Kriterium	Anhang A , 5.3.1, 15.1
Oberschwingungsrelativmessung	7.5
Oberschwingungsverfahren	7.5
Parametersatzumschaltung	4.5, 7.8, 7.8.8 , 13.1
Passives Leitungsende	11.3.2
Pendelsperre	7.8.12 , 11.2
Phasenvergleich	7.3 , 7.9.2
Planmäßige Instandhaltung	Anhang A , 5.4.1, 5.4.2, 18.1, 18.2, 18.2.2.5.2, 18.3, 18.3.1, 18.3.3
Primärprüfung	Anhang A , 18.2

Prüfung	Anhang A , 7.8.3, 7.9, 11.2, 18.2, 18.3.2.2.1
Pulsortung	7.5
Redundanz	Anhang A , 7.8.17,2.2, 7.9, 9.1.1, 11.2,11.3,12.6
Reserveschutz	Anhang A , 2.1, 2.2, 2.2.3, 5.3, 5.3.1, 7.2, 7.3, 7.6, 7.8.8, 8.1.1.3,
Resonanzabstimmung	3.2
Richtungsvergleich	7.3 , 7.9.1.2.1
Ringnetz	4.2
Rückfallverhältnis	Anhang A , 8.1.2.1
Rückwärtige Verriegelung	4.1, 7.9.1.2.2 , 13.2.3
Sättigungsdetektor	7.8.13
Schnellentkupplung	13.1
Schnelligkeit	2.1
Schutzbereich	2.1 , 7.3
Schutzdoppelung	2.2.3 , 11.2.1
Schutzeinrichtung	Anhang A ,4.3
Schutzeinrichtung - analog-elektronisch	Anhang A , 7.3, 18.3.2.3
Schutzeinrichtung - digital	Anhang A , 7.3
Schutzeinrichtung - elektromechanisch	Anhang A , 7.3
Schutzsignalübertragung	7.9
Schutzsystem	Anhang A , 5.4, 6.1
Sekundärprüfung	Anhang A , 18.2
Selektivität	2.1 , 6.2, 7.3
Selektivschutz	Anhang A , 4.1
Spannungsschutz	7.6
Spannungsspeicher	7.8.15
Staffelungsfaktor	8.2.3
Strahlennetz	4.1
Streckenschutz	7.9.1.2.1
Stromvergleich	7.3
Synchronkontrollautomatik	7.8.7
Übergreifstufe	Anhang A , 7.3, 8.2.4
Überlastschutzes	7.1
Überstromzeitschutz	7.1
Übertragungsnetz	1.1, 6.0, 6.1
Unblockverfahren	7.9.1.2.1
Unplanmäßige Instandhaltung	Anhang A , 18.2
Vergleichsverfahren	7.9.1.2
Vermaschtes Netz	4.3
Wartung, vorbeugende Instandhaltung	Anhang A , 18.3
Wattmetrische Erdschlusserfassung	7.5
Wirtschaftliche Angemessenheit	2.1
Zuverlässigkeit	2.1
Zyklische Schutzprüfung (Turnusprüfung)	Anhang A , 18.3

D Abkürzungen

AC	Wechselspannung
AMZ	Abhängiger Maximalstromzeitschutz
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGV	Berufsgenossenschaftliche Vorschriften
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung)
DC	Gleichspannung
DIN	Deutsches Institut für Normung
EB	Eigenbedarf
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIWOG	Elektrizitäts-Wirtschafts-Organisations-Gesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europäische Norm von CENELEC
EnWG	Energie-Wirtschafts-Gesetz
E-Wischer	Erdschlusswischer
EZA	Erzeugungsanlagen
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE
HH	Hochspannung-Hochleistung-(Sicherung)
IEC	International Electrotechnical Commission
KNOSPE	Kurzzeitige niederohmige Sternpunktterdung
L	Leiter; z. B. L1
LS	Leistungsschalter
MS	Mittelspannung
NH	Niederspannungs-Hochleistung-(Sicherung)
NOSPE	Niederohmige Sternpunktterdung
NS	Niederspannung
OSPE	Isolierter Sternpunkt
ÖVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
RESPE	Resonanzsternpunktterdung
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SS	Sammelschiene
SSS	Sammelschienenenschutz
SVS	Schalerversagerschutz
TFH	Trägerfrequenz über Hochspannungsleitungen
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß EIWOG
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity (Union für die Koordination des Transports elektrischer Energie)
UMZ	Unabhängiger Maximalstromzeitschutz
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDN	Verband der Netzbetreiber
VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
VNB	Verteilungsnetzbetreiber

E Prüfprotokoll

E.1 Prüfprotokoll für Übergabeschutz

Prüfprotokoll für Übergabeschutz - Mittelspannung		1 / 2		
(vom Prüfer auszufüllen; Beispiel: UMZ-Schutz)				
Anlagenanschrift	Vorname, Name	_____		
	Straße, Hausnummer	_____		
	PLZ, Ort	_____		
Anlagenerrichter (Elektrofachbetrieb)	Firma, Ort	_____		
	Telefon, E-Mail	_____		
Allgemeines				
Nennspannung U_N : _____	Abzweig: _____	Feld- Nr.: _____		
Wandler				
Strom	Typ: _____	Erdung Richtung* <input type="checkbox"/> KA <input type="checkbox"/> Netz		
Übersetzung: _____ / _____ A geschaltet: _____ / _____ A	S = _____ VA	Klasse: _____		
Spannung	Typ: _____			
Übersetzung: A-N: _____ / _____ V	S = _____ VA	Klasse: _____		
da-dn: _____ / _____ V	S = _____ VA	Klasse: _____		
Schutzrelais				
Relaisart: _____	Softwarestand: _____			
Hersteller: _____	Typ: _____	Fabrik-Nr. _____		
Betätigungsspannung: _____ V	Wandler-Sekundär-Nennstrom: <input type="checkbox"/> 1 A <input type="checkbox"/> 5 A			
Einstellvorgaben (Solleinstellung)				
	$I_{>}$ _____ (prim _____) A	$tI_{>}$ = _____ s		
	$I_{>>}$ _____ (prim _____) A	$tI_{>>}$ = _____ s		
Schutzrelaiseinstellung:	$I_{>}$ _____ A	$I_{>>}$ _____ A	$tI_{>}$ _____ s	$tI_{>>}$ _____ s

Anmerkungen:

- * KA : In Richtung Kundenanlage geerdet
- Netz : In Richtung Netz des Netzbetreibers geerdet

Prüfprotokoll für Übergabeschutz - Mittelspannung		2 / 2	
(vom Prüfer auszufüllen; Beispiel: UMZ-Schutz)			
Prüfung Ansprechwerte		L1	L2
Ansprechwert I>	A	A	A
Rückfallwert I>	A	A	A
Ansprechwert I>>	A	A	A
Prüfung Auslösezeiten			
Prüfstrom für I> = _____ A	s	s	s
Prüfstrom für I>> = _____ A	s	s	s
Prüfung Betriebsmesswerte			
Strom	A	A	A
Winkel	°	°	°
Spannung	V	V	V
Winkel	°	°	°
Steuerung und Meldung			
Auslösung und Signal geprüft: <input type="checkbox"/>		Auslösung betätigt mit LS: <input type="checkbox"/>	
Fernwirken: <input type="checkbox"/>		Störschreiber <input type="checkbox"/>	Meldungen: <input type="checkbox"/>
Erdschlusserfassung Verfahren: _____			
Stromwandler	Fabrikat: _____	Typ: _____	
Übersetzung: _____ / _____ A	S = _____ VA	Klasse: _____	
Schutzrelais	Hersteller: _____	Typ: _____	
Fabrik-Nr. _____	Softwarestand: _____	Nennstrom: <input type="checkbox"/> 1 A <input type="checkbox"/> 5 A	
Schutzeinstellungen	I _{e>} _____ (prim _____) mA	t _{I_{e>}} = _____ s	
	U _{da-dn>} : _____ (prim _____) V	t _{U_{da-dn>}} = _____ s	
Prüfung			
Ansprechwert I _e : _____ mA		Ansprechwert U _{en} : _____ V	
Rückfallwert I _e : _____ mA		Rückfallwert U _{en} : _____ V	
Verzögerungszeit t _{I_e} : _____ s		Verzögerungszeit t _{U_{en}} : _____ s	
Richtung vorwärts (Richtung KA): <input type="checkbox"/>		Richtung rückwärts (Richtung Netz): <input type="checkbox"/>	
Betriebsmesswert I _e : _____ mA		Betriebsmesswert U _{en} : _____ V	
Meldungen geprüft: <input type="checkbox"/>		betätigt LS: <input type="checkbox"/> ja <input type="checkbox"/> nein	
Bemerkungen:			
_____ Ort, Datum	_____ Prüfer / Firma	_____ Anlagenbetreiber	

E.2 Prüfprotokoll für die Inbetriebnahme von Strom- und Spannungswandlern

Beispiel eines Prüfprotokolls für Inbetriebnahme von Strom- und Spannungswandlern									
Anlage:		UW Muster							
Anlagenteil:		110 kV Ltg. A							
1. Stromwandler - Technische Daten									
Typ:		ABC			Hersteller:			DEF	
Übersetzung:		4x300/1/1/1/1 A			geschaltet auf:		600 A		
Fabr. Nr.:		L1: 06/4711	L2: 06/4712	L3: 06/4713	I _{therm} / I _{dyn} : 50/150 kA				
Kern	Leistung	Klasse	Genauigkeitsgrenzfaktor	Erdung	Aufstellung L1: P1(K) zur SS L2: P1(K) zur SS L3: P1(K) zur SS				
1	20 VA	0,5FS	10	s2(k)					
2	15 VA	5P	40	s1(l)					
3	15 VA	5P	40	s1(l)					
4	15 VA	5P	40	s1(l)					
2. Stromwandler-Prüfung									
Isolationswiderstand (kleinster Wert aller Messungen):				10,5 MΩ	Wickelsinnprüfung:			i.O.	
Übersetzungskontrolle:		Primär:	600 A	Sekundär:	1 A				
Belastung in VA	L1	L2	L3	Innenbürde	L1	L2	L3		
Kern 1	5,7	7,5	5,6	Kern 1	0,400	0,398	0,402		
Kern 2	3,4	3,6	3,5	Kern 2	0,451	0,455	0,453		
Kern 3	3,9	3,7	3,8	Kern 3	0,453	0,451	0,446		
Kern 4	kurzgeschl.	kurzgeschl.	kurzgeschl.	Kern 4	0,450	0,449	0,448		
3. Spannungswandler - Technische Daten									
Typ:		GHI			Hersteller:			JKL	
Übersetzung:		110000 / √3 V	100 / √3 V	100 / 3 V	Fabr.-Nr.				
geschaltet auf:		- / √3 V	- / √3 V	- / 3 V	L1: 123456				
Leistung in VA		100		350	L2: 123457				
Klasse:		0,5 und 3P		3P	L3: 123458				
Erdung:		N	n	dn (L1)					
4. Spannungswandler-Prüfung									
Isolationswiderstand (kleinster Wert aller Messungen):				11,5 MΩ					
	L1-L2	L2-L3	L3-L1	L1-N	L2-N	L3-N	e-n		
Belastung in VA	52	49	45	60	59	63	5		
Komplette Wandlerschaltung bei einer Primärspannung von 400 V geprüft.									
Spannungsmessung in V		a - n	L1	59,3 mV	L2	58,9 mV	L3	61,0 mV	
da - dn Σ		0,2 mV	da - dn	L1	33,1 mV	L2	32,1 mV	L3	35,3 mV
Die Hilfswicklung ist mit einem Dämpfungswiderstand von				- Ω	- W belastet.				
5. Bemerkungen									
Bürdenmessung am Spannungswandler mit Hin- und Rückleiter									
Unterschriften	Name	Ort der Prüfung		Datum	Unterschrift				
Prüfer									