



ELEKTRO PRAKTIKER
Bibliothek

Friedemann Schmidt/Klaus Hempel

Mittelspannungs- anlagen

Planung, Errichtung, Prüfung, Betrieb

2., aktualisierte Auflage

huss





Schmidt/Hempel
Mittelspannungsanlagen

MUSTERKAPITEL

MUSTERKAPITEL

Friedemann Schmidt und Klaus Hempel

Mittelspannungsanlagen

Planung, Errichtung, Prüfung, Betrieb

MUSTERKAPITEL

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Monteure der Geier Starkstromtechnik aus Herborn bei der Montage einer 10 kV-Schaltanlage des Typs NXPlus C, metallgekapselt und SF₆-gasisoliert.

Foto: Silas Koch

ISBN 978-3-341-01595-7

2. Auflage

© 2011 HUSS-MEDIEN GmbH, Verlag Technik, Am Friedrichshain 22, 10407 Berlin
Telefon: 030 42151-0, Fax: 030 42151-273
E-Mail: huss.medien@hussberlin.de
Internet: <http://www.huss-shop.de>

Eingetragen im Handelsregister Berlin HRB 36260
Geschäftsführer: Wolfgang Huss, Erich Hensler

Lektor: Heino Hackbarth
Layout und Einbandgestaltung: HUSS-MEDIEN GmbH
Druck und Bindearbeiten: docupoint GmbH, Barleben

Redaktionsschluss: 06. 03. 2011

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Publikation darf ohne vorherige schriftliche Genehmigung des Verlages vervielfältigt, bearbeitet und/oder verbreitet werden.
Unter dieses Verbot fällt insbesondere der Nachdruck, die Aufnahme und Wiedergabe in Online-Diensten, Internet und Datenbanken sowie die Vervielfältigung auf Datenträgern jeglicher Art.

Alle Angaben in diesem Werk sind sorgfältig zusammengetragen und geprüft.
Dennoch können wir für die Richtigkeit und Vollständigkeit des Inhalts keine Haftung übernehmen.

Vorwort zur 1. Auflage

Dieses Buch ist für den Praktiker bestimmt; auf theoretische Erläuterungen und Begründungen wird daher weitgehend verzichtet. Mit dem Buch wollen wir unsere jahrzehntelangen Erfahrungen aus Vorprüfungen, Abnahmen, wiederkehrenden Prüfungen sowie Störungs- und Havarieuntersuchungen an Hochspannungsanlagen der Fachwelt zugänglich machen. Unser Bestreben, aus dem immer umfangreicher und komplizierter werdenden Vorschriftenwerk die für den Praktiker wesentlichen Fakten herauszuarbeiten, kann jedoch kein Ersatz für das eigene Studium der Normen sein.

Die Darstellung der Themenkomplexe erfolgt im Frage-Antwort-Stil. Hierbei werden von Fachkollegen bei Prüfungen oder in Seminaren häufig gestellte Fragen beantwortet.

An „schlechten“ Beispielen aus zahlreichen Untersuchungen von Unfällen und Havarien sowie aus Gerichtsgutachten wird verdeutlicht, dass eine Hochspannungsanlage bei Einhaltung aller bestehenden Normen und Regeln sicher und beherrschbar ist – allerdings sollte man niemals den Respekt davor verlieren. Bei der Durchführung von Schalthandlungen bzw. der Ausführung von Arbeiten steht die Sicherheit immer an erster Stelle. Vor der Ausführung von Handlungen ist immer zu prüfen, welche Auswirkungen dadurch hervorgerufen werden – Hektik ist oftmals die eigentliche Ursache von Unfällen und Havarien.

Inhaltlich bleiben die Ausführungen auf die Mittelspannung bis AC 30 kV (WS/DS) beschränkt. Gleichstromanlagen und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) werden bei grundsätzlichen Ausführungen über Spannungsebenen, Netze und Sternpunktbehandlung sowie in Beispielen aber auch mit erwähnt.

Ursprünglich war ein Buch für Planer, Errichter und Betreiber von kleinen und mittleren Hochspannungsanlagen geplant. Im Verlauf der Erarbeitung des doch recht umfangreichen Stoffes, insbesondere durch Einbeziehung der Erfahrungswerte und der untersuchten Havarien – auch in höheren Spannungsebenen –, stellte sich mehr und mehr heraus, dass auch Planer, Errichter und Betreiber von Großanlagen (Großfirmen des Elektroanlagenbaus, Energieversorgungsunternehmen und Großunternehmen mit eigenen Netzen und Kraftwerken) diesem Buch wertvolle Hinweise und Anregungen entnehmen können. Da sich die Normungsgremien in der Regel aus dem dort beschäftigten Personenkreis, mit dem uns eine enge Zusammenarbeit verbindet, zusammensetzen, hoffen wir, dass manche Anregung in die Normung einfließen wird. Kritiken, Hinweise und Anregungen nehmen wir dankbar entgegen.

Magdeburg, im August 2007

F. Schmidt und K. Hempel

Vorwort zur 2. Auflage

Das Konzept und der Aufbau des Buches sind gegenüber der 1. Auflage unverändert. Allerdings wurde das Werk in der 2. Auflage aufgrund zahlreicher Normenänderungen und neuer Erkenntnisse ergänzt und konkretisiert.

Der Abschnitt Spannungsebenen wurde durch Aussagen zur alternativen Stromversorgung vervollständigt und kritisch diskutiert.

Im Kapitel „Netze und Sternpunktbehandlungen“ ist insbesondere die Fehlersuche in OSPE- und RESPE-Netzen komplett überarbeitet worden. Da die Energieversorger ihre Netze zunehmend auf NOSPE umstellen, wurde dieses Thema mit aufgenommen.

Zur Erdung gibt es vier neue Fragenkomplexe und im erweiterten Buchanhang ein Muster für den Nachweis der Einhaltung der zulässigen Berührungsspannungen an Trafostationen innerhalb eines globalen Erdungssystems. Die Tabelle aus E VDE 0101-2 zu maßgeblichen Strömen für die Dimensionierung von Erdungsanlagen enthält für die Praxis notwendige wichtige Ergänzungen.

Im Kapitel Transformatoren sind gegenüber der 1. Auflage die Anschlüsse mit Stromschienen näher beschrieben.

Angeregt durch jüngste Schadensfälle fassten die Autoren im Abschnitt „Mess- und Schutztechnik“ die Frage der Bemessung von Bedämpfungswiderständen an der e-n-Wicklung von Spannungswandlern genauer. Das Kapitel ist um Fragen zum Generatorschutz und zur Mitnahmeschaltung erweitert worden.

Zum Stationszubehör gibt es in den Kapiteln „Zubehör und Dokumentation“ sowie „Betrieb und Wartung“ aktualisierte Antworten zu Erdungs- und Kurzschlieβvorrichtungen, Betätigungsstangen und Schutzplatten.

Magdeburg, im März 2011

F. Schmidt und K. Hempel

Inhalt

Vorwort zur 1 Auflage	5
Vorwort zur 2. Auflage	6
1 Spannungsebenen	13
1.1 Was ist Hochspannung?	13
1.2 Welcher generelle Unterschied besteht zur Niederspannung?	13
1.3 Welche Spannungsebenen gab es, und welche sind heute üblich?	18
1.4 Wie verlief die historische Entwicklung, und was bringt die Zukunft?	19
2 Netze und Sternpunktbehandlung	21
2.1 Welche Netzformen gibt es?	21
2.2 Welche typischen Netzfehler treten auf?	24
2.3 Welche Arten der Sternpunktbehandlung gibt es mit welchen Vor- und Nachteilen?	25
2.4 Welche Sternpunktbehandlung ist für welche Netzart zu empfehlen?	31
2.5 Wie lässt sich in einem RESPE-Netz ein Erdschluss feststellen?	32
2.6 Was ist bei der Umstellung von OSPE- oder RESPE-Netzen auf NOSPE zu beachten?	34
3 Planung und ihre Voraussetzungen	39
3.1 Welche Angaben über das vorhandene Netz sind erforderlich?	39
3.2 Welche Angaben vom Abnehmer sind erforderlich?	40
3.3 Welche zusätzlichen Angaben vom Abnehmer sind erforderlich?	40
3.4 Wie soll die neue Anlage in das Netz eingebunden werden?	41
3.5 Wie beurteilt man die Kurzschlussfestigkeit von kleineren Anlagen?	41
3.6 Wie beurteilt man die Kurzschlussfestigkeit von mittleren Anlagen?	43
3.7 Was ist zu tun, wenn die Kurzschlusswerte des Netzes nicht bekannt sind?	44
3.8 Was sollte bei der Gestaltung kleinerer Anlagen beachtet werden?	44
3.9 Was sollte bei der Gestaltung mittlerer Anlagen beachtet werden?	46
3.10 Was ist bei der Planung und Ausführung von Erdungsanlagen zu beachten?	47

4	Gebäude und Brandschutz	49
4.1	Wie müssen Fluchtwege bemessen sein?	49
4.2	Welche Anforderungen werden an Türen gestellt?	49
4.3	Wie müssen Fenster ausgeführt werden?	49
4.4	Wie müssen Öffnungen von Gebäuden vergittert werden?	50
4.5	Dürfen in den Schalträumen fremde Rohrleitungen verlegt werden?	50
4.6	Müssen Türen und Fenster geerdet werden?	50
4.7	Welche Forderungen werden an Fußböden gestellt?	50
4.8	Müssen die Gebäude mit Blitzschutzanlagen versehen sein?	51
4.9	Welche Verträglichkeitspegel sind für die elektrische Feldstärke und die magnetische Flussdichte (Induktion) festgelegt?	52
4.10	Welcher Druck entsteht bei Lichtbögen in Gebäuden?	52
4.11	Welche brandschutztechnischen Forderungen bestehen an Wände, Decken und Türen von Schaltanlagen- und Transformatorenräumen?	54
4.12	Sind tragbare Feuerlöscher vorgeschrieben?	56
4.13	Sind Brandmelder erforderlich?	56
4.14	Welche besonderen Maßnahmen sind erforderlich, wenn Betriebsmittel brennbares Isolieröl enthalten?	57
4.15	Müssen Schalträume beheizt werden?	57
5	Schaltanlagen und Schaltgeräte	61
5.1	Welche Bedeutung hat der sogenannte Mindestabstand N?	61
5.2	Müssen an selbstgefertigten Anlagen dielektrische Prüfungen durchgeführt werden?	62
5.3	Welche Anlagenteile sind gegen direktes Berühren zu schützen?	62
5.4	Welche Maßnahmen gegen direktes Berühren sind erlaubt?	63
5.5	Welcher Unterschied besteht zwischen Hindernissen und Abdeckungen?	63
5.6	Wie sind Hindernisse anzubringen und zu kennzeichnen?	63
5.7	Wie sind Abdeckungen anzubringen?	64
5.8	Welche Abstände gelten für äußere Umzäunungen?	64
5.9	Welche Mindesthöhen sind einzuhalten?	64
5.10	Wie groß müssen Gänge vor und hinter Schaltanlagen sein?	64
5.11	Muss bei Wandaufstellung ein Abstand zur Wand eingehalten werden?	65
5.12	Welche Besonderheiten sind beim Aufstellen von SF ₆ -Anlagen zu beachten?	65
5.13	Welche Grenztemperaturen sind in Schaltanlagen zulässig?	65
5.14	Müssen Schalter gegen das unbeabsichtigte Wiedereinschalten abschließbar sein?	67
5.15	Müssen Anlagen ohne Personenschutz gegen Störlichtbögen nachgerüstet werden?	67
5.16	Muss der Steuerstromkreis jedes Schaltgerätes für sich freigeschaltet werden können?	67
5.17	Müssen mit Hilfsenergie betätigte Schaltgeräte auch vor Ort geschaltet werden können?	68

5.18	Welche Angaben sind bei der Bestellung einer Schaltanlage erforderlich?	68
5.19	Welche Sicherungsklassen werden unterschieden, und wo werden sie angewendet?	68
5.20	Welche typischen Bemessungswerte haben Sicherungseinsätze?	69
5.21	Was versteht man unter dem Kurzschlussbegrenzungsvermögen von Sicherungen?	70
5.22	Wofür werden die Zeit-Strom-Kennlinien benötigt?	71
5.23	Wie wird mit Sicherungseinsätzen sachgemäß umgegangen?	71
5.24	Welche Sicherungen sind für Transformatoren geeignet?	72
5.25	Wie werden Kondensatoren abgesichert?	72
5.26	Wie werden Motoren abgesichert?	72
5.27	Wofür werden Lasttrennschalter verwendet?	74
5.28	Muss immer eine sichtbare Trennstelle in Schaltanlagen vorhanden sein?	76
5.29	Wofür werden Lasttrennschalter eingesetzt?	76
5.30	Was versteht man unter Übergangsstrom eines Last(trenn)schalters?	77
5.31	Wofür werden Leistungsschalter eingesetzt?	78
5.32	Welche Lichtbogenlöschprinzipien in Leistungsschaltern gibt es?	79
5.33	Welche Vorrichtungen zum Erden und Kurzschließen gibt es?	80

6 Transformatoren 81

6.1	Wie werden die Kühlungsarten bei Transformatoren und Drosseln bezeichnet?	81
6.2	Welche Kühlmittelarten gibt es?	81
6.3	Was bedeuten die Brandklassen F0 und F1 bei Trockentransformatoren?	82
6.4	Welche Bedingungen sind beim Parallelbetrieb von Transformatoren einzuhalten?	82
6.5	Wie werden Schutzfunkenstrecken an Transformatoren eingestellt?	84
6.6	Dürfen mehrere Transformatoren in einem Raum stehen?	85
6.7	Dürfen Transformatoren zusammen mit Schaltanlagen in einem Raum untergebracht werden?	85
6.8	Müssen Transformatoren auch unterspannungsseitig geerdet und kurzgeschlossen werden können?	85
6.9	Was versteht man unter Kurzschlussspannung?	85
6.10	Mit welchen Kurzschlussgrößen ist bei Transformatoren zu rechnen?	87
6.11	Welche zulässige Kurzschlussdauer haben Transformatoren?	87
6.12	Wie werden Ölaufangeinrichtungen dimensioniert?	88
6.13	Wie werden Temperaturüberwachungseinrichtungen eingestellt?	89
6.14	Wo und mit welchem Querschnitt wird der Sternpunkt eines Transformators geerdet?	89
6.15	Wie erfolgt eine Probenentnahme von Isolieröl aus Transformatoren?	90
6.16	Welche Durchschlagfestigkeit muss Isolieröl aufweisen?	91
6.17	In welchen Zeitabständen ist Isolieröl zu prüfen?	91
6.18	Welche Hauptabmessungen, Massen und Ölinhalte haben Öl- bzw. Trockentransformatoren?	92
6.19	Wie groß müssen die Türöffnungen von Traforäumen sein?	93
6.20	Welches Umgehungsmaß ist bei Transformatoren einzuhalten?	93
6.21	Wie werden Transformatoren abgesichert?	93

6.22	Unter welchen Bedingungen dürfen Transformatoren kurzzeitig parallelgeschaltet werden, wenn dadurch der zulässige Kurzschlussstrom der Schaltanlage überschritten wird?	94
6.23	Wie sollten Transformatorenräume belüftet werden?	94
6.24	Müssen Transformatoren über eine Festkompensation ihrer Blindleistung verfügen?	95
6.25	Welche Besonderheiten des Schutzes und der Aufstellung von Transformatoren außerhalb elektrischer Betriebsstätten in Industriegebäuden sind zu beachten?	96
6.26	Warum werden Öltransformatoren geneigt aufgestellt?	95
6.27	Was ist bei Gießharz- oder Trockentransformatoren zu beachten?	96
6.28	Was ist bei Stromschienendirektanschlüssen an Transformatoren zu beachten?	96

7 Mess- und Schutztechnik 97

7.1	Welche Aufgaben haben Spannungs- oder Stromwandler?	97
7.2	Welche Arten von Spannungswandlern gibt es?	97
7.3	Müssen Spannungswandler abgesichert werden?	99
7.4	Wie können Spannungswandler verschaltet werden?	100
7.5	Müssen Wicklungen von Spannungswandlern geerdet werden?	100
7.6	Wofür werden e-n-Wicklungen benötigt?	101
7.7	Warum und wie werden auch unbenutzte e-n-Wicklungen bebürdet?	101
7.8	Müssen die Sekundärklemmen von Messwandlern leicht zugänglich sein?	105
7.9	Welche Arten von Stromwandlern gibt es?	105
7.10	Warum müssen offene Sekundärklemmen von Stromwandlern kurzgeschlossen werden?	106
7.11	Wofür werden Kabelumbauwandler verwendet?	106
7.12	Welche Bedeutung haben Überstromzahl und Bürde von Stromwandlern?	107
7.13	Müssen Steuerspannungen überwacht werden?	108
7.14	Müssen auch Steuerstromkreise freigeschaltet werden können?	112
7.15	Was ist bei der Aufstellung von Batterien zu beachten?	112
7.16	Welche Störquellen wirken sich auf Steuerstromkreise aus?	112
7.17	Welche Maßnahmen gegen Störbeeinflussungen sind üblich?	112
7.18	Welche besonderen EMV-Maßnahmen werden bei SF ₆ -Anlagen erforderlich?	113
7.19	Welche Arten von Schutzrelais gibt es?	113
7.20	Was versteht man unter Mitnahmeschaltung	116

8 Kabel und Leitungen 117

8.1	Müssen Starkstrom- und Steuerkabel auf getrennten Trassen verlegt werden?	117
8.2	Welche Besonderheiten sind bei der Verlegung von Einleiterkabeln zu beachten?	119
8.3	Dürfen Kabel im Ölauffangraum verlegt werden?	122
8.4	Wie sind Kabel außerhalb abgeschlossener elektrischer Betriebsräume gegen Beschädigung zu schützen?	123
8.5	Was ist bei Erdverlegung zu beachten?	123

8.6	Welche Abstände sind bei Kreuzungen und Näherungen einzuhalten?	125
8.7	Müssen Kabeltragesysteme in die Schutzerdung einbezogen werden?	125
8.8	Müssen Schirme von Kabeln beidseitig geerdet werden?	125
8.9	Welche elektrischen Prüfungen werden an Kabeln durchgeführt?	126
8.10	Was ist bei Papier-Masse-Kabeln zu beachten?	128

9 Überspannungsschutz 129

9.1	Welche Bestimmungen fordern Überspannungsschutz?	129
9.2	Welche Überspannungen werden unterschieden?	129
9.3	Was ist Isolationskoordination?	129
9.4	Mit welchen Spannungen werden Betriebsmittel geprüft?	130
9.5	Nach welchen Gesichtspunkten wählt man die Isolationspegel von Betriebsmitteln aus?	130
9.6	Wo sollten Überspannungsableiter eingebaut werden?	132
9.7	Müssen Transformatoren gegen Überspannungen geschützt werden?	132

10 Erdungsanlagen 133

10.1	Wer darf Erdungsanlagen errichten?	133
10.2	Welche Anforderungen werden an eine Erdungsanlage gestellt?	133
10.3	Welche Parameter sind für die Dimensionierung einer Erdungsanlage maßgebend?	133
10.4	Welcher Unterschied besteht zwischen Schutzerdung und Betriebserdung?	135
10.5	Dürfen Hochspannungsschutz- und Niederspannungsbetriebserder zusammengeslossen werden?	135
10.6	Wann sind getrennte Erdungsanlagen notwendig? Welches Risiko besteht?	135
10.7	Wie wird die Trennung von Erdungsanlagen nachgewiesen?	136
10.8	Ist in einem Gebiet mit „globalem Erdungssystem“ ein TT-System überhaupt möglich?	137
10.9	In welchem Zusammenhang stehen Erdungs-, Schritt- und Berührungsspannung?	137
10.10	Welcher Wert wird für die Erdungsimpedanz verlangt?	138
10.11	Was ist zu tun, wenn die Messung der Berührungsspannung unzulässig hohe Werte ergab?	139
10.12	Wie werden Erdungsimpedanzen gemessen?	140
10.13	Wie weit muss der Hilfserder von der zu messenden Erdungsanlage entfernt sein?	140
10.14	Wie wird die Wirksamkeit von Erdungsanlagen in einem globalen Erdungssystem beurteilt?	141
10.15	Müssen Türen, Lüftungsgitter und Fenster geerdet werden?	141
10.16	Welche Berührungsspannungen sind zulässig?	142
10.17	Wie werden Berührungsspannungen gemessen?	143
10.18	Wozu wird der Reduktionsfaktor benötigt? Wie kann er annähernd ermittelt werden?	144

11	Zubehör und Dokumentation	145
11.1	Was gehört in das Stationszubehör?	145
11.2	Was gehört zur vollständigen Dokumentation?	145
11.3	Welche Geräte zum Erden und Kurzschließen gibt es?	146
11.4	Welche Anforderungen müssen EuK-Vorrichtungen erfüllen?	146
11.5	Nach welchen Kriterien werden EuK-Vorrichtungen ausgewählt?	147
11.6	Wie wird eine EuK-Vorrichtung beurteilt, wenn die Kennzeichnung fehlt?	148
11.7	Darf eine durch Kurzschluss beanspruchte EuK-Vorrichtung weiterbenutzt werden?	149
12	Abnahme und Prüfungen	151
12.1	Welche Abnahmeprüfungen sind erforderlich?	151
12.2	Welche Unterlagen müssen zu einer Abnahmeprüfung vorliegen?	151
12.3	Welche Wiederholungsprüfungen sind in welchen Zeitabständen vorgeschrieben?	152
13	Diagnoseverfahren	153
13.1	Welche Diagnoseverfahren sind üblich?	153
14	Betrieb und Wartung	155
14.1	Wofür benötigt man eine Schaltberechtigung?	155
14.2	Worin bestehen die fünf Sicherheitsregeln, und welche Bedeutung haben sie?	157
14.3	Welche Wiederholungsprüfungen sind an Spannungsprüfern nötig?	159
14.4	Ist in elektrischen Betriebsräumen eine Sicherheitsbeleuchtung erforderlich?	159
14.5	Müssen Schaltfelder, Schaltgeräte und Sammelschienen bezeichnet werden?	160
14.6	Darf bei SF ₆ -Verlust noch geschaltet werden?	161
14.7	Wie wird mit PCB-haltigen Transformatoren verfahren?	161
14.8	Welche Anforderungen werden an Schutzplatten gestellt?	161
14.9	Welche Anforderungen werden an Betätigungsstangen gestellt?	163
A	Anhang	165
	Anhang 1	166
	Anhang 2	173
	Anhang 3	179
	Formelzeichen	185
	Fachbegriffe	188
	Literatur	190
	Register	195

1.1 Was ist Hochspannung?

In VDE 0101:1989-05 [60] wurden Spannungen über AC 1000 V (WS/DS) und über DC 1500 V (GS) als Hochspannung definiert.

Nicht genormt, aber in der Praxis üblich, ist die Unterteilung in Mittel-, Hoch- und Höchstspannung. In VDE 0101 [4] sind in den Tabellen 1 bis 3 die Spannungsbereiche A, B und C definiert. Legt man diese Bereiche zugrunde, so kann man folgende Einteilung vornehmen:

Mittelspannung:	$U_n = 3 \dots 36 \text{ kV}$	Bereich A:	$U_m = 1 \dots < 52 \text{ kV}$
Hochspannung:	$U_n = 45 \dots 220 \text{ kV}$	Bereich B:	$U_m = 52 \dots < 300 \text{ kV}$
Höchstspannung:	$U_n = 275 \dots 700 \text{ kV}$	Bereich C:	$U_m \geq 300 \text{ kV}$

Im Entwurf der VDE 0101 vom Dezember 2008 [57] sind die Spannungsbereiche neu definiert:

Bereich I: $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$

Bereich II: $U_m > 245 \text{ kV}$.

In anderen VDE-Normen werden diese Bezeichnungen bereits verwendet (z. B. VDE 0111-1 [31]). Die VDE 0101:2000-01 [4] gilt allerdings nur für Wechselspannung. Im nationalen Vorwort wird ausgeführt, dass diese Norm bis zum Erscheinen einer eigenen Norm für Gleichspannung sinngemäß angewendet werden sollte.

1.2 Welcher generelle Unterschied besteht zur Niederspannung?

Die Abstände zwischen spannungsführenden Teilen und zu geerdeten Teilen werden degressiv mit der Spannung erhöht. Dies soll durch einen Vergleich der vorgeschriebenen *Luftstrecken* nachgewiesen werden.

Die Luftstrecken für NS-Anlagen sind in VDE 0110-1:2008-01 [81] festgelegt.

Für $U_n = 1000 \text{ V}$ wird die Luftstrecke bei folgenden Bedingungen ermittelt:

- höchste Überspannungskategorie (Tabelle F1),
- höchste Verschmutzung und zeitweilige Überspannungen (Tabelle F2),
- inhomogene Felder und periodische Spitzenspannungen (Tabelle F7a).

Ergebnis: Bei $U_n = 1000 \text{ V}$ Luftstrecke $l = 19 \text{ mm}$

Für die in Deutschland gebräuchlichsten Nennspannungen sind in Spalte 2 der **Tafel 1.1** die größten Mindestabstände N gemäß VDE 0101 – Tabellen 1 bis 3 [4] – den von 1000 V linear hochgerechneten Werten von $l = 19 \text{ mm}$ in Spalte 4 gegenübergestellt. In Spalte 3 ist der prozentuale Wert von N zum linear hochgerechneten Wert aus Spalte 4 angegeben. In **Bild 1.1** sind die Verhältnisse für den Bereich der Mittelspannung grafisch dargestellt.

Tafel 1.1 Vergleich der Luftstrecken bei NS und HS

1 U_n kV	2 Abstand N cm	3 N in % von l	4 l linear hochgerechnet cm
1			1,9
6	9	78,9	11,4
10	12	63,2	19
20	22	57,9	38
30	32	56,1	57
110	110	52,6	209
220	210	50,2	418
380	360	49,9	722

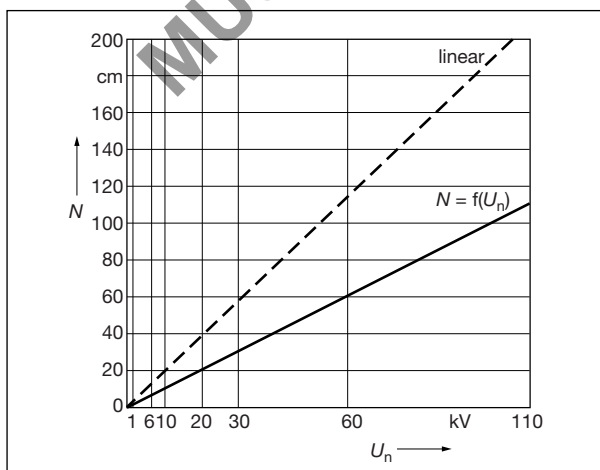


Bild 1.1
Mindestabstand N
in Abhängigkeit von U_n

Man erkennt, dass mit steigender Spannung die prozentualen Werte von N von 78,9 % bei 6 kV auf 49,9 % bei 380 kV abnehmen. Das bedeutet, dass die *elektrische Feldstärke* E (in kV/cm) mit wachsender Nennspannung immer größer wird.

Nimmt man ein homogenes Feld an, so erkennt man, dass die Feldstärke bei 1000 V nur 0,5 kV/cm beträgt, aber ab 20 kV bis 380 kV den doppelten Wert von 0,9...1,1 kV/cm annimmt. Berücksichtigt man außerdem, dass der Scheitelwert der Wechselspannung der Wert $\sqrt{2}$ -fache der Nennspannung ist (der Scheitelwert tritt immerhin alle 10 ms, also 100-mal in der Sekunde auf) und dass die höchste Betriebsspannung U_m um 20 % über der Nennspannung liegen kann, so ergibt sich für $U_n = 20$ kV:

$$\hat{u} = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 20 \text{ kV} = 34 \text{ kV} \text{ und damit } \hat{E} = 1,54 \text{ kV/cm.}$$

In den realen Anlagen sind keine homogenen Felder vorhanden. Für Feststoffisolierungen und Kriechstrecken gelten die Feldbedingungen analog. Bei Kriechstrecken besteht im Gegensatz zu Luftstrecken allerdings die Möglichkeit der Verlängerung durch Rippen oder Barrieren. An der Prinzipdarstellung des elektrischen Feldes in einem Einleiterkabel in Bild 1.2 [82] soll das verdeutlicht werden.

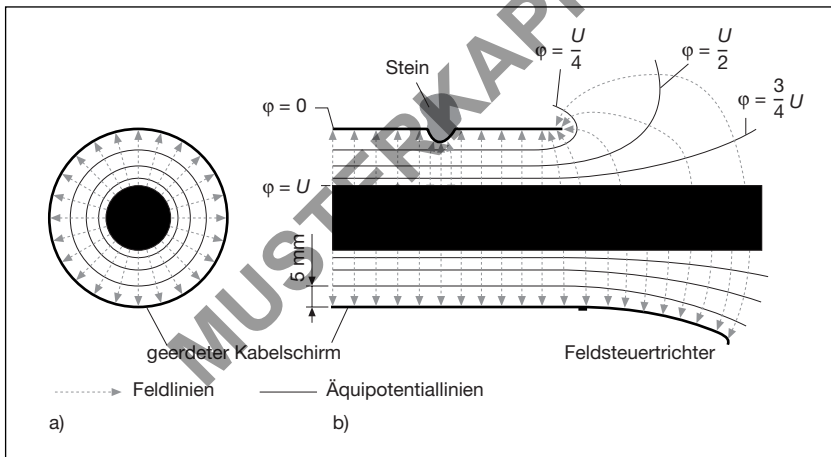


Bild 1.2 Prinzipdarstellung des elektrischen Feldes in einem Einleiterkabel
a) Querschnitt; b) Längsschnitt

Die elektrische Feldstärke ist umso höher, je geringer der Abstand der Feldlinien ist. Im Bild 1.2a ist erkennbar, dass an der Leiteroberfläche die Feldstärke etwa 3-mal so hoch ist wie am Kabelschirm. Im Bild 1.2b erkennt man, dass im Bereich des eingedrückten Steines und am Ende des Kabelschirms (obere Bildhälfte) höhere Feldstärken auftreten.

Eine grobe Abschätzung der Feldstärke ist möglich, indem die Potentialdifferenz zwischen zwei Äquipotentiallinien (im Bild $\Delta\varphi = U/4$) durch deren Abstand dividiert wird.

Rechenbeispiel für $U_n = 20 \text{ kV}$

$$\hat{U}_m = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 20 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \approx 20 \text{ kV, also } \Delta\varphi = 5 \text{ kV}$$

Die Abstände wurden dem Bild 1.2b (S. 15) entnommen. Der Scheitelwert der Feldstärke ist

$$\text{am Leiter: } \hat{E} \approx \frac{5 \text{ kV}}{1,5 \text{ mm}} = 33 \text{ kV/cm}$$

$$\text{am Kabelschirm: } \hat{E} \approx \frac{5 \text{ kV}}{5 \text{ mm}} = 10 \text{ kV/cm}$$

$$\text{am Stein: } \hat{E} \approx \frac{5 \text{ kV}}{2 \text{ mm}} = 25 \text{ kV/cm}$$

$$\text{am Schirmende: } \hat{E} \approx \frac{5 \text{ kV}}{3 \text{ mm}} = 17 \text{ kV/cm}$$

Diese Rechenergebnisse sind keine genauen Werte, da Bild 1.2 nicht exakt konstruiert wurde, sondern nur den prinzipiellen Feldverlauf darstellt. Es sollten auch nur die unterschiedlichen Feldstärkewerte und ihre Größenordnung verdeutlicht werden.

Aus den bisherigen Feststellungen können folgende **Schlussfolgerungen** abgeleitet werden:

- Die Oberfläche der Leiter muss extrem glatt sein. Mehrdrähtige Leiter werden zur Glättung mit Cu- oder Alu-Folie umwickelt, oder die Isolierung auf der Leiterseite wird mit einer leitfähigen Grafitsschicht überzogen.
- In der Isolierung dürfen keine Luft- oder Gasblasen und keine Verunreinigungen enthalten sein.
- Da der Schirm meist aus einzelnen Flachdrähten besteht, wird zur Glättung die Isolierung auf der Schirmseite mit einer leitfähigen Schicht, z. B. aus Grafit, überzogen.
- Am Kabelende im Endverschluss ist am Schirm eine Feldsteuerung erforderlich, z. B. durch einen Metalltrichter, wie im Bild 1.2b in der unteren Hälfte dargestellt.
- Bei Erdverlegung dürfen keine Steine unter, neben oder auf dem Kabel liegen.

Nach TGL 200-0612/02:1979-01 [40] waren Kabel in einer Bettungsschicht mit einer Korngröße $< 2 \text{ mm}$ zu verlegen. Diese Bettungsschicht sollte oberhalb und unterhalb des Kabels eine Schichtdicke von 10 cm aufweisen. Leider kann man auf Baustellen sehr oft feststellen, dass Steine im Kabelgraben liegen. Durch das Gewicht der verdichteten Erde drücken sie sich im Laufe der Zeit in das Kabel ein und bewirken dort eine Feldstörung. Bei hoher Belastung und damit hoher Erwärmung des Kabels – bei Nennbelastung erreicht die Leitertemperatur $60 \dots 70 \text{ }^\circ\text{C}$ – wird der Vorgang noch beschleunigt. Ein Stein ist also fast eine Garantie für eine spätere Kabelstörung.

Die früher fast ausschließlich verwendeten Papier-Masse-Kabel waren wegen ihres Aufbaus (Papierbandage, Bleimantel, Teerpapierbandage, Stahlbandbewehrung, Juteumspinnung) wesentlich unempfindlicher gegen äußere Einwirkungen als die heute verwendeten Kunststoffkabel mit einem äußeren Mantel von $2 \dots 3 \text{ mm}$ Dicke.

Bei den im normalen Netzbetrieb auftretenden Überspannungen (Schalt- bzw. Blitzüberspannungen) treten noch höhere Feldstärken – wenn auch nur kurzzeitig – auf. Gemäß Tafel 5.1 (S. 61) ist bei 20 kV die Kurzzeitwechselfeldstärke immerhin mit 50 kV und die Blitzstoßfeldstärke mit 95 kV bzw. 125 kV festgelegt.

Durch Verschmutzung und Betauung werden die Isolationsstrecken noch zusätzlich geschwächt.

In Hochspannungsanlagen spielt die elektrische Feldstärke also eine entscheidende Rolle. Schon geringe Unebenheiten in der Leiteroberfläche sowie die Form der Leiter, der geerdeten Teile und der Isolierteile können zu enormen Erhöhungen der Feldstärke führen. An besonders kritischen Stellen sind Maßnahmen zur Feldsteuerung notwendig (z. B. an Kabelendverschlüssen). Die Beseitigung und Vermeidung von scharfen Ecken und Kanten sowie von Spitzen ist daher eine wichtige Aufgabe für Konstrukteure und Errichter. [83]

Besonders gefährdet sind Stellen, an denen die Feststoffisolierung an Luftisolierung angrenzt (z. B. Befestigung von Stromschienen oder Kabelendverschlüsse). In sauberer und trockener Luft setzt bei 21,4 kV/cm Glimmentladung ein. [84] Wenn Überspannungen auftreten, kann bereits eine Vorschädigung der Feststoffisolierung erfolgen. Beim Zersetzen von Isolierstoffen wird in der Regel Kohlenstoff frei, also ein elektrisch leitfähiger Stoff. Damit werden die Feldstärken an der betroffenen Stelle weiter erhöht, da der Isolationsschaden eine Spitze darstellt und das Potential des Leiters annimmt. Dadurch erfolgt eine weitere Zersetzung der Isolierung durch Glimm-, Büschel- und Teilentladungen, die letztlich zum Durchbruch der Isolierung bei normaler Betriebsspannung und zum Kurzschluss oder Erdschluss führen. An zwei Beispielen soll das verdeutlicht werden.

Beispiel 1.1

In einer metallgekapselten fabrikfertigen 30-kV-Schaltanlage waren die Einfahrkontakte für den Leistungsschalter auf einer Isolierstoffplatte im Abstand von etwa 35 cm montiert. Zur mechanischen Versteifung waren unter den Kontakten quadratische Isolierstoffplatten mit etwa 15 cm Kantenlänge aus dem gleichen Material zusätzlich zwischen Kontakt und Isolierstoffplatte angeordnet. Von den Ecken der zusätzlichen Isolierstoffplatten ausgehend, erfolgte die Schädigung der Isolierung und erst nach mehreren Jahren der Durchschlag und die Zerstörung der Schaltanlage. Bei Verwendung von kreisrunden Verstärkungsplatten hätte das verhindert werden können. Man sieht – auch Profis machen Fehler.

Beispiel 1.2

An einem 30-kV-Freilufttransformator war zum Anschluss der 4 Kabel je Leiter ein Hilfsschienensystem mit Cu-Schienen und Isolierstoffplatten aus Schichtpressstoff in einem abgedichteten Gehäuse montiert worden. Be- und Entlüftungsöffnungen waren nicht vorhanden. Der Transformator war – außer bei der Inbetriebnahme – noch nicht in Betrieb gewesen, auch über den Winter hinweg nicht. Die zwangsläufig auftretende

Befeuchtung durch Kondenswasser bei Taupunktunterschreitungen führte zur Schwächung der Isolationsfähigkeit der Isolierstoffplatten. Schon nach kurzer Betriebszeit von wenigen Stunden erfolgte – ausgehend von den Ecken der Cu-Schienen – die Zerstörung der Isolierung durch Teilentladungen mit anschließendem Durchschlag und Kurzschluss. Bei Verwendung von Freiluftstützern für das Hilfsschienensystem hätte das verhindert werden können. Der Teilentladungskanal ist im **Bild 1.3** gut zu erkennen.



Bild 1.3 Teilentladungskanal in einer Isolierstoffplatte mit anschließendem Kurzschluss

1.3 Welche Spannungsebenen gab es, und welche sind heute üblich?

In **Tafel 1.2** sind die wichtigsten in Deutschland üblichen Nennspannungen und ihre Verwendung aufgelistet.

Tafel 1.2 Anwendung der Spannungsebenen

Spannung kV	Verwendung	Bemerkungen
3	Versorgung von NS-Stadtnetzen	Reste bis 1990
6 ¹⁾	Industriernetze für Großantriebe, Versorgung von NS-Stadtnetzen	bis etwa 1980
10 ¹⁾	Versorgung von NS-Stadtnetzen	
15 ²⁾	Versorgung von ausgedehnten Landnetzen	teilweise noch vorhanden
20 ¹⁾	Versorgung von ausgedehnten Stadt- und Landnetzen	
30 ¹⁾	Versorgung der 10-kV-Netze in Großstädten	auch Landnetze
50 60	Versorgung ganzer Regionen mit 10-kV- bzw. 15-kV-Netzen	bis etwa 1970
110 ¹⁾	Verteilungsspannung für ganze Bundesländer bzw. Energieversorgungsunternehmen	
220 ¹⁾	überregionale Verbundnetze, Einspeisungen aus Großkraftwerken	
380 ¹⁾	Verbundnetze für ganze Staaten, Verbundnetz in Europa, Einspeisung aus Großkraftwerken	

- 1) heute noch gebräuchlich und weit verbreitet
- 2) Die Umstellung vorhandener 15-kV-Netze (Reihe 20) auf 20 kV führte bei hohem Freileitungsanteil oftmals zu erheblichen Störungen durch Erdschlüsse und Folgefehler.

1.4 Wie verlief die historische Entwicklung, und was bringt die Zukunft?

Die historische Entwicklung der Elektroenergieversorgung war am Anfang vom Konkurrenzkampf geprägt. Herausragendes Beispiel ist der sog. Stromkrieg zwischen Edison (Gleichstrom) und Westinghouse/Tesla (Wechselstrom). Wegen der Erfindung des Wechselstrommotors und des Mehrphasenwechselstromsystems durch Tesla hat sich die Wechselstromtechnik letzten Endes durchgesetzt – obwohl Gleichstromnetze noch bis etwa 1965 betrieben wurden. Von den kleinen Energieunternehmen wurden bewusst andere Spannung, Frequenz oder Stromart als beim Nachbarunternehmen gewählt. Diese Entwicklung verlief in Deutschland, Europa und der übrigen Welt ähnlich. Die vielen verschiedenen Nennspannungen in der Europäischen Norm VDE 0101, Tabellen 1 bis 3, [4] sind noch ein Überbleibsel davon. Schon nach wenigen Jahren wurde jedoch klar, dass damit keine stabile Energieversorgung möglich war. Bereits 1898 wurden deshalb die ersten Hochspannungsvorschriften erarbeitet, die erste VDE 0101 erschien 1930. Sicher auch unter dem Druck der Schaltgerätehersteller begann

eine Vereinheitlichung der Spannungsebenen, die dann zur Einführung der Reihenspannungen führte (Reihe 10, Reihe 20, Reihe 30, Reihe 110 usw.). Die Herstellung von Schaltgeräten, Isolatoren, Kabeln usw. konnte nun in größeren Stückzahlen erfolgen, wodurch die Geräte billiger wurden.

Im Folgenden sind einige wesentliche Ereignisse der Elektroenergieversorgung aufgeführt [85]:

- 1891: Erste Wechselstromübertragung über 175 km mit 15 bis 25 kV von Lauffen am Neckar nach Frankfurt am Main.
- 1912: Erste 100-kV-Drehstromübertragung Europas von Riesa nach Lauchhammer. Daraus entstand in den folgenden Jahren die sächsische Landessammelschiene mit 110 kV.
- 1927: Ausbau des 220-kV-Netzes in Deutschland. Bis 1936 war die sog. Reichssammelschiene – eine 220-kV-Verbindung vom Ruhrgebiet über Niedersachsen, Sachsen-Anhalt (Leuna), Sachsen bis nach Bayern – fertiggestellt. Teile davon sind noch heute in Betrieb.
- 1958: Erste 380-kV-Leitung in der Bundesrepublik Deutschland von Rommerskirchen nach Hoheneck. In der DDR wurde die erste 380-kV-Leitung von Ragow nach Lauchstädt im Jahr 1962 in Betrieb genommen.
- 1958: Erste 500-kV-Übertragung von Kuibyschew nach Moskau.
- 1966: Erste 735-kV-Leitung in Kanada.

Die Erhöhung der Betriebsspannung über 380 kV führte zu einer erheblichen Steigerung der Verluste (Koronaverluste, Isolationsverluste). Bereits bei 380 kV betragen diese Verluste etwa 1 W pro Isolator. Außerdem führen die großen Induktivitäten und Kapazitäten der langen Leitungen zu Stabilitätsproblemen beim Betrieb und bei der Synchronisation. Es mussten riesige Reihen-Kondensatoranlagen bzw. Phasenschieberanlagen errichtet werden. Diese Entwicklung zu immer gigantischeren Spannungen wurde deshalb nicht weiter betrieben.

Eine bessere Lösung für die Energieübertragung über große Entfernungen ist die *Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung* (HGÜ) – eine späte Anerkennung Edisons. Als Verluste treten nur die ohmschen Verluste $I^2 \cdot R$ auf. Die Isolations- und Koronaverluste sind wesentlich geringer, da im Gleichstromfeld das Pulsieren der Ladungsträger wegfällt. Die Induktivitäten und Kapazitäten haben (außer beim Ein- und Ausschalten) keinen Einfluss auf die Übertragung, d. h. $\cos\varphi = 1$. Außerdem werden Kurzschlüsse durch die HGÜ nicht übertragen, und es können Netze mit unterschiedlichen Frequenzen und Spannungen verbunden werden. Die ersten HGÜ wurden bereits 1954 (Schweden – Gotland) und 1961 (England – Frankreich) errichtet. Weltweit sind heute zahlreiche HGÜs als Kurzverbindungen (meistens Seekabel) oder als Fernleitungen in Betrieb. [85]

Zukünftig werden *dezentrale Energieerzeugungsanlagen*, z. B. Blockheizkraftwerke oder alternative Energiequellen, wie Windkraftanlagen oder Photovoltaikanlagen, eine immer größere Rolle spielen. Sie haben allerdings den Nachteil, dass ihre Energie nicht zuverlässig zur Verfügung steht, z. B. in der Nacht, bei Windstille oder Sturm bzw. im Sommer, wenn keine Wärme gebraucht wird. Schon heute treten Stabilitätsprobleme bei der Anhäufung derartiger Anlagen in regionalen Netzen auf. Intelligente Lösungen sind hier gefragt.

2 Netze und Sternpunktbehandlung

2.1 Welche Netzformen gibt es?

Grundsätzlich kann man drei verschiedene Netzformen unterscheiden [83] [85]: Strahlennetz, Ringnetz und Maschennetz.

Strahlennetz

Die Verbraucherstationen werden strahlenförmig von der Speisestelle aus versorgt (Bild 2.1a).

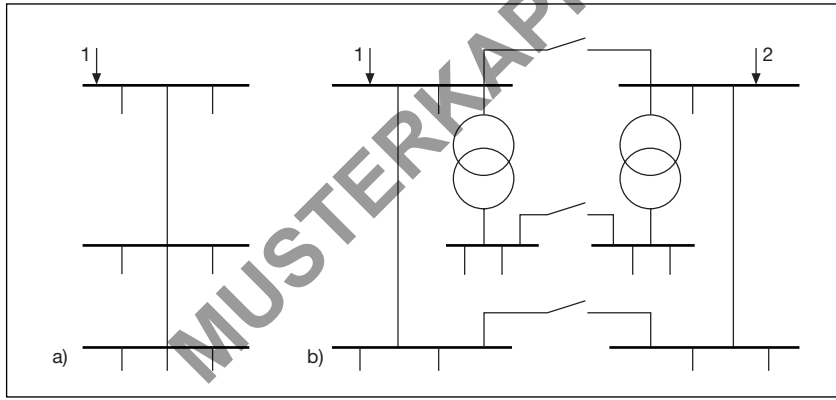


Bild 2.1 Strahlennetze
a) einfach gespeist; b) zweifach gespeist mit Querverbindungen

Vorteile

- Der Netzaufbau ist einfach und übersichtlich.
- Der Netzschutz kann einfach ausgeführt werden.
- Mit wachsender Entfernung von der Speisestelle werden die Kurzschlussströme kleiner.

Nachteile

- Bei Ausfall eines Netzelements wird die Versorgung für alle daran angeschlossenen Verbraucher so lange unterbrochen, bis die Schadensstelle repariert ist (kann Stunden oder Tage dauern).

- Die Nachteile können gemindert werden, wenn Doppelstrahlennetze mit offenen Querverbindungen (**Bild 2.1b**) errichtet werden. Beim Ausfall einer Leitung ist eine Wiederversorgung durch Schließen der Querverbindung innerhalb kurzer Zeit möglich.

Ringnetz

Im Ringnetz werden alle Verbraucher durch eine von beiden Enden eingespeiste Ringleitung versorgt. Man unterscheidet einfach gespeiste Ringnetze (**Bild 2.2a**) und zweifach gespeiste Ringnetze, bei denen die Ringleitungen in unterschiedlichen Umspannwerken enden (**Bild 2.2b**).

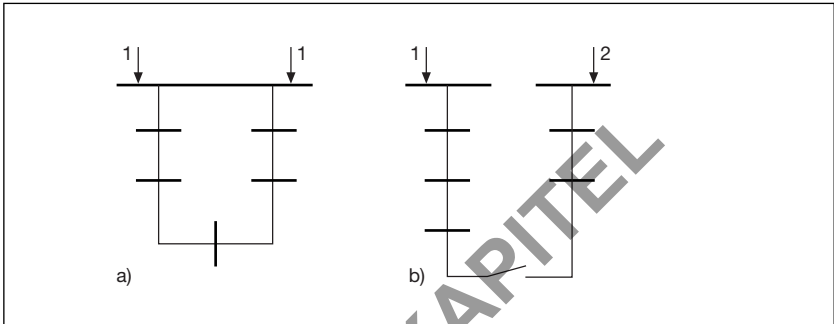


Bild 2.2 Ringnetze
a) einfach gespeist; b) zweifach gespeist mit Trennstelle

Vorteil

Die Versorgungssicherheit der einzelnen Abnehmer verdoppelt sich.

Nachteil

Der Aufwand für den Netzschutz wird wesentlich größer, da richtungsabhängige Schutzrelais verwendet und deshalb in allen Stationen Spannungswandler eingebaut werden müssen. Da in MS-Netzen die Entfernungen zwischen den einzelnen Stationen nicht sehr groß sind – d. h. eine deutliche Stromstaffelung tritt nicht auf –, kann nur eine Zeitstaffelung angewendet werden. Damit ist die Zahl der Stationen in einer Ringleitung begrenzt (maximal 5 bis 6). Wegen der thermischen Kurzschlussbelastung können die Auslösezeiten auch nicht beliebig erhöht werden (maximal 2...3 s).

Maschennetz

Alle Stationen sind mit allen Nachbarstationen verbunden. Es sind mehrere Speisepunkte, von verschiedenen Umspannwerken vorhanden (→ **Bild 2.3a**).

Vorteil

Die Versorgungssicherheit erhöht sich mehrfach.

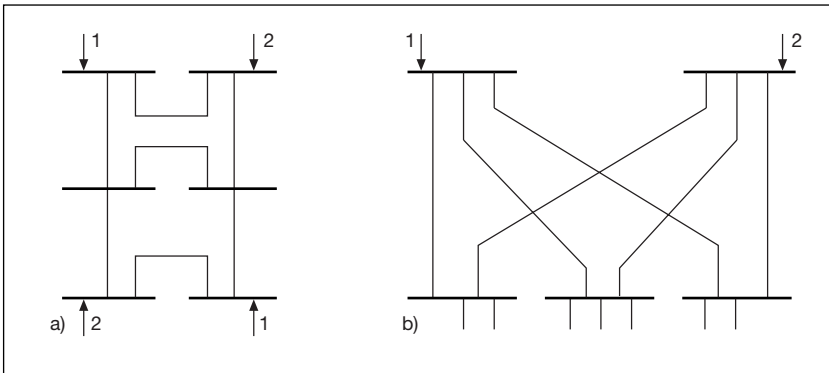


Bild 2.3 Maschennetze
a) zweifach gespeist; b) vermaschtes Netz

Nachteil

Die Kurzschlussströme steigen auf Werte an, die mit Serienanlagen nicht mehr beherrscht werden können. Der Aufwand für den Netzschutz erhöht sich so stark, dass der Vorteil aufgewogen wird.

Eine gute Lösung ist das *vermaschte Netz*. Hier werden alle Unterstationen von allen Speisepunkten bzw. von allen vorgelagerten Unterstationen durch Stichleitungen versorgt (→ **Bild 2.3b**). Falls alle Verbindungsleitungen ständig eingeschaltet sind, treten die gleichen Nachteile wie beim Maschennetz auf. Die Maßnahmen zur Begrenzung der Kurzschlussströme sind mit zusätzlichem, nicht unerheblichem Aufwand und mit zusätzlichen Verlusten verbunden. In den realen Netzen ist eine Mischung der Netzformen – schon von der historischen Entwicklung bedingt – anzutreffen. Die *MS-Netze* der Energieversorgungsunternehmen (EVU bzw. VNB) werden meistens als Ringnetze mit einer festen Trennstelle betrieben – also letztlich als Strahlennetze. Vereinzelt sind auch reine Strahlennetze vorhanden – insbesondere für weit abgelegene Abnehmer oder in Landnetzen.

Die Kupplung verschiedener Umspannwerke über Netzverbindungen wird vermieden (außer bei Umschaltungen). Deshalb liegt die Schaltheiheit für mit dem EVU-Netz verbundene Schaltzellen bei Abnehmerstationen ausschließlich bei der zuständigen Netzleitstelle des EVU.

Die *110-kV-Netze* werden in der Regel als Ringnetze betrieben, die notwendigen Netzschutzeinrichtungen (Distanzschutz, → Frage 7.19, S. 113) sind ohnehin vorhanden. Außerdem sind die Leitungsimpedanzen größer, und damit bleiben die Kurzschlussströme in Grenzen. Allerdings sind die Netze in Teilnetze aufgeteilt, die über „lose Kupplungen“ miteinander verbunden sind. Bei Überströmen wird der Leistungsschalter der losen Kupplung richtungsunabhängig in Schnellzeit ausgelöst. Damit wird das Netz in Teilnetze aufgetrennt, und der vorhandene Fehler kann sich nicht auf das gesamte Netz auswirken.

Die *220-kV- und 380-kV-Netze* werden als Ring- oder Maschennetze betrieben. Wegen der hohen Kurzschlussströme – starre Sternpunktterdung – sind insbesondere die *220-kV-Netze* in Teilnetze aufgetrennt.

Im Bild 2.4 ist ein MS-Netz mit allen wesentlichen Kennwerten dargestellt. Vom speisenden Transformator ist nur die Sekundärwicklung dargestellt. In der Impedanz Z_N ist die gesamte Kurzschlussimpedanz des Netzes und des Transformators zusammengefasst. Der Sternpunkt ist nicht beschaltet.

Für ein ungestörtes und symmetrisches Netz gelten folgende Beziehungen:

$$U_{LL} = \sqrt{3} \cdot U_{LM}; \quad U_{L1E} = U_{L2E} = U_{L3E} = U_{LM}; \quad U_{EM} = 0;$$

$$I_{CE1} = I_{CE2} = I_{CE3} = I_{CE0} = \omega \cdot C_E \cdot U_{LM}.$$

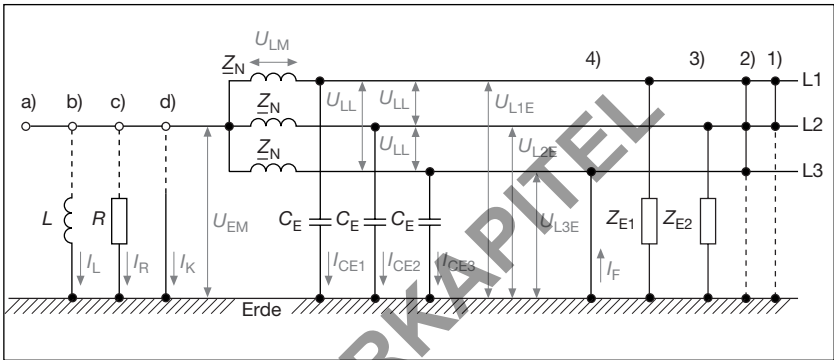


Bild 2.4 MS-Netz mit Fehlern und unterschiedlicher Sternpunktbehandlung

Folgende Fehlerarten können auftreten [86] (Bild 2.4):

- 1) + 2) Kurzschlüsse 2- oder 3-polig (mit oder ohne Erdberührung),
- 3) Doppelerdschlüsse (2 Erdschlüsse an unterschiedlichen Netzpunkten),
- 4) Erdschlüsse (1-polige Fehler).

Stark vereinfacht ergibt sich aus Bild 2.4:

$$1) \text{ 2-poliger Kurzschluss: } I_{k2} = \frac{1,1 \cdot U_{LL}}{2 \cdot Z_N}$$

$$2) \text{ 3-poliger Kurzschluss: } I_{k3} = \frac{1,1 \cdot U_{LM}}{Z_N}$$

$$3) \text{ Doppelerdschluss: } I_{kEE} = \frac{1,1 \cdot U_{LL}}{2 \cdot Z_N + Z_{E1} + Z_{E2}}$$

In Gebieten mit einem globalen Erdungssystem (s. VDE 0101 Abschnitt 2.7.14.5 [4]) gehen die Erdungsimpedanzen Z_E gegen null, und der Doppelerdschlussstrom nähert sich dem 2-poligen Kurzschlussstrom.

MS-Netze sind in der Regel leistungsstarke oder starre Netze, ein Kurzschluss ist ein generatorferner Kurzschluss, und die Kurzschlussströme klingen nicht ab. Es gilt also:

$$I_k'' = I_a = I_k.$$

Bei Fehlern mit Erdberührung können an der Fehlerstelle gefährlich hohe Schritt- und Berührungsspannungen auftreten.

- 4) Die weitaus meisten Fehler (etwa 80 %) beginnen als Erdschlüsse oder 1-polige Fehler. Der auftretende Fehlerstrom ist abhängig von der Sternpunktbehandlung (→ **Frage 2.3**).

2.3 Welche Arten der Sternpunktbehandlung gibt es mit welchen Vor- und Nachteilen?

Man kann 4 grundsätzliche Arten der Sternpunktbehandlung unterscheiden [86]:

- isolierter Sternpunkt,
- Resonanzsternpunktterdung,
- niederohmige Sternpunktterdung und
- starre Sternpunktterdung.

Isolierter Sternpunkt (OSPE)

Gemäß Bild 2.4 (Punkt a) gelten bei Erdschluss folgende Beziehungen:

$$U_{L3E} = 0; \quad U_{L1E} = U_{L2E} = \sqrt{3} \cdot U_{LM} = U_{LL};$$

$$I_f = I_{CE} = 3 \cdot I_{CEO} = 3 \cdot \omega \cdot C_E \cdot U_{LM};$$

$U_{EM} = U_{LM}$, das heißt, am Sternpunkt steht die Leiter-Erde-Spannung an.

Vorteile

- Das Netz kann bei Erdschluss weiterbetrieben werden.
- Der Aufwand für Ausrüstung und Netzschutz ist gering.
- Fremde Anlagen werden nur wenig beeinflusst.

Nachteile

- An der Fehlerstelle treten gefährliche Spannungen auf. Die Spannung der „gesunden“ Leiter erhöht sich stationär um den Faktor $\sqrt{3}$ auf U_{LL} , wodurch häufig Doppelerdschlüsse auftreten.
- Bereits 5 ms nach Verlöschen des Erdschlusslichtbogens tritt an der Fehlerstelle die volle wiederkehrende Spannung auf (**Bild 2.5b**, S. 26), was zur erneuten Zündung des Erdschlusses führen kann. Bei $I_{CE} \leq 10$ A ist dann das Auftreten von *intermittierenden Erdschlüssen* möglich. Hier treten dann Spannungen bis zu $3,5 \cdot U_{LM}$ auf (**Bild 2.5a**, S. 26).
- Sind im Netz 1-polige Spannungswandler vorhanden, so können Kippschwingungen (Ferroresonanzen) auftreten (→ **Frage 7.7**, S. 101).
- Die Erdschlusssuche ist umständlich und wird meist durch Begehung der Anlagen und



ELEKTRO PRAKTIKER
Bibliothek

Friedemann Schmidt/Klaus Hempel

Mittelspannungsanlagen

Planung, Errichtung, Prüfung, Betrieb

Dieses Fachbuch aus der ep-Reihe richtet sich an Planer, Errichter und Betreiber von Mittelspannungsanlagen. Praxisnah und fachlich kompetent beantworten die Autoren technische wie auch rechtliche Fragen, die immer wieder beim Bau von Mittelspannungsanlagen auftreten. Fehlerquellen werden genannt und Fehler analysiert. Das Buch hilft beim Erarbeiten einer Dokumentation und gibt zahlreiche wichtige Hinweise zu Bestimmungen und Normen.

Aus dem Inhalt:

- **Erdungsanlagen**
- **brandschutztechnische Forderungen**
- **fachliche Voraussetzungen und Berechtigungen der Errichter**
- **Verlegung von Kabeln und Leitungen**
- **Schaltgeräte und Transformatoren**
- **Mess- und Schutztechnik**
- **Netzaufbau und Besonderheiten**
- **Betreiben von Netzen und Schaltanlagen**
- **Netze und Sternpunktbehandlung**

Dipl.-Ing.(FH) Ing. F. Schmidt ist anerkannter Sachverständiger beim TÜV Nord und in der Branche durch zahlreiche Publikationen in der Fachzeitschrift ep, Seminare und Fachvorträge bekannt. Ein weiterer Titel aus seiner Feder ist das Buch „Brandschutz in der Elektroinstallation, ebenfalls in der ep-Bibliothek erschienen.

Dipl.-Ing. Ing. K. Hempel, ebenfalls anerkannter Sachverständiger beim selben TÜV, bringt durch seine Tätigkeit als Gutachter, seine Mitarbeit in verschiedenen Fachgremien und seine praxisbezogenen Publikationen jede Menge praktische Erfahrung in das Autorenteam ein.

www.elektropraktiker.de

www.huss.de

ISBN 978-3-341-01595-7



9 783341 015957