

Elektrische Kraftübertragung

von

H. Kyser

II

Dritte Auflage

Die elektrische Kraftübertragung

Von

Dipl.-Ing. Herbert Kyser

Oberbaurat

Zweiter Band

**Die Niederspannungs-
und Hochspannungs-Leitungsanlagen**

Entwurf, Berechnung, elektrische und
mechanische Ausführung

Dritte

vollständig umgearbeitete und erweiterte Auflage

Mit 395 Abbildungen und 55 Zahlentafeln



Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH
1932

**Alle Rechte, insbesondere das der Übersetzung
in fremde Sprachen, vorbehalten.**

Copyright 1932 by Springer-Verlag Berlin Heidelberg
Ursprünglich erschienen bei Verlag von Julius Springer, Berlin 1932
Softcover reprint of the hardcover 1st edition 1932

ISBN 978-3-642-90155-3 ISBN 978-3-642-92012-7 (eBook)
DOI 10.1007/978-3-642-92012-7

Vorwort.

Bei der Durchsicht der zweiten Auflage stellte sich heraus, daß die Fortschritte im Bau von Leitungen für Kraftübertragungszwecke gleich allen anderen technischen Einzelheiten in den letzten zehn Jahren so wesentliche Änderungen mit sich gebracht hatten, daß eine vollständige Neubearbeitung auch des zweiten Bandes erforderlich wurde. Diese Neubearbeitung lege ich nunmehr der Fachwelt vor und knüpfe daran die Hoffnung, daß es mir gelungen ist, wiederum etwas für Studium und Praxis Brauchbares geschaffen zu haben.

Um Nachsicht muß ich bitten, wenn nicht Alles behandelt worden ist, was auf dem Gebiet der Leitungsberechnung und des Leitungsbaues hätte erwähnt werden können. Ich mußte mir wegen der Fülle des Stoffes Beschränkungen auferlegen und wünsche nur, daß nach Ansicht meiner Fachkollegen diese Beschränkungen nicht zum Nachteil des Werkes ausgefallen sind. An die Spitze habe ich bei der Stoffbeurteilung stets die Aufgaben, deren Lösung und die Wünsche gestellt, die vom praktischen Betrieb ausgehen, nicht von Studienuntersuchungen oder theoretischen Aufgabenstellungen. Konstruktionen, Patente usw. sind wiederum nicht behandelt worden.

Den Elektrizitätsfirmen, die mich durch Überlassung von Bildvorlagen unterstützt haben, insbesondere der Siemens-Schuckert-Werke A.G. und der Hermsdorf Schomburg Isolatoren G.m.b.H., Hermsdorf, sowie Herrn Direktor Dr.-Ing. W. Weicker danke ich an dieser Stelle noch besonders für ihre wertvolle Mitarbeit. Ganz besonderer Dank gebührt der Verlagsbuchhandlung Julius Springer, die der Drucklegung und der Bildbearbeitung auch des zweiten Bandes ihre fachmännische Aufmerksamkeit und Beratung in hervorragendem Maße widmete.

Möge auch diese Neubearbeitung eine gute Aufnahme in Fachkreisen finden.

Weimar, im Oktober 1932.

H. Kyser.

Inhaltsverzeichnis.

Erster Abschnitt.

Der elektrische Bau der Leitungsanlage.

	Seite
1. Allgemeine Gesichtspunkte für den Entwurf einer Leitungsanlage . . .	1
2. Die Verteilungsleitungen im allgemeinen	2
a) Die Berechnungsgrundlagen	2
b) Der Anschluß der Stromverbraucher an eine Hauptleitung (Reihen- und Parallelschaltung)	4
c) Gemischte und reine Stromkreise	6
d) Der Spannungsabfall	9
3. Die Gleichstrom-Verteilungsleitungen	12
a) Die offenen Leitungen	12
b) Die geschlossenen Leitungen (Ring- und Netzleitung)	21
c) Das Dreileiternetz	32
4. Die Gleichstrom-Fernleitungen (Speiseleitungen)	37
5. Die Wechselstrom-Verteilungsleitungen	38
a) Phasenverschiebung, induktive Widerstände	38
b) Die Niederspannungs-Verteilungsleitungen	40
1. Einphasenstrom S. 40. — 2. Zweiphasenstrom S. 50. — 3. Dreiphasen- oder Drehstrom S. 51.	
α) Dreieckschaltung S. 53. — β) Sternschaltung S. 55.	
6. Die Wechselstrom-Hochspannungsleitungen	60
a) Allgemeine Grundlagen, Grundgleichungen	60
b) Der Ohmsche Widerstand und der Skineneffekt	62
c) Selbstinduktion und gegenseitige Induktion	67
1. Die Einphasenleitung S. 70. — Das Spannungsdiagramm für die Einphasenleitung mit Ohmschen Widerstand und Selbstinduktion S. 76. — 2. Die Dreiphasenleitung S. 77.	
d) Die Kapazität	91
1. Die Einphasenleitung S. 93. — 2. Die Dreiphasenleitung S. 97. — 3. Die genaue Berechnung der Kapazität und der Erdschlußströme in Dreiphasennetzen ohne und mit Erdseilen S. 101. — Die Drehstrom-einfachleitung S. 101. — Die Drehstrom-Doppelleitung S. 107. — Das Schutz- und Erdseil S. 108. — Der Einfluß eines Erdschlusses auf die Kapazitätsströme S. 113. — Das Spannungsdiagramm für die Fernleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion und Kapazität S. 121.	
e) Die Ableitung	125
f) Der Strahlungsverlust (Koronaverlust)	127
Das Spannungsdiagramm für die Fernleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion, Kapazität und Wirkverlusten durch Ableitung und Korona S. 135.	
g) Leiterquerschnitt, Spannungsabfall und Entwurfsbearbeitung.	138
h) Die elektrische Beeinflussung von Fernmeldeleitungen durch die Hochspannungsleitungen.	152

Zweiter Abschnitt.

Der mechanische Bau der Freileitungen.

7. Allgemeines über die Wahl der Ausführung als Freileitung oder Kabel	161
8. Die Freileitungsstrecke	163

	Seite
9. Die Werkstoffe für Freileitungen	170
a) Die Werkstoffe im allgemeinen	170
b) Kupfer	176
c) Aluminium	179
d) Stahlaluminium	182
e) Aldrey	185
f) Kupferpanzerstahl	187
g) Bronze	191
h) Stahl	191
i) Leiterwerkstoffe für Fernmeldeleitungen	193
10. Die Festigkeitsberechnung der Freileitungen	193
a) Allgemeine Gesichtspunkte	193
b) Berechnung der Beanspruchung und des Durchhanges des Leiters auf Stützenisolatoren und an senkrecht hängenden Kettenisolatoren auf ebener Leitungsstrecke	195
c) Berechnung der Beanspruchung und des Durchhanges des Leiters an schweren Abspann-Kettenisolatoren	197
d) Berechnung der Beanspruchung und des Durchhanges des Leiters auf Stützenisolatoren und an senkrecht hängenden Kettenisolatoren auf geneigter Leitungsstrecke	198
e) Die Berechnung nach den V. S. F./1930	201
f) Die Belastung	203
g) Die Eisbelastung	205
h) Die Zugspannung und der Sicherheitsgrad S	211
i) Der Mastabstand oder die Spannweite a_M	215
11. Die Freileitungsisolatoren	220
a) Allgemeine Bedingungen	220
b) Der Werkstoff	221
c) Die elektrischen Forderungen	225
d) Die mechanischen Forderungen	233
e) Die Isolatorformen	234
1. Die Stützenisolatoren S. 234. — 2. Die Kettenisolatoren S. 240.	
f) Die Mauerdurchführungen	261
12. Die Maste	268
a) Allgemeine Gesichtspunkte	268
b) Die Holzmaste	269
c) Die Stahlmaste	290
d) Die Eisenbetonmaste	308
13. Entwurf und Berechnung der Maste	313
a) Das Mastkopfbild	313
b) Der Ausschwingwinkel des Leiters	316
c) Die Mastlänge	318
d) Die kritische Beurteilung der verschiedenen Leiteranordnungen und Mastkopfbilder	327
e) Die Mastberechnungsgrundlagen und der Mastspitzenzug	327
f) Die Berechnung der Holzmaste	338
g) Die Mastverstreben	345
h) Die Stahlgitter- und Stahlrohrmaste	347
i) Die Eisenbetonmaste	348
14. Besondere Streckeneinzelheiten	348
a) Streckentrennschalter	348
b) Schutzgitter	351
c) Die Leiterverbindungen	353
d) Die Leiterbefestigungen an Stützenisolatoren	354
e) Die Verdrillungspunkte	355
f) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdungen durch Isolator- oder Leiterbruch am Isolator	356
g) Große Spannfelder	363

	Seite
h) Störungen durch Seilschwingungen	366
i) Walddurchquerungen	367
k) Erdung und Sicherheit	368
l) Wirtschaftliche Angaben	372
m) Die Betriebsfernsprechanlagen	378

Dritter Abschnitt. Die Kabelleitungen.

15. Die Kabelbauformen	387
a) Werkstoffe und Bauformen im allgemeinen	387
b) Das Gürtel- oder Normalkabel	388
c) Das H-Kabel	394
d) Das verseilte Drei-Einleiterkabel	397
e) Das verseilte Drei-Einleiterkabel mit Rillenbleimantel	398
f) Die Zweileiter- und Vierleiterkabel	399
g) Die Einleiterkabel	399
h) Das Ölkabel	401
i) Das Druckkabel	403
k) Die Querschnittsformen des Leiters	403
l) Die Bewehrung der Kabel	407
m) Das Dehnungskabel	410
n) Prüfdrähte	411
16. Die elektrischen Werte der Kabel und Kabelanlagen	412
a) Allgemeines	412
b) Die Isolationsstärke und ihre rechnerische Beurteilung	413
c) Der Isolationswiderstand	419
d) Die Durchschlagsfestigkeit	421
e) Die zulässige Belastung	422
f) Die Leistungsverluste im Kabel	426
g) Die Eisenverluste	429
h) Die dielektrischen Verluste	432
i) Der Gesamtleistungsverlust	435
k) Der Leerlaufverlust durch den Ladestrom	436
l) Die Berechnung des Ohmschen Spannungsabfalles	436
m) Die Induktivität	437
n) Die Kapazität, der Ladestrom und der Erdschlußstrom	441
17. Der mechanische Bau von Kabelanlagen	449
a) Die Strecke	449
b) Der Kabelgraben und die Kabelverlegung im Freien	452
c) Die Kabelverlegung in Gebäuden	456
d) Kabelstollen	459
e) Kurzschlußkräfte	460
f) Die Kabelzubehörteile	461
1. Die Kabelendverschlüsse S. 462. — 2. Die Kabelverbindungs-	
muffen S. 469. — 3. Die Kabelkästen S. 471.	
18. Wirtschaftliche und betriebstechnische Einzelheiten	473
a) Kabel statt Freileitung	473
b) Kostenvergleich zwischen Kabel und Freileitungen	475
c) Kosten der Kabelverlegung	479
d) Kabelschutzeinrichtungen	481
e) Prüfung, Fehlerortsbestimmung	482
Sachverzeichnis	485

VDE-Bestimmungen (Vorschriften, Regeln, Normen und Leitsätze), die für den 2. Band besonders beachtlich sind.

- Vorschriften nebst Ausführungsregeln für die **Errichtung von Starkstromanlagen mit Betriebsspannungen unter 1000 V**, V.E.S. 1./1930. (Sonderdruck VDE 436.)
- Vorschriften nebst Ausführungsregeln für die **Errichtung von Starkstromanlagen mit Betriebsspannungen von 1000 V und darüber** V.E.S. 2./1930. (Sonderdruck VDE 437.)
- Vorschriften nebst Ausführungsregeln für den **Betrieb von Starkstromanlagen** V.B.S./1929. (Sonderdruck VDE 438.)
- Normen für **Betriebsspannungen elektrischer Starkstromanlagen**. (Sonderdruck VDE 393.)
- Kupfernormen.**
- Vorschriften für **isolierte Leitungen in Starkstromanlagen** V.I.L./1930. (Sonderdruck VDE 450.)
- Vorschriften für **umhüllte Leitungen**. (Sonderdruck VDE 449.)
- Leitsätze für **Erdungen und Nullung in Niederspannungsanlagen**. (Sonderdruck VDE 314.)
- Leitsätze betreffend **Anfressungsgefährdung des blanken Nulleiters** von Gleichstrom-Dreileiteranlagen.
- Leitsätze für **Maßnahmen an Fernmelde- und an Drehstromanlagen** im Hinblick auf gegenseitige Näherungen. (Sonderdruck VDE 321.)
- Allgemeine Vorschriften für die **Ausführung und den Betrieb neuer elektrischer Starkstromanlagen** (ausschließlich der elektrischen Bahnen) bei Kreuzungen und Näherungen von Telegraphen- und Fernsprechleitungen. Ausführungsbestimmungen des Reichspostministers zu den „Allgemeinen Vorschriften für die Ausführung und den Betrieb neuer elektrischer Starkstromanlagen (ausschließlich der elektrischen Bahnen) bei Kreuzungen und Näherungen von Telegraphen- und Fernsprechanlagen.“
- Vorschriften für den **Bau von Starkstrom-Freileitungen** V.S.F./1930. (Sonderdruck VDE 442.)
- Merkblätter für **Verhaltensmaßregeln gegenüber elektrischen Freileitungen**. (Sonderdruck VDE 329.)
- Vorschriften für **isolierte Leitungen** in Fernmeldeanlagen V.F.L./1928. (Sonderdruck VDE 397.)
- Vorschriften für die Prüfung elektrischer **Isolierstoffe**. (Sonderdruck VDE 318.)
- Leitsätze für die Bestimmungen **elektrischer Eigenschaften von festen Isolierstoffen**. (Sonderdruck VDE 455.)
- Leitsätze für die Prüfung der **Stoffeigenschaften** keramischer Isolierteile für Nennspannungen unter 1000 V. (Sonderdruck VDE 458.)
- Leitsätze für die Erzeugung bestimmter **Luftfeuchtigkeit** zur Prüfung elektrischer Isolierstoffe. (Sonderdruck VDE 459.)
- Regeln für Spannungsmessungen mit der **Kugelfunkenstrecke** in Luft. (Sonderdruck VDE 365.)
- Leitsätze für die Prüfung von **Isolatoren** aus keramischen Werkstoffen für **Spannungen von 1000 V** an. (Sonderdruck VDE 446.)
- Leitsätze für die Prüfung von **Hochspannungsisolatoren** mit **Spannungsstößen**. (Sonderdruck VDE 367.)
- Merkblatt über die **Zerstörung von Holzmasten** durch Käferlarven. (Sonderdruck VDE 392.)

- Leitsätze für **Schutzerdungen in Hochspannungsanlagen.** (Sonderdruck VDE 374.)
- Leitsätze für den **Schutz** elektrischer Anlagen gegen Überspannungen. (Sonderdruck VDE 323.)
- Normen für häufig gebrauchte **Warnungstafeln.**
- Bahnkreuzungsvorschriften für **fremde Starkstromanlagen** B.K.V./1930. (Sonderdruck VDE 475.)
- Vorschriften für die **Kreuzung** von **Reichswasserstraßen** durch fremde Starkstromanlagen W.K.V./1927. (Sonderdruck VDE 474.)
- Vorschriften für die **bruchsichere Führung** von **Starkstromleitungen** mit Betriebsspannungen von 1000 V und mehr über Postleitungen. (Sonderdruck VDE 473.)
- Regeln für die Errichtung elektrischer **Fernmeldeanlagen.** (Sonderdruck VDE 324.)
- Sicherheitsvorschriften für **Hochfrequenztelephonie** in Verbindung mit **Hochspannungsanlagen.**
- Vorschriften für **Bleikabel** in **Starkstromanlagen** V.S.K./1928. (Sonderdruck VDE 403.)
- Vorschriften für die Bewertung und **Prüfung** von **Vergußmassen** für Kabelzubehörteile. (Sonderdruck VDE 396.)
- Leitsätze für die **Prüfung** von **Vergußmassen** für Geräte unter **1000 V** Nennspannung. (Sonderdruck VDE 456.)
- Leitsätze für die **Bekämpfung** von **Bränden** in **elektrischen Anlagen** und deren Nähe. (Sonderdruck VDE 348.)

Zahlentafeln und Zusammenstellungen.

	Seite
1. Belastungstafel für isolierte Leiter und Schnüre aus Leiterkupfer nach V. E. S. 1/1930	11
2. Rechnungsgrundlagen zum 1. Beispiel	15
3. Belastungen und Spannungsabfälle für das Leitungsnetz der Abb. 15 bei Störungen auf verschiedenen Strecken	31
4. Rechnungsgrundlagen zum 8. Beispiel	48
5. Ohmscher Wechselstromwiderstand $R_{We, Eisen}$ für 1 km Eisenleitung bei $f = 50$ Hertz	64
6. Ohmscher Wechselstromwiderstand $R_{We, Eisen}$ für 1 km Eisenleitung bei $f = 50$ Hertz	65
7. Induktivitäten für Einphasenleitungen	75
8. Induktivitäten für Drehstromleitungen	84
9. Kapazitätsbelastung von Kraftwerken durch die Ladeleistung in kVA der Freileitungen (Drehstrom, Frequenz 50, 100 km Länge, übliche Abstände)	124
10. Leistungsverluste zwischen Leiter und Stütze bei Hochspannungs-Stützenisolatoren	126
11. Umrechnungswerte für $\cos \varphi$, $\sin \varphi$ und $\operatorname{tg} \varphi$	140
12. Elektrische und mechanische Grundwerte der Leiterwerkstoffe	174
13. Einlagen-Hohlseile ohne inneres Stützorgan aus Elektrolytkupfer für Höchstspannungs-Übertragungen	176
14. Normen für Kupferleiter-Drähte und Seile	178
15. Vergleichende Zusammenstellung der Werkstoffwerte für Kupfer und Aluminium bezogen auf Kupfer = 1	179
16. Aufbau, mechanische und elektrische Eigenschaften von Aluminium- und Kupferseilen	180
17. Aufbau von Stahlaluminiumseilen	183
18. Verteilung der Belastung bei Stahl-, Aluminium- und Reinaluminiumseilen	184
19. Mechanische und elektrische Eigenschaften von Stahlaluminium-, Bronze- und Aldreyseilen	186
20. Querschnitts- und Gewichtsvergleich für Stahlaluminium-, Bronze- und Aldreyseile	187
21. Vergleichende Zusammenstellung der Werkstoffwerte für Kupfer, Kupferpanzerstahl und Bronze bezogen auf Kupfer = 1	188
22. Vergleichskosten für Mittelspannungsleitungen aus KPS und Cu bei 15 kV Betriebsspannung und 10 km Länge	190
23. Werkstoffangaben für Fernmelde-Freileitungen nach Din VDE 8300	192
24. Beaufort-Skala für Windgeschwindigkeit und Winddruck	204
25. Zusammenstellung von Heizleiterversuchen auf der Versuchsstrecke des Thüringenwerkes	210
26. Grenzspannweiten nach V.S.F./1930	212
27. Sicherheitsgrad der Leiterwerkstoffe bei den Werten nach V.S.F./1930	214
28. Mindest-Regenüberschlagspannung für Isolatoren in Drehstromanlagen	232
29. Gegenüberstellung von Stützen- und Kleinkettenisolatoren für eine Betriebsspannung von 30 kV	245
30. Gegenüberstellung einer Kappen- und Vollkernisolatorkette für eine Betriebsspannung von 110 kV	257
31. Wirtschaftliche Werte verschieden imprägnierter Holzmaste	272
32. Abmessungen von amerikanischen Holzmasten	280
33. A-Holzmaste mit gleichem Abstand der Stangen an der Zange	282

	Seite
34. Abmessungen für hölzerne Querträger	286
35. Ergebnisse zum 25. Beispiel	317
36. Kritische Beurteilung der verschiedenen Leiteranordnungen und Mastkopfbilder für Drehstrom-, Einfach- und Doppelstromkreise	320
37. Gewichte und Abmessungen verschiedener Abspann- und Tragmaste für eine 100 kV-Drehstrom-Doppelleitung $6 \times 95 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$, $1 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ Fe}$, 230 m Spannweite, Verdrehungsbeanspruchung und Mastberechnung nach V. S. F./1930	326
38. Berechnungsgrundlagen für Maste nach V. S. F./1930	328
39. Zulässige Spannungen für Holzmaste	338
40. Hilfstafel für die Berechnung von Holzmasten	339
41. Zulässige Spannungen für Stahlgittermaste	347
42. Kilometerpreis für einfache Drehstromleitungen mit einem Stromkreis auf Holz- bzw. Eisenmasten mit Stützenisolatoren einschließlich je eines verstärkten Mastes für Abspann- oder Kreuzungspunkte bei mittleren Spannweiten	372
43. Leitungsbaukosten für 110- und 220-kV-Freileitungen	373
44. Entschädigungssätze für das Aufstellen von Masten	376
45. Vergleichswerte für Dreileiter- und Einleiter-Gürtel und H-Kabel mit rundem Leiterquerschnitt für 30 und 60 kV Betriebsspannung	396
46. Einleiter-Masse- und Einleiter-Ölkabel für 100-kV-Drehstrom	401
47. Vergleichswerte für Dreileiter-Gürtelkabel mit rundem und sektorförmigem Leiterquerschnitt für 6 bis 15 kV-Betriebsspannung	405
48. Papierisolierte Starkstromkabel (V. S. K./1928), Kurzzeichen-Erläuterung	407
49. Angaben über den elektrischen Kabelaufbau für verschiedene Verhältnisse	415
50. Isolationsstärken für verseilte Mehrleiterkabel nach V. S. K./1928	417
51. Isolationsstärken für Einleiter-Wechselstromkabel nach V. S. K./1928	418
52. Zulässige Belastung für normale Gürtelkabel nach V. S. K./1928	425
53. Verlustwiderstandsmessungen an Einphasenkabeln	431
54. Vergleich einer Drehstrom-Freileitung mit einem Drehstrom-Ölkabel für 60 kV Betriebsspannung	478
55. Preise für Kabelgrabenherstellung	480

Der elektrische Bau der Leitungsanlage.

1. Allgemeine Gesichtspunkte für den Entwurf einer Leitungsanlage.

Die Leitungsanlage, wie kurz zusammengefaßt sowohl die Leitungen zur Verteilung des elektrischen Stromes innerhalb des eigentlichen Gebrauchsgebietes als auch die Verbindung zwischen diesem und den Umspannanlagen bzw. Kraftwerken bezeichnet werden sollen, erfordert mit Rücksicht auf die Bedeutung, die ihr für das wirtschaftliche und jederzeit einwandfreie Arbeiten der Stromfortleitung und -verteilung zukommt, nicht nur in der Berechnung, sondern auch in der Art der mechanischen Ausführung eingehende Überlegung und größte Sorgfalt. Einerseits ist der Spannungsabfall in den Leitungen gerechnet vom Generator im Kraftwerke oder von den Sammelschienen eines Verteilungspunktes bis zur entferntest gelegenen Gebrauchsstelle und der Isolationszustand ein Maß für den Wirkungsgrad der Kraftübertragung und tritt demnach bei der Berechnung der jährlichen Betriebsausgaben und des Strompreises mit in erster Linie in Erscheinung. Andererseits steigen bei unzweckmäßigem Entwurf und mangelhafter oder den Verhältnissen wie Stromart, Spannung, Beschaffenheit und Lage der Strecke, Aufstellungsort der Stromverbraucher usw. nicht in genügender Weise Rechnung tragender Ausführung die Kosten für Abschreibung, Instandhaltung, Umbau und solche für Entschädigungen oder Geschäftsausfall bei Störungen auf der Strecke auf eine Höhe, die die Wirtschaftlichkeit stark beeinträchtigen. Es muß daher der entwerfende Ingenieur einen guten Teil von Geschicklichkeit besitzen und vor allen Dingen bei jeder Gelegenheit auch versuchen Erfahrungen zu sammeln, um die Aufgabe eines Leitungsentwurfes gut und zweckentsprechend lösen zu können. Es kommt dabei nicht nur auf die Querschnittsbemessung nach dem augenblicklichen bzw. einem später zu erwartenden gesteigerten Strombedürfnisse an, sondern auch auf die Wahl der Maste, Isolatoren, Gebäudeeinführungen, bei Überlandkraftwerken weiter auf die vorteilhafteste Wahl der Strecken usw. Das gilt ferner auch für die Werkstoffe, aus welchen die Leitungen isoliert oder unisoliert zu wählen sind, um allen durch die Eigentümlichkeit der Anlage bedingten Anforderungen auf Brauchbarkeit, Haltbarkeit und Gestehungskosten zu genügen.

Der Entwurf einer Leitungsanlage gliedert sich in zwei Hauptteile und zwar in den elektrischen und in den mechanischen Teil.

Ein weiterer Unterschied wird im folgenden dahin gemacht werden, ob es sich um Leitungen innerhalb einer Anlage (z. B. eines Fabrikgrundstückes, eines Hafens, einer Weberei usw.) oder um die Stromzuführungsleitungen von einem entfernt gelegenen Hauptstumpunkte handelt. Erstere sollen kurz mit „Verteilungsleitungen“, letztere mit „Fernleitungen“ bezeichnet werden unberücksichtigt der Art ihrer Verlegung und zwar ob oberirdisch d. h. an den Wänden, Decken, auf Masten, Gestängen usw., oder unterirdisch im Gebäudefußboden, im Straßenpflaster, durch Flüsse in Form von besonders hergerichteten Kabeln.

Für die Berechnung der Leiterquerschnitte und die Kostenermittlung muß naturgemäß ein vollständiger und vor allen Dingen auch richtiger Plan vorhanden bzw. entworfen und die Belastung sowie die Entfernung der einzelnen Stromverbraucher von bestimmten Stromverteilungspunkten bekannt sein. Um sich bei ausgedehnteren Anlagen eine Erleichterung zu schaffen, ist es zweckmäßig, den Leitungsplan mit wenigen Strichen aus den Gebäude- oder Streckenplänen herauszuzeichnen, die Längen und Belastungen einzutragen und die Rechnungsunterlagen und -ergebnisse in einer Zahlentafel zusammenzustellen.

Über den Spannungsabfall, dessen Höhe festzusetzen dann die nächste Aufgabe ist, werden die Angaben in den einzelnen Kapiteln gemacht werden. Ganz allgemein sei indessen schon hier bemerkt, daß man in der Praxis leider nur wenig Zeit findet, besondere Wirtschaftlichkeitsberechnungen z. B. zur Ermittlung des wirtschaftlichsten Spannungsabfalls durchzuführen, abgesehen davon, daß die Grundlagen für derartige Untersuchungen zumeist nur außerordentlich schwer und umständlich zu beschaffen sind. Außerdem müssen in der Regel Annahmen nach verschiedenen Richtungen gemacht werden, deren Zuverlässigkeit für den Gang der Rechnung und demnach das Ergebnis eine reiche praktische Erfahrung und große Gewandtheit voraussetzen. Es soll daher im folgenden von solchen umständlichen Berechnungen abgesehen und nur eine Näherungsform behandelt werden¹, die für alle praktischen Fälle anwendbar ist und genügt.

Sowohl bei den Gleichstrom- als auch bei den Wechselstromleitungen wird jedesmal mit der Querschnittsermittlung der Verteilungsleitungen begonnen und erst im Anschlusse daran diejenige für die Fernleitung besprochen.

2. Die Verteilungsleitungen im allgemeinen.

a) Die Berechnungsgrundlagen. Bei der nun folgenden Berechnung von Verteilungsleitungen sind nur solche Anlagen in die Betrachtung gezogen, wie sie für Ortsnetze und industrielle Unternehmungen (Fabrikanlagen, Hafen- und Grubenanlagen usw.) in Frage kommen, während von der Behandlung einzelner Beleuchtungsstrom-

¹ Über Wirtschaftlichkeitsberechnungen siehe Herzog u. Feldmann: Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze. Teichmüller: Die elektrischen Leitungen. Meyer, F. W. Dr.-Ing.: Die Berechnung elektrischer Anlagen auf wirtschaftlichen Grundlagen.

kreise und vielfach verzweigter Stadtnetze¹ abgesehen wird, weil dieses nicht in den Rahmen des Werkes paßt.

Die Ermittlung des Querschnittes erfolgt entweder unter Zugrundelegung eines größten Spannungsabfalles oder auch eines größten Leistungsverlustes. Welche der beiden Arten für die Berechnung einer Anlage bequemer bzw. zweckmäßiger ist, wird jedesmal besonders angegeben werden.

Die Führung der Leitung² zu den einzelnen Stromverbrauchern bzw. der Anschluß derselben an ein Verteilungsnetz wird zumeist durch die Eigenart der Anlage, den Aufstellungsort der Motoren und sonstiger Stromverbraucher bedingt sein, so daß die Leitungslängen als gegeben anzusehen sind. Man hat sich jedoch bei dem Entwurf des Leitungsplanes nach Möglichkeit zu befleißigen, unter Berücksichtigung der örtlichen Verhältnisse und der Art des Betriebes den Strom auf dem kürzesten Wege dem Verbraucher zuzuführen, denn jeder Umweg, wenn solcher nicht mit Rücksicht auf Erweiterungen oder später zu erwartende Verschiebungen im Aufstellungsorte der einzelnen Maschinen als geboten erscheint, verteuert die Anlagekosten, erhöht den Verlust und beeinflusst demzufolge den Wirkungsgrad der Anlage. Es ist daher schon hier mit Überlegung zu verfahren. Geringe Änderungen in der Länge der einzelnen Leitungsstrecken gegenüber dem Entwurf, wie sie beim Bau der Anlage in der Regel nicht zu vermeiden sind, müssen insbesondere hinsichtlich der Leiterquerschnitte² ohne bedeutende Mehrkosten ausführbar sein, und es empfiehlt sich daher, die Querschnitte der Leitungen nicht zu knapp zu bemessen. Bei den Hauptverteilungsleitungen sollte stets auf Erweiterungen Bedacht genommen werden.

Aus dem Plan muß weiter der Aufstellungsort der einzelnen Motoren, die gewünschte oder erforderliche Beleuchtung, die Beschaffenheit und der Verwendungszweck der einzelnen Räume (trockene, feuchte Räume, Räume für Explosivkörper, chemische Arbeiten usw.) zu ersehen sein. Ferner soll derselbe auch einen Querschnitt der einzelnen Räume aufweisen, um die Länge der Steigleitungen ermitteln und die Beleuchtung prüfen zu können. Diese Raumquerschnitte sind besonders für die Festsetzung der Montagekosten von Wichtigkeit, denn es liegt auf der Hand, daß das Verlegen der Leitungen, zumal wenn starke Leiterquerschnitte vorkommen, in hohen Räumen wesentlich mehr Baustoffe, Zeit und Hilfskräfte erfordert als zu ebener Erde oder in niedrigen Gebäuden.

Dienen die Motoren zum Betriebe von ausgedehnten Hebezeuganlagen (Hafenkräne, Verladeanlagen u. dgl.), bei denen die Belastung aussetzend ist³, also nur stets ein Teil aller angeschlossenen Motoren

¹ Siehe Herzog u. Feldmann: Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze.

² Es sei besonders darauf aufmerksam gemacht, daß im folgenden unterschieden wird zwischen „der Leitung“, d. h. der Gesamtheit der „Leiter“ eines Stromkreises, einer Strecke usw. und dem „Leiter“, d. h. dem einen Pol oder der einen Phase einer „Leitung“.

³ Siehe I. Bd., Inhaltsverzeichnis.

gleichzeitig läuft, so wird der Leiterquerschnitt anders bemessen werden können als bei Dauerbetrieb. Also auch die Art des Betriebes muß bekannt sein, wobei stoßweise Überlastungen durch einzelne Stromverbraucher (Walzwerke, Förderanlagen) nicht unberücksichtigt bleiben dürfen.

Mehrere Stromverbraucher innerhalb einer Anlage können nun nach zwei verschiedenen Formen zusammengeschaltet werden und zwar entweder in Reihe oder parallel zueinander.

b) Der Anschluß der Stromverbraucher an eine Hauptleitung (Reihen- und Parallelschaltung). Bei der Reihenschaltung (Serien- oder Hintereinanderschaltung) liegen alle Stromverbraucher hintereinander in einem Stromkreis (Abb. 1).

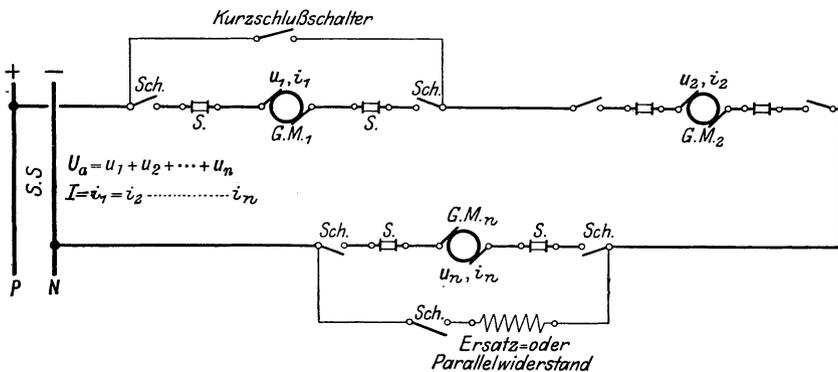


Abb. 1. Reihenschaltung der Stromverbraucher.

Handelt es sich z. B. um Gleichstrommotoren verschiedener Leistungen, und bezeichnet $u_1, u_2, u_3, \dots, u_n$ die Klemmenspannung jedes derselben, $i_1, i_2, i_3, \dots, i_n$ die entsprechende Stromstärke, so ist die Spannung an den Sammelschienen abgesehen vom Spannungsabfall in der Leitung:

$$U_a = u_1 + u_2 + u_3 + \dots + u_n, \quad (1)$$

und die den Stromkreis durchfließende Stromstärke:

$$I = i_1 = i_2 = i_3 = \dots = i_n. \quad (2)$$

Der Vorteil der Reihenschaltung liegt darin, daß an Baustoff- und Montagekosten dadurch gespart wird, daß z. B. jeder Arbeitsraum einer Fabrik nur von einem starken Leitungsstrange durchzogen wird. Demgegenüber sind aber die Nachteile so bedeutend, daß man diese Schaltung mit Ausnahme bei Bahnmotoren eines Triebwagens nicht mehr anwendet. Diese Nachteile bestehen darin, daß beim Stillsetzen eines Motors, Ausschalten einer Lampe, plötzlichem Schmelzen einer Sicherung sofort der ganze Stromkreis unterbrochen wird. Um dieses zu vermeiden, was selbstverständlich stets der Fall sein muß, ist es notwendig, jedem Stromverbraucher entweder einen Kurzschlußschalter oder einen besonderen Widerstand parallel zu schalten.

Beide Formen sind in Abb. 1 gezeichnet. Bei Anwendung des Kurzschlußschalters muß dann die Spannung an den Sammelschienen jedesmal um den Betrag geändert werden, den der abgeschaltete Stromverbraucher erforderte. Das ist ebenfalls umständlich und nur dort möglich, wo das Kraftwerk dem Besitzer der Verteilungsanlage selbst gehört, und überhaupt nur ein Leitungsstrang vorhanden ist, denn sonst würden sämtliche anderen Stromkreise in Mitleidenschaft gezogen werden. Wird der Parallelwiderstand gewählt, der dann wiederum für jeden Stromverbraucher vorhanden sein muß, so wird in diesem die zum Betriebe des ausgeschalteten Motors an sich erforderliche elektrische Leistung nutzlos vernichtet. Diese Betriebsform ist naturgemäß wegen der Unwirtschaftlichkeit unbenutzbar.

Haben die an einem Leitungsstrange liegenden Motoren verschiedene Leistung, so müssen sie bei Reihenschaltung, weil die Stromstärke unverändert dem jeweiligen Höchstwerte des größten Stromverbrauchers entspricht, für verschiedene Spannungen gewickelt werden, was mit Rücksicht auf die Herstellung, die Auswechselbarkeit, die Reservehaltung usw. einen weiteren Nachteil bedeutet.

Schließlich sei noch auf das Verhalten der Motoren an sich bei Reihenschaltung hingewiesen, das nach den im I. Bd., S. 21 und 39 gegebenen Erklärungen für Gleichstrom-Hauptschluß- und Nebenschlußmotoren ebenfalls ungünstig ist.

Aus diesen Betrachtungen folgt somit, daß bei der Reihenschaltung die unbedingt zu fordernde Beweglichkeit im Zu- und Abschalten beliebiger Stromverbraucher eines Leitungsstranges entweder gar nicht oder nur unwirtschaftlich und ungenügend erreicht werden kann. Deshalb kommt heute nur die Parallelschaltung zur Anwendung.

Im III. Bande wird kurz noch die Reihenschaltung bei Gleichstromgeneratoren erwähnt werden, die vor vielen Jahren, bevor der hochgespannte Wechselstrom brauchbar in die Praxis eingeführt war, wiederholt für die Zwecke der Kraftübertragung, und zwar um hohe Gleichstrom-Fernleitungsspannungen zu erzielen, benutzt wurde. Heute wird diese Form vereinzelt wieder aufgegriffen, um insbesondere Gleichstrom-Hochspannung für Bahnzwecke zu erzeugen. Auch Großkraft-Fernübertragungen werden neuerdings wieder nach dieser Schaltungsart untersucht, was nur der Vollständigkeit wegen hier kurz erwähnt sein soll.

Bei der Parallelschaltung ist, wie schon aus der Benennung dieser Schaltung hervorgeht, jeder Stromverbraucher parallel zu den anderen an die Hauptleitung angeschlossen (Abb. 2).

Die Spannung an den Sammelschienen ist, wenn der Spannungsabfall in der Leitung wieder unberücksichtigt bleibt:

$$U_a = u_1 = u_2 = u_3 = \dots = u_n, \quad (3)$$

und die den Hauptleitungsstrang durchfließende Stromstärke:

$$I = i_1 + i_2 + i_3 + \dots + i_n. \quad (4)$$

Beim Zu- oder Abschalten eines Stromverbrauchers ist daher die Spannung an den Sammelschienen nicht oder unter Berücksichtigung des in der Hauptleitung auftretenden Spannungsabfalles nur um einen geringen Betrag zu ändern, wenn es sich z. B. um einen sehr großen Motor handelt, während andererseits die vom Generator zu erzeugende Leistung entsprechend erhöht werden muß bzw. herabgeht. Es ist also bei dieser Schaltung angenähert gleichbleibende Spannung an den Sammelschienen zu halten. Der größere Aufwand an Leitungsbaustoffen und Montagekosten bei der Parallelschaltung spielt gegenüber den vorteilhafteren Betriebsverhältnissen keine Rolle.

Die Vorzüge dieser Schaltung liegen demnach in der vollständigen und wirtschaftlichen Beweglichkeit des Ein- und Ausschaltens eines Stromverbrauchers oder ganzer Teile einer Anlage und ferner in dem besseren und gegenseitig unabhängigen Ar-

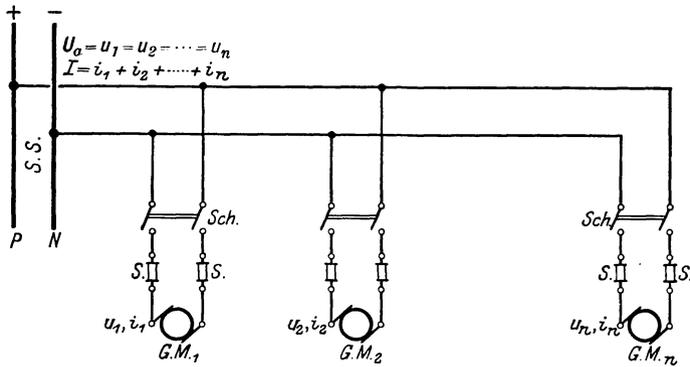


Abb. 2. Parallelschaltung der Stromverbraucher.

beiten der Motoren. Es wird deshalb im folgenden nur diese Schaltung der Stromverbraucher bei der Berechnung der Leiterquerschnitte usw. vorausgesetzt.

e) Gemischte und reine Stromkreise. Hinsichtlich des Anschlusses einer größeren Anzahl von Stromverbräuchern der verschiedensten Art wie z. B. Glühlampen, Motoren usw. an eine Hauptleitung unterscheidet man zwischen „gemischten“ und „reinen“ Stromkreisen.

Die gemischten Stromkreise sind solche, in denen sowohl Motoren als auch Glühlampen vorhanden sind, während die reinen Stromkreise nur Motoren oder nur Glühlampen speisen. Wird der Querschnitt der Hauptleitung bei gemischten Stromkreisen nicht reichlich stark, d. h. der Spannungsabfall (siehe d) nicht besonders gering bemessen, dann ist mit dem Zu- und Abschalten eines oder mehrerer Motoren je nach der Größe derselben stets ein Schwanken des Lichtes verbunden, was in vielen Fällen zum mindesten störend wirkt, wenn nicht überhaupt unzulässig ist. Außerdem leiden die Glühlampen unter schwankenden Spannungsverhältnissen je nach der Art des Leuchtfadens mehr oder weniger; sie verlieren schon nach verhältnismäßig kurzer Zeit an Lebensdauer und Leuchtkraft. Die neueren Glühlampen sind nach die-

ser Richtung zwar unempfindlicher, doch ist dieses abhängig vom Temperaturwert der benutzten Leuchtstoffe.

Ein weiterer Nachteil der gemischten Stromkreise ist der, daß beim Durchbrennen der Hauptsicherungen z. B. durch plötzliche unerwartete Überlastung eines Motors auch das Licht erlöscht. Das kann zu den unliebsamsten Störungen, zu Betriebsunfällen u. dgl. führen, wenn etwa die Glühlampen und Motoren in einem Arbeitssaale einer Fabrikanlage, auf einer Grubenstrecke usw. gemeinsam von einer Leitung gespeist werden. Der Vorteil der geringeren Anlagekosten könnte sich dadurch unter Umständen in das Gegenteil verwandeln. Es gelte daher für die Aufstellung des Entwurfes einer Verteilungsanlage als Regel, daß

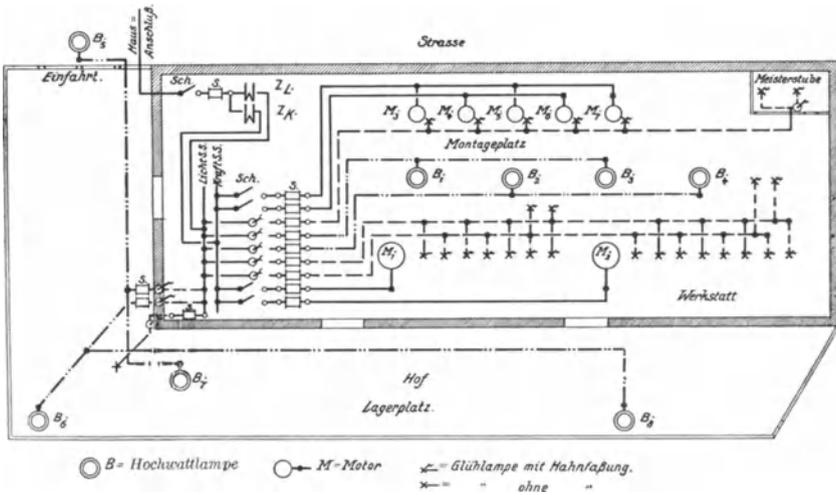


Abb. 3. Leitungsplan für die elektrische Kraft- und Lichtanlage in einer Fabrik.

für Motoren und Beleuchtung stets getrennte Stromkreise gewählt werden, und daß auch nach Möglichkeit die Beleuchtung eines Raumes, sofern sie größeren Umfang besitzt, von mehreren Hauptleitungen zu speisen ist. Nur so wird man von Störungen innerhalb einer Hauptleitung unabhängig.

Wird die elektrische Leistung von einem Elektrizitätswerk oder einem Überlandwerk bezogen, dann zwingen zur Anlage reiner Motor- und Beleuchtungsstromkreise in der Mehrzahl der Fälle schon die verschiedenen Preise für die kWh, die für Kraft niedriger sind als für Licht.

In Abb. 3 ist eine kleinere Fabrikanlage gezeichnet, und es sind die Stromkreise für Motoren, Hauptbeleuchtungen und Einzelbeleuchtungen eingetragen. Aus dem Verlauf der einzelnen Leitungen ist zu erkennen, in welcher Weise die Licht- und Kraftanschlüsse zu Stromkreisen zusammenzuziehen sind. Dieses Beispiel soll etwas eingehender besprochen werden, um an demselben zu zeigen, nach welchen Gesichtspunkten ungefähr der Leitungsplan für eine solche Anlage zu entwerfen ist.

Es handelt sich um eine Werkstatt, in der Elektromotoren aufzustellen und elektrische Beleuchtung einzurichten sind. Die Plätze für die Motoren gelten von vornherein als gegeben. Es sind ferner eine größere Anzahl von Einzelarbeitsstellen vorhanden. Der mittlere Teil des Arbeitssaales dient Montagezwecken. Auf dem geräumigen Hofe befinden sich Baustofflager und Stapelplätze. Der Strom wird von einem fremden Elektrizitätswerk geliefert, das für Kraft und Licht nur eine Leitung hat, aber gesonderte kWh-Preise berechnet.

Die Motoren M_1 und M_2 dienen zum Antriebe großer Arbeitsmaschinen und werden zweckmäßig mit gesonderten Zuleitungen an die Kraft-Sammelschienen angeschlossen. Die Motoren M_3 bis M_7 sind mit kleinen Arbeitsmaschinen zusammgebaut. Wegen leichter Erweiterungsfähigkeit, geringerer Querschnitte und möglicher Unabhängigkeit der motorischen Antriebe voneinander sind hier zwei Stromkreise vorgesehen, an die die Motoren abwechselnd angeschlossen werden. Das ist z. B. dann vorteilhaft, wenn es sich um Drehstrom-Kurzschlußläufermotoren handelt, und der Betrieb ein häufiges Ein- und Ausschalten notwendig macht, weil anderenfalls unter Umständen der Spannungsabfall infolge der hohen Anlaufstromstärken zu groß werden und das Arbeiten der anderen Motoren beeinflussen könnte. Welcher Mehraufwand an Leitungsbaustoffen und Montage dabei in Frage kommt, ist natürlich zu prüfen und dann das Zweckmäßigste — also entweder nur ein oder aber zwei Stromkreise — unter Berücksichtigung aller genannten Gesichtspunkte zu wählen.

Jeder Motor muß selbstverständlich für sich ausschaltbar und gesichert sein. Die Sicherungen S . und Schalter $Sch.$ am Anfang der einzelnen Stromkreise geben die erforderliche Begrenzung in der Störungsübertragung und die Beweglichkeit für die Hauptleitungen selbst, indem jede Verteilungsleitung für sich spannungslos gemacht werden kann, ohne andere Teile der Anlage oder gar den Hauptschalter ausschalten zu müssen¹.

Die Beleuchtung im Arbeitssaal soll durch Scheinwerfer für das allgemeine Lichtbedürfnis und besonders für die Montagestellen und durch Glühlampen für die einzelnen Arbeitsplätze (Schraubstöcke, Drehbänke, Bohr- und Fräsmaschinen usw.) geschehen.

Von den Scheinwerfern brennen stets zwei zusammen und zwar B_1, B_3 und B_2, B_4 . Diese Schaltung ist gewählt worden, um möglichste Ersparnis im Stromverbrauch dadurch zu erzielen, daß je nach den Arbeitsverhältnissen nur der eine oder der andere Stromkreis eingeschaltet wird. Bei richtiger Verteilung der vier Lampen über den Raum kann auch beim Brennen von nur zwei Stück eine ausreichende allgemeine Beleuchtung des Saales erzielt werden, wenn z. B. der Montageplatz nicht über seinen ganzen Raum mit Arbeiten belegt ist.

¹ Es sei auch auf das im I. Bd. S. 44 und 147 über diese Punkte Gesagte verwiesen. Werden die neuerdings auch für große Stromstärken hergestellten Stöpselsicherungen statt der Streifensicherungen verwendet, so ist die Anordnung der Sicherung vor dem Schalter empfehlenswerter.

Die Glühlampen über den einzelnen Arbeitsplätzen erhalten am billigsten und vorteilhaftesten Hahnfassungen. Sie sind ähnlich den Motoren M_3 bis M_7 abwechselnd an einen der beiden Stromkreise angeschlossen. Mit wieviel Lampen eine solche Verteilungsleitung belastet werden darf, hängt davon ab, welche Leuchtkraft die Lampen haben sollen und ferner, welchen Querschnitt die Abzweigleitung bis zur Lampe, also z. B. die Leiter, die in dem Rohre eines Lampenpendels liegen, besitzt. Da diese letzteren in der Regel schwächer als die Hauptleiter sind, ist die Stromstärke durch die Belastungsfähigkeit der Abzweigleiter begrenzt, um nicht an jeder Abzweigstelle eine Sicherung einschalten zu müssen, was erforderlich ist, wenn die Vorschriften des VDE maßgebend sein sollen¹.

Die Stromkreise für die Hofbeleuchtung, die ebenfalls durch Scheinwerfer erfolgen soll, sind nach ähnlichen Erwägungen gewählt worden wie für den Arbeitssaal. Es brennen B_5 , B_7 und B_6 , B_8 zusammen. Dabei muß aber B_7 so an der Gebäudeecke aufgehängt sein, daß er sowohl nach dem Eingang als auch nach dem hinteren Teil des Hofes leuchtet. Die in Abb. 3 bei B_7 gezeichnete Glühlampe dient zur Nachtbeleuchtung und erhält deswegen einen Schalter, der außen am Gebäude befestigt ist.

Schließlich ist noch einiges über den Hausanschluß zu sagen. Wie bereits auf S. 8 erwähnt, soll das Elektrizitätswerk keine getrennten Leitungen für Kraft und Licht besitzen. Das ist wohl stets der Fall, wenn nicht aus ganz besonderen Gründen eine Leitung für Kraftstrom nachträglich verlegt wird, um z. B. starke Stromschwankungen von der Lichtleitung, die auch fremde Abnehmer versorgt, fernzuhalten. Der Querschnitt der Hauptleitung muß stets reichlich bemessen werden, um nicht schon bei geringfügigen Erweiterungen in der Verteilungsanlage Zusatzleitungen für den Hausanschluß verlegen zu müssen. Da für Licht- und Kraftstrom ferner zwei verschiedene Preise zu zahlen sind, müssen zwei Zähler Z_L und Z_K eingebaut werden, die hinter den Hauptschalter $Sch.$ und die Hauptsicherungen $S.$ zu legen sind. Die stromliefernden Werke geben zumeist besondere Anschlußbedingungen heraus, die genauestens zu beachten sind.

Natürlich ist in Abb. 3 nur ein kleines Beispiel für den Entwurf einer Verteilungsanlage gegeben. Die Ausführungsmöglichkeiten sind so außerordentlich mannigfaltig, daß es unmöglich ist, hier auch nur einigermaßen erschöpfende Angaben zu machen. Immerhin aber wird der Leser aus den gegebenen Erörterungen allgemeine Schlüsse ziehen und manches sinngemäß auf andere Fälle übertragen oder für andere Gelegenheiten mitbenutzen können.

d) **Der Spannungsabfall.** Als Spannungsabfall (Spannungsverlust) bezeichnet man den Unterschied zwischen der Spannung U_a an den Sammelschienen und U_e an den Stromverbrauchern oder allgemeiner am Anfang und am Ende eines Stromkreises, der infolge des Stromdurch-

¹ Vorschriften nebst Ausführungsregeln für die Errichtung von Starkstromanlagen mit Betriebsspannungen unter 1000 V. V.E.S. 1/1930.

ganges durch die Leitung auftritt, also:

$$\Delta u = U_a - U_e = I \cdot 2 \cdot R_l, \quad (5)$$

R_l = Ohmscher Leiterwiderstand.

Derselbe ist vom Querschnitt, der Länge und dem Werkstoff der Leiter abhängig und ändert sich verhältnismäßig mit der Belastung. Über die Berechnung von Δu wird in den einzelnen Kapiteln jedesmal besonders gesprochen werden, weil derselbe je nach der Stromart verschieden zu ermitteln ist und bei Wechselstrom noch durch die Erscheinungen der Selbstinduktion und Kapazität beeinflusst wird. Es soll indessen schon hier Einiges ganz allgemeiner Art über die Höhe des zuzulassenden Spannungsabfalles Erwähnung finden und zwar mit Rücksicht auf die an eine Hauptleitung angeschlossenen Stromverbraucher.

Unter der Voraussetzung, daß eine besondere Regelung der Spannung an den Sammelschienen bzw. am Anfang der Leitung nicht erfolgt, kann man den Spannungsabfall, der durch den Ohmschen Widerstand der Leitung $2 \cdot R_l$ verursacht wird, in folgenden Grenzen insgesamt wählen:

für reine Motorstromkreise $\Delta u = 5$ bis 6 vH,
 für reine Beleuchtungsstromkreise $\Delta u = 2$ bis 3 vH,
 für gemischte Stromkreise je nach den in der Mehrzahl vorhandenen Stromverbrauchern einer Art und den Forderungen für gleichmäßiges Licht $\Delta u = 2$ bis 5 vH.

Die unteren Werte gelten bei hohen Strompreisen und hohen Spannungen, während die oberen Werte im umgekehrten Falle zu benutzen sind.

Für die Anschlußleitungen an ausgedehntere Niederspannungsnetze bis zum Zähler (Hausanschluß, Hauptleitung) und weiter für die Haus- oder Grundstücksverteilungsleitungen können die folgenden Werte für den Spannungsabfall bei voller Belastung zugrundegelegt werden:

Abzweigleitungen bis zum Zähler $\Delta u = 1,0$ bis $1,5$ vH,
 Beleuchtungsverteilungsleitungen hinter dem Zähler . . . $\Delta u = 1,0$ bis $1,5$ vH,
 Kraftverteilungsleitungen hinter dem Zähler $\Delta u = 3,5$ bis $4,5$ vH,
 Gemischte Stromkreise hinter dem Zähler $\Delta u = 1,0$ bis $3,5$ vH.

Ist der Querschnitt einer Verteilungsleitung nach dem Spannungsabfall ermittelt, so ist ferner zu prüfen, ob die Strombelastung der Leiter (Stromdichte $j = \frac{I}{q}$ A/mm²) nicht zu hoch ist, d. h. ob keine unzulässige Erwärmung befürchtet werden muß. Der VDE hat für die Strombelastung besondere Vorschriften¹ aufgestellt (Zahlentafel 1.), die auch von den Feuerversicherungsgesellschaften vorgeschrieben werden. In den nachfolgenden Beispielen wird hierauf jedesmal besonders hingewiesen werden.

¹ Vorschriften nebst Ausführungsregeln für die Errichtung von Starkstromanlagen mit Betriebsspannungen unter 1000 V (V.E.S 1/1930) und Vorschriften für isolierte Leitungen in Starkstromanlagen (V.I.L.[1931] des VDE. Ferner Vorschriften für umhüllte Leitungen. Dann auch: Anschlußbedingungen für die Starkstromanlagen mit Betriebsspannungen unter 1000 V der Vereinigung der Elektrizitätswerke (V.D.E.W.): Elektrizitätswirtschaft 1932 Nr. 6 S. 135.

Zahlentafel 1¹. Belastungstafel für isolierte Leiter und Schnüre aus Leiterkupfer nach V. E. S. 1/1930.

1 Querschnitt mm ²	2		3	4
	Dauerbetrieb		Nennstromstärke für entsprechende Ab- schnittssicherungen	Aussetzender Betrieb
	höchste dauernd zulässige Strom- stärke	A		höchstzulässige Vollaststromstärke
0,75	9	6	9	
1	11	6	11	
1,5	14	10	14	
2,5	20	15	20	
4	25	20	25	
6	31	25	31	
10	43	35	60	
16	75	60	105	
25	100	80	140	
35	125	100	175	
50	160	125	225	
70	200	160	280	
95	240	200	335	
120	280	225	400	
150	325	260	460	
185	380	300	530	

Bei aussetzendem Betriebe ist die zeitweilige Erhöhung der Belastung zulässig, sofern die Dauer einer Einschaltung 4 Minuten nicht überschreitet, anderenfalls gilt Spalte 2.

Liegen eine Anzahl von Motoren verschiedener Leistungen an einem Stromkreise, so kommt es weiter darauf an, ob, wie auf S. 6 bereits erwähnt, ein häufiges Zu- und Abschalten einzelner Motoren eintritt, und wie groß die jedesmaligen Anlaufströme sind, denn bei Anlauf unter Vollast kann durch letztere der Spannungsabfall in den Zuleitungen so hoch werden, daß die im Betriebe befindlichen Motoren in Drehzahl und Drehmoment stark abfallen. Also auch nach dieser Richtung hat sich die Bestimmung des Leiterquerschnittes zu erstrecken. Gegebenenfalls sind für größere Motoren getrennte Zuleitungen zu wählen. Besonders empfindlich sind die Gleichstrom-Nebenschlußmotoren gegen Spannungsschwankungen an sich dann, wenn sie mit schwachgesättigtem Felde arbeiten (I. Bd.). Auch bei Drehstrommotoren ist hierauf besonders zu achten, weil das Drehmoment derselben sich verhältnismäßig mit dem Quadrat der Spannung ändert.

Bei sehr großen Lastschwankungen (Förderanlagen, schwere Werkzeugmaschinenantriebe, Walzenstraßen) werden die Spannungsschwankungen durch die wechselnde Belastung vorteilhafter durch Hilfsmaschinen, Pufferbatterien u. dgl. ausgeglichen, worüber im III. Bande Näheres zu finden ist. Die Verteilungsleitungen für derartige Betriebe werden für die Vollaststromstärke der Motoren und unter Zugrundelegung des für reine Motorstromkreise gültigen Spannungsabfalles be-

¹ Für die Belastung von Kabeln sind die Angaben im dritten Abschnitt zu beachten.

rechnet und die Leiterquerschnitte nur hinsichtlich ihrer Strombelastung nach den Verbandsvorschriften geprüft.

Bei reinen Beleuchtungsstromkreisen entspricht $\Delta u = 2 \text{ vH}$ einem Erfahrungswert, der sich darauf gründet, daß beim Löschen oder Einschalten einer größeren Anzahl von Lampen ein Zucken des Lichtes der brennenden Lampen auf das Auge noch nicht störend wirkt. Wohl zu beachten ist aber, daß Δu für die gesamte Zuleitung gilt, nicht nur für einzelne Stromkreise. In größeren Verteilungsnetzen wird für Δu bis auf den Wert von 5 vH gegangen, wenn sich die Belastung nur langsam ändert. Über diesen Wert hinaus muß eine besondere Spannungsregelung z. B. nach den Angaben im I. Bande angewendet werden.

Für Gleichstrom-Dreileiteranlagen, an deren Außenleitern Motoren und an deren beiden Netzhälften gleichzeitig Beleuchtungsstromkreise angeschlossen sind, wird der Spannungsabfall, sofern die Motoren häufiger ein- und ausgeschaltet werden, nur $0,75 \cdot \Delta u$ angenommen, weil andernfalls die Spannungsschwankungen bei Belastungsänderung auf das Licht zu merkbar werden.

3. Die Gleichstrom-Verteilungsleitungen.

a) Die offenen Leitungen. Hierunter sind alle solche Leitungsstränge zu verstehen, die nach Abb. 4 nur von einer Seite gespeist werden und mit dem Anschluß des letzten Stromverbrauchers ihr Ende erreicht haben. Bei der Berechnung einer von Gleichstrom durchflossenen Leitung tritt in elektrischer Hinsicht nur der Ohmsche Widerstand in die Erscheinung.

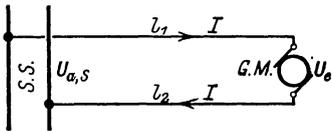


Abb. 4. Offene Gleichstromleitung (zweipolig gezeichnet).

Bezeichnet:

l_1, l_2 die Länge des einfachen Leiters in Metern, d. h. die Entfernung von den Sammelschienen bzw. von einem bestimmten Punkte bis zum Stromverbraucher,

l_g die Gesamtleiterlänge (Hin- und Rückleiter) in Metern,

q den Querschnitt des Leiters in mm^2 ,

ρ den spezifischen Widerstand des Leiterwerkstoffes,

so ist bekanntlich für Abb. 4 der Ohmsche Widerstand des Hin- und Rückleiters:

$$2 \cdot R_l = \frac{l_1 + l_2}{q} \rho = \frac{l_g}{q} \rho, \quad (6a)$$

worin also:

$$l_1 + l_2 = l_g.$$

Der Spannungsabfall bei einer die Leitung durchfließenden Stromstärke I ergibt sich dann zu:

$$\Delta u = \frac{I \cdot l_g}{q} \rho. \quad (6b)$$

Ist aus der Belastung die Stromstärke I bekannt, so errechnet sich, wenn die Höhe des Spannungsabfalles angenommen wird, der Quer-

schnitt für die gebräuchlichsten Leiterwerkstoffe:

$$\left. \begin{aligned} \text{bei Kupfer:} \quad q_{\text{Cu}} &= \frac{I \cdot l_g}{\Delta u} \cdot 0,0175 \text{ mm}^2, \\ \text{bei Aluminium:} \quad q_{\text{Al}} &= \frac{I \cdot l_g}{\Delta u} \cdot 0,0286 \text{ mm}^2, \\ \text{bei Eisen:} \quad q_{\text{Fe}} &= \frac{I \cdot l_g}{\Delta u} \cdot 0,135 \text{ mm}^2. \end{aligned} \right\} \quad (7a)$$

Zur Vereinfachung der Rechnung wird an Stelle des spezifischen Widerstandes ρ die Leitfähigkeit κ eingeführt, so daß also zu setzen ist für $\rho = \frac{1}{\kappa}$. Die Gl. (7a) können infolgedessen geschrieben werden:

$$\left. \begin{aligned} \text{bei Kupfer:} \quad q_{\text{Cu}} &= \frac{I \cdot l_g}{57 \cdot \Delta u} \text{ mm}^2, \\ \text{bei Aluminium:} \quad q_{\text{Al}} &= \frac{I \cdot l_g}{35 \cdot \Delta u} \text{ mm}^2, \\ \text{bei Eisen:} \quad q_{\text{Fe}} &= \frac{I \cdot l_g}{7,4 \cdot \Delta u} \text{ mm}^2. \end{aligned} \right\} \quad (7b)$$

Hinsichtlich der zeichnerischen Darstellung von Stromkreisen soll ferner die bekannte Vereinfachung durch das sog. einpolige Schaltbild (Abb. 5), wie sie schon im I. Bd. angewendet worden ist, auch hier durchweg benutzt werden.

Die einfache Form des Stromkreises nach Abb. 5 kommt nur selten und zwar in der Regel nur für einzelne große Motoren oder zusammengefaßte Großbeleuchtung vor. In der Mehrzahl der Fälle werden eine ganze Reihe von Stromverbrauchern parallel an eine durchgehende Haupt-

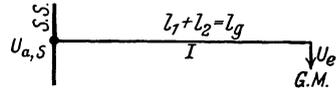


Abb. 5. Offene Gleichstromleitung (einpolig gezeichnet).

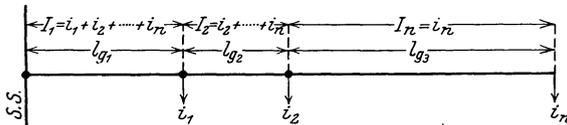


Abb. 6. Mehrfach belastete, offene Gleichstromleitung.

leitung angeschlossen entsprechend der Abb. 6. Für eine solche Hauptleitung, die, wie leicht einzusehen, bei gleichem Spannungsabfall für die einzelnen Abschnitte aus verschiedenen Querschnitten zusammengesetzt sein müßte, weil die Stromstärken wechseln, wird zweckmäßig nur ein durchgehend gleicher Querschnitt bis zum letzten Stromverbraucher gewählt. Die Montage und die Baustoffbeschaffung werden einfacher. Ferner können Sicherungen gespart werden, weil andernfalls bei der Querschnittabstufung nach den Vorschriften des VDE der geringere Querschnitt wiederum gesichert werden müßte. In den folgenden Erörterungen ist daher stets nur ein gleichbleibender Querschnitt für solche Hauptleitungen den Berechnungen zugrunde gelegt.

Werden in Abb. 6 mit $l_{g_1}, l_{g_2}, l_{g_3} \dots l_{g_n}$ die einzelnen Leitungslängen zwischen je zwei Abzweigen und mit $i_1, i_2, i_3 \dots i_n$ die Ströme der einzelnen Anschlüsse bezeichnet, so ist der Querschnitt der Hauptleitung¹ aus Gl. (8) zu ermitteln:

$$q_h = \frac{1}{\kappa \cdot \Delta u_h} \sum_1^n I_x \cdot l_{g_x}, \quad (8)$$

worin:

$$\begin{aligned} I_1 &= i_1 + i_2 + \dots + i_n, \\ I_2 &= \quad i_2 + \dots + i_n, \\ I_n &= \quad \quad \quad i_n. \end{aligned}$$

Wird nach Festsetzung des zulässigen Gesamtspannungsabfalles der Spannungsabfall Δu_h in der Hauptleitung gewählt, so findet man den Spannungsabfall an den einzelnen Abzweigen, dessen Größe bekannt sein muß, um die Querschnitte der von diesen abgehenden Zweigleitungen berechnen zu können, wenn sie größere Länge aufweisen, aus der Gl. (6):

$$\Delta u_1 = \frac{I_1 \cdot l_{g_1}}{\kappa \cdot q_h}, \quad \Delta u_2 = \frac{I_2 \cdot l_{g_2}}{\kappa \cdot q_h} + \Delta u_1 \quad \text{usw.}$$

1. Beispiel. Die Hauptleitung in einem Maschinensaal ist in der in Abb. 7 angegebenen Form durch Nebenschlußmotoren belastet. An den Sammelschienen steht eine Spannung von 220 V zur Verfügung, die nicht geändert werden kann. Die Motoren sollen mit Rücksicht auf die leichtere Austauschbarkeit für andere, bereits vorhandene Motoren und nach den Normen des VDE für eine Klemmenspannung von ebenfalls $U_s = 220$ V gewickelt sein. Es wird vorgeschrieben, daß der Motor am Ende der Leitung dann, wenn die Hauptleitung voll belastet ist, höchstens eine um 5 vH geringere Spannung erhalten darf. Der hierdurch bedingte Drehzahlabfall (siehe I. Bd.) sei für die anzutreibende Maschine noch zulässig.

Aus der Zahlentafel 2. ist die Stromstärke jedes Motors nach der Gleichung:

$$I = \frac{736 \cdot N_{(PS)}}{U_s \cdot \eta_M} = \frac{N_{(kW)} \cdot 1000}{U_s \cdot \eta_M}$$

zu ersehen.

¹ Die Gl. (8) ist folgendermaßen gefunden worden: Der Spannungsabfall bis zum Ende der Hauptleitung ist:

$$\Delta u_h = \frac{1}{\kappa} \left[\frac{I_1 \cdot l_{g_1}}{q_1} + \frac{I_2 \cdot l_{g_2}}{q_2} + \dots + \frac{I_n \cdot l_{g_n}}{q_n} \right],$$

oder da:

$$q_1 = q_2 = \dots = q_n = q_h$$

sein soll, so folgt:

$$\Delta u_h = \frac{1}{\kappa \cdot q_h} [I_1 \cdot l_{g_1} + I_2 \cdot l_{g_2} + \dots + I_n \cdot l_{g_n}],$$

und daraus:

$$q_h = \frac{1}{\kappa \cdot \Delta u_h} \sum_1^n I_x \cdot l_{g_x}.$$

Zahlentafel 2. Rechnungsgrundlagen zum 1. Beispiel.

Anschlußpunkt	Motorleistung		Wirkungsgrad η_M	Stromstärke I (abgerundet)
	PS	kW		
b	5	3,68	0,80	21
d	7,5	5,5	0,81	31
e	1,47	1,08	0,70	7
e	1,47	1,08	0,70	7
f	10	7,4	0,82	41
g	26	18,9	0,86	100

In Abb. 7 sind die tatsächlichen Leitungslängen, also die doppelte Entfernung $= 2 l_1 = l_g$ eingetragen. Somit ergibt sich für:

$$\begin{aligned}
 \text{Strecke } \overline{ab} \quad I_1 \cdot l_{g1} &= (21 + 45 + 41 + 100) \cdot 80 = 16\,560 \\
 \text{,, } \overline{bc} \quad I_2 \cdot l_{g2} &= (45 + 41 + 100) \cdot 30 = 5\,580 \\
 \text{,, } \overline{cf} \quad I_5 \cdot l_{g5} &= (41 + 100) \cdot 40 = 5\,640 \\
 \text{,, } \overline{fg} \quad I_6 \cdot l_{g6} &= 100 \cdot 35 = 3\,500 \\
 \hline
 \Sigma I_x \cdot l_{g_x} &= 31\,280
 \end{aligned}$$

und daraus bei $\Delta u_n = 0,05 \cdot 220 = 11$ V der Querschnitt der Hauptleitung bei Kupfer:

$$q_n = \frac{31\,280}{57 \cdot 11} \approx 50 \text{ mm}^2.$$

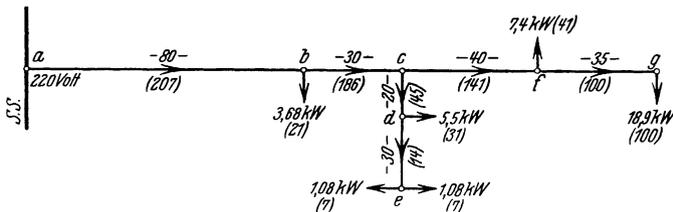


Abb. 7. Beispiel für die Berechnung einer mehrfach belasteten, offenen Gleichstromleitung.

Dieser Querschnitt ist noch auf seine Zulässigkeit hinsichtlich der Strombelastung bei Dauerbetrieb, der hier angenommen werden soll, nach den VDE-Vorschriften zu prüfen. Wird Gummiaderleitung oberirdisch an der Wand oder an der Decke auf Porzellanrollen bzw. in Rohr verlegt, so muß q_n nach Zahlentafel 1. zum mindesten für die Strecken \overline{ab} und \overline{bc} auf 70 mm^2 erhöht werden, während auf den Strecken \overline{cf} und \overline{fg} 50 mm^2 ausreichen würden. Trotzdem ist es empfehlenswert, durchweg 70 mm^2 zu wählen, einmal um wegen des vorgeschriebenen Spannungsabfalls nicht ängstlich an die Längen gebunden zu sein und ferner, um bequemer diesen oder jenen Motor später einmal gegen einen größeren auswechseln zu können. Das letztere wäre bei 70 mm^2 Querschnitt allerdings nur dann für die Anfangsstrecken statthaft, wenn die Leitung dabei nie längere Zeit hindurch voll belastet sein würde, denn 70 mm^2 dürfen bei der oberirdischen Verlegungsart nur mit 200 A im Dauerbetriebe beansprucht werden. Soll die Leitung als Kabel im Erdboden oder besonderen Kanal verlegt werden, so sind die Angaben in der Zahlentafel 52 zu beachten. Über die Verlegung mehrerer Kabel nebeneinander in einem Kanal ist im dritten Abschnitt das Erforderliche gesagt.

Der Einwand, daß bei 70 mm^2 eine gewisse Baustoffverschwendung vorhanden sein würde, ist durch folgende Kostenberechnung zu entkräften.

Der Preis betrage:

- für 1000 m 50 mm^2 RM. 1600,—
- für 1000 m 70 mm^2 RM. 2150,—,

so errechnet sich der Preisunterschied:

bei	185 m	70 mm ²	= RM.	397,75
oder	110 m	70 mm ²	= RM.	236,50
und	75 m	50 mm ²	= RM.	120,—
			zu RM.	41,25

ein Betrag, der mit Rücksicht auf die genannten Vorteile aufgewendet werden sollte, zumal beträchtlich höhere Montagekosten kaum in Frage kommen.

Der Querschnitt für die Leitungsstrecke $\bar{c}e$ wird auf die gleiche Weise gefunden, und zwar ist:

$$\begin{aligned} \text{Strecke } \bar{c}d &= I_3 \cdot l_{g_3} = (31 + 7 + 7) \cdot 20 = 900 \\ \text{,, } \bar{d}e &= I_4 \cdot l_{g_4} = (7 + 7) \cdot 30 = 420 \\ &\quad \underline{\Sigma I_x \cdot l_{g_x} = 1320} \end{aligned}$$

$$q_{c,e} = \frac{1320}{57 [\Delta u_h - (\Delta u_1 + \Delta u_2)]},$$

$$\Delta u_1 = \frac{16500}{57 \cdot 70} = 4,15,$$

$$\Delta u_2 = \frac{5580}{57 \cdot 70} = 1,40,$$

$$q_{c,e} = \frac{1320}{57 \cdot 5,45} = 4,25 \text{ mm}^2.$$

Auch dieser Querschnitt müßte wegen der Überschreitung der zulässigen Strombelastung für den mm² verstärkt und zwar bis auf 10 mm² aufgerundet

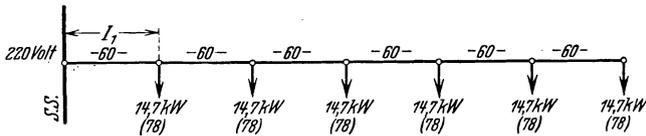


Abb. 8. Offene Gleichstromleitung mit gleichmäßig verteilter Belastung.

werden. Da aber die beiden 1,08 kW-Motoren aussetzend arbeiten sollen, so kann ein Querschnitt von 6 mm² gewählt werden.

Dieses Beispiel wurde ausführlicher gehalten, um daran zu zeigen, unter welchen Gesichtspunkten die Querschnittsermittlung nach Rechnung und nach Betriebsvorschriften vorgenommen werden muß.

Eine andere Verteilung der Stromverbraucher auf einen Hauptleitungsstrang ist öfter bei Hafenanlagen (Kräne), Anlagen in Spinnereien und Webereien und ähnlichen Betrieben zu finden, wenn die einzelnen Abzweige bei gleichen Zweigströmen in gleichen oder annähernd gleichen Abständen zueinander liegen (Abb. 8). Es wird auch hier zweckmäßig durchgehend ein gleicher Querschnitt für die Hauptleitung verlegt. Derselbe wird aus Gl. (9) gefunden¹:

$$q_h = \frac{1 + \frac{1}{a}}{2} \cdot \frac{I_1 \cdot l_g}{\kappa \cdot \Delta u_h}, \quad (9)$$

¹ Ableitung der Gl. (9): Es war nach Gl. (8):

$$q_h = \frac{1}{\kappa \cdot \Delta u_h} \sum_1^n I_x \cdot l_{g_x},$$

worin a die Anzahl der Anschlüsse und l_g die ganze Leitungslänge (Abb. 8) bezeichnet. I_1 ist $= a \cdot i$ (i = Stromstärke eines Abzweiges).

2. Beispiel. An der Ladestelle eines Hafens sollen 6 Kräne mit je einem 14,7 kW (20-PS-)Hauptstrommotor ($\eta_M = 0,78$) in einer Entfernung von je 30 m ($l_{g_x} = 60$ m) aufgestellt werden. Der Strom steht aus einem öffentlichen Elektrizitätswerk mit 220 V am Hafenanfang zur Verfügung.

Der Spannungsabfall bis zum letzten Kran soll bei vollbelasteter Leitung wiederum 5 vH nicht überschreiten.

Nach Gl. (9) ergibt sich für Kupfer:

$$q_h = \frac{1 + \frac{1}{6}}{2} \cdot \frac{6 \cdot 78 \cdot 360}{57 \cdot 11} = 157 \text{ mm}^2.$$

Dieser Querschnitt wird auf den nächsten Verbandsquerschnitt, d. i. 185 mm², abgerundet, der auch mit Rücksicht auf die Strombelastung zulässig ist, sofern die Leitung als unterirdisches Kabel verlegt wird, was aus betrieblichen Gründen nötig ist.

Da Kranmotoren aussetzend arbeiten, sind für die endgültige Querschnittsbemessung noch einige andere Erwägungen anzustellen. Zunächst ist zu entscheiden, ob die Vollaststromstärke in die Gl. (9) einzusetzen ist. Das ist stets empfehlenswert, weil es besonders im Hafentriebe Zeiten gibt, in denen Tag und Nacht gearbeitet werden muß, und eine Störung des Betriebes durch eine Kabelverletzung außerordentlich unangenehme Folgen nach sich ziehen kann. Ferner kann man nur bei richtiger Bestimmung der Stromstärke die Schwankungen infolge Abschaltens eines Motors, Anfahren zweier anderer Motoren usw. berücksichtigen. Wird dagegen die Forderung gestellt, daß z. B. bei Vollbetrieb von vier Motoren die äußersten Motoren 5 und 6 mit 1,5-facher Stromstärke anlaufen müssen, ohne daß der Spannungsabfall 5 vH überschreitet, dann hat die Querschnittsberechnung nach Gl. (8) zu erfolgen. Allerdings sind die Gleichstrom-Hauptstrommotoren gegenüber Spannungsschwankungen nicht besonders empfindlich, weil die Drehzahl und das Drehmoment praktisch unabhängig von der Klemmenspannung sind, wie das im I. Bd. näher erläutert worden ist.

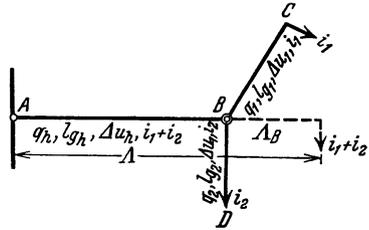


Abb. 9. Verzweigtes Leitungsnetz.

Neben diesen einfachen Leitungsanlagen treten häufig Verzweigungen der Hauptleitungen ähnlich der in Abb. 9 dargestellten Form auf. Für die Querschnittsbemessung wird dann zumeist die Bedingung gestellt, daß in den Punkten C und D bei bestimmten Belastungsverhältnissen gleiche Spannungen herrschen sollen.

oder da:

$$l_{g_x} = \frac{l_g}{a} \quad \text{und} \quad \sum_1^n I_x = [a + (a - 1) + (a - 2) + \dots + 2 + 1] \cdot i,$$

sowie:

$$I_1 = a \cdot i,$$

so geht Gl. (8) über in die Form:

$$q_h = \frac{1 + \frac{1}{a}}{2} \cdot \frac{I_1 \cdot l_g}{\kappa \cdot \Delta u_h}.$$

Die Entwicklung der Gleichungen zur Querschnittsberechnung für diesen Fall ist nicht ganz so einfach wie für die bisher betrachteten Leitungsstränge.

Bezeichnet Δu_h den Spannungsabfall auf der Hauptstrecke \overline{AB} und Δu_1 denjenigen, der sowohl in \overline{BC} als auch in \overline{BD} auftreten darf, damit die Bedingung gleicher Spannungen in den Punkten C und D erfüllt ist, also $\Delta u_{\max} = \Delta u_h + \Delta u_1$ und entsprechend $q_h, l_{g_h}, q_1, l_{g_1}, q_2, l_{g_2}$ die Querschnitte bzw. Leitungslängen der einzelnen Teilstrecken nach Abb. 9, so ist:

$$\Delta u_1 = \frac{i_1 \cdot l_{g_1}}{\kappa \cdot q_1} = \frac{i_2 \cdot l_{g_2}}{\kappa \cdot q_2}.$$

Man kann also die beiden Leitungsstücke \overline{BC} und \overline{BD} durch eine neue Leitung A_B ersetzen, in welcher derselbe Spannungsabfall Δu_1 auftritt; demnach ist:

$$\Delta u_1 = \frac{A_B (i_1 + i_2)}{\kappa \cdot q_x} = \frac{i_1 \cdot l_{g_1}}{\kappa \cdot q_1} = \frac{i_2 \cdot l_{g_2}}{\kappa \cdot q_2}.$$

Daraus folgt:

$$q_1 = \frac{i_1 \cdot l_{g_1} \cdot q_x}{A_B (i_1 + i_2)}$$

bzw.

$$q_2 = \frac{i_2 \cdot l_{g_2} \cdot q_x}{A_B (i_1 + i_2)}.$$

Nach der Voraussetzung soll nun:

$$q_x = q_1 + q_2$$

sein, und somit wird die neue Leitungslänge:

$$A_B = \frac{i_1 \cdot l_{g_1} + i_2 \cdot l_{g_2}}{i_1 + i_2}. \quad (10)$$

Sind allgemein n Abzweige vorhanden, so geht die Gl. (10) über in die Form:

$$A_n = \frac{\sum_1^n (i_x \cdot l_{g_x})}{\sum_1^n i}. \quad (11)$$

Diese neue Leitungslänge A_B nennt man die fiktive Leitungslänge¹, und mit Hilfe der Gl. (11) kann die Lösung der Aufgabe in einfacher Weise vorgenommen werden.

In Abb. 9 handelt es sich um einen Hauptstrang mit nur 2 Abzweigungen. Ist A_B für die letzteren berechnet, so wird diese fiktive

¹ Herzog u. Feldmann (Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze, II. Teil) haben die Bezeichnung „fiktive Leitungslänge“ eingeführt; sie geben in ihrem Buche zwei Arten der Berechnung von verästelten Leitungen an, von denen die hier gebrauchte die einfachere ist, wenngleich sie etwas ungenaue Ergebnisse hat. Die Abweichungen sind aber belanglos, weil die errechneten Querschnitte doch auf die nächsten Verbandsquerschnitte abgerundet werden.

Leitungslänge mit der Strecke \overline{AB} zu einer neuen fiktiven Leitungslänge zusammengesetzt, an deren Ende die Summe der Abzweigströme abgenommen zu denken ist, also:

$$\Lambda = l_{gh} + \Lambda_B,$$

und mit Λ ergibt sich aus Gl. (12) der Querschnitt:

$$q_h = \frac{\Lambda (i_1 + i_2)}{\kappa \cdot \Delta u_{\max}}. \quad (12)$$

Aus diesem Querschnitt und der tatsächlichen Leitungslänge findet man den wirklich auftretenden Spannungsabfall Δu_h . Mit dem dann noch

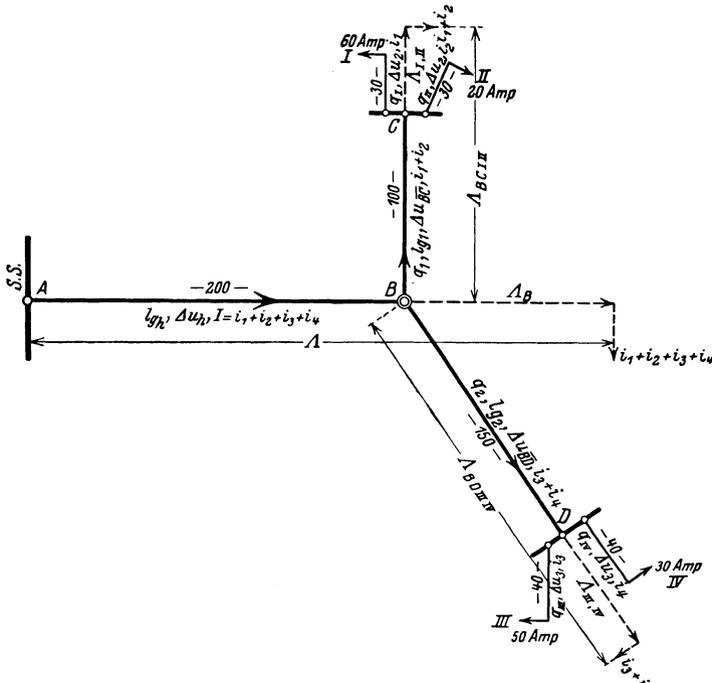


Abb. 10. Beispiel für die Berechnung eines verzweigten Leitungsnetzes.

verbleibenden Spannungsabfall $\Delta u_1 = \Delta u_{\max} - \Delta u_h$ und den eigentlichen Leitungslängen werden schließlich die Querschnitte der Abzweigstromkreise \overline{BC} und \overline{BD} berechnet.

Sind mehrere Abzweigleitungen vorhanden (Abb. 10), dann werden mit den äußersten Abzweigen beginnend in der Richtung nach den Sammelschienen alle von einem Punkte ausgehenden Zweige zu einer fiktiven Leitungslänge zusammengesetzt, zu dieser die Länge des vorhergehenden Teiles addiert usw., bis die der Gesamtanlage gleichkommende fiktive Leitungslänge ermittelt ist, die demnach der Größe Λ in Gl. (12) entspricht.

3. Beispiel. Der Leitungsplan für die Stromverteilung innerhalb eines Industriegebietes habe die Gestalt der Abb. 10. Die den einzelnen Strängen beschriebenen Zahlen geben die Leitungslängen an. In den Punkten C und D befinden sich Hauptverteilungsstellen, von denen die Zweige I, II, III, IV zu einzelnen Werkstattmotoren führen. Die Motorspannung soll 440 V betragen, während an den Sammelschienen bei Vollast 460 V gehalten werden. Der Spannungsabfall ist mit $\Delta u_{\max} = 20$ V anzunehmen.

Die Leitungen bis zu den Punkten C und D sollen als Gürtelkabel im Erdboden, die Motorleitungen als Gummiaderleitungen oberirdisch auf Isolatoren verlegt werden.

Die fiktiven Leitungslängen, durch die die einzelnen Zweige ersetzt werden, und schließlich die Querschnitte der einzelnen Äste sind nun folgendermaßen zu ermitteln:

$$\Lambda_{I,II} = \frac{60 \cdot 30 + 20 \cdot 30}{60 + 20} = 30.$$

Hierzu ist das Stück \overline{BC} hinzuzurechnen, so daß:

$$\Lambda_{\overline{BC}, I, II} = 100 + 30 = 130.$$

Für die Zweige bei D und die Strecke \overline{BD} ist entsprechend:

$$\Lambda_{III,IV} = \frac{50 \cdot 40 + 30 \cdot 40}{50 + 30} = 40,$$

$$\Lambda_{\overline{BD}, III, IV} = 150 + 40 = 190.$$

Für alle von B ausgehenden Zweige ist die fiktive Leitungslänge:

$$\Lambda_B = \frac{80 \cdot 130 + 80 \cdot 190}{160} = 160,$$

und somit die gesamte fiktive Leitungslänge bis zum Punkte A :

$$\Lambda = 200 + 160 = 360 \text{ m.}$$

Nach Vorhergehendem denkt man sich die Summe aller Ströme am Ende von Λ abgenommen. Der Querschnitt q_h errechnet sich demnach zu:

$$q_h = \frac{\Lambda \cdot \Sigma i}{57 \cdot \Delta u_{\max}} = \frac{360 \cdot 160}{57 \cdot 20} = 50,5 \text{ mm}^2.$$

Da die Leitungen als Kabel im Erdboden verlegt werden sollen, ist der Querschnitt von rund 50 mm^2 unter Berücksichtigung der V. S. K./1928 Zahlentafel 52 auch hinsichtlich der Strombelastung zulässig.

Der Spannungsabfall, der bei $q_h = 50$ auf der Strecke \overline{AB} eintritt, ist:

$$\Delta u_h = \frac{160 \cdot 200}{57 \cdot 50} = 11,25 \text{ V,}$$

und es bleiben infolgedessen bis zu den Motoranschlüssen I, II, III und IV $20 - 11,25 = 8,75$ V übrig.

Es wird somit gefunden:

$$q_I = \frac{\Lambda_{\overline{BC}, I, II} \cdot (i_1 + i_2)}{57 \cdot \Delta u_1} = \frac{130 \cdot 80}{57 \cdot 8,75} = 20,8 [25] *,$$

$$\Delta u_{\overline{BC}} = \frac{80 \cdot 100}{57 \cdot 20,8} = 6,72 \text{ V (5,61) **, } \Delta u_2 = 8,75 - 6,72 = 2,03 \text{ V,}$$

$$q_{II} = \frac{60 \cdot 30}{57 \cdot 2,03} = 15,5 [16], \quad q_{III} = \frac{20 \cdot 30}{57 \cdot 2,03} = 5,17 [6],$$

* Die in [] gesetzten Zahlen geben die tatsächlich zu verlegenden Querschnitte an z. B. auch beurteilt nach der Erwärmung.

** Die in () gesetzten Zahlen sind mit den tatsächlich zu verlegenden Querschnitten ermittelt.

$$q_2 = \frac{\Delta u_{\overline{BD}}, III, IV (i_3 + i_4)}{57 \cdot \Delta u_1} = \frac{190 \cdot 80}{57 \cdot 8,75} = 30,4 [35],$$

$$\Delta u_{\overline{BD}} = \frac{80 \cdot 150}{57 \cdot 30,4} = 6,95 \text{ V (6)}, \quad \Delta u_3 = 8,75 - 6,95 = 1,80 \text{ V},$$

$$q_{III} = \frac{50 \cdot 40}{57 \cdot 1,80} = 19,5 [16], \quad q_{IV} = \frac{30 \cdot 40}{57 \cdot 1,80} = 11,7 [10].$$

Die in [] gesetzten Werte für die von *C* bzw. *D* abgehenden Motorleitungen wurden unter Berücksichtigung der tatsächlich zur Verlegung kommenden Querschnitte q_1 und q_2 und der sich aus diesen ergebenden Spannungsabfälle ermittelt. Sowohl q_1 und q_2 als Kabel als auch q_I bis q_{IV} als Gummiaderleitungen verlegt sind nach den Verbandsnormen zulässig (Zahlentafel 52 und 1).

An Hand der Abb. 10 ist der Rechnungsgang bequem verfolgbare, weil auch die einzelnen fiktiven Leitungslängen in punktierten Linien eingetragen sind.

Wie aus den bisherigen Beispielen zu ersehen ist, erfordert die Wahl des Querschnittes der einzelnen Leitungen nach der Berechnung des

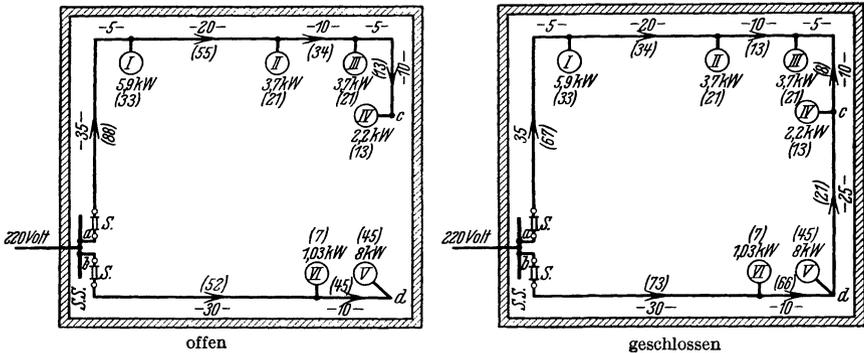


Abb. 11 u. 12. Leitungsführung.

selben sorgfältige Überlegungen, wenn man unliebsamen Erscheinungen bei der Inbetriebsetzung der Anlage bzw. beim späteren Dauerbetriebe vorbeugen, z. B. zu große Spannungsabfälle beim gleichzeitigen Anlauf mehrerer an eine Leitung angeschlossener Motoren vermeiden und die Erweiterungsfähigkeit nicht beschränken will.

b) Die geschlossenen Leitungen (Ring- und Netzbildung). Es ist, wie auf S. 8 bereits gesagt, bei ausgedehnteren Anlagen unzuweckmäßig, eine größere Anzahl von Stromverbrauchern z. B. in einem Ortsnetze, Arbeitssaale oder dgl. nur von einer Hauptleitung zu speisen. Man soll vielmehr stets mehrere Hauptleitungen verlegen und die anzuschließenden Stromverbraucher je nach Zweck und Bedeutung zu einzelnen Stromkreisen zusammenfassen. Die Abb. 11 zeigt eine derartige Ausföhrung für eine Fabrikanlage. Bei der genaueren Betrachtung dieses Bildes wird man leicht auf den Gedanken kommen, die Leitungsenden bei den Punkten *c* und *d* miteinander zu verbinden, um die Stromlieferung von beiden Seiten erfolgen zu lassen (Abb. 12). Auf diese Weise erhält man einen sog. geschlossenen Leitungsstrang oder eine Ringleitung, mit der nunmehr tatsächlich der Vorteil verbunden ist, daß die Stromlieferung zu den einzelnen Stromverbrauchern

von den beiden Sammelschienenanschlüssen a und b vor sich geht. Wenn nun aus irgendeinem Grunde eine Stromunterbrechung z. B. bei der Sicherung a eintritt, wird trotzdem der Betrieb nicht gestört, weil die gesamte Leistung dann über den Leitungsanschluß b geliefert wird, wie das die Abb. 12 erkennen läßt.

Die Bildung solcher Ringleitungen ist überall dort zu empfehlen, wo es sich um ausgedehntere Anlagen handelt. Man schließt in solchen Fällen z. B. bei Gebäuden die Hauptsteigleitungen durch die Geschosse zusammen. Für Motorstromkreise ist die Ringleitung indessen nicht immer günstig z. B. dann, wenn unter den angeschlossenen Motoren neben solchen kleiner auch solche größerer Leistungen vorkommen. Das nachfolgende Beispiel wird dieses besonders vor Augen führen. Wenn auch im allgemeinen bei der Ringleitung mindestens gleichviel, unter Umständen sogar weniger Leitungsbaustoffe gebraucht werden als bei getrennten Stromkreisen, weil die Stromverteilung innerhalb des

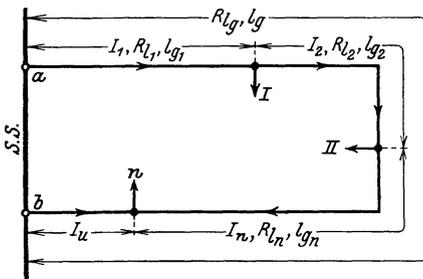


Abb. 13. Geschlossene oder Ring-Leitung.

Ringes und damit die Strombelastung der Leiter günstiger wird, besteht andererseits der Nachteil, daß die Leiter bei einer Stromunterbrechung z. B. im Punkte a durch die Übertragung der ganzen Leistung vom Punkte b für einen großen Teil der Strecke unter Umständen unzulässig überlastet werden. Die Erwärmung kann dann auf eine derartige Höhe steigen, daß die Isolation gefährdet wird.

Außerdem können die Sicherungen auch bei b , trotzdem sie richtig bemessen sind, infolge der Überlastung zum Ansprechen kommen bzw. ein selbsttätiger Schalter auslösen. Dann aber hat man eine vollkommene Betriebsstörung an allen Abnahmestellen und weiter die erhöhte Ausgabe, nunmehr bei den Schmelzsicherungen 4 statt 2 Sicherungsstöpsel ersetzen zu müssen. Bei selbsttätigen Schaltern fällt diese Ausgabe naturgemäß fort.

In Beleuchtungsanlagen dagegen, bei denen die Stromstärken verhältnismäßig gering sind, ist die Ringleitung häufiger am Platze. Es sollte daher der entwerfende Ingenieur bei größeren Anlagen stets rechnerisch prüfen, welche Leitungsform er anwenden muß, um einen, wie auf S. 1 gesagt, wirtschaftlichen und hinsichtlich des Betriebes einwandfreien Entwurf aufzustellen. Auf S. 25 wird die geschlossene Leitung eingehender untersucht und kritisch weiterbetrachtet werden.

Für die Stromverteilung in derartigen geschlossenen Leitungen und damit für die Berechnung derselben gilt — wiederum unter der Voraussetzung gleichbleibenden Querschnittes für die Ringleiter —:

$$2 \left(\sum_1^n I_x \cdot R_{l_x} + I_u \cdot R_{l_u} \right) = 0, \quad (13)$$

worin R_l die Widerstände der einzelnen Teilstrecken, I_u eine zunächst unbekannte Stromstärke und l_g bzw. R_{lg} die Gesamtlänge bzw. den Gesamtwiderstand der Ringleitung von a bis b bezeichnet (Abb. 13).

Nach Auflösung und Umformung erhält man:

$$\frac{\sum_1^n I_x \cdot l_{gx}}{l_g} = - I_u. \quad (14)$$

Die Gl. (14) kann folgendermaßen gedeutet werden: Den Stromverbrauchern wird zunächst von a der Strom zugeführt (Abb. 13); von b aus lagert sich diesem Strome ein zweiter $- I_u$ in entgegengesetzter Richtung über, der den Spannungsabfall am Ende der Strecke zum Verschwinden bringen würde, wenn er tatsächlich abgezweigt wäre. I_u ist also diejenige Stromstärke, die in Abb. 13 vom Punkte b in die Ringleitung eintritt, wenn $\sum_1^n I_x \cdot l_{gx}$ vom Punkte a gerechnet wird. An einer bestimmten Stelle wird die Stromlieferung sowohl von a als auch von b erfolgen. Demnach bietet die Querschnittsermittlung keine Schwierigkeit mehr, weil man es nunmehr gewissermaßen mit zwei offenen Leitungssträngen zu tun hat, die den gleichen Querschnitt erhalten.

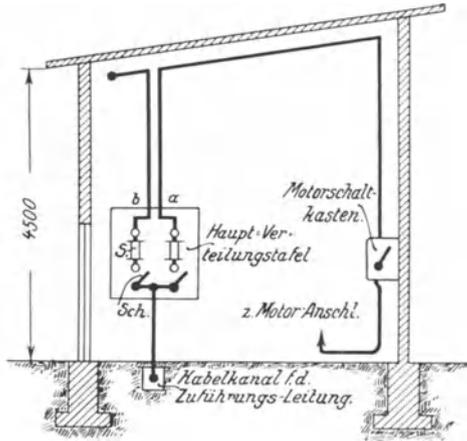


Abb. 14. Gebäudequerschnitt zu Abb. 12 für die Beurteilung der Steigleitungen.

Um das Gesagte verständlicher zu machen, soll wiederum ein Beispiel zur Hilfe genommen werden, dem die Abb. 11 und 12 zugrunde gelegt sind.

4. Beispiel. Es sind in einem Arbeitssaale mehrere Gleichstrom-Nebenschlußmotoren verschiedener Leistungen für 220 V aufgestellt. Untersucht soll werden, welche Querschnitte die Hauptleitungen in Kupfer erhalten müssen, wenn erstens zwei getrennte Stromkreise (Abb. 11) und zweitens eine Ringleitung (Abb. 12) verlegt wird. Der Spannungsabfall soll 5 vH (11 V) betragen. Die Leitungen sind oberirdisch zu verlegen. Bei den in Abb. 11 und 12 eingetragenen Leitungslängen wurden die Steigleitungen (Abb. 14) bereits berücksichtigt, was bei der Ermittlung von l_g nicht vergessen werden darf.

Fall I. Es ist:

$$\begin{aligned} \text{für Strecke } \overline{ac}: \quad & \sum_1^n I_x \cdot l_{gx} = 88 \cdot 40 = 3520 \\ & + 55 \cdot 20 = 1100 \\ & + 34 \cdot 10 = 340 \\ & + 13 \cdot 15 = \underline{195} \\ & \qquad \qquad \qquad 5155 \\ q_{\overline{ac}} = & \frac{5155}{57 \cdot 11} = 8,25 \text{ mm}^2. \end{aligned}$$

Infolge zu hoher Strombelastung nach den Verbandsnormen muß ein wesentlich stärkerer Querschnitt und zwar 25 mm² gewählt werden.

Für die Strecke \overline{bd} ergibt sich:

$$\begin{aligned} \sum_1^n I_x \cdot l_{g_x} &= 52 \cdot 30 = 1560 \\ &+ 45 \cdot 10 = \frac{450}{2010} \\ q_{\overline{bd}} &= \frac{2010}{57 \cdot 11} = 3,2 \text{ mm}^2, \end{aligned}$$

auch hier erhöht und zwar auf 16 mm².

Fall II. Die Stromstärke $-I_u$, die vom Punkte b aus zu liefern ist, berechnet sich zu:

$$\begin{aligned} 140 \cdot 40 &= 5600 \\ + 107 \cdot 20 &= 2140 \\ + 86 \cdot 10 &= 860 \\ + 65 \cdot 15 &= 975 \\ + 52 \cdot 25 &= 1300 \\ + 7 \cdot 10 &= \frac{70}{10945} \\ - I_u &= \frac{10945}{150} \cong -73 \text{ A.} \end{aligned}$$

Somit fließen dem Motor *III* noch 8 A von b zu, und die einzelnen Leiterströme verteilen sich in der in Abb. 12 eingetragenen Weise.

Nunmehr findet man den Querschnitt der Ringleitung aus der Gl. (8):

$$\begin{aligned} \sum_1^n I_x \cdot l_{g_x} &= 67 \cdot 40 = 2680 \\ &+ 34 \cdot 20 = 680 \\ &+ 13 \cdot 10 = \frac{130}{3490} \\ q &= \frac{3490}{57 \cdot 11} \cong 5,6 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

aufgerundet auf den zulässigen Verbandsquerschnitt von 16 mm².

Es kommen also zur Verlegung, wenn man nur das reine Kupfergewicht berücksichtigt:

$$\begin{array}{l} \text{bei Fall I} \quad 85 \text{ m Leiter von } 25 \text{ mm}^2 \cong 19 \text{ kg} \\ + 40 \text{ m } \quad \text{,,} \quad \text{,,} \quad 16 \text{ mm}^2 \cong 6 \text{ ,,} \\ \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad \text{zus. } 25 \text{ kg} \end{array}$$

$$\text{bei Fall II} \quad 150 \text{ m Leiter von } 16 \text{ mm}^2 \cong 22 \text{ kg.}$$

Demnach sind beide Ausführungen hinsichtlich der Baustoff- und Montagekosten um etwa 10 vH zugunsten des Falles II verschieden. Für die Entscheidung müssen ferner noch andere Gesichtspunkte betrachtet werden. Als solche sind zu nennen der Spannungsabfall und die Leiter- bzw. Sicherungsbelastung dann, wenn entweder bei a oder bei b die Stromzuführung plötzlich unterbrochen wird.

Der Spannungsabfall beträgt, wenn die Sicherung bei b schmilzt und Punkt a die gesamte Stromlieferung zu übernehmen hat, am Motor *IV*:

$$\Delta u = \frac{\sum_1^n I_x \cdot l_{g_x}}{57 \cdot q} = \frac{10945}{57 \cdot 16} = 12 \text{ V,}$$

ist also rund 10 vH größer als vorgeschrieben. Für das gute Arbeiten der Motoren ist das indessen belanglos. Dagegen tritt der auf S. 22 erwähnte Nachteil der unzulässigen Leiterüberlastung hier ganz besonders in die Erscheinung, denn es darf ein Querschnitt von 16 mm^2 höchstens mit 75 A belastet werden gegenüber 140 A, die nunmehr auftreten. Diese Strombelastung ist, selbst wenn sie nur vorübergehend vorhanden ist, gefährlich. Um einigermaßen sicherzugehen, müßten die Querschnitte der Anfangsstrecken wesentlich verstärkt werden. Schließlich würden auch die Sicherungen S . bei a , die gleich denen bei b zu 75 A zu wählen wären, schon nach wenigen Sekunden durchschmelzen und dann die gefürchtete vollständige Betriebsunterbrechung hervorrufen.

Bei reinen Beleuchtungsstromkreisen gestalten sich die Verhältnisse wesentlich günstiger.

Die Netzbildung. Mit wachsender Ausdehnung der Leitungsanlagen eines Kraftwerkes werden dieselben dem Verteilungsnetze einer

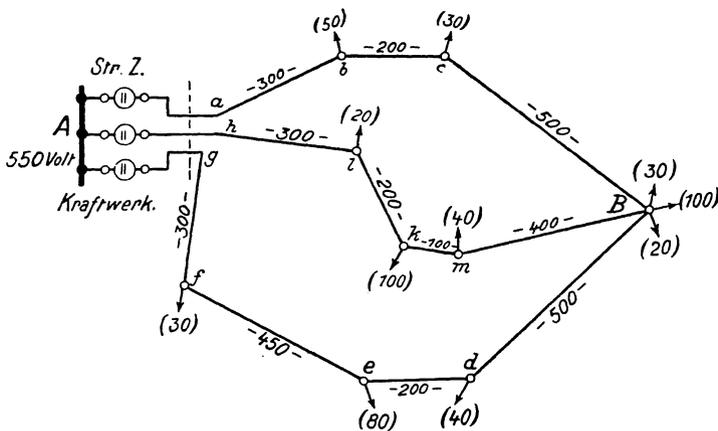


Abb. 15. Mehrfach geschlossenes oder vermaschtes Leitungsnetz.

Stadt immer ähnlicher, d. h. es werden die Ringleitungen einzelner Bezirke miteinander verbunden und in den Ringen selbst Querverbindungen hergestellt, um bessere Stromverteilung zu erreichen und die Sicherheit in der Stromlieferung selbst bei Störungen auf mehreren Streckenteilen für die anderen Versorgungsgebiete zu gewährleisten. In Abb. 15 ist ein derartiges Verteilungsnetz, wie man diese Form des Leitungszusammenschlusses kurz nennt, dargestellt. Die Stromversorgung geschieht vom Kraftwerke A aus. Die Leiterlängen sind doppelt gemessen $l_g = 2l$ in m und die Belastungen in kW angegeben.

Es gibt für die Querschnittsberechnung derartiger Netze zahlreiche Rechnungsformen, die teils auf streng mathematischer, teils auf vereinfachter Grundlage aufgebaut sind. In der Praxis ist die Benutzung dieser Rechnungsformen kaum zu finden, da sie zu zeitraubend sind, viel von der Genauigkeit des Rechners verlangen und Ergebnisse liefern, die zumeist außerhalb praktisch brauchbarer Werte liegen. Die erhaltenen Leiterquerschnitte müssen mit Rücksicht auf die fabrikmäßig hergestellten immer geändert werden, und damit wird das Ergebnis

der ganzen umständlichen Rechnung über den Haufen geworfen. Auch Verschiebungen oder Änderungen der Anschlüsse geben sofort Ungenauigkeiten. Es lohnt daher nicht, die theoretische Rechenweise hier zu erläutern, sondern es soll an Hand der bisherigen einfachen Rechenformen ein für die Praxis hinreichend genauer Weg für die Querschnittsermittlung durch ungefähre Feststellung der Stromverteilung gewählt werden. Die Rechnungsform besteht darin, daß die einzelnen Teile des Netzes in einfach geschlossene Teile zerlegt werden, und die Stromverteilung nach Gl. (13) ermittelt wird. Alsdann werden die einzelnen Teile wieder zu dem tatsächlichen Bilde vereinigt oder bildlich gesprochen übereinandergelegt, die endgültige Stromverteilung und daraus die Querschnitte der einzelnen Strecken ermittelt. Als Belastungen müssen diejenigen Werte zugrunde gelegt werden, die im Höchsthalle gleichzeitig auftreten bzw. später durch Erweiterungen zu erwarten sind. Ist darüber bei der Bearbeitung eines Entwurfes zunächst nichts Bestimmtes festzulegen, so genügt in der Mehrzahl der Fälle die augenblickliche Belastung voll und gleichzeitig auftretend in die Rechnung einzusetzen und die sich ergebenden Querschnitte auf die nächsthöheren Verbandsquerschnitte zu erhöhen. Auch durch die Wahl eines etwas geringeren Spannungsabfalles oder Leistungsverlustes (etwa 75 vH des im Höchsthalle zugelassenen) läßt sich ausreichende Reserve in den Leiterquerschnitten schaffen.

Für die Berechnung wird die Gl. (14) umgestaltet und an Stelle der Ströme die Leistungen N in kW benutzt [Gl. (15)]. Sie erhält dann die Form:

$$\frac{\sum_1^n N_x \cdot l_{g_x}}{l_g} = - N_u \quad (15)$$

und unter Aufteilung des gefundenen Wertes für N_u wie auf S. 24 aus den dann auftretenden Belastungen N'_x der einzelnen Streckenabschnitte der Querschnitt:

$$q = \frac{10^5 \sum_1^n N'_x \cdot l_{g_x}}{\kappa \cdot U_0^2 \cdot p}, \quad (16)$$

worin $\sum_1^n N'_x \cdot l_{g_x}$ für die einzelnen Leitungsstrecken genau so zu bilden ist wie in Gl. (8) $\sum_1^n I_x \cdot l_{g_x}$. In Gl. (16) bedeutet p den prozentualen Spannungsabfall nach S. 32.

5. Beispiel: Die Abb. 15 zeigt das zu berechnende Netz mit eingetragenen Leiterlängen l_g in m und Belastungen N in kW. Letztere sollen im Höchsthalle und gleichzeitig auftreten. Die Spannung betrage im Kraftwerke 550 V; der Spannungsabfall p bei störungsfreiem Netz soll 10 vH der Netzspannung nicht übersteigen. Über die Querschnitte der Speiseleitung $A-a$ usw. wird am Schluß der Rechnung gesprochen werden. Als Leiter ist Kupferkabel im Erdboden verlegt zu wählen.

a) Äußerer Ring von a bis g (Abb. 16) ohne die mittlere Strecke \overline{hB} :

$$\begin{aligned} \frac{\sum_1^n N_x \cdot l_{g_x}}{l_g} &= 380 \cdot 300 = 114\,000 \\ &+ 330 \cdot 200 = 66\,000 \\ &+ 300 \cdot 500 = 150\,000 \\ &+ 150 \cdot 500 = 75\,000 \\ &+ 110 \cdot 200 = 22\,000 \\ &+ 30 \cdot 450 = 13\,500 \\ \hline &440\,500 \\ &\frac{440\,500}{2450} \approx 180 = -N_u. \end{aligned}$$

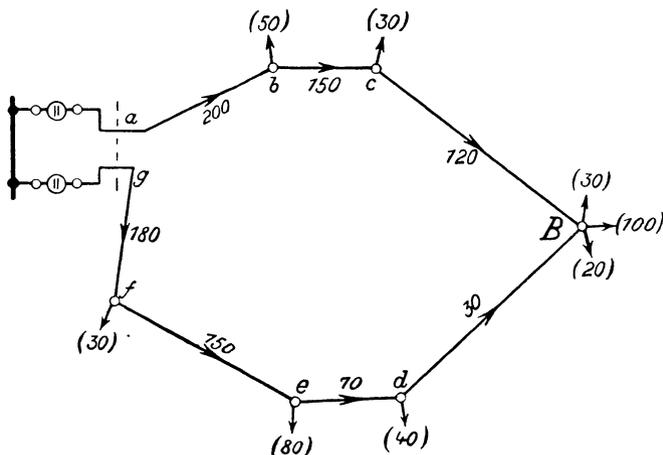


Abb. 16. Äußerer Ring des vermaschten Netzes der Abb. 15.

Demnach gestaltet sich die Belastungsverteilung nach Abb. 16. Der Querschnitt ergibt sich nach Gl. (16):

$$\begin{aligned} q &= \frac{10^5}{57 \cdot 500^2} \cdot 10 \sum_1^n N'_x \cdot l_{g_x} = 200 \cdot 300 = 60\,000 \\ &+ 150 \cdot 200 = 30\,000 \\ &+ 120 \cdot 500 = 60\,000 \\ \hline &150\,000 \cdot 7,02 \cdot 10^{-4} = 105 \text{ mm}^2. \end{aligned}$$

Gewählt $q = 95 \text{ mm}^2$.

b) Nördliche Netzhälfte \overline{aBh} (Abb. 17):

$$\begin{aligned} \frac{\sum_1^n N_x \cdot l_{g_x}}{l_g} &= 390 \cdot 300 = 117\,000 \\ &+ 340 \cdot 200 = 68\,000 \\ &+ 310 \cdot 500 = 155\,000 \\ &+ 160 \cdot 400 = 64\,000 \\ &+ 120 \cdot 100 = 12\,000 \\ &+ 20 \cdot 200 = 4\,000 \\ \hline &420\,000 \\ &\frac{420\,000}{2000} = 210 = -N_u. \end{aligned}$$

Die Belastungsverteilung ist in Abb. 17 angegeben.

Querschnitt:

$$q = 7,02 \cdot 10^{-4} [\begin{array}{l} 180 \cdot 300 = 54000 \\ + 130 \cdot 200 = 26000 \\ + 100 \cdot 500 = 50000 \end{array}] = 7,02 \cdot 10^{-4} \cdot 130000 \approx 91,5 \text{ mm}^2.$$

Gewählt $q = 95 \text{ mm}^2$.

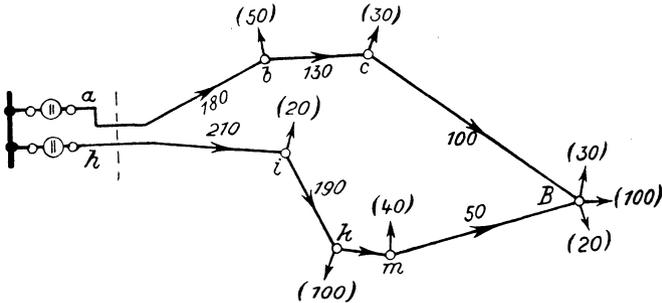


Abb. 17. Nördliche Hälfte des vermaschten Netzes der Abb. 15.

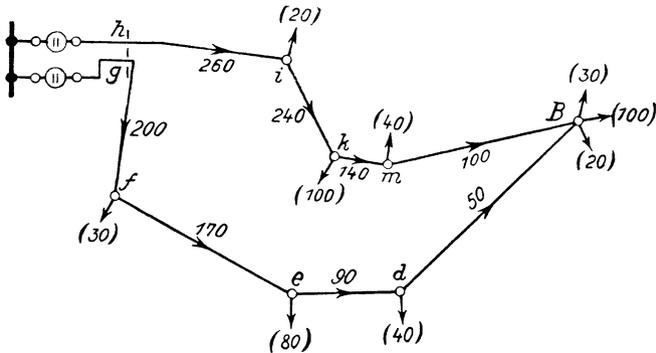


Abb. 18. Südliche Hälfte des vermaschten Netzes der Abb. 15.

c) Südliche Netzhälfte \overline{hBq} (Abb. 18):

$$\begin{array}{r} \sum_1^n N_x \cdot l_{g_x} \\ \hline l_g \\ \hline = 460 \cdot 300 = 138000 \\ + 440 \cdot 200 = 88000 \\ + 340 \cdot 100 = 34000 \\ + 300 \cdot 400 = 120000 \\ + 150 \cdot 500 = 75000 \\ + 110 \cdot 200 = 22000 \\ + 30 \cdot 450 = 13500 \\ \hline 490500 \\ \hline 2450 \approx 200 = -N_u. \end{array}$$

Die Belastungsverteilung ist in Abb. 18 angegeben.

Querschnitt:

$$q = 7,02 \cdot 10^{-4} [\begin{array}{l} 260 \cdot 300 \\ + 240 \cdot 200 \\ + 140 \cdot 100 \\ + 100 \cdot 400 \end{array}] = 180000 \cdot 7,02 \cdot 10^{-4} = 126,5 \text{ mm}^2.$$

Gewählt $q = 95 \text{ mm}^2$.

Die errechneten Querschnitte zeigen sich als praktisch nicht wählbar, weil sie von den Verbandsquerschnitten abweichen. Legt man nun die Belastungsbilder Abb. 16 bis 18 übereinander und geht bei der endgültigen Belastungsverteilung von dem Gesichtspunkte aus, daß der Strom stets auf dem kürzesten Wege seiner Abnahmestelle zufließt, so wird man diese Belastungsverteilung als zu ungünstig ausschalten und mit einem durchweg gleichen Querschnitte von 95 mm^2 für alle Strecken auskommen. Die Prüfung der Störungsfälle wird letzten Endes den Ausschlag geben, ob eine Querschnittserhöhung gerechtfertigt erscheint. Schon durch die Änderung der Querschnitte ändert sich die Belastungsverteilung, so daß das einleitend zu diesem Beispiel über die Ungenauigkeit jeder Rechnung Gesagte klar erkennbar ist.

Für Störungsfälle auf den einzelnen Strecken lassen sich die jeweiligen Belastungsverhältnisse (selbstverständlich unter der Voraussetzung, daß kein Kurzschlußstrom fließt) und Leistungsverluste bzw. Spannungsabfälle an Hand dieser Berechnungsform leicht feststellen, weil dann einfache Ringe und offene Lei-

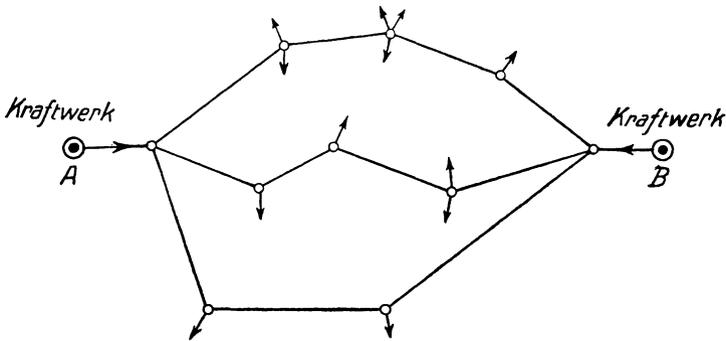


Abb. 19. Von zwei Kraftwerken gespeistes vermaschtes Netz.

tungen entstehen. Zur Vervollständigung sind in der Zahlentafel 3. einige ungünstige Fälle berechnet.

Aus dieser Zusammenstellung der Spannungsabfälle zeigt sich, daß Streckenstörungen je nach ihrer Lage recht unangenehm werden und unter Umständen die Leiter selbst infolge übermäßiger Stromstärken gefährden können. Es ist daher eine derartige Untersuchung oft notwendig, um die im ungünstigsten Falle auftretenden Belastungen zu kennen und von vornherein ihrer Gefahren tunlichst zu berauben. Auch hinsichtlich der Wahl und Einstellung der Überstromsicherungen ist eine derartige Untersuchung der Netze besonders erforderlich. Ganz so ängstlich braucht man indessen nicht zu sein, denn der Umstand, daß nicht immer an allen Abnahmestellen die höchste Belastung vorhanden ist, gibt der gesamten Leistungsverteilung ein günstigeres Gepräge. Stromzeiger in den Streckenanfängen werden weiter gute Betriebsdienste leisten, und schließlich ist auch eine Erhöhung der Querschnitte auf die nächstgrößeren Verbandsquerschnitte ein vorbeugendes Mittel.

Die Berechnung der Leitung vom Kraftwerk bis zu den Sammelschienen Punkt A bietet nichts Neues und kann daher hier unterbleiben. Für den auf dieser Strecke zuzulassenden Spannungsabfall ist der im Netz vorhandene zu berücksichtigen.

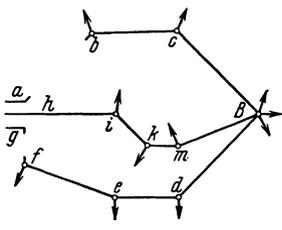
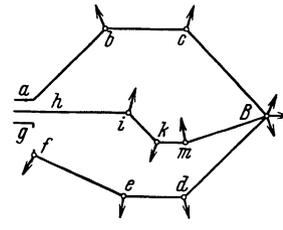
Eine andere, ebenfalls häufig zu findende Form des Netzes ist in Abb. 19 dargestellt. Der Unterschied gegenüber Abb. 15 besteht darin, daß das Netz von zwei Seiten gespeist wird. Die Berechnung ist einfach, wenn man voraussetzt, daß in den Punkten A und B gleiche Spannungen herrschen. Unter ähnlichen allgemeinen Gesichtspunkten hinsichtlich der Ungenauigkeit der Rechnungsunterlagen wie für Abb. 15

Zahlentafel 3. Belastungen und Spannungsabfälle für das Leitungsnetz

Art der Störung	Strecke $\overline{c\bar{B}}$ und $\overline{d\bar{B}}$ gleichzeitig unterbrochen	Strecke $\overline{h\bar{i}}$ unterbrochen
Gestaltung des gestörten Netzes		
$\sum_1^n N'_x \cdot l_{q_x}$ $p\% = \frac{10^5 \cdot \sum_1^n N'_x \cdot l_{q_x}}{57 \cdot 500^2 \cdot 95}$ Strombelastung in bei 95 mm ² Cu-Kabel ¹	Strecke \overline{ac} 30000 2,2 Strecke \overline{ab} 160 A zulässig	Strecke $\overline{a\bar{B}g}$ 246000 18,2 Strecke \overline{ab} 296 A zulässig
$\sum_1^n N'_x \cdot l_{q_x}$ $p\%$ Strombelastung in bei 95 mm ² Cu-Kabel ¹	Strecke $\overline{h\bar{B}}$ 230000 17 Strecke $\overline{h\bar{i}}$ 620 A unzulässig	Strecke $\overline{B\bar{i}}$ 80000 18,2 + 5,9 = 24,1 Strecke $\overline{B\bar{m}}$ 160 A zulässig
$\sum_1^n N'_x \cdot l_{q_x}$ $p\%$ Strombelastung in bei 95 mm ² Cu-Kabel ¹	Strecke $\overline{g\bar{d}}$ 107000 7,85 Strecke $\overline{g\bar{f}}$ 300 A zulässig	Strecke $\overline{g\bar{B}}$ 244000 18 Strecke $\overline{g\bar{f}}$ 244 A zulässig

¹ Die Zahlentafel gibt an, ob die Strombelastung den nach Zahlentafel 52 schnittes von $\overline{h\bar{B}}$ auf 120 mm² (450 A) würde die Betriebssicherheit bei gleichzeitiger Höchstbelastung aller Abnahmestellen zu rechnen ist.

der Abb. 15 bei Störungen auf verschiedenen Strecken.

Strecke \overline{ab} und \overline{gf} gleichzeitig unterbrochen	Strecke \overline{gf} unterbrochen
	
<p>Strecke \overline{hB} 460000</p> <p>34</p> <p>Strecke \overline{hi} 540 A unzulässig</p>	<p>Strecke \overline{aB} 205000</p> <p>14,72</p> <p>Strecke \overline{ab} 255 A zulässig</p>
<p>Strecke \overline{Bb} 50000</p> <p>$34 + 3,7 = 37,7$</p> <p>Strecke \overline{Bc} 80 A zulässig</p>	<p>Strecke \overline{Bf} 110500</p> <p>$14,72 + 8,1 = 22,82$</p> <p>Strecke \overline{Bd} 150 A zulässig</p>
<p>Strecke \overline{Bf} 110500</p> <p>$34 + 8,1 = 42,1$</p> <p>Strecke \overline{Bd} 150 A zulässig</p>	<p>Strecke \overline{hB} 205000</p> <p>14,72</p> <p>Strecke \overline{hi} 285 A zulässig</p>

zulässigen Wert (385 A) nicht überschreitet. Eine Verstärkung des Quer-
gleichzeitiger mehrortiger Störung wesentlich erhöhen, obgleich kaum mit

kann man daher die Voraussetzung der Spannungsgleichheit und gleichen Spannungsänderung bei Belastungsschwankungen in den Punkten *A* und *B* annehmen; dann wird die Querschnittsermittlung jeder Strecke zwischen diesen Speisepunkten auf die einfache Ringleitung zurückgeführt. Ein Beispiel auch hierfür durchzurechnen erübrigt sich.

c) **Das Dreileiternetz.** Hat das Verteilungsnetz große Ausdehnung und Belastung, und sollen an dasselbe sowohl Motoren großer Leistungen als auch Beleuchtung angeschlossen werden, so kann man mit einer Spannung von 220 Volt nicht mehr auskommen, weil entweder der Spannungsabfall zu hoch oder die Leiterquerschnitte zu stark werden. Beides ist aus leicht erklärlichen Gründen unwirtschaftlich. Die Verwendung von zwei Spannungen, etwa 500 V für Kraft und 220 V für Licht, wie sie auch heute noch vereinzelt anzutreffen sind, ist ebenfalls nicht empfehlenswert. Die Beleuchtung wird zwar vollständig unabhängig von den Spannungsschwankungen im Kraftnetze, die durch häufiges Anlassen einzelner Motoren hervorgerufen werden (Werkzeugmaschinen, Kranbetrieb usw.). Dagegen hat diese Trennung die großen Nachteile, daß bei eigenen Anlagen eine größere Reserve an Stromerzeugern (Generatoren, Akkumulatorenbatterie) vorhanden sein muß, um allen Vorkommnissen in weitgehendstem Maße begegnen zu können. Ferner bedingt eine solche Spannungsteilung von vornherein verschiedene Generatoren mit allem Zubehör wie Antriebsmaschinen, Schaltvorrichtungen usw. und wenigstens für einen Teil des Kraftwerkes einen weit angestrenzteren Betrieb, sofern nur für den anderen eine Akkumulatorenbatterie zur Verfügung steht. Die Betriebsausgaben werden demnach größer und die Betriebsführung selbst verwickelter. Bei öffentlichen Elektrizitätswerken gilt dieses selbstverständlich noch in weit höherem Maße als bei Eigenanlagen. Schließlich ist auch der Bau und die Unterhaltung von zwei getrennten Netzen recht kostspielig und umständlich. Weiteres hierüber wird indessen erst im III. Bande erläutert werden, weil sich die Betrachtungen mehr auf die Stromerzeugungsanlage als auf die Leitungen zu erstrecken haben.

Wie vorteilhaft in solchen Fällen großer Ausdehnung der Verteilungsleitungen und hoher zu übertragender Leistungen die Wahl höherer Spannungen auch bei Gleichstrom ist, muß aber schon hier gestreift werden.

Wird mit $N_e = \frac{U_e \cdot I}{1000}$ die abzugebende Nutzleistung in kW an den Sammelschienen eines Verteilungspunktes und mit

$$\Delta U \% = \frac{p}{100} \cdot U_e \quad (17)$$

der Spannungsabfall in vH der Gebrauchsspannung bezeichnet, so ist der Querschnitt der Zuführungsleitung:

$$q = \frac{N_e \cdot l_g \cdot 10^3}{\kappa \cdot \Delta U \cdot U_e} = \frac{N_e \cdot l_g \cdot 10^5}{\kappa \cdot p \cdot U_e^2}, \quad (18)$$

d. h. der Querschnitt der Leitung ist umgekehrt verhältnismäßig dem Quadrat der Spannung, wenn ΔU gegeben also etwa

vorgeschrieben ist. Löst man Gl. (18) nach l_g auf, so erhält man:

$$l_g = \frac{p \cdot U_e^3 \cdot q \cdot \kappa}{N_e \cdot 10^5}, \tag{19}$$

oder in Worten: Die Leitungslänge, auf die eine gegebene Leistung bei gegebenem Querschnitt und prozentualen Spannungsabfall übertragen werden kann, wächst mit dem Quadrat der Spannung.

Diese Erwägungen haben dazu geführt, die Gleichstrom-Mehrleiterform durchzubilden. Insbesondere ist es die sog. Dreileiterform, die in ausgedehntestem Maße in die Praxis Eingang gefunden hat.

Die Dreileiterform wird dadurch hergestellt, daß man zwei Zweileitergeneratoren (G_1 und G_2 in Abb. 20) gleicher Leistung und Spannung hintereinanderschaltet. Nach Abb. 20 erhält man zunächst zwischen den Klemmen A und D die doppelte Spannung. Legt man an die zusammengeschlossenen Punkte B und C gleichfalls einen Leiter, so herrscht zwischen AB und CD die Spannung jedes Generators, also nunmehr je die halbe Spannung zwischen den Außenleitern. Diesen gemeinschaftlichen dritten Leiter nennt man den Mittelleiter (Nulleiter). Es sind infolgedessen zwei Spannungen verfügbar, und da die Außenleiterspannung auf das Doppelte gestiegen, der Strom auf die Hälfte zurückgegangen ist, beträgt der Querschnitt der Leiter A und D nur ein Viertel desjenigen bei der Zweileiterform. Hierzu kommt noch der Mittelleiter für den gesamten Aufwand an Leitungsbaustoff. Bei der Benutzung dieser Schaltung kann man somit z. B. Motoren größerer Leistung zwischen die Außenleiter anschließen, während die Beleuchtung und kleine Motoren auf je einen Außen- und den Mittelleiter verteilt werden (Abb. 21). Andere Bildungen des Dreileiternetzes durch Maschinen und Akkumulatoren sind im III. Bande behandelt¹.

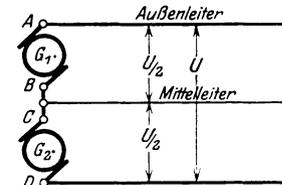


Abb. 20. Bildung eines Dreileiternetzes durch zwei Zweileitergeneratoren.

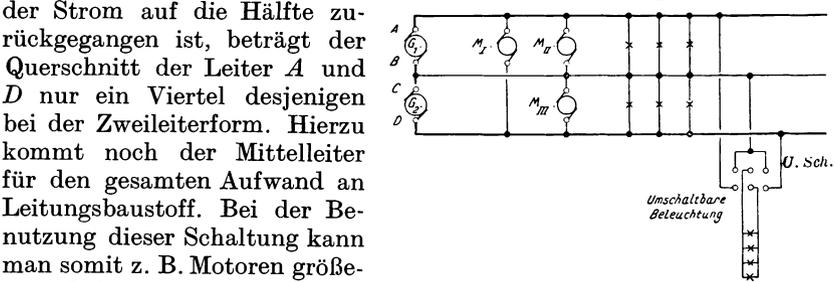


Abb. 21. Verteilung von Licht- und Kraftanschlüssen auf ein Dreileiternetz.

Es ist leicht einzusehen, daß der Mittelleiter stets den Unterschied der Ströme der Außenleiter zu führen hat und stromlos wird, sobald die Belastung der beiden Netzhälften vollkommen gleich ist. Da letzteres in der Praxis nur schwer erreicht werden kann, empfiehlt es sich, etwa die Beleuchtungsanlage und die mit elektrischem Strom versorgten Nebenbetriebe des Kraftwerkes auf mehrere Stromkreise zu ver-

¹ Hier ist auch auf das im Kapitel Gleichrichter im I. Bande Gesagte zu verweisen.

teilen und durch Umschalter *U Sch.* an die Sammelschienen anzuschließen (Abb. 21), um damit dem Schaltwärter die Möglichkeit zu geben, einen annähernden Ausgleich in der Belastung der beiden Netzhälften herstellen zu können.

Die Berechnung der Außenleiterquerschnitte erfolgt nach denselben Gleichungen, wie sie für das Zweileiternetz aufgestellt worden sind, wobei als selbstverständlich die Voraussetzung gilt, daß die zwischen Mittel- und Außenleitern anzuschließende Belastung gleichmäßig oder annähernd gleichmäßig sowohl hinsichtlich der Entfernung als auch der Größe der Stromverbraucher auf beide Netzhälften verteilt ist. Die Netzform unterscheidet sich dann von derjenigen mit zwei Leitern nur dadurch, daß die Stromverbraucher für die halbe Spannung stets in Gruppen hintereinander zu schalten sind. Über die Höhe des

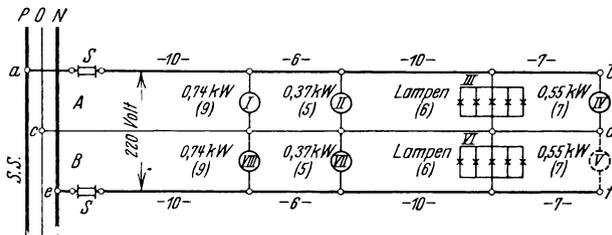


Abb. 22. Beispiel für eine Dreileiter-Verteilungsanlage.

zu wählenden Spannungsabfalles wird auf S. 36 noch besonders gesprochen werden.

Die Querschnittsbestimmung des Mittelleiters wird zu meist nicht rechnerisch vorgenommen, weil sie dann besonders umständlich ist, wenn verhältnismäßig starke Belastungsverschiedenheiten in den beiden Netzhälften auftreten. Man wird bei dem Entwurf einer Anlage auch nicht annähernd voraussehen können, in welchem Umfange eine Belastungsverschiedenheit zu erwarten ist. Ferner ist zu berücksichtigen, daß der Spannungsabfall im Mittelleiter, wie das nachfolgende Beispiel zeigt, für die stärker belastete Netzhälfte eine Abnahme des Spannungsabfalles und für die schwächer belastete einen Spannungsanstieg zur Folge hat und das um so mehr, je geringer der Querschnitt des Mittelleiters ist. Wenn dieser Umstand für reine Motorstromkreise, sofern die Motoren nicht nur zwischen den Außenleitern liegen, im allgemeinen auch ohne besondere Bedeutung sein wird, kann in reinen oder gemischt belasteten Stromkreisen unter Umständen eine Gefährdung, ja sogar eine Zerstörung der Lampen im schwächer belasteten Netzteile die Folge sein.

Den Querschnitt des Mittelleiters wählt man in der Regel gleich der Hälfte des Querschnittes eines Außenleiters und hat damit bisher gute Betriebsverhältnisse erzielt allerdings immer unter der Voraussetzung, daß die Belastungen der einzelnen Netzhälften wenigstens einigermaßen abgeglichen sind. Für abgehende Zweileiterstromkreise (also Belastung zwischen je einem Außenleiter

und dem Mittelleiter) ist indessen die Berechnung der Querschnitte nach den Gleichungen für Zweileiternetze durchzuführen.

6. Beispiel. In der durch Abb. 22 dargestellten Anlage liegen mehrere Lampen und Kleinmotoren je zwischen einem Außen- und dem Mittelleiter derart, daß bei vollem Betrieb kein Strom im Mittelleiter fließt.

Der Querschnitt der Außenleiter berechnet sich bei gleicher Belastung, wenn die Spannung zwischen denselben 220 V und der Spannungsabfall $\Delta u = 0,75 \cdot 2 \text{ vH} = 3,3 \text{ V}$ beträgt, nach Gl. (8) zu:

$$q_4 = \frac{\sum I_x \cdot l_{g_x}}{57 \cdot \Delta u} = 27 \cdot 20 = 540$$

$$+ 18 \cdot 12 = 216$$

$$+ 13 \cdot 20 = 260$$

$$+ 7 \cdot 14 = 98$$

$$\frac{1114}{57 \cdot 3,3} \cong 6 \text{ mm}^2,$$

der auch hinsichtlich der Strombelastung zulässig ist. Die 3,3 V Spannungsabfall verteilen sich dabei gleichmäßig auf die beiden Leiter \overline{ab} und \overline{ef} mit je 1,65 V. Für den Mittelleiter sollen 2,5 mm² Querschnitt gewählt werden.

Wird nun der Motor V (0,55 kW) in der Netzhälfte B abgeschaltet, so verschieben sich die Spannungsabfälle folgendermaßen:

Leiter \overline{ab} : $\Delta u_{\overline{ab}} = 27 \cdot 10 = 270$

$$+ 18 \cdot 6 = 108$$

$$+ 13 \cdot 10 = 130$$

$$+ 7 \cdot 7 = 49$$

$$\frac{557}{57 \cdot 6} = 1,63 \text{ V.}$$

Mittelleiter \overline{cd} : $\Delta u_{\overline{cd}} = \frac{7 \cdot 33}{57 \cdot 2,5} = 1,62 \text{ V.}$

Leiter \overline{ef} : $\Delta u_{\overline{ef}} = 20 \cdot 10 = 200$

$$+ 11 \cdot 6 = 66$$

$$+ 6 \cdot 10 = 60$$

$$\frac{326}{57 \cdot 6} = 0,95 \text{ V.}$$

Mithin ist die Spannung z. B. an den Lampen:

im Netzteile A : $110 - (1,63 + 1,62) = 106,75 \text{ V,}$

„ „ B : $110 - (0,95 - 1,62) = 110,67 \text{ V.}$

Die Lampen in A würden demnach dunkler als zulässig brennen, während in B eine Erhöhung der Spannung über derjenigen an den Sammelschienen eintritt. Wenn letztere in diesem Falle auch noch unbedenklich ist, so geht aber aus dem Beispiel deutlich hervor, daß unter Umständen eine Gefährdung der Lampen bei ungleicher Netzbelastung hervorgerufen werden kann. In reinen Motorstromkreisen ist dieser Umstand dagegen zumeist ohne Bedeutung.

Mit abnehmendem Querschnitt des Mittelleiters werden die Verhältnisse naturgemäß immer ungünstiger. Der Grenzfall tritt ein, wenn der Mittelleiter unterbrochen ist. Dann verhalten sich die Spannungen an den Enden der Netzhälften umgekehrt wie die Belastungen.

Es würde zu weit führen, das Beispiel auch hierfür noch durchzurechnen. Das Ergebnis ist, daß die Lampen eine so hohe Spannung erhalten würden, daß sie nach kurzer Zeit zerstört wären. Der Rechnungsgang für die Spannungsverteilung wäre kurz folgender: Man ermittelt die Widerstände R der einzelnen Stromverbraucher, bestimmt daraus die Stromverteilung und dann die Spannungen an den einzelnen Punkten.

In der Praxis sind diese Rechnungen infolge ihrer Ungenauigkeit kaum aufzustellen und wenig brauchbar, weil die notwendigen Grundlagen sehr unsicher sind. Das einfachste Schutzmittel für den Betriebsleiter ist das auf S. 34 bereits erwähnte, an Hand von Stromzeigern die Netzbelastungen zu prüfen und einzelne Stromkreise so einzurichten, daß sie leicht umgeschaltet werden können.

Wie das Beispiel zeigt, können bei ungleicher Netzbelastung unter Umständen Spannungserhöhungen auftreten, die Betriebsstörungen zur Folge haben. Aus diesem Grunde hat der VDE vorgeschrieben¹, daß der Mittelleiter nicht gesichert werden darf, um das Eintreten des Grenzfalles, also die vollständige Unterbrechung, zu verhüten.

Schließlich sollen noch einige Angaben über das Erden des Mittelleiters gemacht werden, das ebenfalls vom VDE vorgeschrieben ist². Sind alle Leiter isoliert, und tritt an einer Stelle eines Außenleiters ein Isolationsfehler auf, so fließt ein Erdstrom, der sich nach einer beschädigten Stelle des Außen- oder des Mittelleiters hinzieht. Nun kann man erfahrungsgemäß keine Anlage dauernd in einem so vorzüglichen Isolationszustande erhalten, daß Isolationsfehler nicht eintreten. Die Erdströme haben nicht nur einen dauernden Stromverlust zur Folge, sondern bilden sich allmählich zu einem sog. schleichen den Kurzschluß aus, der bei ausgedehnteren Anlagen nicht immer sofort bemerkt und behoben werden kann. Schließlich tritt dann plötzlich ein vollständiger Kurzschluß ein. Außerdem verursachen die Erdströme u. a. eine Störung der mit Erdleitung arbeitenden Fernsprechanlagen insofern, als sie die Klappen und Relais zum Ansprechen bringen und unter Umständen den Fernsprechbetrieb durch Nebengeräusche in den Geräten völlig unmöglich machen können. Um diese Erscheinungen zu verhindern oder besser gesagt, sie nur kurzzeitig auftreten zu lassen, erdet man den Mittelleiter und erreicht dadurch, daß bei einem Erdschluß in einem Außenleiter sofort ein Kurzschluß oder zum mindesten ein so starker Erdstrom auftritt, daß er im Kraftwerk bemerkt werden muß und zur Beseitigung zwingt. Wählt man außerdem den Spannungsabfall im Mittelleiter sehr gering, so können die Fernsprechstörungen außerordentlich herabgemindert werden.

Um schließlich auch hinsichtlich der Beweglichkeit in reinen oder gemischt belasteten Stromkreisen ganz sicher zu gehen und beim Ausschalten einzelner Lampen, Lampengruppen oder Motoren kleinerer Leistung kein Zucken des Lichtes zu verursachen, wählt man den Spannungsabfall in den Außenleitern in der Regel nur zu 75 vH der bei Zweileiteranlagen angegebenen Werte.

Muß eine bestehende Anlage, die ursprünglich nach der Zweileiterform gebaut war, umfangreiche Erweiterungen erfahren, für die die Spannung nicht mehr ausreicht, ohne daß die vorhandenen Leitungen durch solche stärkeren Querschnittes ersetzt werden, dann ist auch hier eine Umänderung in die Dreileiterform am Platze.

¹ V.E.S. 1/1930.

² Leitsätze für Erdungen und Nullung in Niederspannungsanlagen; Leitsätze betreffend Anfressungsgefährdung des blanken Nulleiters von Gleichstrom-Dreileiteranlagen.

Durch Aufstellen einer neuen Maschine mit gleicher Spannung und Leistung wie die vorhandene werden die beiden Stromerzeuger zu einer Dreileiteranlage geschaltet, wodurch die Spannung zwischen den beiden Leitern, die nun Außenleiter werden, auf den doppelten Wert der bisherigen erhöht ist. Für die Leitungsanlage wird, sofern ihre Isolation auch für die doppelte Spannung ausreicht, was bei den üblichen Gleichstromspannungen heute ohne weiteres der Fall ist, vielleicht für einzelne Teilstrecken dann nur noch der Mittelleiter hinzuzufügen und die Verteilung der Belastung auf die so gebildeten beiden Netzhälften vorzunehmen sein. Ein derartiger Umbau verursacht die geringsten Kosten.

Auch bei Neuanlagen, die in absehbarer Zeit mit größeren Erweiterungen zu rechnen haben, ist dieser Übergang von der Zweileiter- später zur Dreileiterform zu empfehlen. Ferner sollte man die Motoren größerer Leistung von vornherein so wickeln lassen, daß sie im Magnetstromkreise eine Umschaltung von der einfachen auf die doppelte Spannung zulassen; dann sind später nur die Anker auszuwechseln.

4. Die Gleichstrom-Fernleitungen (Speiseleitungen).

Unter Fernleitung wird allgemein derjenige Teil einer Kraftübertragungsanlage verstanden, der zur Verbindung des Kraftwerkes mit den Verbrauchspunkten dient. Befindet sich ersteres in unmittelbarer Nähe des Verbrauchsgebietes oder innerhalb desselben selbst, wie dieses bei eigenen Anlagen für Fabriken, Städte usw. der Fall ist, so bezeichnet man die Fernleitungen mit Speiseleitungen und zwar für denjenigen Teil der Leitungsanlage, der zwischen Kraftwerk und den Hauptverteilungspunkten liegt. Die Berechnung ist selbstverständlich für beide gleich.

Für Städte mit eigenem Stromerzeugungswerk werden die Speiseleitungen in der Regel als Kabel, seltener als blanke, oberirdisch verlegte Leitungen ausgeführt, weil Masten wegen der Platzbeanspruchung auf den Straßen nur schwer aufgestellt werden können, oder die Befestigung von Leiterträgern an den Gebäudemauern mit Schwierigkeiten verknüpft ist zumal dann, wenn die Zahl der Leiter groß ist, wie dieses bei ausgedehnteren Anlagen der Fall zu sein pflegt. Auch die Verlegung der Leiter auf Dachgestängen ist nicht immer angängig, weil der Dachbau der Gebäude für die Befestigung der Leiterträger oftmals ungeeignet ist. Für Hochspannungsanlagen¹ kommt noch hinzu, daß die Höhe der Leiterträger über Erde außerordentlich groß gemacht werden muß, um bei Leiterbruch jede Lebensgefahr durch das Berühren gerissener herabhängender Drähte zu verhüten. Auf alle diese Punkte ist beim Entwurf sorgfältigst zu achten, denn sie sind für die Zweckmäßigkeit und in erster Linie auch für die Betriebssicherheit von größter Bedeutung.

¹ Die in diesem Sinne gebrauchte „Hochspannung“ bezieht sich auch auf Gleichstromanlagen, die mit mehr als 250 V gegen Erde arbeiten.

Über die eigentliche Ausführung der Fernleitungen und das hierfür bei dem Entwurf zu Berücksichtigende wird im zweiten Abschnitt ausführlicher gesprochen werden.

Für die Berechnung des Querschnittes der Fern- oder Speiseleitungen gelten alle bei den Verteilungsanlagen gegebenen Gleichungen.

Um namentlich bei größeren Anlagen nicht erst die Stromstärken aller an die einzelnen Speisepunkte angeschlossenen Stromverbraucher ermitteln zu müssen, und auch dann, wenn nur die ungefähr an die verschiedenen Speisepunkte abzugebende Leistung bekannt ist, kann man die Querschnitte der Speiseleitungen auch auf die folgende einfachere Art berechnen. Man geht von der an den Sammelschienen der einzelnen Verbrauchsknotenpunkte geforderten elektrischen Leistung bei der bekannten Spannung U_e aus und nimmt an Stelle des prozentualen Spannungsabfalles Δu % einen prozentualen Leistungsverlust an.

Bezeichnet:

N_a die zu übertragende Leistung in kW bei U_a Volt,

N_e die an den Verbrauchspunkten verlangte Leistung in kW bei U_e Volt,

ΔN den Leistungsverlust in der Speiseleitung in vH der abzugebenden Leistung also:

$$\Delta N = \Delta N \% = \frac{p'}{100} \cdot N_e, \quad (20)$$

so ist beim Zweileiternetz zunächst der Leistungsverlust:

$$\Delta N = N_a - N_e = \frac{I^2 \cdot 2 \cdot R_l}{1000} = \frac{I^2 \cdot l_g}{1000 \cdot \kappa \cdot q} \text{ kW}, \quad (21)$$

oder da:

$$\frac{U_e \cdot I}{1000} = N_e, \quad I = \frac{1000 N_e}{U_e},$$

so folgt:

$$\Delta N = \frac{N_e^2 \cdot l_g \cdot 10^3}{\kappa \cdot U_e^2 \cdot q},$$

und daraus mit Gl. (20):

$$\begin{aligned} q' &= \frac{N_e^2 \cdot l_g \cdot 10^3}{\kappa \cdot U_e^2 \cdot \Delta N}, \\ &= \frac{N_e \cdot l_g \cdot 10^5}{\kappa \cdot U_e^2 \cdot p'}. \end{aligned} \quad (22)$$

Für eine Dreileiteranlage ist der Querschnitt der Außenleiter gleichfalls nach Gl. (22) zu berechnen, während der des Mittelleiters wiederum etwa gleich der Hälfte desjenigen eines Außenleiters genommen wird, sofern nicht von vornherein mit starken Abweichungen in der Belastung der Netzhälften zu rechnen ist. In diesem Falle muß natürlich der Mittelleiterquerschnitt genau bestimmt werden.

5. Die Wechselstrom-Verteilungsleitungen.

a) Phasenverschiebung, induktive Widerstände. Die Querschnittsberechnung bei Gleichstrom erfolgt in einfachster Weise auf Grund des Ohmschen Gesetzes $\Delta u = I \cdot R$. Bei Wechselstrom dagegen hat

dieses Gesetz bekanntlich die Form:

$$\Delta u = I \cdot R + \left(L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \cdot \int i dt \right), \quad (23)$$

worin:

R den Ohmschen Widerstand,

L den Selbstinduktionswert,

C die Kapazität

bezeichnet und zwar geltend für einen Stromkreis, in welchem die Spannung U in Abhängigkeit von der Zeit einen Strom i unter gleichzeitiger Erzeugung magnetischer und elektrischer Felder hervorruft. Ferner ist bei Wechselstrom die wirkliche Leistung (Wirkleistung) nicht immer gleich dem Produkt aus Stromstärke \times Spannung, sondern kleiner, je mehr I infolge der Induktivität und Kapazität des ganzen Stromkreises gegenüber der Spannung in der Phase verschoben ist. Man nennt den Winkel zwischen I und U den Phasenverschiebungswinkel φ .

Die Ableitung der Gl. (24) für die Leistung ist in jedem Lehrbuch der Elektrotechnik zu finden und kann hier übergangen werden. Es ist

$$\text{die Wirkleistung: } N_W = U \cdot I \cdot \cos \varphi = U \cdot I_W, \quad (24)$$

$$\text{die Blindleistung: } N_B = U \cdot I \cdot \sin \varphi = U \cdot I_B, \quad (25)$$

$$\text{die Scheinleistung: } N_S = U \cdot I. \quad (26)$$

Die Größe $\cos \varphi$ nennt man den Leistungsfaktor also:

$$\cos \varphi = \frac{N_W}{U \cdot I} \quad (27)$$

und I_W den Wirkstrom, I_B den Blindstrom.

Verursacht der an eine Leitung angeschlossene Stromverbraucher keine Phasenverschiebung, ist der Leistungsfaktor desselben also $\cos \varphi = 1$, so ist derselbe induktionsfreier Natur (induktionsfreier Widerstand), im anderen Fall handelt es sich um einen induktiven Widerstand, dessen $\cos \varphi$ für die Leistungsberechnung und auch für die Größenbestimmung der Generatoren und Transformatoren bekannt sein muß. Zu den induktionsfreien Widerständen gehören alle Glühlampen und Geräte, die kein Eisen im Stromkreis besitzen. Induktive Widerstände sind alle Induktionsmotoren, Transformatoren, Magnete u. dgl., kurz alle solche Geräte und Maschinen, die mit Eisen im Stromkreise (magnetische Felder) arbeiten. Eine bedingte Ausnahme hiervon bilden die Ein- und Mehrphasensynchron- und Kollektormotoren, sofern sie auf den Leistungsfaktor $\cos \varphi = 1$ eingestellt sind.

Die gesamte Phasenverschiebung in bezug auf die Stromerzeuger wird nicht allein durch die angeschlossenen verschiedenartigen Widerstände, sondern auch durch die Zuführungsleitungen selbst bestimmt und zwar infolge der auch in diesen auftretenden Selbstinduktion und Kapazität. Je nachdem die eine oder die andere dieser Erscheinungen der Natur nach oder künstlich verursacht vorwiegt, ist

Nach- oder Voreilung des Stromes gegenüber der Spannung vorhanden. Der Strom eilt der Spannung bei Selbstinduktion nach, bei Kapazität vor.

Für die zuerst zu behandelnden Wechselstrom-Verteilungsleitungen ist nur die Art der Stromverbraucher von Belang, während Selbstinduktion und Kapazität der Leitung, ohne einen merkbaren Fehler zu machen, vernachlässigt werden kann, sofern es sich um Niederspannung handelt, bei der die gegenseitigen Leiterabstände gering sind. Das ist ohne weiteres aus der Betrachtung der Gl. (95) u. (136) herzuleiten. Es wird daher erst bei der Behandlung der Wechselstrom-Fernleitungen, zu denen hier auch die Mittelspannungs-Verteilungsleitungen oder kurz alle Hochspannungsleitungen gehören, auf diese Größen ausführlicher eingegangen werden. Auch die Zunahme des Ohmschen Widerstandes infolge des sog. Skin-effektes¹ kann für die Niederspannungs-Verteilungsleitungen bei den üblichen Periodenzahlen bis 60 Hertz praktisch unberücksichtigt bleiben, sofern sie aus Kupfer oder Aluminium also unmagnetischem Werkstoff bestehen.

Es ist ferner darauf zu achten, daß je nach der Art der Belastung der prozentuale Spannungsabfall nicht gleich ist dem prozentualen Leistungsverlust, und die Anfangsspannung nicht einfach aus der algebraischen Addition von Spannung am Verbrauchsort und Spannungsabfall gefunden wird, wie das bei Gleichstrom der Fall ist. Wann hiervon Abweichungen ohne belangreichen Fehler zulässig sind, wird besonders erwähnt werden.

b) Die Niederspannungs-Verteilungsleitungen. 1. Einphasenstrom. Die Aufstellung der Grundgleichungen soll zunächst für Einphasenstrom durchgeführt werden. Man gewinnt so den besten Einblick in die einzelnen Vorgänge, und es ist dann nicht schwer, die gewonnenen Ergebnisse auf die Mehrphasenleitungen zu übertragen. Dabei wird vorausgesetzt, daß die Zuleitung weder Induktivität, noch Kapazität aufweist. Für die Berechtigung dieser Annahme ist auf das oben Gesagte zu verweisen.

Handelt es sich um induktionsfreie Belastung², bei der also $\cos \varphi = 1$, so ist:

die abgenommene Scheinleistung:

$$N_{S_e} = U_e \cdot I \cdot 10^{-3} \text{ kVA}, \quad (28)$$

die abgenommene Wirkleistung:

$$N_{W_e} = N_{S_e} = U_e \cdot I \cdot 10^{-3} \text{ kW}, \quad (29)$$

die abgenommene Blindleistung:

$$N_{B_e} = 0,$$

¹ Über den Skin Effekt siehe S. 43.

² Man achte in den Abbildungen darauf, daß induktionsfreie Belastungen durch gerade gezeichnete Spiralen, solche induktiver Natur durch gewundene Spiralen dargestellt werden (mit Ausnahme der Transformatorenwicklungen, obgleich sie ebenfalls induktive Eigenschaften besitzen).

der Spannungsabfall:

$$\Delta u = U_a - U_e = I \cdot 2 \cdot R_l \text{ V}, \quad (30)$$

die Anfangsspannung:

$$U_a = U_e + \Delta u = U_e + I \cdot 2 \cdot R_l \text{ V}, \quad (31)$$

der Leistungsverlust:

$$\Delta N = I \cdot (U_a - U_e) = I \cdot \Delta u = I^2 \cdot 2 \cdot R_l \cdot 10^{-3} \text{ kW}, \quad (32)$$

die Anfangs-Scheinleistung:

$$\begin{aligned} N_{s_a} &= U_a \cdot I \cdot 10^{-3} = (U_e + \Delta u) \cdot I \cdot 10^{-3} = (N_{s_e} + \Delta N) \cdot 10^{-3} \\ &= (N_{s_e} + I^2 \cdot 2 \cdot R_l) \cdot 10^{-3} \text{ kVA}, \end{aligned} \quad (33)$$

die Anfangs-Wirkleistung:

$$N_{W_a} = N_{s_a}, \quad (34)$$

die Anfangs-Blindleistung:

$$N_{B_a} = 0,$$

der Leistungsfaktor am Anfang:

$$\cos \varphi_a = 1.$$

Für die Leitungsberechnung wird also gegenüber den Angaben bei Gleichstrom nichts geändert. Aus Abb. 23 ist dieses nach der in der Wechselstromtechnik üblichen vektoriellen Darstellung leicht zu erkennen. Die Spannung am Verbrauchsort $U_e = \overline{Ob}$ und der Spannungsabfall $\Delta u = \overline{bc}$, die in diesem Fall die gleiche Phase wie der Strom $I = \overline{Oa}$ haben, fallen mit I zusammen, und die Anfangsspannung U_a ist gleich der Strecke $\overline{Ob} + \overline{bc} = \overline{Oc}$.

Ist die Belastung induktiv, so nimmt das Vektordiagramm die Form der Abb. 24 an. Der Strom $I = \overline{Oa}$ eilt der Spannung $U_e = \overline{Ob}$ um den Winkel φ_e nach. Da die Zuleitung als induktions- und kapazitätsfrei angesehen werden soll, ist der Spannungsabfall $\Delta u = I \cdot 2 \cdot R_l = \overline{bc}$ in Phase mit dem Strom I und muß an U_e im Punkt b parallel zur Strecke \overline{Oa} angetragen werden. Die Anfangsspannung entspricht dann nach Größe und Richtung der Strecke \overline{Oc} und schließt mit dem Strom I den neuen Phasenverschiebungswinkel φ_a ein, der in diesem Fall kleiner ist als φ_e . Die als induktionsfrei vorausgesetzte Leitung hat also zur Folge, daß der Leistungsfaktor am Anfang der Leitung besser d. h. kleiner wird, als er am Ende vorhanden ist. In Wirklichkeit trifft das nicht zu, denn jede wechselstromdurchflossene Leitung hat Induktivität. Es ist für die induktive Belastung eines Stromkreises nunmehr:

die abgenommene Scheinleistung:

$$N_{s_e} = U_e \cdot I \cdot 10^{-3} \text{ kVA}, \quad (35)$$

die abgenommene Wirkleistung:

$$N_{W_e} = U_e \cdot I \cdot \cos \varphi_e \cdot 10^{-3} \text{ kW}, \quad (36)$$

die abgenommene Blindleistung:

$$N_{B_e} = U_e \cdot I \cdot \sin \varphi_e \cdot 10^{-3} \text{ B kVA}, \quad (37)$$

der Spannungsabfall:

$$\Delta u = I \cdot 2 \cdot R_l = \frac{N_{W_e} \cdot 10^3}{U_e \cdot \cos \varphi_e} \cdot 2 \cdot R_l \text{ V}, \quad (38)$$

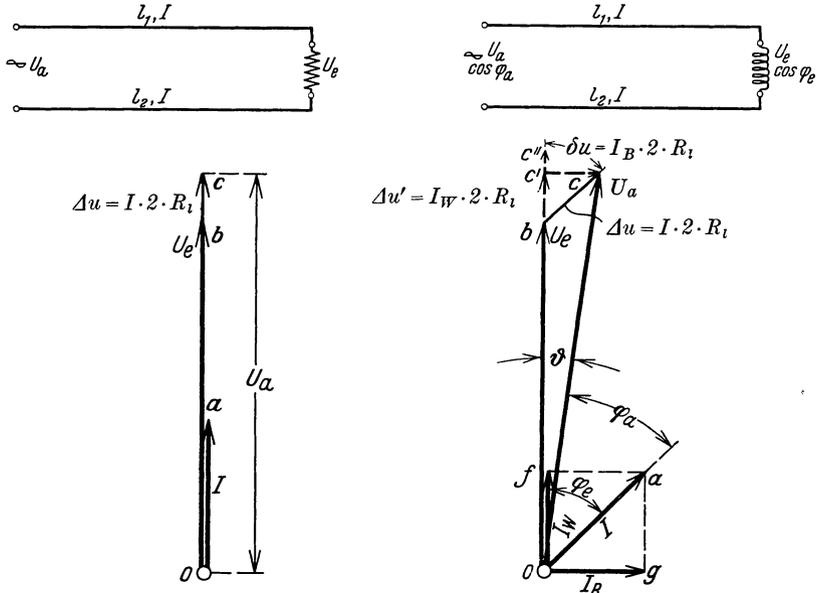


Abb. 23. Induktionsfreie Belastung.

Abb. 24. Induktive Belastung.
Spannungsdiagramm eines Einphasen-Wechselstromkreises.

die Anfangsspannung nach Abb. 24:

$$U_a = \sqrt{(U_e \cdot \cos \varphi_e + \Delta u)^2 + (U_e \cdot \sin \varphi_e)^2}, \\ = \sqrt{(U_e^2 + 4 I^2 \cdot R_l^2 + 4 U_e \cdot I \cdot R_l \cdot \cos \varphi_e) \text{ V}}, \quad (39)$$

die Anfangscheinleistung:

$$U_{S_a} = U_a \cdot I \cdot 10^{-3} \text{ kVA}, \quad (40)$$

die Anfangwirkleistung:

$$N_{W_a} = U_a \cdot I \cdot \cos \varphi_a \cdot 10^{-3} \text{ kW}, \quad (41)$$

die Anfangsblindleistung:

$$N_{B_a} = U_a \cdot I \cdot \sin \varphi_a \cdot 10^{-3} \text{ B kVA}, \quad (42)$$

der Wirkleistungsverlust:

$$\Delta N = N_{W_a} - N_{W_e} \text{ kW}. \quad (43)$$

Aus den Gl. (35) bis (43) ist zu ersehen, daß die induktive Belastung die Rechnungen schon umständlicher macht. Mit der Ermittlung des Spannungsabfalles allein ist also die Anfangsspannung nicht festgestellt, wenn die Berechnung genau sein soll. Für die hier zu behandelnden Wechselstrom-Niederspannungsleitungen kann man indessen ohne großen Fehler eine Vereinfachung vornehmen dergestalt, daß man für den Spannungsabfall in Abb. 24 nicht die Strecke $\overline{bc} = \overline{bc}'$, sondern die Strecke \overline{bc}' setzt, wobei:

$$\overline{bc}' = \overline{bc} \cdot \cos \varphi_e = \Delta u \cdot \cos \varphi_e = \Delta u' \quad (44)$$

den Längswert des Spannungsabfalles darstellt.

Dann ist mit hinreichender Genauigkeit:

$$\begin{aligned} U_a &= U_e + \Delta u' = U_e + \Delta u \cdot \cos \varphi_e \\ &= U_e + \frac{N_{W_e} \cdot 10^3}{U_e} \cdot 2 \cdot R_l \text{ V.} \end{aligned} \quad (45)$$

Aus Abb. 24 folgt also, daß man den Spannungsabfall auch zerlegen kann in:

den Längswert:

$$\Delta u' = I_W \cdot 2 \cdot R_l \quad (46)$$

und den Querwert:

$$\delta u = I_B \cdot 2 \cdot R_l \text{ V.} \quad (47)$$

Da der Winkel ϑ zumeist sehr klein ist, kann mit hinreichender Genauigkeit $\varphi_a = \varphi_c$ gesetzt und der Querwert δu vernachlässigt werden.

Für die Querschnittsberechnung der Leiter ist der Ohmsche Widerstand zu ermitteln. Bei den gebräuchlichen Periodenzahlen bis 60 Hertz kann bei den in Verteilungsanlagen zumeist vorkommenden gummiisolierten offen oder in Isolierrohren unter oder über Putz verlegten Leitern kleineren und mittleren Querschnittes der spezifische Widerstand ρ bzw. der spezifische Leitwert κ mit denselben Werten eingesetzt werden wie bei Gleichstrom also:

$$\left. \begin{array}{ll} \text{für Kupfer:} & \rho_{Gl} = \rho_{We} = 0,0175 \quad \kappa_{Gl} = \kappa_{We} = 57, \\ \text{für Aluminium:} & \rho_{Gl} = \rho_{We} = 0,0286 \quad \kappa_{Gl} = \kappa_{We} = 35. \end{array} \right\} \quad (48)$$

Eisenleitungen werden nicht mehr verwendet.

Bei großen Stromstärken niederer Spannung, bei denen sehr große Leiterquerschnitte zu wählen sein werden, und gegebenenfalls blanke Kupfer- oder Aluminiumschienen verlegt werden müssen, oder auch Kabel erforderlich werden, wird der Ohmsche Widerstand des Leiterwerkstoffes einen vom Gleichstromwert abweichenden und zwar höheren Wert aufweisen verursacht durch den sogenannten Skineffekt (Hautwirkung). Für Kabel sind die erforderlichen Angaben im dritten Abschnitt gemacht. Für blanke oder gummiisolierte Leiter ist auf das auf S. 62 Gesagte zu verweisen.

Für Einphasenstromleitungen ist nunmehr:

$$2 \cdot R_l = \frac{2 \cdot l}{\kappa \cdot q}, \quad (49)$$

und der Leiterquerschnitt:

$$q = \frac{I \cdot 2 \cdot l}{\Delta u \cdot \kappa} \sim \frac{I \cdot 2 \cdot l}{\Delta u' \cdot \kappa}. \quad (50)$$

Da man wiederum gerne mit dem prozentualen Spannungsabfall rechnet:

$$\Delta U = p \cdot \frac{U_e}{100},$$

so erhält die Gl. (50) die Form:

$$q = \frac{I \cdot 2 \cdot l \cdot 10^2}{\kappa \cdot U_e \cdot p}. \quad (51)$$

Ist die Belastung N_{We} in kW bei $\cos \varphi_e$ gegeben, kann man eine Zwischenrechnung zur Ermittlung des Stromes I ersparen, wenn man Gl. (51) umformt in die Gestalt:

$$q = \frac{N_{We} \cdot 2 \cdot l \cdot 10^5}{\kappa \cdot U_e^2 \cdot \cos \varphi_e \cdot p}. \quad (52)$$

Der in der Leitung auftretende Leistungsverlust war nach Gl. (32):

$$\Delta N = I^2 \cdot 2 \cdot R_l \cdot 10^{-3} \text{ kW.}$$

Soll eine Leitung nicht auf Spannungsabfall, sondern auf Leistungsverlust berechnet werden, so erhält durch Umgestaltung die Gl. (52) die Gestalt:

$$q' = \frac{N_{We} \cdot 2 \cdot l \cdot 10^5}{\kappa \cdot U_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e \cdot p'}, \quad (53)$$

worin:

$$\Delta N = p' \frac{N_{We}}{100}. \quad (54)$$

Aus Gl. (52) und (53) folgt, daß bei der Wahl des Leiterquerschnittes nach einem prozentualen Leistungsverlust der Querschnitt um $\frac{1}{\cos \varphi_e}$ größer ausfällt, die gleiche νH -Zahl als solche vorausgesetzt. Die Berechnung auf Leistungsverlust hat praktisch keine besondere Bedeutung. Der Spannungsabfall bestimmt den Leiterquerschnitt und gegebenenfalls alle weiteren Einrichtungen für die Betriebsführung bei veränderlicher Belastung (Anzapfungen an den Transformatoren, Spannungsregler, Drehtransformatoren).

7. Beispiel.

Belastung: $N_{We} = 100 \text{ kW}$ bei $\cos \varphi_e = 0,8$ *,
Entfernung der Belastung vom Anfang der Leitung $l = 100 \text{ m}$,
Leiterwerkstoff: Kupfer,

* In diesem Beispiel ist die Belastung nicht durch Motoren, sondern durch andere Stromverbraucher vorausgesetzt. Wären Motoren angeschlossen und die Belastungen als an den Motorwellen abgegeben genannt, so ist der Wirkungsgrad der Motoren noch zu berücksichtigen, also die Belastung N_{We} durch den Gesamtwirkungsgrad zu dividieren, worauf ganz besonders aufmerksam gemacht wird.

Spannung: $U_e = 500$ V,
 Spannungsabfall: $\Delta u \% = \Delta U = 5$ vH,
 Leiterquerschnitt bei $\Delta U = 5$ vH:

$$q = \frac{100 \cdot 200 \cdot 10^5}{57 \cdot 500^2 \cdot 0,8 \cdot 5} \approx 35 \text{ mm}^2,$$

Leiterquerschnitt bei $\Delta_N \% = \Delta N = 5$ vH:

$$q' = \frac{35}{0,8} = 44 \text{ mm}^2,$$

Anfangsspannung nach Gl. (45):

$$U_a = U_e + \Delta u' = 500 + \frac{100 \cdot 1000 \cdot 200}{500 \cdot 35 \cdot 57} = 520 \text{ V},$$

Anfangsspannung nach Gl. (39):

$$U_a = \sqrt{500^2 + 250^2 \cdot 0,1^2 + 2 \cdot 500 \cdot 250 \cdot 0,1 \cdot 0,8} = 521 \text{ V}.$$

Aus Gl. (52) und (53) erkennt man, daß bei Wechselstrom und induktiver Belastung die Leiterquerschnitte größer ausfallen als bei Gleichstrom, gleichen prozentualen Spannungsabfall bzw. Leistungsverlust vorausgesetzt. Daraus folgt, daß die Anlagekosten für die Leitungen größer werden, je schlechter der Leistungsfaktor der angeschlossenen Stromverbraucher ist, und aus diesem Grunde wurde bereits im I. Bd. auf die Verbesserung des Leistungsfaktors hingewiesen.

Die Verhältnisse ändern sich bedeutend, wenn die Zuführungsleitungen selbst nicht induktionsfrei sind, worauf jedoch erst im 6. Kapitel eingegangen werden wird.

In der Mehrzahl der Fälle wird nun nicht jeder Stromverbraucher seine eigene Leitung erhalten, sondern es werden wie bei Gleichstrom durchgehende Hauptleitungen verlegt, an die eine größere Zahl Stromverbraucher in Parallelschaltung angeschlossen sind. Handelt es sich dabei um induktionsfreie Belastungen also auch mit $\cos \varphi = 1$ arbeitende Synchron- und Kommutatormotoren oder künstliche Aufhebung der Induktivität durch einen Kondensator, so tritt gegenüber den Berechnungen bei Gleichstrom, wie aus dem bisher Gesagten hervorgeht, keine Abweichung ein.

Etwas umständlicher ist dagegen die Querschnittsbestimmung, wenn die Belastung durch induktive Widerstände gebildet wird insbesondere dann, wenn dieselben voneinander unterschiedliche Leistungsfaktoren aufweisen.

Für eine vollständig einwandfreie Berechnung müßte vom Ende der Leitung beginnend jedes Leiterstück zwischen zwei Belastungspunkten für sich in Einzelrechnungen behandelt werden, wenn die einzelnen Belastungen verschiedene Leistungsfaktoren besitzen. Und trotzdem würde das Ergebnis noch ungenau sein, weil die „Festwerte“ der Zuleitung unberücksichtigt bleiben. Eine solch umständliche Berechnung ist in der Praxis nicht erforderlich, da die Strombelastungen ständig schwanken, die Leistungsfaktoren sich mit den Belastungen ändern, die Anfangsspannung nicht immer gleichbleibend gehalten oder mit der sich ändernden Belastung geändert werden kann, die Leiterquerschnitte fast stets gegenüber dem Rechnungsergebnis Änderungen nach den

Verbandsquerschnitten erfahren und dergleichen mehr. Es ist aus allen diesen Gründen daher für alle praktischen Verhältnisse genau genug, die Leistungsfaktoren der Teilbelastungen auf einen mittleren Wert abzustimmen und mit diesem zu rechnen. Die Änderung des Gesamtleistungsfaktors bis zum Anfang der Leitung ist dann leicht festzustellen.

Auf die oben angedeutete Berechnungsform soll nicht näher eingegangen werden, da ihr nach dem Gesagten keine praktische Bedeutung zukommt. Neben der Rechnung mit einem mittleren Leistungsfaktor

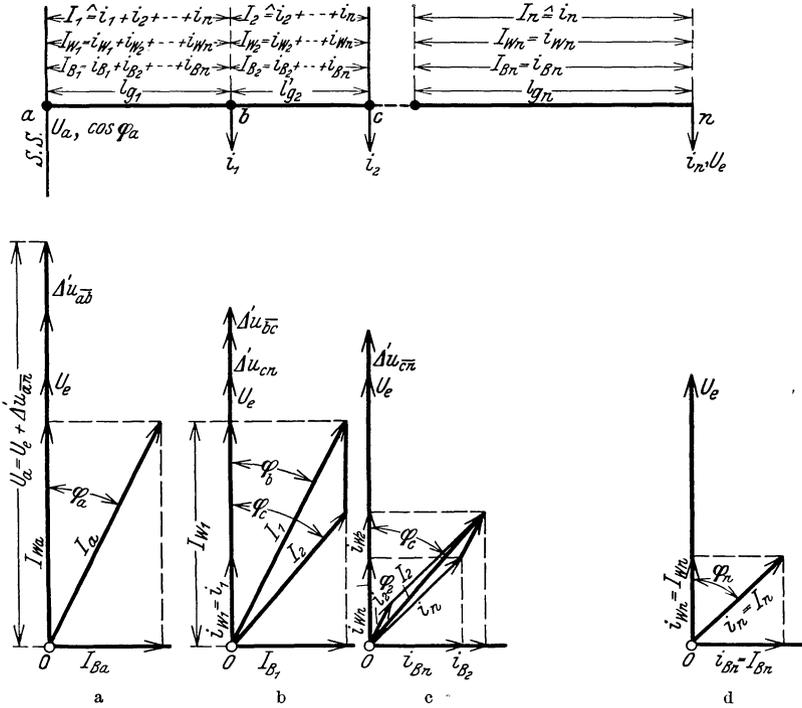


Abb. 25. Vektorielle Berechnung einer mehrfach belasteten Wechselstrom-Einphasenleitung.

für alle Belastungen kann die folgende, etwas genauere Berechnungsform gewählt werden.

Diese vektorielle Behandlung der Berechnung einer mehrfach belasteten offenen Leitung gestaltet sich sehr übersichtlich, wenn man — was praktisch ohne weiteres zulässig ist — einige Vereinfachungen trifft und zwar Vernachlässigung der Induktivität und Kapazität der Zuleitung, ferner des Winkelunterschiedes $\vartheta = \varphi_c - \varphi_a$ (Abb. 24) zwischen End- und Anfangsspannung und Benutzung von $\Delta u'$ für die Spannungsermittlung. Der Querwert δu des Spannungsabfalles bleibt also außer Betracht. Genau in der gleichen Form wie Abb. 24 wird das Gesamtvektordiagramm für die mehrfach belastete Leitung aufgebaut.

In der Abb. 25, ausgehend von der Spannung U_e , die bekannt ist, und dem Strome i_n , der unter dem Winkel φ_n an U_e angetragen wird, ergibt sich der Spannungsabfall im Leitungsstück \overline{cn} zu $\Delta u'_{cn}$.

Dem Gesamtstrom $I_n = i_n$ entspricht der Wirkstrom $i_{Wn} = I_{Wn}$ und der Blindstrom $i_{Bn} = I_{Bn}$. Im Punkt c der Leitung tritt zu der Leitungsbelastung I_n noch die Belastung i_2 mit dem Leistungsfaktor $\cos \varphi_2$ hinzu. Der Gesamtstrom im Punkt c wird geometrisch aus den Einzelströmen gefunden, indem man zu dem Wirkstrom i_{Wn} den Wirkstrom i_{W_2} addiert und das gleiche für die beiden Blindströme i_{Bn} und i_{B_2} tut. Dann ist:

$$I_2 = \sqrt{(i_{Wn} + i_{W_2})^2 + (i_{Bn} + i_{B_2})^2}.$$

Das gleiche Verfahren wird für den Punkt b bzw. für alle anderen Belastungspunkte und schließlich für den Anfangspunkt a durchgeführt, so daß also der im Punkt a verlangte Strom sich ergibt als die geometrische Summe der einzelnen Wirk- und Blindströme. Auch der Leistungsfaktor im Punkt a ist damit feststellbar aus:

$$\cos \varphi_a = \frac{N_{Wa} \cdot 10^3}{I_a \cdot U_a}.$$

Für die Ermittlung des Leiterquerschnittes wird nun in ähnlicher Weise verfahren wie nach Gl. (8) für Gleichstrom, wenn ein gleichbleibender Querschnitt für die ganze Hauptleitung gewählt werden soll. Für die Ströme sind die tatsächlichen, im Vektordiagramm festgestellten Scheinströme in die Rechnung einzuführen. Für den Leitungsstrang nach Abb. 25 erhält die Gl. (8) die folgende Form:

$$\begin{aligned} q &= \frac{2}{\kappa \cdot \Delta u'_h} \sum I \cdot l = \frac{2}{\kappa \cdot \Delta u'_h} [I_n \cdot l_n + \sqrt{(i_{Wn} + i_{W_2})^2 + (i_{Bn} + i_{B_2})^2} \cdot l_2 \\ &\quad + \sqrt{(i_{Wn} + i_{W_2} + i_{W_1})^2 + (i_{Bn} + i_{B_2} + i_{B_1})^2} \cdot l_1] \\ &= \frac{2}{\kappa \cdot \Delta u'_h} [I_n \cdot l_n + I_2 \cdot l_2 + I_1 \cdot l_1] \end{aligned} \quad (55)$$

und die einzelnen Längswerte der Spannungsabfälle ergeben sich:

$$\text{für Strecke } \overline{cn} \text{ zu } \Delta u'_{cn} = I_n \cdot \cos \varphi_n \cdot 2 \cdot R_{l_{cn}},$$

$$\text{für Strecke } \overline{bc} \text{ zu } \Delta u'_{bc} = I_2 \cdot \cos \varphi_c \cdot 2 \cdot R_{l_{bc}},$$

$$\text{für Strecke } \overline{ab} \text{ zu } \Delta u'_{ab} = I_1 \cdot \cos \varphi_b \cdot 2 \cdot R_{l_{ab}}.$$

Die Anfangsspannung ist dann die algebraische Summe aus den Längswerten der Einzelstreckenspannungsabfälle und der Endspannung U_e . Die Gesamtrechnung ist dadurch außerordentlich vereinfacht, ohne daß sie mit Fehlern behaftet ist, die für die Praxis von Bedeutung sein könnten.

Sind die Belastungen nicht in Stromstärken, sondern in kW-Leistungen bekannt, so kann ohne jede Schwierigkeit auch mit Leistungen gerechnet werden. An Stelle der Wirk- und Blindströme bzw. Scheinströme treten Wirk-, Blind- und Scheinleistungen. Auf die Berücksichtigung des Wirkungsgrades bei Motoren ist besonders zu achten.

Mit der Rechnung der Scheinströme und der Aufteilung nach Wirk- und Blindströmen sind die Querschnittsbestimmungen und Feststellungen der Spannungsabfälle auch für die verzweigte offene Leitung und die Ringleitung in einfacher Weise möglich, so daß es sich erübrigt, noch besonders auf diesen Rechnungsgang einzugehen. Um indessen die Rechnungsform ganz klarzustellen, soll das 1. Beispiel mit den gleichen Werten für Wechselstrom ebenfalls ausführlich durchgerechnet werden (Abb. 26).

8. Beispiel. Die Motorspannung beträgt 220 V; der Spannungsabfall $\Delta u' \% = \Delta U' = 5 \text{ vH} = 11 \text{ V}$ soll bei vollbelasteter Leitung am letzten Motor nicht überschritten werden. Die Frequenz des Wechselstromes ist $f = 50$.

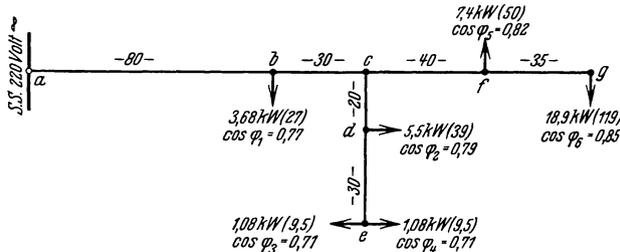


Abb. 26. Beispiel für die Berechnung einer mehrfach belasteten Wechselstrom-Einphasenleitung.

In Zahlentafel 4. sind die Motorleistungen und die gegebenen bzw. errechneten Werte zusammengestellt. Der Strom ergibt sich aus der Gl. (63).

$$I_M = \frac{736 \cdot N_{PS}}{U_e \cdot \cos \varphi_M \cdot \eta_M}$$

Zahlentafel 4. Rechnungsgrundlagen zum 8. Beispiel.

Anschluß	Motorleistung		Leistungsfaktor $\cos \varphi_M$	$\sin \varphi_M$	Wirkungsgrad η_M	Stromstärke I_M	Belastung N_W kW	$I_M \cdot \cos \varphi_M$	$I_M \cdot \sin \varphi_M$
	PS	kW							
b	5	3,68	0,77	0,64	0,80	27	4600	20,8	17,3
d	7,5	5,5	0,79	0,61	0,81	39	6800	30,8	23,8
e	1,47	1,08	0,71	0,70	0,70	9,5	1470	6,75	6,75
	1,47	1,08	0,71	0,70	0,70	9,5	1470	6,75	6,75
f	10	7,4	0,82	0,57	0,82	50	9000	41,0	28,5
g	26	18,9	0,85	0,53	0,86	119	22200	101,0	63,1

Stromverteilung nach Wirk- und Blindströmen.

Wirkströme:	Blindströme:
$i_{W1} = i_1 \cdot \cos \varphi_1 = 27 \cdot 0,77 = 20,8$	$i_{B1} = i_1 \cdot \sin \varphi_1 = 27 \cdot 0,64 = 17,3$
$i_{W2} = i_2 \cdot \cos \varphi_2 = 39 \cdot 0,79 = 30,8$	$i_{B2} = i_2 \cdot \sin \varphi_2 = 39 \cdot 0,61 = 23,8$
$i_{W3} = i_3 \cdot \cos \varphi_3 = 9,5 \cdot 0,71 = 6,75$	$i_{B3} = i_3 \cdot \sin \varphi_3 = 9,5 \cdot 0,71 = 6,75$
$i_{W4} = i_{W3} = 6,75$	$i_{B4} = i_{B3} = 6,75$
$i_{W5} = i_5 \cdot \cos \varphi_5 = 50 \cdot 0,82 = 41,0$	$i_{B5} = i_5 \cdot \sin \varphi_5 = 50 \cdot 0,57 = 28,5$
$i_{W6} = i_6 \cdot \cos \varphi_6 = 119 \cdot 0,85 = 101,0$	$i_{B6} = i_6 \cdot \sin \varphi_6 = 119 \cdot 0,53 = 63,1$

Da an die Hauptleitung im Punkte c noch eine längere Abzweigung angeschlossen ist, muß zunächst festgestellt werden, wie groß der Leistungsfaktor bei c des Teiles cde der Anlage ist. Es sei indessen schon hier bemerkt, daß man in der Praxis für die Querschnittsberechnung der Hauptleitung die umständliche Auswertung für cde nicht vornehmen wird, wenn es sich nicht um annähernd gleich umfangreiche Strombelastung handelt, wie die nachfolgende Hauptleitung sie selbst aufweist.

Es ist:

$$\begin{aligned} i_{W_2} &= 30,8 & i_{B_2} &= 23,8 \\ i_{W_3} &= 6,75 & i_{B_3} &= 6,75 \\ i_{W_4} &= 6,75 & i_{B_4} &= 6,75 \\ I_{W_2} &= 44,4 & I_{B_2} &= 37,3 \\ I_{W_3} &= 13,5 & I_{B_3} &= 13,5 \end{aligned}$$

$$I_c = \sqrt{44,4^2 + 37,3^2} = 58,00 \text{ A}, \quad I_d = 18,3 \text{ A},$$

$$\cos \varphi_c = 0,765.$$

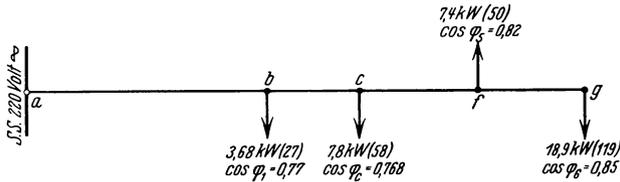


Abb. 27.

Die Abb. 26 geht somit über in die Abb. 27, und nunmehr kann die Querschnittsberechnung für die Hauptleitung erfolgen. In der gleichen Weise wie I_2 werden die einzelnen Leiterströme gefunden.

Es ergibt sich:

$$i_{W_g} = i_g \cdot \cos \varphi_g = 119 \cdot 0,85 = 101,0 \text{ A}, \quad i_{B_g} = i_g \cdot \sin \varphi_g = 119 \cdot 0,53 = 63,1 \text{ A},$$

$$i_{W_f} = i_f \cdot \cos \varphi_f = 50 \cdot 0,82 = 41,0 \text{ A}, \quad i_{B_f} = i_f \cdot \sin \varphi_f = 50 \cdot 0,57 = 28,5 \text{ A},$$

$$i_c = \sqrt{(i_{W_c} + i_{W_d})^2 + (i_{B_c} + i_{B_d})^2}$$

$$= \sqrt{(13,5 + 30,9)^2 + (13,5 + 23,8)^2}$$

$$= 58,0 \text{ A},$$

$$\cos \varphi_c = \frac{44,4}{58,0} = 0,765,$$

$$i_{W_e} = i_c \cdot \cos \varphi_c = 58,0 \cdot 0,765 = 44,4, \quad i_{B_e} = i_c \cdot \sin \varphi_c = 58,0 \cdot 0,642 = 37,3,$$

$$i_{W_b} = i_b \cdot \cos \varphi_b = 27 \cdot 0,77 = 20,8, \quad i_{B_b} = i_b \cdot \sin \varphi_b = 27 \cdot 0,64 = 17,3,$$

$$I_g = i_g = 119 \text{ A},$$

$$I_f = \sqrt{(101 + 41)^2 + (63 + 28,5)^2} = 169 \text{ A},$$

$$I_c = \sqrt{(101 + 41 + 44,4)^2 + (63 + 28,5 + 37,3)^2} = 227 \text{ A},$$

$$I_b = \sqrt{(186,4 + 20,8)^2 + (128,8 + 17,3)^2} = 253 \text{ A},$$

$$\begin{aligned}
 I_o \cdot 2 \cdot l_{og} &= 119 \cdot 35 = 4165 \\
 I_f \cdot 2 \cdot l_{of} &= 169 \cdot 40 = 6760 \\
 I_c \cdot 2 \cdot l_{oc} &= 227 \cdot 30 = 6810 \\
 I_b \cdot 2 \cdot l_{ob} &= 253 \cdot 80 = 20240 \\
 \hline
 &37985 \\
 q &= \frac{37985}{11 \cdot 57} = 60 \text{ mm}^2, \\
 \cos \varphi_a &= \frac{207,2}{253} = 0,82.
 \end{aligned}$$

Die Prüfung des rechnerisch gefundenen mit dem nach den Verbandsvorschriften hinsichtlich der Strombelastung zulässigen Querschnitt ergibt, daß z. B. bei verseiletem Zweileiterkabel im Erdboden verlegt $q = 95 \text{ mm}^2$ und bei Gummiaderleitung oberirdisch verlegt $q = 120 \text{ mm}^2$ betragen müßte. In Gegenüberstellung mit den Ergebnissen des 1. Beispiels ist also:

	bei Wechselstrom	bei Gleichstrom
für Kabel	$q = 95 \text{ mm}^2$	$q = 50$
für Gummiaderleitung	$q = 120 \text{ mm}^2$	$q = 70$

unter der Voraussetzung gleichen prozentualen Spannungsabfalles. Soll der Leistungsverlust die gleiche Höhe aufweisen, so ist der Vergleich der Querschnitte nach Gl. (18) bzw. (53) ohne weiteres gegeben.

Ein Eingehen auf die Querschnittsberechnung bei geschlossenen Leitungen ist überflüssig, weil sie unter Berücksichtigung des oben Gesagten keine Schwierigkeiten bietet.

2. Zweiphasenstrom. Wie schon im I. Bd. angegeben unterscheidet man beim Zweiphasenstrom die unverkettete und die verkettete Form. Obgleich Zweiphasenstromanlagen heute nur noch verschwindend wenig gebaut werden, sollen hier der Vollständigkeit wegen doch die notwendigen Angaben über die Querschnittsberechnung gemacht werden.

Bei der unverketteten Form (Abb. 28), die aus zwei völlig getrennten und unabhängigen Einphasenanlagen besteht, tritt eine Abweichung in der Leitungsberechnung gegenüber den Angaben bei der Einphasenanlage nicht ein. Bezeichnet R_l den Widerstand eines Leiters und I die Stromstärke in einer Hälfte, so ist unter der Voraussetzung, daß die Zuleitungen wiederum induktions- und kapazitätsfrei sind und die vier Leiter gleiche Ströme führen:

der Spannungsabfall:

$$\Delta u = I \cdot 2 \cdot R_l = \frac{I \cdot 2 \cdot l}{\pi \cdot q}. \tag{56}$$

Aus dem auf S. 43 genannten Grund kann auch hier, ohne einen praktisch belangreichen Fehler zu machen, für die Berechnung der Anfangsspannung U_a die algebraische Addition von U_e und dem Längswert des Spannungsabfalles gewählt werden also:

$$U_a = U_e + \Delta u'.$$

Der Leistungsverlust in allen vier Leitern d. h. für die ganze Zweiphasenleitung ist:

$$\Delta N = I^2 \cdot 4 \cdot R_l = \frac{I^2 \cdot 4 \cdot l}{\alpha \cdot q}. \quad (57)$$

Bei der verketteten Form (Abb. 29) sind die Leiter \overline{XS} und \overline{YR} in (Abb. 28) zu einem Leiter zusammengelegt, der mit dem Namen „Mittelleiter“ bezeichnet wird. Ist R_0 der Widerstand des Mittelleiters und $I_0 = I_p \cdot \sqrt{2}$ der Strom, der in demselben fließt, so ist unter den gleichen Voraussetzungen wie bei der unverketteten Form mit hinreichender Genauigkeit der Spannungsabfall für jede Anlagenhälfte:

$$\left. \begin{aligned} \Delta u &= I (R_l + R_0) \\ &= \frac{I \cdot l}{\alpha} \left(\frac{1}{q} + \frac{1}{q_0} \right). \end{aligned} \right\} \quad (58)$$

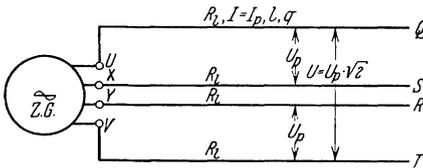


Abb. 28. Unverketteter Zweiphasen-Wechselstromkreis.

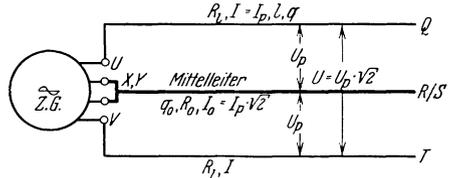


Abb. 29. Verketteter Zweiphasen-Wechselstromkreis.

und der Leistungsverlust in der ganzen Anlage:

$$\left. \begin{aligned} \Delta N &= I^2 \cdot 2 \cdot R_l + I_0^2 \cdot R_0 \\ &= \frac{l}{\alpha} \left(\frac{2 \cdot I^2}{q} + \frac{I_0^2}{q_0} \right). \end{aligned} \right\} \quad (59)$$

Da im Mittelleiter die $\sqrt{2}$ mal größere Stromstärke fließt, wird in der Regel der Querschnitt desselben $\sqrt{2}$ mal größer gewählt als derjenige eines Außenleiters, was gleichbedeutend mit der Festsetzung der gleichen Stromstärke für den mm^2 Leiterquerschnitt (Stromdichte) ist.

Bei Zweiphasenmotoren berechnet sich die Stromstärke aus der Gl. (60):

$$I = \frac{736 \cdot N_{PS}}{2 \cdot U_e \cdot \cos \varphi_M \cdot \eta_M} = \frac{N_{KW} \cdot 1000}{2 \cdot U_e \cdot \cos \varphi_M \cdot \eta_M}. \quad (60)$$

3. Dreiphasen- oder Drehstrom. Nach den Angaben im 1. Band kann bei Drehstrom sowohl die Stromerzeugerseite (Generator, Transformator) als auch die Belastungsseite (Beleuchtungsstromkreise, Motorständerwicklung, Transformator) in Stern, ohne oder mit Nullpunktsanschluß, oder in Dreieck geschaltet sein. Für die Berechnung der Übertragungsleitung ist diese „innere“ Schaltung

der Seite „a“ oder „e“ ohne Bedeutung. Es ist für Drehstrom:

$$\text{die Wirkleistung} \quad N_W = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \cdot 10^{-3} \text{ kW}, \quad (61)$$

$$\text{die Blindleistung} \quad N_B = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi \text{ B kVA}, \quad (62)$$

$$\text{die Scheinleistung} \quad N_S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot 10^{-3} \text{ kVA}, \quad (63)$$

worin:

U die verkettete Spannung in Volt,

I den Leiterstrom

bezeichnet.

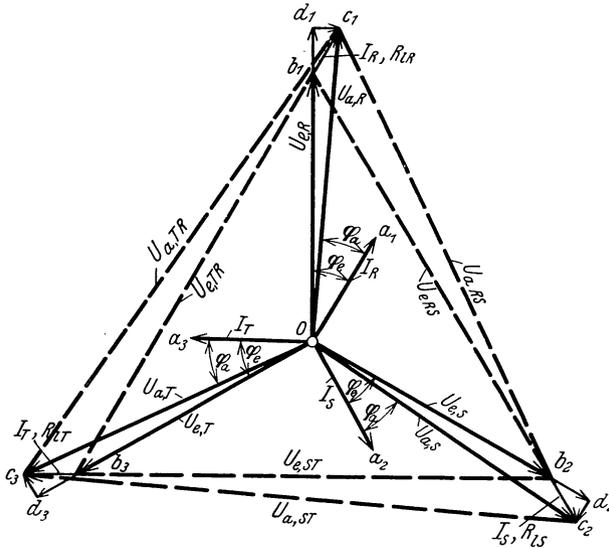


Abb. 30. Vektordiagramm für eine Drehstromleitung.

Soll der Leiterquerschnitt auf Grund eines bestimmten prozentualen Wirkleistungsverlustes:

$$\Delta N_W = \Delta N_W \% = p' \frac{N_W}{100}$$

errechnet werden, so ist entsprechend der Gl. (53) beim Einphasenstrom nunmehr für Drehstrom:

$$q' = \frac{N_W \cdot l \cdot 10^3}{\alpha \cdot U_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e \cdot p'} \quad (64)$$

(l hier in km einzusetzen).

Will man nicht mit dem Leistungsverlust, sondern mit dem Spannungsabfall rechnen, so wird am einfachsten von der Phasenspannung und dem in einer Phase fließenden Strom ausgegangen und zunächst der Spannungsabfall in einer Phase ermittelt. Alsdann erfolgt die Umrechnung auf die verkettete Spannung Gl. (69) u. (76), weil diese für die

Ausführung der Leitungsanlage bekannt sein muß, da sich nach ihrer Höhe die Isolation auf der Leitungsstrecke richtet. Abb. 30 zeigt dazu das Vektordiagramm. Dabei ist zu berücksichtigen, daß die Phasenspannung $U_p = \frac{U}{\sqrt{3}}$ ist.

Besondere Erläuterungen sind nach dem beim Einphasenstrom Gesagten nicht erforderlich. Die verkettete Spannung am Ende der Leitung ist gleich den Strecken $\overline{b_1 b_2}$, $\overline{b_2 b_3}$, $\overline{b_3 b_1}$ und am Anfang, wenn wiederum Induktivität und Kapazität der Leitung selbst unberücksichtigt bleiben, $\overline{c_1 c_2}$, $\overline{c_2 c_3}$, $\overline{c_3 c_1}$.

Wird für den Spannungsabfall nur mit dem Längswert $\Delta u'_p$ gerechnet, so ist die Phasenspannung am Anfang:

$$\overline{Od_1}, \overline{Od_2}, \overline{Od_3} U_{e,R} + \Delta u'_R = \text{usw.},$$

die verkettete Spannung am Anfang:

$$\overline{Oc_1}, \overline{Oc_2}, \overline{Oc_3} = U_{a,R} \text{ usw.}$$

Das heißt, daß man zunächst $\Delta u'_R$ (z. B. für die Phase R) ermittelt und dann die verkettete Anfangsspannung erhält aus:

$$U_a = \sqrt{3}(U_{e,R} + \Delta u'_R), \quad (65)$$

oder auch, indem man zu der verketteten Endspannung den Betrag $\sqrt{3} \Delta u'_R$ addiert,

also:

$$\Delta u'_R = \sqrt{3} \cdot I \cdot R_l = \frac{N_{w_e} \cdot R_l \cdot 10^3}{U_e \cdot \cos \varphi_e}, \quad (66)$$

wobei:

$$I = \frac{N_{w_e} \cdot 10^3}{U_e \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi_e}.$$

Wie eingangs bereits erwähnt ist also die innere Schaltung der Anfangs- und Endseite für die Leitungsberechnung ohne Bedeutung.

Zur Beurteilung der Spannungsverhältnisse an der Belastungsseite bei ungleicher Phasenbelastung soll der Vollständigkeit wegen die Dreieck- und die Sternschaltung dieser Belastungsseite noch etwas eingehender betrachtet werden.

α) Dreieckschaltung (Abb. 31). Bezeichnet I_p den Phasenstrom, I den Leiterstrom, U_p die Phasenspannung, U die verkettete Spannung und R_l den Widerstand eines Leiters, so ist unter der Voraussetzung gleicher Belastung aller drei Phasen R , S und T :

$$\text{der Leiterstrom:} \quad I_R = I_S = I_T = \sqrt{3} \cdot I_{p_R} \quad (67)$$

und

$$\text{der Phasenstrom:} \quad I_{p_R} = I_{p_S} = I_{p_T},$$

ferner die verkettete Spannung $U_{RS} = U_p = U$.

Der Spannungsabfall in jedem Leiter wird dann:

$$\Delta u_R = \Delta u_S = \Delta u_T = I_R \cdot R_l \quad (68)$$

bzw. zwischen zwei Phasen:

$$\Delta u_{RS} = \sqrt{3} \cdot \Delta u_R, \quad \Delta u_{ST} = \sqrt{3} \cdot \Delta u_S, \quad \Delta u_{TR} = \sqrt{3} \cdot \Delta u_T. \quad (69)$$

Mit Gl. (69) ergibt sich:

$$\Delta u_{RS} = \sqrt{3} \cdot I_R \cdot R_l = 3 \cdot I_{pR} \cdot R_l = 3 \cdot I_{pR} \cdot \frac{l}{\kappa \cdot q},$$

oder:

$$q = \frac{3 \cdot I_{pR} \cdot l}{\kappa \cdot \Delta u_{RS}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_R \cdot l}{\kappa \cdot \Delta u_{RS}}. \quad (70)$$

In Gl. (70) bedeutet also I_{pR} den Phasen- oder Belastungsstrom und Δu_{RS} den Spannungsabfall, der bei diesem Strome auftritt (gleichbedeutend mit dem Spannungsabfall z. B. bei der Gleichstromzweileiteranlage).

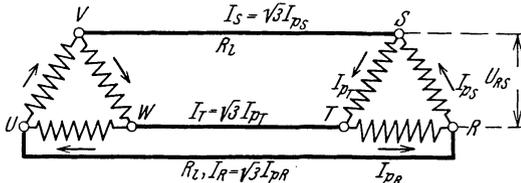


Abb. 31. Dreiphasenanlage (Dreieck-Dreieckschaltung).

Der Leistungsverlust in den drei Leitern ist:

$$\begin{aligned} \Delta N &= 3 \cdot I_R^2 \cdot R_l \cdot 10^{-3} \\ &= \frac{3 \cdot I_R^2 \cdot l}{\kappa \cdot q} \cdot 10^{-3} \text{ kW} \end{aligned}$$

und somit:

$$q' = \frac{3 \cdot I_R^2 \cdot l}{\kappa \cdot \Delta N} \cdot 10^{-3} \text{ mm}^2 \quad (71)$$

bzw. wenn mit dem Belastungsstrom gerechnet wird:

$$q' = \frac{9 \cdot I_{pS} \cdot l}{\kappa \cdot \Delta N} \cdot 10^{-3} \text{ mm}^2 \quad (72)$$

bei der übertragenen Leistung von:

$$\begin{aligned} N_W &= 3 \cdot U_p \cdot I_{pR} \cdot \cos \varphi \cdot 10^{-3} \text{ kW} \\ &= \sqrt{3} \cdot U_{RS} \cdot I_R \cdot \cos \varphi \cdot 10^{-3} \text{ kW}. \end{aligned} \quad (73)$$

Einer besonderen Beurteilung bedarf die ungleiche Belastung der drei Phasen² und zwar wegen des dann infolge der Verkettung der Ströme in den einzelnen Leitern bzw. Phasen auftretenden Spannungsabfalles. Zum besseren Verständnis sollen die Betrachtungen zunächst auf induktionsfreie Belastung bezogen werden. In Abb. 32 ist das der Abb. 31 entsprechende Strom- und Spannungsdiagramm dargestellt¹. Es ist $\overline{OR} = I_{pR}$, $\overline{OS} = I_{pS}$, $\overline{OT} = I_{pT}$ der Phasenstrom der Belastung; die Leiterströme sind dann gleich den Strecken $\overline{RS} = I_R$, $\overline{ST} = I_S$, $\overline{TR} = I_T$. Da die Belastungen durch induktionsfreie Wider-

¹ Die Stromquelle soll groß genug sein, auch bei ungleicher Phasenbelastung den Phasenabstand von 120° aufrechtzuerhalten.

² Zachrisson, E.: Zur Definition des Begriffes Unsymmetrie eines Drehstromsystems. Elektrotechn. Z. 1923 Heft 39 S. 897.

stände gebildet sein sollen, fallen die Vektoren der Spannungen U und der Spannungsabfälle Δu mit den Stromvektoren zusammen. Es ist infolgedessen in einem anderen Maßstabe gemessen $\overline{OR} = I_{pR} \cdot R_l$, $\overline{OS} = I_{pS} \cdot R_l$, $\overline{OT} = I_{pT} \cdot R_l$ bzw. $\overline{RS} = \overline{OV} = I_R \cdot R_l$, $\overline{ST} = \overline{OW} = I_S \cdot R_l$, $\overline{TR} = \overline{OU} = I_T \cdot R_l$. Der Spannungsabfall zwischen zwei Phasen ergibt sich durch geometrische Addition der Spannungsabfälle der beiden zugehörigen Leiter, so daß also der Spannungsabfall für die Phase UV gleich ist der Strecke \overline{UV} usw. Die Ermittlung von \overline{UV} ist aus der Abb. 32 leicht zu ersehen, indem im Nullpunkte O die beiden geometrisch zu addierenden Spannungswerte angetragen werden und die Verbindungslinie der Endpunkte der beiden Vektoren gezogen wird. Sind nun die Phasen ungleich belastet, so geht das Diagramm über in die Abb. 33, die ohne weiteres verständlich ist. Der ungünstigste Fall ist der, bei welchem nur in einer Phase die Volllaststromstärke fließt, während die beiden anderen Phasen unbelastet sind. Dann erhält das Diagramm die Gestalt der Abb. 34. Man erkennt aus diesen Diagrammen, daß bei beliebigen Belastungsänderungen die Spannungsschwankungen nie größer werden können als bis zum größten Spannungsabfall, der bei gleicher Vollbelastung aller drei Phasen vorhanden ist.

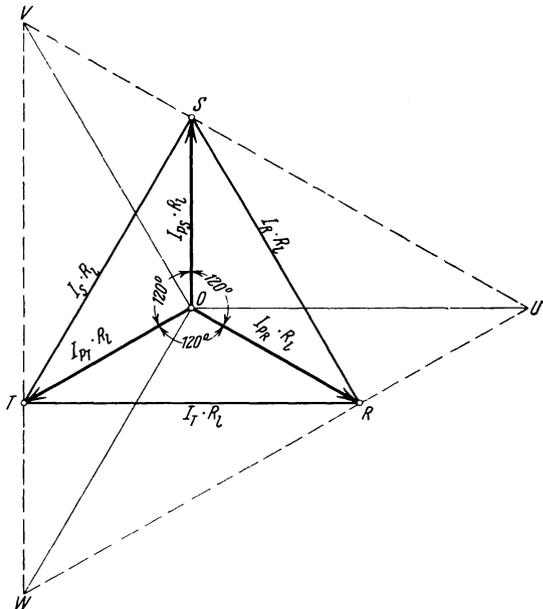


Abb. 32. Spannungsdiagramm für eine Drehstromanlage in Dreieckschaltung (gleiche Phasenbelastung).

Es bedarf keines weiteren ausführlichen Hinweises, daß die Verhältnisse für die Spannungsabfälle sich nicht wesentlich ändern, wenn an Stelle der induktionsfreien Widerstände solche induktiver Natur treten. Die Strom- und Spannungsvektoren sind dann nur ähnlich der Abb. 24 um den Phasenverschiebungswinkel φ gegeneinander verschoben.

Bereits im I. Band wurde bei der Wicklungsschaltung der Drehstromtransformatoren auf die Vorzüge der Dreieckschaltung auch nach dieser Richtung aufmerksam gemacht.

β) Sternschaltung. Bei dieser Schaltung hat man bekanntlich zwischen zwei Ausführungsformen zu unterscheiden und zwar zwischen

einer solchen ohne und einer solchen mit viertem oder Null-Leiter (Abb. 35 und 36). Im I. Band sind die Strom- und Spannungsver-

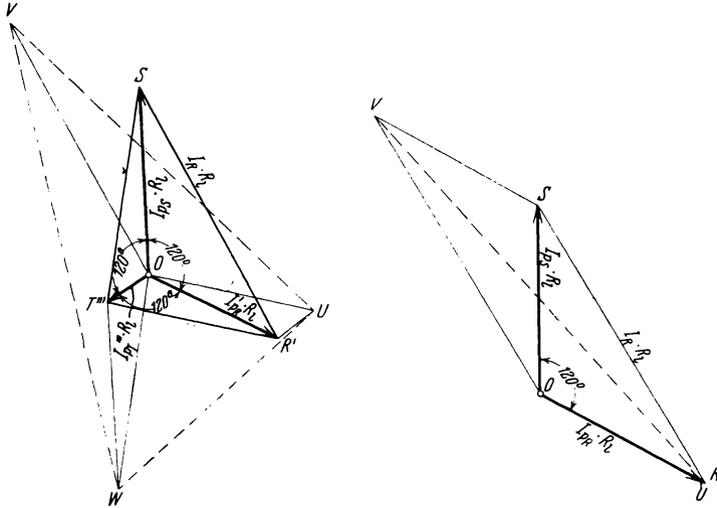


Abb. 33 u. 34. Spannungsdiagramm für eine ungleich belastete Drehstromanlage in Dreieck-Dreieckschaltung.
 (Alle drei Phasen ungleich belastet.) (Zwei Phasen unbelastet, die dritte voll belastet.)

hältnisse auch dieser Schaltformen bereits erläutert worden; es soll daher hier nur kurz darauf hingewiesen werden. Unter der Voraussetzung gleicher Belastung der drei Phasen ist der Nulleiter stromlos. Der in jeder Phase R, S oder T fließende Strom ist:

$$I_R = I_{pR}, \quad I_S = I_{pS}, \quad I_T = I_{pT}. \quad (74)$$

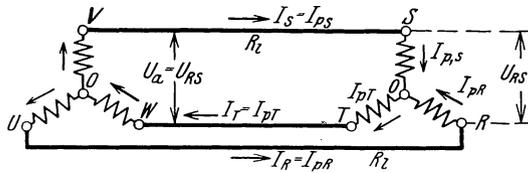


Abb. 35. Dreiphasenanlage (Stern-Sternschaltung).

Dagegen weichen die Spannungen voneinander ab, und zwar ist die Phasenspannung:

$$U_p = \frac{U}{\sqrt{3}}. \quad (75)$$

Somit ist der Spannungsabfall in jedem Leiter:

$$\Delta u_R = I_R \cdot R_l = I_R \cdot \frac{l}{\alpha \cdot q},$$

und zwischen zwei Phasen:

$$\Delta u_{RS} = \sqrt{3} \cdot I_R \cdot R_l = \frac{\sqrt{3} \cdot I_R \cdot l}{\alpha \cdot q} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{pR} \cdot l}{\alpha \cdot q} \quad (76)$$

also gleich dem Spannungsabfall bei Dreieckschaltung der Stromverbraucher [Gl. (69)] und daraus folgt der Querschnitt eines Leiters:

$$q = \frac{\sqrt{3} \cdot I_R \cdot l}{\kappa \cdot \Delta u_{RS}} \quad (77)$$

Der Leistungsverlust in den drei Leitern berechnet sich wie bei der Dreieckschaltung zu:

$$\Delta N = 3 \cdot I_R^2 \cdot R_l \cdot 10^{-3} = \frac{3 \cdot I_R^2 \cdot l}{\kappa \cdot q} \cdot 10^{-3} \text{ kW}$$

und hieraus:

$$q' = \frac{3 \cdot I_R^2 \cdot l}{\kappa \cdot \Delta N} \cdot 10^{-3} \text{ mm}^2 \quad (78)$$

bzw. wenn wiederum die Leistung in kW, l in km und der Verlust prozentual eingesetzt wird:

$$q' = \frac{N_e \cdot l \cdot 10^8}{\kappa \cdot U_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_2 \cdot p'} \quad (79)$$

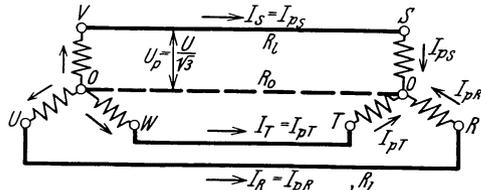


Abb. 36. Dreiphasenanlage (Stern-Sternschaltung mit Nulleiter).

unter der Voraussetzung, daß man von der Leistung an der Belastungsstelle ausgeht.

Wie bei der Dreieckschaltung soll weiter untersucht werden, in welcher Weise sich der Spannungsabfall ändert, wenn die einzelnen Phasen ungleich belastet sind. In diesem Falle, der in Beleuchtungsanlagen stets eintritt, empfiehlt es sich, die Sternschaltung nur mit Benutzung des vierten oder Null-Leiters zu verwenden, da sonst starke Ungleichheiten in der Anlage auftreten, die einen einwandfreien Betrieb sehr erschweren. Es soll daher die folgende Betrachtung nur auf die Vierleiterform beschränkt werden.

Tritt in Abb. 37 eine Abnahme in der Belastung der Phase OS von \overline{OS} auf $\overline{Oa'}$ ein, während die beiden anderen Phasen vollbelastet sind, so fließt im Nulleiter der Strom $I_0 = I_s - I'_s$, wenn mit I'_s der neue, geringere Strom bezeichnet wird. Das entsprechende Strom- und in einem anderen Maßstabe gemessene Spannungsdiagramm ist in Abb. 37 dargestellt wiederum unter der Voraussetzung, daß es sich um induktionsfreie Belastungswiderstände handelt und die Leitung induktions- und kapazitätsfrei ist. Der Strom \overline{OS} ist auf $\overline{Oa'}$ gesunken und der Strom im Nulleiter von Null auf $\overline{Og'}$ gestiegen. Der Spannungsabfall im Leiter VS

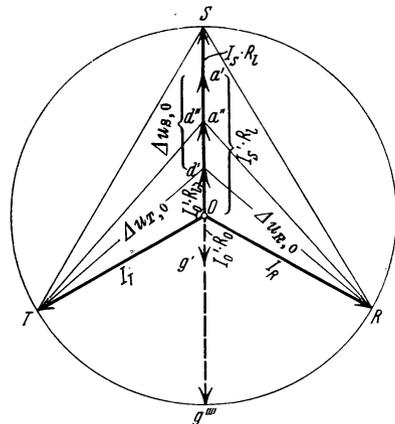
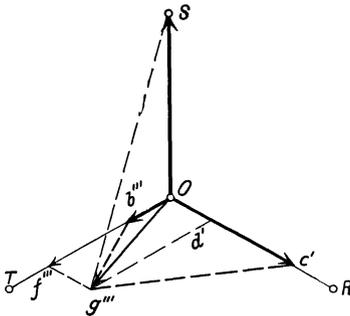


Abb. 37. Spannungsdiagramm für eine Drehstromanlage in Sternschaltung mit Nulleiter.

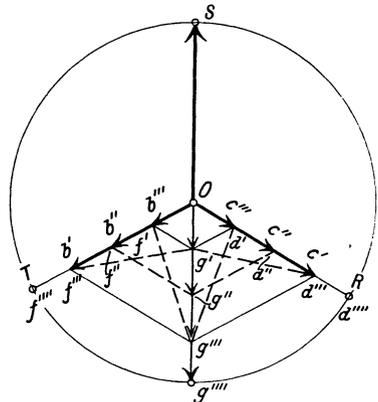
(Abb. 36) beträgt jetzt $\Delta u'_s = I'_s \cdot R_l$ und in Nulleiter $-I'_0 \cdot R_0$, während sich die Spannungsabfälle in den Leitern UR und WT nicht geändert haben. Die Spannungsabfälle sind nunmehr aber zwischen allen drei Phasen von den Werten bei gleicher Belastung abweichend und zwar für:

$$\text{Abb. 36} \left\{ \begin{array}{l} \text{Phase } UR: \widehat{I_R \cdot R_l - I'_0 \cdot R_0} = \Delta u_{R,0}, \\ \text{,, } VS: \widehat{I'_s \cdot R_l - I'_0 \cdot R_0} = a'd' = \Delta u_{S,0}, \\ \text{,, } WT: \widehat{I_T \cdot R_l - I'_0 \cdot R_0} = \Delta u_{T,0}. \end{array} \right. \text{Abb. 37}$$

Das Zeichen $\widehat{}$ soll die geometrische Zusammensetzung der einzelnen Vektoren andeuten. Geht der Strom I_s weiter zurück also z. B. nach a'' in Abb. 37, so ist der negative Verlust im Nulleiter gleich dem positiven Verluste im Haupt-



(Alle drei Phasen ungleich belastet.)



(Zwei Phasen unbelastet, die dritte voll belastet.)

Abb. 38 und 39. Spannungsdreieck für eine ungleich belastete Drehstromanlage in Stern-Sternschaltung mit Nulleiter.

leiter. Wird schließlich $I_s = 0$, so ist der Verlust im Nulleiter gleich der geometrischen Summe der Verluste in den beiden Hauptleitern UR und WT ($\Delta u_{R,0}$ und $\Delta u_{T,0}$), oder mit anderen Worten: Die Spannung der entlasteten Phase VS steigt um den Betrag des Spannungsabfalles im Nulleiter.

Bezieht man die Verschiebung der Spannungsabfälle wegen der leichteren Beurteilung auf einen Spannungsabfall Δu_g , der bei gleicher Phasenbelastung der Leitungsberechnung zugrunde gelegt worden ist, und wählt man den Querschnitt des Nulleiters gleich demjenigen eines Außenleiters, so erhält man für:

$$\left. \begin{array}{l} I_s = 0 \quad \text{und} \quad I_R = I_T = \max: \\ \Delta u_s = \Delta u_g \\ \Delta u_R = \sqrt{3} \cdot \Delta u_g \\ \Delta u_T = \sqrt{3} \cdot \Delta u_g. \end{array} \right\} \quad (80)$$

Hieraus erkennt man, daß bei Entlastung einer Phase die Spannungsabfälle in den beiden anderen Phasen und im Nulleiter zunehmen, und daß die Spannung am Ende der entlasteten Phase niedriger, gleich oder höher sein kann als am Anfang der Leitung.

Wie sich die Verhältnisse ändern, wenn alle drei Phasen ungleich belastet sind, zeigt die Abb. 38, die einer besonderen Erklärung nicht mehr bedarf.

Schließlich soll in Gegenüberstellung mit der Dreieckschaltung noch der ungünstigste Fall untersucht werden, wenn zwei Phasen unbelastet und die dritte vollbelastet sind. In Abb. 39 ist dieses zur Darstellung gebracht. Mit dem gleichmäßigen, allmählichen Abnehmen der Belastungsströme I_R und I_T (Punkte c' , c'' bzw. b' , b'' in Abb. 39) steigt der Strom im Nulleiter, und der durch ihn verursachte Spannungsabfall fällt in die Richtung der Strecke \overline{Og} (vgl. auch Og in Abb. 37).

Die Spannungsabfälle für die Phasen R und T werden aus der geometrischen Addition der Strecken \overline{Oc} und \overline{Ob} mit \overline{Og} gefunden, sind also gleich $c'g'$ bzw. $b'g'$ usw., während der Spannungsabfall in der Phase S um den Spannungsabfall $I_0 \cdot R_0$ im Nulleiter ansteigt. Bei vollkommener Entlastung der Phasen R und T erreicht demnach der Spannungsabfall in der Phase S den doppelten Wert desjenigen bei gleicher Vollbelastung aller Phasen.

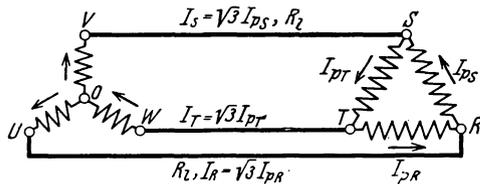


Abb. 40. Dreiphasenanlage (Stern-Dreieckschaltung.)

Ähnlich wie für die Gl. (80) ergibt sich somit, wenn:

$$\left. \begin{aligned} I_R = I_T = 0 \quad \text{und} \quad I_S = \max: \\ \Delta u_S = 2 \cdot \Delta u_g \\ \Delta u_R = \Delta u_g \\ \Delta u_T = \Delta u_g \end{aligned} \right\} \quad (81)$$

Hieraus folgt, daß bei Vollbelastung nur einer Phase und vollkommener Entlastung der beiden anderen die Spannung am Ende der entlasteten Phasen höher ist als am Anfang derselben.

Ist also ein verhältnismäßig großer Spannungsabfall in Beleuchtungsanlagen vorhanden, so kann bei Entlastung einzelner Phasen unter Umständen eine so hohe Spannung an den noch brennenden Lampen herrschen, daß dieselben gefährdet werden.

Handelt es sich um die Querschnittsberechnung von Stromkreisen mit mehreren parallel angeschlossenen Stromverbrauchern, so gelten sinngemäß alle die bei der Einphasenanlage gegebenen Gleichungen. Den Nulleiterquerschnitt wählt man entgegen der Annahme auf S. 58 in der Regel gleich der Hälfte eines Außenleiters und hat damit

bisher gute Erfahrungen gemacht. Wie sich dann die Spannungsabfälle bei ungleicher Phasenbelastung gestalten, ist nach den obigen rechnerischen und zeichnerischen Erläuterungen nicht schwer zu finden; es kann infolgedessen ein Eingehen auch auf diesen Fall unterbleiben. Bildet der Nulleiter bei Abzweigen zwischen einer Phase und dem Hauptnulleiter den zweiten Leiter, so ist eine solche Leitung für beide Leiter wie eine Einphasenleitung zu berechnen.

Der Vollständigkeit wegen ist schließlich in Abb. 40 noch die Stern-Dreieckschaltung gezeichnet, die weiter zu erläutern nicht erforderlich erscheint.

6. Die Wechselstrom-Hochspannungsleitungen.

a) Allgemeine Grundlagen, Grundgleichungen. Wenn bei der Berechnung der Wechselstrom-Niederspannungsleitungen die in den Zu- und Abführungsleitungen auftretende Selbstinduktion und die Kapazität nicht berücksichtigt wurden, so ist das bei den Hochspannungsleitungen nicht mehr zulässig. Die folgenden Erklärungen werden zeigen, daß diese Einflüsse von ganz besonderer Bedeutung sind, weniger zwar auf den Leistungsverlust als in der Hauptsache auf den Spannungsabfall bzw. auf die Spannung im Kraftwerk, an einem Transformator oder an einem ähnlichen Punkt eines Stromkreises und auf die Regelung desselben bei Belastungsänderungen. Der Unterschied in den Belastungsarten, ob es sich also um solche induktionsfreier oder induktiver Natur handelt, muß natürlich gleichfalls gemacht werden.

Die elektrischen Vorgänge in langen, wechselstromdurchflossenen Leitungen — sowohl in blanken, oberirdisch auf Masten verlegten als auch in Kabeln — sind außerordentlich verwickelter Natur und in mancher Beziehung einer erschöpfenden Berechnung überhaupt nicht zugänglich. Kenelly, Rößler, Breisig, Herzog und Feldmann¹ und eine ganze Reihe andere haben sich dem Studium dieser Aufgaben gewidmet, und es ist gewiß hochinteressant, die theoretischen Entwicklungen zu verfolgen. Indessen fehlt dem entwerfenden Ingenieur zu meist die Zeit, umständliche und schwierige, ein großes mathematisches Wissen voraussetzende Rechnungen anzustellen, um eine Leitungsanlage zu entwerfen und die Anfangsspannungen am Generator oder Transformator, die Spannungsabfälle, Spannungsregelung usw. zu bestimmen. Es soll infolgedessen auch hier von der theoretischen Behandlung der Leitungsberechnung abgesehen und dafür ein Näherungsverfahren für die häufiger vorkommenden Fälle angegeben werden, das praktisch vollkommen zuverlässige Ergebnisse liefert. Nur andeutungsweise seien daher die beiden der Berechnung von Wechselstromfernleitungen zugrunde liegenden Differentialgleichungen angeführt, um aus diesen zu erkennen, welche Größen zu berücksichtigen sind.

¹ Schwarzkopf, J.: Zur Berechnung langer Hochspannungsleitungen. Elektrotechn. u. Maschinenb. 1930 Heft 31 S. 725. Timoscheff, A. v.: Näherungsmethoden zur Berechnung von Fernkraftübertragungen. Wiss. Veröff. Siemens-Konz. Bd. 10 Heft 3 S. 109.

Es ist für ein Leiterelement von der Länge dx , das den Strom i_x führt: der Ohmsche Spannungsabfall: $(R_{We} \cdot dx) i_x$ und die EMK der Selbstinduktion: $(L \cdot dx) \frac{di_x}{dt}$. Der Spannungsunterschied an den Enden dieses Leiterelementes ist dann:

$$-\frac{du_x}{dx} = R_{We} \cdot i_x + L \cdot \frac{di_x}{dt}. \quad (82)$$

Die beiden Leiter z. B. eines Einphasenstromkreises sind ferner als ein Kondensator aufzufassen, der gebildet wird durch die beiden metallischen Stücke als Belege und die zwischenliegende Luft als Dielektrikum. Wenn der an den Kondensatorklemmen herrschende Spannungsunterschied u_x ist, so ist:

$$\text{der aufgenommene Ladestrom: } (C \cdot dx) \frac{du_x}{dt},$$

der von dem Dielektrikum durchgelassene Strom, weil die Isolation nicht vollkommen erreicht werden kann: $(\kappa_{\mathfrak{S}} \cdot dx) u_x$.

und der durch Ausstrahlung für die Nutzenanwendung verlorengehende Strom: $(\kappa_S \cdot dx) u_x$.

Die Änderung des die Leitung durchfließenden Stromes ist dann:

$$-\frac{di_x}{dx} = (\kappa_{\mathfrak{S}} + \kappa_S) u_x + C \cdot \frac{du_x}{dt}. \quad (83)$$

In den Gl. (82) und (83) bezeichnet:

R_{We} den Ohmschen Widerstand der Leitung bei Wechselstrom,

L den Selbstinduktionswert (Induktivität),

C die Kapazität,

$\kappa_{\mathfrak{S}}$ die Leitfähigkeit der Isolierbaustoffe, maßgebend für die Ableitung,

κ_S den Wert für die Ausstrahlung der Elektrizität in den Luftraum.

Es sollen nun die einzelnen Größen R_{We} , L , C , $\kappa_{\mathfrak{S}}$ und κ_S der Reihe nach besprochen werden, soweit das für praktische Berechnungen erforderlich ist. Dabei wird vorausgesetzt, daß sich die Spannung und der Strom nach einfachen Sinusfunktionen der Zeit ändern, wie es bei den Stromerzeugern für Kraftübertragungszwecke stets der Fall ist, und daß ferner der sog. Dauerzustand eingetreten ist, d. h. daß die Leitung unter Spannung steht und der Belastungsstrom fließt.

Nach O. Heaviside ist ferner noch die Leistungsabnahme längs der Leitungslänge dx :

$$\frac{d(u \cdot i)}{dx} = -u \frac{di}{dx} - i \frac{du}{dx}$$

bzw. wenn die Gl. (82) und (83) eingeführt werden:

$$\frac{d(u \cdot i)}{dx} = (i^2 \cdot R_{We} + u^2 \cdot \kappa_{\mathfrak{S}} + u^2 \cdot \kappa_S) + \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} L \cdot i^2 + \frac{1}{2} C \cdot u^2 \right). \quad (84)$$

Diese Gl. (84) besagt in Worten: Ist eine bestimmte elektrische Leistung mittels Wechselstrom auf eine gegebene Entfernung zu übertragen, so sind zu der Nutzleistung je nach der Höhe der Spannung noch drei Leistungsbeträge ($i^2 \cdot R_{We}$, $u^2 \cdot \kappa_{\mathfrak{S}}$ und $u^2 \cdot \kappa_S$) aufzuwenden, die zur Überwindung des Ohmschen Widerstandes der Leitung ($i^2 \cdot R_{We}$), des

Der elektrische Bau der Leitungsanlage.

Widerstandes des Dielektrikums $u^2 \cdot \kappa_3$ und zur Deckung des Strahlungsverlustes $u^2 \cdot \kappa_s$ dienen, und ferner ein Leistungsbetrag für die Erzeugung des magnetischen Feldes $\frac{1}{2} L \cdot i^2$ und ein solcher zur Erzeugung des elektrischen Feldes $\frac{1}{2} C \cdot u^2$. Die Beträge $i^2 \cdot R_{We}$, $u^2 \cdot \kappa_3$ und $u^2 \cdot \kappa_s$ werden in Wärme umgesetzt und sind für die Nutzleistung verloren. Sie bestimmen somit den Wirkungsgrad der Leitung η_L , und zwar ist für eine Einphasenanlage, wenn $N_{We} = \frac{U_e \cdot I_e \cdot \cos \varphi_e}{1000}$ die abgegebene Nutzleistung und V_L den Verlust in der Leitung in kW bezeichnet, die am Anfang der Leitungsstrecke zur Verfügung zu stellende Leistung ohne Berücksichtigung der Verluste in den Transformatoren:

$$\frac{U_a \cdot I_a \cdot \cos \varphi_a}{1000} = \frac{U_e \cdot I_e \cdot \cos \varphi_e}{1000} + V_L \text{ kW}$$

$$V_L = \frac{i^2 \cdot R_{We} + u^2 \cdot \kappa_3 + u^2 \cdot \kappa_s}{1000} \text{ kW}$$

und

$$\eta_L = \frac{U_e \cdot I_e \cdot \cos \varphi_e}{(i^2 \cdot R_{We} + u^2 \cdot \kappa_3 + u^2 \cdot \kappa_s) + U_e \cdot I_e \cdot \cos \varphi_e} \quad (85)$$

Die Beträge $\frac{1}{2} L \cdot i^2$ und $\frac{1}{2} C \cdot u^2$ sind dagegen in den magnetischen und elektrischen Feldern aufgespeichert und werden beim Ausschalten bzw. Unterbrechen des Stromkreises wieder frei. Es entstehen dann Überspannungen. Diese Beträge bestimmen zusammen mit dem Leistungsfaktor der Belastungen die scheinbare Leistung der Generatoren bzw. Transformatoren.

b) **Der Ohmsche Widerstand und der Skineneffekt.** Der Ohmsche Widerstand war für eine von Gleichstrom durchflossene Leitung:

$$R_{Gl} = \frac{2 \cdot l}{\kappa \cdot q}$$

Die EMK der Selbstinduktion bei Wechselstrom bewirkt, daß die Stromverteilung über den Leiterquerschnitt nicht mehr wie bei Gleichstrom überall gleichmäßig ist, sondern die Stromdichte wird in den Teilen des Leiters am größten, in welchen das magnetische Feld am stärksten ist, also nach der Oberfläche des Leiters zu. Man bezeichnet diese Erscheinung mit dem Namen Skineneffekt (Hautwirkung). Der Ohmsche Widerstand nimmt aus diesem Grunde zu und zwar um so stärker, je höher die Frequenz des Wechselstroms und der Durchmesser des Leiters ist. Besteht der letztere aus unmagnetischem Werkstoff (Kupfer oder Aluminium), so ist angenähert, wenn mit d der Durchmesser in cm und mit R_{Gl} der entsprechende Widerstand bei Gleichstrom bezeichnet wird:

$$R_{We} = R_{Gl}(1 + 7,5 f^2 \cdot d^4 \cdot 10^{-7}) \text{ Ohm.} \quad (86)$$

Bei den üblichen Frequenzen ($f = 25$ bis 60) ergeben sich für 1 km Leitungslänge bei den verschiedenen, praktisch vorkommenden Querschnitten so geringe Widerstandserhöhungen, daß dieselben, ohne einen belangreichen Fehler zu machen, unberücksichtigt bleiben können.

9. Beispiel. Ist für Kupfer:

$q = 50 \text{ mm}^2$, also $d = 0,798 \text{ cm}$ und R_{Gl} bei $\kappa = 57$ für 1 km = $0,350 \text{ Ohm}$,

so ist bei $f = 25$:

$$R_{We} = 0,350 (1 + 7,5 \cdot 25^2 \cdot 0,798^4 \cdot 10^{-7}) = 0,3500066 \text{ Ohm,}$$

bei $f = 50$:

$$R_{We} = 0,350 (1 + 7,5 \cdot 50^2 \cdot 0,798^4 \cdot 10^{-7}) = 0,350266 \text{ Ohm,}$$

also die Widerstandszunahme auch bei der für Beleuchtungsanlagen im allgemeinen in Deutschland gebräuchlichen Frequenz $f = 50$ verschwindend klein.

Werden für die Leiter nicht massive Drähte, sondern Seile verwendet, so sind die Einzeldrähte zumeist voneinander durch die natürliche Oxydschicht mehr oder weniger isoliert. Die Widerstandszunahme infolge des Skineffektes wird durch diese Unterteilung noch weiter bedeutend vermindert. Kupferquerschnitte aus massivem Draht werden bei Kraftübertragungsleitungen aber über 16 mm^2 , und solche aus Aluminium überhaupt nicht verlegt. Kupferseile dagegen kommen im Durchmesser bis etwa 150 mm^2 und Aluminiumseile bis etwa 185 mm^2 zur Verwendung. Indessen ist auch dann noch die Widerstandszunahme infolge des Skineffektes ohne Bedenken zu vernachlässigen.

Nur in elektrochemischen Anlagen (Karbidgewinning) und bei Schalttafelleitungen (Sammelschienen, Maschinenanschlüsse) kommen massive Leiter größeren Querschnittes zur Anwendung. Da aber dann zumeist die Längen sehr gering sind, kann man ebenfalls ohne großen Fehler $R_{We} = R_{Gl} = R$ annehmen. Die Änderung der Widerstände bei Kabeln wird im 16. Kapitel besprochen.

Handelt es sich um magnetischen Werkstoff z. B. Eisen, Stahl oder Kupferpanzerstahldraht, so ist der Ohmsche Widerstand nach der folgenden Gl. (87) zu berechnen¹, in welcher μ die Permeabilität des Leiters bezeichnet:

$$R_{We, \text{ Eisen}} = R_{Gl} \left[1 + \frac{1}{12} \left(\frac{2\pi \cdot f \cdot \mu}{10^7 \cdot R_{Gl}} \right)^2 - \frac{1}{180} \left(\frac{2\pi \cdot f \cdot \mu}{10^7 \cdot R_{Gl}} \right)^4 \right], \quad (87a)$$

oder wenn:

$$R_{Gl} = \frac{l_g}{\pi \cdot q} \quad (q \text{ in cm}^2, l \text{ in cm}),$$

so wird:

$$R_{We, \text{ Eisen}} = R_{Gl} \left[1 + \frac{1}{12} \left(\frac{2\pi \cdot f \cdot \mu \cdot q \cdot \pi}{l_g} \right)^2 - \frac{1}{180} \left(\frac{2\pi \cdot f \cdot \mu \cdot q \cdot \pi}{l_g} \right)^4 \right]. \quad (87b)$$

Die Widerstandszunahme infolge des Skineffektes kann hier recht erheblich sein. Von der Felten & Guilleaume-Carlswerk A.-G. sind eine Reihe von Versuchen an Eisendrähnen und -seilen gemacht worden, deren Ergebnisse in den Zahlentafeln 5 und 6 zusammengestellt sind. Die Messungen erstreckten sich auf die Feststellung des Widerstandes $R_{We, \text{ Eisen}}$ verschiedener Werkstoffsorten verschiedener Querschnitte und Seilaufbauten bei Belastung mit sinusförmigem Wechselstrom von $f = 50$ Hertz in Abhängigkeit von der mittleren Stromdichte $j = \frac{\text{Belastungsstrom}}{\text{Querschnitt}}$. Die Bezeichnung der Werkstoffe ist H_{00} und H_{000} .

¹ Mie, G.: Elektrische Wellen an zwei parallelen Drähnen. Ann. Physik Bd. 2 (1900) S. 201.

wobei der letztere reiner und infolgedessen im Preise teurer ist als H_{00} . Die Leitfähigkeit κ beträgt bei Gleichstrom:

bei Eisen H_{00} blank verzinkt, 70 kg/mm ² Bruchfestigkeit	hart im Mittel	7,34
H_{00} geblüht „ 40 „ „	weich „ „	7,77
bei Eisen H_{000} blank verzinkt, 70 „ „	hart im Mittel	8,81
H_{000} geblüht „ 40 „ „	weich „ „	8,87

Zahlentafel 5. Ohmscher Wechselstromwiderstand $R_{We, Eisen}$ für 1 km Eisenleitung bei $f = 50$ Hertz.

Werkstoff H_{00} , blank verzinkt, 70 kg/mm² Prüffestigkeit.

Die Querschnitte sind Nennquerschnitte. Die Widerstandswerte sind Höchstwerte.

Eisen- quer- schnitt mm ²	Seilaufbau mm	bei 0,4 A/mm ² Stromdichte		0,7 A/mm ² Stromdichte		1,0 A/mm ² Stromdichte		1,3 A/mm ² Stromdichte	
		$R_{We, E.}$	μ	$R_{We, E.}$	μ	$R_{We, E.}$	μ	$R_{We, E.}$	μ
1,0	1 × 1,1	290	320	290	650	290	700	290	750
1,5	1 × 1,4	180	280	180	580	180	680	181	720
2,5	1 × 1,8	109	240	111	520	113	640	115	680
	7 × 0,7	104	50	104	80	104	110	106	130
4	1 × 2,3	68	200	73	480	75	600	77	640
	7 × 0,9	64	60	64	80	64	110	65	120
6	7 × 1,1	42,2	60	42,2	80	43,0	110	44,4	120
10	7 × 1,4	26,2	60	26,4	80	27,0	100	28,3	110
16	7 × 1,7	17,8	70	18,2	80	19,0	100	19,8	100
	19 × 1,1	15,8	40	16,2	60	16,3	70	16,4	80
25	7 × 2,2	11,0	70	11,7	70	12,4	90	12,8	90
	19 × 1,3	11,5	60	11,8	60	12,0	70	12,0	70
35	7 × 2,5	8,8	70	9,8	70	10,4	90	10,3	90
	19 × 1,6	7,9	50	8,4	60	8,5	60	8,3	70
50	7 × 3,0	6,8	75	8,4	75	8,4	80	7,9	80
	19 × 1,8	6,5	50	7,0	60	7,1	60	6,9	60
	37 × 1,3	6,0	40	6,2	60	6,7	70	6,8	70
70	19 × 2,2	4,6	50	5,2	60	5,2	60	5,0	60
	37 × 1,6	4,2	40	4,4	50	4,6	60	4,6	60
95	19 × 2,5	3,9	50	4,4	60	4,4	60	4,1	60
	37 × 1,8	3,5	40	3,7	50	3,8	50	3,7	50
	7 × 7 × 1,6	3,0	20	3,3	30	3,4	40	3,4	50
120	37 × 2,0	3,1	50	3,3	50	3,1	50	3,0	50
	7 × 7 × 1,8	2,5	20	2,7	30	2,9	30	2,9	40
150	37 × 2,3	2,7	50	2,9	50	2,6	50	2,4	40
	7 × 7 × 2,0	2,1	20	2,3	30	2,5	30	2,4	30

Also ist κ bei H_{000} um 17 vH höher und wird noch größer bei Wechselstrom infolge der durch seine größere Permeabilität μ gesteigerten Widerstandszunahme. Aus diesem Grunde ist daher H_{00} besser für Wechselstromleitungen zu verwenden. Auf diese Erscheinung muß bei dem Vergleich verschiedener Eisensorten besonders geachtet werden. Das

Ausglühen bewirkt eine weitere Steigerung der Widerstandszunahme bei Wechselstrom.

Für die Benutzung der Zahlentafeln 5 und 6 gilt, daß bei induktionsfreier Belastung und Einphasenstrom allein mit dem Werte von $R_{We, Eisen}$ zu rechnen ist, und zwar wird der entsprechende Wert von

Zahlentafel 6. Ohmscher Wechselstromwiderstand $R_{We, Eisen}$ für 1 km Eisenleitung bei $f = 50$ Hertz.

Werkstoff H₀₀₀, blank verzinkt, 70 kg/mm² Prüffestigkeit.

Die Querschnitte sind Nennquerschnitte. Die Widerstandswerte sind Höchstwerte.

Eisen- quer- schnitt mm ²	Seilaufbau mm	bei 0,4 A/mm ² Stromdichte		0,7 A/mm ² Stromdichte		1,0 A/mm ² Stromdichte		1,3 A/mm ² Stromdichte	
		$R_{We, E.}$	μ	$R_{We, E.}$	μ	$R_{We, E.}$	μ	$R_{We, E.}$	μ
1,0	1 × 1,1	250	320	250	650	250	700	250	750
1,5	1 × 1,4	155	280	155	580	156	680	157	720
2,5	1 × 1,8	94	240	95	520	99	640	103	680
	7 × 0,7	90	50	90	80	91	110	92	140
4	1 × 2,3	61	200	64	480	69	600	70	640
	7 × 0,9	55	60	55	80	55	110	56	140
6	7 × 1,1	36,5	60	36,5	80	37,0	110	38,0	140
10	7 × 1,4	22,6	60	22,8	90	23,3	110	24,6	130
16	7 × 1,7	15,3	70	15,5	90	16,2	110	17,4	120
	19 × 1,1	13,6	40	14,0	60	14,6	70	14,9	80
25	7 × 2,2	9,6	70	10,0	100	10,5	110	11,5	110
	19 × 1,3	9,9	60	10,2	70	10,9	70	11,2	80
35	7 × 2,5	7,8	80	8,4	100	8,9	110	9,5	100
	19 × 1,6	6,8	50	7,1	70	7,8	70	7,9	70
50	7 × 3,0	6,0	90	7,8	100	7,8	110	7,4	95
	19 × 1,8	5,6	50	5,8	60	6,5	70	6,5	70
	37 × 1,3	5,3	40	5,8	60	6,1	70	6,2	70
70	19 × 2,2	4,1	60	4,4	70	4,8	60	4,7	60
	37 × 1,6	3,6	40	4,1	50	4,3	60	4,3	60
95	19 × 2,5	3,6	60	3,9	60	4,1	60	3,9	60
	37 × 1,8	3,0	40	3,4	50	3,5	50	3,5	50
	7 × 7 × 1,6	2,7	20	2,8	30	3,0	40	3,0	50
120	37 × 2,0	2,5	50	2,9	50	3,0	50	2,9	50
	7 × 7 × 1,8	2,2	20	2,3	30	2,4	30	2,5	40
150	37 × 2,3	2,2	50	2,5	50	2,4	50	2,3	40
	7 × 7 × 2,0	1,9	20	2,1	30	2,2	30	2,1	30

$R_{We, Eisen}$ je nach der mittleren Stromdichte entweder unmittelbar oder durch Interpolieren gefunden. Bei Drehstrom ist der halbe Wert von $R_{We, Eisen}$ und außerdem $I\sqrt{3}$ zu rechnen. Bei induktiver Belastung gelten entsprechend die Gl. (102) bzw. das Vektordiagramm Abb. 50. Auch die Art der Verseilung und die Bildung des Querschnittes aus mehrdrätigen Litzen und Seilen ändert den wirksamen Widerstand,

was aus den Schaulinien der Abb. 41 und 42 erkennbar ist. In Abb. 41 sind bei den Schaulinien 3, 4, 7, 8 die Litzen der einzelnen Lagen abwechselnd in entgegengesetzter Richtung geschlagen, während die Schaulinien 1, 2, 5, 6 sich auf Litzenseile beziehen, bei denen die Verseilung der Litzen zum Seil in entgegengesetzter Richtung erfolgte,

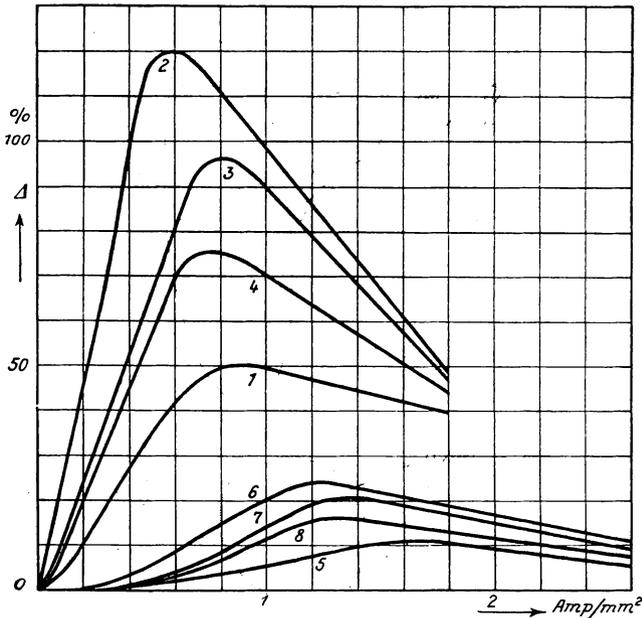


Abb. 41. Widerstandsvergrößerung bei Eisenleitungen und Wechselstrom.

Δ = Zunahme des Widerstandes abhängig von der mittleren Stromdichte bei $f = 50$ Hertz und dem Seilaufbau. Werkstoff H_{90} blank verzinkt, hart mit 70 kg/mm^2 Prüffestigkeit.

Schaulinie	Drahtdurchmesser mm	Seilaufbau
1	2	7×7 Drähte, Seilschlag entgegen dem Litzenschlag
2	2	7×7 Drähte, Seilschlag gleichgerichtet dem Litzenschlag
3	2	48 Drähte, die einzelnen Lagen gleichgerichtet
4	2	48 Drähte, die einzelnen Lagen abwechselnd entgegengesetzt
5	1	7×7 Drähte
6	1	7×7 „
7	1	48 „
8	1	48 „

} wie 1 bis 4

als die Litzen selbst geschlagen wurden (sog. Kreuzschlag). Es ist vorteilhafter, ein Seil aus vielen geringdrähtigen Litzen zu wählen, als ein solches aus wenig vieldräftigen (siehe Zahlentafeln 5 und 6 und Abb. 42). In Abb. 43 sind Schaulinien von Messungen der AEG dargestellt, die mit Stahldrahtseilen von 50 bis 450 mm^2 Querschnitt (Prüffestigkeit 120 kg/mm^2) zur Ermittlung des Gleichstrom- und Wechselstrom-Spannungsabfalles vorgenommen wurden¹. Eine Phasenverschiebung

¹ Siehe Elektrotechn. Z. 1905 S. 350.

zwischen Strom und Spannung war nicht festzustellen, so daß also Spannungsabfall und Wattverlust verhältnismäßig sind.

c) **Selbstinduktion und gegenseitige Induktion.** Jeder elektrische Strom erzeugt in der Umgebung seines Leiters ein magnetisches Feld, dessen Kraftlinien den Leiter in Form von konzentrischen Kreisen umschließen. Ändert der Strom seine Richtung und Stärke, so ändert sich im gleichen Sinne auch das magnetische Feld; es wird infolgedessen im Leiter eine EMK induziert, die nach dem Induktionsgesetz der Änderung des Stromes entgegenwirkt und in der Gl. (82) dargestellt wird durch das Glied:

$$L \cdot \frac{di_x}{dt} = E_s.$$

Man nennt E_s die EMK der Selbstinduktion und L die Induktivität oder den Selbstinduktionswert des Stromkreises. Befinden sich neben dem Leiter noch ein oder mehrere andere Leiter also z. B. der zweite Leiter bei einer Einphasenlinie, die beiden anderen Phasenleiter bei einer Dreiphasenlinie, dann trifft ein Teil des die Leiter umgebenden magnetischen Feldes gegenseitig auch alle übrigen Leiter und induziert in diesen bei Veränderung des Feldes EMKe. Man nennt diese die EMKe der gegenseitigen Induktion, die unter Umständen bei un-

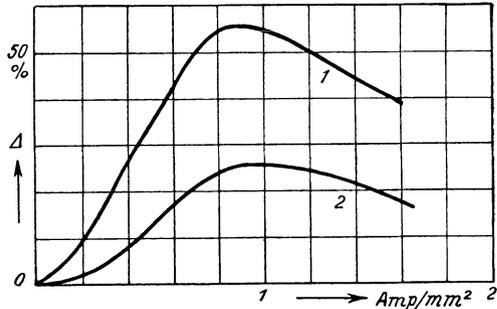


Abb. 42. Widerstandsvergrößerung bei Eisenleitungen und Wechselstrom.

Δ = Zunahme des Widerstandes abhängig von der mittleren Stromdichte bei $f = 50$ Hertz und dem Seilaufbau. Werkstoff H_{00} blank verzinkt, hart mit 70 kg/mm^2 Prüffestigkeit.

Schaulinie	Werkstoff	Seilaufbau
1	H_{00} , 1,0 mm Durchmesser, blank verzinkt, hart, 70 kg/mm^2 Prüffestigkeit	7×27 Drähte, alle Litzen rechts geschlagen, Seil links geschlagen
2	wie 1	27×7 Drähte 7 Drähte rechts, 3×7 „ links, 7 „ „ 9×7 „ rechts, 7 „ „ 15×7 „ links

zweckmäßiger Anordnung der Leiter zueinander und bei zwei nebeneinander verlaufenden Leitungen ungleiche Spannungen an den Enden und Spannungsschwabungen zur Folge haben können. Der Wert der gegenseitigen Induktion soll mit M bezeichnet werden.

Die gesamte Induktion setzt sich nun zusammen aus der Selbstinduktion und der gegenseitigen Induktion. Sie bewirkt eine Zunahme des Spannungsabfalles. Die EMKe der Induktion erzeugen Ströme, sog. Induktionsströme, die nach dem Lenzschen Gesetz derart gerichtet sind, daß sie den Leiterströmen entgegenwirken. Sie verursachen ein Nacheilen des Stromes gegenüber der Spannung. So ist, wenn z. B. in Abb. 44 für einen Augenblick der Strom I von A nach BCD fließt, die Richtung des Selbstinduktionsstromes von B nach A bzw. von D nach C und die des Stromes, der durch

gegenseitige Induktion hervorgerufen wird, von A nach B bzw. von C nach D . Auf die Richtung der Induktionsströme ist bei der Berechnung von L und M ganz besonders zu achten. Sie ist daher bei einem Teil der folgenden Abbildungen durch neben die Leiter gesetzte Pfeile jedesmal angedeutet. Das wird die Ermittlung des Wertes der Gesamtinduktion später wesentlich erleichtern. Für den Fall paralleler Leiter, die von

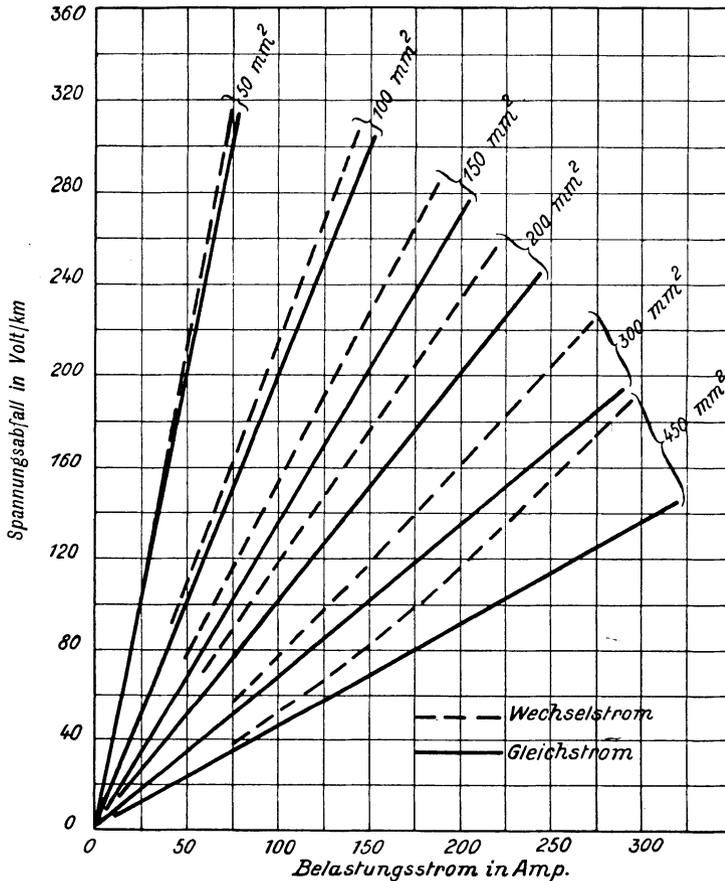


Abb. 43. Spannungsabfall in Stahlschleifen bei Gleichstrom und Wechselstrom, $f = 50$ Hertz.

gleichgerichteten Strömen durchflossen werden (Querschnittunterteilung f. j. Phase), ist die Richtung von L und M in Abb. 45 dargestellt.

Die Berechnung des induktiven Spannungsabfalles mit Hilfe des Begriffes der Selbstinduktion und gegenseitigen Induktion bietet den Vorteil, selbst bei verwickelteren Leiteranordnungen die einzelnen Teile des Spannungsabfalles getrennt für jeden Leiter ermitteln und daraus leicht beurteilen zu können, ob ungleiche Spannungsabfälle und damit ungleiche Stromverteilung in den einzelnen Phasen einer Fernleitung zu erwarten sind.

Die Induktivität L für einen geraden Leiter ist ganz allgemein:

$$L = 2l \left(\ln \frac{2l}{r} - 1 + \frac{\mu}{4} \right), \quad (88)$$

worin:

- l die Länge des Leiters in km,
- \ln den natürlichen Logarithmus,
- r den Halbmesser des Leiters in cm,
- μ die Permeabilität des umgebenden Mediums bezeichnet.

Setzt man für blanke Leiter in freier Luft $\mu = 1$, statt des natürlichen bequemer den Briggschen Logarithmus ($\ln = 2,3 \lg 10$) und rechnet L in Henry (H), so geht die Gl. (88) über in die Form:

$$L_1 = \frac{2 \cdot l}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right) \text{ H.} \quad (89)$$

Der Wert der gegenseitigen Induktion M eines zweiten, parallel verlaufenden Leiters auf den betrachteten ist, wenn a in cm den Achsenabstand der beiden benachbarten Leiter (Abb. 44) bezeichnet:

$$M_{2,1} = 2l \left(\ln \frac{2l}{a} - 1 \right), \quad (90)$$

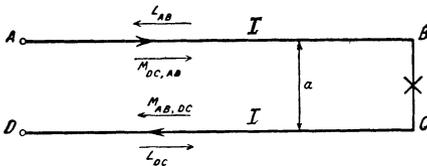


Abb. 44. Richtung der Induktionsströme bei einer Einphasenleitung.

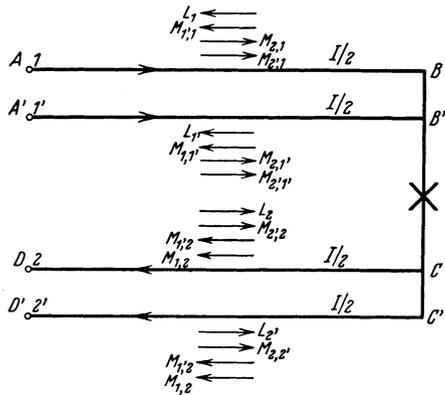


Abb. 45. Richtung der Induktionsströme bei einer Einphasen-Doppelleitung.

oder wie oben umgerechnet:

$$M_{2,1} = \frac{2 \cdot l}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{2 \cdot l}{a} - 1 \right) \text{ H.} \quad (91)$$

Die Gesamtinduktivität für den Leiter AB (Abb. 44) von l km Länge, dem der Leiter DC benachbart ist, ergibt sich somit zu:

$$L_g = L_1 - M_{2,1} = \frac{l}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a}{r} + 0,5 \right) \text{ H.} \quad (92)$$

Die Werte für a und r müssen in dem gleichen Maße also z. B. in cm gemessen werden.

Um den entwerfenden Ingenieur in den Stand zu setzen, auch für andere Formen der Leiteranordnung auf den Masten als die im folgenden erläuterten selbst die Werte von L und M und daraus L_g ermitteln zu können, werden jedesmal die Gleichungen für die einzelnen Leiteranordnungen teilweise für die gesamte Leitung, teilweise für die einzelnen Leiter selbst kurz abgeleitet werden. Der Wert für die gesamte

Induktivität L_g einer Leitung hängt natürlich von der Lage der Leiter zueinander, der Zahl der Seile für jede Phase und dem Stromsystem ab; es wird daher sowohl die Ein- als auch die Mehrphasenanlage behandelt.

Die Reaktanz einer Einphasen-Leitungsanlage ist ferner:

$$x_l = \omega \cdot L_g = 2\pi \cdot f \cdot L_g, \quad (93)$$

und der induktive Spannungsabfall:

$$\Delta u_s = I \cdot x_l = I \cdot 2\pi \cdot f \cdot L_g \text{ Volt.} \quad (94)$$

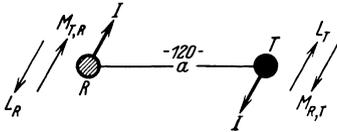


Abb. 46. Einphasenleitung.

1. Die Einphasenleitung. Die Einphasenleitung mit nur je einem Leiter für Hin- und Rückleitung. Dieser einfachste Fall ist in Abb. 46 dargestellt. Zum leichteren Verständnis sind für I , L und M die Richtungen — natürlich nur für einen Augenblick zu

verstehen — durch Pfeile angedeutet. Somit ist nach Gl. (88) und (90):

$$\begin{aligned} L_R &= 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right), & L_T &= 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right), \\ M_{T,R} &= 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a} - 1 \right), & M_{R,T} &= 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a} - 1 \right), \\ L_{gR} &= L_R - M_{T,R}, & L_{gT} &= L_T - M_{R,T}, \end{aligned}$$

und schließlich:

$$L_g = L_{gR} + L_{gT},$$

weil Selbstinduktion und gegenseitige Induktion der beiden Leiter hintereinander geschaltet sind. Ausgewertet ergibt sich für die Leitung, wenn der Briggsche statt des natürlichen Logarithmus eingeführt wird:

$$L_g = \frac{2}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a}{r} + 0,5 \right) \text{ H/km.} \quad (95)$$

Bestehen die Leiter aus magnetischem Werkstoff also aus Eisen, Stahl, Kupferpanzerstahl, so muß die Permeabilität des Werkstoffes mit berücksichtigt werden, um die Berechnung des induktiven Spannungsabfalles durchführen zu können. Die Werte für die wirksame Permeabilität μ bei Wechselstrom mit sinusförmigem Verlauf und $f = 50$ sind aus den Zahlentafeln 5 und 6 zu ersehen wiederum in Abhängigkeit von der Stromdichte. Die Benutzung der Zahlentafeln 5 und 6 für μ hat nach den gleichen Gesichtspunkten wie für $R_{We, \text{ Eisen}}$ zu geschehen. Die Gl. (95) für eine Einphasenleitung (einfache Leiterschleife) erhält nach Maxwell die Form:

$$L_g = \frac{1}{2} \left[\mu_1 + \mu_2 + 4\mu_0 \cdot \ln \frac{(a - r_1)(a - r_2)}{r_1 \cdot r_2} \right] 10^{-4} \text{ H/km,} \quad (96)$$

worin:

μ_1 die Permeabilität des Leiters 1 vom Radius r_1 ,

μ_2 „ „ „ „ 2 „ „ r_2 ,

μ_0 „ „ „ „ Zwischenmediums,

a den Abstand wie in Gl. (95)

bedeutet. Ist $r_1 = r_2$ und für gleichen Werkstoff $\mu_1 = \mu_2$, ferner für Luft wiederum $\mu_0 = 1$, so geht Gl. (96) über in:

$$L_g = \frac{1}{2} \left[2\mu + 4 \ln \frac{(a-r)^2}{r^2} \right] 10^{-4} \text{ H/km} \quad (97)$$

oder durch Umformung:

$$L_g = \frac{2}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a}{r} + \frac{\mu}{2} \right) \text{ H/km} . \quad (98)$$

10. Beispiel. Es ist der Spannungsabfall für den Kilometer längs einer Einphasen-Freileitung zu berechnen, die aus je einem Leiter für die Phase besteht. Die Spannung am Ende der Leitung betrage $U_e = 40000$ V, die Stromstärke $I = 10$ A, die Frequenz $f = 50$. Die Kupferseile mit einem Querschnitt von $q = 50 \text{ mm}^2$ ($r = 0,45 \text{ cm}$) sollen in einem Abstand von $a = 120 \text{ cm}$ verlegt werden.

Der Ohmsche Widerstand der Leitung ist:

$$2 \cdot R_l = \frac{2 \cdot l}{\pi \cdot q} = \frac{2 \cdot 1000}{57 \cdot 50} = 0,7 \text{ Ohm/km},$$

und somit der Ohmsche Spannungsabfall:

$$I \cdot 2 \cdot R_l = 10 \cdot 0,7 = 7 \text{ V/km}.$$

Die Induktivität der Leitung berechnet sich nach Gl. (95) zu:

$$L_g = \frac{2}{10^4} \left(4,6 \cdot \lg \frac{120}{0,45} + 0,5 \right) = 0,00235 \text{ H/km},$$

und infolgedessen der induktive Spannungsabfall:

$$I \cdot x_i = I \cdot 2 \pi \cdot f \cdot L_g = 10 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,00235 \cong 7,4 \text{ V/km}.$$

Einphasenleitung besteht aus mehreren parallelgeschalteten Leitern für jede Phase. Eine Unterteilung des Leiterquerschnittes einer Phase ist dann zu wählen, wenn infolge der Stromstärke oder des Spannungsabfalles bzw. Leistungsverlustes der Querschnitt für einen Leiter so stark wird, daß er mit Rücksicht auf die Montageschwierigkeiten, Mast- und Gestängekosten usw. nicht mehr verlegt werden kann. Über die betriebstechnischen Vorteile dieser Anordnung wird später weiteres gesagt werden.

Man kann nun zwei oder drei, seltener noch mehr Leiter für jede Phase wählen und die einzelnen Leiter nach den in den Abb. 47, 48 und in der Zahlentafel 7 dargestellten Formen hinsichtlich der räumlichen Anordnung einerseits und der Lage der einzelnen Phasenleiter (R_1, R_2 bzw. T_1, T_2 sollen gleichartig sein, d. h. R_1, R_2 Hinleiter, T_1, T_2 Rückleiter) zueinander andererseits auf dem Mast anordnen. Die Leiter gleicher Sammelschienenanschlüsse werden also entweder untereinander vertauscht oder nebeneinander verlegt; es soll daher auch untersucht werden, welche Ausführung am günstigsten ist, d. h. bei der die Induktivität den kleinsten Wert aufweist. Da die Ermittlung von L_g hier schon etwas umständlicher ist, sollen zwei Fälle noch ausführ-

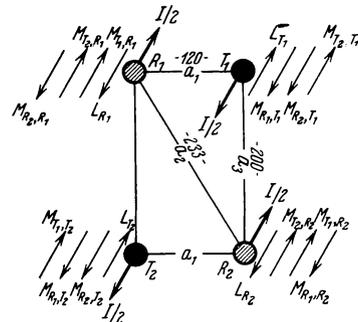


Abb. 47. Einphasenleitung mit 4 Leitern (gemischte Anordnung).

licher durchgerechnet werden. Zu diesem Zwecke sind in Abb. 47 und 48 wiederum die Richtungen für L und M in bezug auf diejenige des Stromes durch Pfeile gekennzeichnet. Die Gesamtinduktivität z. B. zweier paralleler Leiter R_1, R_2 ist dann:

$$L_{\varrho R_1, R_2} = \frac{(L_{R_1} + L_{R_2})}{2}. \quad (99)$$

In Abb. 47 bilden die vier Leiter die Ecken eines Rechteckes; die gleichpoligen Leiter liegen in der Diagonale. Es genügt, die Einzelwerte eines Leiters zu ermitteln und dann den Gesamtwert der Induktivität ähnlich wie für Abb. 46 festzustellen. Mit den in Abb. 47 angegebenen Bezeichnungen für die verschiedenen Leiterabstände vom Leiter R_1 ergeben sich:

$$\begin{aligned} L_{R_1} &= 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right), \\ M_{T_1, R_1} &= 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a_1} - 1 \right), \\ M_{R_2, R_1} &= 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a_2} - 1 \right), \\ M_{T_2, R_1} &= 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a_3} - 1 \right). \end{aligned}$$

Da nun die Leiter R_1 und R_2 bzw. T_1 und T_2 parallelgeschaltet sind, ist die Induktivität des Leiters (R_1, R_2):

$$\begin{aligned} L_{\varrho R_1, R_2} &= \frac{1}{2} L_{\varrho R_1} = \frac{1}{2} L_{\varrho R_2} \\ &= \frac{1}{2} [(L_{R_1}) + M_{R_2, R_1}] - (M_{T_1, R_1} + M_{T_2, R_1}) = l \left(\ln \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0,25 \right), \end{aligned}$$

entsprechend diejenigen für den Leiter (T_1, T_2):

$$L_{\varrho T_1, T_2} = l \left(\ln \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0,25 \right),$$

und die Gesamtinduktivität der Leitung:

$$\left. \begin{aligned} L_{\varrho} &= L_{\varrho R_1, R_2} + L_{\varrho T_1, T_2} = 2l \left(\ln \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0,25 \right) \text{ H} \\ &= \frac{1}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0,5 \right) \text{ H/km.} \end{aligned} \right\} (100)$$

11. Beispiel. In diesem sowohl wie in den folgenden Beispielen für die Berechnung der Induktivität werden die Daten aus dem 10. Beispiele benutzt. Soweit noch andere Leiterentfernungen berücksichtigt werden müssen, sind sie in den zugehörigen Abbildungen vermerkt (z. B. Abb. 47).

Es ist:

$$L_{\varrho} = \frac{1}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{120 \cdot 200}{0,45 \cdot 233} + 0,5 \right) = 0,001135 \text{ H/km,}$$

$$x_i = \omega \cdot L_{\varrho} = 0,356 \text{ Ohm/km,}$$

und bei:

$$I = 10 \text{ A,}$$

$$I \cdot x_i = 3,56 \text{ V/km.}$$

In Abb. 48 bilden sechs Leiter die Ecken eines Sechsecks. Die Phasen sind untereinander vermischt. Die Werte für den Leiter R_1 sind dann:

$$L_{R_1} = 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right),$$

$$M_{R_2, R_1} = M_{R_3, R_1} = 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a_2} - 1 \right),$$

$$M_{T_1, R_1} = M_{T_3, R_1} = 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a_1} - 1 \right),$$

$$M_{T_2, R_1} = 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a_3} - 1 \right),$$

und somit:

$$L_{\sigma R_1} = (L_{R_1} + M_{R_2, R_1} + M_{R_3, R_1}) - (M_{T_1, R_1} + M_{T_2, R_1} + M_{T_3, R_1}).$$

Da die Ausrechnung dieser Gleichung keinerlei Schwierigkeiten macht und mit hinreichender Genauigkeit:

$$L_{\sigma R_1, R_2, R_1} = \frac{1}{3} L_{\sigma R_1} = \frac{1}{3} L_{\sigma R_2} = \frac{1}{3} L_{\sigma R_3},$$

bzw.:

$$L_{\sigma T_1, T_2, T_3} = \frac{1}{3} L_{\sigma T_1} = \frac{1}{3} L_{\sigma T_2} = \frac{1}{3} L_{\sigma T_3}$$

gesetzt werden kann, so ergibt sich:

$$L_{\sigma} = \frac{2}{3 \cdot 10^4} \left(4,6 \lg \frac{a_1^2 \cdot a_3}{r \cdot a_2^2} + 0,5 \right) \text{ H/km.} \quad (101)$$

12. Beispiel. Für die Anordnung nach Abb. 48 ist:

$$L_{\sigma} = \frac{2}{3 \cdot 10^4} \left(4,6 \lg \frac{120^2 \cdot 233}{0,45 \cdot 200^2} + 0,5 \right) = 0,000731 \text{ H/km,}$$

$$x_1 = 314 \cdot 0,000731 = 0,2295 \text{ Ohm/km,}$$

$$I \cdot x_1 = 10 \cdot 0,2295 = 2,295 \text{ V/km.}$$

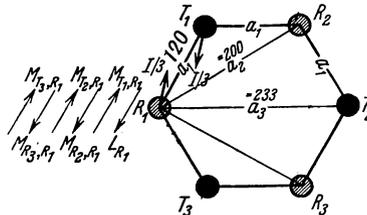


Abb. 48. Einphasenleitung mit 6 Leitern (gemischte Anordnung).

Diese Fälle sind aus der großen Zahl der verschiedenen Möglichkeiten für die Unterteilung und Verlegung der Leiter die in der Praxis am häufigsten vorkommenden, und die Ermittlung der Induktivität ist an ihnen so ausführlich vorgenommen, daß der entwerfende Ingenieur nunmehr wohl ohne Schwierigkeiten für jede beliebige andere Anordnung von Einphasenleitern L_{σ} feststellen kann.

In der Zahlentafel 7 sind die sich für verschiedene andere Leiteranordnungen ergebenden Werte der Induktivität und die entsprechenden Ergebnisse des Beispiels eingetragen, so daß ein Vergleich hinsichtlich der günstigsten Ausführung bequem möglich ist. Die Werte der Spalte 5 zeigen, daß Fall 1 der ungünstigste ist, Fall 2 und 3 kleinere Werte ergeben wie Fall 4, 5 und 6; das gleiche gilt für Fall 8 bzw. 9. Also sollte man in elektrischer Hinsicht bei Unterteilung des Querschnittes für jede Phase die einzelnen Leiter untereinander vermischen, weil das Zusammenziehen aller Leiter der Hin-

bzw. Rückleitung auf einer Seite des Mastes einen höheren induktiven Spannungsabfall zur Folge hat.

Vom betriebstechnischen Standpunkt dagegen sind nur diejenigen Verlegungsformen empfehlenswert, bei denen auf jeder Mastseite vollständige Stromkreise vorhanden sind, also die Anordnungen 1, 2, 3, 5, 7. Bei den Verlegungsarten nach 2 und 3 müßten die Anschlüsse an den Sammelschienen entsprechend vertauscht werden. Die Anordnung 6, die im übrigen in Vergleich zu ziehen ist mit 3, müßte um 90° gedreht werden. Unter diesen Gesichtspunkten ist der Betrieb, wenn auf einem Stromkreis Störungen eintreten, weiter aufrecht erhaltbar, und Arbeiten auf den Masten wären bei entsprechender Vorsicht und genügenden Phasenabständen möglich. Weiteres hierzu wird bei der Besprechung der Drehstromleitungen behandelt.

Alle Gleichungen gelten auch für den erweiterten Fall, daß es sich um gesonderte, selbständige Stromkreise handelt unter der Voraussetzung, daß sie synchron betrieben werden, d. h. daß sie an denselben Sammelschienen liegen. Werden die einzelnen Stromkreise von unterschiedlichen Strömen durchflossen, so würden die Induktivitäten natürlich auch voneinander abweichen. Dieses indessen rechnerisch zu untersuchen, lohnt nicht der Mühe. Man ermittelt den Höchstwert und legt diesen den Rechnungen für jeden der beiden Stromkreise zugrunde.

Kommt asynchroner Betrieb für zwei oder mehr Stromkreise in Frage, so wird die Berechnung der Induktivitäten noch schwieriger und umständlicher. Unter einem asynchronen Betrieb ist ein solcher zu verstehen, bei dem die Leiter nicht an die gleichen Sammelschienen angeschlossen sind, sondern von nicht parallelarbeitenden Generatoren z. B. mit verschiedenen Spannungen oder abweichender Frequenz und Spannung (Bahn- und Kraftfernleitungen) gespeist werden. Es würde zu weit führen, auch hierauf noch einzugehen. Man benutzt dann zur Beseitigung der ungleichen magnetischen Induktion das Mittel der Verdrehung der Leiter in ähnlicher Weise wie es auf S. 81 bei der Dreiphasenlinie angegeben ist, und erreicht dadurch praktisch gleiche Induktivitäten.

Der Gesamtspannungsabfall Δu setzt sich nun geometrisch zusammen aus dem Ohmschen und dem induktiven Spannungsabfall. Die Impedanz der Leitung ist:

$$z_l = \sqrt{(2 \cdot R_l)^2 + x_l^2}, * \quad (102)$$

also:

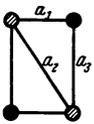
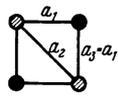
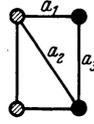
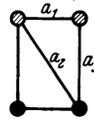
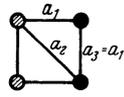
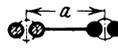
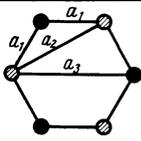
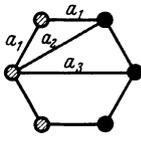
$$\Delta u = I \cdot z_l = I \sqrt{(2 \cdot R_l)^2 + x_l^2}, \quad (103)$$

oder vektoriell geschrieben:

$$\Delta u \underline{\underline{=}} I \cdot 2 \cdot R_l + I \cdot x_l \underline{\underline{\wedge}} I \cdot 2 \cdot R_l + I \cdot 2\pi \cdot f \cdot L_g. \quad (104)$$

* Der Einfachheit wegen soll im folgenden die Schreibweise für den Ohmschen Widerstand bei Wechselstrom nicht mehr beibehalten, sondern $R_{we,l} = R_l$ gesetzt werden; für die Freileitungsberechnungen genügt das vollständig.

Zahlentafel 7. Induktivitäten für Einphasenleitungen.

Nr.	Leiteranordnung	Beschreibung	Induktivität der ganzen Leitung in H/km	Zahlen- ergebnis H/km aus Beispiel 10
1	2	3	4	5
1		je ein Leiter für Hin- und Rückleitung	$L_g = \frac{2}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a}{r} + 0,5 \right)$	0,00235
2		je zwei Leiter f. Hin- u. Rückleitung; Leiter vermischt	$L_g = \frac{1}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0,5 \right)$	0,001135
3			$L_g = \frac{1}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a_3}{r \cdot \sqrt{2}} + 0,5 \right)$	0,00105
4			$L_g = \frac{1}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a_1 \cdot a_2}{r \cdot a_3} + 0,5 \right)$	0,0012
5		je zwei Leiter f. Hin- u. Rückleitung; gleichartige Leiter liegen beieinander	$L_g = \frac{1}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a_2 \cdot a_3}{r \cdot a_1} + 0,5 \right)$	0,00138
6			$L_g = \frac{1}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a_3 \cdot \sqrt{2}}{r} + 0,5 \right)$	0,001233
7		je zwei Leiter; Leiter beieinander	$L_g = \frac{2}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a}{r} + 0,5 \right)$	0,00230
8		je drei Leiter f. Hin- u. Rückleitung; Leiter vermischt	$L_g = \frac{2}{3 \cdot 10^4} \left(4,6 \lg \frac{a_1^2 \cdot a_3}{r \cdot a_2^2} + 0,5 \right)$	0,000731
9		je drei Leiter f. Hin- u. Rückleitung; Leiter beieinander	$L_g = \frac{2}{3 \cdot 10^4} \left(4,6 \lg \frac{a_2^2 \cdot a_3}{r \cdot a_1^2} + 0,5 \right)$	0,0010

Das Spannungsdiagramm für die Einphasenleitung mit Ohmschem Widerstand und Selbstinduktion. In Abb. 49 ist das Schaltbild für diesen einfachsten Fall gezeichnet. Es liegt dieses im allgemeinen vor bei allen Mittelspannungsleitungen, zu denen solche mit Spannungen bis 30 kV einschließlich gerechnet werden sollen. Transformatoren sollen zunächst weder am Ende noch am Anfang der Leitung berücksichtigt werden. Ihr Einbezug in die gesamte Leitungsberechnung wird erst auf S. 146 vorgenommen und ist nach den dort gegebenen Einzelheiten nicht schwer auf alle anderen Verhältnisse zu übertragen. Die

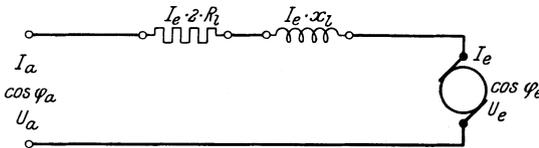


Abb. 49. Einphasenleitung mit Ohmschem Widerstand und Selbstinduktion.

Mittelspannungstransformatoren werden zudem in der Einheitsbauform nur für kleine Kurzschlußspannungen gebaut, weisen infolgedessen auch nur geringere Werte für die Spannungsänderung auf, die bei Belastungsänderungen auftritt. Sie rechnerisch zu berücksichtigen geschieht im allgemeinen nicht, da die Spannung im Kraftwerk entsprechend geregelt ist.

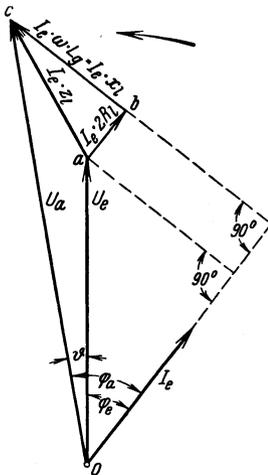


Abb. 50. Spannungsdiagramm zu Abb. 49.

Die Abb. 50 zeigt das Diagramm dieses Stromkreises. Der Strom I_e eilt der Spannung $U_e = \overline{Oa}$ um den Winkel φ_e nach. Die Anfangsspannung U_a ergibt sich durch geometrische Addition von U_e mit dem Spannungsabfall $I_e \cdot z_l$ und zwar ist hier $I_l = I_e$. Der Vektor des Ohmschen Spannungsabfalles $I_e \cdot 2 \cdot R_l = \overline{ab}$ ist in Phase mit dem Strom I_e und somit parallel zu I_e im Punkte a an den Vektor der Endspannung U_e anzutragen. Der Vektor des induktiven Spannungsabfalles:

$$I_e \cdot x_l = I_e \cdot \omega \cdot L_g = \overline{bc}$$

eilt dem Strom I_e um 90° voraus und ist senkrecht zu I_e im Punkt b anzutragen. Die Schlußlinie \overline{ac} ist dann gleich dem Gesamtspannungsabfall in der Leitung, also $= I_e \cdot z_l$ und der

Vektor $\overline{Oc} = U_a$ stellt nach Richtung und Größe die Anfangsspannung dar, die nunmehr mit dem Strom I_e den Phasenverschiebungswinkel φ_a einschließt. Die Phasenverschiebung bezogen auf den Anfang der Leitung ist um den Winkel ϑ größer geworden.

Aus Abb. 50 folgt die Anfangsspannung:

$$U_a = \sqrt{(U_e \cdot \cos \varphi_e + I_e \cdot 2 \cdot R_l)^2 + (U_e \cdot \sin \varphi_e + I_e \cdot x_l)^2} \text{ Volt,} \quad (105)$$

der Leistungsfaktor am Anfang:

$$\cos \varphi_a = \frac{U_e \cdot \cos \varphi_e + I_e \cdot 2 \cdot R_l}{U_a}, \quad (106)$$

die Anfangsleistung:

$$N_a = \frac{U_a \cdot I_e \cdot \cos \varphi_a}{1000} \text{ kW.} \quad (107)$$

Ein Vergleich der Abb. 50 mit der Abb. 24 läßt leicht erkennen, daß die Selbstinduktion der Leitung einen bedeutenden Einfluß auf die Spannung und den Leistungsfaktor am Anfang und infolgedessen naturgemäß auch auf die vom Kraftwerk abzugebende Leistung ausüben kann.

Die vektorielle Darstellung der Eigen- und gegenseitigen Induktion wird bei der Dreiphasenleitung in Abb. 60 behandelt und kann nach dem dort Gesagten leicht auf das Einphasendiagramm übertragen werden.

An Hand eines solchen Diagrammes können in einfachster Weise alle Verhältnisse untersucht werden, die eintreten, wenn sich die Belastung oder der Leistungsfaktor am Ende der Leitung ändert.

2. Die Dreiphasenleitung. Auch hier bietet die Ermittlung des Wertes der Induktivitäten keine Schwierigkeiten, wenn man sie, was in der Praxis allgemein üblich ist, für jede Phase getrennt durchführt und dabei wiederum die Begriffe der Selbst- und der gegenseitigen Induktion zu Hilfe nimmt.

Bei Drehstrom unterscheidet man, wenn nur eine Leitung vorhanden ist, hinsichtlich der Verlegung der Leiter am Mast zwischen der symmetrischen und der unsymmetrischen Anordnung, und zwar sind für die erstere in Abb. 51, für die letztere in Zusammenstellung 8 Beispiele gezeichnet, die in der Praxis am häufigsten anzutreffen sind und daher im einzelnen behandelt werden sollen. Die unsymmetrische Anordnung hat ungleiche Spannungsabfälle zwischen den Phasen zur Folge. Diesem Übelstand kann man dadurch begegnen, daß man die Leiter „verdrillt“, worauf weiter unten besonders eingegangen wird.

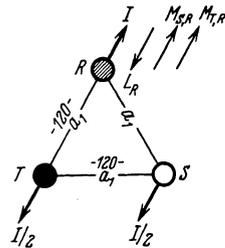


Abb. 51. Drehstromleitung. Symmetrische Leiteranordnung.

Handelt es sich um zwei Stromkreise an einem Mast, so können die Leiter jedes Stromkreises für sich symmetrisch zueinander liegen, während beide Leitungen zusammengekommen immer unsymmetrische Anordnung ergeben und daher nach einem ganz bestimmten Verdrillungsplan für die betreffende Strecke also z. B. zwischen Kraftwerk und Transformatorenwerk in der Phasenlage zueinander gewechselt (verdrillt) werden müssen, wenn einerseits gleiche Phasen- und verkettete Spannungsabfälle, andererseits geringste Werte der Induktivität erreicht werden sollen. Die Wahl einer bestimmten Leiteranordnung richtet sich weiter nach einer Anzahl von Betriebsforderungen und legt ferner die Mastdurchbildung, damit die Mastgewichte usw. fest.

Die Behandlung der betriebstechnischen und mechanischen Unterschiede für die Leiteranordnung am Mast erfolgt im 13. Kapitel.

I. Fall. Die Dreiphasenleitung mit nur einem Leiter für jede Phase. Symmetrische Anordnung. Bei dieser Form bilden

die Leiter die Ecken eines gleichseitigen Dreieckes. Die Verlegung am Mast kann nach Abb. 51 oder Zusammenstellung 8 vorgenommen werden. In elektrischer Hinsicht sind diese Verlegungsarten gleich.

Die Berechnung der Induktivität und des Spannungsabfalles. Der magnetische Fluß, der mit dem Leiter R verkettet ist, ist nach Abb. 51 für einen Augenblick:

$$\Phi_R = L_R \cdot i_R + M_{S,R} \cdot i_S + M_{T,R} \cdot i_T. \quad (108)$$

Da bei der Drehstromform an sich stets:

$$i_R + i_S + i_T = 0 \quad \text{oder} \quad i_R = -(i_S + i_T),$$

und aus Symmetriegründen für Abb. 51:

$$M_{S,R} = M_{T,R} = M_{S,T} = M$$

sein muß, so folgt:

$$\Phi_R = (L_R - M) \cdot i_R. \quad (109)$$

Setzt man in die Gl. (109) die Werte für L_R und M nach Gl. (89) und (90) ein, so erhält man die Induktivität der Phase R :

$$\left. \begin{aligned} L_R &= \frac{2}{10^4} \left[\left(2,3 \lg \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right) - \left(2,3 \lg \frac{2 \cdot l}{a_1} - 1 \right) \right] \text{H/km} \\ &= \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1}{r} + 0,25 \right) \text{H/km}. \end{aligned} \right\} \quad (110)$$

a_1 = Abstand des induzierten Leiters vom induzierenden allgemein. Zu dem gleichen Ergebnis kommt man natürlich, wenn die Pfeilhilfe benutzt wird, nur ist hierbei zu berücksichtigen, daß die Gleichungen der gegenseitigen Induktionen mit dem Faktor 0,5 zu multiplizieren sind. Als Hilfsregel kann gelten, daß z. B. in einem Augenblick im Leiter R der volle Belastungsstrom I zum Stromverbraucher hinfließt, während er je zur Hälfte in den beiden anderen Phasen S und T zum Kraftwerk zurückkehrt. Zur leichteren Nachprüfung der später angegebenen Gleichungen für die Induktivität einer Phase soll hier die Ermittlung von L_R nach der Pfeilhilfe ausführlich angegeben werden. Sie gestattet bei allen Anordnungen, Verdrillungen usw. eine außerordentlich leichte und bequeme Feststellung der Gesamtinduktivität.

Es ist für Abb. 51:

$$L_{\theta,R} = L_R - (M_{S,R} + M_{T,R}),$$

oder da:

$$L_R = 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right),$$

$$M_{S,R} = 0,5 \cdot 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a_1} - 1 \right),$$

$$M_{T,R} = 0,5 \cdot 2l \left(\ln \frac{2 \cdot l}{a_1} - 1 \right),$$

so folgt durch Umrechnung:

$$L_{\theta,R} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1}{r} + 0,25 \right) \text{H/km},$$

und für Abb. 51 selbstverständlich:

$$L_{\sigma, S} = L_{\sigma, R} = L_{\sigma, T}.$$

Für jede Phase ist dann die Reaktanz:

$$x_R = 2\pi \cdot f \cdot L_{\sigma, R} = 4\pi \cdot f \cdot \left(2,3 \lg \frac{a_1}{r} + 0,25\right) 10^{-4} \text{ Ohm/km}, \quad (111)$$

und der induktive Spannungsabfall:

$$I_R \cdot x_R = I \cdot 2\pi \cdot f \cdot L_{\sigma, R} = I_R \cdot \omega \cdot L_{\sigma, R} \text{ Volt/km}. \quad (112)$$



Abb. 52. Einfache Drehstromleitung; unsymmetrische Anordnung.

Die Vektorgleichung des Gesamtspannungsabfalles für jede Phase lautet:

$$\left. \begin{aligned} \Delta u_R &\triangleq I_R \cdot R_R + I_R \cdot \omega \cdot L_R + I_S \cdot \omega \cdot M_{S, R} + I_T \cdot \omega \cdot M_{T, R} \\ &= I_R \cdot z_R = I_R \sqrt{R_R^2 + (\omega \cdot L_{\sigma, R})^2}. \end{aligned} \right\} \quad (113)$$

13. Beispiel. Es sollen auch für die Beispiele bei der Dreiphasenleitung die gleichen Daten für die Leiteranordnung, die Leiterdurchmesser usw. zugrunde gelegt werden wie bei der Einphasenleitung, also:

$$r = 0,45 \text{ cm}, \quad I = 10 \text{ A (Phasenstrom)}, \quad f = 50 \text{ Hertz}.$$

Für die einfache Drehstromleitung ergibt sich für jede Phase:

$$\text{die Induktivität: } L_{\sigma, R} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{120}{0,45} + 0,25\right) = 0,00117 \text{ H/km},$$

$$\text{die Reaktanz: } x_R = \omega \cdot L_{\sigma, R} = 314 \cdot 0,00117 = 0,367 \text{ Ohm/km},$$

$$\text{der induktive Spannungsabfall } I_R \cdot x_R = 10 \cdot 0,367 = 3,67 \text{ V/km}.$$

II. Fall. Ein Stromkreis mit nur einem Leiter f. j. Phase. Unsymmetrische Anordnung (Abb. 52). Als unsymmetrische Verlegung der Leiter einer Drehstromanlage bezeichnet man alle die Formen, bei denen ungleiche gegenseitige Leiterabstände vorhanden sind. Den Grenzfall bildet die Lage der Leiter in einer Ebene entweder über- oder nebeneinander (Abb. 53). Die unsymmetrische Anordnung ergibt, wie schon angedeutet, ungleiche Induktivitäten und dadurch ungleiche Spannungsabfälle in den einzelnen Phasen.

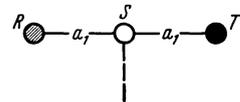


Abb. 53. Einfache Drehstromleitung; unsymmetrische Anordnung.

Für die Leiterverlegung nach Abb. 52 ist die Induktivität der beiden äußeren Phasen R und T je:

$$L_{\sigma, R} = L_{\sigma, T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt[4]{3}}{r} + 0,25\right) \text{ H/km} \quad (114)$$

und die Induktivität der mittleren Phase S :

$$L_{g,s} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1}{r} + 0,25 \right) \text{ H/km.} \quad (115)$$

Für die Leiterverlegung in einer Ebene nach Abb. 53 wird:

$$L_{g,R} = L_{g,T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt{2}}{r} + 0,25 \right) \text{ H/km,} \quad (116)$$

$$L_{g,s} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1}{r} + 0,25 \right) \text{ H/km.} \quad (117)$$

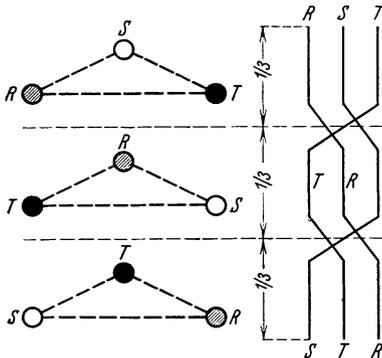


Abb. 54. Verdrillungsplan für eine einfache, unsymmetrische Drehstromleitung.

Aus Gl. (114) bis (117) ist zu ersehen, daß die Induktivitäten ungleich werden. Um das zu vermeiden, wird die Leitung, wie gesagt, verdrillt und zwar entweder nach Abb. 54 derart, daß auf einer bestimmten Leitungsstrecke zwischen Anfang und Ende zwei oder nach Abb. 56 (Stromkreis I) sechs Phasenvertauschungen vorgenommen werden. Es wird dann die Induktivität jeder Phase gleich und zwar für

Abb. 52 (54):

$$L_{g,R} = L_{g,S} = L_{g,T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[6]{3}}{r} + 0,25 \right) \text{ H/km,} \quad (118)$$

für Abb. 53:

$$L_{g,R} = L_{g,S} = L_{g,T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt[3]{2}}{r} + 0,25 \right) \text{ H/km.} \quad (119)$$

14. Beispiel. Für den II. Fall (Abb. 53) berechnet sich ohne Verdrillung die Induktivität der Phase S :

$$L_{g,s} = 0,00117 \text{ H/km,}$$

die Induktivität der Phase R bzw. T :

$$L_{g,R} = L_{g,T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{120 \cdot \sqrt{2}}{0,45} + 0,25 \right) = 0,00124 \text{ H/km.}$$

III. Fall. Dreiphasenleitung mit zwei Leitern in Parallelschaltung f. j. Phase (Doppelleitung). Hier handelt es sich um die Anordnung von insgesamt 6 Leitern, von denen je zwei für eine Phase bestimmt sind, also an den gleichen Sammelschienen liegen und von gleich großen Strömen durchflossen werden. Die Leiteranordnung bei einer solchen Doppelleitung ist naturgemäß in den verschiedensten Formen möglich. Die gebräuchlichsten in der Praxis anzutreffenden Ausführungen sollen hier elektrisch und später vom Betriebsstandpunkt aus behandelt werden. Ohne Begründung ist einzusehen,

daß alle Verlegungsarten als Ganzes betrachtet eine unsymmetrische Anordnung ergeben, und infolgedessen ungleiche Induktivitäten aufweisen müssen. Es sind daher die beiden Stromkreise der Doppelleitung jeder für sich zu verdrehen, was in der Praxis auch stets durchgeführt wird. Dabei sind die Verdrehungen derart vorzunehmen, daß einmal der kleinste Wert für die Induktivität erreicht wird und zweitens, daß jeder Stromkreis für sich auch dann gleiche Induktivitäten aufweist, wenn der zweite Stromkreis nicht im Betrieb also ausgeschaltet oder gestört ist.

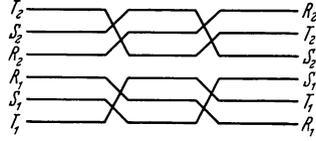


Abb. 55. Einfacher Verdrehungsplan für eine Drehstrom-Doppelleitung.

Die Verdrehung kann entweder nach Abb. 55 oder nach Abb. 56 vorgenommen werden, wobei noch die Phasenlage an sich zueinander geändert werden kann. Für Mittelspannungsnetze wird man im allgemeinen die einfachere Form nach Abb. 55 wählen; für Hochspannungsleitungen ist die Form nach Abb. 56 empfehlenswerter.

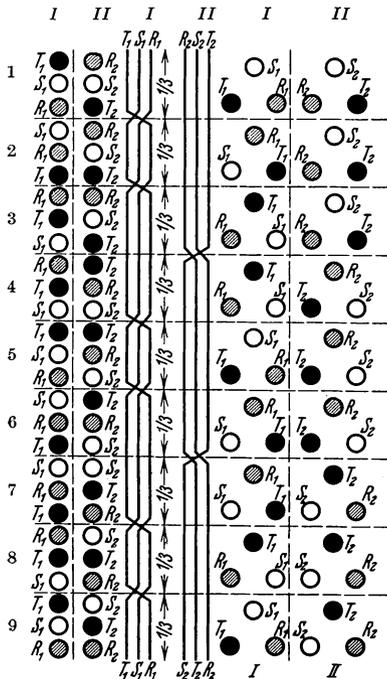


Abb. 56. Günstigster Verdrehungsplan für eine Drehstrom-Doppelleitung.

Verfolgt man rechnerisch den günstigen Einfluß der Verdrehung auf den Wert der Induktivität, so kommt man zu dem Ergebnis, daß die Form nach Abb. 56 mit der dort gezeichneten Phasenlage zueinander die vorteilhafteste ist. Als falsch und fehlerhaft muß es bezeichnet werden, wenn bei einer Doppelleitung nur ein Stromkreis verdreht wird. Wie die Rechnung

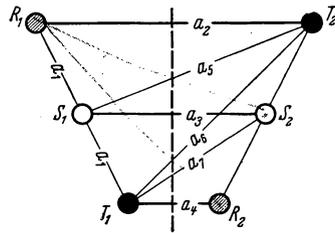


Abb. 57. Drehstrom-Doppelleitung (umgekehrte Tannenbaumform).

leicht zeigt, übt der verdrehte Stromkreis auf den nicht verdrehten keinen besonderen Einfluß aus, wohl aber umgekehrt; infolgedessen sind die Spannungen der beiden Stromkreise am Ende verschieden.

Um den Gang der Rechnung zu übersehen und damit die Möglichkeit zu erhalten, auch alle anderen Formen untersuchen zu können, soll die Ermittlung der Induktivität ausführlich für den in Abb. 55 gezeichneten

Fall und das Mastbild nach Abb. 57 vorgenommen werden. Zum Vergleich wird die Berechnung für die unverdrillte Leitung vorausgestellt:

Für R_1 bzw. R_2 ist:	für S_1 bzw. S_2 ist:	für T_1 bzw. T_2 ist:
$L_{\rho, R} = 2 \left(\ln \frac{2l}{r} - 0,75 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_1} - 1 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{2a_1} - 1 \right)$ $+ 2 \left(\ln \frac{2l}{a_6} - 1 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_5} - 1 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_2} - 1 \right)$	$L_{\rho, S} = 2 \left(\ln \frac{2l}{r} - 0,75 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_1} - 1 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_1} - 1 \right)$ $+ 2 \left(\ln \frac{2l}{a_3} - 1 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_5} - 1 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_7} - 1 \right)$	$L_{\rho, T} = 2 \left(\ln \frac{2l}{r} - 0,75 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_1} - 1 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{2a_1} - 1 \right)$ $+ 2 \left(\ln \frac{2l}{a_6} - 1 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_7} - 1 \right)$ $- 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_4} - 1 \right)$

Die Ausrechnung ergibt:

$L_{\rho, R} = 2 \left(\ln \frac{a_1 \sqrt[3]{2 \cdot a_2 \cdot a_5}}{r \cdot a_6} + 0,25 \right)$	$L_{\rho, S} = 2 \left(\ln \frac{a_1 \sqrt[3]{a_5 \cdot a_7}}{r \cdot a_3} + 0,25 \right)$	$L_{\rho, T} = 2 \left(\ln \frac{a_1 \sqrt[3]{2 \cdot a_4 \cdot a_7}}{r \cdot a_6} + 0,25 \right)$
---	---	---

Verdrillte Leitung nach Abb. 55:

$L_{\rho, R} = \frac{1}{3} \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{r} - 0,75 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_1} - 1 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{2a_1} - 1 \right)$ $+ \frac{1}{3} \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_6} - 1 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_5} - 1 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_2} - 1 \right)$	$+ \frac{1}{3} \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{r} - 0,75 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_1} - 1 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_1} - 1 \right)$ $+ \frac{1}{3} \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_3} - 1 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_5} - 1 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_7} - 1 \right)$	$+ \frac{1}{3} \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{r} - 0,75 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_1} - 1 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{2a_1} - 1 \right)$ $+ \frac{1}{3} \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_6} - 1 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_7} - 1 \right)$ $- \frac{1}{3} \cdot 0,5 \cdot 2 \left(\ln \frac{2l}{a_4} - 1 \right)$
---	--	---

Die Ausrechnung zeigt für die Phase R_1 bzw. R_2 :

$$\frac{1}{3} \ln a_1 + \frac{1}{3} \ln 2 a_1 - \frac{2}{3} \ln a_6 + \frac{1}{3} \ln a_5 + \frac{1}{3} \ln a_2$$

$$+ \frac{1}{3} \ln a_1 + \frac{1}{3} \ln a_1 - \frac{2}{3} \ln a_3 + \frac{1}{3} \ln a_5 + \frac{1}{3} \ln a_7$$

$$+ \frac{1}{3} \ln a_1 + \frac{1}{2} \ln 2 a_1 - \frac{2}{3} \ln a_6 + \frac{1}{3} \ln a_7 + \frac{1}{3} \ln a_4 - 2 \ln r + 0,5,$$

$$L_{\rho, R} = 2 \left(\ln \frac{a_1 \sqrt[3]{2 \cdot a_5 \cdot a_7} \cdot \sqrt[6]{a_2 \cdot a_4}}{r \cdot \sqrt[3]{a_3 \cdot a_6^2}} + 0,25 \right)$$

$$= \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[3]{2 \cdot a_5 \cdot a_7} \cdot \sqrt[6]{a_2 \cdot a_4}}{r \cdot \sqrt[3]{a_3 \cdot a_6^2}} + 0,25 \right) \text{ H/km}$$

und

$$L_{\rho, R} = L_{\rho, S} = L_{\rho, T}.$$

Um die Schreibarbeit bei solchen Rechnungen möglichst einzudämmen, kann man zunächst alle Logarithmenzeichen und auch die festen Zahlen fortlassen, denn der Logarithmus bleibt beim Ergebnis bestehen, und die festen Zahlen ergeben stets den Wert 0,5. Nur auf die Vorzeichen ist für die Werte der Leiterabstände besonders zu achten. Für andere Verdrillungsarten sind die Verdrillungsfelder zu bestimmen und die Teilzahl für die einzelnen Verdrillungsabschnitte einzusetzen. Um keinen Rechenfehler zu begehen, sollte das jedesmalige Mastbild der Rechnung beigelegt werden.

Die Verdrillung hat also bewirkt, daß die Induktivität jedes Leiters gleich wird. Wird einer der beiden Stromkreise ausgeschaltet, die Strecke also als Einfachleitung betrieben, so bleibt die Induktivität jedes Leiters auch dann noch gleich und hat dann den Wert:

$$L_{0,R} = L_{0,S} = L_{0,T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[3]{2}}{r} + 0,25 \right) \text{ H/km .}$$

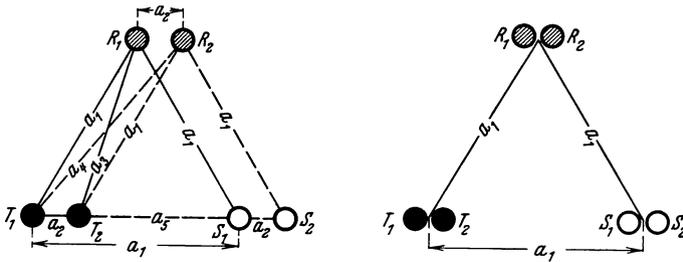


Abb. 58 u. 59. Drehstrom-Einfachleitung mit je 2 Leitern f. j. Phase, symmetrische Anordnung.

In der Zusammenstellung 8 sind für die in der Praxis gebräuchlichsten Leiteranordnungen eines Einfach- und eines Doppelstromkreises die Induktivitäten ohne und mit Verdrillung zusammengestellt.

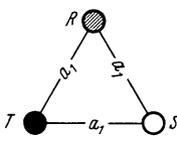
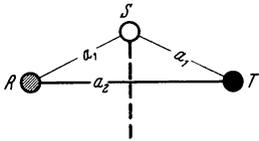
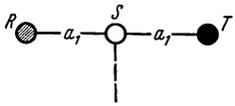
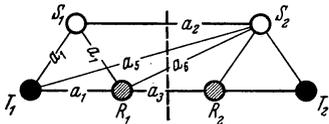
Werden die Leiter einer Phase zu einer Gruppe zusammengelegt und der Abstand a_2 zwischen den beiden Leitern sehr gering gewählt, so daß er vernachlässigt werden kann, wofür in Abb. 58 und 59 ein Ausführungsbeispiel gegeben ist, dann kann man, ohne einen Fehler von Bedeutung zu begehen, die Abb. 59 auf die Abb. 51 zurückführen, und die Induktivität jeder Phase für beide parallelgeschalteten Leiter zusammen ist dann mit hinreichender Genauigkeit:

$$L_{0,R_1, R_2} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1}{r'} + 0,25 \right) \text{ H/km ,}$$

worin für a_1 ein mittlerer Abstand und für r' ebenfalls ein mittlerer Radius beider Leiter zusammen einzusetzen ist.

Diese Leiterzusammenfassung kommt indessen nur selten vor, da sie betriebstechnisch sehr unvorteilhaft ist, weil bei Störung an einer Leitung der ganze Stromkreis außer Betrieb gesetzt werden muß. Sie hat nur Bedeutung für die Übertragung sehr großer Ströme auf mäßige Entfernungen (Carbid- und sonstige elektrochemische und elektrometallurgische Anlagen), wenn die Spannungstransformierung auf

Zusammenstellung 8. Induktivitäten für Drehstromleitungen.

Nr.	Mastkopfbild Leiteranordnung	Induktivität L H/km
I		unverdrillt: $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \cdot \lg \frac{a_1}{r} + 0,25 \right)$ Verdrillung nicht erforderlich, verdrillt: $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \cdot \lg \frac{a_1}{r} + 0,25 \right)$
II		unverdrillt: $L_{\sigma R} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[3]{3}}{r} + 0,25 \right)$ $L_{\sigma S} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1}{r} + 0,25 \right)$ verdrillt nach Abb. 54: $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[6]{3}}{r} + 0,25 \right)$ verdrillt nach Abb. 56 (Stromkreis I): $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[6]{3}}{r} + 0,25 \right)$
III		unverdrillt: $L_{\sigma R} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[3]{2}}{r} + 0,25 \right)$ $L_{\sigma S} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1}{r} + 0,25 \right)$ verdrillt nach Abb. 54: $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[3]{2}}{r} + 0,25 \right)$ verdrillt nach Abb. 56 (Stromkreis I): $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[3]{2}}{r} + 0,25 \right)$
IV		unverdrillt: für jeden der beiden Stromkreise: $L_{\sigma R} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt{(a_1 + a_3) \cdot a_6}}{r \cdot a_3} + 0,25 \right)$ $L_{\sigma S} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt{a_5 \cdot a_6}}{r \cdot a_2} + 0,25 \right)$ $L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt{(a_1 + a_3) \cdot a_5}}{r \cdot (2a_1 + a_3)} + 0,25 \right)$ verdrillt nach Abb. 55: $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[3]{a_5 \cdot a_6 (a_1 + a_3)}}{r \cdot \sqrt[3]{a_2 \cdot a_3 (2a_1 + a_3)}} + 0,25 \right)$ verdrillt nach Abb. 56: $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1}{r} + 0,25 \right)$

Zusammenstellung 8 (Fortsetzung).

Nr.	Mastkopfbild Leiteranordnung	Induktivität L H/km
V		<p>für diese Leiteranordnung gelten alle Angaben unter IV, wenn für a_2 gesetzt wird a_3 und umgekehrt.</p>
Ist die eine der beiden Leitungen stromlos, dann gelten die Angaben unter I.		
VI		<p>wenn $a_2 = a_4$ $a_8 = a_1 \cdot \sqrt[3]{3}$ $a_5 = a_7$</p> <p>dann unverdrillt:</p> $L_{\vartheta R_1} = L_{\vartheta T_1} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt[4]{3} \cdot \sqrt{a_2 \cdot a_5}}{r \cdot a_6} + 0,25 \right)$ $L_{\vartheta S_1} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot a_5}{r \cdot a_3} + 0,25 \right)$ <p>verdrillt nach Abb. 55:</p> $L_{\vartheta R} = L_{\vartheta S} = L_{\vartheta T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt[3]{a_2 \cdot a_5^2} \cdot \sqrt[6]{3}}{r \cdot \sqrt[3]{a_3 \cdot a_6^2}} + 0,25 \right)$ <p>verdrillt nach Abb. 56:</p> $L_{\vartheta R} = L_{\vartheta S} = L_{\vartheta T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt[6]{3}}{r} + 0,25 \right)$
Ist die eine der beiden verdrillten Leitungen stromlos, dann gelten die Angaben unter II für Verdrillung.		
VII		<p>unverdrillt:</p> $L_{\vartheta R_1} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt{2 \cdot a_2 \cdot a_5}}{r \cdot a_6} + 0,25 \right)$ $L_{\vartheta S} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt{a_5 \cdot a_7}}{r \cdot a_3} + 0,25 \right)$ $L_{\vartheta T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt{2 \cdot a_4 \cdot a_7}}{r \cdot a_6} + 0,25 \right)$ <p>verdrillt nach Abb. 55:</p> $L_{\vartheta R} = L_{\vartheta S} = L_{\vartheta T}$ $= \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \sqrt[3]{2 \cdot a_5 \cdot a_7} \cdot \sqrt[6]{a_2 \cdot a_4}}{r \cdot \sqrt[3]{a_3 \cdot a_6^2}} + 0,25 \right)$ <p>verdrillt nach Abb. 56:</p> $L_{\vartheta R} = L_{\vartheta S} = L_{\vartheta T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt[3]{2}}{r} + 0,25 \right)$
Ist die eine der beiden verdrillten Leitungen stromlos, dann gelten die Angaben unter III für Verdrillung.		

Zusammenstellung 8 (Fortsetzung).

Nr.	Mastkopfbild Leiteranordnung	Induktivität L H/km
VIII		für diese Leiteranordnung gelten alle Angaben unter VII, desgleichen auch für die senkrechte Lage der Leiter untereinander
IX		unverdrillt: soll diese Leiteranordnung nicht betrieben werden; verdrillt nach Abb. 55: $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \cdot \left(2,3 \lg \frac{a_1^2 \cdot \sqrt[3]{48}}{r \cdot \sqrt{a_2 \cdot (2a_1 + a_2)(4a_1 + a_2)}} + 0,25 \right)$ verdrillt nach Abb. 56: $L_{\sigma R} = L_{\sigma S} = L_{\sigma T} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{a_1 \cdot \sqrt[3]{2}}{r} + 0,25 \right)$

Ist die eine der beiden verdrillten Leitungen stromlos, dann gelten die Angaben unter III für Verdrillung.

höhere Spannung mit allen erforderlichen Einrichtungen für solche Sonderzwecke zu teuer in den Gesamtanlagekosten wird. Für die Hochspannungskraftübertragung an sich haben die Leiteranordnungen nach Abb. 58 und 59 keine Bedeutung.

Bei der Doppelleitung wurde bisher angenommen, daß beide Leitungen im Parallelbetrieb an den gleichen Sammelschienen liegen und von den gleichen Strömen durchflossen werden. In diesem Falle handelt es sich, wie auf S. 74 gesagt, um synchronen Betrieb der Stromkreise. Ist der Betrieb der beiden Leitungen asynchron, so gestaltet sich die Berechnung der Induktivität jeder Phase einer solchen Drehstromleitung außerordentlich umständlich, und es lohnt für den entwerfenden Ingenieur auch hier selten der Mühe, die rechnerische oder auch die vektorielle Ermittlung der Gesamtinduktivität jeder Phase durchzuführen. Die Unsymmetrien, also die ungleichen Spannungsabfälle in den einzelnen Phasen, können wiederum dadurch zum größten Teile — praktisch so gut wie vollkommen — beseitigt werden, daß man beide Leitungen verdrillt und zwar dann nach dem Verdrillungsplan der Abb. 56. Hierdurch wird die magnetische Wirkung des einen Stromkreises auf den zweiten fast vollkommen aufgehoben. Diese Ausführung ist heute die Regel.

Das Spannungsdiagramm für die Drehstrom-Fernleitung mit Ohmschem Widerstand und Selbstinduktion. Zum Ver-

gleiche mit Abb. 30 ist in Abb. 60 das vollständige Diagramm für eine Drehstromleitung unter den gleichen Voraussetzungen wie bei der Einphasenleitung gezeichnet. Die Phasenspannungen sind um 120° gegeneinander verschoben; die Ströme bilden mit diesen den Winkel φ_e am Ende der Leitung.

Auf S. 69 ist die Gesamtinduktivität jedes Leiters behandelt worden als die Summe aus Selbst- und gegenseitiger Induktion. Es lassen sich nun diese Verhältnisse sehr anschaulich auch vektoriell zur Dar-

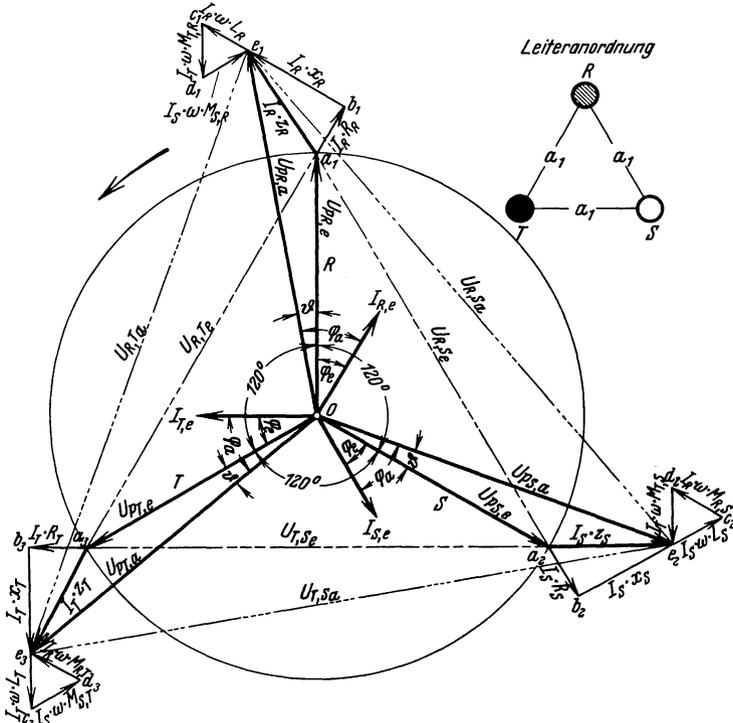


Abb. 60. Spannungsdiagramm für eine Drehstromleitung mit Ohmschem Widerstand und Selbstinduktion (symmetrische Leiteranordnung).

stellung bringen, was dann von besonderem Wert ist, wenn die Leiteranordnung unsymmetrisch ist oder wenn eine Phase Erdschluß erhält. Hierauf wird später noch besonders eingegangen werden.

Um den gesamten induktiven Spannungsabfall in jeder der drei Phasen zu finden, trägt man an den Vektor des Ohmschen Spannungsabfalles¹ $I_e \cdot R_l = a_1 b_1$ parallel (in Abb. 60 der Deutlichkeit wegen mit den Indizes der Phasen bezeichnet) und um 90° dem Strome $I_{R,e}$ vor-eilend $I_R \cdot \omega \cdot L_R = b_1 c_1$ an. Senkrecht zu den Strömen $I_{S,e}$ und $I_{T,e}$,

¹ Es ist darauf zu achten, daß der Ohmsche Spannungsabfall hier zu errechnen ist aus dem Phasenstrom I_e multipliziert mit dem Ohmschen Widerstand eines Phasenleiters R_l bzw. R_R, R_S, R_T .

und diesen wiederum je um 90° voreilend, ist an $\overline{b_1 c_1}$ im Punkte c_1 der Vektor $I_T \cdot \omega \cdot M_{T,R} = c_1 d_1$ und im Punkte d_1 der Vektor $I_S \cdot \omega \cdot M_{S,R} = d_1 e_1$ anzutragen. Die Strecke $\overline{b_1 e_1}$ ist dann nach Größe und Richtung gleich dem gesamten induktiven Spannungsabfall $I_R \cdot x_R$.

Diese Konstruktion wird auch für die Phasen S und T durchgeführt. Die verketteten Spannungen am Ende bzw. am Anfang der Leitung sind gleich den Verbindungslinien der Punkte a bzw. e . Infolge der größeren Phasenverschiebung am Anfang hat sich das Dreieck

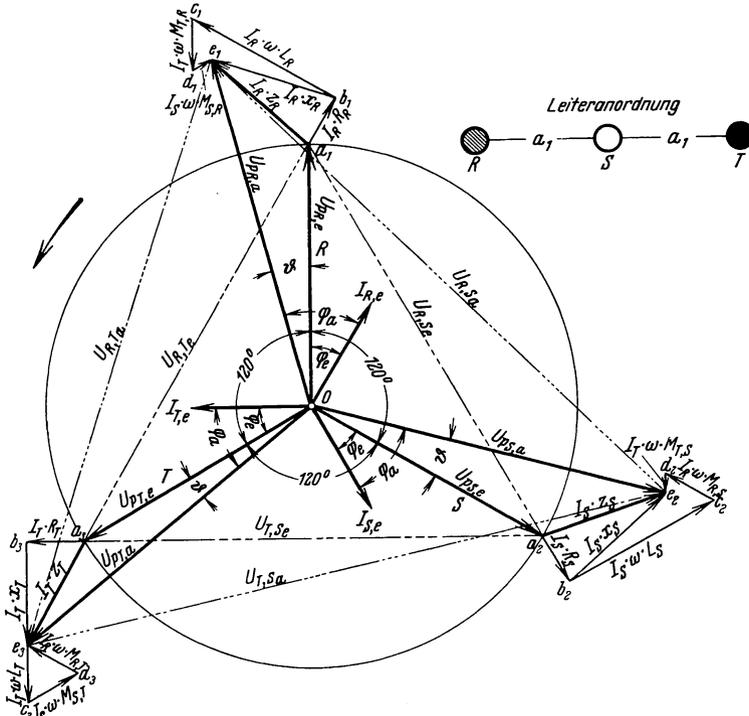


Abb. 61. Spannungsdiagramm für eine Drehstromleitung mit Ohmschem Widerstand und Selbstinduktion (unsymmetrische unverdrillte Leiteranordnung).

der verketteten Spannungen etwas verschoben, was aus Abb. 60 deutlich zu erkennen ist.

Wie sich die Verhältnisse bei unsymmetrischer Leiteranordnung gestalten, läßt das Diagramm Abb. 61 ersehen. Es werden infolge der unterschiedlichen Induktanzen die Phasenspannungen bzw. natürlich auch die verketteten Spannungen am Anfang der Leitung ungleich.

Unter der Voraussetzung, daß durch die Verdrillung der Leitungen gleiche Spannungsabfälle erzielt werden und die drei Phasen gleichmäßig belastet sind, ergibt sich:

die Phasenspannung am Anfang zu:

$$U_{p,a} = \sqrt{(U_{p,e} \cdot \cos \varphi_e + I_e \cdot R_l)^2 + (U_{p,e} \cdot \sin \varphi_e + I_e \cdot x_l)^2}, \quad (120)$$

die verkettete Spannung zu:

$$U_a = \sqrt{3} \cdot U_{p,a}, \tag{121}$$

der Leistungsfaktor am Anfang zu:

$$\cos \varphi_a = \frac{U_{p,e} \cdot \cos \varphi_e + I_e \cdot R_l}{U_{p,a}}, \tag{122}$$

die Anfangsleistung zu:

$$N_a = \frac{\sqrt{3} \cdot U_a \cdot I_e \cdot \cos \varphi_a}{1000} \text{ kW}. \tag{123}$$

Da Transformatoren und Generatoren in ihren Spannungsangaben immer auf die verkettete Spannung bezogen werden und das gleiche auch gilt für die Beurteilung des Spannungsabfalles, die etwa erforderliche Spannungsregelung usw., so ist der Vollständigkeit wegen noch angeführt: der Gesamtspannungsabfall verkettet:

$$\Delta u_g = \sqrt{3} \cdot I_e \cdot z_l \cdot l \text{ Volt}. \tag{124}$$

z_l = Impedanz f. d. km Leitung

l = Entfernung in km.

Für die Querschnittsberechnung der Fernleitung ist entweder auszugehen von der Gl. (124) oder der Gl. (79).

Da es oft erwünscht ist, ohne umständliche Rechnung Aufschluß zu erhalten, wie sich am Anfang der Leitung also z. B. an den Transformatoren Zustandsänderungen der Belastung auswirken, benutzt man wiederum das Vektordiagramm. Es sind in den nachfolgenden Diagrammen einige besonders häufig vorkommende Fälle in einfacher Darstellung behandelt, die voraussetzt, daß die Spannung an der Abnehmerstelle U_e unverändert bleiben soll.

Fall a):

- N_e veränderlich,
- $\cos \varphi_e$ veränderlich,
- I_e veränderlich.

Hierfür ist das Diagramm in Abb. 62 gezeichnet.

Dieser Fall entspricht den bei öffentlichen Stromversorgungsanlagen allgemein vorhandenen Betriebsverhältnissen. Mit abnehmender Belastung wird der Leistungsfaktor $\cos \varphi_e$ schlechter. Es verändern sich dann auch die Winkel φ_a und ϑ und die Anfangsspannung muß verringert werden. In Abb. 62 ist die Belastungsabnahme auf $\frac{1}{2}$ vorausgesetzt.

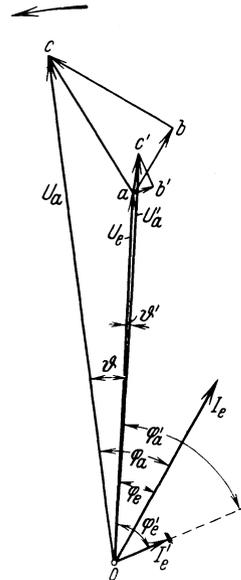
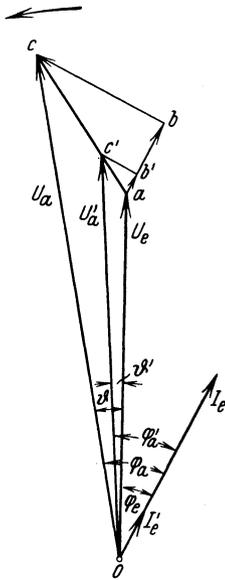


Abb. 62. Spannungsdiagramm für:

- N_e veränderlich,
- $\cos \varphi_e$ veränderlich,
- I_e veränderlich.

Schon bei Kraftübertragungsanlagen mittleren, ganz besonders aber bei solchen großen Umfanges und auch dann, wenn mehrere Stromversorgungsgebiete durch besondere, voneinander unabhängige Leitungstrecken mit dem Kraftwerk in Verbindung stehen, ist das Halten gleichbleibender Endspannung U_e von der Stromerzeugungsstelle aus nicht mehr durchführbar. Es wird vielmehr im Kraftwerk eine bestimmte Spannung gehalten, die auf eine Durchschnittsbelastung am Tage, am Abend, in der Nacht u. dgl. berechnet bzw. durch Messung festgestellt ist. Steigt oder fällt die Belastung um einen für die Kraftwerksspannung



vorausgesetzten Mittelwert, so muß zu besonders festgesetzten Hauptbelastungszeiten im Kraftwerk für das gesamte Versorgungsgebiet die Spannung grundsätzlich geregelt werden, während an den Hauptabnahmestellen für U_e noch eine zweite Regelung z. B. durch Regeltransformatoren vorgenommen werden muß, um U_e bei den Einzelabnehmern möglichst unverändert zu halten. Das Diagramm nach Abb. 62 ist daher für die Ermittlung von Spannungsfahrplänen von besonderer Bedeutung.

Fall b):

- N_e veränderlich,
- $\cos \varphi_e$ unveränderlich,
- I_e veränderlich.

Wird der Leistungsfaktor $\cos \varphi_e$ durch besondere Mittel unabhängig von der Belastungsart und -stärke an der Abnahmestelle unverändert gehalten, so erhält man für Belastungsänderungen das Diagramm Abb. 63. Mit abnehmender Belastung wird der Leistungsfaktor $\cos \varphi_a$ günstiger. Die Punkte c der Strecke ac bewegen sich in diesem Falle auf der Impedanzlinie, da verhältnismäßig mit I_e auch der Ohmsche und der induktive Spannungsabfall abnehmen. Hier lassen sich unter Umständen im

Abb. 63. Spannungsdiagramm für:

- N_e veränderlich,
- $\cos \varphi_e$ unveränderlich,
- I_e veränderlich.

Kraftwerk selbsttätige Regler verwenden, die auf veränderliche Stromstärke ansprechen und verhältnismäßig mit der Belastungszu- oder -abnahme die Spannung der Generatoren ändern.

Fall c): Leerlauf der Leitung.

Zum Leerlauf der Leitung ist für den einfachsten elektrischen Zustand der Leitungsanlage nichts Besonderes zu bemerken; die Anfangsspannung erreicht ihren niedrigsten Wert und ist annähernd gleich der Endspannung. Der Leistungsfaktor $\cos \varphi_e$ wird indessen bei mittleren Spannungen sehr schlecht (etwa 0,5 bis 0,1) sein. Auch für diesen Fall ein Diagramm zu geben, erscheint überflüssig. Aus der Abb. 62 können die erforderlichen Schlüsse leicht gezogen werden.

Die bisherigen Erörterungen gaben darüber Aufschluß, welche Spannungsveränderung längs einer Wechselstrom-Freileitung durch Ohmschen Widerstand, Selbst- und gegenseitige Induktion hervor-

gerufen wird. Hiermit sind aber noch nicht alle Erscheinungen bei Wechselstrom-Fernleitungen berücksichtigt, die für die Verluste und den Betrieb von Bedeutung sind, denn die Gl. (23) sagt, daß auch der die Leitung durchfließende Strom noch Veränderungen unterworfen ist. Diese sind bedingt durch die Kapazität, die Ableitungs- und die Strahlungsverluste, die nunmehr in gleicher Weise wie der Ohmsche Verlust und die Induktivität besprochen werden sollen.

d) Die Kapazität. Unter der Kapazität C eines Leiters versteht man das Verhältnis zwischen seiner Ladung q , d. h. der Elektrizitätsmenge auf ihm und seinem Potential V also:

$$C = \frac{q}{V}. \tag{125}$$

Dabei müssen aber die Kapazitäten und Potentiale aller in der Nähe des betrachteten Leiters vorhandenen Leiter angegeben werden. Es würde zu weit führen und über den Rahmen dieses Buches hinausgehen, wenn auf theoretische Ableitungen über die Kapazität des Leiters an sich eingegangen werden würde. Es soll daher ähnlich wie bei der Berechnung der Induktivität auch hier zunächst von einer Grundgleichung für das Potential ausgegangen werden, die es ermöglicht, C für die verschiedenen Formen der Leiterverlegung zu ermitteln. Da aber mit der wachsenden Ausdehnung der Hochspannungsleitungsnetze und der Höhe der Spannung die Erdschlußverhältnisse infolge der Wirkung der Kapazität eine besondere Rolle spielen und unbedingt übersehen werden müssen, um sie zu beherrschen, wird bei der Berechnung von C für Drehstromleitungen auf die theoretische Ableitung der notwendigen Gleichungen ausführlicher eingegangen werden.

Jeder Leiter einer Freileitung in der Nähe der Erde bildet einen Kondensator, dessen Belegungen der Leiter selbst und die Oberfläche des Erdbodens und dessen Dielektrikum die zwischen beiden befindliche Luftschicht ist. Befinden sich beieinander mehrere Leiter (Hin- und Rückleiter bei der Einphasenleitung, die drei Leiter bei Drehstrom usw.), so ist eine solche Anordnung ebenfalls und zwar je nach der Zahl der Leiter aufzufassen als ein oder mehrere Kondensatoren gebildet durch die Leiter als Belegungen und die zwischenliegende Luft als Dielektrikum. Es muß also streng genommen für jede Leitung sowohl die Kapazität zwischen Leiter und Erde als auch die Kapazität zwischen Leiter und Leiter desselben Stromkreises, sowie schließlich die Kapazität zwischen einem Leiter des einen und allen Leitern eines anderen Stromkreises, falls solcher sich in der Nähe befindet, festgestellt werden. Wenn man sich überhaupt Rechenschaft über die Kapazität einer Freileitungsstrecke geben will, so ist zu empfehlen, die Ermittlung von C auf diese genauere Weise vorzunehmen.

Für die Berechnung soll zunächst von einem Leiter ausgegangen

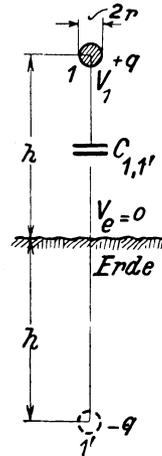


Abb. 64. Kapazitätsdarstellung bei einem Leiter.

werden, dem andere Leiter nicht benachbart sind. Der Leiter soll die Ladung $+q$, den Halbmesser r (cm) und den Abstand h (cm) vom Erdboden besitzen¹ (Abb. 64).

Nach Steinmetz ist der Verlauf der von dem Leiter nach Erde ausgehenden Kraftlinien derart, als wenn sich unter der Erdoberfläche in der gleichen Entfernung h — gewissermaßen als Spiegelbild — ein zweiter Leiter mit entgegengesetzter Ladung $-q$ befindet. Mit hinreichender Genauigkeit und mit Rücksicht darauf, daß r gegenüber h sehr klein ist, erhält man das Potential des Leiters für diesen Fall²:

$$V_{11'} = 2q \cdot \ln \frac{2h}{r}. \quad (126)$$

Da das Potential der Erde $V_e = 0$ zu setzen ist, ist der Potentialunterschied, durch welchen die Spannung des Leiters gegen Erde gemessen wird:

$$V_{11'} - V_e = U_0 = 2q \cdot \ln \frac{2h}{r} \quad (127)$$

U_0 = Spannung zwischen Leiter und Erde

und daraus die Kapazität (Betriebskapazität):

$$C_b = \frac{q}{V_{11'} - V_e} = \frac{q}{U_0} = \frac{1}{2 \cdot \ln \frac{2h}{r}},$$

oder auf den Briggschen Logarithmus und in Mikrofarad für den km Leiterlänge (Mf/km) umgerechnet:

$$C_b = \frac{1}{9 \cdot 2 \cdot 2,3 \lg \frac{2h}{r}} = \frac{0,00483}{2 \lg \frac{2h}{r}} \text{ Mf/km}. \quad (128)$$

Befindet sich neben dem betrachteten noch ein zweiter Leiter, so hat man nunmehr auch die Wirkung des letzteren und seines Spiegelbildes — wenn genauer der Einfluß der Erde mit berücksichtigt wird — auf den ersten zu berücksichtigen. In ähnlicher Weise, wie das bei der Berechnung der Induktivität geschehen ist, ist somit auch für die Kapazität zu unterscheiden zwischen der Eigenkapazität des Leiters 1 und der gegenseitigen Kapazität zwischen Leiter 1 und 2. Nach dieser Form lassen sich wiederum die Kapazitätswerte auch verwickelter Leiteranordnungen und der Schutzwert von Erdseilen rechnerisch feststellen, sobald die Ladungen der einzelnen Leiter einander gleich sind, was z. B. bei unsymmetrischen Leiteranordnungen nicht mehr streng zutrifft. Es sollen im folgenden indessen gleiche Ladungen

¹ Da der Leiter zwischen zwei Masten gespannt einen Durchhang aufweist, ist der Abstand h veränderlich. Man hätte genauer für h zu setzen den Abstand des Leiters vom Erdboden am größten Durchhangspunkt zuzüglich der Hälfte der Durchhangshöhe. Praktisch verfährt man nicht in dieser Weise, sondern setzt für h den Abstand des Leiters über Erde am Mast in die Rechnung ein. Der Fehler ist unbedeutend. Es soll im folgenden ganz allgemein so verfahren werden.

² Näheres siehe Gallileo Ferraris: Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik.

auf allen Leitern vorausgesetzt werden, ohne daß dadurch die Rechnungen für die Praxis an Genauigkeit wesentlich einbüßen.

Das gegenseitige Potential V_{12} zwischen zwei Leitern 1 und 2 — immer unter Berücksichtigung des Einflusses der Erde — ist nach Abb. 65:

$$V_{1,2} = 2q \cdot \ln \frac{D}{a}, \quad (129)$$

während das Eigenpotential ausgedrückt wird durch Gl. (126).

Bemerkt man der bequemen Rechnung wegen bei jedem Leiter und seinem Spiegelbild das Plus- oder Minuszeichen für die Art der Ladung q , so gestaltet sich die Ermittlung der Gesamtkapazität (Betriebskapazität C_b) verhältnismäßig einfach.

Je nach den Verhältnissen sind die Gesamtkapazitäten der einzelnen Leiter zur Bestimmung der Betriebskapazität der Leitung C_b parallel- oder hintereinandergeschaltet, und es ist dann darauf zu achten, daß die Kapazität einer Gemeinschaft parallelgeschalteter Kondensatoren gleich ist der algebraischen Summe der Kapazitäten der einzelnen Kondensatoren. Liegen die Kondensatoren in Hintereinanderschaltung, so ist die algebraische Summe der reziproken Werte der Kapazitäten der einzelnen Kondensatoren gleich dem reziproken Werte der Kapazität der Gemeinschaft.

Ist C_b ermittelt, so ist die sog. Kapazitätssuszeptanz f. d. km:

$$b = 2\pi \cdot f \cdot C_b \cdot 10^{-6} = \omega \cdot C_b \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km} \quad (130)$$

und der Ladestrom der Leitung:

$$I_c = b \cdot U = 2\pi \cdot f \cdot C_b \cdot U \cdot 10^{-6} \text{ A/km}. \quad (131)$$

Nach diesen allgemeinen Erörterungen sollen nunmehr die Werte von C_b für bestimmte Stromsysteme und Leiteranordnungen berechnet und dann die Wirkungen der Kapazität bei Änderung des Betriebszustandes der Leitung festgestellt werden.

1. Die Einphasenleitung. Die Einphasenleitung mit nur je einem Leiter für Hin- und Rückleitung (Abb. 66).

Für diesen einfachsten Fall ist:

$$\begin{aligned} V_{R,R'} &= 2q_R \cdot \ln \frac{2h}{r}; & V_{R,T} &= 2q_T \cdot \ln \frac{D}{a}; \\ V_{T,T'} &= 2q_T \cdot \ln \frac{2h}{r}; & V_{T,R} &= 2q_R \cdot \ln \frac{D}{a}. \end{aligned}$$

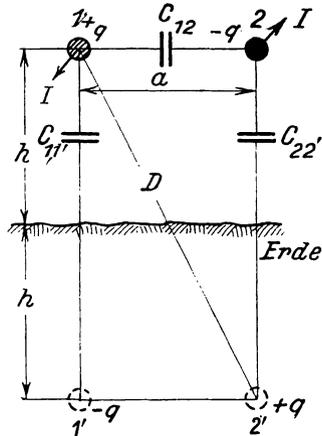


Abb. 65. Kapazitätsdarstellung für eine Einphasenleitung. (Eigenkapazität und gegenseitige Kapazität.)

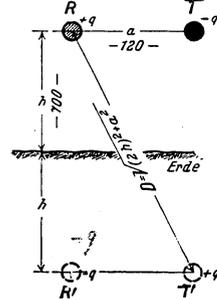


Abb. 66. Beispiel für die Kapazitätsberechnung einer Einphasenleitung.

Da $q_R = q_T$ sein soll, ist das Gesamtpotential des Leiters R :

$$V_R = V_{R,R'} - V_{T,R}, \quad (132)$$

das des Leiters T :

$$V_T = V_{T,T'} - V_{R,T} \quad (133)$$

und die Kapazität des Leiters R :

$$C_R = \frac{0,0483}{2 \left(\lg \frac{2h}{r} - \lg \frac{D}{a} \right)} \text{ Mf/km.} \quad (134)$$

Die Kapazität des Leiters T ist gleich groß, und da beide Kapazitäten hintereinander geschaltet sind, ist die Betriebskapazität der Einphasenleitung:

$$\begin{aligned} C_b &= \frac{C_R \cdot C_T}{C_R + C_T} = \frac{C_R}{2} = \frac{0,0483}{4 \left(\lg \frac{2h}{r} - \lg \frac{D}{a} \right)} \text{ Mf/km} \quad (135) \\ &= \frac{0,0121}{\lg \frac{2h \cdot a}{r \cdot D}}. \end{aligned}$$

Setzt man ohne belangreichen Fehler $2h = D$, so geht die Gl. (135) über in:

$$C_b = \frac{0,0121}{\lg \frac{a}{r}} \text{ Mf/km} \quad (136)$$

und der Einfluß der Erde ist dann unberücksichtigt gelassen.

In den folgenden Gleichungen für Mehrleiteranordnungen werden die Abstände durch einfache Buchstaben bezeichnet werden, da man die tatsächlichen Maße aus einer Zeichnung abgreifen oder auch rechnerisch leicht ermitteln kann. So ist also z. B. einfach „ D “ in Gl. (135) angegeben und nicht $D = \sqrt{(2h)^2 + a^2}$. Die Gleichungen erhalten in dieser einfachen Schreibweise eine bessere Übersicht.

In den folgenden Beispielen sind die gleichen Voraussetzungen und Annahmen gemacht wie in den Beispielen für die Berechnung der Induktivität.

15. Beispiel. Für Abb. 66 ist:

$$V_{R,R'} = V_{T,T'} = 4,6 \cdot q \lg \frac{2h}{r} = 4,6 \cdot q \lg \frac{1400}{0,45} = 16,1 \cdot q,$$

$$V_{T,R} = V_{R,T} = 4,6 \cdot q \lg \frac{D}{a} = 4,6 \cdot q \lg \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} = 4,93 \cdot q,$$

also:

$$V_R = V_T = 11,17 \cdot q,$$

und:

$$C_R = C_T = \frac{1}{9 \cdot 11,17} = 0,00995 \text{ Mf/km.}$$

Die Betriebskapazität der ganzen Leitung ist somit:

$$C_b = \frac{1}{2} C_R = 0,004975 \text{ Mf/km.}$$

Ferner ist die Kapazitätssuszeptanz:

$$b = 2\pi \cdot f \cdot C_b \cdot 10^{-6} = 2\pi \cdot 50 \cdot 0,004975 \cdot 10^{-6} = 1,26 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km,}$$

und der Ladestrom bei $U = 40 \text{ kV}$:

$$I_G = b \cdot U = 1,26 \cdot 10^{-6} \cdot 40000 = 0,0504 \text{ A/km.}$$

Dieses Beispiel zeigt, daß die Kapazität der Leitung und aus ihr der Ladestrom bei hoher Spannung eine beachtenswerte Rolle spielt.

Einphasenlinie bestehend aus mehreren parallelgeschalteten Leitern für jede Phase.

I. Fall. Vier Leiter bilden die Ecken eines Rechteckes; die Leiter gleicher Phase liegen in der Diagonale (Abb. 67). Es ist:

$$\begin{aligned} V_{R_1, R_1'} &= +2q \cdot \ln \frac{2h_1}{r}, & V_{R_2, R_2'} &= +2q \cdot \ln \frac{2h_2}{r}, \\ V_{R_1, R_2} &= +2q \cdot \ln \frac{D_1}{a_2}, & V_{R_2, R_1} &= +2q \cdot \ln \frac{D_1}{a_2}, \\ V_{T_1, R_1} &= -2q \cdot \ln \frac{D_2}{a_1}, & V_{T_1, R_2} &= -2q \cdot \ln \frac{h_1 + h_2}{a_3}, \\ V_{T_2, R_1} &= -2q \cdot \ln \frac{h_1 + h_2}{a_3}, & V_{T_2, R_2} &= -2q \cdot \ln \frac{D_3}{a_1}. \end{aligned}$$

Das Gesamtpotential des Leiters R_1 , das auch für den Leiter T_1 das gleiche ist, ergibt sich zu:

$$\begin{aligned} V_{R_1} = V_{T_1} &= (V_{R_1, R_1'} + V_{R_2, R_2'}) - (V_{T_1, R_1} + V_{T_2, T_2'}) \\ &= 2q \left(\ln \frac{2h_1 \cdot D_1}{r \cdot a_2} - \ln \frac{D_2 \cdot (h_1 + h_2)}{a_1 \cdot a_3} \right), \end{aligned}$$

und die Kapazität von R_1 oder T_1 :

$$C_{R_1} = C_{T_1} = \frac{0,0483}{2 \left(\lg \frac{2h_1 \cdot D_1}{r \cdot a_2} - \lg \frac{D_2 \cdot (h_1 + h_2)}{a_1 \cdot a_3} \right)} \text{ Mf/km.}$$

Auf die gleiche Weise werden die Potentiale und daraus die Kapazitätswerte für die Leiter R_2 und T_2 , die ebenfalls einander gleich sind, gefunden. Es ist also:

$$V_{R_2} = V_{T_2} = 2q \left(\ln \frac{2h_2 \cdot D_1}{r \cdot a_2} - \ln \frac{D_3 \cdot (h_1 + h_2)}{a_1 \cdot a_3} \right),$$

bzw.

$$C_{R_2} = C_{T_2} = \frac{0,0483}{2 \left(\lg \frac{2h_2 \cdot D_1}{r \cdot a_2} - \lg \frac{D_3 \cdot (h_1 + h_2)}{a_1 \cdot a_3} \right)} \text{ Mf/km.}$$

Die Kapazität der Hinleitung R_1, R_2 ist nunmehr:

$$C_{R_1, R_2} = C_{R_1} + C_{R_2},$$

diejenige der Rückleitung:

$$C_{T_1, T_2} = C_{T_1} + C_{T_2},$$

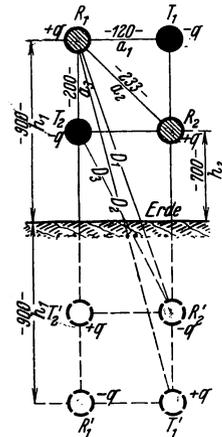


Abb. 67. Kapazitätsverhältnisse einer Einphasenleitung mit 4 Leitern.

und die Betriebskapazität der Leitung:

$$C_b = C_{R_1, R_2} = C_{T_1, T_2},$$

d. h. gleich der Kapazität eines Leiters.

16. Beispiel. Es ist für die Leiteranordnung nach Abb. 67:

$$V_{R_1} = V_{T_1} = 4,6 \cdot q \left[\left(\lg \frac{1800}{0,46} + \lg \frac{\sqrt{1600^2 + 120^2}}{233} \right) - \left(\lg \frac{\sqrt{1800^2 + 120^2}}{120} + \lg \frac{1600}{200} \right) \right] = 10,86$$

$$C_{R_1} = C_{T_1} = \frac{1}{9 \cdot 10,86} = 0,01028 \text{ Mf/km},$$

$$V_{R_2} = V_{T_2} = 4,6 \cdot q \left[\left(\lg \frac{1400}{0,45} + \lg \frac{\sqrt{1600^2 + 120^2}}{233} \right) - \left(\lg \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} + \lg \frac{1600}{200} \right) \right] = 10,86$$

$$C_{R_2} = C_{T_2} = \frac{1}{9 \cdot 10,87} = 0,01028 \text{ Mf/km}.$$

Die Kapazität des Leiters R_1, R_2 berechnet sich somit zu:

$$C_{R_1, R_2} = C_{R_1} + C_{R_2} = 0,02056 \text{ Mf/km},$$

und entsprechend:

$$C_{T_1, T_2} = C_{T_1} + C_{T_2} = 0,02056 \text{ Mf/km}.$$

Die Betriebskapazität der Leitung ist dann:

$$C_b = \frac{1}{2} C_{R_1, R_2} = \frac{1}{2} C_{T_1, T_2} = 0,01028 \text{ Mf/km}$$

und der Ladestrom:

$$I_C = 0,129 \text{ A/km}.$$

Da die Ermittlung von C_b ausführlich behandelt worden ist, erübrigt es sich, noch die Gleichungen für die anderen in der Zahlentafel 7 zusammengestellten Fälle abzuleiten, weil deren Aufstellung keine Schwierigkeiten bietet, und sich auch durch Umrechnungen keine Vereinfachungen in den Schlußgleichungen ergeben. Es sollen daher die verschiedenen Leiteranordnungen unmittelbar durch die Beispiele untersucht werden.

17. Beispiel. Die vier Leiter bilden die Ecken eines Quadrates. Bei dieser Anordnung ergibt sich, da $a_1 = a_3$ und $a_2 = a_1 \sqrt{2}$:

$$V_{R_1} = V_{T_1} = 4,6 \cdot q \left[\left(\lg \frac{1640}{0,45} + \lg \frac{\sqrt{1520^2 + 120^2}}{171} \right) - \left(\lg \frac{\sqrt{1640^2 + 120^2}}{120} + \lg \frac{1520}{120} \right) \right] = 10,47,$$

$$C_{R_1} = C_{T_1} = \frac{1}{9 \cdot 10,47} = 0,0106 \text{ Mf/km},$$

$$V_{R_2} = V_{T_2} = 4,6 \cdot q \left[\left(\lg \frac{1400}{0,45} + \lg \frac{\sqrt{1520^2 + 120^2}}{171} \right) - \left(\lg \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} + \lg \frac{1520}{120} \right) \right] = 10,47,$$

$$C_{R_2} = C_{T_2} = \frac{1}{9 \cdot 10,49} = 0,0106 \text{ Mf/km}.$$

Demnach ist die Betriebskapazität der gesamten Leitung:

$$C_b = 0,0106 \text{ Mf/km}.$$

Aus dem Ergebnis des 17. Beispiels ersieht man, daß mit abnehmendem Leiterabstande die Kapazität größer wird, und

zwar hat das seinen Grund darin, daß die elektrostatische Wirkung der entgegengesetzt gerichteten Ströme zunimmt.

18. Beispiel. Die vier Leiter bilden die Ecken eines Rechteckes; die Leiter gleicher Phase liegen beieinander (nach Fall 4, Zahlentafel 7).

Unter Beibehaltung der Leiterabstände voneinander und von Erde nach Abb. 67 wird:

$$V_{R_1} = V_{T_1} = 4,6 \cdot q \left[\left(\lg \frac{1800}{0,45} + \lg \frac{1600}{200} \right) - \left(\lg \frac{\sqrt{1800^2 + 120^2}}{120} + \lg \frac{\sqrt{1600^2 + 120^2}}{233} \right) \right] = 11,46,$$

$$C_{R_1} = C_{T_1} = \frac{1}{9 \cdot 11,46} = 0,0097 \text{ Mf/km},$$

$$V_{R_2} = V_{T_2} = 4,6 \cdot q \left[\left(\lg \frac{1400}{0,45} + \lg \frac{1600}{200} \right) - \left(\lg \frac{\sqrt{1600^2 + 120^2}}{233} + \lg \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} \right) \right] = 11,90,$$

$$C_{R_2} = C_{T_2} = \frac{1}{9 \cdot 11,90} = 0,00935 \text{ Mf/km}.$$

Daraus ergibt sich:

$$C_{R_1, R_2} = C_{T_1, T_2} = C_{R_1} + C_{R_2} = 0,01905 \text{ Mf/km},$$

und die Betriebskapazität der gesamten Leitung:

$$C_0 = 0,009525 \text{ Mf/km}.$$

Vergleicht man dieses Ergebnis mit demjenigen für den Fall nach Abb. 67, so erkennt man, daß die Kapazität kleiner geworden ist. Die Vereinigung der Leiter gleicher Phase auf einer Mastseite ist also hinsichtlich der Kapazität günstiger, während diese Form der Leiterverlegung für die Induktivität ungünstiger war. Dennoch wird man eine solche Leiteranordnung nicht wählen, weil sie in betriebstechnischer Hinsicht unvorteilhaft ist (siehe S. 74). In letzter Linie aber geben die Rücksichten auf Erfüllung betrieblicher Vorteile und besonders auf leichte Instandsetzungsmöglichkeit den Ausschlag.

Nach diesen Erörterungen erscheint es überflüssig, noch auf die Fälle 5 bis 9 der Zahlentafel 7 näher einzugehen. Mit einer weitergehenden Unterteilung des Leiterquerschnittes für jede Phase steigt der Wert der Kapazität recht erheblich, wie ebenfalls aus einem Vergleich der Ergebnisse für die verschiedenen durchgerechneten Fälle gegenüber der einfachen Einphasenleitung zu erkennen ist.

2. Die Dreiphasenleitung mit nur einem Leiter für jede Phase. Symmetrische Anordnung (Abb. 68). Mit Benutzung der bisherigen vereinfachten Ermittlungsform soll zunächst auch die Dreiphasenleitung untersucht werden. Später folgt die mathematische Be-

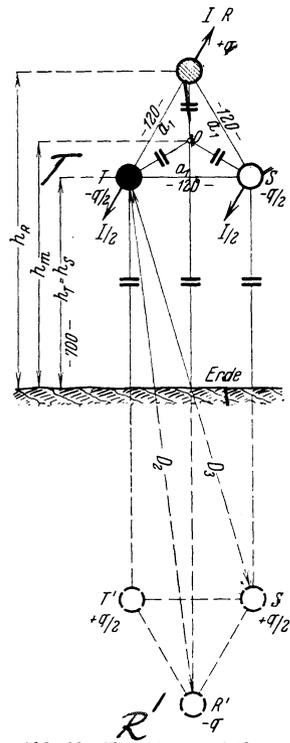


Abb. 68. Kapazitätsverhältnisse einer Drehstromleitung (symmetrische Leiteranordnung).

handlung. Es sei $q_R = q_S = q_T$, also der Strom in jeder Phase gleich. Daß die Kapazität der Leiter S und T unter Berücksichtigung des Einflusses der Erde von derjenigen des Leiters R verschieden sein wird, ist unschwer zu sehen, denn für S und T kommt der Abstand $h_S = h_T$, dagegen für R der Abstand $h_R = h_S + 0,87 \cdot a_1$ in Frage. In ähnlicher Weise wie für die Einphasenleitung und in Anlehnung an das auf S. 92 Gesagte haben nun das Eigen- und das gegenseitige Potential für Abb. 68 die Werte, wenn man wiederum annimmt, daß der Strom in Phase R zum Stromverbraucher hin- und je zur Hälfte in den Phasen S und T zurückfließt, also für Phase R die Ladung q , für Phase S und T die Ladung $0,5 q$ einführt:

$$\begin{aligned} V_{R,R'} &= + 2 \cdot 2,3 \cdot q \lg \frac{2 h_R}{r}, \\ V_{S,R} &= - 0,5 \cdot 2 \cdot 2,3 \cdot q \lg \frac{D_2}{a_1}, \\ V_{T,R} &= - 0,5 \cdot 2 \cdot 2,3 \cdot q \lg \frac{D_2}{a_1}, \end{aligned}$$

und daraus das Gesamtpotential der Phase R :

$$V_R = V_{R,R'} - (V_{S,R} + V_{T,R}) = 4,6 \cdot q \left(\lg \frac{2 h_R}{r} - \log \frac{D_2}{a_1} \right). \quad (137)$$

Demnach ist die Kapazität der Phase R :

$$C_R = \frac{1}{9 \cdot V_R} = \frac{0,0483}{2 \left(\lg \frac{2 h_R}{r} \cdot \frac{a_1}{D_2} \right)} \text{ Mf/km.} \quad (138)$$

Für die Phase S bzw. T ergibt sich in der gleichen Weise ermittelt:

$$C_S = C_T = \frac{0,0483}{2 \lg \frac{2 h_S \cdot a_1}{r \cdot \sqrt{D_2 \cdot D_3}}}. \quad (139)$$

Die Kapazitätswerte der einzelnen Phasen sind also trotz der symmetrischen Leiteranordnung ungleich, wenn genauer der Einfluß der Erde berücksichtigt wird. In der Praxis genügt es indessen, mit Vereinfachungen zu rechnen, da z. B. der Erdabstand der Phasen infolge des Durchhanges ständig wechselt¹. Man wählt daher eine mittlere Höhe $h_m = \sqrt[3]{h_R \cdot h_S \cdot h_T}$ und mit dieser auch einen mittleren Abstand der Spiegelbilder von den Phasen $D_m \simeq D_2 \simeq D_3$. Dann aber kann mit hinreichender Genauigkeit $D_m = 2 h_m = 1$ gesetzt werden und Gl. (138) und (139) gehen über in:

$$C_R = C_S = C_T$$

und somit wird die Betriebskapazität jeder Phase der symme-

¹ Siehe Fußnote auf S. 92.

Die Wechselstrom-Hochspannungsleitungen.

trischen Drehstrom-Einfachleitung:

$$C_{b,R} = C_{b,S} = C_{b,T} = C_b = \frac{0,0483}{2 \lg \frac{a_1}{r}} \text{ Mf/km.}$$

$$= \frac{0,0242}{\lg \frac{a_1}{r}}. \quad (140)$$

Vergleicht man die Gl. (140) mit der Gl. (136), so sieht man, daß die Kapazität einer Dreiphasenleitung für jede Phase rund zweimal größer ist als die Kapazität einer Einphasenleitung unter der Voraussetzung, daß in beiden Fällen die Leiter gleichen Abstand von der Erde haben.

Für die Ermittlung des Ladestromes für die Phase R ist nun weiter die Kapazitätssuszeptanz:

$$b = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_b \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km} \left. \begin{array}{l} \\ \\ \\ \end{array} \right\} (141)$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{0,0483}{2 \lg \left(\frac{2h_R}{r} \cdot \frac{a_1}{D_2} \right)} 10^{-6}$$

bzw. für jede Phase genügend genau:

$$b = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{0,0242}{\lg \frac{a_1}{r}} 10^{-6} \text{ Mho/km} \quad (142)$$

und der Ladestrom:

$$I_G = b \cdot U_p \text{ A/km} \quad (143)$$

$U_p =$ Phasenspannung.

19. Beispiel. Beträgt der gegenseitige Phasenabstand $a_1 = 120$ cm, der Abstand der Leiter S und T von der Erde 700 cm, und ist:

$$\underline{U}_p = \frac{U}{\sqrt{3}} = \frac{40000}{1,73} = 23000 \text{ V,}$$

so ist genauer berechnet:

für Phase R :

$$C_{b,R} = \frac{0,0483}{2 \cdot \lg \cdot \frac{2 \cdot (700 + 0,87 \cdot 120)}{0,45} \cdot \frac{120}{\sqrt{(1400 + 0,87 \cdot 120)^2 + 60^2}}}$$

$$= 0,00986 \text{ Mf/km,}$$

$$b_R = 314 \cdot 0,00986 \cdot 10^{-6} = 3,10 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km,}$$

$$I_{c,R} = 3,10 \cdot 10^{-6} \cdot 23000 = 0,0715 \text{ A/km,}$$

für Phase S oder T :

$$C_{b,S} = C_{b,T} = \frac{0,0483}{2 \lg \cdot \frac{2 \cdot 700 \cdot 120}{0,45 \sqrt{D_2 \cdot D_3}}}$$

$$= 0,01 \text{ Mf/km,}$$

$$b_S = b_T = 314 \cdot 0,01 \cdot 10^{-6} = 3,14 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km,}$$

$$I_{c,S} = I_{c,T} = 3,14 \cdot 10^{-6} \cdot 23000 = 0,0721 \text{ A/km.}$$

Nach Gl. (140) wird:

$$C_{b,R} = C_{b,S} = C_{b,T} = \frac{0,0242}{\lg \frac{120}{0,45}} = 0,01 \text{ Mf/km.}$$

Man macht demnach keinen belangreichen Fehler, wenn man die getroffenen Vereinfachungen benutzt.

Ein Stromkreis mit nur einem Leiter für jede Phase. Unsymmetrische Anordnung (Abb. 69). Auch bei dieser Anordnung sind die Ladungen q der einzelnen Leiter nicht mehr einander gleich.

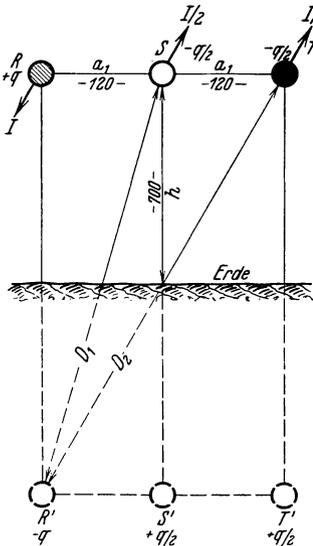


Abb. 69. Kapazitätsverhältnisse einer Drehstromleitung (unsymmetrische Leiteranordnung).

Wenn man indessen trotz der an sich vorhandenen ungleichen Spannungen und der dadurch bedingten Ströme in jeder Phase annimmt, daß $q_R = q_S = q_T$ ist, so folgt aus der Abb. 69 für die mittlere Phase:

$$C_{b_S} = \frac{0,0483}{2 \left(\lg \frac{2h}{r} \cdot \frac{a_1}{D_1} \right)} \text{ Mf/km,}$$

für jede äußere Phase:

$$V_{R,R'} = V_{T,T'} = + 2 \cdot q \cdot 2,3 \lg \frac{2h}{r},$$

$$V_{S,R} = V_{S,T} = - 0,5 \cdot 2 \cdot q \cdot 2,3 \lg \frac{D_1}{a_1},$$

$$V_{T,R} = V_{R,T} = - 0,5 \cdot 2 \cdot q \cdot 2,3 \lg \frac{D_2}{2a_1}.$$

Daraus ergibt sich:

$$V_R = V_T = q \left(4,6 \lg \frac{2h}{r} - 2,3 \lg \frac{D_1 \cdot D_2}{2a_1^2} \right),$$

und somit:

$$C_{b_R} = C_{b_T} = \frac{1}{9 \left(4,6 \lg \frac{2h}{r} - 2,3 \lg \frac{D_1 \cdot D_2}{2a_1^2} \right)} \text{ Mf/km}$$

$$= \frac{0,0483}{2 \lg \frac{2h}{r} - \lg \frac{D_1 \cdot D_2}{2a_1^2}} \text{ Mf/km.} \tag{144}$$

20. Beispiel. Für die unsymmetrische Anordnung der Leiter werden die Kapazitäten der Phasen voneinander stärker abweichen.

Für die mittlere Phase S ist:

$$C_{b_S} = 0,01 \text{ Mf/km,} \quad b_S = 3,14 \cdot 10^{-6}, \quad I_{C,S} = 0,0721 \text{ A/km,}$$

für Phase R bzw. T wird dagegen:

$$C_{b_R} = C_{b_T} = \frac{0,0483}{2,3 \lg \frac{1400}{0,45} - \lg \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2} \cdot \sqrt{1400^2 + 240^2}}{120 \cdot 240}} = 0,00803 \text{ Mf/km,}$$

und:

$$b_R = b_T = 314 \cdot 0,00803 \cdot 10^{-6} = 2,53 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km,}$$

$$I_C = 2,53 \cdot 23000 \cdot 10^{-6} = 0,0585 \text{ A/km.}$$

Um sowohl bei der symmetrischen als auch bei der unsymmetrischen Leiteranordnung gleichen Kapazitätswert für jede Phase zu erhalten, sind die Leiter wiederum zu verdrillen und zwar in gleicher Weise wie für die Induktivität in Abb. 54 bis 56 gezeichnet. Das bisher über die Verdrillung Gesagte gilt auch hier.

Bei Erdschluß einer Phase verliert dagegen die Verdrillung ihre Bedeutung vollständig. Die Kapazitäten der einzelnen Leiter und die Ladeströme werden ungleich, wie die späteren Untersuchungen zeigen werden.

3. Die genaue Berechnung der Kapazität und der Erdschlußströme in Dreiphasennetzen ohne und mit Erdseilen¹. Die bisherige Form der Kapazitätsberechnung bei Drehstromleitungen genügt nur für einfachste Fälle. Sie ist nicht anwendbar für Doppelleitungen und gestattet nicht, besondere Verhältnisse zu untersuchen so z. B. den Einfluß von Erdungsseilen, das Auftreten von Erdschluß, die Beeinflussung von benachbarten Fernsprechleitungen, die Überspannungerscheinungen, das Auslösen von Wanderwellen u. dgl. Im Vordergrund solcher Untersuchungen steht der Erdschluß, der mit dem Wachsen der Ausdehnung und der Übertragungsspannung der Hochspannungsnetze unter Umständen die Quelle gefährlicher Betriebsstörungen werden kann. Um daher dem entwerfenden Ingenieur einerseits und ganz besonders auch dem Betriebsingenieur die Möglichkeit zu geben, die oben gekennzeichneten besonderen Verhältnisse, die mit den Ladungerscheinungen verbunden sind, zu studieren, muß auf eine ausführlichere mathematische Behandlung dieses Problems zurückgegriffen werden. Ganz exakt kann aber diese mathematische Behandlung nicht durchgeführt werden, da sie schon beim einfachsten Fall der symmetrischen Drehstromleitung sehr verwickelt wird und bei anderen Leiteranordnungen auf unüberwindbare Schwierigkeiten stößt. Es müssen daher Vereinfachungen vorgenommen werden, um die Lösung in eine praktisch brauchbare Gestalt zu bringen, ohne daß der Wert des Ergebnisses für die Praxis ungenügend wird. Schon hier sei bemerkt, daß später auch die zeichnerische Lösung der mathematischen Vorbehandlung einer bestimmten Aufgabe zur Erörterung kommt, um für die Praxis Brauchbares zu gewinnen.

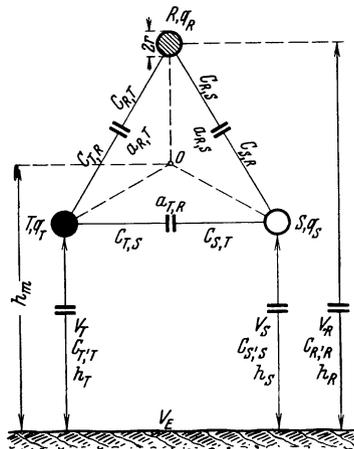


Abb. 70. Kapazitätsberechnung einer Drehstromleitung.

Die symmetrische Drehstromleitung. Die mathematische Behandlung soll sich auf die symmetrische Drehstromleitung mit einem Leiter für jede Phase erstrecken. Wie bis-

Die symmetrische Drehstromleitung. Die mathematische Behandlung soll sich auf die symmetrische Drehstromleitung mit einem Leiter für jede Phase erstrecken. Wie bis-

¹ Siehe auch H. Behrend: Der Einfluß von Isolationsfehlern auf Ableitungs- und Kapazitätsströme bei Dreiphasen-Fernleitungen mit und ohne Schutzseil: Elektrotechn. Z. 1916 Heft 9.

her auch soll der Einfluß der Erde und zwar durch die Spiegelbilder der drei Leiter berücksichtigt werden.

Nach Maxwell ist das Potential jeder Phase einer Drehstromleitung nach der Anordnung Abb. 70, wenn die Leiter gleichen Querschnitt besitzen, zunächst allgemein geschrieben:

$$\left. \begin{aligned} V_R &= 2 q_R \ln \frac{2 h_R}{r} + 2 q_S \ln \frac{D_{S', R}}{a_{S, R}} + 2 q_T \ln \frac{D_{T', R}}{a_{T, R}}, \\ V_S &= 2 q_R \ln \frac{D_{R', S}}{a_{R, S}} + 2 q_S \ln \frac{2 h_S}{r} + 2 q_T \ln \frac{D_{T', S}}{a_{T, S}}, \\ V_T &= 2 q_R \ln \frac{D_{R', T}}{a_{R, T}} + 2 q_S \ln \frac{D_{S', T}}{a_{S, T}} + 2 q_T \ln \frac{2 h_T}{r}. \end{aligned} \right\} \quad (145)$$

Ohne belangreichen Fehler soll wiederum gesetzt werden, wenn die Leiter verdrillt sind:

$$\begin{aligned} h_R &= h_S = h_T = h_m = \sqrt[3]{h_R \cdot h_S \cdot h_T}, \\ D_{S', R} &= D_{T', R} = D_{R', S} = 2 h_m, \end{aligned}$$

d. h. alle Abstände der Spiegelbilder von den Leitern gleich und gleich der doppelten mittleren Höhe der Leiter vom Erdboden, ferner:

$$a_{S, R} = a_{T, R} = a,$$

also gleicher Phasenabstand nach der Leiteranordnung im gleichseitigen Dreieck.

Dann erhält die Gl. (145) die einfachere Gestalt:

$$\left. \begin{aligned} V_R &= 2 q_R \ln \frac{2 h_m}{r} + 2 q_S \ln \frac{2 h_m}{a} + 2 q_T \ln \frac{2 h_m}{a}, \\ V_S &= 2 q_R \ln \frac{2 h_m}{a} + 2 q_S \ln \frac{2 h_m}{r} + 2 q_T \ln \frac{2 h_m}{a}, \\ V_T &= 2 q_R \ln \frac{2 h_m}{a} + 2 q_S \ln \frac{2 h_m}{a} + 2 q_T \ln \frac{2 h_m}{r}. \end{aligned} \right\} \quad (146)$$

Wird der Bequemlichkeit wegen eingeführt für:

$$2 \ln \frac{2 h_m}{r} = 2 \cdot 2,3 \lg \frac{2 h_m}{r} = \alpha, \quad (147a)$$

$$2 \ln \frac{2 h_m}{a} = 2 \cdot 2,3 \lg \frac{2 h_m}{a} = \beta, \quad (147b)$$

so wird:

$$\left. \begin{aligned} V_R &= \alpha \cdot q_R + \beta \cdot q_S + \beta \cdot q_T, \\ V_S &= \beta \cdot q_R + \alpha \cdot q_S + \beta \cdot q_T, \\ V_T &= \beta \cdot q_R + \beta \cdot q_S + \alpha \cdot q_T, \end{aligned} \right\} \quad (148)$$

und es ergibt sich am einfachsten aus der Determinantenrechnung:

$$q_R = \frac{V_R (\alpha + \beta) - \beta (V_S + V_T)}{(\alpha - \beta) \cdot (\alpha + 2 \beta)}. \quad (149)$$

Führt man aus Gründen, die sich später zeigen werden, das Potential der Erde V_E ein, so erhält man schließlich durch Umrechnung¹:

$$q_R = \frac{(\alpha - \beta)(V_R - V_E) + \beta(V_R - V_S) + \beta(V_R - V_T)}{(\alpha - \beta)(\alpha + 2\beta)}$$

und entsprechend:

$$q_S = \frac{(\alpha - \beta)(V_S - V_E) + \beta(V_S - V_R) + \beta(V_S - V_T)}{(\alpha - \beta)(\alpha + 2\beta)},$$

$$q_T = \frac{(\alpha - \beta)(V_T - V_E) + \beta(V_T - V_R) + \beta(V_T - V_S)}{(\alpha - \beta)(\alpha + 2\beta)}.$$

Mit der Abkürzung²:

$$\frac{\alpha - \beta}{(\alpha - \beta)(\alpha + 2\beta)} = C_e, \quad (150)$$

$$\frac{\beta}{(\alpha - \beta)(\alpha + 2\beta)} = C_p \quad (151)$$

ergibt sich schließlich:

$$\left. \begin{aligned} q_R &= C_e(V_R - V_E) + C_p(V_R - V_S) + C_p(V_R - V_T), \\ q_S &= C_e(V_S - V_E) + C_p(V_S - V_R) + C_p(V_S - V_T), \\ q_T &= C_e(V_T - V_E) + C_p(V_T - V_R) + C_p(V_T - V_S). \end{aligned} \right\} \quad (152)$$

In Gl. (152) bedeutet:

C_e die Kapazität der Leiter gegen Erde,

C_p die Kapazität der Phasen untereinander.

Aus dieser Ableitung geht hervor, daß C_e und C_p für jede Leitung unveränderliche Verhältnisse sind und nur von der technischen Ausführung der Leitung abhängen. Irgendwelche elektrischen Vorgänge auf der Leitung (Erdschlüsse, Kurzschlüsse) ändern den Wert der Kapazitäten C_e und C_p nicht, sondern nur den der Potentialdifferenzen.

Für den ungestörten Betriebszustand ist bei einer Drehstromanlage die Summe der drei Spannungen = 0 also:

$$q_R + q_S + q_T = C_e(V_R + V_S + V_T) = 0. \quad (153)$$

Die C_p -Glieder, deren Summe = 0 ist, stellen die Ladungen dar, die zwischen den einzelnen Phasen gebunden sind, also keine Ströme

¹ Zur Gl. (149) wird die identische Gleichung addiert:

$$0 = \frac{\beta \cdot V_R + \beta \cdot V_R - 2\beta \cdot V_R}{(\alpha - \beta)(\alpha + 2\beta)}.$$

² In Gl. (150) und (151) sind C_e und C_p in elektrostatischen Einheiten gegeben. Für die praktische Rechnung in Mikrofarad für den km erhalten die Gleichungen die Gestalt:

$$C_e = 0,112 \frac{\alpha - \beta}{(\alpha - \beta)(\alpha + 2\beta)},$$

$$C_p = 0,112 \frac{\beta}{(\alpha - \beta)(\alpha + 2\beta)}.$$

zur Erde verursachen. Sie bleiben im ungestörten Betriebszustand außer acht; es folgt somit:

$$\left. \begin{aligned} q_R &= C_e (V_R - V_E), \\ q_S &= C_e (V_S - V_E), \\ q_T &= C_e (V_T - V_E). \end{aligned} \right\} \quad (154)$$

Da nun für die Drehstromanlage

$$\left. \begin{aligned} V_R - V_E &= U_p \cdot \sin \omega t, \\ V_S - V_E &= U_p \cdot \sin (\omega t - 120^\circ), \\ V_T - V_E &= U_p \cdot \sin (\omega t - 240^\circ) \end{aligned} \right\} \quad \Sigma U_p = 0 \quad (155)$$

erhält Gl. (152) die Form:

$$\left. \begin{aligned} \frac{q_R}{U_p} &= C_e \sin \omega t \\ &+ C_p [\sin \omega t - \sin (\omega t - 120^\circ) + \sin \omega t - \sin (\omega t - 240^\circ)] \\ &= C_e \cdot \sin \omega t + C_p \cdot 3 \sin \omega t \\ &= (C_e + 3 C_p) \sin \omega t \end{aligned} \right\} \quad (156)$$

und entsprechend:

$$\begin{aligned} \frac{q_S}{U_p} &= (C_e + 3 C_p) \left(-\frac{1}{2} \sin \omega t - \frac{1}{2} \sqrt{3} \cos \omega t \right), \\ \frac{q_T}{U_p} &= (C_e + 3 C_p) \left(-\frac{1}{2} \sin \omega t + \frac{1}{2} \sqrt{3} \cos \omega t \right). \end{aligned}$$

Die Gl. (156) gibt die Werte für q der Phase nach an. Für deren Größe erhält man:

$$\frac{q}{U_p} = \frac{q_R}{U_p} = \frac{q_S}{U_p} = \frac{q_T}{U_p} = C_e + 3 C_p \quad (157)$$

und schließlich die Gesamtkapazität der Leitung, also die Drehstromkapazität (Betriebskapazität) durch Umformung und mit Benutzung der Gl. (150) und (151):

$$C_b = \frac{0,112}{\alpha - \beta} \text{Mf/km} . \quad (158)$$

Werden für α und β die Werte nach Gl. (147 a) u. (147 b) eingesetzt, so ist die Drehstrom-Betriebskapazität für jede Phase der symmetrischen Drehstromleitung in Mikrofarad f. d. km:

$$C_b = \frac{0,0483}{2 \lg \frac{a}{r}} = \frac{0,0242}{\lg \frac{a}{r}} \text{Mf/km} . \quad (159)$$

Der Ladestrom für jede Phase der Drehstromleitung ist dann wiederum (Gl. 143):

$$I_c = \frac{U}{\sqrt{3}} C_b \cdot l \cdot 2 \pi \cdot f \cdot 10^{-6} \text{ A} ,$$

l in km die Leitungslänge (Entfernung), und die Ladeleistung:

$$N_c = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c \cdot 10^{-3} \text{ kVA.} \quad (160)$$

Wären die Vereinfachungen, die auf S. 102 angegeben sind, nicht gemacht worden, so würde auch die symmetrische Drehstromleitung ungleiche Kapazitäten der einzelnen Phasen aufweisen. Man tut daher gut, auch die symmetrische Drehstromleitung zu verdrillen je nach der Länge der Strecke etwa nach der Verdrillungsform der Abb. 54 oder der Abb. 56. Dann kann die Betriebskapazität nach Gl. (159) ohne weiteres als zutreffend angesehen werden.

Die unsymmetrische Drehstrom-Einfachleitung. Die Kapazitäten der einzelnen Leiter werden ungleich, wenn die Leitung nicht verdrillt wird. Ist letzteres der Fall, so kann für die Betriebskapazität mit der Gl. (159) gerechnet werden.

Will man sich einen Einblick in die Verhältnisse verschaffen, wenn die Verdrillung nicht angewendet wird, so stößt die mathematische Behandlung des Problems auf so große Schwierigkeiten, daß es für die Praxis besser ist, sich der zeichnerischen Darstellung der Verhältnisse zu bedienen, die einfach und schnell zum Ziele führt. Man geht dabei von der Grundgleichung (145) aus und kann nun auch die anfänglich benutzten Vereinfachungen fallen lassen.

Es ist mit Umrechnung auf den Briggschen Logarithmus und unter Zugrundelegung der Abb. 70:

$$\left. \begin{aligned} V_R &= 2,3 \left[2 \cdot q_R \log \frac{2h_R}{r} + 2 \cdot q_S \log \frac{D_{S',R}}{a_{S,R}} + 2 \cdot q_T \log \frac{D_{T',R}}{a_{T,R}} \right], \\ V_S &= 2,3 \left[2 \cdot q_R \log \frac{D_{R',S}}{a_{R,S}} + 2 \cdot q_S \log \frac{2h_S}{r} + 2 \cdot q_T \log \frac{D_{T',S}}{a_{T,S}} \right], \\ V_T &= 2,3 \left[2 \cdot q_R \log \frac{D_{R',T}}{a_{R,T}} + 2 \cdot q_S \log \frac{D_{S',T}}{a_{S,T}} + 2 \cdot q_T \log \frac{2h_T}{r} \right]. \end{aligned} \right\} \quad (161)$$

Diese Potentiale der drei Leiter ergeben sich, wenn die Ladungen der drei Leiter in einem bestimmten, als gegeben vorausgesetzten Augenblick t sind q_R , q_S und q_T . Setzt man für:

$$\left. \begin{aligned} q_R &= Q_R \sin \omega t, \\ q_S &= Q_S \sin (\omega t - 120^\circ), \\ q_T &= Q_T \sin (\omega t - 240^\circ), \end{aligned} \right\} \quad (162)$$

und nimmt an, daß die Phasen gleiche Ströme führen, so daß also $Q_R = Q_S = Q_T = Q$, so können die Klammergrößen zeichnerisch berechnet werden, wenn $Q = 1$ gesetzt wird, was zulässig ist, da Gl. (162) für alle Q gilt.

Die zeichnerische Berechnung ist in Abb. 72 durchgeführt. Um sie vorzunehmen, sind die Klammern der Gl. (161) auszurechnen. Der Klarheit und leichteren Übersicht wegen soll der Berechnungsgang nicht allgemein, sondern an einem praktischen Beispiel erläutert werden. Die Übertragung auf alle anderen Verhältnisse ist dann ohne Schwierigkeit möglich. Die Wahl der unsymmetrischen Leiteranordnung verallgemeinert die Gesamtdarstellung noch weiter.

21. Beispiel. Nach Abb. 71 für eine Drehstrom-Einfachleitung mit den Leitern in einer Ebene sind die Baumaße:

$h_R = h_S = h_T = 1680$ cm (mittlerer Leiterabstand von Erde unter entsprechender Berücksichtigung des Durchhanges, der über die ganze Länge der Leitung als gleich angenommen werden kann)

$$r \cong 0,8 \text{ cm}, \quad d \cong 1,58 \text{ cm}, \quad q = 150 \text{ mm}^2 \text{ Aluminium},$$

$$a_{S,R} = a_{S,T} = 340 \text{ cm},$$

$$a_{R,T} = 680 \text{ cm},$$

$$D_{S',R} = \sqrt{3360^2 + 340^2} = 3370 \text{ cm} = D_{S',T} = D_{R',S},$$

$$D_{T',R} = \sqrt{3360^2 + 680^2} = 3420 \text{ cm} = D_{R',T}.$$

Nach Gl. (161) ist dann bei $Q_R = Q_S = Q_T = 1$.

$$V_R = 2,3 \left[2 \lg \frac{3360}{0,8} \sin \omega t + 2 \lg \frac{3370}{340} \sin(\omega t - 120^\circ) + 2 \lg \frac{3420}{680} \sin(\omega t - 240^\circ) \right],$$

$$V_S = 2,3 \left[2 \lg \frac{3370}{340} \sin \omega t + 2 \lg \frac{3360}{0,8} \sin(\omega t - 120^\circ) + 2 \lg \frac{3370}{340} \sin(\omega t - 240^\circ) \right],$$

$$V_T = 2,3 \left[2 \lg \frac{3420}{680} \sin \omega t + 2 \lg \frac{3370}{340} \sin(\omega t - 120^\circ) + 2 \lg \frac{3360}{0,8} \sin(\omega t - 240^\circ) \right].$$

Ausgerechnet ergibt sich:

$$V_R = 2,3 [7,28 \sin \omega t + 1,99 \sin(\omega t - 120^\circ) + 1,40 \sin(\omega t - 240^\circ)],$$

$$V_S = 2,3 [1,99 \sin \omega t + 7,28 \sin(\omega t - 120^\circ) + 1,99 \sin(\omega t - 240^\circ)],$$

$$V_T = 2,3 [1,40 \sin \omega t + 1,99 \sin(\omega t - 120^\circ) + 7,28 \sin(\omega t - 240^\circ)].$$

Die zeichnerische Behandlung der Aufgabe gestaltet sich nun folgendermaßen.

Auf die drei um je 120° gegeneinander verschobenen Stromvektoren I_R , I_S und I_T in Abb. 72, die gleichzeitig auch die Vektoren der Ladungen und der Phasenspannungen darstellen, wenn keine Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung vorhanden ist, werden die einzelnen Potentialgleichungen zeichnerisch übertragen. Der Maßstab ist möglichst groß zu wählen, damit das Ergebnis gut abgegriffen werden kann.

Auf dem Stromvektor I_R trägt man aus der Gleichung für V_R den Wert $2 \lg \frac{3360}{0,8} = 7,28 = 72,8 \text{ mm}$ ab $= \overline{Oa_1}$. Am Punkte a_1 wird in der Richtung des Stromvektors I_S der Wert $2 \lg \frac{3370}{340} = 1,99 = 19,9 \text{ mm} = \overline{a_1a_2}$ angetragen und an den Punkt a_2 in der Richtung des Stromvektors I_T der Wert $2 \lg \frac{3420}{680} = 1,40 = 14 \text{ mm} = \overline{a_2a_3}$. Die Schlußlinie $\overline{Oa_3}$ gibt nach Richtung und Größe den Wert für V_R an. Nach Abb. 72 ist $V_R = 56,4 \text{ mm}$ und deckt sich nicht mehr mit dem Stromvektor I_R , sondern weicht um einen Winkel von der Richtung des Stromvektors ab.

In der gleichen Weise wird für V_S auf dem Stromvektor I_S und für V_T auf dem Stromvektor I_T verfahren, wobei zu beachten ist, daß für V_S die Strecke $\overline{Ob_1} = 2 \lg \frac{3360}{0,8}$ und für V_T die Strecke $\overline{Oc_1} = 2 \lg \frac{3360}{0,8}$

zu wählen und das weitere zeichnerische Verfahren entsprechend dem oben Gesagten durchzuführen ist. Die Schlußlinien geben über das Ergebnis ein klares Bild.

Mit den zeichnerisch ermittelten Werten für V_R , V_S und V_T ergibt sich nach Gl. (159) z. B. die Kapazität der Phase R :

$$C_R = \frac{0,0483}{0 a_3} = \frac{0,0483}{5,64} = 0,00855 \text{ Mf/km}$$

(nach Gl. (159) berechnet ist $C_{b,R} = 0,00855$),

wenn die Werte für einen Kilometer Leitungslänge festgestellt werden sollen. Zu vermerken ist bei dieser zeichnerischen Ermittlung der Kapazitätswerte

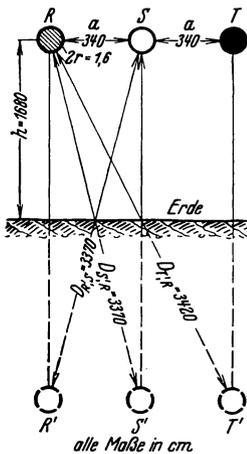


Abb. 71. Leiterbild für Abb. 72.

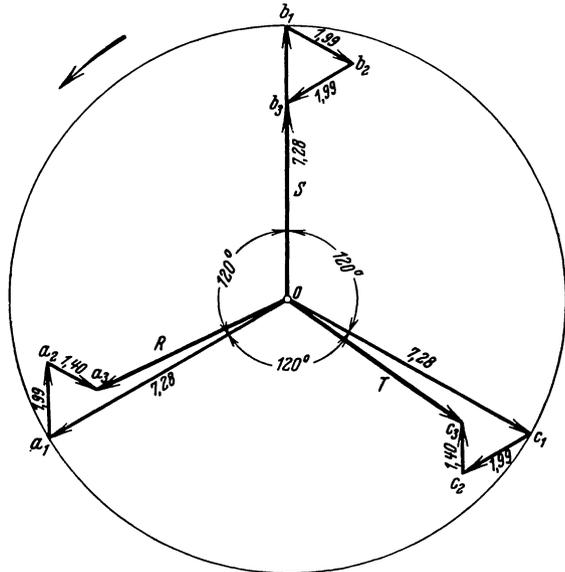


Abb. 72. Zeichnerische Ermittlung der Kapazitätswerte der Drehstromleitung nach Abb. 71.

jeder Phase die Winkelabweichung gegenüber der Richtung des betreffenden Stromvektors (Gl. 156).

Diese zeichnerische Behandlung der Aufgabe gestattet also eine außerordentlich einfache Lösung. Sie entspricht der zeichnerischen Rechnungsform für die Induktivitäten nach Abb. 60 dem Grunde nach und wird daher auch weiterhin benutzt werden, um die Gesamtverhältnisse der Drehstromleitung zu ermitteln. Dabei sind der Vektor $\overline{Oa_1}$ der Eigenkapazität der Phase R und die Vektoren $\overline{a_1a_2}$ bzw. $\overline{a_2a_3}$ den gegenseitigen Kapazitäten der Phase S bzw. T auf die Phase R umgekehrt verhältnismäßig.

Die Drehstrom-Doppelleitung. Wie aus der bisher entwickelten mathematischen Behandlung leicht zu ersehen ist, wird das Problem für die Doppelleitung so außerordentlich verwickelt, daß es nicht mehr

der Mühe lohnt, diesen Weg einzuschlagen. Bei unverdrillten Leitungen werden die Kapazitäten der einzelnen Phasen ungleich. Werden die Leiter zweckmäßig nach der Verdrillungsform der Abb. 56 verdrillt, so werden die einzelnen Kapazitäten mit praktisch genügender Genauigkeit gleich.

Der Vollständigkeit wegen soll auch für die Drehstrom-Doppelleitung der Weg gekennzeichnet werden, der rechnerisch und zeichnerisch zu gehen ist, um die Phasenkapazitäten der nicht verdrillten Leiter zu ermitteln. Um die Übersicht nicht zu erschweren, wird im folgenden nur die Leiteranordnung nach Abb. 73 (umgekehrte Tannenbaumform) zugrunde gelegt. Alle anderen Fälle lassen sich dann leicht ableiten.

Mit den in Abb. 73 eingetragenen Abständen, die nur in den Spiegelbildmaßen die Phasenbezeichnung beibehalten, ergibt sich:

für die Phasen R_1 , S_1 und T_1 :

$$\left. \begin{aligned} V_{R_1} &= 2 q_R \left(\ln \frac{2 h_R}{r} + \ln \frac{D_{R'_2, R_1}}{a_6} \right) + 2 q_S \left(\ln \frac{D_{S'_1, R_1}}{a_1} + \ln \frac{D_{S'_2, R_1}}{a_5} \right) \\ &\quad + 2 q_T \left(\ln \frac{D_{T'_1, R_1}}{2 a_1} + \ln \frac{D_{T'_2, R_1}}{a_2} \right) \\ V_{S_1} &= 2 q_R \left(\ln \frac{D_{R'_1, S_1}}{a_1} + \ln \frac{D_{R'_2, S_1}}{a_7} \right) + 2 q_S \left(\ln \frac{2 h_S}{r} + \ln \frac{D_{S'_2, S_1}}{a_3} \right) \\ &\quad + 2 q_T \left(\ln \frac{D_{T'_1, S_1}}{a_1} + \ln \frac{D_{T'_2, S_1}}{a_5} \right) \\ V_{T_1} &= 2 q_R \left(\ln \frac{D_{R'_1, T_1}}{2 a_1} + \ln \frac{D_{R'_2, T_1}}{a_4} \right) + 2 q_S \left(\ln \frac{D_{S'_1, T_1}}{a_1} + \ln \frac{D_{S'_2, T_1}}{a_7} \right) \\ &\quad + 2 q_T \left(\ln \frac{2 h_T}{r} + \ln \frac{D_{T'_2, T_1}}{a_6} \right) \end{aligned} \right\} (163)$$

Für die Phasen R_2 , S_2 und T_2 sind die Gleichungen naturgemäß die gleichen und brauchen daher hier nicht wiederholt zu werden.

Um die Kapazitäten zu finden, könnte mit ähnlichen Vereinfachungen die mathematische Entwicklung übereinstimmend vorgenommen werden wie für die symmetrische Drehstromleitung mit nur einem Stromkreise. Schneller und sicherer kommt man aber zum Ziele, wenn das zeichnerische Verfahren nach Abb. 72 angewendet wird, auf das näher einzugehen nicht mehr erforderlich erscheint.

Wie umständlich schließlich der Rechnungsgang wird, wenn nun noch der Einfluß der Verdrillung untersucht werden soll, mag daraus erhellen, daß dann z. B. bei der Verdrillungsform nach Abb. 56 der eine Stromkreis in seinen Gleichungen zu je $1/3$, der zweite Stromkreis zu je $1/9$ zu behandeln ist.

Das Schutz- und Erdseil. In den letzten Jahren ist in großem Umfang das sog. „Blitzschutzseil“ in Hochspannungsfreileitungen zur Anwendung gekommen. Unter Blitzschutzseil versteht man ein über oder unter der Hochspannungsleitung verlegtes Metallseil, das gerdet

ist. Die Bezeichnung „Blitzschutzseil“ ist unglücklich gewählt; es wird daher im folgenden von dem „Schutz- oder Erdseil“ gesprochen werden, denn das Seil schützt nicht gegen unmittelbare Blitzschläge in die Fernleitungen, sondern soll die folgenden Aufgaben erfüllen:

a) die durch niedergehende Blitzentladungen in der Nähe der Leitungen hervorgerufenen Störungen des Erdfeldes und die dadurch ausgelösten Überspannungen in der Leitungsanlage zu mildern und die Leistung der hervorgerufenen Wanderwellen zu vermindern;

b) die störenden Einflüsse der Hochspannungsleitungen auf benachbarte Fernmeldeleitungen abzuschwächen;

c) eine zuverlässige Erdung der Masten herbeizuführen.

In Anlagen bis etwa 10 kV wird das Schutzseil selten benutzt. Bei höheren Spannungen werden je nach den Geländeverhältnissen ein oder bei Doppelleitungen in gewitterreichen Gegenden zwei bis drei Seile streckenweise bzw. über die ganze Leitungslänge verlegt.

Zur Beurteilung der Aufgabe a) muß eine kurze rechnerische Behandlung des Problems eingefügt werden¹. Die Untersuchungen sollen sich wiederum auf eine symmetrische Drehstrom-Einfachleitung beschränken. Das Schutzseil ist geerdet; eine Wolke habe die Ladung q_W und das Potential V_W . Die Leitung steht in betriebstechnischer Weise über hohe induktive oder induktionsfreie Widerstände mit der Erde in Verbindung. Der stationäre Zustand des Erdfeldes sei eingetreten. Dann besteht kein Potential sowohl zwischen Leiter und Erde als auch zwischen Schutzseil und Erde abgesehen natürlich von der Betriebsspannung, unter der die Leitung steht. In Abb. 74 sind alle für die Rechnung notwendigen Daten eingetragen.

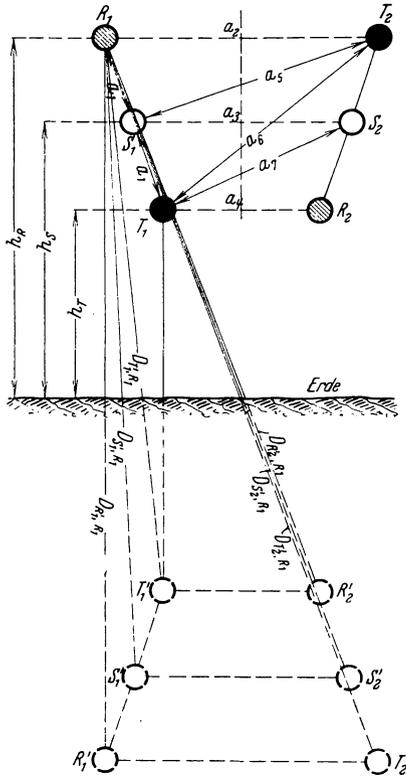


Abb. 73. Kapazitätsberechnung für die Drehstrom-Doppelleitung (umgekehrte Tannenbaumform).

¹ Siehe auch W. Petersen: Der Schutzwert von Blitzseilen, Elektrotechn. Z. 1914 Heft 1 S. 1.

Entsprechend der Gl. (148) ist für diesen Fall:

$$\left. \begin{aligned} V_R &= \alpha \cdot q_R + \beta \cdot q_S + \beta \cdot q_T + 2q_0 \ln \frac{2h_0}{a_{0,R}} + 2q_W \ln \frac{2h_W}{a_{R,W}}, \\ V_S &= \beta \cdot q_R + \alpha \cdot q_S + \beta \cdot q_T + 2q_0 \ln \frac{2h_0}{a_{0,S}} + 2q_W \ln \frac{2h_W}{a_{S,W}}, \\ V_T &= \beta \cdot q_R + \beta \cdot q_S + \alpha \cdot q_T + 2q_0 \ln \frac{2h_0}{a_{0,T}} + 2q_W \ln \frac{2h_W}{a_{T,W}}, \\ V_0 &= \beta \cdot q_R + \beta \cdot q_S + \beta \cdot q_T + 2q_0 \ln \frac{2h_0}{r_0} + 2q_W \ln \frac{2h_W}{a_{0,W}}, \\ V_w &= \beta \cdot q_R + \beta \cdot q_S + \beta \cdot q_T + 2q_0 \ln \frac{2h_0}{a_{0,W}} + 2q_W \ln \frac{2h_W}{r_w}. \end{aligned} \right\} (164)$$

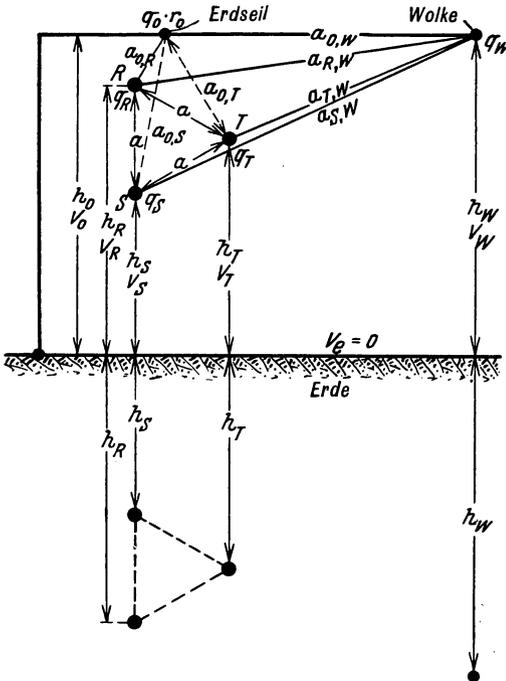


Abb. 74. Potentialverteilung bei einer Drehstrom-Einfachleitung mit Erdseil und Wolkennähe.

Diese Gl. (164) auszuwerten ist naturgemäß außerordentlich umständlich und zudem sehr ungenau, weil der elektrische Zustand der Wolke auch nicht an-

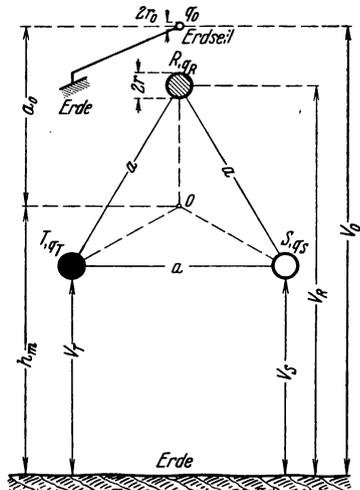


Abb. 75. Symmetrische Drehstrom-Einfachleitung mit Erdseil.

genähert beurteilt werden kann. Es soll daher auf Gl. (164) nicht näher eingegangen werden.

Das Erdseil übt aber auch Einflüsse auf die Kapazitätsverhältnisse der Leitung aus, die nunmehr untersucht werden sollen.

Nach Abb. 75 sei für das Erdseil:

die mittlere Höhe über Erde = h_0^* ,

der Radius = r_0 ,

der mittlere Abstand vor den drei Leitern = a_0 ,

* Siehe Fußnote auf S. 92, die auch für die Ermittlung von h_0 gelten soll.

dann erhält Gl. (146) für die verdrehte Leitung die Form:

$$\left. \begin{aligned} V_R &= 2q_R \ln \frac{2h_m}{r} + 2q_S \ln \frac{2h_m}{a} + 2q_T \ln \frac{2h_m}{a} + 2q_0 \ln \frac{2h_0}{a_0}, \\ V_S &= 2q_R \ln \frac{2h_m}{a} + 2q_S \ln \frac{2h_m}{r} + 2q_T \ln \frac{2h_m}{a} + 2q_0 \ln \frac{2h_0}{a_0}, \\ V_T &= 2q_R \ln \frac{2h_m}{a} + 2q_S \ln \frac{2h_m}{a} + 2q_T \ln \frac{2h_m}{r} + 2q_0 \ln \frac{2h_0}{a_0}, \\ V_0 &= 2q_R \ln \frac{2h_m}{a_0} + 2q_S \ln \frac{2h_m}{a_0} + 2q_T \ln \frac{2h_m}{a_0} + 2q_0 \ln \frac{2h_0}{r_0}. \end{aligned} \right\} (165)$$

Da $V_0 = 0$, wird:

$$\begin{aligned} q_0 &= - \frac{\ln \frac{2h_m}{a_0}}{\ln \frac{2h_0}{r_0}} (q_R + q_S + q_T), \\ 2q_0 \ln \frac{2h_0}{a_0} &= - \frac{\ln \frac{2h_m}{a_0}}{\ln \frac{2h_0}{r_0}} (q_R + q_S + q_T) \cdot 2 \ln \frac{2h_0}{a_0}, \end{aligned}$$

und mit:

$$\gamma = 2 \frac{\ln \frac{2h_m}{a_0} \cdot \ln \frac{2h_0}{a_0}}{\ln \frac{2h_0}{r_0}} = 2 \cdot 2,3 \frac{\lg \frac{2h_m}{a_0} \cdot \lg \frac{2h_0}{a_0}}{\lg \frac{2h_0}{r_0}} \quad (166)$$

erhält man:

$$\left. \begin{aligned} V_R &= q_R(\alpha - \gamma) + q_S(\beta - \gamma) + q_T(\beta - \gamma), \\ V_S &= q_R(\beta - \gamma) + q_S(\alpha - \gamma) + q_T(\beta - \gamma), \\ V_T &= q_R(\beta - \gamma) + q_S(\beta - \gamma) + q_T(\alpha - \gamma), \end{aligned} \right\} (167)$$

oder wenn gesetzt wird:

$$\left. \begin{aligned} \alpha - \gamma &= b, \\ \beta - \gamma &= c, \end{aligned} \right\} (168)$$

entsprechend den Gl. (150) und (151)¹:

$$\left. \begin{aligned} C_{e,o} &= \frac{b-c}{(b-c)(b+2c)}, \\ C_{p,o} &= \frac{c}{(b-c)(b+2c)}, \\ \text{und} \quad C_{b,o} &= C_{e,o} + 3C_{p,o} = \frac{0,112}{b-c} \text{ Mf/km}, \end{aligned} \right\} (169)$$

ferner den Ladestrom:

$$I_{c,o} = \frac{U}{\sqrt{3}} C_{b,o} \cdot l \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-6} \text{ A}, \quad (170)$$

¹ Siehe Fußnote S. 103 für die Berechnung der Werte von $C_{e,o}$, $C_{p,o}$ und $C_{b,o}$ in Mikrofarad für den km.

die Ladeleistung:

$$N_{c,o} = \sqrt{3} \cdot I_{c,o} \cdot U \cdot 10^{-3} \text{ kVA.} \quad (171)$$

Sind zwei oder mehr Erdseile verlegt, so ist es nach den vorangegangenen Erörterungen nicht mehr schwer, die Betriebskapazität $C_{b,o}$ zu errechnen. Die Rechnung ist sehr umständlich und lohnt oft nicht der großen Mühe. Auf S. 116 wird an einem Beispiel der Einfluß des Erdseiles für den ungestörten und den gestörten Betriebszustand der Drehstromleitung behandelt werden.

Wie aus der Rechnung ersichtlich hat der Durchmesser des Schutzseiles keinen nennenswerten Einfluß, so daß für die Wahl des Querschnittes desselben lediglich mechanische Gründe maßgebend sind. Zwei und mehr Schutzseile erhöhen die Wirkung. Legt man z. B. bei drei Schutzseilen eins derselben auf die Mastspitze, so können die beiden anderen auch unterhalb der Leiter verlegt werden. Mit steigender Spannung der Fernleitungen und damit zunehmender Entfernung h_m der Leiter von Erde, also höheren Masten, wird der Schutzwert immer geringer. Es ist daher Aufgabe des entwerfenden Ingenieurs festzustellen, ob die Kosten für ein oder mehrere Schutzseile mit den erzielbaren Vorteilen der Potentialherabsetzung noch in wirtschaftlichem Einklang stehen. Besonders ist es die Kostenfrage, die bei sehr hohen Spannungen über 60 kV dazu zwingen wird, von der Verwendung von Schutzseilen für die ganze Streckenlänge abzusehen und nur einzelne, besonders gefährdete Streckenteile bzw. die Einführungen in die Haupttransformatorenwerke und das Kraftwerk mit Schutzseilen zu versehen. Bei Spannungen über 100 kV neigt man heute mehr der Ansicht zu, daß sich diese Anlagen gewissermaßen selbst schützen und die Verlegung der teuren Schutzseile daher entbehrt werden kann. Die bisherigen rechnerischen Angaben galten für die Drehstrom-Einfachleitung. Bei der Doppelleitung ist der Schutzwert etwa um 30 vH des berechneten größer, wenn die Leitungen beide verdreht und störungsfrei sind.

Ein gewisser Schutzwert kann also dem Schutz- oder Erdseil nicht abgesprochen werden. Andererseits ist mit demselben ein vollständiger Schutz gegen die durch benachbarte atmosphärische Entladungen in der Leitung ausgelösten Überspannungen nicht zu erreichen, und besonders aus letzterem Grunde erscheint es daher nicht unbedingt notwendig, alle Hochspannungs-Freileitungen mit Schutzseilen auszurüsten.

Die angestellten Rechnungen können natürlich keine vollständig sicheren Ergebnisse liefern, denn sie enthalten Ungenauigkeiten, die z. B. noch wesentlich dadurch vergrößert werden, daß die Abstände zwischen Schutzseil und Leitern infolge des wechselnden Durchhanges ständig wechseln. Gerade im Sommer an den heißesten Tagen, wenn also der Durchhang am größten ist, treten Gewitter auf, die manchmal besonders heftig, manchmal weniger stark in der Nähe der Hochspannungsleitungen zum Ausgleich der Wolkenladungen führen. Je nach der Stärke des Erdfeldes F ist daher auch der prozentuale Schutzwert. Beträgt z. B. $F = 200 \text{ V/cm}$, ein Wert der als recht hoch anzu-

sehen ist, so ist das Potential eines Leiters der Leitung ($V_R = -h_m F$) bei $h_m = 10$ m: $V_R = 200$ kV, bei $h_m = 20$ m: $V_R = 400$ kV. Wird der Schutzwert ΔV vH berechnet im ersten Falle zu 50 vH, im zweiten Falle zu 30 vH, so wird entsprechend die Überspannung einen Wert von 100 kV, im zweiten von 340 kV aufweisen. Bei einer Betriebsspannung von 60 kV im ersten Falle wird die Anlage des Schutzseiles noch gerechtfertigt, im zweiten Falle bietet dasselbe keinen Schutz mehr. Auch durch Vergrößerung der Zahl der Schutzseile wird nicht viel erreicht.

Aus diesen Überlegungen geht hervor, daß in Anlagen bis etwa 60 kV Schutzseile tatsächlich noch mildernde Wirkungen der atmosphärisch hervorgerufenen Überspannungen in der Freileitungsanlage (Entlastung des Überspannungsschutzes und der Isolatoren auf der Strecke) bewirken können, ihnen darüber hinaus aber kaum ein nennenswerter Schutz in elektrischer Hinsicht zukommt.

Betriebsergebnisse über die Verminderung der Störungen in den Anlagen und die Zahl der infolge von Überspannungen durch benachbarte Blitzschläge zerstörten Isolatoren sind bisher nicht in so umfangreichem Maße bekannt geworden, daß sich daraus endgültige Schlüsse ziehen lassen.

Tritt Erdschluß auf einem der Leiter ein, so fließt auch im Schutzseil ein Strom, der unter Umständen so groß werden kann, daß bei Stahl als Werkstoff die Erwärmung den Durchhang unzulässig vergrößert und die Gefahr des Zusammenschlagens mit den Hochspannungsleitern besteht. Es muß dann Kupfer- oder Bronzeseil verlegt werden, wodurch natürlich die Anlagekosten noch weiter anwachsen, ohne die wirtschaftlichen und elektrischen Vorteile zu erhöhen.

Die Aufgabe b) wird in beschränktem Maß von den Schutz- oder Erdseilen aus den unter a) ohne weiteres erkennbaren Gründen ebenfalls erfüllt. Die induzierende Wirkung der bei Blitzschlägen oder Erdschlüssen auftretenden Wanderwellen, sowie die beim Ein- und Ausschalten der Hochspannungsleitung ausgelösten hochfrequenten Schwingungen werden durch das Schutzseil zwar gedämpft, indessen nicht so wesentlich, daß das Auftreten der gesundheitsschädlichen Knallgeräusche in den Fernsprengeräten parallellaufender Fernspreitleitungen vermieden wird. Ein völliger Schutzwert nach dieser Richtung kommt dem Erdseil nicht zu.

Die Aufgabe c) wird erst im zweiten Abschnitt behandelt werden.

Der Einfluß eines Erdschlusses auf die Kapazitätsströme. Die Einzelberechnung der Kapazitäten der Leiter einer Drehstromanlage hat eigentlich nur den Zweck, feststellen zu können, welche Kapazitätsströme auftreten, wenn eine Phase Erdschluß erhält. Dann allerdings kann eine so starke zusätzliche Scheinbelastung der anderen Phasen eintreten, daß unter Umständen die Maschinen im Kraftwerk gefährdet werden.

Den nachfolgenden Untersuchungen soll wieder die symmetrische Drehstromleitung nach Abb. 75 zugrunde gelegt werden.

Tritt ein Erdschluß auf einer Phase (z. B. Phase R) ein, so wird die Kapazität dieser Phase nach Erde (C_R) kurzgeschlossen. Während bei störungsfreiem Betrieb die den Kapazitäten entsprechenden Ladeströme von ihrem Höchstwert am Anfang der Leitung bis auf Null am Ende der Leitung

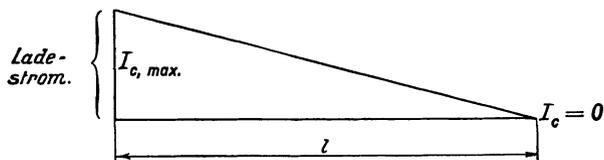
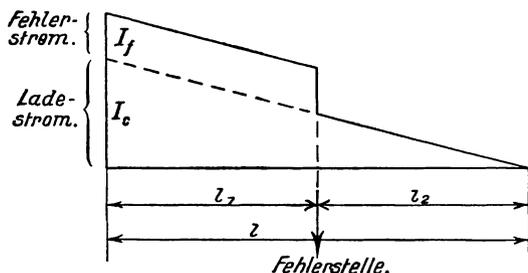


Abb. 76. Störungsfreier Betrieb.

Abb. 77. Gestörter Betrieb (Erdschluß).
Verlauf des Ladestromes längs einer Leitung.

gleichmäßig abnehmen (Abb. 76), überlagert sich im Falle des Erdschlusses der zur Erde fließende Strom bis zur Fehlerstelle (Abb. 77). Das Spannungsdreieck im Vektordiagramm hebt sich um die Phasenspannung der an Erde liegenden Phase und die Kapazitäten der Phasen S und T stehen nunmehr unter der vollen verketteten Spannung.

In Gl. (152) sind, wie bereits auf S. 103 gesagt,

die C_x -Glieder nur für den ungestörten Betrieb zu beachten, da sie keine Ströme zur Erde verursachen können. Es verbleibt demnach für den Erdschlußzustand zunächst:

$$\left. \begin{aligned} q_R &= C_e (V_R - V_E), \\ q_S &= C_e (V_S - V_E), \\ q_T &= C_e (V_T - V_E). \end{aligned} \right\} \quad (172)$$

Hat die Phase R an einer bestimmten Stelle eine unmittelbare Verbindung nach Erde (Leiterbruch, Isolatorbruch mit Aufliegen der Phase auf dem eisernen Leiterträger des Eisenmastes, gerissenes und aufliegendes Erdseil), dann wird das Potential der Maschinenklemme gleich dem Erdpotential, also:

$$V_R = V_E,$$

und Gl. (172) geht über in:

$$\left. \begin{aligned} q_{R,E} &= C_e (V_R - V_R) = 0, \\ q_{S,E} &= C_e (V_S - V_R), \\ q_{T,E} &= C_e (V_T - V_R) \end{aligned} \right\} \quad (173)$$

(der Index E soll den Erdschlußzustand bezeichnen)

oder:

$$q_{R,E} + q_{S,E} + q_{T,E} = C_e [(V_S - V_R) + (V_T - V_R)]. \quad (174)$$

Die Auswertung der Gl. (173) ergibt:

$$\begin{aligned} V_S - V_R &= (V_S - V_E) - (V_R - V_E) = U_p \sin(\omega t - 120^\circ) - U_p \sin \omega t, \\ V_T - V_R &= (V_T - V_E) - (V_R - V_E) = U_p \sin(\omega t - 240^\circ) - U_p \sin \omega t, \\ q_{R,E} + q_{S,E} + q_{T,E} &= U_p \cdot C_e [\sin(\omega t - 120^\circ) + \sin(\omega t - 240^\circ) - 2 \sin \omega t], \end{aligned}$$

und da:

$$\begin{aligned} q_{R,E} &= 0, \\ q_{S,E} + q_{T,E} &= -C_e \cdot 3 U_p \sin \omega t = -q_E, \end{aligned}$$

oder der Phasenlage nach:

$$q_E = 3 U_p \cdot C_e \sin \omega t = C_e \sqrt{3} U \sin \omega t, \quad (175)$$

und der Größe nach:

$$q_E = 3 U_p \cdot C_e = \sqrt{3} \cdot U \cdot C_e. \quad (176)$$

Hieraus ist zu ersehen, daß die in der Leitung nach Erde fließende Stromstärke nur durch die Abmessungen der Leitung bestimmt ist. Für die Ermittlung der Ströme beim Auftreten eines Erdschlusses gilt:

$$C_e = \frac{\alpha - \beta}{\alpha + 2\beta} \cdot C_b, \quad (177)$$

$$C_p = \frac{\beta}{\alpha + 2\beta} \cdot C_b. \quad (178)$$

Aus dem Verhältnis der Ladung der Erde nach Gl. (176) mit der Ladung der Leitung im ungestörten Betrieb ergibt sich der zur Erde fließende Ladestrom:

$$\frac{q_E}{q} = \frac{3 C_e}{C_b} = \frac{3(\alpha - \beta)}{\alpha + 2\beta}. \quad (179)$$

Aus Zwischenrechnungen, auf die hier nicht näher eingegangen werden soll, ergibt sich die gesamte durch den gestörten Leiter (z. B. Phase *R*) zur Fehlerstelle fließende Elektrizitätsmenge zu:

$$q_{R,E} = \frac{3\alpha}{\alpha + 2\beta} U_p \cdot C_b \quad (180)$$

bzw. der Strom im Leiter zur Fehlerstelle:

$$I_E = \frac{3\alpha}{\alpha + 2\beta} I_G = \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot 2\pi f (C_e + C_p) l \cdot 10^{-6} \text{ A} \quad (181)$$

und die an der Fehlerstelle selbst zur Erde abfließende Elektrizitätsmenge:

$$q_E = 3 U_p \cdot C_e = \frac{3 \cdot (\alpha - \beta)}{\alpha + 2\beta} \cdot U_p \cdot C_b \quad (182)$$

bzw. der Fehlerstrom:

$$I_F = \frac{3(\alpha - \beta)}{\alpha + 2\beta} \cdot I_G = \sqrt{3} \cdot U \cdot 2\pi \cdot f \cdot C_e \cdot l \cdot 10^{-6} \text{ A} \quad (183)$$

und der Strom in den beiden ungestörten Leitern:

$$\left. \begin{aligned} I'_{\alpha, \iota} &= \frac{\sqrt{3}}{\alpha + 2\beta} \cdot \sqrt{\alpha^2 + \alpha\beta + \beta^2} \cdot I_{\alpha}, \\ I_{\alpha} &= U \cdot 2\pi \cdot f \cdot l \cdot \sqrt{C_e^2 + 3C_p(C_e + C_p)} 10^{-6} \text{ A.} \end{aligned} \right\} \quad (184)$$

Schließlich ist die Ladeleistung beim gestörten Betrieb:

$$N_{\alpha, E} = \frac{2\alpha + \beta}{\alpha + 2\beta} N_{\alpha} = U^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot l \cdot (2C_e + 3C_p) 10^{-9} \text{ kVA.} \quad (185)$$

Für die symmetrische Drehstromleitung mit einem Erdseil lauten die Gleichungen bei gestörtem Betrieb:

Strom im Leiter zur Fehlerstelle:

$$I_{E, 0} = \frac{3b}{b + 2c} \cdot I_{\alpha, 0}, \quad (186)$$

Fehlerstrom:

$$I_{F, 0} = \frac{3(b - c)}{b + 2c} I_{\alpha, 0}, \quad (187)$$

Strom in den beiden ungestörten Leitern:

$$I'_{\alpha, \iota} = \frac{\sqrt{3}}{b + 2c} \cdot \sqrt{b^2 + b \cdot c + c^2} \cdot I_{\alpha, 0}, \quad (188)$$

Ladeleistung:

$$N_{\alpha, 0, E} = \frac{2b + c}{b + 2c} N_{\alpha, 0}. \quad (189)$$

Praktische Anwendung der Ergebnisse. Um die Anwendung der verschiedenen Gleichungen sicherer zu gestalten und aus ihnen die notwendigen Schlüsse für die Beurteilung der kapazitiven Erscheinungen einer Hochspannungsfreileitung bei störungsfreiem und gestörtem Betriebe ziehen zu können, soll nunmehr noch ein Beispiel durchgerechnet und dann eine allgemein gehaltene Erläuterung folgen.

22. Beispiel. Berechnung der Kapazitätsverhältnisse und der Fehlerströme für eine 100-kV-Drehstrom-Einfachleitung ohne und mit Erdseil, Leiter im gleichseitigen Dreieck nach Abb. 75 verlegt, Erdseil über der Phase *R*, Frequenz 50 Hertz.

Baudaten:

Übertragungsspannung: $U = 100 \text{ kV}$, $U_p = 58,0 \text{ kV}$,

Streckenlänge: $l = 100 \text{ km}$,

Leiter: Kupferseil, $q = 95 \text{ mm}^2$, $r = 0,625 \text{ cm}$,

Spannweite: 230 m, Durchhang bei $+40^\circ\text{C} + 5 \text{ vH}$ und 16 kg/mm^2 $f = 675 \text{ cm}$,

Phasenabstand: $a = 300 \text{ cm}$, Erdabstand 700 cm bei größtem Durchhang,

$$h_s = h_T = 700 + 675 + 125 \text{ (Isolatorlänge)} = 1500 \text{ cm,}$$

$$h_E = 1500 + 0,87 \cdot 300 = 1760 \text{ cm,}$$

Erdseil: Stahlseil, $q_0 = 50 \text{ mm}^2$, $r_0 = 0,45 \text{ cm}$, $f = 600 \text{ cm}$ bei 20 kg/mm^2 ,

$$h_0 = 1760 + 300 = 2060 \text{ cm, } a_0 = 480 \text{ cm.}$$

Die Drehstromleitung ist verdreht, das Erdseil gut geerdet.
Dann:

ohne Erdseil:

$$h_m = \sqrt[3]{1760 \cdot 1500 \cdot 1500} = 1580 \text{ cm};$$

$$\alpha = 2 \cdot 2,3 \lg \frac{2 \cdot 1580}{0,625} = 17,20,$$

$$\beta = 2 \cdot 2,3 \lg \frac{2 \cdot 1580}{300} = 4,69,$$

$$\alpha - \beta = 12,51, \quad \alpha + 2\beta = 26,58, \quad \sqrt{\alpha^2 + \alpha \cdot \beta + \beta^2} = 19,95,$$

$$C_b = \frac{0,0483}{2 \lg \frac{300}{0,625}} = \frac{0,112}{12,51} = 0,00895 \text{ Mf/km},$$

$$I_G = 58000 \cdot 0,00895 \cdot 100 \cdot 314 \cdot 10^{-6} = 16,2 \text{ A},$$

$$N_G = \sqrt{3} \cdot 100000 \cdot 16,2 \cdot 10^{-3} = 2820 \text{ kVA}.$$

mit Erdseil:

$$\gamma = 2 \cdot 2,3 \frac{\lg \frac{2 \cdot 1580}{480} \cdot \lg \frac{2 \cdot 2060}{480}}{\lg \frac{2 \cdot 2060}{0,45}} = 0,89, \quad \alpha - \gamma = b = 16,31, \quad \beta - \gamma = c = 3,80,$$

$$b - c = 12,51, \quad b + 2c = 23,91, \quad \sqrt{b^2 + b \cdot c + c^2} = 18,5,$$

$$C_{b,o} = \frac{0,112}{12,51} = 0,00895 \text{ Mf/km},$$

$$I_{C,o} = 16,2 \text{ A}, \quad N_{C,o} = 2820 \text{ kVA}.$$

Betriebszustand	ohne Erdseil		mit Erdseil		
	Festwert	Ergebnis	Festwert	Ergebnis	
Ladestrom, ungestörte Leitung . .	—	16,2	—	16,2	A
Ladeleistung „ „ „ . .	—	2820	—	2820	kVA
Gestörte Leitung, Phase R hat Erdschluß.					
Strom im Leiter zur Fehlerstelle .	1,94	31,5	2,04	33,0	A
Fehlerstrom	1,41	22,9	1,57	25,4	A
Strom in den ungestörten Leitern.	1,30	21,1	1,34	21,7	A
Maschinenleistung	1,47	4150	1,53	4300	kVA

Ladestrom und Ladeleistung sind ohne und mit Erdseil im ungestörten Betrieb gleich. Bei Erdschluß einer Phase ändern sich die Werte für die Leitung mit Erdseil um etwa 8 vH.

Bei gestörtem Betrieb durch Erdschluß einer Phase ist, wenn nur ein Stromkreis vorhanden ist, die Errechnung des Erdschlußstromes, ferner der dann in den beiden anderen isolierten Leitern fließenden Ströme und der Leistung des Kraftwerkes verhältnismäßig leicht. Die günstige Wirkung der Verdrehung hört auf. Die scheinbare Leistung der Generatoren des Kraftwerkes steigt und kann namentlich dann, wenn die Belastung des Netzes gering ist, unter Umständen zu der Überlastung einer Maschine führen. Also ist hierauf bei der Bemessung der Generatoren Rücksicht zu nehmen, sofern nicht besondere Schutzmittel zur Unterdrückung des Erdschluß-

stromes angewendet werden (Petersenspule, Dissonanzspule, Löschtransformator).

Der Erdschluß auf der Strecke hat aber noch andere Gefahren im Gefolge und zwar Störungen in benachbarten Fernmeldeanlagen und Betriebsstörungen durch Leiterbruch, Isolatorenbeschädigungen, Auslösen der Schalter, Überströme und Überspannungen, weil das Auftreten eines Erdschlusses mit einer Lichtbogenbildung verbunden ist. Bei einem Erdschlußstrom bis zu etwa 5 A bleibt der Lichtbogen zumeist nicht stehen. In Netzen mit diesem Erdschlußstrom kann daher damit gerechnet werden, daß Erdschlüsse keine Störungen von besonderer betriebstechnischer Gefährdung der Gesamtanlage hervorrufen. Ist der Erdschlußstrom größer, handelt es sich also um eine größere Anlage — immer noch vorerst in der Voraussetzung, daß die Maste nur einen Stromkreis tragen — so verlöscht der Lichtbogen nicht mehr selbsttätig, und dann werden die mit ihm verbundenen Gefahren besonders scharf ausgeprägt. Der stehengebliebene Lichtbogen kann sich zu großer Länge ausziehen und Kurzschluß zwischen den Phasen der Leitung herbeiführen. Es entstehen ferner durch das mit jeder Halbperiode verbundene Verlöschen und Neuzünden des Lichtbogens (aussetzender Lichtbogen) Überspannungen in der gestörten und auch in den nichtgestörten Phasen durch Wanderwellen mit steiler Front bis zum drei- und vierfachen Betrage der Betriebsspannung, die die Isolatoren¹, ferner die Maschinen- und Transformatorenwicklungen außerordentlich gefährden. Der Lichtbogen greift das Metall der Leiter stark an (9. Kap.).

Die neuerdings zum schnellen Verlöschen des Erdschlußlichtbogens angewendeten Mittel z. B. Petersenspulen der AEG, Löschtransformator der SSW, Dissonanzspule von BBC haben sich auch in größten Kraftübertragungsanlagen sehr gut bewährt und sollten daher immer mehr benutzt werden. Über die Schaltung, Wirkungsweise und Benutzung dieser Schutzmittel wird im III. Bande im Kapitel „Überspannungen“ ausführlicher gesprochen werden.

Bei ausgedehnten Netzen ist die rechnerische Feststellung des Erdschlußstromes sehr umständlich und erfordert die Berücksichtigung der Gesamtkapazitäten aller Leitungstrecken bis zur Fehlerstelle, soweit sie für die Speisung letzterer vom Kraftwerk in Mitleidenschaft gezogen werden. Die Kapazitäten der Transformatoren und sonstiger Maschinen und Geräte können unberücksichtigt bleiben. Für erste Vorarbeiten bei Spannungen bis etwa 30 kV genügt im allgemeinen die folgende empirische Gleichung, die einen brauchbaren Mittelwert ergibt. Es ist:

$$I_F = \frac{U(l_{F1} + 25 l_K)}{380 \cdot 10^3} \text{ A}, \quad (190)$$

worin U die Betriebsspannung in Volt,

l_{F1} die Länge der Freileitung in km,

l_K die Länge der vorhandenen und mit der Fehlerstelle in Verbindung stehenden Kabelstrecken in km

¹ Siehe 11. Kap. Sicherheitsgrad der Isolatoren.

bezeichnet. Sind Erdungsseile vorhanden, so ist I_F um etwa $10 \div 30$ vH größer.

Über die Fernsprechstörungen wird später eingehender gesprochen werden.

Zwei Stromkreise am Mast. Diese Form für eine Hauptleitungsanlage ist heute die gebräuchlichste, dann auch billigste, wenngleich sie nicht immer auch als die technisch beste bezeichnet werden kann. Wenn irgend angängig und durch die Lage der Haupttransformatoranlagen möglich wird besser die Doppelleitung vermieden und dafür je eine Leitung auf getrennten Mastreihen verlegt, die durch Zusammenschluß zu einem Ring die zu fordernde Sicherheit in der Stromlieferung bei Störung auf einem Leitungsabschnitt erhöht. Auf Einzelheiten wird später näher eingegangen werden. Hier sollen nur die elektrischen Verhältnisse und zwar bei ungestörtem Betrieb, bei Erdschluß einer Phase, bei synchronem und asynchronem Betrieb der beiden Stromkreise betrachtet werden.

Bei ungestörtem und synchronem Betrieb müssen zur Erzielung gleicher Kapazitätswerte, also zur Aufhebung der gegenseitigen elektrostatischen Beeinflussung beide Stromkreise in der angegebenen Weise verdrillt werden. Dann ist die Betriebskapazität der einzelnen Leitung unter Berücksichtigung vorhandener Schutzseile zu berechnen, also keine Rücksicht auf den zweiten Stromkreis zu nehmen.

Wird jeder Stromkreis getrennt für sich von besonderen Maschinen aus betrieben (asynchroner Betrieb)¹ so ist die gegenseitige Verdrillung ebenfalls anzuwenden, denn andernfalls wird in der Leitung mit geringerer Spannung bzw. auch dann, wenn ein Stromkreis spannungsfrei ist, in diesem durch die statische Induktion unter Umständen eine überraschend hohe Spannung induziert, die sich aus Gl. (190) feststellen läßt. Es ist also in jedem Falle auch ein nicht unter Spannung stehender, parallel zu einer im Betrieb befindlichen Hochspannungsleitung verlaufender Stromkreis vorzüglich zu erden, wenn an demselben irgendwelche Arbeiten vorzunehmen sind.

Bei Erdschluß einer Phase des einen Stromkreises und synchronem Betriebe wird wiederum zunächst die Wirkung der gegenseitigen Verdrillungen aufgehoben. Da weiter das Spannungsdreieck der gestörten Leitung sich um die Phasenspannung hebt, wird die ungestörte Leitung von ersterer beeinflußt, und zwar tritt nun ein kapazitiver Ausgleich zwischen den Leitern des gestörten und des ungestörten Stromkreises ein, der zur Folge hat, daß im ungestörten Stromkreis eine Spannung gegen Erde induziert wird. Zur rechnerischen Ermittlung dieser Spannung wird das in Abb. 78 dargestellte Ersatzbild zweier Drehstromleitungen herangezogen. Es bezeichnet C_I und C_{II} je die Gesamtkapazität des Stromkreises gegen Erde und $C_{I,II}$ die Gesamtheit aller gegenseitigen Kapazitäten. Aus

¹ Bekku, S.: Synchronisierung zweier Drehstromgeneratoren durch unsymmetrische Impedanzen. Elektrotechn. Z. 1925 Heft 18 S. 656.

Abb. 78 ergibt sich:

$$U_{\bar{u}} \cdot (C_{II} + C_{I,II}) - U_p \cdot C_{I,II} = 0,$$

woraus die induzierte Spannung im ungestörten Stromkreis:

$$U_{\bar{u}} = U_p \frac{C_{I,II}}{C_{II} + C_{I,II}} \text{ Volt.} \quad (190)$$

Diese induzierte Spannung, die einen recht erheblichen Wert erreichen kann, lagert sich über die Betriebsspannung und erhöht deren Wert. Bei synchronem Betriebe wird der Gesamtbetrieb der ungestörten Leitung nicht wesentlich beeinflusst, zumal bei ausgedehnteren Netzen ein gewisser Ausgleich über die Erdkapazitäten C_{II} stattfindet.

Bei asynchronem Betrieb dagegen hat die induzierte Spannung $U_{\bar{u}}$ ein Pendeln der Spannungen gegen Erde zur Folge und zwar ent-

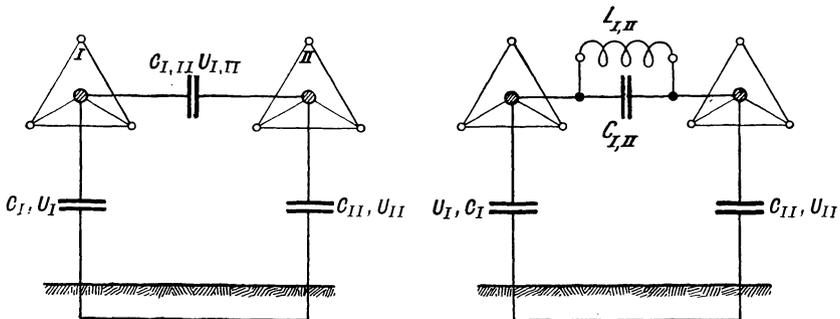


Abb. 78. Spannungsübertragung bei einer Doppelleitung (einfache Darstellung).

Abb. 79. Drosselspulenschaltung bei Drehstrom-Doppelleitungen für Milderung der Spannungsübertragung.

sprechend dem Gangunterschiede der auf die Leitungen arbeitenden getrennten Maschinen.

Bei 100 kV Fernleitungsspannung und den üblichen Leiterabständen kann $U_{\bar{u}} \cong 15$ kV und mehr betragen, so daß bei Störung auf einer der parallellaufenden Leitungen die Spannung der ungestörten Strecke zwischen $\frac{100000}{\sqrt{3}} + 15000$ und $\frac{100000}{\sqrt{3}} - 15000$ V hin- und herschwankt.

Haben die beiden Stromkreise keine Störung, werden die Leitungen aber mit verschiedenen Spannungen betrieben, so kann — wenn die vorerwähnte Verdrillung nicht vorgenommen wird — die gefährliche Spannungserhöhung nach Gl. (190) nicht nur die Isolatoren und Maschinen der Anlage mit niedrigerer Spannung gefährden, sondern infolge der Pendelerscheinung den Betrieb zur Undurchführbarkeit bringen.

Diese gegenseitige elektrische Induzierung läßt sich auch für den Fall des gestörten Betriebes zum größten Teil dadurch aufheben, daß zwischen die Nullpunkte beider Leitungsanlagen eine induktive Ausgleichspule (Drosselspule) geschaltet wird (Abb. 79), deren scheinbarer

Widerstand $2\pi \cdot f \cdot L_{I,II}$ gleich gemacht wird dem Werte $\frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C_{I,II}}$. Wenn hierdurch die gegenseitige Induzierung auch nicht völlig aufgehoben werden kann, so wird sie durch die Drosselspule indessen bis auf wenige Prozente herabgedrückt und damit praktisch beseitigt.

Alle diese Rechnungen ergeben natürlich keine vollständig genauen Werte, da eine ganze Reihe von Einzelheiten nicht berücksichtigt werden können (z. B. die Isolatoren, Einführungen, Durchhang usw.).

Auch bei einer zu einem Ring zusammengeschlossenen Leitung, ferner bei einem zweiten, gleichzeitig auf einer anderen Phase des zweiten Stromkreises auftretenden geringen Erdschluß, dann bei einem Blitzschlag in der Nähe der Leitungen werden die Rechnungen so verwickelt, daß ihre Durchführung nicht mehr lohnt. Es ist daher das empfehlenswerteste, für eine zu entwerfende Anlage zunächst alle Daten so genau wie möglich vorzubestimmen und dann mit einem Sicherheitszuschlag zu rechnen, der sich im allgemeinen leicht aus der Gesamtanlage, den Maschinengrößen und Preisvergleichen wird feststellen lassen.

Messungen des tatsächlichen Erdschlußstromes in der Praxis sind schwer durchzuführen, insbesondere dann, wenn infolge zu geringer Dämpfung von den Generatoren Oberschwingungen erzeugt werden, von denen die dritte und fünfte Harmonische am gefährlichsten sind und Resonanzüberspannungen zur Folge haben können. Unterschiede der Meßergebnisse gegenüber den Rechnungsergebnissen bis zu 100 vH werden bei sehr ausgedehnten, vermaschten Netzen nicht selten anzutreffen sein. Darum ist die Netzbildung mit Maschen und langen Mittelspannungsleitungen möglichst zu vermeiden. Die Generatoren sollen derart gebaut sein, daß sie möglichst reine Sinuskurven für die Spannung erzeugen.

Das Spannungsdiagramm für die Fernleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion und Kapazität (Abb. 80 u. 81). Für die rechnerische Berücksichtigung der Kapazität, die wie die Selbstinduktion und der Ohmsche Widerstand an sich praktisch gleichmäßig über die ganze Länge der Leitung verteilt ist, genügt es für Spannungen

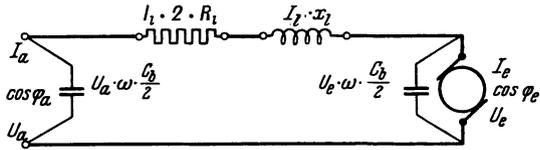


Abb. 80. Einphasen-Wechselstromleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion und Kapazität.

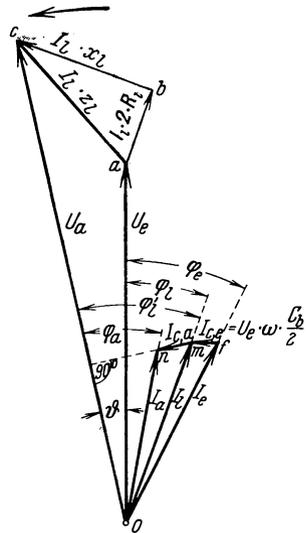


Abb. 81. Strom- und Spannungsdiagramm zu Abb. 80.

bis 100 kV und Streckenlängen bis 500 km im allgemeinen anzunehmen, daß sich je ein Kondensator am Ende und am Anfang der Leitung befinden, die je die Hälfte der Kapazität der Leitung besitzen. Wesentlich verwickelter wird die Rechnung für noch höhere Spannungen und Streckenlängen, weil die Kapazität dann unter Umständen den gesamten Streckenaufbau schon für den ungestörten vollbelasteten Betrieb bestimmend beeinflussen kann, ganz besonders aber zur sorgfältigsten Berücksichtigung zwingt, wenn die Belastung stark schwankt und wenn Störungen auf der Leitung eintreten. Hierauf wird weiter unten noch besonders eingegangen werden.

Die Abb. 80 zeigt das Ersatzschaltbild und Abb. 81 das Diagramm für eine Einphasenleitung, dessen Aufbau sich von den bisher behandelten Diagrammen in folgendem unterscheidet.

Der Kapazitätsstrom $I_{C,e} = U_e \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2}$ für den Kondensator am Ende der Leitung ist ein reiner Blindstrom, also in der Phase um 90° gegen die Spannung verschoben und steht infolgedessen senkrecht auf dem Spannungsvektor U_e . Der Leitungsstrom I_l wird durch geometrische Addition von I_e und $I_{C,e}$ erhalten. Mit diesem Leitungsstrom sind die Werte für den Ohmschen und den induktiven Spannungsabfall zu errechnen und in bezug auf I_l an den Spannungsvektor U_e in der bereits erläuterten Form anzutragen. Die Linie \overline{Oc} ist dann nach Größe und Richtung gleich der Anfangsspannung U_a . Da aber noch ein Kondensator am Anfang als vorhanden gedacht ist, ergibt sich die Stromstärke I_a erst aus der geometrischen Addition von I_l mit $I_{C,a} = U_a \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2}$, wobei $I_{C,a}$ mit U_a einen Winkel von 90° bildet.

Aus Abb. 81 folgt:

der Leitungsstrom:

$$I_l = \sqrt{(I_e \cdot \cos \varphi_e)^2 + \left(I_e \cdot \sin \varphi_e - U_e \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2} \right)^2}, \quad (191)$$

der Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_l = \frac{I_e \cdot \cos \varphi_e}{I_l}, \quad (192)$$

die Anfangsspannung:

$$\left. \begin{aligned} U_a &= \sqrt{(U_e \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot 2R_l)^2 + (U_e \cdot \sin \varphi_l + I_l \cdot x_l)^2} \\ \cos \varphi_l &= \frac{U_e \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot 2R_l}{U_a}, \end{aligned} \right\} \quad (193)$$

der Anfangsstrom:

$$I_a = \sqrt{(I_l \cdot \cos \varphi_l')^2 + \left(I_l \cdot \sin \varphi_l' - U_a \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2} \right)^2}, \quad (194)$$

der Anfangs-Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_a = \frac{I_l \cdot \cos \varphi_l'}{I_a}. \quad (195)$$

Wie aus Abb. 81 weiter zu ersehen, ist der Strom am Ende der Leitung größer als am Anfang, was auf die Wirkung der Kapazität zu-

Aus dem Diagramm Abb. 83 ist zu ersehen, daß sich hier die Einflüsse der Kapazität noch wesentlich stärker zeigen als bei Abb. 82, weil der Leistungsfaktor unverändert bei allen Belastungen gehalten werden soll.

Fall c): Leerlauf der Linie.

Auch hier zeigt sich ein bedeutender Unterschied gegenüber einem Stromkreis, der nur Ohmschen Widerstand und Selbstinduktion aufweist. Während im letzteren Fall mit Ausnahme der Leerlaufleistung der Transformatoren keine nennenswerte Leistung vom Kraftwerk geliefert werden braucht, ist das bei der kapazitiven Leitung nicht mehr zutreffend, denn nun muß ein Blindstrom zum Laden der Leitung erzeugt werden. Selbstverständlich ist dabei, daß die Spannung U_a geregelt wird. Die Kapazität macht sich bei der leerlaufenden Leitung besonders dann bemerkbar, wenn die Leitung abgeschaltet wird, denn nun ist eine oft weit unterschätzte Blindleistung zu unterbrechen, die im Augenblick des Abschaltens frei wird.

Die Diagramme und Gleichungen gelten wiederum für Drehstrom, wenn sie auf die Phasenverhältnisse bezogen werden und für $2 R_l$ der Ohmsche Widerstand eines Leiters (das gleiche gilt für x_l) eingesetzt wird.

Mit welchen Werten für die Kapazitätsbelastung bei Drehstrom-Freileitungen im ungestörten Betrieb zu rechnen ist, geht aus der Zahlentafel 9 und den mit diesen Werten gezeichneten Schaulinien der Abb. 84 hervor. Die Leiter sind verdreht, so daß die Kapazitäten als gleich anzusehen sind. Die Kapazität der Isolatoren ist nicht berücksichtigt worden. Der Ladestrom für jede Phase der Drehstromleitung ist nach Gl. (143):

$$I_c = \frac{U}{\sqrt{3}} 2 \pi \cdot f \cdot l \cdot C_b \cdot 10^{-6} \text{ A,}$$

und die Kapazitätsbelastung des Kraftwerkes:

$$N_c = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c \cdot 10^{-3} \text{ kVA.}$$

Zahlentafel 9. Kapazitätsbelastung von Kraftwerken durch die Ladeleistung in kVA der Freileitungen (Drehstrom, Frequenz 50, 100 km Länge, übliche Abstände).

Querschnitt mm ²	16	25	35	50	70	95	120
15 kV	64,5	69,3	71,3	74,2	77,8	80	—
35 kV	343	345	360	372	393	398	—
60 kV	—	990	1010	1045	1100	1115	1150
100 kV	—	2600	2650	2740	2800	2880	2960
150 kV	—	—	5160	5280	5520	5620	5730

Aus den Schaulinien geht hervor, daß selbst bei Spannungen von 15 kV und Ausdehnung der Leitungsnetze über 100 km die Kapazitätsbelastung bereits nicht mehr zu vernachlässigende Werte zeigt, daß N_c mit höherer Spannung ferner so außerordentlich steigt, daß bei der

Größenbestimmung der Generatoren hierauf Rücksicht genommen werden muß. Wie aus Gl. (185) bis (189) hervorgeht, ist aber N_c nicht bei störungsfreiem Betrieb, sondern bei Erdschluß einer Phase für die Unterteilung bzw. die Größenbestimmung der Generatoren des Kraftwerkes ausschlaggebend.

Andererseits verbessert die Kapazitätsbelastung den Leistungsfaktor der Fernleitung. Die Diagramme Abb. 81 bis 83 geben hierüber Aufschluß.

e) **Die Ableitung.** In Gl. (83) war die Ableitung durch das Glied $u_x \cdot \kappa_3$ zum Ausdruck gebracht, und zwar bezeichnet, wenn nunmehr

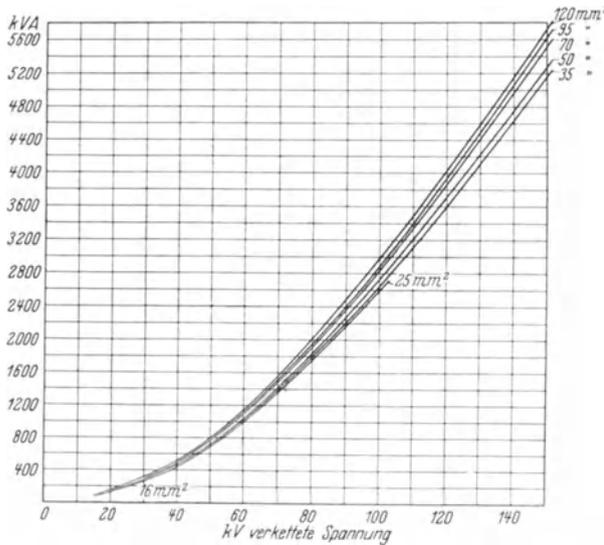


Abb. 84. Kennlinien für die Kapazitätsbelastung von Kraftwerken durch die Ladeleistung der Freileitungen (Drehstrom, $f = 50$, 100 km Länge, übliche Leiterabstände, Dreieckanordnung).

$u_x = U$ gesetzt wird, κ_3 die Leitfähigkeit der Isolation, also den reziproken Wert des Isolationswiderstandes. Nennt man V_{Abl} den Leistungsverlust, der infolge der Ableitung längs einer Freileitung entsteht, so ist für Drehstrom:

$$V_{Abl} = 3I_{Abl}^2 \cdot \frac{1}{\kappa_3} 10^{-3} \text{ kW}, \tag{196}$$

und der Ableitungsstrom:

$$I_{Abl} = \frac{V_{Abl}}{\sqrt{3} \cdot U}. \tag{197}$$

Die Isolation der Leiter gegeneinander und gegen Erde, also gegen die Masten, die man dadurch anstrebt, daß die Leiter auf oder an Isolatoren befestigt werden, kann nicht vollkommen erreicht werden, da man den Isolationswiderstand der Isolatoren, Mauereinführungen u. dgl. nicht unendlich groß machen kann. Infolgedessen ist ein ständiger

Stromverlust längs der Leiter an den Isolatorbefestigungsstellen usw. vorhanden. Denselben rechnerisch auch nur einigermaßen zuverlässig vorausbestimmen zu wollen ist nicht möglich, weil derselbe von der Form und Oberflächenbeschaffenheit der Isolatoren (siehe 11. Kap.) abhängt und zwischen großen Grenzen schwankt. Man muß daher diesen Strom- bzw. Leistungsverlust für den ungünstigsten Witterungs- und Oberflächenzustand an Hand von Werten berechnen, die aus der Praxis bisher gefunden worden sind, ohne damit allerdings die Gewißheit zu haben, daß das Rechnungsergebnis auch nur einigermaßen zutreffend ist. Bei ausgedehnten Freileitungen kann unter Umständen ein recht beträchtlicher Leistungsverlust an den Isolatoren vorhanden sein, der den Wirkungsgrad der Kraftübertragung herabdrückt und zwar dann besonders, wenn zu kleine Isolatoren gewählt werden, starke Verschmutzung der Isolatoroberflächen durch Staub, Ruß, Zement, chemische Niederschläge, Salzablagerungen (in der Nähe der Meeresküste, von Kaligruben) zu befürchten sind u. dgl. mehr.

Der Vollständigkeit wegen sind in Zahlentafel 10 einige Zahlen für den Leistungsverlust an Hochspannungsisolatoren angeführt, die von W. Weicker¹ ermittelt worden sind. Weiteres hierüber ist im 11. Kapitel zu finden.

Zahlentafel 10. Leistungsverluste zwischen Leiter und Stütze bei Hochspannungs-Stützenisolatoren.

Zustand der umgebenden Luft	Gemessen an 300 Isolatoren in Watt	Bezogen auf einen Isolator in Watt
In trockener Luft etwa	15	0,05
Bei schwachem Nebel etwa	46	0,15
Bei Schneefall unter 0° C etwa	70	0,25
Bei starkem Gewitterregen bis	300	1,0
Bei andauerndem Landregen mit hoher Luftfeuchtigkeit etwa	320	1,1
Bei wolkenbruchähnlichem Gewitterregen mit starkem Sturm etwa	450	1,5
Bei starkem, mit Regen vermishtem Schneefall über 0° C und gleichzeitigem heftigem Wind etwa . .	650	2,2

Auch durch Baumzweige und andere Fremdkörper, die mit den blanken Leitern in Berührung kommen und dadurch eine Verbindung nach Erde schaffen, kann der gute Isolationszustand stark vermindert werden. Es ist daher ganz besonders und fortlaufend darauf zu achten, daß die Isolatoren sauber und die Leitungsstrecke in der Nähe von Bäumen stets genügend ausgeholzt ist. Schließlich bewirkt, wie die Zahlentafel 10 zeigt, Regen, Schnee, Rauhreif ebenfalls eine Herabsetzung des Isolationswiderstandes der Leitungsanlage.

Es sei hier bemerkt, daß z. B. der VDE keine bestimmten Werte für den Isolationszustand von Hochspannungs-Freileitungen vorschreibt,

¹ Weicker, W., Dr.-Ing.: Die Prüfung von Hochspannungs-Freileitungsisolatoren in bezug auf Entladungserscheinungen, Elektrotechn. Z. 1910.

die mindestens eingehalten werden müssen, weil sich nach Obigem derselbe dauernd ändert und unter allen vorkommenden Verhältnissen nicht gewährleistet werden kann.

Ist der Isolationswiderstand $R_{\text{I}} = \frac{1}{\alpha_{\text{I}}}$ durch Messung festgestellt, so ist der Ableitungsstrom nach Gl. (197) leicht zu berechnen. Derselbe ist ein Wirkstrom und daher in Phase mit der Spannung, was für die vektorielle Behandlung dieses Stromverlustes beachtet werden muß.

Wie Versuche an der 80000-V-Fernleitung Pescara-Neapel — die allerdings mit Stützenisolatoren ausgerüstet ist — gezeigt haben, kann der Ableitungsverlust bei ungünstiger Witterung 0,8 kW/km Dreh-

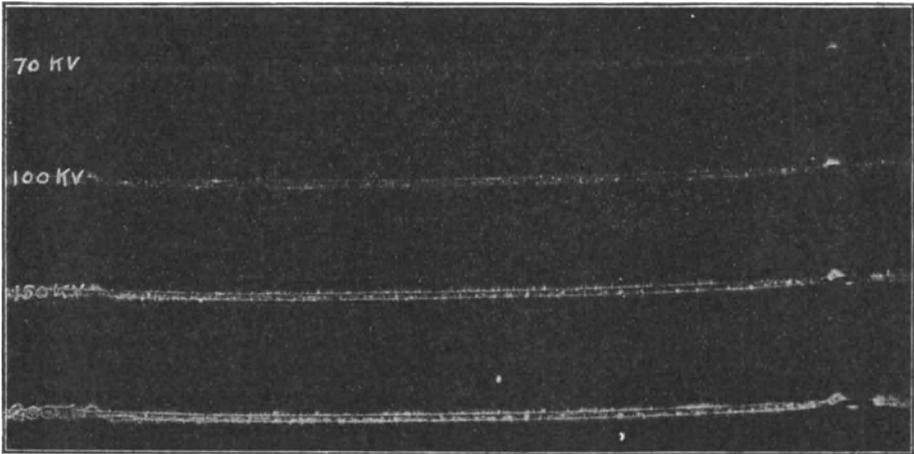


Abb. 85. Leuchten von Drähten bei 70 bis 200 kV (Strahlungserscheinungen, Korona).

stromleitung betragen, also schon recht beachtliche Werte erreichen, die in kWh umgerechnet eine beträchtliche jährliche Ausgabe darstellen würden. Bei 150 Tagen mit schlechter Witterung über 24 Stunden und 300 km Netzlänge errechnet sich dann der Ableitungsverlust zu:

$$0,8 \cdot 300 \cdot 150 \cdot 24 = 864000 \text{ kWh},$$

oder bei einem kWh-Preis von RM 0,04/kWh beläuft sich die jährliche Ausgabe auf RM 34560,00. Bei Hängeisolatoren ist der Ableitungsverlust geringer als bei Stützenisolatoren. Wenngleich die tatsächliche Höhe der Ableitungsverluste in größeren Netzen auch nicht annähernd geschätzt werden kann, zeigt das Beispiel und die Zahlentafel 10, daß durch gute und zuverlässige Streckenaufsicht diese schwer erfassbaren Betriebsunkosten durch Stromverlust an sich wesentlich herabgesetzt und infolgedessen gewisse Mehrkosten für reichlich bemessene Isolatoren angewendet werden können.

f) **Der Strahlungsverlust (Koronaverlust).** Von etwa 50 kV Wechselstrom aufwärts beginnen die Leiter je nach ihrem Durchmesser unter Bildung eines knatternden Geräusches entweder über

ihre ganze Länge in weißem Licht zu leuchten oder an einzelnen Stellen Glimmentladungen aufzuweisen wie aus Abb. 85 erkenntlich. Ersteres ist bei dünneren, letzteres bei stärkeren Seilen der Fall. Bei dieser Erscheinung tritt ebenfalls elektrische Leistung in meßbaren Mengen in die Luft aus. Es entsteht also gleichfalls ein Leistungsverlust, der bei langen Fernleitungen und bei ungünstigen Witterungs- und Geländeverhältnissen (Schnee, Regen, Nebel, hohe Bergrücken) je nach der Höhe der Übertragungsspannung eine wohl zu beachtende Größe erreichen kann. Es ist bei Spannungen über 100 kV notwendig, zur Bestimmung des Wirkungsgrades diesen Verlust zu berücksichtigen, wengleich seine rechnerische Vorausbestimmung wiederum nur ungenau erfolgen kann. Zumeist sind die errechneten Werte für einen großen Teil der Jahresbetriebszeit d. h. bei guten Witterungsverhältnissen zu ungünstig und zwar zu hoch, während sie andererseits bei schlechter Witterung und durch eine ganze Reihe von Nebenumständen, auf die noch besonders hingewiesen werden wird, praktisch ganz beträchtlich überschritten werden können. Es liegen heute unmittelbare Betriebserfahrungen aus Anlagen vor, die bereits seit mehreren Jahren arbeiten und die auf diese Strahlungsverluste

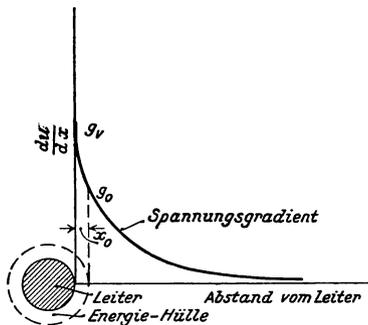


Abb. 86. Kennlinie der dielektrischen Beanspruchung der Luft um einen Leiter.

untersucht worden sind, so daß die nachfolgenden Angaben und Erörterungen, die sich in der Hauptsache auf Ergebnisse stützen, die auf Versuchsstrecken gefunden worden sind, im allgemeinen als bestätigt angesehen werden können.

Strahlung bzw. Korona und damit der Strahlungs- oder Koronaverlust tritt ein, wenn die Spannung, unter der der Leiter steht, um einen bestimmten Betrag höher ist als die Spannungs-Durchschlagsfestigkeit der den Leiter umgebenden Luft. Bezeichnet U_0 die Betriebsspannung des Leiters gegen Erde und $U_{0, krit}$ die Durchbruchsspannung der Luft, so ist der Koronaverlust für einen Leiter gegeben durch die Gl. (198):

$$V_{Kor} = (U_0 - U_{0, krit})^2 \cdot \kappa_s, \quad (198)$$

worin κ_s einen Zahlenwert als Leitfähigkeit, der im folgenden eingehender behandelt werden wird, und $(U_0 - U_{0, krit})$ die Überschußspannung darstellt.

Die kritische Durchbruchsspannung (Durchschlagsfestigkeit) zunächst ist wie für jeden Isolierbaustoff so auch für die Luft durch Versuche bestimmbar. Die den blanken Leiter umgebende Luftschicht ist indessen je nach der Entfernung vom Leiterumfang sehr verschiedener dielektrischer Beanspruchung unterworfen, und zwar ist diese besondere Beanspruchung im Abstand x vom Mittelpunkt des Leiters

(Abb. 86) gegeben durch:

$$\left. \begin{aligned} \frac{du}{dx} &= \frac{U \cdot 10^3}{2 \cdot 2,3 \cdot x \cdot \lg \frac{a}{r}} \text{ für Einphasenstrom,} \\ \text{und:} \\ \frac{du}{dx} &= \frac{U \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2,3 \cdot x \cdot \lg \frac{a}{r}} \text{ für Drehstrom,} \end{aligned} \right\} \quad (199)$$

worin:

U die Spannung zwischen zwei Leitern in kV,

a den Abstand der Leiter in cm,

r den Radius der Leiter (bei Seilen der tatsächliche Radius, nicht der aus dem Querschnitt errechnete) in cm

bezeichnet. Man nennt den Wert $\frac{du}{dx}$ den Spannungsgradienten.

Er erreicht für $x = r$ also an der Leiteroberfläche seinen Höchstwert.

Setzt man in die Gl. (199) an Stelle der Spannung $\frac{U}{2}$ bzw. $\frac{U}{\sqrt{3}}$ die

kritische Durchbruchsspannung $U_{0, \text{krit}}$, rechnet also mit den Spannungswerten gemessen gegen Erde, so erhalten die Gl. (199) die Form:

$$\frac{du}{dx} = g_0 = \frac{U_{0, \text{krit}}}{2,3 \cdot r \cdot \lg \frac{a}{r}}. \quad (200)$$

F. W. Peek¹ fand aus zahlreichen Versuchen für Werte von a zwischen 91 und 550 cm und von r zwischen 0,05 und 0,93 cm einen Scheitelwert von $g_0 = 29,8$ bzw. einen Effektivwert = 21,1 kV/cm Leiterlänge bei + 25° C Lufttemperatur und 76 cm Quecksilbersäule Barometerstand. Für siebenadrige, verseilte Leiter von gleichen Abmessungen lag der Wert von g_0 im Mittel bei etwa 25,7 kV/cm (Scheitelwert). Um diesen Unterschied in den Werten von g_0 für Drähte und Seile zu berücksichtigen, setzt man:

$$\frac{g_0 \text{ für Drähte}}{g_0 \text{ für Seile}} = m_0,$$

und benutzt in Gl. (200) für g_0 den Höchstwert, der für Drähte gefunden worden ist. Es ist dann:

$m_0 = 1$ für blanke, glatte Drähte,

$m_0 = 0,98 \div 0,88$ für rauhe, längere Zeit der Witterung ausgesetzte Drähte,

$m_0 = 0,89 \div 0,72$ für Seile.

Die kritische Durchbruchsspannung wird, wie schon der obige Hinweis auf Lufttemperatur und Barometerstand erkennen läßt, durch die

¹ Peek, F. W. jr.: Die Gesetze der Koronabildung und die elektrischen Eigenschaften der Luft. Proc. Amer. Inst. Electr. Engr. Bd. 80 S. 1485. Außerdem Elektrotechn. Z. 1912 Heft 3 S. 61; Elektr. Kraftbetr. Bahn. 1911 Heft 26 S. 537; 1912 Heft 33 S. 711; Elektrotechn. Z. 1913 Heft 11 S. 298.

Dichtigkeit der Luft beeinflusst, und zwar ändert sich diese Spannung umgekehrt verhältnisgleich mit der Luftdichte. Bezeichnet:

- G das Gewicht der Luft in g/cm^3 ,
 b den Barometerstand in cm Quecksilbersäule,
 t^0 die Lufttemperatur in $^0 C$,

so ist bekanntlich:

$$G = \frac{0,00465 \cdot b}{273 + t^0},$$

und da die hier benutzten, aus Versuchen gefundenen Zahlenwerte von Peek bei $+ 25^0 C$ und 76 cm Quecksilbersäule erhalten worden sind, ist das für die kritische Durchbruchsspannung zu berücksichtigende Korrekturglied δ , das den Einfluß von b und t^0 bewertet, zu setzen:

$$\delta = \frac{3,92 \cdot b}{273 + t^0},$$

Schließlich ändert sich die kritische Durchbruchsspannung noch mit der Witterung. Das kann durch das Korrekturglied m_W berücksichtigt werden. Es ist:

$$m_W \text{ für schönes Wetter} = 1, \\ \text{für schlechtes Wetter} = 0,8 \div 0,85$$

zu setzen.

Die Gl. (200) geht bei Berücksichtigung der verschiedenen Einflüsse auf die kritische Durchbruchsspannung für den Effektivwert der letzteren gegen Erde bzw. bei Drehstrom gegen den neutralen Punkt über in:

$$U_{0,krit} = 21,1 \cdot m_0 \cdot m_W \cdot \delta \cdot r \cdot 2,3 \lg \frac{a}{r}, \quad (201)$$

oder da $2,3 \lg \frac{a}{r}$ ein Kapazitätswert ist, kann unter Einführung der Kapazität des Leiters die Gl. (201) geschrieben werden in der Form:

$$U_{0,krit} = \frac{21,1 \cdot m_0 \cdot m_W \cdot \delta \cdot r}{18 \cdot C_b}. \quad (202)$$

Es ist somit der Koronaverlust eines Leiters:

$$V_{Kor} = \alpha_s \left(U_0 - 21,1 \cdot m_0 \cdot m_W \cdot \frac{3,92 \cdot b}{273 + t^0} r \cdot 2,3 \lg \frac{a}{r} \right)^2 10^{-5} \text{ kW/km}. \quad (203)$$

Die Strahlungsverluste sind also abhängig vom Radius des Leiters und vom gegenseitigen Abstand der Leiter.

Es sind daher schon bei 100 kV Leiterquerschnitte unter 95 mm^2 Cu nicht empfehlenswert. Bei höheren Spannungen werden die neuerdings durchgebildeten Hohlseile benutzt, um r so groß wie möglich zu machen. Bei Bestimmung des Leiterquerschnittes ist auch darauf Rücksicht zu nehmen, daß die Strahlung bei gutem Wetter nicht auftritt.

Bei unsymmetrischer Leiteranordnung wird die Korona ungleichmäßig. So hat Peek festgestellt, daß die kritische Spannung bei einer Drehstromleitung mit Lage der Leiter in einer Ebene für die mittlere Phase um 4 vH höher, bei den beiden Außenphasen um 6 vH niedriger

lag. Hieraus erklärt sich das ungleichmäßige Glimmen solcher Leitungen. Auch hoher Spannungsabfall ist besonders zu beachten.

Bei Doppelleitungen steigt der Strahlungsverlust um einige Prozent je nach der Leiteranordnung.

Schließlich beeinflusst auch die Frequenz den Koronaverlust. Die Versuche haben bei unveränderter Spannung, aber schwankender Frequenz f eine lineare Beziehung zwischen f und V_{Kor} ergeben. Alle diese Einflüsse kommen in dem Faktor κ_s der Gl. (198) zum Ausdruck, für den die Näherungsformel:

$$\kappa_s = \frac{344}{\delta} \cdot f \cdot \sqrt{\frac{r}{a}} 10^{-5} / \text{km} \quad (204)$$

ermittelt worden ist.

Nunmehr ergibt sich die Gleichung zur Berechnung der Strahlungsverluste für einen Leiter zu:

$$\begin{aligned} V_{Kor} &= \frac{344}{\delta} \cdot f \cdot \sqrt{\frac{r}{a}} \left(U_0 - 21,1 \cdot m_0 \cdot m_W \cdot \frac{3,92 \cdot b}{273 + t_0} r \cdot 2,31 \lg \frac{a}{r} \right)^2 \cdot 10^{-5} \text{ kW/km} \\ &= \frac{344}{\delta} \cdot f \cdot \sqrt{\frac{r}{a}} \left(U_0 - 21,1 \cdot m_0 \cdot m_W \cdot \frac{3,92 \cdot b}{273 + t_0} \frac{r}{18 \cdot C_b} \right)^2 \cdot l \cdot 10^{-5} \text{ kW} \\ &= \kappa_s (U_p - U_{0,krit}) \end{aligned} \quad (205)$$

Für eine Einphasenleitung ist der so ermittelte Leiterverlust mit 2, für eine Drehstromleitung mit 3 zu multiplizieren und daraus der Strahlungs-Verluststrom für Drehstrom:

$$I_{Kor} = \frac{3 \cdot V_{Kor}}{\sqrt{3} \cdot U} \text{ A} \quad (206)$$

Die Gl. (205) weicht in ihrem Aufbau insofern von der physikalisch richtigen Form ($\kappa_s \cdot U_0^2$) ab, als mit einem Differenzwerte zweier Spannungen gerechnet wird. Vom physikalischen Standpunkt aus muß bei jeder Spannung ein Strahlungsverlust auftreten, da der Isolationswert der Luft nicht unendlich groß ist. Hierbei ist allerdings in Rücksicht zu ziehen, daß die Luft eine sehr hohe Isolierfähigkeit besitzt und infolgedessen bei geringen Spannungen der Strahlungsverlust nicht festgestellt werden kann. Erst von der kritischen Spannung an tritt wie gesagt der Koronaverlust ein, nimmt dann aber mit wachsender Spannung außerordentlich rasch zu, wie Abb. 88 zeigt, weil durch die Ionisierung der Luft deren Leitvermögen gesteigert wird. Es erscheint daher für praktische Berechnungen zulässig, die Differenz zweier Spannungswerte zugrunde zu legen.

Die Ermittlung von V_{Kor} nach (Gl. 205) gibt für den ungestörten Betriebszustand der Anlage und gute Witterungsverhältnisse wesentlich zu hohe Verluste, wie das Ergebnis des 23. Beispiels zeigt. Befürchtungen, daß Anlagen mit 200 kV und mehr infolge des Koronaverlustes besonders unwirtschaftlich arbeiten, sind durch den nunmehr jahrelangen Betrieb als widerlegt anzusehen. Man tut aber gut, sich bei der Entwurfsbearbeitung über die Koronaverluste Aufschluß zu geben und sie dann in ähnlicher Weise bei der Wirkungsgradbestimmung

bzw. der Jahresbetriebskostenermittlung zu beachten, wie das für die Ableitungsverluste geschehen ist.

Die kritische Spannung nach (Gl. 201) ist stets besonders festzustellen. Für die Kapazität C_b sind die entsprechenden Werte je nach der Leiteranordnung einzusetzen, so daß sich ohne Verdrillung für die verschiedenen Phasenleiter verschiedene kritische Spannungswerte ergeben. Recht verwickelt wird die Rechnung für den Fall, daß zwei Stromkreise nebeneinander liegen. Werden die Leiter verdrillt, so erhält man annähernd gleiche Werte für C_b , und es genügt dann, die kritischen Spannungen für $C_b = \frac{0,0483}{\lg \frac{a}{r}}$ Mf/km festzustellen. Der Einfluß der

Erdseile und der Erde kann vernachlässigt werden.

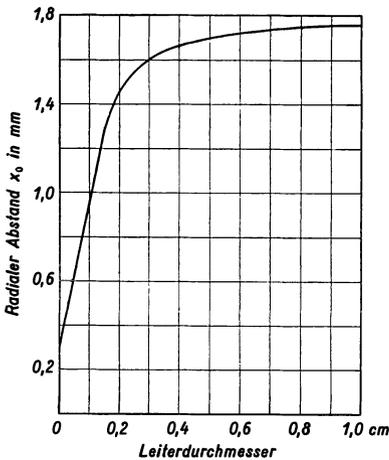


Abb. 87. Verlauf der kritischen Schlagweite bei Zylinderelektroden.

bestimmten meßbaren Betrag von der Leiteroberfläche entfernt ist. Ryan¹ hat festgestellt, daß der Beginn des Durchbruches der Luft nicht nur von einem bestimmten Mindestwert der elektrischen Beanspruchung, sondern auch von einem bestimmten Mindestwert der Strecke, auf welche die elektrische Beanspruchung einwirkt (kleinste Schlagweite), abhängig ist. Das ist dadurch zu erklären, daß der Spannungsgradient mit abnehmendem Leiterdurchmesser in demselben Abstand x_0 abnimmt. In Abb. 86 war der Verlauf des Spannungsgradienten dargestellt. Die Schichtdicke x_0 ist bei stärkeren Drähten geringer als bei dünneren, und zwar nähert sich x_0 asymptotisch dem Werte 1,78 mm bei 1,27 cm Leiterdurchmesser (Abb. 87). Die Versuche

Mit wachsendem Leiterabstand und mit größerem Radius r des Leiters nimmt V_{Kor} ab.

Wenn hiermit auch die Ermittlung von V_{Kor} als für den entwerfenden Ingenieur praktisch erschöpfend genug erläutert worden ist, so sollen doch noch einige Angaben gemacht werden, die zur allgemeinen Einsicht in die Vorgänge, unter denen die Korona auftritt, wissenschaftlich wert sind.

Wenn in Gl. (198) mit der kritischen Durchbruchsspannung gerechnet worden ist, so ist das insofern nicht vollständig richtig, als nicht sofort mit dem Überschreiten des Wertes von $U_{0, krit}$ der Strahlungsverlust eintritt. Es muß vielmehr der Spannungsgradient g_0 nicht an der Leiteroberfläche, sondern an einem Punkt herrschen, der um einen

¹ Ryan, H. J.: Luft und Öl als Hochspannungsisolatoren. Glimmen von Freileitungen. Proc. Amer. Inst. Electr. Engr. 13. I. 1913. Elektrotechn. Z. 1911 Heft 44 S. 1104.

von Görges¹ zeigen, daß bei $r = 0,6$ cm $x_0 = 1,6$ mm beträgt. In Abb. 87 ist der Verlauf dieser kritischen Schlagweite bei Zylinder-
elektroden in Abhängigkeit vom Zylinderdurchmesser wiedergegeben. Bei Leiterdurchmessern über 0,20 cm biegt die Kennlinie ab. Über diesen Wert von r aufwärts tritt die Korona in einzelnen unregelmäßigen Glimmbüscheln längs des Leiters auf.

Diese über der kritischen Durchbruchsspannung liegende Spannung nennt Peek die „kritische Leuchtspannung“, für die die Gl. (200) zu schreiben ist:

$$g_v = \frac{U_v}{2,3 \cdot r \cdot \lg \frac{a}{r}},$$

oder:

$$g_v = \frac{U_v}{2,3 (r + x_0) \lg \frac{a}{r}} = \text{const.}$$

Die Versuche zeigen, daß zwischen g_v und g_0 die Beziehung besteht:

$$g_v = g_0 \left(1 + \frac{k}{\sqrt{r \cdot \delta}} \right) = 21,1 \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r \cdot \delta}} \right), \quad (207)$$

wobei $k = 0,301$. Mit Berücksichtigung der Gl. (207) ergibt sich die kritische Leuchtspannung:

$$\begin{aligned} U_{v, \text{krit}} &= 21,1 \cdot m_0 \cdot m_W \cdot \delta \cdot r \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r \cdot \delta}} \right) 2,3 \lg \frac{a}{r} \text{ kV/cm} \quad (208) \\ &= 21,1 \cdot m_0 \cdot m_W \cdot \delta \cdot r \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{3} \cdot \delta} \right) \frac{1}{18 \cdot C_b} \text{ kV/cm.} \end{aligned}$$

Aus Gl. (208) geht hervor, daß mit abnehmendem Leiterhalb-
messer r der Spannungsgradient g_v an der Leiteroberfläche wesentlich zunimmt. Der Wert der kritischen Leuchtspannung liegt dagegen mit abnehmendem Leiterhalbmesser immer tiefer. Sehr schwache Leiter beginnen daher schon bei verhältnismäßig niedriger Spannung zu glimmen.

Die kritische Durchbruchsspannung und damit der Strahlungs-
verlust werden noch durch eine ganze Reihe anderer Ursachen beein-
flußt. Zu diesen gehören die Beschaffenheit der Leiteroberfläche (raue Stellen, Knicke, Risse, Unsauberkeit, Oxydation, Nässe, Ruß- und Staubablagerung) und der Zustand des Wetters (Regen, Regenböen, Frost, Nebel, Rauheif, Schnee). In allen Fällen mit Ausnahme bei gutem Wetter steigt der Koronaverlust. Wind scheint indessen auf den Strahlungsverlust keinen merkbaren Einfluß auszuüben. Die Nähe der Meeresküste oder sonstiger größerer Wasserflächen verursacht ein frühzeitigeres Glimmen der Leiter, wie Mershon bei seinen Prüfungen an den Niagarafällen festgestellt hat.

¹ Görges, H., P. Weidig u. A. Jaensch: Über Versuche zur Bestimmung der Koronaverluste auf Freileitungen. Elektrotechn. Z. 1911 Heft 43 S. 1071.

Alle diese Einflüsse rechnerisch zu berücksichtigen ist naturgemäß nicht möglich. Es führt auch nicht zum Ziel, in Gl. (205) etwa noch ein weiteres Korrekturglied einzuführen. Die aus dieser Gl. (205) erhaltenen Werte sind im allgemeinen als Mittelwerte anzusehen.

Bei der Kraftübertragung Lauchhammer-Gröditz-Riesa¹, die als erste Anlage in Europa mit 100 kV arbeitete, sind folgende Strahlungsverluste auf der 50 km langen Freileitung einschließlich der Ableitungsverluste gemessen worden, die auch in Abb. 88 dargestellt sind:

bei 100 kV	0,4 kW/km	bei	0° C
„ 100 „	0,9 „	„ „	+ 17° C
„ 110 „	0,9 „	„ „	0° C
„ 110 „	5,0 „	„ „	17° C

Die Werte liegen günstiger als die durch Rechnung ermittelten, doch sind sie nicht ohne weiteres als feststehend anzusehen, da bei ihrer Veröffentlichung nicht

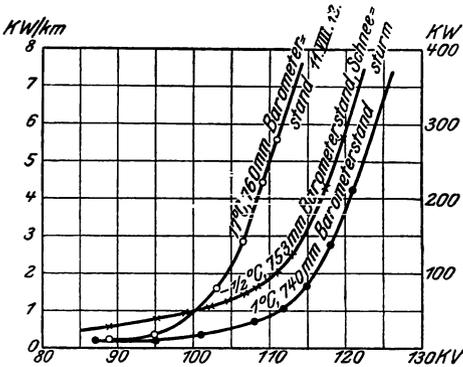


Abb. 88. Koronaverlustkennlinien der Lauchhammer-Freileitung.

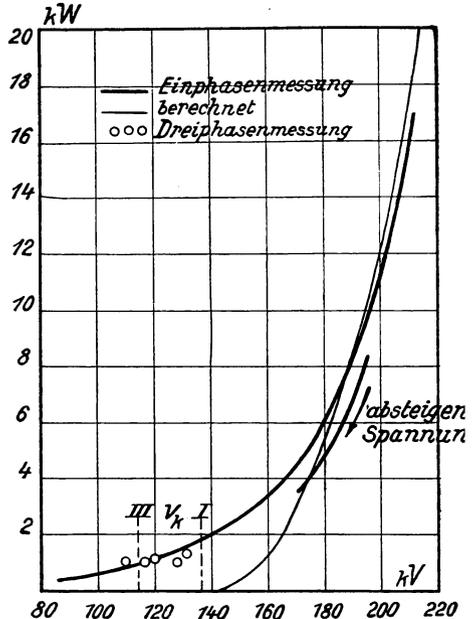


Abb. 89. Koronaverluste der 100 kV-Leitung Goldenberg-Werk-Osterath.

angegeben worden ist, wie die Witterung zur Zeit der Messungen beschaffen war.

In Abb. 89 sind in Gegenüberstellung zu Abb. 88 die Kennlinien für die gemessenen und auf 1 km umgerechneten Strahlungs- und Ableitungsverluste der 100 kV-Leitung Goldenberg-Werk-Osterath wiedergegeben. Das Wetter war bei den Versuchen, die zur Gewinnung der hohen Versuchsspannungen im einphasigen Betrieb vorgenommen wurden, nicht besonders günstig. In der Nacht war starker Regen gefallen, morgens herrschte dichter, treibender Nebel, der sich kurz vor Beginn der Messungen verzog. Das Wetter blieb fast vollständig trübe und dunstig. Infolgedessen dürften bei besserem Wetter wesentlich geringere Verluste zu erwarten sein. Zwischen 175 und 190 kV wurde mit

¹ Krumbiegel, K., Dipl.-Ing.: Die Kraftübertragung Lauchhammer-Gröditz-Riesa. Z. VDI 1913 S. 1205.

absteigender Spannung gemessen. Diese Werte liegen infolge des Abtrocknens der Leiter während der vorhergehenden Messungen merkbar tiefer. Eine plötzlich auftretende Regenböe zeigte ein sofortiges Emporschnellen der Verluste, was für die Betriebsführung beachtenswert ist. Die beiden Leitungen sind verdrillt.

23. Beispiel. Es sollen die Strahlungsverluste für eine 100 kV-Drehstromleitung berechnet werden, für die folgende Daten gegeben sind:

Leiter: Kupferseil:	$q = 95 \text{ mm}^2$ bestehend aus 7 verseilten Drähten von je 6 mm^2 Querschnitt ($r = 0,625 \text{ cm}$),
Leiterabstand:	$a = 300 \text{ cm}$,
Barometerstand:	$b = 76 \text{ cm}$ Quecksilbersäule,
Temperatur:	$t = + 17^\circ \text{ C}$,
Frequenz:	$f = 50 \text{ Hertz}$,
Streckenlänge:	$l = 60 \text{ km}$,
Angenommen wird:	$m_0 = 0,89$ (Seile in reinem Zustand).

Demnach ergibt sich:

$$\delta = \frac{3,92 \cdot 76}{273 + 17} = 1,025 ,$$

$$\sqrt{\frac{r}{a}} = \sqrt{\frac{0,625}{300}} = 0,0457 ,$$

$$\lg \frac{a}{r} = \lg \frac{300}{0,625} = 2,68124 ,$$

$$m_w = 0,8 \text{ (schlechtes Wetter)}$$

und somit:

$$V_{kor} = \frac{344}{1,025} \cdot 50 \cdot 0,0457 (58 - 21,1 \cdot 0,89 \cdot 0,8 \cdot 1,025 \cdot 0,625 \cdot 2,3 \cdot 2,681)^2 \cdot 10^{-5} \\ = 0,0258 \text{ kW/km} ,$$

also für die Drehstromleitung:

$$3 \cdot 0,0258 \cdot 60 = 4,84 \text{ kW} .$$

Die Rechnung ergibt also einen kleinen Verlust. Mit dem im Lauf der Jahre eintretenden, verschlechterten Zustand der Oberflächenbeschaffenheit der Leiter wird der Verlust zunehmen.

Bei Spannungen über 100 kV ist ferner darauf zu achten, daß auch an allen scharfen Kanten, Spitzen, Nietverbindern, Leiterbefestigungen an den Isolatoren u. dgl., Glimmerscheinungen und Strahlungsverluste eintreten, für die zahlenmäßige Ergebnisse bisher nicht vorliegen. Es ist zu empfehlen, sich bei Spannungen von 150 kV und mehr, die neuerdings zur Anwendung kommen, über diese Verluste Aufschluß durch Versuche zu verschaffen und die gekennzeichneten Bauteile in ihrer Ausbildung entsprechend zu gestalten, d. h. alle scharfen Kanten usw. durch starke Abrundungen, überschobene, abgeglättete Hülsen u. dgl. zu beseitigen, andere Stellen entsprechend abzuschirmen.

Das Spannungsdiagramm für die Fernleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion, Kapazität und Wirkverlusten durch Ableitung und Korona. Nunmehr sollen schließlich die sämtlichen Festwerte der Wechselstromfernleitung in die Er-

scheinung treten. Das entsprechende Schaltbild ist in Abb. 90 gezeichnet. Die Ableitungs- und Koronaverluste sollen wie die Kapazität je zur Hälfte am Ende und am Anfang der Leitung vorhanden gedacht sein.

Ein solcher Stromkreis liegt vor, wenn es sich um Kraftübertragungen auf sehr weite Strecken handelt, und Spannungen von etwa 60000 V und mehr gewählt werden müssen. Dann ist es ganz besonders notwendig, daß man sich über Alles, was die Fernleitung betrifft, schon bei der Entwurfsbearbeitung möglichst genau Rechenschaft gibt, sonst können Fehler bei der Auswahl der Maschinen und Transformatoren und insbesondere auch hinsichtlich der Maßnahmen für die Spannungsregelung vorkommen, die sich später im Betrieb sehr unangenehm bemerkbar machen und zu unwirtschaftlichen Sonderausgaben zwingen. Gleich wichtig ist dabei die Ermittlung der Verluste insbesondere natürlich der Wirkverluste, da diese die Wirtschaftlichkeit des Betriebes außerordentlich beeinträchtigen können, also auf die Festsetzung der Strompreise von Einfluß sind.

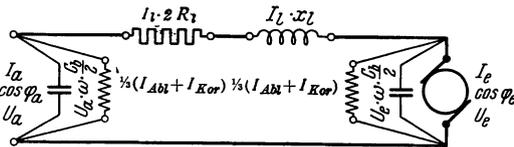


Abb. 90. Einphasen-Wechselstromfernleitung mit Ohmschem Widerstand, Selbstinduktion, Kapazität, Ableitung und Korona.

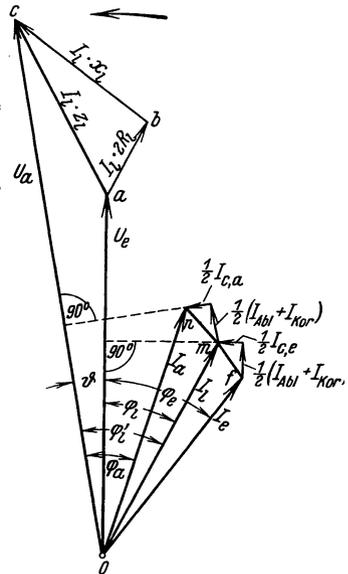


Abb. 91. Spannungs- und Stromdiagramm zu Abb. 90.

Das Diagramm eines solchen Stromkreises zeigt die Abb. 91. Der Leitungsstrom I_l ergibt sich hier durch geometrische Addition des Belastungsstromes I_e und der Ströme für die Kapazität, Ableitung und Korona. Die Verlustströme für Ableitung und Korona sind reine Wirkströme und infolgedessen in Phase mit der Spannung U_e . Senkrecht hierzu ist der Kapazitätsstrom $I_{C,e}$ anzutragen. In der gleichen Weise wird auch die Anfangsstromstärke I_a gefunden, wobei $I_{Abl} + I_{Kor}$ und $I_{C,a}$ auf die Spannung U_a zu beziehen sind.

Aus Abb. 91 ergibt sich:

der Leitungsstrom:

$$I_l = \sqrt{\left(I_e \cdot \cos \varphi_e + \frac{1}{2} (I_{Abl} + I_{Kor}) \right)^2 + \left(I_e \cdot \sin \varphi_e - \frac{1}{2} I_c \right)^2}, \quad (209)$$

der Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_l = \frac{I_e \cdot \cos \varphi_e + \frac{1}{2} (I_{Abl} + I_{Kor})}{I_l}, \quad (210)$$

die Anfangsspannung:

$$U_a = \sqrt{(U_e \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot 2 \cdot R_l)^2 + (U_e \cdot \sin \varphi_e + I_l \cdot x_l)^2}, \quad (211)$$

$$\cos \varphi_l = \frac{U_e \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot 2 \cdot R_l}{U_a}, \quad (212)$$

der Anfangsstrom:

$$I_a = \sqrt{\left(I_l \cdot \cos \varphi_l + \frac{1}{2} (I_{Abt} + I_{Kor})\right)^2 + \left(I_l \cdot \sin \varphi_l - \frac{1}{2} I_c\right)^2}, \quad (213)$$

der Leistungsfaktor am Anfang:

$$\cos \varphi_a = \frac{I_l \cdot \cos \varphi_l + \frac{1}{2} (I_{Abt} + I_{Kor})}{I_a}. \quad (214)$$

Für Drehstrom sind in Gl. (209) bis (214) die entsprechenden Werte für I und für U die Phasenspannung U_p , für $2 R_l$ der Widerstand eines Leiters R_l einzusetzen. Um die Werte für die verkettete Spannung zu erhalten, ist mit $\sqrt{3}$ zu multiplizieren.

Abb. 91 läßt weiter erkennen, daß der vom Kraftwerk zu liefernde Strom bei einer bestimmten Belastung naturgemäß um den Verluststrom durch Ableitung und Korona größer sein muß, aber nicht unmittelbar verhältnismäßig, weil die Kapazität hier wiederum abschwächend wirkt, indem der Leistungsfaktor nach dem Anfang der Leitung zu verbessert wird.

Über die Spannungsverhältnisse bei wechselnder Belastung nach den verschiedenen Betriebsfällen können weitere Erörterungen unterbleiben, da die Beurteilung derselben keine Schwierigkeiten mehr machen wird. Besonders betont sei nur, daß gleich den Werten für die Kapazität auch diejenigen für die Ableitung und die Korona nur abhängig sind von der Spannung, also fast in allen Diagrammen gleiche oder nur wenig abweichende Größe aufweisen werden, je nachdem die Spannungsregelung auf gleichbleibende End- oder Anfangsspannung erfolgt.

Der Leerlauf der Leitung soll noch kurz besprochen werden.

In Abb. 92 ist für diesen Betriebszustand das Diagramm gezeichnet. Aus demselben ist zu ersehen, daß die Anfangsspannung U_a kleiner wird als die Endspannung U_e , d. h. daß die Spannung nach dem Ende der Leitung zu ansteigt. Es ist hierauf bei der Auswahl der Generatoren und der Spannungsregelvorrichtungen für Transformatoren ganz besonders zu achten, da unter Umständen eine Spannungserhöhung bis zu 10 vH und mehr auftreten kann. Ferner eilt auch hier bei Leerlauf der Strom der Spannung im Kraftwerk voraus.

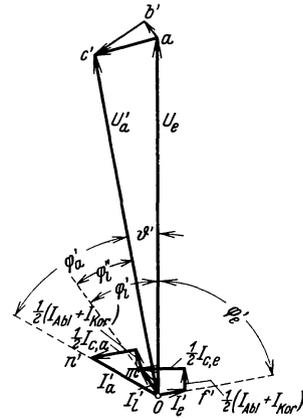


Abb. 92. Spannungs- und Stromdiagramm zu Abb. 90. Leerlauf der Leitung.

g) **Leiterquerschnitt, Spannungsabfall und Entwurfsbearbeitung.** Nachdem die „Festwerte der Wechselstromleitungen“ in ihren Einzelheiten behandelt und die entsprechenden Gleichungen aufgestellt worden sind, soll nunmehr dazu übergegangen werden festzustellen, welcher Querschnitt zu wählen ist, um eine bestimmte elektrische Leistung auf eine gewisse Entfernung zu übertragen, und welche Leistung und Spannung am Anfang der Leitung, also im Kraftwerk oder einer Transformatorenanlage vorhanden sein muß, damit die geforderten Größen für Spannung und Leistung am Ende auch tatsächlich zur Verfügung stehen. Diese Betrachtungen haben sich auch zu erstrecken auf alle Betriebszustände, die auftreten können, insbesondere auf Voll- und Teilbelastungen, Spannungsverhältnisse und deren Regelung, Leistungsfaktorbestimmung und Störungsfälle. Schon hier sei indessen bemerkt, daß in der Praxis umfangreiche mathematische Untersuchungen nicht angestellt werden und auch nicht erforderlich sind, solange es sich nicht um Leitungen handelt, die mehr als etwa 500 km in einer Strecke umfassen und dann mit Höchstspannungen von 200 kV und darüber betrieben werden müssen. Für einen solchen Sonderfall muß auf die Sonderliteratur zurückgegriffen werden. Im allgemeinen ist ferner zu beachten, daß sich der Betriebszustand jeder Leitung fortgesetzt ändert, weil die Belastung ständig schwankt, die Zustände für die Verluste nicht gleich bleiben und auch die bereits erwähnten Unsicherheiten, Vereinfachungen usw. in der Ermittlung der Leitungsfestwerte bestehen. Aus allen diesen Gründen haben eingehende theoretische Untersuchungen praktisch zumeist keine große Bedeutung.

Die Querschnittsberechnung. Zur Ermittlung des Querschnittes der Leiter können alle Gleichungen und Angaben des 5. Kapitels benutzt werden. Für den einfachsten Fall, daß auf der Leitung keine Abzweigungen vorhanden sind, sind die Gleichungen anzuwenden:

$$\left. \begin{array}{l} \text{für Einphasenstrom:} \\ q' = \frac{N_w \cdot 2 \cdot l \cdot 10^2}{\kappa \cdot U^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot \rho'} \\ \text{für Drehstrom:} \\ q' = \frac{N_w \cdot l \cdot 10^2}{\kappa \cdot U^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot \rho'} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{entgegen Gl. (79)} \\ \text{hier der leichteren} \\ \text{Rechnung wegen } U \\ \text{in } \kappa N \text{ einzusetzen.} \end{array}$$

Über die Höhe des Leistungsverlustes können bestimmte, für alle Fälle zutreffende Angaben nicht gemacht werden, weil sich ganz selbstverständlich der zuzulassende Verlust nach der Anlage, dem jährlich zu erwartenden Leistungsbezug, der Länge der Strecke, den Selbsterzeugungskosten für die Kilowattstunde u. dgl. zu richten hat. Hier gilt sinngemäß auch alles das, was bei der Auswahl der Transformatoren hinsichtlich der Kupfer- und Eisenverluste im I. Bd. gesagt worden ist. Im allgemeinen wird ein Leistungsverlust in den Leitungen bei Vollbelastung von 5 bis 10 vH im Höchsthalle gewählt. Alle mathematischen Untersuchungen, die zur Aufgabe haben, den wirtschaftlichsten Querschnitt bzw. Leistungsverlust zu ermitteln, sind für die Praxis auch hier kaum verwendbar, weil sie eine ganze Reihe von An-

nahmen voraussetzen, die beim tatsächlichen Betrieb später nur in den seltensten Fällen zutreffen. Das gilt in erster Linie von der Belastung selbst, die naturgemäß außerordentlich und fortgesetzt schwankt — vereinzelte Sonderfälle ausgenommen — und sich durch Erweiterungen in den angeschlossenen Stromverbrauchern schon nach kurzer Betriebszeit derart geändert haben kann, daß die Annahmen für die theoretischen Untersuchungen vollständig über den Haufen geworfen werden.

Der so ermittelte Leiterquerschnitt ist bei den Wechselstromanlagen nur maßgebend für den Wirkverlust, nicht aber auch für den Spannungsabfall, was wohl zu beachten ist, denn der Spannungsabfall ergibt sich abgesehen von den zusätzlichen Einflüssen der Kapazität und bei großen Hochspannungsanlagen der Verlustströme für Ableitung und Korona aus der Impedanz der Leitung:

bei Einphasenstrom:

$$\Delta u = I \cdot z_l = I_e \sqrt{(2R_l^2) + x_l^2},$$

bei Drehstrom:

für die Phasenspannung: $\Delta u_p = I_e \sqrt{R_l^2 + x_l^2},$

für die verkettete Spannung: $\Delta u = \sqrt{3} \cdot I_e \sqrt{R_l^2 + x_l^2}$

und die Anfangsspannung aus der geometrischen Addition des Spannungsabfalles und der Endspannung.

Die Impedanz der Leitung, insbesondere das Reaktanzglied kann oft einen sehr hohen Wert erreichen und ist infolgedessen stets zu berechnen. Dazu gehört, daß das Mastbild der Leitung von vornherein festgelegt wird. Ganz irrtümlich kann das Ergebnis sein, wenn für induktiv belastete Stromkreise nur der Ohmsche Spannungsabfall ermittelt wird.

Um die immerhin etwas umständliche Rechnung für die Anfangsspannung U_a nach den bisher gegebenen Gleichungen für erste Vorausbestimmungen und für Mittelspannungen bis etwa 50 kV zu vermeiden, kann auch in der folgenden einfacheren Weise vorgegangen werden, bei der nur der Längsspannungsabfall $\Delta u'$ nach Abb. 93 und 94 ermittelt wird.

Es ist für Einphasenstrom:

bei induktionsfreier Belastung: $\Delta u' = I_e \cdot 2R_l,$

bei induktiver Belastung: $\Delta u' = I_e(2R_l \cdot \cos \varphi_e + x_l \cdot \sin \varphi_e)$
 $= I_e \cdot (2R_l + x_l \cdot \operatorname{tg} \varphi_e),$

und die Anfangsspannung: $U_a \cong U_e + \Delta u';$

bei Drehstrom:

für die Phasenspannung und induktionsfreie Belastung:

$$\Delta u'_p = I_e \cdot R_l, \quad U_{p,a} = U_{p,e} + \Delta u'_p,$$

für die Phasenspannung und induktive Belastung:

$$\Delta u'_p = I_e \cdot (R_l + x_l \cdot \operatorname{tg} \varphi_e), \quad U_{p,a} \cong U_{p,e} + \Delta u'_p,$$

} (215)

für die verkettete Spannung:

$$U_a = \sqrt{3} \cdot U_{p,a}.$$

Zur Erleichterung der Rechnung sind in Zahlentafel 11 die Umrechnungswerte für $\cos \varphi$, $\sin \varphi$ und $\operatorname{tg} \varphi$ zusammengestellt. Der auf diese

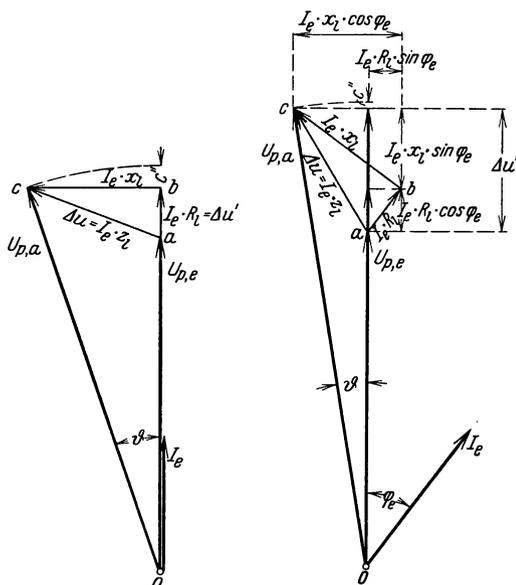


Abb. 93. Induktionsfreie Belastung. Abb. 94. Induktive Belastung.
Strom- und Spannungsdiagramm für eine Drehstromleitung.

oder auch die genauere Art berechnete Spannungsabfall erfährt Änderungen, die sich nach dem für die Leitung selbst in Frage kommenden Strom und Phasenverschiebungswinkel ergeben, was die genaueren Gleichungen durch die Einführung von I_l , $\cos \varphi_l$ usw. erkennen lassen. Für die Feststellung der Betriebsspannung auf der Unterspannungsseite der Transformatoren an der Abnahmestelle und dem Anfangspunkt der Lieferung (z. B. Kraftwerk) genügt diese Berechnung nicht mehr. Dann sind vielmehr noch die Transformatorwerte (Ohmscher und induktiver Spannungsabfall) und der Spannungsfahrplan, der zu bestimmten Zeiten vom Kraftwerk gefahren

wird, zu berücksichtigen. Haben die Transformatoren hohe Werte für die Kurzschlußspannung e_k , sind sie in ihren Wicklungen also mit größerer Reaktanz versehen, so kann der Spannungsabfall in der Fernleitung wesentlich von den Transformatorspannungsabfällen übertroffen werden.

Zahlentafel 11. Umrechnungswerte für $\cos \varphi$, $\sin \varphi$ und $\operatorname{tg} \varphi$.

$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
0,99	0,1411	0,1425
0,98	0,1990	0,2031
0,97	0,2431	0,2486
0,96	0,2800	0,2917
0,95	0,3123	0,3287
0,90	0,4360	0,4844
0,85	0,5268	0,6197
0,80	0,6000	0,7500
0,75	0,6614	0,8819
0,70	0,7141	1,0202
0,65	0,7599	1,1681
0,60	0,8000	1,3333

Beträgt z. B. für je einen Transformator im Kraftwerk und im Umspannwerk der Spannungsabfall zwischen Leerlauf und Vollast bei $\cos \varphi = 0,8 e_\varphi = 7,5 \text{ vH}$, so ergibt sich schon an sich hieraus ein Gesamtspannungsabfall von 15 vH, ohne daß der Leitungspannungsabfall berücksichtigt ist. Es wird also die Gleichhaltung der Spannung am Verbrauchsort unter Um-

ständen sehr erschwert und nur erreichbar, wenn besondere Spannungsregelung stattfindet.

Daß hier der Leistungsfaktor der Belastung wiederum sehr ins Gewicht fällt, soll nur kurz hervorgehoben werden.

Über die Höhe des Gesamtspannungsabfalles lassen sich aus leicht erklärlichen Gründen feste Angaben nicht machen, das hängt auch wesentlich von der Auslegung der Transformatoren und der Kraftwerks-Spannungsregelung ab.

Man wählt daher den Leiterquerschnitt nach einem angemessenen Leistungsverlust, beurteilt den so gefundenen Querschnitt nach den Bau- und Betriebsverhältnissen der Strecke, der Erweiterungsmöglichkeit und den Kosten, wie weiter unten noch näher ausgeführt werden wird, und bei Spannungen über 100 kV nach den Koronaverlusten und berechnet dann unabhängig davon den Spannungsabfall. Dieser darf naturgemäß ebenfalls Grenzen bis etwa 10 vH nicht überschreiten, wenn Belastung und Leistungsfaktor sich ändern. Anderenfalls ist ein größerer Leiterquerschnitt und eine besondere Spannungsregelung unter Umständen unter Verwendung von Maschinen zur Leistungsfaktorverbesserung zu wählen.

Für die Querschnittsberechnung und Wahl der Spannung der Hauptspeiseleitungen einer neu zu bauenden Anlage kann man am vorteilhaftesten folgendermaßen vorgehen. Man ermittelt zunächst die Selbsterzeugungskosten für die Kilowattstunde gemessen bei der von den Generatoren unmittelbar erzeugten Spannung an den Sammelschienen. Alles, was zur Transformierung für die Fernleitungsspannung dient, wird als zur Leitungsanlage gehörig gerechnet. Das gleiche gilt für die Transformatoranlagen an der Abnahmestelle. Es baue sich also der Leitungsentwurf derart auf, als ob gewissermaßen ein fremder Unternehmer den Strom ab Generatorsammelschienen bezieht. Man wählt nun zwei Spannungen, die roh geschätzt in solchen Grenzen liegen, daß z. B. ein beachtenswerter Preisunterschied in den Isolatoren, Transformatoren und Schaltgeräten besteht, und stellt in großen Zügen, aber naturgemäß vollkommen übereinstimmende Kostenberechnungen zusammen. Je nachdem nun bei gleichem Leistungsverlust (bei Spannungen über 100 kV mit Berücksichtigung der Koronaverluste) der eine der beiden Entwürfe wesentliche Mehrkosten für den Bau und demnach auch für Verzinsung, Abschreibung und Unterhaltung gegenüber dem zweiten Entwurf verursacht, wird man Schlüsse darauf ziehen können, welche Spannung mit Rücksicht auf den Leistungsverlust zunächst zu wählen ist. Mit dieser Spannung prüft man dann den Leistungsverlust bei verschiedenen Leiterquerschnitten und bringt diese jährlichen Ausgaben in Vergleich mit den betreffenden Mehr- oder Minderkosten für Verzinsung, Abschreibung und Unterhaltung der Leitungsanlage, woraus man bald und mit guter Sicherheit für eine wirtschaftliche Lösung des Entwurfes zur zweckmäßigsten Spannung und zum zweckmäßigsten Leiterquerschnitt kommt. Es wird sich da im Durchschnitt stets zeigen, daß der Leistungsverlust in der Leitung selbst zwischen 5 bis 10 vH schwankt. Die Verluste in den Transformatoren können für diese Vergleichsrechnungen unberücksichtigt bleiben, da sie zwischen großen Spannungsgrenzen nahezu gleich sind. Für die Ermittlung des Strom-

preises, den die Abnehmer zu zahlen haben, müssen selbstverständlich alle Verluste beachtet werden, worüber im III. Bande Einzelheiten angegeben sind.

Hat man auf diese Weise, die nur im ersten Augenblick umständlich zu sein scheint, die Spannung und den Leistungsverlust sowie den Leiterquerschnitt ermittelt, dann erst beginnt die Berechnung der Spannung am Anfang der Leitung, also der hierzu notwendigen Werte des Ohmschen und induktiven Spannungsabfalles sowie der Scheinleistung für die Generatoren bzw. Transformatoren und der Gesamtverluste durch Ableitung, Strahlung usw. Sind mehrere Abzweigungen in der Hauptleitung vorhanden so z. B. unmittelbar angeschlossene Stromabnehmer (Industrie, Landwirtschaft, Bergbau usw.) oder Transformatoren- bzw. Umformerwerke, so gelten die im 5. Kapitel gegebenen Gleichungen für die Bestimmung des Leiterquerschnittes sinngemäß.

Die Rechnung mit Wirk- und Blindstrom ist getrennt von der Querschnittsberechnung durchzuführen, obgleich die Rechnungsgrundlagen zumeist ebenfalls sehr unzuverlässig sein werden.

Handelt es sich um wenige große Anlagen mit Asynchronmotoren, so wird man mit einem Leistungsfaktor $\cos \varphi_e = 0,8$ bis $0,85$ rechnen können. Sind dagegen viele Kleinbetriebe vorhanden, die von einem größeren Transformatorwerk zu speisen sind, so ist dringend davor zu warnen, den Leistungsfaktor etwa zu $0,8$ — wie das so häufig irrtümlich geschieht — anzunehmen, sondern die Erfahrungen haben gezeigt, daß mit einem $\cos \varphi_e = 0,6$ bis höchstens $0,7$ nicht zu ungünstig gerechnet wird. Wie die Antriebsmaschinen für die Stromerzeuger in solchen Fällen zu bemessen sind, wird im III. Band erläutert. Handelt es sich dagegen um den Anschluß von Umformern, die eine Regelung der im Netz vorhandenen Blindströme zulassen, so kann man $\cos \varphi_a = 0,8$ im Mittel an den Sammelschienen am Anfang der Leitung voraussetzen.

Diese Form der ersten Entwurfsbearbeitung führt dann verhältnismäßig schnell zu brauchbaren Ergebnissen, wenn es sich, wie gesagt, um Anlagen mittleren und kleinen Umfanges oder um wenige lange Fernleitungen ohne zwischenliegende Verteilung handelt. Ist dagegen eine große Anlage zu entwerfen, die nicht sofort in der ganzen Ausdehnung, sondern nach und nach ausgebaut werden soll, oder sollen bestehende Kraftwerke für solche erweiterten Zwecke nutzbar gemacht werden, dann spielt die Ermittlung der Spannungen für die Hauptleitungen der einzelnen Versorgungsgebiete und die Streckenführung die erste Rolle. Untersuchungen dieser Art¹ müssen sehr gewissenhaft und im Hinblick auf einen späteren Endzustand weitschauend behandelt werden, um nicht schon nach dem 1. und 2. Ausbau infolge gesteigerten Strombedürfnisses vor grundsätzlichen Änderungen der gesamten Spannungsverhältnisse in den Netzen oder vor der Ausführung unwirtschaftlicher Neuanlagen zu stehen. Es können durch solche vorhergehenden rechnerischen und wirtschaftlichen Untersuchungen außer-

¹ Rüdénberg, Prof. Dr.-Ing.: Das Verhalten elektrischer Kraftwerke und Netze beim Zusammenschluß. Elektrotechn. Z. 1929 Heft 27 S. 970.

ordentlich große Ersparnisse in den ersten Anlagekosten, in den aufzuwendenden Mitteln für die fortschreitenden Erweiterungen und in den gesamten Verlusten gemacht werden. Das setzt naturgemäß sorgfältigste Untersuchungen über die Höhe der gleichzeitig auftretenden Leistungen, die Wahl von Hauptspeisepunkten, Verteilungsstellen usw. voraus. Da heute aber — jedenfalls in Deutschland — kaum noch Neuanlagen derartigen Umfanges zu entwerfen und zu bauen sind, soll davon abgesehen werden, noch weiter auf alle diese Verhältnisse einzugehen.

Die heute zu entwerfenden Neuanlagen erstrecken sich zumeist auf die Erweiterungen oder den Anschluß neuer, bisher selbständiger Ge-

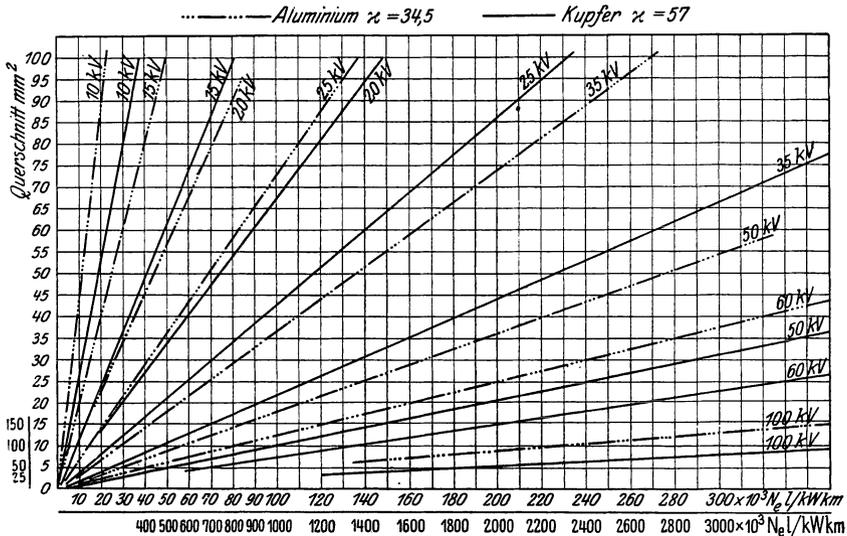


Abb. 95. Kennlinien für die Querschnittsermittlung bei Drehstrom-Freileitungen und verschiedenen Spannungen in Abhängigkeit von den kWhkm der Strecke (Leistungsverlust 10 vH).

biete an große Elektrizitätsunternehmen bzw. den wirtschaftlichen Zusammenschluß letzterer. Handelt es sich dabei um einseitige Speisung, so können für erste Überslagsrechnungen die Kennlinien nach Abb. 95 gute Dienste leisten, die als kWhkm-Linien bezeichnet werden sollen.

Schreibt man die Gl. (79) — U in κN eingesetzt — in der Form:

$$q' = \frac{10^2}{\kappa \cdot U_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e \cdot p'_H} \cdot N_e \cdot l,$$

legt für den Leistungsfaktor einen bestimmten Wert fest und wählt nun verschiedene Spannungen U_e , so ergibt sich bei einem bestimmten proz. Verlust p'_H für jede Spannung eine einfache Beziehung zwischen q' und $N_e \cdot l$, also zwischen dem Querschnitt und dem Produkt aus Leistung und Entfernung. $N_e \cdot l$ soll kurz mit „Kilowattkilometer“ bezeichnet werden.

Für $U_e = 15$ kV, $\cos \varphi_e = 0,8$, $p'_H = 10$ berechnet sich:

für Kupfer: $q_{Cu} = 1,21 \cdot 10^{-3} \cdot N_e \cdot l,$

für Aluminium: $q_{Al} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot N_e \cdot l.$

Für verschiedene Werte $N_e \cdot l$ und verschiedene Spannungen sind in Abb. 95 diese Kennlinien gezeichnet, aus denen man nun für bekannte $N_e \cdot l$ die jeweiligen Leiterquerschnitte für verschiedene Spannungen findet.

Liegt der Leiterquerschnitt zwischen zwei Verbandsquerschnitten, dann ist der nächst größere zumeist empfehlenswert. Hat man den Leiterquerschnitt und die Spannung in der ersten Untersuchung festgestellt, dann sind die Kosten der Freileitung in Gegenüberstellung zu bringen, für die im 14. Kap., Zahlentafel 42 u. 43, Angaben gemacht sind. Ist auch hieraus nun Bestimmteres schon ermittelt, dann sind die Wirtschaftlichkeit d. h. der Jahreswirkungsgrad, die Verluste und ihre

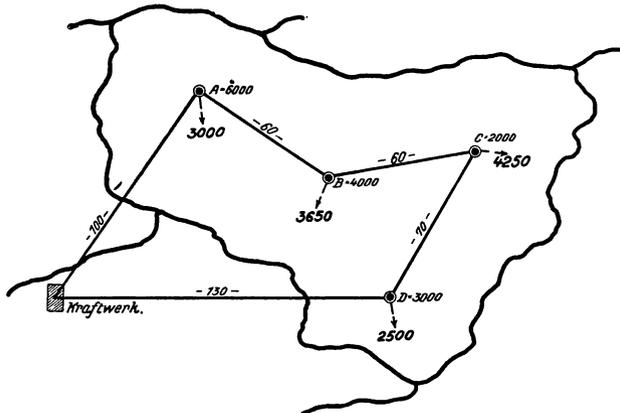


Abb. 96. Ringleitung zwischen Kraftwerk und Hauptabnahmestellen.

geldliche Auswirkung zu behandeln und zu vergleichen. Erst jetzt ergeben sich Grenzen, zwischen denen Leiterquerschnitt und Spannung liegen und die dann bald zu richtigen Werten führen. Naturgemäß ist schließlich auch die Eigenart des neuen Versorgungsgebietes zu beurteilen.

Gebiete mit Gewerbe und Industrie einerseits und Städten andererseits ergänzen sich zumeist in den Belastungszeiten für den Höchststrombedarf (Tagesbedarf Kraftstrom, Abendbedarf bei stillstehender Industrie Lichtstrom), während bei vorwiegender landwirtschaftlicher Eigenart die Abendbelastung stark gegenüber der Tagesbelastung zurückgeht. Auf die sogenannte Spitzenbelastung d. h. die für wenige Stunden am Tage oder abends zu erwartende Höchstbelastung ist entsprechend Rücksicht zu nehmen. Wird der Querschnitt kleiner gewählt, so ist in demselben für die Spitzenbelastung einerseits und auch für spätere Zeiten keine „Leitungsreserve“ vorhanden; wird er größer genommen, so kann die „Leitungsreserve“ unter Umständen wirtschaftlich unvorteilhaft groß werden, weil gegebenenfalls eine vollständige Ausnutzung des Querschnittes in Zukunft aus der beschränkten Entwicklung des betreffenden Teiles des Stromversorgungsgebietes nicht erreichbar ist.

Schließlich ist noch hinsichtlich der Leitungsführung folgendes zu beachten.

Die eigentlichen Speiseleitungen bzw. die Hochspannungsverbindungsleitungen der Netz- und Haupttransformatorenwerke sollten möglichst als Doppelleitungen verlegt und zu Doppelsammelschienen geführt werden. Die zwei Stromkreise werden je nach den Verhältnissen auf gemeinsamen oder getrennten Mastreihen angeordnet und sind zu einem für den Dauerbetrieb ständig bestehenden Ring zusammenzuschließen, wie in Abb. 96 gezeichnet. Die in dieser Form gewährleistete doppelte Speisung jedes Hauptspeise- bzw. Verteilungspunktes gibt die zweifellos größte Sicher-

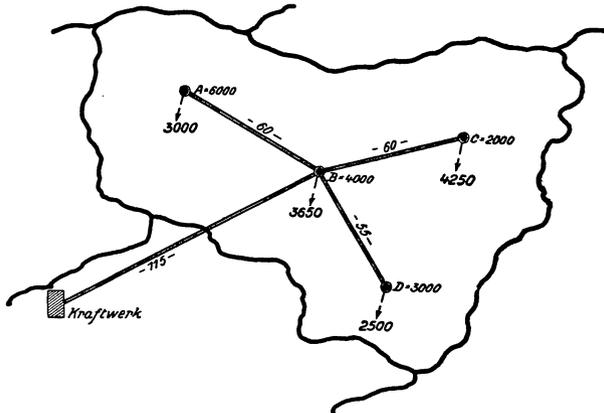


Abb. 97. Kraftwerk mit Doppelleitung, Abnahmestellen in Radialanordnung mit Hauptverteilungsstelle verbunden.

heit, daß Störungen auf einer Leitung keine vollständige Stromunterbrechung zur Folge haben. Zusammen mit dem Wahl-Überstromschutz in diesen Hauptleitungen sind heute in bezug auf die Vermeidung oder schnellste Behebung von Störungen die besten Erfahrungen gemacht worden. Das öftere Zu- und Abschalten von Leitungen sehr hoher Spannungen ist wegen der jedesmal auftretenden Schaltwellen (Überspannungen) unbedingt zu vermeiden. Das über die Leiteranordnung am Mast bei Doppelleitungen in Zusammenstellung 38 Gesagte ist hier ganz besonders zu beachten.

Die vermehrten Ausgaben für eine zweite Mastenreihe werden zum Teil ausgeglichen durch die dann leichteren und niedrigeren Maste, kleineren Gestänge, die geringeren Kosten für Montage, Anfuhr usw. jeder Mastreihe und zum anderen Teile wettgemacht durch die sichere Betriebsführung und die Ausdehnungsbegrenzung von Störungen.

Eine andere grundsätzlich abweichende Führung der Hauptleitungen zeigt Abb. 97, bei der das Gebiet nur von einer Doppelleitung gespeist wird, und die Abnahmestellen ebenfalls nur Doppelleitungen erhalten haben. Die Leitungsführung für letztere bezeichnet man als Radialanordnung. Sie hat gewisse Vorteile, die in der Hauptsache in der

Unabhängigkeit der einzelnen Anschlußstellen voneinander liegen. Im I. Band ist ausführlich über diese Leitungsführungen gesprochen worden, so daß hier nicht weiter auf sie eingegangen werden soll.

24. Beispiel. Es soll nunmehr ein praktisches Beispiel in allen Einzelheiten durchgerechnet werden (Abb. 98 und 99).

Das Umspannwerk *B* ist an das Kraftwerk *A* anzuschließen. Die Leistung in *B* beträgt im 1. Ausbau 25000 kVA, die Entfernung 60 km. Die Stromart ist Drehstrom, die Frequenz $f = 50$ Hertz. Es sind in *B* und *A* je zwei Transformatoren (davon je einer zur Reserve) aufzustellen. Die Leitung ist als Freileitung mit Kupferseil zu bauen. Da sie größere Waldbestände zu durchqueren hat und durch ein Rauhref- und Sturmgebiet führt, das Gelände an sich schwach hügelig ist, soll das Mastkopfbild V nach Zusammenstellung 8 gewählt werden. Für den 1. Ausbau ist nur der oberste Leiterträger zu belegen, so daß die drei Phasen in einer Ebene liegen. Zur Reserve ist eine vierte Phase auszubauen. (Mastbild und Abmessungen nach Abb. 100). Die Spannweite soll durchschnittlich 230 m

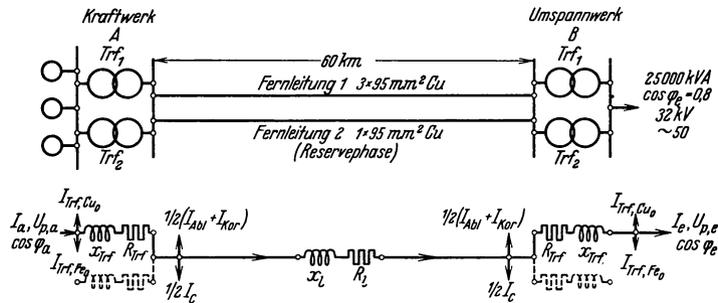


Abb. 98 und 99. Schalt- und Ersatzschaltbild zum 24. Beispiel.

betragen, der Leiterabstand von Erde bei größtem Durchhang 7 m. Die Unterspannung in *B* beträgt bei Vollast 32 kV, die Oberspannung soll dabei mit 100 kV gewählt werden.

Es sind Spannung, Strom und Leistungsfaktor im Kraftwerk festzustellen, wenn in *B* und *A* je ein Transformator eingeschaltet ist und in *B* die volle Leistung mit $N_{W,e} = 20000$ kW bei $\cos \varphi_e = 0,8$ auf der Unterspannungsseite abgenommen wird.

Rechnungswerte des Transformators in *B*:

Leistung:

$$N_{S, Trf} = 25000 \text{ kVA},$$

Spannungen bei Vollast:

$$U_e = 100/32 \text{ kV},$$

Wicklungsverlust im Leerlauf:

$$V_{Trf, Cu0} = 50 \text{ kW},$$

Wicklungsverlust bei Vollast und $\cos \varphi_e = 1$:

$$V_{Trf, Cu} = 1,7 \text{ vH},$$

Magnetisierungsverlust = Eisenverlust:

$$V_{Trf, Fe0} = 750 \text{ kVA},$$

Spannungsabfall bei Vollast und $\cos \varphi = 1$:

$$e_r = 1,7 \text{ vH},$$

Kurzschlußspannung:

$$e_k = 10 \text{ vH},$$

Induktiver Spannungsabfall:

$$e_x = \sqrt{e_k^2 - e_r^2} = \sqrt{10^2 - 1,7^2} = 9,85 \text{ vH},$$

Spannungsänderung e_φ bei Vollast und

$$\cos \varphi = 1 \quad 1,7 \text{ vH},$$

$$\cos \varphi = 0,8 \quad 7,2 \text{ vH},$$

bei $\frac{1}{4}$ Last und $\cos \varphi = 1 \quad 0,9 \text{ vH},$

$$\cos \varphi = 0,7 \quad 2,1 \text{ vH}.$$

Berechnung der Festwerte¹:

a) Transformator (Übersetzungsverhältnis 1:1 angenommen) bei 100 kV und Vollaststrom.

Wicklungsverlust:

$$\sqrt{3} \cdot I_e^2 \cdot R_{Tf}, \text{ daraus } R_{Tf} = \frac{10 \cdot e_r \cdot U_e^2}{N_{S, Tf}} = \frac{10 \cdot 1,7 \cdot 100^2}{25000} = 6,8 \text{ Ohm},$$

induktiver Verlust:

$$\sqrt{3} \cdot I_e^2 \cdot x_{Tf},$$

daraus:

$$x_{Tf} = \frac{10 \cdot e_x \cdot U_e^2}{N_{S, Tf}} = \frac{10 \cdot 9,85 \cdot 100^2}{25000} = 39,4 \text{ Ohm}.$$

Wird der Reservetransformator gleicher Leistung parallel geschaltet, dann gehen bekanntlich R_{Tf} und x_{Tf} auf die Hälfte herunter.

b) Fernleitung.

Der Querschnitt der Leiter kann für die ersten überschläglichen Rechnungen auf folgende Weise ermittelt werden:

1. nach dem Leistungsverlust [Gl. (79)], wenn ein bestimmter Verlust oder ein bestimmter Querschnitt angenommen wird:

z. B. $q = 95 \text{ mm}^2$,

dann bei Vollast und $\cos \varphi = 0,8$:

$$p' = \Delta N \% = \frac{N_w \cdot l \cdot 10^2}{U_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e \cdot \kappa \cdot q'} = \frac{20000 \cdot 60 \cdot 10^2}{100^2 \cdot 0,8^2 \cdot 57 \cdot 95} = 3,47 \text{ vH}.$$

2. nach dem Ohmschen Spannungsabfall Δu_R , der aber irrtümlich sein kann, da der induktive Spannungsabfall unter Umständen wesentlich ins Gewicht fällt:

$$\Delta u_R = \sqrt{3} \cdot I_e \cdot R_l = \frac{N_w}{U_e \cdot \cos \varphi_e} R_l = \frac{20000}{100 \cdot 0,8} \quad 11,1 = 2770 \text{ V} = 2,77 \text{ vH},$$

$$R_l = \frac{l \cdot 1000}{\kappa \cdot q'} = \frac{60 \cdot 1000}{57 \cdot 95} = 11,1 \text{ Ohm}.$$

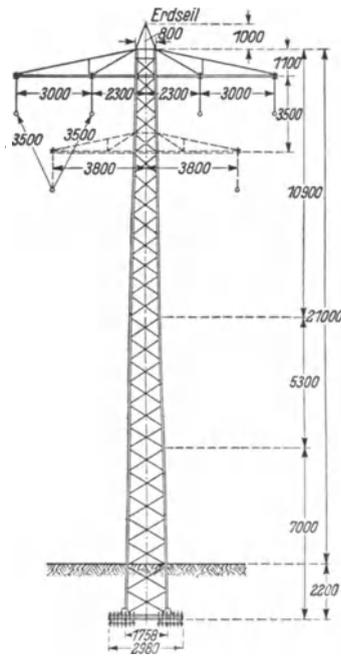


Abb. 100. Mastbild zum 24. Beispiel.

¹ In dieser Rechnung werden alle Leistungen in kW bzw. kVA und alle Spannungen U in kV eingesetzt.

Die Übertragungsspannung mit 100 kV wäre demnach verhältnismäßig hoch, da der Leistungsverlust bzw. der Spannungsabfall durch den Ohmschen Widerstand der Leitung geringe Werte aufweisen. Es muß daher erst der Gesamtspannungsabfall ermittelt werden, ehe ein abschließendes Urteil abgegeben werden kann.

Induktivität der Leitung für jede Phase (Abb. 100) (nur ein Stromkreis, vierte Phase nicht berücksichtigt, Verdrillung der Phasen nach Abb. 54):

$$L_{\varphi, x} = L_{\varphi, s} = L_{\varphi, r} = \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{\sqrt[3]{a_1 \cdot (a_1 + a_2) \cdot a_2}}{r} + 0,25 \right)$$

$$a_1 = 300 \text{ cm}, \quad a_2 = 460 \text{ cm}, \quad r = 0,625 \text{ cm}$$

$$= \frac{2}{10^4} \left(2,3 \lg \frac{\sqrt[3]{300 \cdot 760 \cdot 470}}{0,625} + 0,25 \right) = 0,001374 \text{ H/km.}$$

Reaktanz:

$$x_l = 2 \pi \cdot f \cdot L_{\varphi} \cdot l = 314 \cdot 0,001374 \cdot 60 = 25,89 \text{ Ohm.}$$

Nunmehr kann für die Feststellung des Gesamtspannungsabfalles die vereinfachte Gl. (215) herangezogen werden (in vH eingesetzt):

$$\Delta u' \% = \frac{N_s}{10 \cdot U_p^2} (R_l + \text{tg } \varphi_s \cdot x_l)$$

$$= \frac{25000}{10 \cdot 100^2} (11,1 + 0,75 \cdot 25,89) = 7,63 \text{ vH} = 7630 \text{ V.}$$

Das Ergebnis zeigt, daß die Abweichung gegenüber der Festsetzung des Leiterquerschnittes nach Leistungsverlust oder Ohmschem Spannungsabfall außerordentlich groß ist.

Kapazität der Leitung für jede Phase unter den gleichen Voraussetzungen wie für die Induktivität:

$$h = 2100 \text{ cm}, \quad D_{R', R} = D_{R', s} = \sqrt{4200^2 + 300^2} = 4210 \text{ cm},$$

$$D_{R', x} = D_{R', r} = \sqrt{4200^2 + 760^2} = 4270 \text{ cm}, \quad D_{S', r} = D_{S', s} = \sqrt{4200^2 + 460^2} = 4220 \text{ cm.}$$

Berechnung und zeichnerische Ermittlung nach Gl. (161) und Abb. 72 für Phase $R = S = T$:

$$\frac{1}{3} \cdot 2,3 \cdot \left[2 \lg \frac{4200}{0,625} \sin \omega t + 2 \lg \frac{4210}{300} (\sin \omega t - 120^\circ) + 2 \lg \frac{4270}{760} (\sin \omega t - 240^\circ) \right]$$

$$+ \frac{1}{3} \cdot 2,3 \cdot \left[2 \lg \frac{4200}{0,625} \sin \omega t + 2 \lg \frac{4220}{460} (\sin \omega t - 120^\circ) + 2 \lg \frac{4210}{300} (\sin \omega t - 240^\circ) \right]$$

$$+ \frac{1}{3} \cdot 2,3 \cdot \left[2 \lg \frac{4200}{0,625} \sin \omega t + 2 \lg \frac{4270}{760} (\sin \omega t - 120^\circ) + 2 \lg \frac{4220}{460} (\sin \omega t - 240^\circ) \right]$$

$$= 2,3 [7,65 \sin \omega t + 1,91 \sin (\omega t - 120^\circ) + 1,91 \sin (\omega t - 240^\circ)].$$

Die Zeichnung ergibt:

$$\overline{O a_1} = \overline{O b_1} = \overline{O c_1} = 5,76,$$

somit die Betriebskapazität:

$$C_b = \frac{0,0483}{2 \lg \frac{a_m}{r}} = \frac{0,0483}{5,76} = 0,0084 \text{ Mf/km,}$$

$$a_m = \sqrt[3]{a_1 \cdot (a_1 + a_2) \cdot a_2} = 475 \text{ cm,}$$

der Ladestrom:

$$I_c = 2 \pi \cdot f \cdot C_b \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}} \cdot l \cdot 10^{-3} = 314 \cdot 0,0084 \cdot \frac{100}{1,73} \cdot 60 \cdot 10^{-3} = 9,14 \text{ A,}$$

die Ladeleistung:

$$N_G = \sqrt{3} U_e \cdot I_G = 1,73 \cdot 100 \cdot 9,14 = 1580 \text{ BkVA}.$$

Die Ableitung soll mit etwa 1 kW für den Kilometer Drehstromleitung geschätzt werden, so daß:

$$V_{Abi} = 60 \text{ kW},$$

also für einen Leiter $\frac{1}{3} V_{Abi} = 20 \text{ kW}$, daraus die Leitfähigkeit der Isolation:

$$\kappa_{\mathcal{Z}} = \frac{V_{Abi}}{3 \cdot U_p^2} = \frac{60}{3 \cdot 58^2} = 0,595$$

und der Ableitungsstrom:

$$I_{Abi} = \frac{V_{Abi}}{\sqrt{3} \cdot U_e} = \frac{60}{1,73 \cdot 100} = 0,347 \text{ A (nur Wirkstrom)}.$$

Der Koronaverlust beträgt für die Leitung:

$$V_{kor} = \frac{344}{\delta} \cdot f \cdot \sqrt{\frac{r}{a_m}} \left(U_p - 21,1 m_0 \cdot m_w \cdot \delta \cdot r \cdot 2,3 \lg \frac{a_m}{r} \right)^2 l \cdot 3 \cdot 10^{-5} \text{ kW},$$

nach 22. Beispiel = 1,025,

$$m_0 = 0,89, \quad m_w = 0,8, \quad a_m = 475$$

$$= \frac{344}{1,025} 50 \sqrt{\frac{0,625}{475}} \left(58 - 21,1 \cdot 0,89 \cdot 0,8 \cdot 1,025 \cdot 0,625 \cdot 2,3 \lg \frac{475}{0,625} \right)^2 \cdot 60 \cdot 3 \cdot 10^{-5} \\ = 37 \text{ kW}.$$

Da mit $m_w = 0,8$ gerechnet worden ist, gilt der Verlust bei schlechtem Wetter. Der Koronaverluststrom:

$$I_{kor} = \frac{37}{1,73 \cdot 100} = 0,214 \text{ A}.$$

Nunmehr kann die endgültige Berechnung der Anfangswerte vorgenommen werden. Nach dem Ersatzschaltbild Abb. 90 sind Kapazität und Korona je zur Hälfte am Ende und am Anfang der Leitung anzunehmen. Mit dieser Aufteilung und unter der Voraussetzung, daß der Transformator im Kraftwerk für seinen Ohmschen und induktiven Widerstand gleichgesetzt wird dem Transformator in B ist das Schalt- und Ersatzschaltbild in Abb. 99 zusammengestellt.

Der Gang der Berechnung wird gleichzeitig durch den Aufbau des Strom- und Spannungsdiagrammes unterstützt (Abb. 101).
Phasenspannung:

$$U_{pe} = \frac{U_e}{\sqrt{3}} = \frac{100}{1,73} = 58 \text{ kV} = \overline{O d_1},$$

Scheinleistung:

$$N_{s,e} = \sqrt{3} \cdot I_e \cdot U_e = 1,73 \cdot 144,5 \cdot 100 = 25000 \text{ kVA},$$

Belastungsstrom:

$$I_e = \frac{N_w}{\sqrt{3} \cdot U_e \cdot \cos \varphi_e} = \frac{20000}{1,73 \cdot 100 \cdot 0,8} = 144,5 \text{ A} = \overline{O a_1},$$

Belastungs-Wirkstrom:

$$I_{w,e} = I_e \cdot \cos \varphi_e = 144,5 \cdot 0,8 = 115,6 \text{ A} = \overline{O b_1},$$

Belastungs-Blindstrom:

$$I_{B,e} = I_e \cdot \sin \varphi_e = 144,5 \cdot 0,6 = 86,7 \text{ A} = \overline{O c_1},$$

Belastungs-Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_e = \frac{I_{W,e}}{I_e} = \frac{115,6}{144,5} = 0,8,$$

Transformator in B:

Leerlaufs-Wirkstrom:

$$I_{W, xrl_0} = \frac{V_{Trf, Cu_0}}{\sqrt{3} \cdot U_e} = \frac{50}{1,73 \cdot 100} = 0,29 \text{ A} = \overline{b_1 b_2},$$

Leerlaufs-Blindstrom:

$$I_{B, xrl_0} = \frac{V_{Trf, Fe_0}}{\sqrt{3} \cdot U_e} = \frac{750}{1,73 \cdot 100} = 4,33 \text{ A} = \overline{c_1 c_2},$$

Gesamtstrom:

$$\begin{aligned} I'_e &= \sqrt{(I_{W,e} + I_{W, xrl_0})^2 + (I_{B,e} + I_{B, xrl_0})^2} \\ &= \sqrt{(115,6 + 0,29)^2 + (86,7 + 4,33)^2} = 148 \text{ A} = \overline{O a_2}, \end{aligned}$$

Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi'_e = \frac{I_{W,e} + I_{W, xrl_0}}{I'_e} = \frac{115,6 + 0,29}{148} = 0,782,$$

Ohmscher Spannungsabfall:

$$I'_e \cdot R_{Trf} = 148 \cdot 6,8 = 1006 \text{ V} = \overline{d_1 f_1},$$

Induktiver Spannungsabfall:

$$I'_e \cdot x_{Trf} = 148 \cdot 39,4 = 5830 \text{ V} = \overline{f_1 d_2},$$

Ober-Phasenspannung:

$$\begin{aligned} U_{p_e} &= \sqrt{(U_{p,e} \cdot \cos \varphi'_e + I'_e \cdot R_{Trf})^2 + (U_{p,e} \cdot \sin \varphi'_e + I'_e \cdot x_{Trf})^2} \\ &= \sqrt{(58 \cdot 10^3 \cdot 0,782 + 1006)^2 + (58 \cdot 10^3 \cdot 0,621 + 5830)^2} \\ &= 62,6 \text{ kV} = \overline{O d_2}, \end{aligned}$$

Leistungsfaktor:

$$\begin{aligned} \cos \varphi''_e &= \frac{U_{p,e} \cdot \cos \varphi'_e + I'_e \cdot R_{Trf}}{U_{p_e}} = \frac{58 \cdot 10^3 \cdot 0,782 + 1006}{62,6 \cdot 10^3} \\ &= 0,743. \end{aligned}$$

Fernleitung:

$$\frac{1}{2} (I_{Abt} + I_{Kor}) = 0,173 + 0,107 = 0,28 \text{ A} = \overline{a_2 a_3},$$

$$\frac{1}{2} I_C = 4,57 \text{ A} = \overline{a_3 a_4},$$

Leiterstrom:

$$\begin{aligned} I_l &= \sqrt{(I'_e \cdot \cos \varphi''_e + \frac{1}{2} (I_{Abt} + I_{Kor}))^2 + (I'_e \cdot \sin \varphi''_e - \frac{1}{2} I_C)^2} \\ &= \sqrt{(148 \cdot 0,743 + 0,28)^2 + (148 \cdot 0,667 - 4,57)^2} = 144,6 \text{ A} = \overline{O a_4}, \end{aligned}$$

Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_l = \frac{I'_e \cdot \cos \varphi''_e + \frac{1}{2} (I_{Abt} + I_{Kor})}{I_l} = \frac{148 \cdot 0,743 + 0,28}{144,6} = 0,76^*,$$

* Zur Erinnerung und Erleichterung der Rechnung:

$$\sin x = \sqrt{1 - \cos^2 x},$$

Ohmscher Spannungsabfall:

$$I_1 \cdot R_1 = 144,6 \cdot 11,1 = 1605 \text{ V} = \overline{d_2 f_2},$$

Induktiver Spannungsabfall:

$$I_1 \cdot x_1 = 144,6 \cdot 25,89 = 3740 \text{ V} = \overline{f_2 d_3},$$

Anfangs-Phasenspannung:

$$\begin{aligned} U_{p_a} &= \sqrt{(U'_{p_e} \cdot \cos \varphi_1 + I_1 \cdot R_1)^2 + (U'_{p_e} \cdot \sin \varphi_1 + I_1 \cdot x_1)^2} \\ &= \sqrt{(62,6 \cdot 10^3 \cdot 0,76 + 1605)^2 + (62,6 \cdot 10^3 \cdot 0,647 + 3740)^2} \\ &= 63,6 \text{ kV} = \overline{O d_3}, \end{aligned}$$

Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi'_1 = \frac{U'_{p_e} \cdot \cos \varphi_1 + I_1 \cdot R_1}{U_{p_a}} = \frac{62,6 \cdot 10^3 \cdot 0,76 + 1605}{63,6 \cdot 10^3} = 0,774,$$

$$\frac{1}{2} (I_{Abi} + I_{Kor}) = 0,28 \text{ A} = \overline{a_4 a_5}, \quad \frac{1}{2} I_C = 4,57 \text{ A} = \overline{a_5 a_6}^*,$$

Anfangsstrom:

$$\begin{aligned} I'_a &= \sqrt{(I_1 \cdot \cos \varphi'_1 + \frac{1}{2} (I_{Abi} + I_{Kor}))^2 + (I_1 \cdot \sin \varphi'_1 - \frac{1}{2} I_C)^2} \\ &= \sqrt{(144,6 \cdot 0,774 + 0,28)^2 + (144,6 \cdot 0,632 - 4,57)^2} \\ &= 142 \text{ A} = \overline{O a_8}, \end{aligned}$$

Anfangs-Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi''_a = \frac{I_1 \cdot \cos \varphi'_1 + \frac{1}{2} (I_{Abi} + I_{Kor})}{I'_a} = \frac{144,6 \cdot 0,774 + 0,28}{142} = 0,792.$$

Transformator in A:

Ohmscher Spannungsabfall:

$$I'_a \cdot R_{Trf} = 142 \cdot 6,8 = 965 \text{ V} = \overline{d_3 f_3},$$

Induktiver Spannungsabfall:

$$I'_a \cdot x_{Trf} = 142 \cdot 39,4 = 5570 \text{ V} = \overline{f_3 d_4},$$

Unter-Phasenspannung:

$$\begin{aligned} U_{p_a} &= \sqrt{(U'_{p_a} \cdot \cos \varphi''_a + I'_a \cdot R_{Trf})^2 + (U'_{p_a} \cdot \sin \varphi''_a + I'_a \cdot x_{Trf})^2} \\ &= \sqrt{(63,6 \cdot 10^3 \cdot 0,792 + 965)^2 + (63,6 \cdot 10^3 \cdot 0,6 + 5570)^2} \\ &= 67,1 \text{ kV} = \overline{O d_4}, \end{aligned}$$

Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi'_a = \frac{U'_{p_a} \cdot \cos \varphi''_a + I'_a \cdot R_{Trf}}{U_{p_a}} = \frac{63,6 \cdot 10^3 \cdot 0,792 + 965}{67,1} = 0,77.$$

Leerlauf-Wirkstrom:

$$I_w, x_{rj_0} = 0,29 \text{ A} = \overline{b_3 b_4},$$

Leerlauf-Blindstrom:

$$I_B, x_{rj_0} = 4,33 \text{ A} = \overline{c_3 c_4},$$

* Es ist hinreichend genau, die gleichen Werte einzusetzen wie am Ende der Leistung.

Gesamtstrom:

$$I_a = \sqrt{(I'_{W,a} + I_{W, trf0})^2 + (I'_{B,a} + I_{B, trf0})^2} \\ = \sqrt{(142 \cdot 0,77 + 0,29)^2 + (142 \cdot 0,637 + 4,33)^2} = 145 \text{ A} = \overline{Oa_7}$$

Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_a = \frac{I'_{W,a} + I_{W, trf}}{I_a} = \frac{142 \cdot 0,77 + 0,29}{145} = 0,755 .$$

Kraftwerkleistung:

Scheinleistung:

$$N_{S,a} = \sqrt{3} \cdot I_a \cdot U_a = 1,73 \cdot 145 \cdot 116 = 29000 \text{ kVA} .$$

Das Übersetzungsverhältnis der Transformatoren:

Umspannwerk B:

bei Vollast und $\cos \varphi_e = 0,8 : 109 : 32 \text{ kV}$.

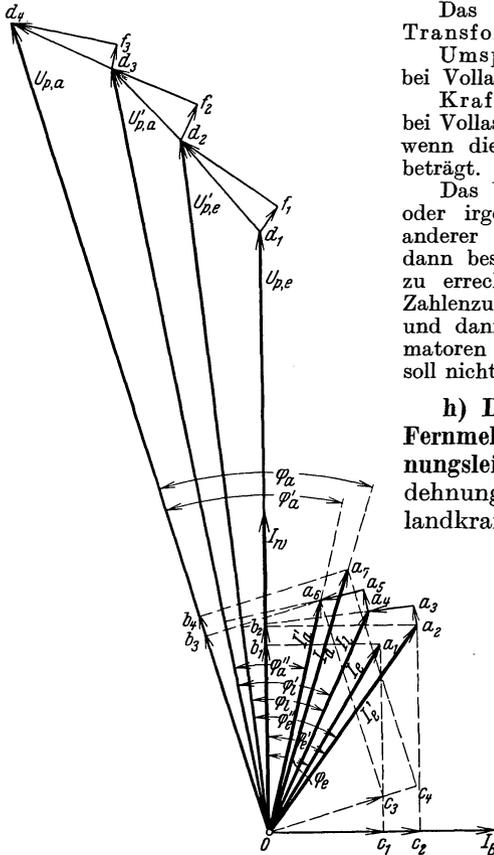
Kraftwerk A:

bei Vollast und $\cos \varphi_a = 0,755 : 118 : 10,5 \text{ kV}$, wenn die Generatorspannung z. B. $10,5 \text{ kV}$ beträgt.

Das Übersetzungsverhältnis bei Leerlauf oder irgendeinem anderen Betriebszustand, anderer Last, anderem Leistungsfaktor ist dann besonders für diese neuen Verhältnisse zu errechnen, am vorteilhaftesten in einer Zahlzusammenstellung gegenüberzustellen und dann für die Auslegung der Transformatoren in B und A auszuwerten. Hierauf soll nicht weiter eingegangen werden.

h) Die elektrische Beeinflussung von Fernmeldeleitungen durch die Hochspannungsleitungen. Bei der großen Ausdehnung der Leitungsnetze der Überlandkraftwerke und dem häufigen Zwang der Benutzung öffentlicher Wege für die Verlegung der Leitungen ist es oft nicht zu vermeiden, daß Hochspannungsleitungen mit öffentlichen Fernsprech- und in der Nähe der Eisenbahn mit Eisenbahnblockleitungen streckenweise in verhältnismäßig geringem Abstand (Straßenbreite) nebeneinanderlaufen. Dann übt die Starkstromleitung eine elektromagnetische und eine elektrostatische Induktionswirkung auf die Schwachstromleitung aus¹.

Abb. 101. Strom- und Spannungsdiagramm zum 24. Beispiel.



Für die elektromagnetische Wirkung ist unter Hinweis auf die Erläuterungen im 6. Kapitel S. 69 der Wert der gegenseitigen

¹ Telegraphenleitungen werden durch Drehstromleitungen im allgemeinen nicht gestört.

Induktion M für die Schwachstromleitung (Fernmeldeleitung) mit den dort angegebenen Gleichungen nach der Pfeilhilfe leicht zu errechnen. Da die in letzterer fließende Betriebsstromstärke praktisch kein Feld erzeugt, die Schwachstromleitung also keine Selbstinduktion besitzt und auch keine elektromagnetische Gegeninduzierung auf die Starkstromleitung ausüben kann, ist nur der Wert M zu ermitteln, der für den in Abb. 102 dargestellten Fall (Drehstromleitung und ein Fernmeldeleiter) beträgt:

$$M_F = \frac{2,3}{10^4} \left(\lg \frac{a_2 \cdot a_3}{a_1^2} \right) \text{ H/km.} \quad (216a)$$

Die induzierte Spannung ist abhängig von der Länge der Leitung, dem in der Starkstromleitung fließenden Strom und der Frequenz.

Die einpolige Verlegung der Fernmeldeleitungen mit Rückleitung durch die Erde ist schon infolge der elektromagnetischen Induktion nicht statthaft. Da die Hochspannungsanlage stets mit Er-

rdung des Nullpunktes der Generatoren, Transformatoren und der Sammelschienen über hohe induktive Widerstände in irgendeiner Form versehen ist, fließt zwischen dieser und der geerdeten Fernmeldeleitung ein ständiger Ausgleichstrom, der durch die Fernsprech- und Eisenbahnblockgeräte verläuft und den Betrieb derselben unmöglich macht. Es ist daher unbedingt erforderlich, daß die Fernmeldeanlagen mit Doppelleitungen (isolierte Hin- und Rückleiter)

versehen werden. Da aber auch bei dieser Ausführung ungleiche Abstände zwischen den Fernmeldeleitern und den einzelnen Phasen der Hochspannungsleitungen vorhanden sind und zudem erstere nicht auf der ganzen Streckenlänge mit letzteren nebeneinander verlaufen, ist es weiter notwendig, die durch diese Ungleichheiten entstehende induzierte Spannung durch Verdrillen der Fernmeldeleitungen auszugleichen. Es hat sich als zweckmäßig erwiesen, diese Verdrillungen alle 150 bis 200 m herzustellen. Da ferner die Hochspannungsleitungen ebenfalls in der Mehrzahl der Fälle verdrillt sein werden, kann bei fehlerfreiem Zustand der Hochspannungsstrecke die elektromagnetische Induktionswirkung = Null gesetzt werden.

Tritt dagegen eine Störung der Hochspannungsleitung durch Erdschluß einer Phase ein, so wird auch hier wiederum der günstige Einfluß der Verdrillungen aufgehoben.

Von wesentlich unangenehmerer Bedeutung ist die elektrostatische Induktion. Es wird das sofort klar, wenn das auch für diese Anlagen geltende Ersatzbild Abb. 78 herangezogen wird. Wenn mit H die Hochspannungs- und mit F die Fernmeldeleitungen bezeichnet werden, so lautet hier die Gleichung:

$$U_F = U_H \frac{C_{H,F}}{C_{H,F} + C_F} \text{ Volt.} \quad (216b)$$

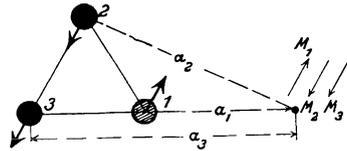


Abb. 102. Induktionswirkung einer Drehstromleitung auf einen Fernmeldeleiter.

Wird eine Schwachstromleitung z. B. durch einen Isolationsfehler oder durch Ansprechen eines Blitzableiters geerdet, so ist der Erdstrom:

$$I_{F,0} = U_F \cdot 2\pi \cdot f \cdot C_{H,F} A, \quad (217)$$

wobei zu beachten ist, daß eine Stromstärke von 0,1 A bereits tödlich wirken kann. Es sei daher schon hier bemerkt, daß parallel zu Hochspannungsleitungen laufende Fernmeldeleitungen auf das beste zu erden sind, bevor an ihnen irgendwelche Arbeiten vorgenommen werden dürfen.

Die elektrostatische Induktion der Hochspannungsleitung auf die Fernmeldeleitung hat zwei Erscheinungen zur Folge und zwar:

die Gefährdung der Fernsprechteilnehmer und des Bedienungs-personals,
und die Störung der Sprechverständigung.

O. Brauns¹ hat die statische Beeinflussung der Fernmeldeleitungen durch nebeneinanderlaufende Hochspannungsleitungen eingehend untersucht und durch Rechnung und Messungen festgestellt, welche Bedingungen erfüllt werden müssen, damit eine Gefährdung des Fernsprechtbetriebes praktisch vermieden wird. Sind Stark- und Fernmeldeleitungen verdrillt und ohne Isolationsfehler, also störungsfrei, so ist ein befriedigender Fernsprechtbetrieb ohne weiteres möglich. Tritt aber in der Hochspannungsleitung eine Überspannung auf z. B. durch einen Schaltvorgang, durch einen Phasenerdschluß o. dgl., so entstehen hohe Induktionsspannungen in den Fernmeldeleitungen, die zum Ansprechen der Spannungssicherungen der Fernmeldeanlage führen und dadurch gefährliche, gesundheitsschädliche Knallgeräusche im Fernsprecher hervorrufen. Die im gesunden Betrieb an sich immer vorhandenen Unsymmetrien der Erdkapazitäten sind zu meist so klein, daß diese in ihrer Induktionswirkung keine Gefährdungen mit sich bringen, also den sog. Gefährdungsgrad nicht erreichen. Aus diesem Grunde soll die Länge einer Näherung zwischen einer Hochspannungs- und einer Fernmeldeleitung so klein oder der gegenseitige Abstand der Leitungen so groß gewählt werden, daß die Fernwirkung ersterer auf letzterer solche Gefährdungen nicht verursachen kann. Da das aber naturgemäß oft nicht möglich ist, müssen besondere Maßnahmen getroffen und Rechnungen angestellt werden, um die Gefährdung zu verhüten.

Nach Brauns ist die in der Fernmeldeleitung bei Erdschluß einer Phase der Hochspannungsleitung induzierte Spannung unter Zugrundelegung der Abb. 103:

$$U_{H,F} = 0,26 \cdot U \frac{h_m \cdot h_F}{a_{H,F}^2 + h_m^2 + h_F^2} (1 - m) \text{ Volt.} \quad (218)$$

U = Betriebsspannung.

¹ Telegr.- u. Fernspr.-Techn. 1919 und 1920, Elektrotechn. Z. 1920 S. 604.

Ist $\alpha_{H,F}$ bekannt also z. B. durch die Streckenverhältnisse gegeben, so kann $U_{H,F}$ berechnet werden. Besitzt die Hochspannungsleitung Erdseile, die eine spannungssenkende (schirmende) Wirkung ausüben, so kann dieses durch einen Wert $m = 0,25$ berücksichtigt werden. Parallele Baumreihen, Häuser usw. schirmen zwar auch, doch bleibt dieser Einfluß besser unberücksichtigt, da er zu ungenau bewertet werden kann¹. Wenn $U_{H,F} \leq 100 \text{ Volt}^2$, so ist das Ansprechen eines Blitzableiters nicht zu erwarten, und besonders störende Knallgeräusche werden sich nicht zeigen.

Bei Spannungen von 60 kV aufwärts ist der Abstand $a_{H,F}$ nicht mehr frei wählbar, sondern er muß durch Rechnung gefunden werden. Unter Einführung von Mittelwerten für die Eigen- und gegenseitigen Kapazitäten ergibt sich die zulässige Spannung in einer aus Z-Drähten bestehenden, auf l km nebeneinanderlaufenden Fernmeldeanlage:

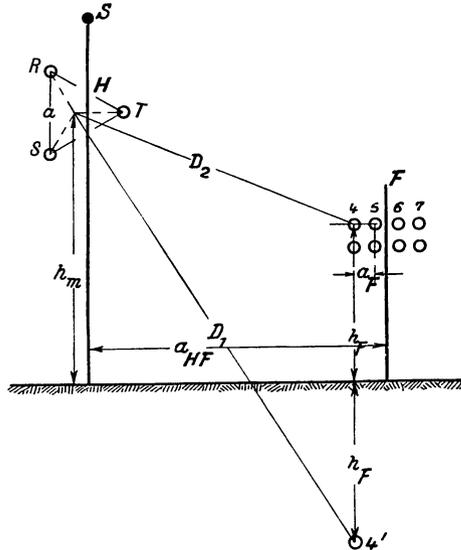


Abb. 103. Elektrostatische Beeinflussung einer Schwachstromleitung durch eine Drehstromleitung.

$$U_{H,F} = \frac{1}{1-m} \sqrt{\frac{1,13 (Z + 2,7) \cdot 10^5}{l}} \text{ Volt.} \quad (219)$$

Diese Spannung muß gleich sein der induzierten Spannung nach Gl. (218), woraus durch Umrechnung folgt:

$$a_{H,F} = \sqrt{\frac{0,26 \cdot U \cdot h_m \cdot h_F}{\sqrt{\frac{1,13 (Z + 2,5) 10^5}{l}} - h_m^2 - h_F^2}}. \quad (220)$$

Ist $a_{H,F}$ ermittelt, so ergibt sich bei fehlerfreier Hochspannungsleitung die Induktionsspannung in der Fernmeldeleitung zu:

$$U_{H,F} = 0,17 U \frac{h_F \cdot a_{H,F}}{D_1 \cdot D_2} \leq 100 \text{ V.} \quad (221)$$

¹ Ollendorff, F.: Abschirmung der Beeinflussung von Fernmeldeleitungen durch Bäume. VDE-Fachbericht 1927 S. 86.

² Diese Spannung entspricht dem vom VDE festgesetzten Wert von 250 V als Grenze einer Niederspannungsanlage gegen Erde insofern, als infolge von Wanderwellen und Schaltvorgängen die induzierte Spannung auf den 2,8 fachen Wert anwachsen kann, und mit Rücksicht hierauf die durchschnittliche Ansprechspannung der Blitzableiter bzw. Spannungssicherungen in den Schwachstromanlagen auf 300 V festgesetzt ist.

Die Abstände D_1 und D_2 können aus einer Zeichnung abgegriffen oder auch aus einer solchen errechnet werden. Wird $U_{H,F} > 100$ V, so muß der Abstand $a_{H,F}$ vergrößert werden.

Die induzierte Spannung zusammen mit der Kapazität zwischen den Leitern und nach Erde ergibt die in der Fernmeldeleitung auftretende statische Ladeleistung, die frei wird, wenn in der Hochspannungsleitung Störungen also Überspannungen entstehen. Sie fließt bei Einzelleitungen nach Erde durch den Fernhörer ab (bei Doppelleitungen dann, wenn die Blitzableiter nicht gleichzeitig ansprechen) und erzeugt die Knallgeräusche. Es darf diese Ladeleistung:

$$(2,8 U_{H,F})^2 \cdot l \cdot \frac{C}{2} \leq 10^{-2} \text{ Joule} \quad (222)$$

sein, wobei in dem Zahlenwert 2,8 wie bereits erwähnt die Spannungserhöhung durch Wanderwellen und durch das Zu- und Abschalten der Hochspannungsleitung berücksichtigt ist.

Die Ursache für Störung des Sprechbetriebes bei fehlerfreier Hochspannungsstrecke ist der durch statische Induktion hervorgerufene Strom, der

bei Einzelleitung:

$$I_F = 6 \cdot \omega \cdot l \cdot U_{H,F} 10^{-9} \leq 6 \cdot 10^{-6} \text{ A}, \quad (223)$$

$$\omega = 2\pi \cdot f = 314 \quad (f = 50)$$

nicht mehr als $6 \cdot 10^{-6}$ A betragen darf.

Bei mehreren Einzelleitungen ist:

$$I_F = 1,7 (Z + 2,7) 10^{-6} \leq 6 \cdot 10^{-6} \text{ A}. \quad (224)$$

Für Doppelleitungen, also Hin- und Rückleiter, gilt:

$$I_F = 4 \cdot \omega \cdot l \cdot \frac{a_F}{D_1} \cdot U_{H,F} \cdot 10^{-9} \leq 6 \cdot 10^{-6} \text{ A}, \quad (225)$$

$$a_F \text{ in der Regel} = 50 \text{ cm}.$$

Alle Maße sind in Gl. (218) bis (225) wiederum in cm einzusetzen.

Wird I_F größer, so ist jede Verständigung auch bei fehlerfreier Hochspannungsanlage ausgeschlossen.

Die störende Induktion wird herbeigeführt durch eine Unsymmetriespannung der Hochspannungsanlage etwa infolge unvollkommener oder nicht vorhandener Verdrillung der Hochspannungsleitung und der dadurch hervorgerufenen kapazitiven Unsymmetrie der Hochspannungsleiter gegen Erde. Aus der Induktionswirkung ergeben sich Potentialunterschiede und daraus Ausgleichströme in den Leiterschleifen der Fernmeldeanlagen, die den Sprechbetrieb stören, sofern sie nach Größe und Frequenz im Störbereich der Sprechströme liegen. Mit größerer kapazitiver Unsymmetrie werden die Verhältnisse naturgemäß immer schlechter. Es ist daher bei Hochspannungsleitungen

auf eine sorgfältige Verdrillung besonderer Wert zu legen und die Parallelführung wiederum so kurz wie möglich zu gestalten, sobald ein bestimmter Abstand zwischen beiden Leitungen unterschritten wird. Bei Kreuzungen beider Leitungen treten keine Störerscheinungen auf, da die Hochspannungsleitung zu beiden Seiten der Fernmeldeleitung induziert und infolgedessen keine Ausgleichsströme auftreten.

Die Gefährdungsgrenze liegt z. B. bei einer 100 kV-Leitung und mehreren parallellaufenden Fernmeldeleitungen etwa bei 150 m senkrechtem Abstand.

Der VDE hat Leitsätze für Maßnahmen an Fernmelde- und an Drehstromanlagen im Hinblick auf gegenseitige Näherung aufgestellt, die so ausführlich gehalten sind, daß es nicht erforderlich erscheint, im einzelnen auf diese einzugehen. Es ist in diesen Leitsätzen auch eine Anleitung zur Prüfung der zulässigen Näherungen zwischen Fernmeldeleitungen und oberirdischen Drehstromleitungen enthalten, ferner die Berechnung der Gefährdungs- und Störungszahlen mit einem Beispiel, so daß hierauf verwiesen werden kann. Für die amtlich vorgeschriebenen Nachweisungen sind diese VDE-Leitsätze zu verwenden¹.

Aus diesen Leitsätzen ist für die allgemeine Entwurfsbearbeitung einer Hochspannungsstrecke folgendes besonders zu beachten:

Das elektrisch zusammenhängende Leitungsnetz soll in seiner ganzen Ausdehnung so angeordnet werden, daß die Spannungen der Phasendrähte gegen Erde möglichst gleich groß sind. Soweit ein genügender Ausgleich nicht durch Zusammenschalten verschieden gelegener Phasendrähte bei Abzweigungen, Schaltstellen, Kraft- und Umspannwerken erreicht werden kann, soll er durch Verdrillen der Leiter geschaffen werden. Dabei soll die Länge eines vollständigen Umlaufes bei dreieckiger Leiteranordnung in der Regel 80 km, bei anderer Anordnung 40 km möglichst nicht überschreiten. Als dreieckige Anordnung gilt eine Anordnung, bei der die Dreieckshöhe größer als die Hälfte der längsten Seite ist.

In vermaschten Netzen sollen Leitungen über 30 km — gerechnet von Knotenpunkt zu Knotenpunkt — in mindestens einem vollen Umlauf verdrillt werden.

Ein Umlauf ist ein Abschnitt, in dem jeder Leiter in gleichem Drehsinn und in gleichen Zwischenräumen zweimal seinen Platz wechselt. An der Verbindungsstelle zweier Umläufe kann der Platzwechsel unterbleiben. Abzweigungen sind auf die Stammlinie anzurechnen. Doppelleitungen mit günstigstem Ausgleich ihrer elektrischen Felder² sind wie Leitungen in Dreieckanordnung zu behandeln.

Freileitungen sollen möglichst symmetrisch belastet werden.

Die Leiter sollen so weit von Baumzweigen, Blättern und mit Erde in Verbindung stehenden Körpern entfernt sein, daß Berührungen zwischen diesen und den Leitern vermieden werden und Bäume, Äste und Zweige möglichst nicht in die Drähte fallen.

Erdfehler sind mit tunlichster Beschleunigung zu beseitigen.

Schutz gegen Gefährdung der Fernsprechleitungen kann durch Verdrillen der Drehstromleitung nicht erreicht werden. Das Verdrillen der Drehstromleitung vermindert die Einwirkung auf den Sprechverkehr und ermöglicht so, unter Umständen in Verbindung mit dem Einbau von Schleifenkreuzungen in Fernsprech-Doppelleitungen, in gewissen Fällen Näherungen geringeren Abstandes

¹ Siehe auch: Vorschriften für die Errichtung elektrischer Fernmeldeanlagen des VDE VEF/1932 und Leitsätze für Maßnahmen zum Schutz der Telegraphenanlagen gegen die störenden Einflüsse elektrischer Bahn- und Starkstromanlagen; 3. Tagung der Intern. beratenden Ausschusses für Telegraphie. Elektrotechn. Z. 1931 Heft 38 S. 1194.

² Elektrotechn. Z. 1921 S. 1262.

oder größerer Länge, doch müssen auch hierbei die durch die Gefährdung bedingten Grenzen eingehalten werden.

Sollen Störungen allein durch Verdrillen vermieden werden, so ist es notwendig, daß mindestens ein voller Umlauf auf jeden 5 km- bzw. 1 km-Kreuzungsabschnitt der Fernsprechlinie entfällt. Wird diese von der Drehstromlinie innerhalb eines Umlaufes gekreuzt, so sind die Drehstromleiter vor und hinter der Kreuzung im entgegengesetzten Drehsinne zu verdrillen.

Als Länge der Näherung gilt ihre wirkliche Länge, für die Störung des Betriebes in Fernsprech-Doppelleitungen jedoch höchstens die Störungslänge. Störungslänge ist die größte Länge des keine Kreuzungen enthaltenden Abschnittes einer Fernsprech-Doppelleitung, der bei dem in der Fernsprechlinie angewendeten Kreuzungsverfahren vorkommen kann.

Wenn die Störungslänge durch den Einbau zusätzlicher Kreuzungen in die Fernsprechlinie nach Maßgabe der grundsätzlichen Kreuzungsverfahren verkürzt werden kann, so soll die Verkürzung über die Näherung hinaus genügend weit ausgedehnt werden, um eine wesentliche Verschlechterung des Induktionsschutzes der Fernsprechleitungen gegeneinander zu verhüten.

Die Störungslänge der Fernsprech-Doppelleitungen der Deutschen Reichspost beträgt beim 5 km-Kreuzungsabschnitt 40 km, beim 1 km-Kreuzungsabschnitt 8 km; jedoch in dem Verwaltungsgebiet von Bayern einheitlich 16 km, in dem von Württemberg 20 km.

Der Berechnungsgang soll hier nicht angeführt werden, dagegen wird der kurze Hinweis erwünscht sein, wann Näherungen für die Berechnung unberücksichtigt bleiben können. Das ist der Fall:

a) hinsichtlich der Gefährdung durch Knallgeräusche in Fernsprechleitungen

bei Einfachleitungen: wenn die Näherung einen Abstand $a_{H,F} > \frac{1}{3} \sqrt{U}$ hat,
bei Doppelleitungen: das gleiche;

b) hinsichtlich der Störung des Betriebes in Fernsprechleitungen bei fehlerfreier Drehstromleitung

bei Einfachleitungen: wenn $a_{H,F} > 2 \sqrt{U \cdot a}$,

bei Doppelleitungen: $a_{H,F} > \frac{1}{6} \sqrt{U \cdot a \cdot l_{St}}$;

bei erdfehlerhafter Drehstromleitung:

wenn $a_{H,F} > \frac{3}{5} \sqrt{U \cdot l_{St}}$

$a_{H,F}$ = Abstand zwischen Drehstromleitung und Fernmeldeleitung in m,

a = gegenseitiger Abstand der Drehstromleiter in m, bei ungleichen Ab-

ständen der geometrische Mittelwert der Abstand $\sqrt[3]{a_1 \cdot a_2 \cdot a_3}$,

l_{St} = Störungslänge der Fernsprech-Doppelleitung in km.

Für einen vollständigen Schutz haben z. B. die Siemens & Halske A.-G. einen besonderen kleinen Transformator (Schutztransformator) durchgebildet, der jede Gefährdung der Bedienung der Fernsprechanlage ausschließt.

Der Transformator besteht, wie Abb. 104 zeigt, aus einem runden Eisengehäuse, auf dessen Deckel zwei Porzellanklemmen für den Anschluß der durch Hochspannung gefährdeten Fernsprechleitung und zwei gleiche Klemmen für die zu den Geräten führende geschützte Leitung so angeordnet sind, daß sich zwischen den beiden Klemmen-

paaren ein am Gehäusedeckel angegossener Metallwulst befindet, durch den das Überspringen der Spannung von der Hochspannungs- zur Niederspannungsseite verhindert wird. Im Innern des Gehäuses befindet sich ein rechteckig geformter, geschlossener Eisenkern von quadratischem Querschnitt, der aus einzelnen magnetisch isolierten, dünnen Dynamoblechen zusammengesetzt und mit dem Gehäuse metallisch verbunden ist.

Um statische Ladungen auf der Niederspannungsseite unschädlich zu machen, ist der Mittelpunkt der Niederspannungswicklung zu einer besonderen dritten, isolierten Klemme geführt, die mit dem geerdeten Gehäusekörper verbunden wird. Die Überschlagnspannung der Porzellan-klemmen gegen Gehäusekörper beträgt bei vollkommen reiner und trockener Oberfläche etwa 9000 bis 10000 V. Die an diese Klemmen angeschlossenen Wicklungen können daher keinesfalls eine höhere Spannung erhalten, sind aber zur Sicherheit für mindestens die doppelte Spannung isoliert.

Um eine Überlastung der Hochspannungswicklung, welche eine Klemmenspannung von 600 V bei 50 Hertz dauernd verträgt, zu vermeiden, wird jeder Transformator mit einer leicht auswechselbaren Funkenstrecke (Abb. 105) versehen, welche zwischen den beiden Hochspannungsklemmen angeordnet ist und bei Spannungen von etwa 500 V aufwärts zuverlässig anspricht.

Um bei Kurzschluß auf der Niederspannungsseite eine zu hohe Stromentnahme auf der Hochspannungsseite zu vermeiden, werden die Niederspannungsleitungen durch vorgeschaltete Feinsicherungen von 0,3 A gesichert. Zweckmäßig werden diese Feinsicherungen noch mit Luftleerblitzableitern (Abb. 105) verbunden, welche bei angeschlossenen Freileitungen einen guten Schutz der Wicklung gegen atmosphärische Entladungen bieten. Oszillographische Aufnahmen haben gezeigt, daß auf der Niederspannungsseite weder durch induktive, noch durch statische Übertragung eine höhere Spannung als etwa 200 V entstehen kann. Die allgemeine Schaltung zeigt Abb. 105.

Der Transformator darf nur in Verbindung mit einer besonderen Sicherungseinrichtung und bei Spannungen über 3000 V außerdem mit einem Grobspannungsschutz Verwendung finden.

Ist der Nullpunkt der Generatoren unmittelbar und fest geerdet, so ist bei Erdschluß einer Phase der Hochspannungsleitung der Betrieb in benachbarten Fernsprechanlagen nicht mehr möglich, weshalb diese Ausführung in Deutschland nicht zugelassen wird. In Amerika dagegen findet man sie häufig, weil dort auf die Fernsprechstörungen bei großen Überlandkraftwerken nicht so peinlich geachtet wird wie in Deutschland, und weil ferner die Entfernungen zwischen



Abb. 104. Hochspannungs-Schutztransformator für Fernsprechanlagen der S. & H. A.-G.

Stark- und Schwachstromleitungen in vielen Gegenden außerordentlich groß sind.

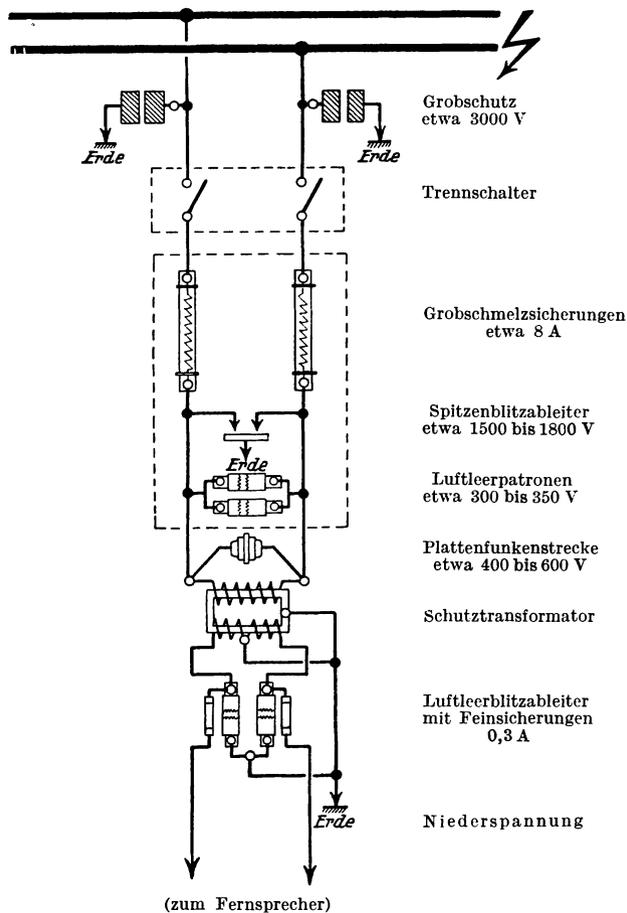


Abb. 105. Hochspannungsschutz für Fernsprechanlagen der S. & H. A.-G.

Für diesen Fall sind Näherungen, deren Abstand $a_{H,F} > 1000$ m ist, nicht rechnerisch zu prüfen. Darunter gelten wiederum die Leitsätze VDE 321.

Der mechanische Bau der Freileitungen.

7. Allgemeines über die Wahl der Ausführung als Freileitung oder Kabel.

Hinsichtlich der mechanischen Ausführung einer Fernleitung sind zunächst zwei grundsätzlich verschiedene Arten zu unterscheiden und zwar:

- a) die Verlegung der Leitung auf Masten oder Gestängen, die kurz mit dem Namen „Freileitung“ bezeichnet wird, und
- b) die Verlegung der Leitung als Kabel im Erdboden.

Wann diese oder jene Form zu wählen ist, läßt sich in feste Regeln nicht kleiden. Es richtet sich das vielmehr nach der Größe der zu übertragenden Leistungen, der Höhe der Spannung, der Übertragungsentfernung und der Beschaffenheit der Gegend, durch die die Leitung zu führen ist. Ferner sind zu berücksichtigen die Betriebssicherheit der gesamten Anlage unter der Voraussetzung leichter und bequemer Aufsicht, Untersuchung und Beseitigung von Störungen. Auch die durch die Art der Leitungsausführung an sich bedingten elektrischen Verhältnisse wie Isolationszustand, Überspannungsgefahr u. dgl. müssen in Rücksicht gezogen werden. Schließlich, und das ist für die wirtschaftliche Seite der Frage in der Regel von ausschlaggebender Bedeutung, spielen die Baustoff-, Anlage- und Unterhaltungskosten die größte Rolle. Hierzu sei auch auf das im 17. Kap. über die Verwendung von Kabeln für Hochspannung Gesagte besonders hingewiesen.

Für Anlagen kleiner Leistung und geringer Übertragungsentfernung bzw. Ausdehnung liegt kein Grund vor, die Spannung hoch zu wählen, und demzufolge wird die Entscheidung über die Form der Leitungsanlage als Freileitung oder Kabel häufig — aber naturgemäß nur bei Anlagen besonderer Eigenart — weniger nach den Kosten als nach einer guten Betriebssicherheit zu treffen sein. Für derartige Verhältnisse besitzt die Freileitung zunächst den Nachteil, daß an ihr leichter Störungen auftreten können als bei Kabeln und zwar verursacht durch ungünstige Witterungsverhältnisse wie Sturm, Rauhreif, Blitzschläge und dadurch hervorgerufene Mast-, Leiter- oder Isolatorbrüche, oder aber durch absichtliche, böswillige Verletzungen (Zerstörung von Isolatoren durch Steinwürfe und Schüsse, Herabreißen der Leiter u. dgl.). Wenn es sich z. B. um den Anschluß von Abteufanlagen, Pumpwerken und ähnlichen Betrieben handelt, ist es

unter Umständen empfehlenswerter, Kabel für die Hauptzuführungs- bzw. Speiseleitungen zu verwenden, weil Betriebsstörungen infolge von Beschädigungen der Streckenanlagen, die selbst bei sorgfältigster Ausführung der Freileitung mehr wahrscheinlich sind als bei richtig bemessenen und verlegten Kabeln, oftmals große Gefahren im Gefolge haben können, bis die Behebung der Störung möglich ist. Zu diesem Nachteil gesellt sich unter Umständen noch eine kostspielige Unterhaltung und Beaufsichtigung der Freileitung. Soll das alles auf ein geringstes Maß beschränkt werden, dann muß die Freileitungsanlage durch das Verlegen von Aushilfsleitungen, die Aufstellung eiserner Masten und die Wahl größerer Isolatoren künstlich gegen Betriebsstörungen dieser Art gesichert werden. Dadurch werden dann die Anlagekosten zumeist so bedeutend erhöht, daß der Preisunterschied zwischen Freileitung und Kabel nicht mehr ins Gewicht fällt, und infolgedessen letztere Ausführungsform vorteilhafter wird.

In solchen Gegenden dagegen, in welchen mit Überschwemmungen gerechnet werden muß, nasse Wiesen, Moore u. dgl. zu durchqueren sind, ferner im Gebirge ist das Verlegen von Kabeln aus betriebstechnischen Gründen nicht ratsam, weil das Aufsuchen von Kabelfehlern zumeist sehr mühsam ist und infolgedessen die Behebung von Betriebsstörungen viel Zeit erfordert, wenn nicht wiederum von vornherein Aushilfskabel verlegt werden. Bei Freileitung kann ein Draht- oder Mastbruch naturgemäß wesentlich leichter entdeckt und behoben werden.

Handelt es sich um große zu übertragende Leistungen, große Entfernungen und infolgedessen hohe Spannungen, so hat der Fortschritt in der betriebssicheren Herstellung dem Hochspannungskabel auch hier neue Anwendungsgebiete gebracht. Kabel für 100 kV sind bereits seit mehreren Jahren praktisch erprobt und als genügend zuverlässig erkannt worden. Im einzelnen wird im dritten Abschnitt über das Kabel alles Erforderliche gebracht. Die elektrischen Erscheinungen (Kapazität, Ladestrom, Spannungsverhältnisse bei Belastungsänderung), auf die ebenfalls im dritten Abschnitt näher eingegangen werden wird, sind heute wirtschaftlich beherrschbar, wenn gleich ihnen bei höheren Spannungen ganz besondere Beachtung zugewendet werden muß. Auch die Kosten für Beaufsichtigung und Instandhaltung sind bei Hochspannungskabelanlagen zumeist geringer als bei Freileitungen, dagegen die Ausgaben für die Kabel selbst, für die Montage und die Verlegung wesentlich größer als bei einer Freileitung. Letztere treten besonders dann mit in den Vordergrund, wenn das Gelände ungünstig ist, wenn es sich also um Gebirge oder steinigen Boden handelt und Sümpfe, Seen, Schluchten u. dgl. zu durchqueren sind. Unter solchen Umständen ist die Verlegung von Kabeln oftmals unmöglich, weil die Herstellung der Kabelkanäle, die Anfuhr, das Verlegen der Kabel und, wie oben bereits erwähnt, schließlich auch das Aufsuchen und schnelle Beseitigen von Fehlen zu schwierig und zu zeitraubend wird. Bei derartigen Verhältnissen kommen daher nur Freileitungen zur Ausführung.

Diese kurzen Bemerkungen, die in den nachfolgenden Kapiteln noch nach vielen Richtungen Erweiterungen erfahren, werden dem entwerfenden Ingenieur schon die Möglichkeit geben, die Frage hinsichtlich der Form der Leitungsausführung auf Grund der Prüfung der Kosten einerseits und der Betriebssicherheit bzw. Beseitigung von Störungen andererseits zu entscheiden. Für den Vergleich dieser oder jener Form der Leitungsausführung sind daher neben den Ausgaben für die Baustoffe auch die Montagekosten d. h. die Ausgaben für die Herstellung der Kabelkanäle bzw. das Aufstellen der Masten, die Anfuhr bis zur Verwendungsstelle und das Ausrollen der Kabel bzw. der blanken Leiter zu berücksichtigen. Nicht zu vergessen ist schließlich die Bauzeit und die Jahreszeit für die Ausführung der Arbeiten z. B. beim Über- oder Durchqueren von schiffbaren Kanälen, Wasserflächen, Überschreiten von Gebirgskämmen, Betreten bebauter Felder u. dgl.

Es ist nun weiter selbstverständlich, daß der Leitungsanlage, dem Bindeglied zwischen Kraftwerk und Abnahmegebieten, insbesondere wenn es sich um größere Entfernungen und hohe Spannungen handelt, sowohl bei der Entwurfsbearbeitung als auch beim Bau die gleiche Sorgfalt und Aufmerksamkeit zugewendet werden muß wie den Einrichtungen der Maschinen- und Transformatorenanlagen. In letzteren wird durch vorhandene Aushilfsmaschinen oder mit bereitliegenden Aushilfsbaustoffen eine Störung bald zu beheben sein und vor allen Dingen eine vollständige Stromunterbrechung zumeist vermieden werden können, während das naturgemäß bei den Leitungsanlagen nicht immer in dem gleichen Umfang und mit der gleichen Schnelligkeit zu erreichen ist. Man denke dabei nur an einen Mast-, Leiter- oder Isolatorbruch auf der Freileitung oder an einen Kabeldurchschlag der Kabelanlage. Allerdings kann man auch für die Leitungsanlage die Möglichkeit einer Störung bedeutend herabsetzen und die Dauer derselben durch sorgfältige und gesteigerte Beaufsichtigung (Wärterhäuser mit Isolatoren, mit Isolationsteilen, sorgfältige Bezeichnung der Kabelwege, Lage der Muffen usw. auf der Strecke), das Bereithalten von Kraftwagen mit ausgebildeten Störungsmannschaften, Umschaltung von Strecken verringern. Das hat aber immer zur Voraussetzung, daß die Leitungsanlage nicht nur elektrisch gut, sondern auch mechanisch unter richtiger Bewertung der Eigenart und der Beschaffenheit des Geländes so gewählt wird, daß ein dauernd gesicherter und vor allen Dingen auch wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet ist. Ersparnisse in der Leitungsanlage zu machen ist durchaus zu verwerfen. Schon eine einzige Unterbrechung in der Stromlieferung verursacht durch eine Störung auf der Strecke kann die schwersten Gefahren jeder Art und zudem Ausfälle in den Einnahmen hervorrufen, die in keinem Verhältnis zu den Bauersparnissen stehen.

8. Die Freileitungstrecke.

Bevor Leiterwerkstoff, Isolatoren und Masten gewählt werden können, muß die Strecke und der gesamte Aufbau der Leitungsanlage unter voller Berücksichtigung der vielen Mannigfaltigkeiten, die jede

Freileitungsstrecke aufweist, aus den Geländeaufnahmen geklärt sein. Als Hauptgrundsatz gilt dabei, daß ein dauernd sicherer, gefahrloser und wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet und jede Gefährdung für Leben und Eigentum der Öffentlichkeit ausgeschlossen ist.

Es müssen daher zunächst alle die Gesichtspunkte geklärt werden, die für die Wahl der Strecke an sich maßgebend sind. Alsdann können die einzelnen Baustoffe und Bauteile gewählt werden. Zur Erleichterung und zum allgemeinen Überblick werden kurz auch einige Streckenausrüstungen erörtert werden.

Der Aufbau einer Fernleitung hat so zu erfolgen, daß:

1. für den Verkehr keine Hindernisse, für die Öffentlichkeit keine Gefahren bestehen;

2. für die Betriebssicherheit gefährliche Gebiete tunlichst vermieden werden (Wald, gewitterhäufige Geländestriche, Sturm- und Rauhreifstrecken u. dgl.);

3. jederzeit eine leichte und gefahrlose Beaufsichtigung der Leitungen und eine bequeme Beseitigung von Schäden möglich ist, ferner Beschädigungen der Leiter, Isolatoren und Maste durch stürzende Bäume, bei zwei Mastreihen auch durch stürzende Maste, verwehte Äste u. dgl. nicht vorkommen können;

4. die Leiter mit dem richtigen Durchhang gespannt, dauerhaft an den Leiterenden verbunden, an den Isolatoren sicher befestigt und gegenseitig in einem Abstände verlegt sind, daß auch Störungen durch Sturm, Rauhreif und sonstige zusätzliche Belastungen nicht vorkommen können.

Ist der Leitungsplan elektrisch berechnet und zunächst auf der Karte theoretisch als kürzeste Verbindungslinie zwischen den einzelnen Anschlußstellen festgelegt, dann hat die Aufnahme der einzelnen Strecken im Gelände zu erfolgen. Dazu sind genaue Karten notwendig, an Hand deren man sich über alle Wege, Kreuzungen von öffentlichen Stark- und Schwachstromanlagen, Straßen, Gewässern, Schluchten, Eisenbahnen usw., Überschreitung von besonders schwierigen Geländepunkten (Sümpfe, Gebirgsgegenden, Talmulden, Gebäude) unterrichtet und gleichzeitig feststellt, wo die Masten aufzustellen sind, wem der Grund und Boden für diese Maststandplätze gehört, ob Schwierigkeiten nach dieser Richtung zu erwarten sind (Grubengelände, Steinbrüche mit Sprengbetrieb, große landwirtschaftliche Flächen mit Dampfpflugbearbeitung, Pachtung, Enteignung solcher Plätze), welche Waldungen durchquert werden müssen, und schließlich ob und an welcher Straßenseite bei den zur Benutzung vorgesehenen Wegen bereits Starkstrom- und Schwachstromleitungen (Postleitungen) liegen. Auch besonders sturm- und gewitterreiche Geländestriche sind zu ermitteln. Hierfür sind die Erfahrungen und Beobachtungen der Grundstückseigentümer, der Post und der Straßenbauverwaltungen, ferner die Aufnahmen der Wetterwarten sorgfältigst zu Rate zu ziehen. Eine nach dieser Richtung besonders interessante Karte zeigt Abb. 106 für die Gewitterhäufigkeit in Thüringen¹.

¹ Kötzold, B.: Wetterberatung bei der Betriebsführung großer Hochspannungsnetze. Elektrotechn. Z. 1930 Heft 34 S. 1189.

Um also einen preislich richtigen und technisch einwandfreien Kostenentwurf zu erhalten, ist diese eingehende Aufnahme und Beurteilung der Streckenverhältnisse notwendig. Abb. 107 zeigt den Querschnitt aus einem solchen Streckenplan im Grundriß und im Höhenverlauf des Geländes und läßt erkennen, in welcher Weise derartige Streckenpläne auf landmessermäßiger Bearbeitung aufzustellen sind.

Für Niederspannungsanlagen sind eingehende Erläuterungen nicht erforderlich, da es sich stets nur um kurze Strecken handeln kann,

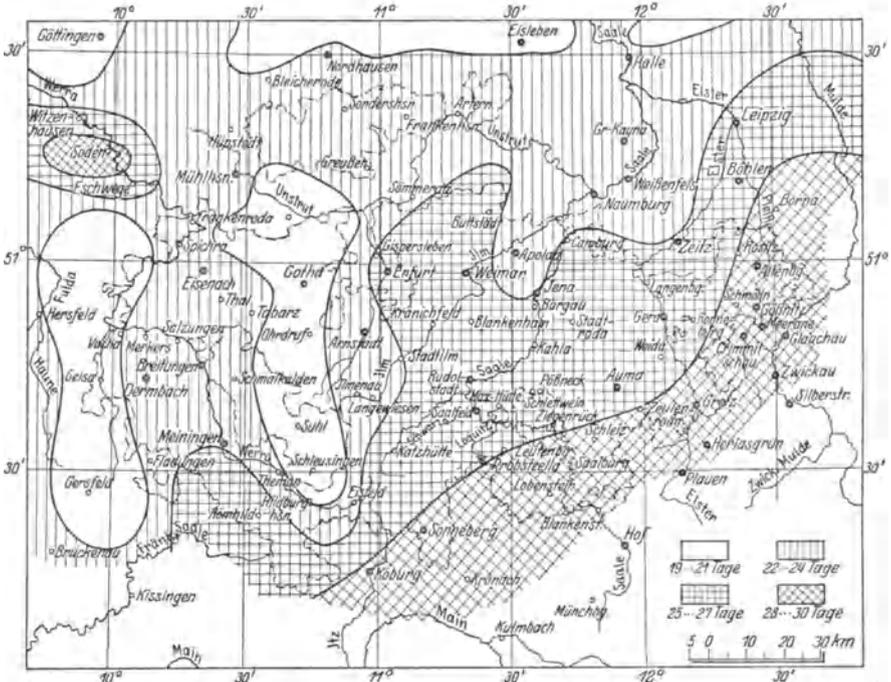


Abb. 106. Gewitterhäufigkeit in Thüringen; Gebieteinteilung nach der jährlichen Anzahl der Gewittertage ermittelt aus 20jährigen Beobachtungen.

für die höchstens die starken Leiterquerschnitte zu verstärkten Masten und Isolatoren Veranlassung geben.

Hochspannungsstrecken. Um geringste Kosten einerseits für die Montage der Leitungsanlagen, andererseits für die Instandhaltung und Beseitigung von Störungen zu erhalten, sind jedenfalls die Hauptspeise- und Verteilungsleitungen an oder in der Nähe öffentlicher Straßen und Wege zu führen. Für das Heranschaffen der Bauwerkstoffe ist auf möglichst günstige Lage zu Eisenbahn- und Wasserstraßen-Endladepunkten zu achten. In schwierigerem Gelände ist das Herbringen der Maste in Einzelteilen, die Beurteilung der Gewichte, Längen, Fundamentstoffe u. dgl. ganz besonders vorzunehmen und gibt dann gewisse zwingende Vorschriften für die Auswahl. Ähnliches gilt für die Unterbringung der Baukolonnen und der späteren Streckenwärter.

Die Nähe öffentlicher Straßen hat neben den großen, oben kurz angegebenen Vorteilen aber auch Nachteile und zwar in erster Linie in vorhandenen Fernmeldeleitungen, die dazu zwingen können, die ungünstigere Straßenseite benutzen zu müssen. Hierbei ist ferner auf die Leiterverdrillungen und die sonstigen z. B. für Straßenkreuzungen erforderlichen Sicherheits- und Schutzmaßnahmen zu achten (Kreuzungsvorschriften, erhöhte Ausgaben für stärkere Maste). Sind die Straßen mit Obstbäumen oder ähnlichen Nutzenanlagen bestanden, so ist bei

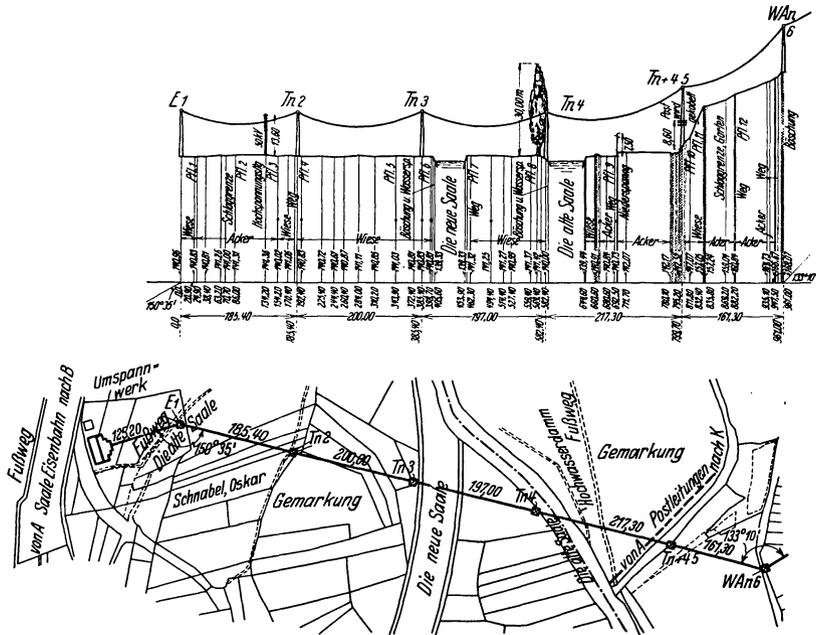


Abb. 107. Streckenplan für einen 100 kV-Freileitungsabschnitt.

E = Endmast, T_n = normaler Tragmast, T_{n+4} = normaler Tragmast + 4 m Zusatzlänge im Unterteil, WAn = normaler Winkel-Abspannmast.

der Bestimmung der Mastlänge und des Abstandes der Leiter vom Erdboden besondere Vorsicht geboten.

Bei 100 kV-Strecken und darüber ist der auf S. 157 erwähnte Abstand zwischen Hochspannungs- und Fernmeldeleitungen zu berücksichtigen, der zumeist dazu zwingen wird, die Masten auf freies Feld zu stellen. Dann ist es ratsam, unter der Leitung einen Weg für die ganze Strecke frei zu machen und zu erwerben, um jederzeit mit Personal und Baustoffen an die Leitungen herankommen zu können, ohne wesentlichen Flurschaden zu verursachen bzw. ohne stets vorher die Genehmigung der Grundeigentümer nachsuchen zu müssen.

Sind hochstämmige Wälder zu durchqueren, so sind die in Deutschland maßgebenden behördlichen Vorschriften zu beachten. Trotz der mit der Erfüllung dieser Vorschriften gegebenen verhältnismäßig befriedigenden Sicherheit ist es dennoch ratsam, Walddurchquerungen

möglichst zu vermeiden. Weitere Einzelheiten hierzu werden im 14. Kapitel besprochen. Zumeist verursachen Walddurchhiebe große Kosten, die dadurch vermindert werden können, daß die Mastengasse zur Bepflanzung mit Jungbäumen, Christbäumen und ähnlichem freigegeben wird.

Müssen besonders ungünstige Strecken überbrückt werden, wozu zu rechnen sind Sumpfgenden, Schluchten, Gebirgsgegenden u. ä., so bedingt dieses besondere Mastdurchbildungen, größere Spannweiten,

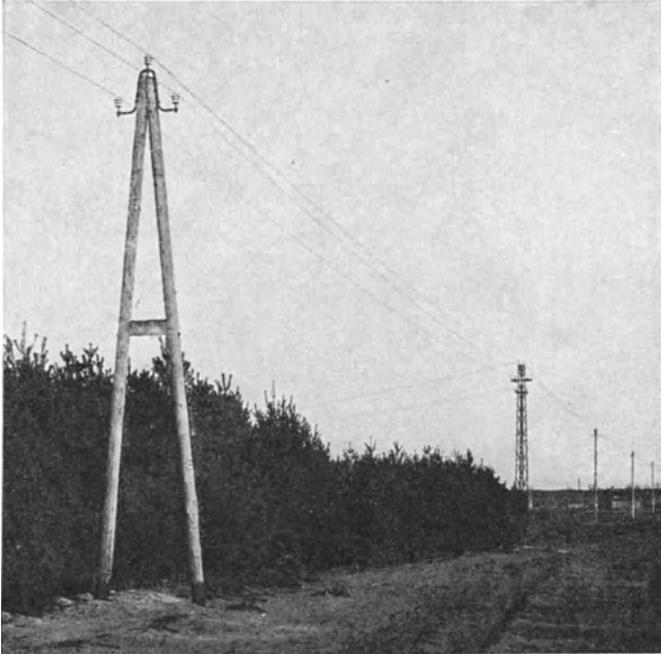


Abb. 108. Streckenabschnitt einer 15 kV-Drehstromleitung mit Holz- und Stahlgittermasten. Lyraträgern für die Stützenisolatoren, Spannweite im Mittel 80 m.

teuere Fundamente und sorgfältigste Auswahl aller sonstigen Bauteile der Leitungsanlage. Es ist daher anzustreben, solche Geländestriche nach Möglichkeit zu umgehen. Ausnahmepunkte in der Strecke sind ferner alle Abweichungen aus der geraden Linie, Abzweige und Kreuzungen, die im Streckenplan zu bezeichnen und in den Kostenberechnungen hervorzuheben sind. Sie bedingen ebenfalls teure Masten und Isolatoren, weil Winkel-, Abspann- oder Kreuzungsmaste zur Aufstellung kommen und die Leitung selbst bruchsicher oder mit erhöhter Sicherheit ausgeführt werden muß.

Sind Leitungsstrecken mit zwei verschiedenen Spannungen zu bauen, so ist das früher Gesagte bezüglich der elektrischen gegenseitigen Beeinflussung und des synchronen oder asynchronen Betriebes zu

beachten. Die getrennte Verlegung jedes Stromkreises ist das empfehlenswertere:

In den Abb. 108 bis 112 sind diesen allgemeineren Gesichtspunkten für den Streckenausbau entsprechend einige Ausführungen wiedergegeben. So stellt die Abb. 108 einen Streckenabschnitt einer 15 kV-Verteilungsleitung dar. Auf der geraden Strecke sind einfache Holzmasten mit Lyraträgern zur Aufstellung gekommen. Als Abspann- und gleichzeitig als Abzweigmast (Anordnung der \perp -Leitungen in 2 Ebenen)

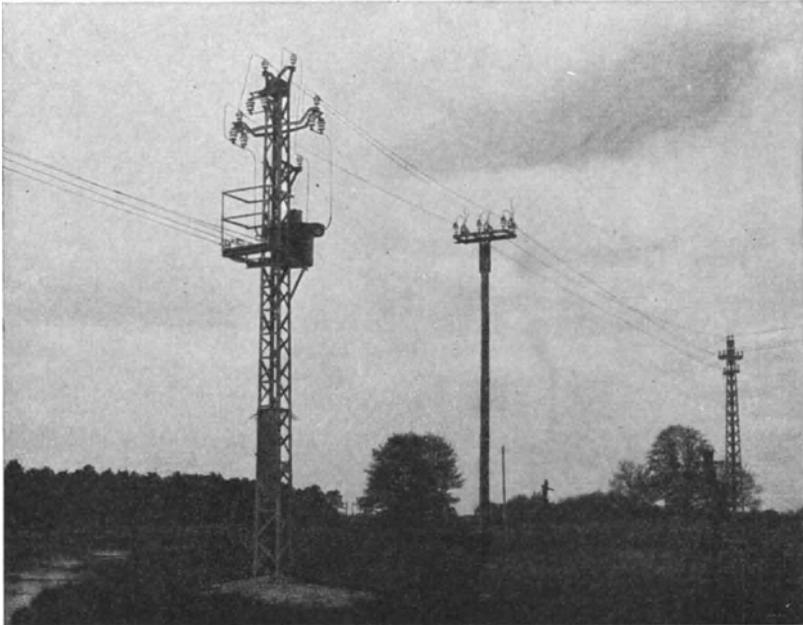


Abb. 109. Streckenabschnitt einer 15 kV-Leitung mit Abspannmast, Mastschalter und Masttransformator.

ist ein quadratischer Stahlmast in Betonfundament benutzt und für Winkelpunkte sind an Stelle der einfachen Holzmaste A-Maste aufgestellt. Jeder Mast trägt ein Warnungsschild mit rotem Blitzpfeil, wie es vom VDE vorgeschrieben ist und darauf aufmerksam machen soll, daß die Leitung Hochspannung führt (Abb. 280).

Die Abb. 109 zeigt einen ähnlichen Streckenausschnitt und zwar einen Abzweig- und gleichzeitig Winkelmast, von dem eine Stichleitung über einen Mastschalter zu einem Masttransformator abgeht.

In Abb. 110 ist ein Streckenabschnitt der Leitungsanlagen des Murgwerkes für 100 kV und 20 kV dargestellt. Die Stromkreise sind auf zwei Mastreihen verlegt. Für die 100 kV-Leitung sind hohe Stahlgittermaste gewählt worden, während die 2 Leitungen für 20 kV auf hölzernen A-Masten verlegt worden sind. Beide Mastenreihen sind

so weit voneinander aufgestellt, daß einerseits die elektrostatischen Beeinflussungen praktisch vernachlässigbar klein werden, andererseits

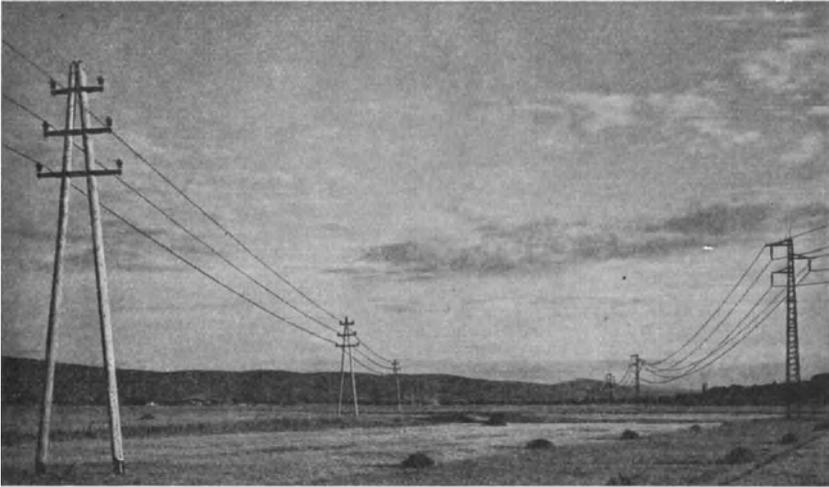


Abb. 110. Streckenabschnitt aus der Murgwerkanlage 100 und 20 kV-Leitungen auf getrennten Mastreihen.

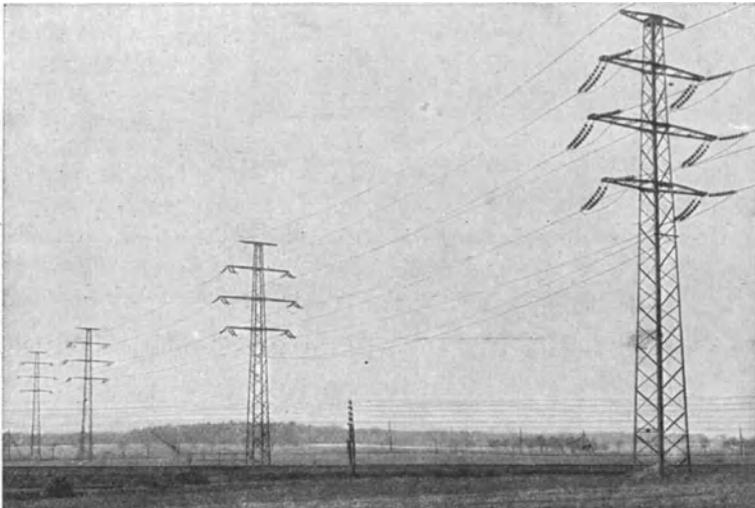


Abb. 111. Bruchsichere 100 kV-Kreuzung einer Staatsbahn und staatlicher Schwachstromleitungen (Preldräfte, Erdseile).

ein umbrechender Mast oder ein gerissener und bei Sturm umhergeschleudertes Leiter die andere Linie nicht erreichen kann. Beide Mastreihen stehen auf freiem Feld.

Abb. 111 zeigt die bruchsichere 100 kV-Kreuzung einer Eisenbahnlinie und läßt erkennen, daß die Herstellung einer solchen mit

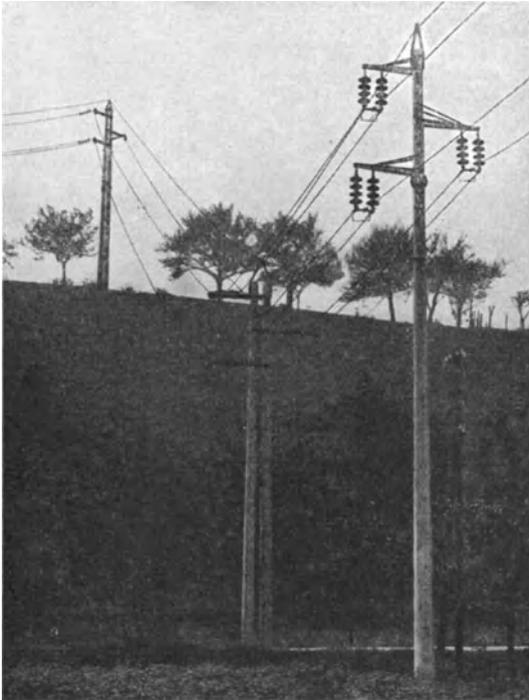


Abb. 112. Streckenabschnitt einer 60 kV-Drehstromleitung mit Eisenbeton-Schleudermasten, eisernen Isolatorträgern und Kettenisolatoren; Straßenkreuzung mit erhöhter Sicherheit.

großen Kosten verbunden sein kann. Daher sollen Kreuzungen solcher Art ebenfalls tunlichst vermieden werden, um den Kilometer-Baupreis für die Strecke nicht unnötig in die Höhe zu treiben.

Einen recht beachtlichen Streckenteil einer 60 kV-Leitung mit Einfach- und Doppel-Eisenbetonmasten, Abspann- und Kreuzungsmasten, Überbrückung einer Anhöhe und einem Winkelpunkt zeigt Abb. 112. Auf der Mastspitze liegt in einer besonderen Eisenstütze ein Erdseil.

Die Abb. 108 bis 112 lassen weiter erkennen, daß die Leitungen in ihrem gesamten Aufbau leicht zugänglich sind, be-

quem beaufsichtigt, also abgegangen werden können und im Gelände derart geführt sind, daß sie in der Gegend nicht unschön auf das Auge und das Landschaftsbild wirken, worauf naturgemäß heute mehr denn je ebenfalls geachtet werden sollte (Heimatschutz). Auf die im folgenden noch häufiger gezeigten anderen Streckenabbildungen soll besonders hingewiesen sein.

9. Die Werkstoffe für Freileitungen.

a) Die Werkstoffe im allgemeinen. Als Werkstoff wird verwendet Kupfer, Aluminium und für besondere Fälle vereinzelt auch Bronze und Stahl und zwar nach den elektrisch notwendigen Querschnitten in Form von rundem Draht oder Seil.

Für die Auswahl des Leiterwerkstoffes ganz allgemein sind zur Beurteilung der wirtschaftlichen Fragen wie z. B. des Preises für den Werkstoff selbst, für die Maste, die Verlegung usw. sowohl die elektrischen als auch die mechanischen Eigenschaften maßgebend und

zwar für erstere in der Hauptsache der spezifische Widerstand bzw. die Leitfähigkeit, für die mechanischen das Gewicht, die Festigkeit (Bruchfestigkeit), die Wärmeausdehnungszahl, die Elastizität und das Verhalten gegenüber der Beschaffenheit der umgebenden Luft.

In Zahlentafel 12 sind die mechanischen Werte der gebräuchlichsten Leiterwerkstoffe zusammengestellt. Eine kritische Beurteilung und ein gegenseitiger Vergleich dieser Werte wird bei den folgenden Erörterungen angestellt werden. Der VDE hat in den VSF-1930¹ besondere Festlegungen getroffen, die hier kurz eingeschaltet werden sollen.

Die Prüffestigkeit der Drähte ist die auf den Anfangsquerschnitt bezogene Zugspannung, die eindrähtige Leiter oder zu Seilen verwendete Drähte beim Zugversuch 1 min lang aushalten müssen, ehe sie zerreißen.

Prüflast eines Drahtes ist das Produkt aus Nennquerschnitt und Prüffestigkeit.

Nennlast eines Leiters ist bei eindrähtigen Leitern die Prüflast, bei Seilen die Summe der Prüflasten der Einzeldrähte.

Dauerzugfestigkeit der Leiter ist die größte statische Zugspannung, die eindrähtige Leiter oder zu Seilen verwendete Drähte ein Jahr lang aushalten müssen, ehe sie zerreißen.

Der Wert der Dauerfestigkeit der einzelnen Werkstoffe muß durch eine behördlich anerkannte Versuchsstelle bestätigt sein.

Istquerschnitt eines Leiters ist sein tatsächlicher Querschnitt, Nennquerschnitt der zur normmäßigen Bezeichnung des Leiters dienende abgerundete Istquerschnitt.

Wie bereits kurz angedeutet kommt der Leiter in Form eines massiven Drahtes oder als Seil zur Verlegung. Auch hierfür gelten besondere Vorschriften, auf die bei der Behandlung der einzelnen Werkstoffe hingewiesen werden wird. Die Leiter sind genormt².

Alle Freileitungsseile werden einlitzig geliefert. Die einfachste Form ist das 7-drähtige Seil, bei dem 6 Manteldrähte um einen Kerndraht verdreht sind. Bei jedem weiteren „Mantel“ erhöht sich die Zahl der Manteldrähte um je 6 gegenüber dem vorhergehenden Mantel. Der Aufbau der Seile ist demnach:

7 fache Seile:	1 + 6	= 7 Drähte
19 „ „	1 + 6 + 12	= 19 „
37 „ „	1 + 6 + 12 + 18 . . .	= 37 „
61 „ „	1 + 6 + 12 + 18 + 24 =	61 „

Der Durchmesser der Seile D berechnet sich aus der Stärke des Einzeldrahtes d wie folgt:

7 fache Seile:	$D = 3 \times d$
19 „ „	$D = 5 \times d$
37 „ „	$D = 7 \times d$
61 „ „	$D = 9 \times d$

Das Gewicht der Seile ist infolge des Seildralles stets größer als die Summe der Gewichte der Einzeldrähte. Die Gewichtsvermehrung ist abhängig von der Schlaglänge (Drallänge). Die Schlaglänge

¹ Vorschriften für den Bau von Starkstrom-Freileitungen VSF/1930.

² DIN VDE 8200 und 8201 für Kupfer, Aluminium und Stahl, 8202 und 8203 für Stahlaluminium.

ist der Abstand, in welchem ein Einzeldraht einmal um das Seil herumläuft. Die Schlaglänge l_{Schl} wird ausgedrückt im Vielfachen des Seildurchmessers D .

Die Gewichtsvermehrung durch den Drall beträgt bei einer Schlaglänge l_{Schl} von:

11	$D =$ etwa 4	vH
12	$D =$ „	3,4 vH
13	$D =$ „	3 vH
14	$D =$ „	2,5 vH
15	$D =$ „	2,2 vH .

Die Gesamt-Bruchfestigkeit der Seile ist stets geringer als die Summe der Bruchfestigkeit der Einzeldrähte. Die Verminderung beträgt in der Regel etwa 5 vH und kann für den ungünstigsten Fall mit 10 vH angenommen werden, so daß die Gesamtfestigkeit eines

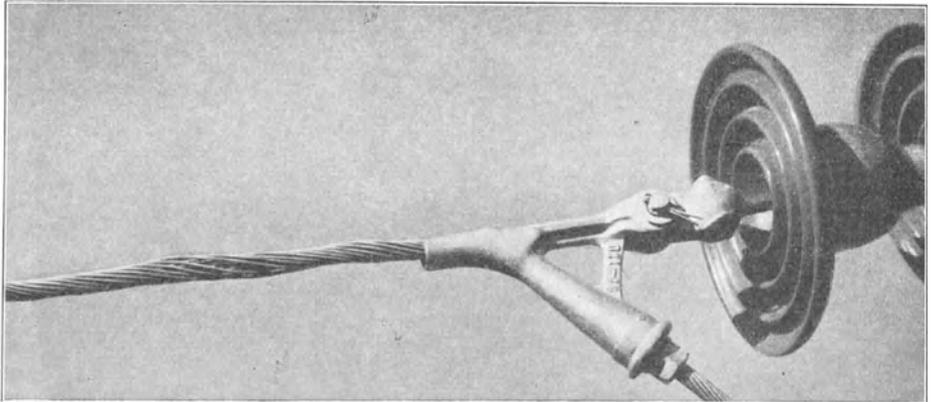


Abb. 113. Korbbildung an einem Freileitungsseil.

Seiles etwa 90 bis 95 vH der Summe der Festigkeiten der Einzeldrähte (vor dem Verseilen) beträgt.

Die Gewährleistungswerte für die Festigkeit der Einzeldrähte gelten für den Zustand vor dem Verseilen. Durch die Verseilung werden die Drähte etwas beansprucht, ihre Festigkeit geht um 2 bis 5 vH zurück. Aus einem fertigen Seil entnommene Einzeldrähte haben also nur noch eine Festigkeit von etwa 95 bis 98 vH ihres Wertes vor der Verseilung.

Neuere Forschungen¹ haben gezeigt, daß die bisher verwendeten deutschen Seilaufbauten, die auf eine größtmögliche Gleichmäßigkeit in der Herstellung Rücksicht nehmen, bei auftretender mechanischer Belastung Drehmomente erzeugen, die in der Lage sind, Verdrehungen der einzelnen Schläge hervorzurufen und zu Korbbildungen und Einschnürungen führen (Abb. 113). Diese bringen in Verbindung mit der Elastizität des Werkstoffes Entlastungen und Belastungen hervor.

¹ Gröbl, J.: Die Drehungsarbeit an Seilen. Vortrag im Elektr.-Verein München 1930 und Druckschrift herausgegeben im Selbstverlag.

Da die Gesamtbelastung des Seiles unverändert bleibt, treten Überbeanspruchungen einzelner Teile des Seiles ein, die dann zum Bruch des Seiles führen können. Es wird daher entgegen den Normvorschriften ein sog. drehungsfreies Seil in Vorschlag gebracht¹, das hinsichtlich seines Aufbaues anders gestaltet ist. Abb. 114 und 115 zeigen in Gegenüberstellung beide Seilaufbauten. Dieses drehungsfreie Seil gestattet eine größere spez. Beanspruchung und stellt sich trotz seines höheren Preises gegenüber dem Normseil in den Gesamtkosten einer Strecke nicht höher, weil die weiteren Bauteile, insbesondere die Maste durch andere Aufteilung auf Trag- und Abspannmaste dann entsprechende Verbilligung gestatten. Für Weitspannanlagen und große Hauptstrecken empfiehlt es sich, bei der Entwurfsbearbeitung auch auf diese Neudurchbildung der Seile Rücksicht zu nehmen.

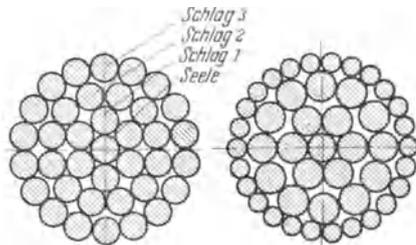


Abb. 114. Gewöhnlicher dreischlägiger Aufbau von Leiterseilen. 1 + 6 + 12 + 18 = 37 Drähte.

Abb. 115. Drehungsfreier dreischlägiger Aufbau von Leiterseilen. 1 + 6 + 12 + 26 = 45 Drähte.

Auf einen zweiten besonderen Seilaufbau ist ebenfalls hinzuweisen und zwar auf das Hohlseil.

Der Herabsetzung des Querschnittes von Freileitungen ist bei Übergang zu sehr hohen Spannungen durch die Korona- oder Glimmverluste, deren Höhe mit abnehmendem Leiterdurchmesser rasch zunimmt, eine Grenze gesetzt. Während bei 110 kV noch Seile von 95 mm² Querschnitt entsprechend einem Durchmesser von 12,5 mm ohne nennenswerte Koronaverluste verlegt werden können, erfordert eine Betriebsspannung von 220 kV schon einen Durchmesser von etwa 25 mm. Dieser Durchmesser entspricht einem Querschnitt von 360 mm². Ein so starker Querschnitt wird allein vom Gesichtspunkt der zu übertragenden Leistung betrachtet nur ganz selten erforderlich werden. Zumeist wird der Bau solcher Höchstspannungsleitungen nur dann überhaupt möglich, wenn der Werkstoffaufwand für die Leiter eine bestimmte, wirtschaftlich begrenzte Menge nicht überschreitet. Das hat zur Durchbildung des Hohlseiles geführt, wie es in Abb. 116 nach der Bauart von Brown, Boveri & Cie. dargestellt ist². Es sind auch andere Aus-

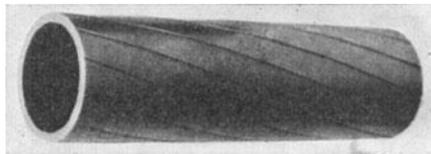


Abb. 116. Kupfer-Hohlseil, Bauart BBC, 12 Profildrähte, 400 mm² Leiterquerschnitt, 42 mm Außendurchmesser.

¹ Druckschrift der Hedderheimer Kupferwerke, Frankfurt a. Main: Das drehungsfreie Seil mit gleichmäßiger Belastungsverteilung.

² Das Hohlseil ist erstmalig vom Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk für seine großen 220/360 kV Leitungstrecken zur Verwendung gekommen und hat sich, soweit bisher Mitteilungen vorliegen, bewährt.

Zahlentafel 12. Elektrische und mechanische

Lauf. Nr.	Werkstoff	Formelzeichen	Kupfer	Aluminium 99,6%	Stahl-Aluminium	Aldrey
1	Spez. Widerstand bei + 20° C $\frac{\text{Ohm} \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$	ρ	0,0175	0,029	0,029 Aluminiumm ummantel	0,0333
2	Elektrische Leitfähigkeit bei $\frac{\text{m}}{\text{Ohm} \cdot \text{mm}^2}$	κ	57	34,5	34,5 Aluminium ummantel	30
3	Eigengewicht kg/cm ³	δ	8,9 · 10 ⁻³	2,7 · 10 ⁻³	3,45 · 10 ⁻³	2,7 · 10 ⁻³
4	Wärmeausdehnungszahl für 1° C	ε_t	1,7 · 10 ⁻⁵	2,3 · 10 ⁻⁵	1,918 · 10 ⁻⁵	2,3 · 10 ⁻⁵
5	Elastische Dehnungszahl cm ² /kg	$\alpha = \frac{1}{E}$	$\frac{1}{1,3 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{0,56 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{0,745 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{0,60 \cdot 10^6}$
6	Dauerzugfestigkeit kg/cm ² *	σ_B	3400	1200	1600	2600
7	Prüffestigkeit Draht kg/cm ² * Seil	σ_P	4000 3850	1800 1750	b.120Stahl 1800	3000
8	Zulässige Höchstzugspannung kg/cm ² *	σ_{\max}	Draht 1200 Seil 1900	800	1100	12 ÷ 1500
9	Zugelassener Mindestquerschnitt in mm ² nach VSF/1930	q	10	25	25	25
10	Elastizitätsmodul für Seil kg/cm ²	E	1,3 · 10 ⁶	0,56 · 10 ⁶	0,745 · 10 ⁶	0,6 · 10 ⁶
11	Temperaturzahl für 1° C Temperaturerhöhung		3,7 · 10 ⁻³	4,0 · 10 ⁻³	4,0 · 10 ⁻³ Aluminium ummantel	3,6 · 10 ⁻³

Die stark umrahmten Zahlen entsprechen den V.S.F./1930.

* Die Werte sind für kg/cm² eingesetzt, weil sie in diesen Wertmaßstäben in die Durchgangsberechnungen einzusetzen sind. In den V.S.F./1930 sind die Wertmaßstäbe in kg/mm² angegeben.

führungen, so von SSW und AEG mit innerem Stützorgan durchgebildet, auf die aber nicht näher eingegangen werden soll. Bei der BBC-Herstellung wird ein hochkantgewickelter Metallband (Profildraht) mit Nut und Feder zusammengefügt. Da dieser Seilaufbau nur für ganz besondere Fälle vorkommt, muß dieser kurze Hinweis allgemeiner Art genügen.

Grundwerte der Leiterwerkstoffe.

Kupfer- panzer- stahl Marke B	Bronze			Stahl		
	Bz I	Bz II	Bz III	70	120	150
0,0513	0,0178	0,0198	0,0284	—	—	—
19,5	56	50,5	35,4	—	—	—
$8,22 \cdot 10^{-3}$	$8,9 \cdot 10^{-3}$	$8,65 \cdot 10^{-3}$	$8,65 \cdot 10^{-3}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$
$1,35 \cdot 10^{-5}$	$1,7 \cdot 10^{-5}$	$1,66 \cdot 10^{-5}$	$1,66 \cdot 10^{-5}$	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$1,1 \cdot 10^{-5}$
$\frac{1}{1,50 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{1,3 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{1,3 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{1,3 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{1,96 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{2,0 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{2,0 \cdot 10^6}$
5900	**	5200	**	**	**	**
6800 6500	5200	6400	7000	7000	12000	15000
2600	**	3000	**	**	**	**
7	10	10	10	16	16	16
$1,96 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^6$	$1,96 \cdot 10^6$	$1,96 \cdot 10^6$	$1,96 \cdot 10^6$
$4,05 \cdot 10^{-3}$	$4,0 \cdot 10^{-3}$	$4,0 \cdot 10^{-3}$	$4,0 \cdot 10^{-3}$	$5,2 \cdot 10^{-3}$	$5,2 \cdot 10^{-3}$	$5,2 \cdot 10^{-3}$

** Diese Zahlenwerte sind vom VDE noch nicht endgültig festgesetzt. Die zulässige Höchstzugspannung soll bei Leitern aus diesen Werkstoffen eindringt 35 %, bei Seilen 50 % der Dauerzugfestigkeit betragen.

In Zahlentafel 13 sind die hauptsächlichsten Daten für solche Einlagen-Hohlseile aus Kupfer zusammengestellt.

Auf S. 170 sind bereits kurz die Hauptgesichtspunkte erwähnt worden, die bei der Auswahl des Werkstoffes für die Leiter zu beachten sind. Die nun folgende Besprechung der einzelnen Werkstoffe soll der Reihenfolge nach so vorgenommen werden, wie sie der elektrischen Güte die-

Zahlentafel 13. Einlagen-Hohlseile ohne inneres Stützorgan aus Elektrolytkupfer für Höchstspannungs-Übertragungen.

Außen- durchmesser mm	Nenn- Querschnitt mm ²	Gewicht für d. km etwa kg	Anzahl und Querschnitt der Einzeldrähte	Herstellungs- Längen etwa m
25	185	1684	6 × 30,8	2600
	210	1911	6 × 35,0	2300
28	210	1911	6 × 35,0	2300
	240	2184	6 × 40,0	2000
32	300	2730	9 × 33,3	1600
	360	3276	9 × 40,0	1300
42	400	3640	12 × 33,3	1200
	480	4368	12 × 40,0	1000

ser Werkstoffe entspricht und zwar werden vorangestellt die aus elektrischen Gründen bevorzugten Werkstoffe und anschließend daran diejenigen, die für besondere Fälle mehr aus mechanischen Gründen zu wählen sein werden. Das ergibt dann die folgende Einteilung:

Kupfer	Kupferpanzerstahl
Aluminium	Bronze
Stahlaluminium	Stahl
Aldrey	

Schon vorweg sei bemerkt, daß nach den elektrischen und dann zugleich nach den mechanischen Werten zusammenzuziehen sind die Untersuchungen für Kupfer und Aldrey. Stahlaluminium ist als eine Zwischenstufe zwischen Aluminium und Aldrey anzusehen. Für Streckenabschnitte besonderer Beschaffenheit und Eigenart, bei denen die mechanischen Werte mehr den Ausschlag geben müssen als die elektrischen, ist Stahlaluminium bei Aluminium und Aldrey, Kupferpanzerstahl und Bronze bei Kupferleitungen zu untersuchen. Stahl kommt kaum noch für Weitspannungen, in der Hauptsache für Erdungsseile zur Verwendung. Kupferpanzerstahl ist im Ortsnetzbau besonders beachtlich gegenüber Kupfer.

b) Kupfer¹. Da dasselbe bisher die größte Verbreitung gefunden hat und auch heute noch vorwiegend benutzt wird, soll im nachfolgenden einer bequemeren Beurteilung wegen nicht das Kupfer mit den anderen Werkstoffen verglichen werden, sondern es werden umgekehrt die anderen Werkstoffe in Gegenüberstellung mit Kupfer gebracht.

Dieser Werkstoff¹ ist von allen oben genannten im Preise der teuerste, aber hinsichtlich der elektrischen Eigenschaft der vorteilhafteste, und er besitzt zu diesem letzten Vorzug noch diejenigen, daß im Vergleich mit den anderen Werkstoffen auch die mechanischen Werte sehr günstig liegen. Infolgedessen wird das Kupfer für die Zwecke der elektrischen Kraftübertragung in erster Linie bevorzugt. Mit Aus-

¹ In seiner Beschaffenheit muß das Kupfer den Kupfernormen des VDE entsprechen (Leitungskupfer). Hartkupfer nach DIN VDE 500.

nahme besonderer Streckenverhältnisse haben die Preis- und Wirtschaftsuntersuchungen über die Gesamtkosten einer Leitungsanlage fast immer das Ergebnis, daß Kupfer am günstigsten abschneidet.

Je nach der Art der Herstellung unterscheidet man zwischen Weich-, Halbhart- und Hartkupfer. Für den Freileitungsbau wird nur das Hartkupfer benutzt, weil die mechanische Festigkeit desselben wesentlich größer ist als die des Weichkupfers. Allerdings ist bei Leitern aus Hartkupfer darauf zu achten, daß die Oberfläche des Drahtes nicht verletzt werden darf, denn die Härtung dringt nicht tief in den Draht ein, und die Festigkeit nimmt bei beschädigter Oberfläche nicht unbedeutend ab. Infolge der zulässigen erheblich höheren mechanischen Beanspruchung des Hartkupferleiters kann der Durchhang wesentlich kleiner, somit die Masthöhe geringer und die Spannweite bei gleicher Sicherheit größer gewählt werden als bei Weichkupfer. Dadurch sind ganz erhebliche Ersparnisse in den Anlagekosten für die Strecken zu erzielen.

Die üblichen Kupferquerschnitte bei Freileitungen sind 6 bis 120 mm², und zwar sind nach den Vorschriften des VDE als massive Leiter (Drähte) nur 6 bis 16 mm² bei Spannweiten bis 80 m, bei Hochspannung nur als kurze Stichleitungen zulässig; darüber müssen Seile gewählt werden. Größere Querschnitte als 120 mm² sind, wenn nicht besonders zwingende Gründe vorliegen, unzweckmäßig, da erstlich die Masten und Isolatoren schwer und teuer werden und zweitens die Montage der Leiter also das Ausrollen und Befestigen derselben außerordentlich schwierig und kostspielig wird.

In Zahlentafel 14 sind die Normenvorschriften für den Aufbau der Kupferseile zusammengestellt. Auf die allgemeinen Angaben über die Seile S. 172 soll besonders hingewiesen werden, desgleichen auf Zahlentafel 12 und die Bemerkungen über Hohlseile, die bisher praktisch nur aus Kupfer hergestellt und verlegt worden sind.

In volkswirtschaftlicher Hinsicht ist darauf aufmerksam zu machen, daß Kupfer fast vollständig vom Ausland bezogen werden muß, was Deutschland unbedingt dazu zwingen sollte, auch die anderen Leiterwerkstoffe bei Entwurfsbearbeitungen in erster Linie zu berücksichtigen. Naturgemäß darf das aber nicht auf Kosten der Betriebssicherheit der Strecke gehen. Aus mechanischen Gründen ist es weiter unzweckmäßig, an einem Mast etwa Leiter aus verschiedenen Werkstoffen zu verlegen. Bei zwei Stromkreisen sollen demnach stets beide aus dem gleichen Werkstoff bestehen.

Hinsichtlich der Sicherheit bei Dauererwärmung ist darauf hinzuweisen, daß hartgezogene Kupferdrähte mit steigender Erwärmung an Festigkeit verlieren. Versuche haben gezeigt, daß z. B. ein massiver Draht von 16 mm², der im kalten Zustand (+ 15° C) bei 700 kg also bei einer Belastung von 43,8 kg/mm² riß, in dieser Festigkeit bei einer Erwärmung von 100° C auf 650 kg, also 40,6 kg/mm² oder um 7,3 vH zurückging. Wurde die Erwärmung noch höher getrieben z. B. so weit, daß eine Lötstelle herstellbar war, so trat der Bruch bereits bei etwa 400 kg (25 kg/mm² oder 43,0 vH) ein. Auch wenn die erwärmten Drähte

Zahlentafel 14. Normen für Kupferleiter-Drähte und -Seile¹.

Querschnitt mm ²		Einzelaufbau, Drähte		Seildurchmesser d Nennwert in mm	Gewicht f. d. km in kg etwa
Nennwert	Istwert	Anzahl	Durchmesser mm		
Leiterdrähte					
6	5,9	1	2,75	—	53
10	9,9	1	3,55	—	88
16	15,9	1	4,5	—	142
Leiterseile					
10	10	7	1,35	4,1	90
16	15,9	7	1,7	5,1	145
25	24,2	7	2,1	6,3	222
35	34	7	2,5	7,5	312
50	49	7	3	9	440
	48	19	1,8	9	442
70	66	19	2,1	10,5	605
95	93	19	2,5	12,5	851
120	117	19	2,8	14	1070
150	147	37	2,25	15,8	1345
185	182	37	2,5	17,5	1677

Schläglänge 11 bis 14 \times Seildurchmesser, Schlagrichtung beliebig.

nachher wieder abgekühlt wurden, stieg die Festigkeit nicht mehr auf die ursprünglichen Werte. Temperaturen über 100° C hervorgerufen durch Strombelastung und Sonnenbestrahlung sind in heißen Gegenden auch bei Freileitungen nicht ausgeschlossen. Ferner ist auf die Erwärmung durch hohen Kurzschlußstrom aufmerksam zu machen. Trotzdem kann der vom VDE zugelassene, in Zahlentafel 12 angegebene Wert für die zulässige Zugspannung in kg/mm² unbedenklich für die Festigkeitsrechnungen der Leiter benutzt werden.

Gegenüber der Verletzung durch Lichtbogenbeanspruchungen², wie sie bei Erdschluß infolge eines Kurzschlusses, beim Zusammen schlagen der Leiter durch Rauhreifabfall oder Windbelastung und beim Spannungsüberschlag am Isolator entstehen, verhält sich Kupfer am günstigsten, d. h. es werden naturgemäß der Höhe des Kurzschlußstromes und der Zeit seines Bestehens entsprechend die Kupferdrähte am wenigsten angegriffen bzw. zerstört. Infolgedessen sind Betriebsstörungen auf Grund von Ursachen dieser Art bei Kupfer durch Reißen des Seiles im ganzen oder durch Wegschmoren einer größeren Anzahl von Einzeldrähten am wenigsten zu fürchten.

Korrosionsgefahren durch chemische Einflüsse aus der Beschaffenheit der umgebenden Luft bestehen bei Kupfer nicht. Überall dort also, wo solche Einflüsse ganz besonders beachtet werden müssen (Meeresküste, chemische Fabriken, Bahnanlagen mit Dampflokomotivbetrieb), ist Kupfer aus Gründen einer langen Lebensdauer und der er-

¹ DIN VDE 8200 und 8201.

² Fuchs, Dr.-Ing., u. Dipl.-Ing. Kaufmann: Lichtbogenwirkungen an Freileitungen. Elektrotechn. Z. 1928 Heft 4 S. 126.

forderlichen Betriebssicherheit auch in der Zuverlässigkeit der Klemmen und sonstigen Leitungsbauteile unbedingt zu wählen.

Für wirtschaftliche Untersuchungen und Fragen einer Betriebsumstellung z. B. durch Änderung des Leiterquerschnittes auf einer vorhandenen Strecke bzw. Abbau einer Leitung ist zu beachten, daß Kupfer stets seinen Metallwert behält, also immer als ein Vermögensteil gebucht werden kann und zudem jederzeit unter geringem Verlust eingeschmolzen und umgewandelt werden kann.

Innerhalb einer Strecke mit Kupferleitern ist, wenn an den Werkstoff bei besonders großen Spannweiten erhöhte Anforderungen an die Festigkeit gestellt werden müssen, nur Bronze oder Kupferpanzerstahl zu benutzen.

c) **Aluminium.** Nachdem es gelungen ist, Aluminium mit einem Reingehalt von etwa 99,6 vH zuverlässig herzustellen, ist Aluminium heute ohne Bedenken auch für den Freileitungsbau benutzbar. Vollständig reines Aluminium an sich ist unbrauchbar, da es zu wenig Härte und zu wenig Bruchfestigkeit besitzt. Es kann leicht beim Verlegen oder später durch Zusatzlast über die Elastizitätsgrenze beansprucht werden, erleidet dadurch eine Änderung im Gefüge und kommt besonders an den Befestigungspunkten zum Bruch. Der spezifische Widerstand des Aluminiums ist größer als der des Kupfers; infolgedessen wird der Querschnitt stärker, wenn man gleiche Leitfähigkeit für beide Werkstoffe zugrunde legt. In Zahlentafel 15 sind für Aluminium die Vergleichswerte gegenüber Kupfer bezogen auf das letztere zusammengestellt. Man ersieht, daß der Querschnitt etwa 67 vH größer ausfällt. Zahlentafel 16 zeigt die Gegenüberstellung der Aluminiumseile zu Kupferseilen und die weiteren Seilaufbauwerte.

Demnach wird Aluminium zunächst nur dann wirtschaftlich, wenn der Preis desselben gegenüber dem Kupferpreis entsprechend niedrig ist.

Aus der Gleichung:

$$\begin{aligned} \text{Aluminiumpreis} &= \frac{8,9 \cdot \text{Kupferpreis}}{1,67 \cdot 2,70} & (226) \\ &\cong 2 \cdot \text{Kupferpreis} \end{aligned}$$

folgt, daß erst dann, wenn der Preis für Aluminium das Doppelte des Kupferpreises beträgt, die Kosten bei beiden Werkstoffen gleich sind, gleiche Verarbeitungskosten aus Barren in Seil vorausgesetzt.

Zahlentafel 15. Vergleichende Zusammenstellung der Werkstoffwerte für Kupfer und Aluminium bezogen auf Kupfer = 1.

Bezeichnung		Hartkupfer	Aluminium
Eigengewicht		1	0,315
Leitfähigkeit		1	0,605
Querschnitt	für gleiche Leitfähigkeit	1	1,67
Durchmesser		1	1,28
Gewicht		1	0,505
Dauerzugfestigkeit f. d. mm ²		1	0,353
Dauerzugfestigkeit für wertgleichen Querschnitt		1	0,59

Zahlentafel 16. Aufbau, mechanische und elektrische Eigenschaften von Aluminium- und Kupferseilen.

Kupfer						Aluminium							
Nenn- quer- schnitt mm ²	Ist- quer- schnitt mm ²	Mittel- Gewicht f. d. km kg	Ohm f. d. km bei 20°C	Bruch- last ¹ kg	Nächst d. Kupf. leit- vergl. Nenn- querschn. mm ²	Ist- quer- schnitt mm ²	Drähte nach DIN-VDE 8200		Seil- durch- messer Nenn- wert in mm	Mittel- Gewicht f. d. km bei 20°C. kg	Ohm f. d. km bei 20°C.	Bruch- last ¹ kg	Ge- wichts- vergleich Al/Cu
							Anzahl	Durch- messer in mm					
16	15,9	145	1,13	612	35	34	7	2,5	7,5	95	0,865	595	0,664
25	24,2	222	0,742	933	50	48	19	1,8	9,0	134	0,613	840	0,604
35	34	312	0,527	1310	70	66	19	2,1	10,5	184	0,446	1155	0,590
50	49	449	0,366	1885	95	93	19	2,5	12,5	259	0,317	1630	0,577
50	48	440	0,374	1850	95	93	19	2,5	12,5	259	0,317	1630	0,590
70	66	605	0,272	2540	120	117	19	2,8	14,0	326	0,252	2050	0,540
95	93	851	0,193	3580	150	147	37	2,25	15,8	409	0,200	2570	0,480
120	117	1070	0,153	4500	185	182	37	2,5	17,5	506	0,161	3190	0,473
150	147	1345	0,122	5660	240	228	37	2,8	19,6	635	0,129	3990	0,472
185	182	1665	0,099	7016	300	299	61	2,5	22,5	837	0,099	5240	0,502
240	228	2090	0,079	8780	—	—	—	—	—	—	—	—	—

¹ Der Errechnung der Bruchlast (Prüffestigkeit) sind 17,5 kg/mm² für Aluminium und 38,5 kg/mm² für Kupfer zugrunde gelegt.

Infolge der großen Sonderfabriken, die sich heute mit der Herstellung von Aluminium für Leiterzwecke auch in Deutschland befassen, liegt der Preis dieses Werkstoffes zur Zeit nur um wenige vH höher als der Kupferpreis, und deshalb ist auch nach dieser Richtung kein Grund mehr vorhanden, Aluminium nicht für Kraftübertragungsanlagen zu verwenden.

Da man bei der Vergleichsberechnung einer Leitungsanlage aus Kupfer bzw. Aluminium hinsichtlich des Durchhanges auch die gleiche Sicherheit gegen Bruch zugrunde legen muß, der Wert der Wärmeausdehnung nach Zahlentafel 12 andererseits aber bei Aluminium größer als bei Kupfer ist, wird der Durchhang bei Aluminium ebenfalls größer. Günstiger bei Aluminium ist hingegen, daß die Dehnung bis zum Bruch höheren Wert aufweist als bei Kupfer. Infolgedessen wird bei einer Beanspruchung über die Elastizitätsgrenze ein Aluminiumseil sich mehr längen als ein Kupferseil, und da die spezifische Belastung mit zunehmendem

Durchhang rasch abnimmt, ist bei Aluminium im allgemeinen die Sicherheit gegen Bruch etwas größer als bei Kupfer (S. 214).

Handelt es sich um die Fortleitung sehr großer Stromstärken, dann ist ebenfalls ein Aluminiumseil vorteilhafter, weil die Abkühlungsfläche infolge des größeren Durchmessers erheblich zunimmt. Die spezifische Strombelastung kann aus diesem Grunde höher angenommen werden als bei Kupfer. Wenn Stromstärke, Erwärmung und Oberflächengröße gleichbleiben sollen, müssen nach der Gleichung:

$$I^2 = \text{const } d^3 \quad (227)$$

bei verschiedenen Werkstoffen sich die dritten Potenzen der zu wählenden Halbmesser wie die spezifischen Widerstände der benutzten Metalle verhalten. Bezeichnet r_{Cu} den Halbmesser des Kupferleiters, r_{Al} denjenigen des Aluminiumleiters und ρ_{Cu} bzw. ρ_{Al} die entsprechenden spezifischen Widerstände, so ist also:

$$r_{\text{Al}} = r_{\text{Cu}} \sqrt[3]{\frac{\rho_{\text{Al}}}{\rho_{\text{Cu}}}} \quad (228)$$

Auf eine Eigenart des Aluminiums ist besonders hinzuweisen, die in der Praxis beobachtet worden ist, für die aber eine vollgültige Erklärung zur Zeit noch nicht gegeben werden kann. Aluminium wird nämlich von Rauhreif und Eis weniger stark überzogen als Kupfer. Das ist vermutlich auf die Abweichung der Werte für die spezifische Wärme und die Wärmeleitfähigkeit zurückzuführen. Dieser Vorteil ist daher für solche Gegenden beachtenswert, in denen besonders starke und häufige Nebel und damit Rauhreifbildungen im Winter auftreten also z. B. in Gebieten mit Sümpfen, Süßwasserseen und Flüssen, ferner im Gebirge.

Bei der Verlegung der Aluminiumleiter ist ferner noch im stärkeren Maße als bei Kupfer darauf zu achten, daß keine Verletzungen der Drahtoberflächen beim Ziehen der Leiter über Steine, über die Kanten der eisernen Isolatorträger usw. verursacht werden, da hierdurch die Festigkeit des Werkstoffes ganz erheblich abnimmt. Die Montage wird infolgedessen etwas teurer, was ebenfalls bei der Vergleichsrechnung mit anderen Werkstoffen zu berücksichtigen ist. Auch das Spannen der Leiter muß sorgfältiger geschehen, da sich Aluminium infolge des geringeren Gewichtes leichter anziehen läßt und dadurch reckt.

Der kleinste, nach praktischen Erfahrungen zu empfehlende Querschnitt sollte 35 mm² betragen. Wenngleich der VDE auch 25 mm² Al zuläßt, ist bei der Wahl dieses Querschnittes dennoch Vorsicht geboten, weil Hochspannungsleitungen mit 25 mm² Al sich im Betrieb nicht recht bewährt haben. Der Mastabstand ist dann auf 40 m zu verringern und der Leiterabstand auf 1 m auch bei 10 kV zu vergrößern. Eine vergleichende Preisgegenüberstellung wird zumeist zugunsten von $q = 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$ und größerer Spannweite ausfallen.

In volkswirtschaftlicher Hinsicht ist darauf hinzuweisen, daß Aluminium im Inlande hergestellt wird. Es sollte also dort bevorzugt werden, wo es die Eigenarten der Leitungsstrecke irgend zulassen.

Das Verhalten des Aluminiums bei Dauerwärmung ist nicht wesentlich unterschiedlich gegenüber Kupfer. Da aber die Wärmeausdehnungszahl höher liegt als bei Kupfer, vergrößert sich der Durchhang wesentlich und damit tritt wie bereits gesagt eine mechanische Entlastung des Seilquerschnittes ein.

Das Verhalten des Aluminiums gegenüber Lichtbogeneinwirkungen wird von den Herstellern als dem Kupfer gleich angegeben. Versuche nach dieser Richtung sind sehr schwer durchführbar und vor allem außerordentlich schwer beurteilbar. Die Praxis hat ergeben, daß Aluminiumseile stärker durch den elektrischen Lichtbogen und auch durch herabtropfendes Metall aus überliegenden schmelzenden Leitern angegriffen werden als Kupferseil und infolgedessen einer wesentlich schärferen Betriebsbeaufsichtigung bedürfen, wenn Lichtbogenbildungen auf der Strecke aufgetreten sind.

So allgemein schließlich wie Kupfer ist Aluminium nicht brauchbar, denn dieser Werkstoff ist gegen Alkalien und Chlorverbindungen sehr empfindlich und neigt daher zu Korrosionen. Führt die Leitung also an der Meeresküste oder in der Nähe derselben vorüber, dann ist infolge der salzhaltigen Luft Aluminium nur mit Vorsicht zu benutzen. Ähnliche Rücksichten sind zu nehmen für Gegenden, in denen elektrochemische Fabriken, Gruben, Hüttenwerke u. dgl. vorhanden sind. Auch schwefelreiche Rauchgase sind gefährlich (Nähe von Eisenbahnlinien). Es müssen infolgedessen bei der Wahl dieses Leiterwerkstoffes sorgfältige Untersuchungen vorangehen, um nicht schon kurze Zeit nach der Inbetriebsetzung einer Anlage vor der Notwendigkeit zu stehen, eine Auswechslung des Aluminiums gegen einen anderen Werkstoff vornehmen zu müssen.

Nach neueren Forschungen soll allerdings dieser Korrosionsgefahr nicht mehr die Bedeutung zukommen, wenn für die Herstellung der Seile Original-Hüttenaluminium verwendet wird, was heute allgemein vorgeschrieben wird. In der Luft überzieht sich das Aluminium mit einer Oxydschicht, die das Metall vor Korrosionszerstörung schützt.

d) Stahlaluminium. Ist mit Aluminium wirtschaftlich für eine bestimmte Leitungsstrecke in schwierigerem Gelände aus Festigkeitsrücksichten nicht mehr durchzukommen und will man auch Kupfer aus besonderen Gründen ähnlicher Art nicht verwenden, so ist in die vergleichende Entwurfsbearbeitung auch Stahlaluminium einzusetzen. Hier handelt es sich um zwei Werkstoffe, die für den Aufbau des Seiles benutzt werden. Der Stahl gibt die mechanische Festigkeit und das Aluminium dient für die eigentliche Stromübertragung. Das Aluminium bildet den Außenmantel, der Stahl den Kern des Seiles. Dabei ist die VDE-Vorschrift zu beachten, daß der Stahl gegen Rost geschützt sein muß. Als Verzinkung darf nur Feuerverzinkung verwendet werden. Das für die Bäder verwendete Zink muß reines Hüttenzink sein¹. Stahlaluminiumleitungen sind ebenfalls auf bedeutenden Strecken nament-

¹ Siehe VDE: Anleitung für die Prüfung der Verzinkungsgüte bei der Abnahme verzinkter Stahldrähte und verzinkten Stahl- und Eisenzeuges.

lich in der Schweiz in schwierigem Gebirgsgelände schon seit Jahren in Benutzung und haben sich durchaus bewährt.

Der Aufbau der Stahl-Aluminiumseile nach den deutschen Normen ist in Zahlentafel 17 angegeben. Er ist entstanden aus der Forderung, zwei Lagen Aluminiumdrähte über dem Stahlkern anzuordnen und das Verhältnis des Querschnittes des Aluminiummantels zum Stahlkern aus mechanischen Gründen möglichst 6 : 1 zu machen. Die beiden Aluminiumlagen werden gegenseitig verdreht. Auf diese Weise werden zusätzliche Verluste durch Wirbelströme und Hysteresis im Stahlkern vermieden¹. Der geringste Aluminiumquerschnitt beträgt 62,5 mm². Besonders beachtlich ist der in Zahlentafel 19 und 20 durchgeführte Vergleich zwischen Stahl-Aluminium-, Aldrey- und Bronzeseilen. Das Verhältnis aus Bruchlast und Gewicht ist bei Aldrey am günstigsten und bei Stahlaluminium günstiger als bei Bronze².

Der spez. Widerstand bzw. die Leitfähigkeit von Stahl-Aluminiumseilen wird errechnet nach dem Leit-

¹ Weidig, P.: Leitungsverluste in Stahl-Aluminiumseilen. Elektrotechn. Z. 1926 Heft 17 S. 505.

² Bürklin, A.: Die mechanische Sicherheit von Freileitungen aus Aluminium und Stahl-Aluminium. Elektrotechn. Z. 1927 Heft 11 S. 355.

Zahlentafel 17. Aufbau von Stahlaluminiumseilen.

Seil Nr.	Gesamtquerschnitt mm ²	Seildurchmesser d mm	Gewicht kg/km	Querschnittsverhältnis		Stahlseil				Aluminiummantel ¹			
				Al / Cu	Al / St	Drähte		Seil		Drähte		Seil	
35	73,3	11,3	238 bis	1,79	5,74	7	1,4	4,25	10,8	26	1,75	2	62,5
50	105,1	13,5	von	1,8	5,91	7	1,65	4,95	15	26	2,1	2	90,1
70	143,5	15,8	341 "	1,75	5,78	7	1,95	5,85	20,9	26	2,45	2	122,6
95	193,7	18,3	474 "	1,75	5,88	7	2,25	6,75	27,8	26	2,85	2	165,9
120	244,9	20,6	644 "	1,74	5,78	7	2,55	7,65	35,8	26	3,2	2	209,1
150	309,3	23,1	816 "	1,76	5,87	7	2,85	8,55	44,6	26	3,6	2	264,7
185	382,9	25,7	1034 "	1,77	5,75	7	3,2	9,6	56,2	26	4	2	326,7
240	491,7	29,1	1293 "	1,76	6,1	19	2,15	10,75	68,9	26	4,55	2	422,8
			1634 "										

Werkstoff: Aluminium nach DIN VDE 501 und 8200, Stahldraht nach DIN VDE 8203 gezogen und verzinkt.

¹ Stets in zwei Lagen zur Vermeidung zusätzlicher Wechselstromverluste.

wert des Aluminiummantels. Die Seilquerschnitte sind nach den Kupferquerschnitten gleicher elektrischer Leitfähigkeit benannt.

Da Stahl eine Wärmeausdehnungszahl von $1,1 \cdot 10^{-5}$ und Aluminium eine solche von $2,3 \cdot 10^{-5}$, ferner in dem für Freileitungsbau verwendeten Zustand der Aluminiumdraht durchschnittlich eine Dehnung von 2 vH, der Stahldraht dagegen eine solche von 4 vH aufweist, zeigen diese Zahlen, daß eine Vereinigung zweier Werkstoffe mit derart verschiedenen Eigenschaften zu Bedenken Anlaß gibt. Um für die Berechnung von Stahl-Aluminiumseilen eine brauchbare Grundlage zu schaffen, wurde von der Voraussetzung ausgegangen, daß die Aluminiumlagen sich so fest auf die Stahlseele aufpressen, daß diese vollkommen festgehalten wird und sich im Seilinnern nicht verschieben könne. Es zeigt sich aber in der Praxis, daß diese Annahme nur bedingt zutrifft, indem man an den Enden von Stahl-Aluminiumseilen ein Verschieben der Stahlseele im Innern des Aluminiums unter dem Einfluß von Temperaturschwankungen beobachten kann. Zahlentafel 18 zeigt die Verteilung der Zugbelastung auf Stahl und Aluminium bei einem Stahl-Aluminiumseil mit einem Querschnittsverhältnis von 4,251 mit 170 mm² Aluminiumquerschnitt und 40 mm² Stahlquerschnitt. Hierbei wurde von der Annahme ausgegangen, daß das Seil bei + 10° C gespannt worden ist, wobei Stahl- und Aluminiumdrähte getrennt gefaßt sind, so daß ein Rutschen der Stahlseele im Seilinnern ausgeschlossen ist, und ferner entgegen der im Freileitungsbau üblichen Annahme eine freie Auswirkung der Wärmeausdehnung der beiden Werkstoffe angenommen wird. Aus den Werten der Zahlentafel 18 ist zu ersehen, daß bei - 25° C die Gesamtzugbelastung von 1040 auf 1470 kg ansteigt, die Zugbelastung des Stahls infolge seiner geringeren Wärmedehnungszahl dieselbe bleibt, während diejenige des Aluminiums von 3,44 auf 6,0 kg/mm² ansteigt. Dabei ist darauf hinzuweisen, daß diese Grenzwerte in der Praxis wohl eintreten können, obgleich im allgemeinen Mittelwerte zwischen den nach den Freileitungsformeln berechneten Belastungen und der hier berechneten, bei der ein vollständiges Gleiten der Stahlseele angenommen wird, sich ergeben werden. Wird ein Stahl-Aluminiumseil bei tiefen Temperaturen über die Elastizitätsgrenze des Aluminiums hinaus belastet, so tritt ferner im Aluminium eine bleibende Dehnung auf, während die Stahlseele nach Entlastung wieder auf ihre ursprüngliche

Zahlentafel 18. Verteilung der Belastung bei Stahl-Aluminium- und Reinaluminiumseilen¹.

Temperatur ° C	Stahl-Aluminiumseil						Reinaluminiumseil			
	Durchhang m	Zugbelastung						Durchhang m	Zugbelastung	
		Stahl kg/mm ²	Last kg	Aluminium kg/mm ²	Last kg	Stahl-Aluminium Last kg	kg/mm ²		Last kg	
- 25	3,86	11,25	450	6,0	1020	1470	3,86	5,2	884	
+ 10	5,46	11,35	455	3,44	585	1040	7,63	2,64	449	

¹ Zeerleder, D. v., u. M. Boßhard: Neue Wege im Freileitungsbau. Z. Metallkde. 1927 Novemberheft.

Länge zurückgeht. Die Folge davon ist ein Aufbiegen der Aluminiumdrähte (Korbbildung S. 172), die sich von der Stahlseele ablösen. Neben den bereits geschilderten Gefahren tritt dann weiter die ein, daß die Feuchtigkeit bis ins Innere des Seiles eindringen und zu gefährlichen Korrosionen der Stahlseele führen kann.

In volkswirtschaftlicher Hinsicht, ferner in bezug auf das Verhalten bei Dauererwärmung, Lichtbogenangriff und Korrosion gilt das bei Aluminium Gesagte auch für Stahl-Aluminium in ähnlicher Weise. Ein sogenannter Altwert, also Umwandlungswert kommt dem Stahl-Aluminium nicht zu, was für wirtschaftliche Untersuchungen wohl zu beachten ist.

Stahl-Aluminium ist als ein Zwischenwerkstoff anzusehen, der durchgebildet wurde für alle solche Leitungsverhältnisse, bei denen Aluminium gewünscht, Kupfer nach Möglichkeit vermieden werden sollte. In Sonderheit lagen diese Verhältnisse in Europa während des Weltkrieges vor. Nachdem es aber gelungen ist, Aluminiumlegierungen mit hoher elektrischer Leitfähigkeit und hoher mechanischer Festigkeit herzustellen, wie sie das Aldrey aufweist, wird Stahl-Aluminium im Freileitungsbau heute nur noch selten und insbesondere in Aluminiumleitungen nur für besondere Leitungsabschnitte verwendet.

e) Aldrey. Dieser Werkstoff ist erst vor wenigen Jahren in den Freileitungsbau eingeführt worden. Aldrey ist eine Aluminiumlegierung aus etwa $\frac{1}{2}$ vH Magnesium, $\frac{1}{2}$ vH Silizium und unter 0,3 vH Eisen, der Rest mit 98,7 vH ist Reinaluminium. Hochspannungsleitungen sind seit dem Jahre 1925 im Betrieb und haben sich auch unter schwierigen Verhältnissen bisher bewährt. Die technischen Werte sind aus Zahlen-
tafel 19 und 20 zu ersehen. Die Leiterquerschnitte entsprechen den Verbandsquerschnitten. Für die Verlegung kommen wie bei Reinaluminium nur Seile zur Verwendung.

Aus den Werten der Zahlentafel 12 ergibt sich, daß das Eigengewicht, die Wärmeausdehnungszahl und die elastische Dehnungszahl denen des Reinaluminiums entsprechen. Wesentlich höher dagegen liegt der Wert der Festigkeit, insbesondere die Dauerzugfestigkeit. Sie ist mehr als doppelt so hoch wie bei Aluminium und übersteigt sogar diejenige des Stahl-Aluminiums. Infolgedessen eignet sich auch dieser Werkstoff für weiten Mastabstand und läßt Ersparnisse in den Gesamtkosten einer Leitungsstrecke gegenüber Kupfer erzielen, die je nach den Streckenverhältnissen unter Umständen bis etwa 10 vH betragen können. Die Sicherheit bei der zugelassenen Höchstzugspannung gegen zusätzliche Eisbelastungen ist größer als bei Kupfer und Stahl-Aluminium und wesentlich höher als bei Reinaluminium.

Gegenüber Kupfer hat dieser Werkstoff ebenfalls die Vorteile der Erzeugung im Lande und des geringeren Preises, gegenüber Stahl-Aluminium den weiteren, daß das Leiterseil aus einheitlichem Werkstoff besteht.

Hinsichtlich der Sicherheit bei Dauererwärmung haben die Versuche ergeben, daß länger dauernde Seiltemperaturen von 80° C und mehr infolge Stromdurchgang und Sonnenbestrahlung (Mittelmeerländer und

Tropen) die Festigkeit des Aldreyseiles von 30 kg/mm² (entsprechend einer Dauerzugfestigkeit i. M. von 26 kg/mm²) kaum verringern, da die Aldreyseile bei etwa 150° C vergütet und daher bei darunter liegenden Temperaturen stabil sind. Dagegen verlieren Aluminium-Hartdrähte an Festigkeit wie auch an Dauerzugfestigkeit; auch Hartkupferdrähte zeigen wie auf S. 177 gesagt ein Nachlassen in diesen Werten. Die Sicherheit gegen Lichtbogen und Kurzschlußströme ist bei Aldreyseilen praktisch die gleiche wie bei Stahl-Aluminiumseilen, Kupferseilen kaum unterlegen, Reinaluminiumseilen dagegen überlegen. Da die vom Lichtbogen nicht unmittelbar getroffenen Einzeldrähte im Aldreyseil keinen wesentlichen Festigkeitsrückgang infolge ihrer großen Temperaturbeständigkeit erleiden, reißen die Seile erst, wenn die Mehrzahl der Drähte durchgeschmolzen ist. Kurzschlußströme gefährden Aldrey weniger als die anderen Freileitungswerkstoffe, da bei kurzzeitigen Erwärmungen auch über 150° C die Festigkeit von Aldrey kaum einen Rückgang erleidet.

Aldreyseile haben etwa die gleiche Korrosionsbeständigkeit wie solche aus bestem technischem Reinaluminium, weil nicht mehr Verunreinigungen im Aldrey enthalten sind, als im besten technischen Reinaluminium und die absichtlich gemachten Zusätze Magnesium und Silizium als Magnesiumsilizit und Silizium durch das Vergütungsverfahren in die Raumgitter der Reinaluminiumkristalle eintreten (Mischkristallbildung). Während in Reinaluminiumdrähten das Silizium entsprechend dem notwendigen Herstellungsverfahren für harte Drähte höchster Leitfähigkeit als selbständige Kristalle neben den Aluminiumkristallen bleiben und die Oxydschutzhaut partiell gefährden, bildet sich beim Aldreydraht dagegen eine natürliche Aluminium-Oxydschutzhaut ohne lokale Unterbrechungen.

Zahlentafel 19. Mechanische und elektrische Eigenschaften von Stahlaluminium-, Bronze- und Aldreyseilen.

Stahlaluminium			Bronze			Aldrey		
Seil Nr.	Bruchlast kg	Ohm f. d. km bei 20° C	Nennquerschnitt mm ²	Bruchlast kg	Ohm f. d. km bei 20° C	Leitwertgleicher Nennquerschnitt mm ²	Bruchlast kg	Ohm f. d. km bei 20° C
—	—	—	16	795	1,32	35	1020	1,01
—	—	—	25	1210	0,870	50	1440	0,717
35	2120	0,471	35	1700	0,619	70	1980	0,521
50	3040	0,326	50	2450	0,430	95	2790	0,370
70	4150	0,240	70	3300	0,320	120	3510	0,294
95	5600	0,177	95	4650	0,227	150	4410	0,234
120	7090	0,140	120	5850	0,179	185	5460	0,189
150	8950	0,112	150	7350	0,143	240	6840	0,151
185	11050	0,090	185	9100	0,115	300	8980	0,115
240	14200	0,069	240	11400	0,093	—	—	—

Der Berechnung der Bruchlast (Prüffestigkeit) sind bis Stahlaluminium 59 kg/mm², Bronze 49,0 kg/mm² und bei Aldrey 29 kg/mm² zugrunde gelegt.

Schließlich ist noch zu erwähnen, daß dieser Werkstoff auch eine Altwerkstoffverwertung zuläßt. Aldreyseile können wie Kupferseile in andere Querschnitte umgewandelt werden, wobei der Metallverlust beim Umschmelzen etwa 6 bis 8 vH beträgt.

Zahlentafel 20. Querschnitts- und Gewichtsvergleich für Stahlaluminium-, Bronze- und Aldreyseile.

Seil Nr.	Stahlaluminium			Bronze			Aldrey			Gewichts- vergleich	
	Alu- querschnitt mm ²	Gesamt- querschnitt mm ²	Mittl. Gew. f. d. km kg	Nenn- querschnitt mm ²	Ist- querschnitt mm ²	Mittl. Gew. f. d. km kg	Leitwertgl. Nenn- querschnitt mm ²	Ist- querschnitt mm ²	Mittl. Gew. f. d. km kg	Stahlal- Bronze	Aldrey- Bronze
35	62,5	73,3	262	35	34	296	70	66	184	0,885	0,622
50	90,1	105,1	373	50	49	426	95	93	259	0,876	0,608
70	122,6	143,5	512	70	66	575	120	117	326	0,890	0,567
95	165,9	193,7	687	95	93	810	150	147	409	0,848	0,505
120	209,1	244,9	873	120	117	1020	185	182	506	0,856	0,497
150	264,7	309,3	1100	150	147	1280	240	228	635	0,860	0,497
185	326,7	382,9	1367	185	182	1580	300	299	837	0,865	0,530
240	422,8	491,7	1740	240	228	1980	—	—	—	0,879	—

f) **Kupferpanzerstahl**¹. Dieser Werkstoff gehört zu der Art der Verbundmetalle (Doppelmetalle, Bimetalle), unterscheidet sich von diesen aber durch die Art seiner Herstellung, die in der Weise erfolgt, daß ein Stahlkern auf metallurgischem Wege unter Ausschluß der Luft mit einem Kupfermantel umgeben wird. Letzterer wird dabei mit der Stahlseele so innig verschweißt, daß gewissermaßen ein vollständig neues Metall entsteht frei von Blasen u. dgl., die beim Bimetall nicht immer mit Sicherheit zu vermeiden sind, und dann sowohl elektrolytische als auch mechanische Fehlerquellen bilden. Ausgedehnte Versuche haben ergeben, daß auch bei der stärksten Formveränderung (Tordierung, Winkelbildung), denen ein Kupferpanzerstahldraht unterworfen wurde, ein Ablättern des Kupfermantels nicht eintrat, was bei den Bimetallen in gleich sicherer Weise nicht zu erreichen ist. Solche Formveränderungen treten ein, wenn bei dem Auslegen der Leiter Knicke entstehen, die später ausgehämmert werden. Beim gewöhnlichen Bimetall wird durch derartige Arbeiten die Kupferhaut verletzt, die Stahlseele freigelegt, und ein Rosten letzterer, das über die verletzte Stelle hinaus in den Stahlkern weiter eindringt, kann dann die Ursache zu einem Leiterbruch werden. Auch ist darauf hinzuweisen, daß bei den Doppelmetallen infolge der verschiedenen Wärmeausdehnungszahlen schon bei gewöhnlicher Temperatur in der Berührungsfläche beider Metalle hohe Spannungen entstehen, die eine Verletzung der Kupferhaut herbeiführen können und dann der Rostgefahr des Stahlkernes Vorschub leisten. Alle

¹ In Deutschland wird dieser Werkstoff hergestellt von den Hedderheimer Kupferwerken, Frankfurt a. M.

diese ungünstigen Eigenschaften der Doppelmetalle sind beim Kupferpanzerstahldraht durch den Herstellungsvorgang beseitigt¹.

In nordamerikanischen Anlagen ist dieser Werkstoff zuerst für Schwachstromleitungen in Gebrauch genommen worden. Neuerdings wird derselbe aber auch für Starkstromanlagen benutzt². Für die Zwecke der Kraftübertragung ist er besonders an Stelle der verzinkten Stahlseile von Vorteil, wie das aus der Zahlentafel 12 zu erkennen ist. Der Kupferpanzerstahl vereinigt in sich die Vorzüge der Bronze also der Leitfähigkeit und Wetterbeständigkeit mit denjenigen des Stahles also der höheren Bruchfestigkeit.

Da die Stahlseele mit einem Kupfermantel umschweißt ist, können Kupferpanzerstahldrähte auch an Meeresküsten und unter ähnlichen ungünstigen Verhältnissen verwendet werden, in denen infolge der Gefahr des Rostens bzw. des Angriffes des Metalles durch elektrochemische Einflüsse sonst auf Kupfer oder Bronze zurückgegriffen werden müßte.

In der Zahlentafel 21 ist der Vergleich dieses Werkstoffes mit Kupfer und Bronze durchgeführt; man erkennt aus dieser Zusammenstellung leicht die Vorzüge.

Zahlentafel 21. Vergleichende Zusammenstellung der Werkstoffwerte für Kupfer, Kupferpanzerstahl und Bronze bezogen auf Kupfer = 1.

Bezeichnung	Hart- kupfer	Kupfer- panzerstahl Marke B	Bronze Bz II
Eigengewicht	1	0,923	0,97
Leitfähigkeit	1	0,342	0,89
Querschnitt } für gleiche	1	2,93	1,13
	1	1,72	1,07
Gewicht } Leitfähigkeit	1	2,68	1,03
	1	1,74	1,53
Dauerzugfestigkeit f. d. mm ²	1	1,74	1,53
Dauerzugfestigkeit für wertgleichen Querschnitt	1	5,1	1,72

Die Dauerzugfestigkeit liegt beim Kupferpanzerstahl wesentlich höher als bei Kupfer; somit ist bei dem ersteren Metall die zulässige Höchstzugspannung wesentlich größer als bei dem letzteren. Das ist insbesondere dort von besonderer Bedeutung, wo mit stark wechselnden klimatischen

¹ Stahl mit Kupferüberzug, dessen Eigenschaften und Herstellung: Metallurgie 22. II. 1910; Elektr. Kraftbetr. Bahn. 1910 Heft 21 S. 417; 1909 Heft 27 S. 522. H. Marzohl: Kupferpanzerstahl „KPS“ als Leitungsbaustoff in Mittelspannungsnetzen, Elektrotechn. Z. 1930 Heft 40 S. 1395; G. Dettmar: Über die Verwendungsmöglichkeiten von Kupferpanzerstahl in der Elektrotechnik. Elektrotechn. Z. 1929 Heft 44 S. 1580.

² Ein Teil der Fernleitung der Great Western Power Co. in Kalifornien, die mit 60 Hertz und 100 kV betrieben wird, besteht aus Seilen von Kupferpanzerstahldraht. Auch für die Kreuzung des Niagaraflusses durch zwei Drehstromlinien bei 60 kV, 25 Hertz, 30000 kW sind Kupferpanzer-Stahlseile verwendet. In Deutschland sind dem Verf. nur zwei Anlagen bekannt geworden: Weserkreuzung mit 168 m Spannweite, bei der Kupferpanzer-Stahldraht von 5 mm Durchmesser bei 3000 V Drehstrom verlegt worden ist. Flußkreuzung der Bayrischen Elektrizitätswerke mit 280 m Spannweite, Seilquerschnitt 35 mm².

Verhältnissen zu rechnen ist wie z. B. bei Stürmen, heftigen Schneefällen mit plötzlichem Temperatursturz (Eisregen, Rauhreif, Anbacken großer Schneemassen auf den einzelnen Leitern usw.), oder besondere Sicherheit gefordert wird (Kreuzung von Eisenbahnen, Post- und Telegraphenleitungen).

Zu beachten ist ferner, daß Kupferpanzerstahl eine kleinere Wärmeausdehnungszahl hat als Kupfer und Bronze. Es zieht sich daher dieser Werkstoff bei sinkender Temperatur weniger zusammen als Kupfer, was wiederum dann von besonderer Bedeutung ist, wenn es sich um sehr große Spannweiten handelt (Fluß- und Talübergänge). Der Durchhang wird bei steigender Temperatur kleiner als bei Kupfer, und das Zusammenschlagen der Leiter sicherer vermieden. Dazu kommt, daß das spezifische Gewicht um etwa 8 vH geringer ist als dasjenige von Kupfer und Bronze.

Besondere Verwendung kann Kupferpanzerstahl schließlich für Tragdrähte, Erdungsseile und Schutznetze finden. Man benutzt in diesen Fällen die Marke A mit geringerer Kupferauflage. Der Vorteil gegenüber Stahldraht liegt dabei hauptsächlich in der Rostsicherheit und der damit verbundenen längeren Lebensdauer.

Auch für Fernmeldeleitungen ist dieser Werkstoff gut geeignet.

Der Kupferpanzerstahl wird in zwei Sorten hergestellt und zwar Marke A mit 20 bis 30 vH und Marke B mit 30 bis 40 vH Leitfähigkeit. Für Leiterzwecke kommt nur Marke B zur Verwendung; es sind daher in Zahlentafel 12 auch nur für diese Marke die Werte angegeben.

Für Stromübertragungszwecke hat Kupferpanzerstahl in Deutschland bisher nur wenig Verwendung gefunden, was in der Hauptsache wohl erstlich darauf zurückzuführen ist, daß seine elektrische Leitfähigkeit geringer ist als Kupfer und Aluminium, also elektrisch größere Querschnitte erforderlich werden, und zweitens weil gegenüber Kupfer und neuerdings auch Aluminium ein Altwerkstoffwert nicht gerechnet werden kann. Demgegenüber stehen aber doch eine Reihe von Vorteilen, die in den mechanischen Eigenschaften dieses Werkstoffes liegen und die infolgedessen Ersparnisse beim Bau einer Leitung zu machen gestatten. Bei der nach VDE zulässigen Zugspannung von 26 kg wird der Durchhang wesentlich kleiner als bei Kupfer und Aluminium. Wählt man z. B. den gleichen Durchhang wie bei einem Kupferleiter d. h. also läßt man die bei Kupfer erforderliche Masthöhe bestehen, so erhält man eine Spannweitenvergrößerung von etwa 20 vH. Das ist naturgemäß schon wesentlich beachtlich und hat eine Verminderung der Baukosten der Leitung zur Folge. Sehr eingehende Untersuchungen der Hedderheimer Kupferwerke haben unter vollständiger Berücksichtigung aller Einzelheiten folgende Vergleichszahlen für eine Drehstromleitung ergeben (Zahlentafel 22).

Aus der Zahlentafel 22 geht hervor, daß Kupferpanzerstahl für Mittelspannungsnetze durchaus wirtschaftliche Verwendung finden kann, wenn die geringere Leitfähigkeit gegenüber Kupfer — also gegebenenfalls der höhere Verlust — keine ausschlaggebende Rolle spielt. Das ist allerdings nur der Fall bei Abzweig- oder Stichleitungen

nach an sich schlechten Absatzgebieten (entfernt gelegenen Dörfern und Gutshöfen), bei denen mit einer wesentlichen Steigerung des Stromverbrauches nicht zu rechnen ist, der Kupferquerschnitt daher nie voll ausgenutzt werden kann und die Anlage- und Unterhaltungskosten auf das geringstmögliche Maß herabgedrückt werden müssen. Dabei ist zu beachten, daß die Sicherheit gegen Leiterbruch etwa 70vH größer ist als bei Kupfer, wodurch die Gefahr für Rauhreifüberlastung auch für solche Nebenstrecken wesentlich herabgesetzt wird.

Zahlentafel 22. Vergleichskosten für Mittelspannungsleitungen aus KPS und Cu bei 15 kV Betriebsspannung und 10 km Länge.

Querschnitt mm ²	10 mm ²		16 mm ²		25 mm ²	
	KPS	Cu	KPS	Cu	KPS	Cu
Spannweite. m	100	80	118	95	135	108
Bruchlast. kg/m	1,84	1,24	2,35	1,53	3,04	1,92
Anzahl der Tragmaste	73,0	91,3	61,8	77,0	54,0	67,4
„ „ Winkelmaste 160°	9,7	13,1	7,7	10,3	6,3	9,0
„ „ „ 130°	9,8	13,1	7,8	10,4	6,2	9,0
Gestängekosten:						
Tragmaste RM	131	138	148	148	159	148
Winkelmaste 160° „	341	356	359	359	378	356
Winkelmaste 130° „	767	715	952	850	998	885
Kreuzungsmaste. „	880	832	1033	957	1251	1133
Gestängekosten zusammen „	24750	30820	24420	28640	23380	26800
Gestängekosten für KPS billiger um vH	19,7		14,7		12,8	
Kosten der Beseilung:						
Seilkosten ¹ RM	4420 5780		7080 9180		11050 14200	
KPS-Beseilung ist billiger um vH	23,5		22,9		22,2	
Gesamte Leitungskosten:						
Gesamtkosten. RM	39520 49170		42110 50140		45340 53530	
KPS-Leitung ist billiger um vH	19,6		16,0		15,3	

Für die Querschnittsberechnung bei Kupferpanzerstahl ist die Leitfähigkeit bzw. der spez. Widerstand in Zahlentafel 12 angegeben. Bei Wechselstrom ist weiter der erhöhte induktive Widerstand zu berücksichtigen, der dadurch hervorgerufen wird, daß der Leiter zum größeren Teil aus einem magnetischen Werkstoff (Stahl) besteht. Auf Grund zahlreicher Versuche hat sich ergeben, daß die Gesamtimpedanz eines Stromkreises aus Kupferpanzerstahl praktisch gleich gesetzt werden kann derjenigen eines Kupferstromkreises von gleichem Widerstande. Das geht auch daraus hervor, daß ein Kupferpanzerstahldraht, der aus 40 vH Kupfer und 60 vH Stahl besteht, 87 vH des Stromes durch das Kupfer und 13 vH durch den Stahl fortleitet, so daß für alle Verwendungen der Leiter einfach aus dem Kupferüberzug besteht, der einen Querschnitt wie ein Kupfer-

¹ Kupferpreis für 100 kg RM 203, für KPS RM 170 eingesetzt.

draht von gleichem Querschnitt hat. Da Kupferpanzerstahl durchgängig für lange Hochspannungsleitungen großer Kraftübertragungsanlagen nicht verwendet wird, genügt für die Querschnittsberechnung diese kurze Angabe¹.

Hinsichtlich der sonstigen Eigenschaften gegenüber Lichtbogenangriff und Korrosionsgefahr unterscheidet sich der Kupferpanzerstahl nicht vom Kupfer.

g) Bronze². Muß nach den Verhältnissen eines bestimmten Leitungsabschnittes ein Werkstoff besonders hoher Festigkeit gewählt werden, etwa in besonders gefährdeten Rauhreif- und Sturmgebieten und bei sehr großen Spannweiten, dann wird in Kupferleitungen eine solche Strecke mit einer Kupferlegierung — Bronze — ausgerüstet. Je nach dem Grad der Metallzusammensetzung sind nach den VDE-Normen drei Bronzegüten zu unterscheiden, für die die wissenswerten Daten in Zahlentafel 12 angegeben sind. Zumeist werden nur kurze Leitungsabschnitte mit Bronze belegt, so daß für diese weniger die Leitfähigkeit als die mechanische Festigkeit bestimmend ist.

Da Bronze gewissermaßen ein vergütetes Kupfer ist, gilt alles bei Kupfer Gesagte auch für diesen Werkstoff. Der mechanische Aufbau der Bronzeseile entspricht dem der Kupferseile gleichen Querschnitts.

Ein Vergleich mit Kupfer ist in Zahlentafel 21 durchgeführt.

h) Stahl. Handelt es sich um ganz besondere Fälle so z. B. bei der Überquerung eines Meeresarmes und treten Zusatzlasten durch Stürme auf, so muß man notgedrungen von der Verwendung der bisher genannten Werkstoffe Abstand nehmen und zur Verlegung von Stahlseilen übergehen, weil ein Stahlseil nach Zahlentafel 12 mechanisch viel höher beansprucht werden kann als z. B. ein Kupfer- oder Bronze-seil. Dadurch werden dann auch die Masten niedriger, weil der Durchhang geringer wird, aber in den Abmessungen der Profileisen natürlich wesentlich stärker. Da Stahl indessen einen sehr hohen spezifischen Widerstand aufweist, kann man mit Rücksicht auf den Querschnitt bzw. das Gewicht des Seiles nicht mehr die gleiche Leitfähigkeit mit Kupfer der Querschnittsbemessung zugrunde legen, sondern entweder die Strombelastung für den Quadratmillimeter oder nur die Bruchfestigkeit berücksichtigen. Ähnlich wie bei Bronze kann der in den Leitungstrecken aus Stahl auftretende höhere Ohmsche Verlust in der Regel vernachlässigt werden.

Stahladrähte und -seile müssen vorzüglich verzinkt sein, da sie andernfalls der Gefahr des Durchrostens ausgesetzt sind, also an Festigkeit verlieren, und dadurch ein Leiterbruch verursacht werden kann.

¹ Schulze, E.: Untersuchungen von Kupferpanzerstahl (KPS), Drähten und Seilen. Elektrotechn. Z. 1928 Heft 2.

² Weserkreuzung bei Farge, 100 kV, Leiter $6 \times 35 \text{ mm}^2$, Bronze von 80 kg/mm^2 Bruchfestigkeit, Höchstbeanspruchung bei -5°C + Eislast 16 kg/mm^2 , Hängeisolatoren-Doppelketten, Spannweite 409 m, freie Höhe der Eisentürme 96 m, ausgeführt von den Siemens-Schuckertwerken, Siemensstadt b. Berlin.

Thüringerwerksleitung über den Thüringer Wald, 95 und 120 mm^2 Bz II bei Spannweiten bis 200 m, 50 kV.

Die VDE-Normen umfassen Stahl von 40, 70, 120 und 150 kg/mm² Festigkeit. Von wesentlicher Bedeutung ist nur Stahl von 70 und 120 kg/mm² Prüffestigkeit.

Stahlseile kommen heute im Freileitungsbau fast ausschließlich nur noch für Erdseile zur Anwendung. Hinsichtlich der Wahl des Werkstoffes ist der Zustand der umgebenden Luft der Freileitungsstrecke

Zahlentafel 23.

Werkstoffangaben für Fernmelde-Freileitungen nach DIN VDE 8300.

Werkstoff	Durchmesser mm	Querschnitt Nennwert mm ²	Festigkeit kg/mm ² etwa	Mindest- Bruch- last kg	Leitfähig- keit bei 20° C	Höchst- Wider- stand bei 20° C Ohm f. d. km
					$\frac{m}{\text{Ohm} \cdot \text{mm}^2}$ etwa	
Hartkupferdraht	1	0,79	45	—	55	—
	2	3,14	45	135		5,8
	2,5	4,91	45	210		3,7
	3	7,07	44	315		2,6
	4	12,57	44	550		1,45
	4,5	15,9	43	680		1,15
5	19,63	43	850	0,93		
Bronzedraht I Bz I	2	3,14	52	165	48	6,64
	2,5	4,91	52	255		4,26
	3	7,07	52	370		2,96
	4	12,57	51	635		1,66
	4,5	15,9	50	790		1,32
	5	19,63	50	970		1,06
Bronzedraht II Bz II	1	0,79	70	—	36	—
	1,5	1,76	70	125		15,7
	2	3,14	66	208		8,8
	2,5	4,91	64	315		5,7
	3	7,07	62	438		3,9
	4	12,57	60	755		2,2
	4,5	15,9	58	920		1,75
	5	19,63	57	1115		1,4
Bronzedraht III Bz III	1	0,79	80	—	18	—
	2	3,14	75	235		17,7
	2,5	4,91	74	364		11,3
	3	7,07	73	515		7,9
	4	12,57	69	865		4,32
	4,5	15,9	67	1065		3,5
	5	19,63	66	1295		2,83

zu berücksichtigen. Für Leitungsgebiete mit praktisch reiner Luft genügen feuerverzinkte Stahlseile. Die Verzinkung muß gleichmäßig und lückenlos sein, sie muß an der Oberfläche fest haften und darf beim Biegen des Drahtes nicht abbröckeln. Die Korrosionsbeständigkeit der Stahlseile nimmt mit wachsender Festigkeit zu, so daß Stahl-drähte mit 120 bis 140 kg/mm² Bruchfestigkeit wesentlich längere Lebensdauer aufweisen als solche geringerer Festigkeit.

Für Leitungsgebiete mit stark säurehaltiger Luft, mit Verunreinigungen durch Lokomotivbetrieb u. dgl. verwendet man

verzinkt verbleite Stahlseile,
gekupferte Stahlseile,
nicht rostende Stahlseile
Kupferpanzerstahl.

Es wird sich die Auswahl nach den Baugebiete-Verhältnissen und der Seillänge, also den Kosten, richten. Prüfungen nach dieser Richtung sollten nicht unterbleiben, denn es sind bereits Störungen durch durchgerostete und gerissene Erdseile vorgekommen.

Kupferpanzerstahl hat den besonderen Vorzug infolge der großen Leitfähigkeit gegenüber Stahl, hohe Erdschlußströme führen und niedrigeren Erdungswiderstand ergeben zu können.

i) **Leiterwerkstoffe für Fernmeldeleitungen.** Für Fernmeldeleitungen wird fast ausschließlich Kupfer oder Bronze verwendet. Zur Vervollständigung sind in Zahlentafel 23 die mechanischen und elektrischen Daten für diese beiden Werkstoffe zusammengestellt. Im allgemeinen wird Bronzedraht bevorzugt, weil er eine höhere Prüffestigkeit besitzt und daher bei größeren Spannweiten Ersparnisse zu machen gestattet.

10. Die Festigkeitsberechnung der Freileitungen.

a) **Allgemeine Gesichtspunkte.** Die Festigkeitsberechnung erstreckt sich auf die Ermittlung des Durchhanges, den ein zwischen zwei Stützpunkten *A* und *B* (Abb. 117) gespannter Leiter unter den ungünstigsten Verhältnissen höchstens aufweisen darf, damit eine bestimmte mechanische Beanspruchung (Zugspannung) des Leiterwerkstoffes nicht überschritten wird. Mit zu geringer Spannung verlegte Leiter hängen zu stark durch, erfordern höhere Masten und können bei heftigem Winde oder Eisabwurf leichter in Schwingungen versetzt werden, was namentlich bei großen Spannweiten und Aluminium beachtet werden muß. Da die Leiter an einem Mast zudem nie synchron miteinander schwingen, können sie dann leichter zur gegenseitigen Berührung kommen, was bei ungleicher Polarität bzw. Phase gleichbedeutend mit einem Kurzschluß ist. Der Leiterwerkstoff wird an solchen Berührungstellen stark angegriffen (Lichtbogeneinwirkung), und Leiterbrüche sind die Folge, auch Stromunterbrechungen durch Schalterauslösung können eintreten. Bei zu gering gespannten Leitern muß infolgedessen der gegenseitige Abstand zwischen den Leitern unerwünscht groß bemessen werden.

Zu stark gespannte Leiter andererseits schließen ebenfalls die Gefahr des Leiterbruches in sich, weil die Beanspruchung des Werkstoffes infolge unvorhergesehener Zusatzbelastungen z. B. bei starkem Frost, durch Wind oder Eis so groß werden kann, daß die Dehnungsgrenze und dann die Bruchgrenze überschritten wird.

Es muß also durch Rechnung festgestellt werden, welchen Durchhang man einem Leiter geben darf, oder welche Zugspannung gewählt werden muß, damit auch im ungünstigsten Fall die genügende Sicher-

heit gegen Bruch gewährleistet ist. Welche Verhältnisse als die ungünstigsten nach dieser Richtung anzusprechen sind, wird besonders erläutert werden. Sie ergeben sich aus der Gegend, durch die die Leitung führt, und ferner aus behördlichen Vorschriften, aus schwierigen Montage- und Instandsetzungsmöglichkeiten u. dgl.

Wenn auch für den Entwurf einer Freileitung in der Hauptsache nur der größtmögliche Durchhang bekannt sein muß, um die Masthöhe bestimmen zu können, so ist es dennoch notwendig zu wissen, unter welchen Verhältnissen derselbe zu erwarten ist, und welche Beanspruchung des Leiterwerkstoffes dabei auftritt letzteres besonders, um die erforderlichen Unterlagen für die Mastabmessungen zu erhalten. Infolgedessen sollen die hierfür notwendigen Rechnungen etwas ausführlicher behandelt und die einzelnen Gleichungen abgeleitet werden, damit auf diese Weise der entwerfende Ingenieur mit größerer Sicherheit an die Lösung dieser Aufgaben herantreten kann.

Bezeichnet (Abb. 117 u. 118):

a_M den Mastabstand oder die Spannweite in cm,

f den Durchhang in cm,

δ das Eigengewicht des Leiters in kg/cm^3 also für 1 cm und 1 cm^2 ,

σ die Beanspruchung (Drahtspannung, Zugspannung) im tiefsten Punkt des Leiters in kg/cm^2 ,

so lautet nach Blondel die Momentengleichung für den Punkt O (Mitte des Leiters zwischen zwei Masten) in Abb. 118:

$$\sigma \cdot f = \frac{\delta \cdot a_M}{2} \cdot \frac{a_M}{4}, \quad (229)$$

und daraus folgt der Durchhang:

$$f = \frac{\delta \cdot a_M^2}{8 \cdot \sigma}, \quad (230)$$

bzw. wenn mit dem Index max der ungünstigste Zustand bezeichnet wird, bei welchem die Beanspruchung am größten sein soll:

$$f_{\text{max}} = \frac{\delta_{\text{max}} \cdot a_M^2}{8 \cdot \sigma_{\text{max}}}. \quad (231)$$

Es ist nicht angängig, für alle Gegenden die ungünstigsten Witterungs- und Temperaturverhältnisse, bei denen die stärkste Beanspruchung des Leiters auftritt, als gleich oder annähernd gleich vorauszusetzen, was aus den nachfolgenden Erörterungen leicht zu erkennen sein wird. Wenn der VDE in den VSF/1930 auch Vorschriften für die Festigkeitsberechnung von Freileitungen gegeben hat, so ist dabei zu berücksichtigen, daß diese nur für Mitteleuropa Geltung haben. Aber es werden auch hier Fälle bei Leitungsanlagen in schwierigem Gelände vorkommen, die es unter Umständen angezeigt erscheinen lassen, von den Vorschriften abzuweichen. Aus diesem Grunde werden die Gleichungen für die Festigkeitsberechnung zunächst ganz allgemein aufgestellt und besprochen, und erst dann soll ihre Anwendung bzw. Verwertung unter Berücksichtigung der Verbandsvorschriften gezeigt werden.

Neben der Ermittlung der Höchstzugspannung besteht die Hauptaufgabe der Festigkeitsberechnung darin festzustellen, welchen größten Durchhang der Leiter aufweisen kann, denn danach richtet sich die Höhe der Maste. Letztere ist wiederum mitbestimmend für die Gesamtkosten der Leitungsanlage, weil von ihr die Spannweite (daraus Zahl der Maste für eine Strecke) und die Mastkonstruktion unmittelbar beeinflusst werden. Aus der Gl. (230) geht hervor, daß der Durchhang f abhängig ist von dem Eigengewicht des Leiters einschließlich aller gleichzeitig auftretenden Zusatzbelastungen, dem Mastabstand und der Zugspannung.

b) Berechnung der Beanspruchung und des Durchhanges des Leiters auf Stützenisolatoren und an senkrecht hängenden Kettenisolatoren auf ebener Leitungsstrecke. Wird ein Seil zwischen

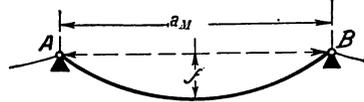


Abb. 117. Durchhang eines Leiters bei gleichhohen Stützpunkten.

zwei Stützpunkten gespannt, so ändert sich der Durchhang mit der Zugspannung, die auf ihn wirkt. Mit zunehmender Zugspannung also steigender Beanspruchung f . d. cm^2 Querschnitt wird der Durchhang geringer und umgekehrt.

Der mit irgendeiner Zugspannung σ_x gespannte Leiter habe bei irgendeiner Temperatur t_x und der Belastung δ_x einen gewissen Durchhang f_x .

Ändert sich zunächst die Temperatur, so dehnt sich der Werkstoff aus, der Durchhang wird größer und die Beanspruchung σ_x nimmt nach Gl. (230) ab. Da aber andererseits jeder Werkstoff eine gewisse Elastizität besitzt, zieht sich dieser mit sinkender Zugspannung zusammen. Dadurch nimmt der Durchhang wieder etwas ab und die Beanspruchung zu. Es geht hieraus hervor, daß f und σ von der jeweiligen Temperatur abhängen. Ähnliches gilt sinngemäß auch, wenn sich die Belastung des Leiters ändert, wenn also zu dem Eigengewicht noch zusätzliche Belastungen hinzutreten.

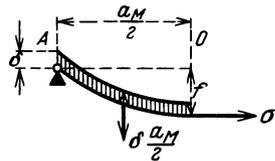


Abb. 118. Durchhangsberechnung.

Um diese Verhältnisse näher zu untersuchen, aus denen erst hervorgeht, wann der größte Durchhang bzw. die stärkste Beanspruchung zu erwarten ist, wird davon ausgegangen, daß der Leiter in der Form einer Kettenlinie durchhängt. Für eine bestimmte Beanspruchung ist dann die Länge:

$$l_x = a_M + \frac{\delta_x^2 \cdot a_M^3}{24 \cdot \sigma_x^2}, \tag{232}$$

bzw. für den ungünstigsten Fall bei der Temperatur t_0 als tiefste Temperatur, wenn also der Durchhang am kleinsten und die Beanspruchung am größten ist:

$$l_0 = a_M + \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^3}{24 \cdot \sigma_{\max}^2}. \tag{233}$$

Steigt die Temperatur von t_0 auf t_1 , dann nimmt der Durchhang und

damit die Drahtlänge zu um den Betrag:

$$l_0 \cdot \varepsilon_t \cdot (t_1 - t_0),$$

ε_t = Wärmeausdehnungszahl. Dabei geht die Zugspannung von σ_{\max} auf σ_1 zurück und die dadurch hervorgerufene Längenabnahme infolge der Zusammenziehung des elastischen Werkstoffes ist:

$$l_0 \cdot \alpha (\sigma_{\max} - \sigma_1),$$

α = elastische Dehnungszahl. Somit wird die gesamte Längenänderung bei der Temperatur t_1 :

$$l_1 - l_0 = l_0 [\varepsilon_t \cdot (t_1 - t_0) - \alpha (\sigma_{\max} - \sigma_1)]$$

und mit Berücksichtigung der Gl. (233) unter der Voraussetzung, daß das Gewicht des Leiters sich ebenfalls geändert hat von δ_{\max} in δ_1 :

$$\left(a_M + \frac{\delta_1^2 \cdot a_M^3}{24 \cdot \sigma_1^2} \right) - \left(a_M + \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^3}{24 \cdot \sigma_{\max}^2} \right) = l_0 [\varepsilon_t (t_1 - t_0) - \alpha (\sigma_{\max} - \sigma_1)]. \quad (234)$$

Durch Umrechnung findet man, wenn man $\frac{l_0}{a_M}$ auf der rechten Seite der Gl. (234) = 1 setzt, was praktisch ohne großen Fehler zulässig ist:

$$\sigma_1 - \frac{\delta_1^2 \cdot a_M^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma_1^2} = \sigma_{\max} - \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma_{\max}^2} - \frac{\varepsilon_t}{\alpha} (t_1 - t_0). \quad (235)$$

Aus Gl. (235) läßt sich σ_1 berechnen, wenn für δ_{\max} , δ_1 , die Temperaturen und σ_{\max} bestimmte Werte angenommen werden (z. B. diejenigen nach den VSF), und mit σ_1 ergibt sich dann aus Gl. (230) der neue Wert des Durchhanges f_1 . Will man dagegen statt σ_1 unmittelbar den Durchhang f_1 erhalten, so geht die Gl. (235), da:

$$\sigma_1 = \frac{\delta_1 \cdot a_M^2}{8 \cdot f_1} \quad \text{und} \quad \frac{\delta_1^2}{\sigma_1^2} = \frac{64 \cdot f_1^2}{a_M^4},$$

über in die Form:

$$\frac{\delta_1 \cdot a_M^2}{8 \cdot f_1} - \frac{8 \cdot f_1^2}{3 \cdot a_M^2 \cdot \alpha} = \sigma_{\max} - \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma_{\max}^2} - \frac{\varepsilon_t}{\alpha} (t_1 - t_0). \quad (236)$$

Die Gl. (235) und (236) sind die Grundgleichungen für die Berechnung von Freileitungen auf Zugspannung und Durchhang. Will man die Änderungen von σ bzw. f innerhalb eines bestimmten Abschnittes der Änderung der Temperatur verfolgen, was für das Spannen der Leiter beim Streckenbau naturgemäß bekannt sein muß, so ist die Gl. (235) in der Form zu schreiben:

$$t_1 = \frac{\delta_1^2 \cdot a_M^2}{24 \cdot \varepsilon_t \cdot \sigma_1^2} - \frac{\alpha}{\varepsilon_t} \sigma_1 - \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^2}{24 \cdot \varepsilon_t \cdot \sigma_{\max}^2} + \frac{\alpha}{\varepsilon_t} \sigma_{\max} + t_0 \quad (237 a)$$

und es ist dann der jeweilige Durchhang:

$$f_1 = \frac{\delta_1 \cdot a_M^2}{8 \cdot \sigma_1}.$$

Werden in Gl. (237) die Zahlenwerte der Zahlentafel 12 für die einzelnen Werkstoffe und für δ_1 das Eigengewicht des Leiterseiles ohne Zusatzlast (δ) eingesetzt, so ergibt die Gl. (237a) ausgewertet:

für Kupfer:

$$t_1 = 0,194 \frac{a_M^2}{\sigma_1^2} - 0,0452 \sigma_1 - 2450 \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^2}{\sigma_{\max}^2} + 0,0452 \sigma_{\max} + t_0,$$

für Aluminium:

$$t_1 = 0,0132 \frac{a_M^2}{\sigma_1^2} - 0,0780 \sigma_1 - 1810 \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^2}{\sigma_{\max}^2} + 0,0780 \sigma_{\max} + t_0,$$

für Stahlaluminium¹:

$$t_1 = 0,0258 \frac{a_M^2}{\sigma_1^2} - 0,070 \sigma_1 - 2173 \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^2}{\sigma_{\max}^2} + 0,070 \sigma_{\max} + t_0,$$

für Aldrey:

$$t_1 = 0,0132 \frac{a_M^2}{\sigma_1^2} - 0,0780 \sigma_1 - 1810 \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^2}{\sigma_{\max}^2} + 0,0780 \sigma_{\max} + t_0,$$

für Bronze B_Z II:

$$t_1 = 0,188 \frac{a_M^2}{\sigma_1^2} - 0,046 \sigma_1 - 2510 \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^2}{\sigma_{\max}^2} + 0,046 \sigma_{\max} + t_0,$$

für Stahl 70:

$$t_1 = 0,230 \frac{a_M^2}{\sigma_1^2} - 0,0462 \sigma_1 - 3800 \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_M^2}{\sigma_{\max}^2} + 0,0462 \sigma_{\max} + t_0.$$

(237 b)

Die Zugspannungen σ gelten für die Seilbeanspruchung im Scheitelpunkt der Seillinie. Im Aufhängepunkt, also im Befestigungspunkt des Seiles am Isolator ist die Zugspannung größer, weil noch das Eigengewicht des Seiles hinzukommt. Im allgemeinen ist das indessen von unbeachtlicher Bedeutung. Nach Abb. 119 ist diese Zugspannung am Leiteraufhängepunkt z. B. bei größter Zugspannung σ_{\max} :

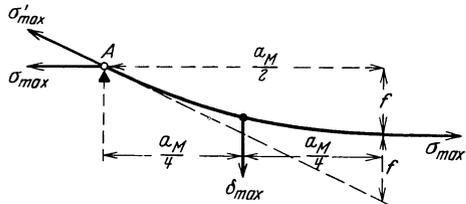


Abb. 119. Zugspannung am Leiteraufhängepunkt.

$$\sigma'_{\max} = \sigma_{\max} + f \cdot \delta_{\max} = \frac{\delta_{\max} \cdot a_M^2}{8 \cdot f} + f \cdot \delta_{\max}. \quad (238)$$

Nach den VSF ist die Zugspannung an den Aufhängepunkten nur bei großen Spannweiten zu untersuchen.

c) Berechnung der Beanspruchung und des Durchhanges des Leiters an schweren Abspann-Kettenisolatoren. Es würde zu weit führen, auf

¹ Schenkel, H.: Stahlaluminium für Freileitungen. Elektrotechn. Z. 1922 Heft 37. Hiller: Die Stahlaluminium- und Reinaluminiumseile für Freileitungen, Elektrotechn. Z. 1921 S. 1447.

die Ableitung auch dieser Gleichungen näher einzugehen. Hängt das Leiterseil an schweren Abspann-Kettenisolatoren, so liegt das Seil in der in Abb. 120 gezeichneten Form und nicht mehr in Gestalt einer Kettenlinie. Es tritt also noch Zusatzbelastung hinzu, die berücksichtigt werden muß. Guernndt¹ hat diese Gleichung berechnet. Sie soll hier mit den entsprechenden Formelzeichenänderungen eingefügt werden. Die Deutsche Reichspost schreibt die Anwendung dieser Gleichung für die betreffenden Fälle vor.

Bezeichnet:

$G_{\mathfrak{Z}}$ das gesamte Isolatorengewicht an einem Abspannpunkt in kg,
 $G_{\mathfrak{Z}_0}$ das gesamte Isolatorengericht an einem Abspannpunkte einschließlich Zusatzbelastung durch Eisansatz in kg,

$G_{\mathfrak{Z}_0} = G_{\mathfrak{Z}} + 0,025 \cdot l_{\mathfrak{Z}}$ bei Einfachketten,

$G_{\mathfrak{Z}_0} = G_{\mathfrak{Z}} + 0,05 \cdot l_{\mathfrak{Z}}$ bei Doppelketten,

$l_{\mathfrak{Z}}$ die Länge der Isolatorreihe in cm,

q den Leiterseilquerschnitt in cm²,

f den Durchhang zwischen der Verbindungslinie der Kettenbefestigungspunkte am Isolatorträger und dem tiefsten Punkt des Leiters in cm,

• dann ist:

$$t_1 = \frac{1}{24 \cdot \varepsilon_t \cdot \sigma_1^2} \left(\frac{8 \cdot G_{\mathfrak{Z}}^2 \cdot l_{\mathfrak{Z}}}{q^2 \cdot a_M} + \frac{12 \cdot \delta \cdot G_{\mathfrak{Z}} \cdot l_{\mathfrak{Z}}}{q} + \delta^2 \cdot a_M^2 \right) - \frac{\alpha}{\varepsilon_t} \cdot \sigma_1 - \frac{1}{24 \cdot \varepsilon_t \cdot \sigma_{\max}^2} \cdot \left(\frac{8 \cdot G_{\mathfrak{Z}_0}^2 \cdot l_{\mathfrak{Z}}}{q^2 \cdot a_M} + \frac{12 \cdot \delta_{\max} \cdot G_{\mathfrak{Z}_0} \cdot l_{\mathfrak{Z}}}{q} + \delta_{\max}^2 \cdot a_M^2 \right) + \frac{\alpha}{\varepsilon_t} \sigma_{\max} + t_0 \quad (239 a)$$

und der Durchhang:

$$f = \frac{1}{2 \cdot \sigma_1} \left(\frac{\delta \cdot a_M^2}{4} + \delta \cdot l^2 + \frac{a_3}{9} \cdot l \right). \quad (239 b)$$

d) Berechnung der Beanspruchung und des Durchhanges des Leiters auf Stützenisolatoren und an senkrecht hängenden Kettenisolatoren auf geneigter Leitungsstrecke. Liegen die Befestigungspunkte der Leiter in verschiedener Höhe, dann ist zunächst darauf zu achten, daß je nach dem Mastabstand der tiefste Punkt der Leiter unterhalb, auf gleicher Höhe oder über dem tiefsten Befestigungspunkt liegen kann. Das wird sofort klar, wenn man von einem auf wagerechte Strecke gespannten Leiter ausgehend einen der Befestigungspunkte längs des Leiters verschiebt. Spannt man den Leiter AB (Abb. 121) an einem Zwischenpunkt c ab, der dem tiefer stehenden Maste entsprechen soll, so wird hinsichtlich des Durchhanges bzw. der Beanspruchung nichts geändert. Befindet sich der Punkt c rechts von der Mitte der Strecke AB nach c_1 , so liegt jeder Durchhangspunkt höher als der Mastbefestigungspunkt. Wandert c bis in die Mitte der Strecke AB nach c_2 , so sind beide Ent-

¹ Elektrotechn. Z. 1922 Heft 5.

fernungen gleich. Rückt schließlich c über die Mitte nach A (Punkt c_3), so ist der Abstand des tiefsten Punktes des Seiles von der Erde kleiner als derjenige des Mastbefestigungspunktes.

Auf diesen Umstand muß bei der Ermittlung der Masthöhe Rücksicht genommen werden und zwar in solchen Fällen, in denen ein bestimmter Leiterabstand vom Erdboden oder z. B. von Schienenoberkante eines Gleises, bei Wasserflächen von einem höchsten Wasserstand (schiffbare Flüsse, Seen usw.) unbedingt einzuhalten ist.

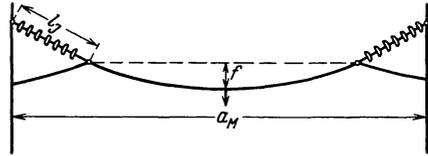


Abb. 120. Leiterraufhängung an schweren Abspannkettensisolatoren.

Um sich hierüber schnell Klarheit zu verschaffen, geht man am zweckmäßigsten derart vor, daß man zunächst den Unterschied h in der Höhe der Befestigungspunkte feststellt. Das ist dann zumeist ohne Schwierigkeit möglich, wenn sich an die geneigte Leitungsstrecke zu beiden Seiten ebene Strecken anschließen (Abb. 122). Aber

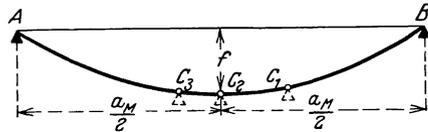


Abb. 121. Durchhangsverhältnisse eines Leiters auf geneigter Strecke.

auch bei längeren geneigten Strecken, auf denen mehrere Masten zur Aufstellung kommen müssen, ist die Ermittlung der senkrechten Befestigungspunkt-Abweichungen nicht allzu schwer, wenn man sie zeichnerisch durchführt. Die Höhe sämtlicher Masten wird dabei als gleich angenommen, was aus praktischen Gründen zumeist zutrifft, um

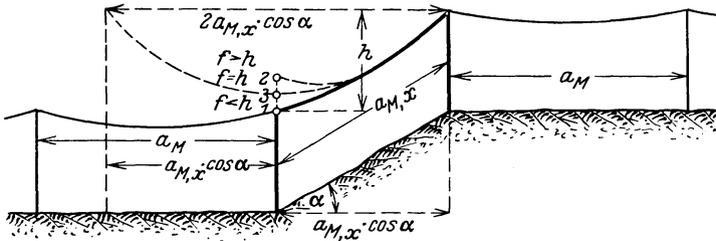


Abb. 122. Durchhang eines Leiters auf geneigter Strecke.

Masten gleicher Größe zu erhalten. Man errechnet dann den Durchhang des Leiters für einen gewünschten Belastungsfall und die höchst-vorkommende Temperatur unter Zugrundelegung eines Mastabstandes $= 2 \cdot a_{M,x} \cdot \cos \alpha$, worin $a_{M,x}$ den unmittelbaren Mastabstand und α den Winkel zwischen der Neigung und der Wagerechten bezeichnet. Ist der gefundene Wert für den Durchhang f kleiner als der Höhenunterschied der Befestigungspunkte, so hängt der Leiter nicht unter dem unteren Befestigungspunkt durch. Ist dagegen f größer, so liegt der tiefste Punkt des Leiters unterhalb des tiefsten Befestigungspunktes. Ist schließlich $f = h$, so fallen beide Punkte zusammen, und dann gibt

es keinen tieferen Durchhangspunkt. In Abb. 122 sind diese drei Fälle zur Darstellung gebracht.

Die Berechnung des Durchhanges geschieht in ähnlicher Weise wie bei wagerechten Strecken. Es sollen daher hier nur kurz die notwendigen Gleichungen angegeben werden, deren Ableitung an Hand des auf S. 196 Gesagten keine Schwierigkeiten bietet¹.

1. Fall. Es sei $f < h$ (Abb. 123).

Bezeichnet f' den Durchhang gemessen als senkrechten Abstand zwischen der Verbindungslinie der beiden Stützpunkte und der Tangente an den durchhängenden Leiter im tiefsten Punkt parallel zur Verbindungslinie \overline{AB} , so ist für einen bestimmten Belastungsfall:

$$f' = \frac{\delta \cdot a_{M,x}^2 \cdot \cos \alpha}{8 \cdot \sigma} \quad (240 a)$$

und zwar aus der Momentengleichung gefunden ähnlich wie Gl. (230) für Abb. 118. Durch Umrechnung ergibt sich:

$$\sigma_1 - \frac{\delta_1^2 \cdot a_{M,x}^2 \cdot \cos^2 \alpha}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma_1^2} = \sigma_{\max} - \frac{\delta_{\max}^2 \cdot a_{M,x}^2 \cdot \cos^2 \alpha}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma_{\max}^2} - \frac{\varepsilon_l}{\alpha} (t_1 - t_0). \quad (240 b)$$

Ganz allgemein ist hierbei noch zu bemerken, daß die Gl. (235) u. (236) auch für diesen Fall ohne Bedenken angewendet werden können, wenn

die Neigung etwa 12° nicht überschreitet, denn dann ist $\cos \alpha = 0,98$, also wird $a_{M,x}$ nur 2 vH von 'der

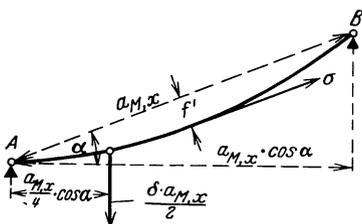


Abb. 123. Durchhangsberechnung für geneigte Leiterstrecke $f < h$.

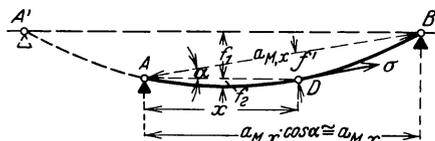


Abb. 124. Durchhangsberechnung für geneigte Leiterstrecke $f > h$.

Spannweite auf gerader Strecke abweichen. Das ist aber belanglos, da ein Leiter auf 2 vH genau weder in der Ebene noch auf geneigter Strecke gespannt werden kann. Der Durchhang darf aber nicht lotrecht gemessen werden, sondern es gilt für f' das oben Gesagte.

2. Fall. Ist $f > h$ (Abb. 124), hängt also der Leiter unter dem untersten Stützpunkt durch, was nur bei geringen Masthöhenunterschieden und kleinen Spannweiten vorkommt, dann kann man hier ohne weiteres den Mastabstand auf der geneigten Strecke gleich einem solchen auf wagerechter Strecke setzen, da $\sphericalangle \alpha$ kaum über 10° betragen wird ($\cos \alpha = 0,985$).

Für die Ermittlung des Durchhanges unterhalb des Stützpunktes findet man aus Abb. 124:

$$f_2 = \frac{\delta \cdot x^2}{8 \cdot \sigma},$$

¹ Genauere Berechnungen siehe G. Schmidt: Die Berechnung des Durchhanges und der Beanspruchung von Freileitungen an ungleich hohen Aufhängenpunkten, Elektrotechn. Z. 1928 Heft 6 S. 208 (Mitteilungen aus dem Telegraphentechnischen Reichsamte).

wenn man sich den Leiter an den Punkten A und D befestigt denkt. Wäre das Seil an den Punkten A' um B aufgehängt, so ergäbe sich für den Durchhang:

$$f = f_1 + f_2 = \frac{\delta (2 \cdot a_{M,x} - x)^2}{8 \cdot \sigma}.$$

Durch Umrechnung findet man:

$$x = a_{M,x} - \frac{2 \cdot f_1 \sigma}{\delta \cdot a_{M,x}}, \quad \text{oder:} \quad x = \frac{a_{M,x}}{f'} \left(f' - \frac{f_1}{4} \right)$$

bzw.

$$f_2 = \frac{\delta}{8 \cdot \sigma} \left(a_{M,x} - \frac{2 \cdot \sigma \cdot f_1}{\delta \cdot a_{M,x}} \right)^2, \quad \text{oder:} \quad f_2 = \frac{1}{f'} \left(f' - \frac{f_1}{4} \right)^2, \quad (241)$$

worin f' aus der Gl. (240a) zu ermitteln ist. Um also f_2 zu finden ist σ aus einer der Gl. (235) oder (240) festzustellen.

3. Fall. Ist $f = h$, so besteht keine Abweichung gegenüber dem 1. Fall. Es ist also hierfür die Gl. (240) zu benutzen.

Über die bei ungleichen Stützpunkthöhen eindeutige Bezeichnung der Spannweite und des Durchhanges sind die Bestimmungen der VSF/1930 zu beachten.

e) **Die Berechnung nach den VSF/1930.** Die Gleichungen gelten allgemein für jede Spannweite a_M . Für einen bestimmten Werkstoff sind α und ε_t bekannt; die Belastungen δ_{\max} müssen gewählt werden und zwar entsprechend den Temperatur- und Beanspruchungsverhältnissen t_1 und σ_1 bzw. t_0 und σ_{\max} , d. h. z. B. soll $\delta_{\max} = \text{Eigengewicht} + \text{Zusatzlast}$ (Wind oder Eis), das bei der Temperatur t_0 zu erwarten ist, die größte Beanspruchung σ_{\max} (Höchstzugspannung) hervorrufen, dann ergibt sich aus Gl. (235) bei Festsetzung eines anderen Belastungsstandes z. B. nur durch das Eigengewicht des Leiters δ_1 und einer geringeren Beanspruchung σ_1 die Temperatur t_1 , bei der σ_1 auftritt. Für Gl. (236) gilt dasselbe nur mit dem Unterschied, daß an Stelle von σ_1 hier der Durchhang gewählt wird.

Für alle praktischen Rechnungen sind die Gl. (237b) zu benutzen. Hier sind einzusetzen:

δ in kg/cm^2 und lfd. cm, also in kg/cm^3 ,

σ in kg/cm^2 ,

a_M und f in cm,

t_1, t_0 in $^\circ\text{C}$ unter Berücksichtigung des Vorzeichens.

Welche Werte für δ , σ und t der Rechnung zugrunde zu legen sind, bedarf natürlich sehr sorgfältiger Überlegungen. Es sei aber hier schon ausdrücklich und wiederholt betont, daß neben den folgenden Angaben die Ermittlungen an Ort und Stelle in erster Linie ausschlaggebend sein müssen. So wird z. B. der ungünstigste Fall für die mechanische Beanspruchung der Leiter im Gebirge oder an der Küste nach anderen Gesichtspunkten bestimmt werden müssen als für Mitteldeutschland oder etwa für tropische Länder. In letzteren ist selten mit einer Eisbelastung und mit Temperaturen unter dem Gefrierpunkt, wohl aber mit höheren Windbelastungen zu rechnen. Dagegen werden z. B. an

der norwegischen Küste neben stärkeren Stürmen auch größere Eisbelastungen zu erwarten sein.

Aus den VSF/1930 sind für die Leiterberechnung folgende Bestimmungen maßgebend, die bei der Streckenbearbeitung und dann bei der Durchhangsberechnung zu beachten sind:

Schutz gegen Berührung. Abstände von Gebäuden¹.

a) Die Leiter sind so anzubringen, daß sie ohne besondere Hilfsmittel weder vom Erdboden noch von Dächern, Ausbauten, Fenstern und anderen von Menschen betretenen Stätten aus zugänglich sind.

b) Die Leiter müssen — außer in unwegsamem Gelände — bei größtem Durchhang mit ihrem tiefsten Punkt mindestens 6 m vom Erdboden entfernt sein. Geringe Unebenheiten des Geländes können hierbei unberücksichtigt bleiben.

Bei Überkreuzung von Wegen, die mit Gespannen oder maschinell gezogenen Fuhrwerken befahren werden können, müssen die Leiter bei größtem Durchhang mindestens 7 m von der Fahrbahn entfernt sein.

Ist die Freileitung für eine größere als die normale Zusatzlast berechnet, so muß auch in diesem Falle der Mindestabstand der Leiter von der Fahrbahn bei größtem Durchhang 7 m betragen. Bei Tragketten ist hierbei senkrechte Stellung der Ketten vorausgesetzt.

c) Die Führung von Leiter über Gebäude ist im eigentlichen Stadtgebiet tunlichst zu vermeiden; dieses gilt besonders für Industriebauten, in denen feuergefährliche Stoffe verarbeitet oder gelagert werden. Über Gebäude mit weicher Bedachung (Pappe auf Holzverschalung, Stroh-, Rohr-, Reet-, Schindel-, Lehmschindel- u. dgl. Dächer) dürfen Leiter nicht hinweggeführt werden, es sei denn, daß der Abstand vom Dachfirst bis zum untersten Leiter mindestens 12 m beträgt.

Die Überquerung von bebautem Gelände ist sonst unter Anwendung der im 14. Kap. angegebenen Maßnahmen gestattet, wenn folgende Forderungen erfüllt werden:

α) Der senkrechte Abstand zwischen den nicht ausgeschwungenen Leitern und darunterliegenden Gebäudeteilen (Dachfirst, Oberkante der Schornsteine u. dgl.) muß mindestens 3 m betragen und zwar bei Leitern an Kettenisolatoren auch dann, wenn der unterste Leiter in einem benachbarten Feld bei größtem Durchhang reißt oder, wenn dieser bei normaler Eisbelastung den Eisbehang in beiden Nachbarfeldern abgeworfen, im Kreuzungsfeld dagegen noch festgehalten hat.

β) Bei der Führung seitlich von Gebäuden oder Gebäudeteilen dürfen sich Leiter, die sich leicht ausschalten lassen, im ungünstigsten Fall und im unbeschädigten Zustand festen Gebäudeteilen nicht auf weniger als 3 m nähern können. Alle übrigen Leiter dürfen sich im ungünstigsten Fall und im unbeschädigten Zustand festen Gebäudeteilen nicht auf weniger als 5 m nähern können.

In beiden Fällen ist das Ausschwingen der Leiter zu berücksichtigen.

Die unter α) und β) angegebenen Abstände sind zu vergrößern, wenn dieses nach den örtlichen Verhältnissen, besonders mit Rücksicht auf die unbehinderte Durchführung von Feuerlöscharbeiten, notwendig erscheint. Bei Bauwerken, die zur gleichen Betriebsanlage wie die in Betracht kommenden Leitungen gehören, sind auch kleinere als die unter α) und β) angegebenen Abstände zulässig.

d) Der Abstand der Leiter von Bäumen muß so groß sein, daß für Personen bei der Besorgung der Bäume keine Gefahr der zufälligen Berührung der Leiter besteht.

Im allgemeinen ist dieser Vorschrift genügt, wenn der Abstand mindestens 2,5 m beträgt.

¹ Bei Freileitungen für Betriebsspannungen von 1 kV und darüber. In den VSF wird nicht der Unterschied zwischen „Leitung“ und „Leiter“ gemacht, deshalb sind hier die entsprechenden Wortänderungen der Klarheit wegen vorgenommen worden.

e) Bei Betriebsspannungen von mehr als 100 kV sind die unter b), c) und d) angegebenen Abstände um den Wert $\frac{U - 100}{150}$, in m gemessen, zu vergrößern. Hierin ist U die Betriebsspannung in kV.

f) **Die Belastung δ .** Der Wert für δ schwankt in verhältnismäßig weiten Grenzen. Die Belastung wird entweder nur durch das Eigengewicht des Leiterwerkstoffes oder zu diesem noch durch sog. Zusatzlasten hervorgerufen. Als letztere kommen in Betracht: Wind, Schnee, Rauhreif und Eis. Es soll bezeichnen:

$$\left. \begin{array}{l} \delta_E \text{ das Eigengewicht des Leiterwerkstoffes} \\ \delta_W \text{ die Belastung durch den Winddruck} \end{array} \right\} \text{ in kg/lf. m.}$$

In allen frostfreien Zeiten ist entweder nur das Eigengewicht δ_E oder zu diesem noch die Belastung durch den Winddruck zu berücksichtigen. Letzteres hat dort zu geschehen, wo erfahrungsmäßig heftige Stürme auftreten also z. B. an Meeresküsten, bei der Überspannung von Sümpfen, Flüssen, Schluchten, beim Austritt der Leitungen aus dichtem, hochstämmigem Wald in die freie Ebene, im Gebirge und in einzelnen tropischen Gegenden.

Das Eigengewicht δ_E der verschiedenen Werkstoffe ist aus den einzelnen Zahlentafeln zu ersehen. Bei isolierten Leitern muß außerdem das Gewicht der Isolation hinzugerechnet werden.

Für die Berechnung der Belastung durch Wind δ_W wird im allgemeinen angenommen, daß der Wind den Leiter genau senkrecht zu seiner Richtung trifft und zwar für gewöhnlich mit etwa 125 bis 150 kg für den Quadratmeter senkrecht getroffener Fläche. Nur ausnahmsweise und zwar bei besonders gefährdeten Stellen geht man für δ_W bis auf 200 kg/m². Da die Leiter bei Kraftübertragungsanlagen immer runden Querschnitt haben, der Wind also auf eine Kreisfläche trifft, setzt man die sich dem Wind darbietende Fläche nach den VSF gleich dem 0,5fachen Durchmesser multipliziert mit der Länge also:

$$\delta_W = \frac{(125 \div 150) \cdot 0,5 \cdot d}{1000} \text{ kg/m.} \quad (242)$$

d = Durchmesser in mm.

Es sei hierbei darauf aufmerksam gemacht, daß der Durchmesser bei Seilen um etwa 12 bis 15 vH größer ist, als er sich aus dem Querschnitte errechnet (S. 172).

25. Beispiel. Es soll der Winddruck auf 1 m Länge für ein Kupferseil von 50 mm² ermittelt werden.

$$q = 50 \text{ mm}^2, \quad d = 9 \text{ mm},$$

also:

$$\delta_W = \frac{125 \cdot 0,5 \cdot 9}{1000} = 0,563 \text{ kg/m.}$$

Bei großen Seilquerschnitten kann diese Zunahme der Belastung recht bedeutend werden.

In Zahlentafel 24 sind die Windgeschwindigkeiten und Winddrücke nach der Beaufort-Skala zusammengestellt und geben guten Aufschluß für besonders gefährdete Gegenden.

Zahlentafel 24.
Beaufort-Skala für Windgeschwindigkeit und Winddruck¹.

Stärke	Bezeichnung	Geschwindigkeit m/sec	Winddruck	
			stetig kg/cm ²	Böen kg/m ²
0	Windstille oder sehr leiser Zug	—	—	—
1	Leiser Zug	1,5	0,1	—
2	Flaue Brise	3,0	0,5	—
3	Leichte „	5,0	2,0	—
4	Mäßige „	7,0	4,0	—
5	Frische „	9,0	6,0	—
6	Steife „	11,0	10,0	16
7	Harter Wind	13,0	14,0	22
8	Stürmischer Wind.	15,0	18,0	28
9	Sturm	18,0	28,0	40
10	Starker Sturm.	21,0	36,0	56
11	Schwerer Sturm.. . . .	28,0	65,0	100
12	Orkan	45,0	160,0	250

Die Gesamtbelastung durch Eigengewicht und Winddruck für Leiter an Stützenisolatoren ergibt sich nun nach Abb. 125 als die Resultante der senkrechten und wagerechten Belastung zu:

$$\delta_2 = \delta_{E+W} = \sqrt{\delta_E^2 + \delta_W^2} \text{ kg/lfd. m} \quad (243)$$

und daraus der Ausschwingwinkel:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\delta_W}{\delta_E}. \quad (244)$$

Für Leiter an Kettenisolatoren ist noch das Isolatorgewicht zu berücksichtigen. Die Gl. (243) und (244) erhalten für diesen Fall die Form (Abb. 126)

$$d'_2 = \sqrt{(\delta_E + G_S)^2 + \delta_W^2}, \quad (245)$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\delta_W}{\delta_E + G_S}. \quad (246)$$

Auf eine besondere Erscheinung ist kurz hinzuweisen, die an Leitungsanlagen mit großen Spannweiten zu beobachten ist. In Tal-senkungen, die die Leitungen überspannen oder auch oft auf freier Strecke bilden sich bei sonst fast vollkommener Windstille Luftwirbel, die die Leiter plötzlich und heftig nach oben werfen² (Abb. 127) und

¹ Georgi, D. J.: Werft und Reederai 1920 Heft 4 S. 86 und Hütte, 25. Aufl. Bd. 4, S. 23.

² Sothmann, P. W., u. J. Teichmüller: Die mit 110 kV arbeitende Überlandzentrale des Staates Ontario (Kanada). Elektrotechn. Z. 1911 S. 980.

Kurzschlüsse mit andern Leitern verursachen können. Man kann diese Störungen abgesehen von der Mastkopfdurchbildung dadurch beseitigen, daß man die Leiter an ihren tiefsten Punkten mit Blei in Form langer Bleche, die umgewickelt werden, beschwert. Hierauf kann man natürlich bei der Entwurfsbearbeitung bzw. bei der Montage nicht Rücksicht nehmen, und es ist dieses Vorkommnis auch nur erwähnt worden, um zu zeigen, welche ganz unvorherzusehenden Fälle namentlich bei großen Spannweiten und ungünstigem Gelände in den verschiedenen Gegenden durch Luftströmungen allgemein hervorgerufen auftreten können. Bei Aluminium ist nach dieser Richtung bei großen Spannweiten besondere Vorsicht geboten.

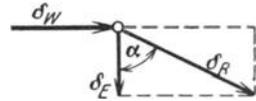


Abb. 125. Seilbelastung durch Eigengewicht und Winddruck senkrecht zur Leiterrichtung; Seilabtrieb.

g) Die Eisbelastung δ_{Eis}^* . Eine zweite, unter Umständen wesentlich gefährlichere Zusatzlast kann der Leiter durch das sich im Winter an ihm ansetzende Eis (Rauhreif und Schnee) erhalten, die viel eher als die Windbelastung zum Leiterbruch führt. Die VSF geben für die Bewertung dieser Zusatzlast δ_{Eis} eine Formel:

$$\delta_{Eis} = 180 \sqrt{d} \text{ g/m}, \tag{247}$$

die schon recht ungünstige Verhältnisse voraussetzt. Hierin ist d in mm der Nennwert des Leiterdurchmessers, bei isolierten Leitern der Außendurchmesser.

Bezeichnet d_a den äußeren Durchmesser eines vollen Eiszylinders um den Leiter mit dem Durchmesser d , und nimmt man das spezifische

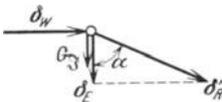


Abb. 126. Belastung und Ausschwingwinkel bei einem Leiter an Kettenisolatoren.

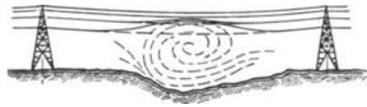


Abb. 127. Schwingungserscheinungen an einer Freileitung durch Luftwirbel.

Gewicht des Eises = 1 an (es sind Schwankungen im spezifischen Gewichte zwischen 0,1 bis 1 beobachtet worden), so ist die Belastung auf 1 m Leiterlänge für 1 mm² Querschnitt:

$$\delta_{Eis} = \frac{d_a^2 - d^2}{1000 \cdot d^2} \text{ kg}. \tag{248}$$

Für die Durchhangsberechnung ist gegebenenfalls die Eislast bei - 5° C zu berücksichtigen und dann nach Gl. (248) einzusetzen:

$$\delta_{Eis} = \frac{180 \sqrt{d}}{1000 \cdot q_t} \text{ kg/cm}^2, \tag{249}$$

d in mm aus dem Nennquerschnitt, q_t = Istquerschnitt in mm².

Die Näherungsformel der VSF berücksichtigt nur den Leiterdurchmesser. Ob die Grundlagen für Gl. (247) auch für andere Gegenden als

* Ring, W. R.: Eisbildung auf Freileitungen. Elektrotechn. Z. 1914 S. 364.

Mitteleuropa nur einigermaßen sicher zutreffen, kann natürlich nicht bewiesen werden. So sind schon ganz außerordentlich viel höhere Eisbelastungen an Freileitungen im Gebirge oder innerhalb eines hochstämmigen Waldes festgestellt worden. Die Folge davon war, daß sich um diese Leiter nach Tauwetter bei plötzlich einsetzendem starken Frost fünf bis zehn und teilweise noch mehr volle Eiszyylinder um die Stelle des größten Durchhanges gebildet hatten mit einem Durchmesser von 20 bis 25 cm und einer Länge bis zu 1 m. Leiterbrüche waren natürlich

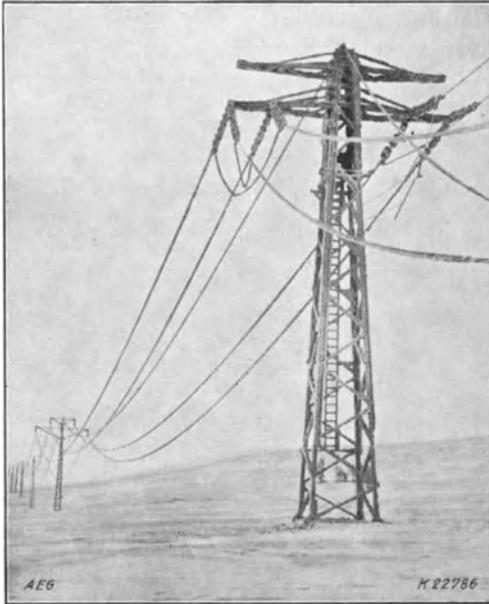


Abb. 128. Hochspannungsleitung mit Raureifbelastung.

unvermeidlich. Es ist daher auch bei der Bewertung dieser zusätzlichen Belastung Vorsicht geboten. Welche verheerenden Folgen die Eisbelastung hervorrufen kann, zeigen Abb. 128 und 129, aus denen nicht nur die raureifbelasteten Leitungen in allen ihren Teilen, sondern auch die Mastbrüche auf der Strecke zu erkennen sind.

Eisbildung auf den Leitern tritt abgesehen von Raureifniederschlägen auf gewöhnlichen Strecken, die nicht in der Nähe von Wasserflächen liegen, im allgemeinen nur dann ein, wenn nach Regen oder Schneefällen die Temperatur plötzlich sinkt. Im Hochwinter da-

gegen kann man fast immer beobachten, daß die Leiter so gut wie vollständig eisfrei sind. Natürlich spielt die Strombelastung f. d. mm² eine bedeutende Rolle, denn wenn sich die Leiter infolge des Stromdurchganges erwärmen, ist die Gefahr einer starken Eis- und Raureifbelastung so gut wie beseitigt. Bei den hohen Spannungen, die heute für ausgedehntere Kraftübertragungsanlagen angewendet werden, tritt aber zumeist eine nennenswerte Erwärmung der Leiter im Betrieb nicht ein, weil die Querschnitte nicht nach der Strombelastung, sondern nach dem Leistungsverlust bemessen werden müssen. In allen solchen Fällen ist dann natürlich auf die Eisbelastung ganz besonders Rücksicht zu nehmen. Das gilt weiter auch für alle nicht unter Spannung stehenden Leiter (Reserveleiter).

Besonderer Beachtung bedarf die Belastung der Leiter durch Eis ferner dort, wo sie an Süßwasserstellen vorbei oder über solche hinwegführen, weil die Eisbildung durch die wasserreichere Luft begünstigt

wird. Ferner ist für diejenigen Leiterstrecken Vorsicht geboten, die den sehr feuchten ozeanischen Winden ausgesetzt sind, die im Gebirge liegen und die durch dichten, hochstämmigen Wald führen, weil hier der Wind nicht in der Lage ist, die Schneebelastung von den Drähten fortzuwehen. Es empfiehlt sich daher, für solche gefährdeten Stellen wenn irgend möglich die Erfahrungen, die in derselben Gegend an etwa vorhandenen Fernsprech- und Telegraphenleitungen gemacht worden sind, schon bei der Entwurfsbearbeitung mit zu Rate zu ziehen.

Auf isolierte Leiter näher einzugehen erübrigt sich, weil sie nur in Niederspannungsanlagen vorkommen und auch dort nur eine untergeordnete Rolle spielen.



Abb. 129. Umgebrochene Hochspannungsleitung infolge Rauhrefbelastung.

Hinsichtlich der Schneebelastung hat Dr.-Ing. Schaller¹ in Danzig einige Versuche angestellt und dabei gefunden, daß das spezifische Gewicht:

für trockenen Schnee etwa	=	0,12,
„ feuchten „ „	=	0,45,
„ nassen „ „	=	0,79

zu setzen ist.

Ferner ist die Schneebelastung in verschiedenen Zonen je nach der Höhe über dem Meeresspiegel verschieden zu veranschlagen. Deutschland kann etwa in folgende drei Zonen eingeteilt werden:

Schneezone 1	0 bis 200 m ü. M.	mit 75 kg/m ²	} Schneebelastung.
„ 2	200 bis 500 m „ „	120 „	
„ 3	500 bis 1000 m „ „	340 „	

Die Gesamtbelastung des Leiters in senkrechter Richtung durch Eigengewicht und Zusatzlast ist gleich der algebraischen Summe also:

$$\delta_R = \delta_E + \delta_{Eis}.$$

¹ Beton u. Eisen 1909 Heft 12; Z. VDI Bd. 53 (1909) Nr. 41 S. 1695.

Schließlich ist zu untersuchen, ob und wann die Wind- und die Eisbelastung zusammen zu berücksichtigen sind. Die Entscheidung auch dieser Frage hängt ganz von der Gegend ab. Für Mitteleuropa hat man aus jahrelangen Beobachtungen gefunden, daß Wind- und Eisbelastungen kaum oder nur in Ausnahmefällen gleichzeitig auftreten. Aus diesem Grunde schreiben die VSF für die Festigkeitsberechnung nur die Berücksichtigung der Eisbelastung vor. In den nordischen Gegenden und an Meeresküsten bzw. in der Nähe von freilegenden Gewässern wird das nicht mehr zutreffen, und man nimmt dann, um sicherer zu gehen, beide Belastungen gleichzeitig auftretend an. Allerdings wird die Windbelastung hier nicht mit 125 kg/m^2 , sondern nur mit 25 bis 50 kg/m^2 in die Rechnung eingesetzt, um nicht zu praktischen Unmöglichkeiten zu kommen.

Auf freier Strecke ist es dagegen kaum erforderlich, beide Belastungen als gleichzeitig vorhanden anzunehmen, da in Mitteleuropa in der

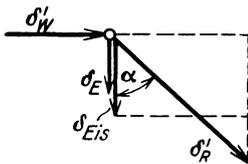


Abb. 130. Seilbelastung durch Eigengewicht, Eislast und Winddruck; Seilabtrieb.

Regel Winde von beachtenswerter Stärke bei starkem Frost oder bei Temperaturabnahmen unter Null nicht auftreten. Ist der Leiter mit gefrorenem Schnee, Rauhrefeis oder Eis bedeckt, so haben Beobachtungen weiter ergeben, daß das Eis infolge der unregelmäßigen Schwingungen der Leiter, die durch die ebenfalls unregelmäßig auftretenden Windstöße hervorgerufen werden, abbröckelt, und die Seile dadurch

eisfrei werden. Auch durch das teilweise Abfallen von Eisstücken werden andere Eisstücke ebenfalls zur Lösung gebracht, weil die Leiter durch die plötzliche Entlastung wiederum und zwar oft in sehr heftige Schwingungen kommen. Schließlich tut dann noch die Sonne ihre Schuldigkeit. Bei der plötzlichen Entlastung können die Leiter aber zum Emporschnellen gebracht werden (Abb. 127) und dadurch Kurzschluß verursachen. Besonders ist dieser bei Aluminiumseilen zu fürchten.

Sind Wind und Eis gleichzeitig zu berücksichtigen, so ist die Gesamtbelastung des Leiters nach Abb. 130:

$$\delta'_R = \sqrt{(\delta'_E + \delta'_{Eis})^2 + \delta'_W{}^2}. \quad (250)$$

wobei mit δ'_W der durch den Eisüberzug hervorgerufene größere Durchmesser, also die größere Fläche in Rücksicht gezogen sein soll.

Der Seilabtrieb wird in diesem Falle keiner besonderen Untersuchung unterzogen werden müssen. Sind noch Kettenisolatoren vorhanden, so ist nach dem bisher Gesagten die Gesamtbelastung leicht zu ermitteln.

Zur Einschränkung bzw. Beseitigung der Rauhrefeisgefahren sind schon seit langem immer wieder in der Praxis Versuche nach den verschiedensten Richtungen unternommen worden, die zu abgeschlossenen Lösungen dieser für den Betrieb außerordentlich wichtigen Fragen bisher nicht geführt haben. Die Versuche erstrecken sich in der Hauptsache auf das elektrische Heizen des Leiters, um dadurch den Rauhrefeisansatz zu verhüten oder angesetzten Rauhrefeis und Eis abzuschmelzen. Dazu werden die jeweils gefährdeten Strecken kurzzeitig

im Kurzschluß gefahren, sofern natürlich die gesamten Netz- und Übertragungsverhältnisse dieses zulassen. Anwendbar ist ein solches Verfahren nur auf doppel- bzw. zweiseitig gespeisten Strecken und mit besonderen entsprechend geschalteten Maschinen bzw. Transformatoren mit Begrenzung der Kurzschlußspannung und des Kurzschlußstromes. Die Schaltungen, Hilfseinrichtungen usw. sind umständlich. Der Erfolg ist oft sehr zweifelhaft, wenngleich vereinzelt auch gute Erfahrungen gemacht werden konnten.

Zur wirksamen Heizung eines Leiters ist eine Stromdichte von etwa 5 bis 10 A/mm² erforderlich. Dieser Wert schwankt außerordentlich, da er vom Zustand des freien oder vereisten Leiters, der Witterung, den Wind- und Temperaturverhältnissen abhängig ist. Sehr problematisch ist das richtige Abpassen des Zeitpunktes, wann die Heizung einzusetzen hat und wie lange sie aufrechtzuerhalten ist. Wetterwarnungsdienst, Streckenaufsicht, besondere Beobachtungsstellen können wertvolle Dienste leisten. Bei einer 50 km langen Leitung bei 70 mm² Cu sind Heizspannungen von 5 bis etwa 10 kV und Stromstärken von 300 bis 500 A notwendig.

Ein neuartiges, zwar schon erprobtes, aber in den Versuchen noch nicht abgeschlossenes Verfahren des Verfassers¹ besteht darin, in das Leiterseil einen besonderen Hilfsleiter einzubetten, der als Heizleiter die erforderliche Wärme erzeugt. Abb. 131 zeigt den Schnitt durch ein solches Leiterseil mit Heizleiter. Der letztere ist unter Anwendung eines besonderen Isolierstoffes vom übrigen Seilquerschnitt getrennt.



Abb. 131. Heizleiterseil nach D.R.P. 456 694.

Über das Ergebnis der praktischen Versuche wird in den Fachzeitschriften berichtet werden. Der Heizleiter soll so bemessen sein, daß er alleine ohne den übrigen Leiterquerschnitt eine bestimmte Stromstärke übertragen kann, die genügt, eine Temperatur zu erzeugen, die insbesondere den Rauhreif- und Eisansatz im Entstehen verhindert, darüber hinaus aber natürlich bereits vorhandenen Eisansatz zum Schmelzen bringt. Theoretische Berechnungen, Laboratoriumsversuche und praktische Feststellungen haben die Kennlinien in Abb. 132 ergeben, die die Seilübertemperaturen in Abhängigkeit von der Heizleistung und Windgeschwindigkeit angeben. Aus diesen Kennlinien, die allgemeine Gültigkeit haben, kann ohne weiteres festgestellt werden, welche Heizstromstärke für bestimmte Fälle aufzuwenden ist. Ist z. B. bei einer Windgeschwindigkeit von 5 m/sec eine Außentemperatur von -4°C vorhanden, so muß die Heizung mit $200 \cdot 10^{-4}$ Watt/cm² Leiteroberfläche erfolgen. Bei einem bestimmten Querschnitt des Heizleiters läßt sich ohne weiteres angeben, mit welcher Stromstärke dieser durchflossen werden muß, damit die notwendige Heizleistung erzeugt wird.

¹ D.R.P. 456 694 und Zusatzpatent 518 008 des Verfassers. Die Durchbildung haben die Hedderheimer Kupferwerke mit den Süddeutschen Kabelwerken unter Führung von Brown Boveri & Cie. A. G. Mannheim übernommen. Die Versuche sind vom Thüringenwerk auf einer Strecke über den Thüringer Wald in den Jahren 1931 und 1932 ausgeführt worden.

Einige Ergebnisse der Thüringenwerksversuche sind in Zahlentafel 25 zusammengestellt.

Zahlentafel 25. Zusammenstellung von Heizleiterversuchen auf der Versuchsstrecke des Thüringenwerkes.

Tag	Temperatur ° C	Windgeschwindigkeit m/sec	Heizstrom A	Heizleistung Watt·10 ⁻⁴ /cm ²	Heizdauer h	Art des Eisansatzes
31. 1. 31	- 3,5	5	75,0	397	2,0	Rauhreif 0,5 cm dick
1. 2. 31	- 4,0	5	65,0	298	0,5	stacheldrahtartiger Eisansatz von 5 cm Länge
4. 2. 31	- 8,5	12/14	82,5	480	unendl.	eiförmige Rauhreif-fahnen von 4 bis 6 cm Länge
8. 2. 31	- 8,0	etwa 1	73,0	376	2,75	Rauhreifmantel von 2 cm Stärke
14. 2. 31	- 4,0	„ 1	75,0	397	1,0	Eismantel von 2 bis 3 cm Stärke mit 1,5 cm dicker Rauhreifschicht
15. 2. 31	- 5,0	„ 1	63,0	280	1,25	Rauhreif-fahne von 3 cm Länge
20. 2. 31	- 3,0	3/4	63,0	280	1,33	Rauhreif-fahne von 3 bis 4 cm Länge

Die Durchbildung des Heizleiterseiles muß vorerst noch von Fall zu Fall vorgenommen werden. Die Schaltung von Heizleiter und übrigen Seilquerschnitt für Heiz- und gewöhnlichen Betrieb richtet sich ebenfalls

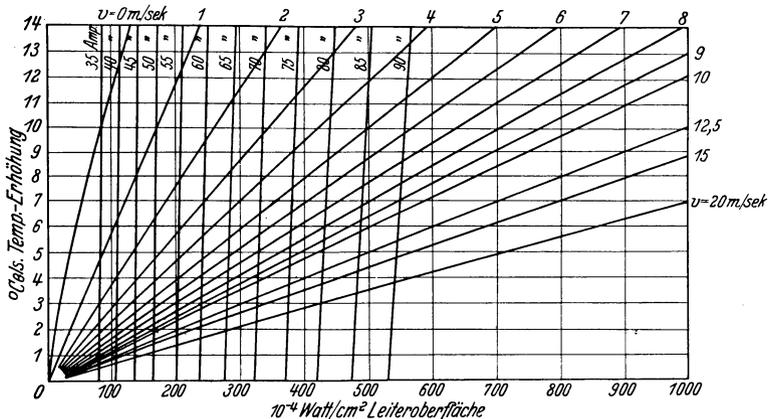


Abb. 132. Seilübertemperatur in Abhängigkeit von der Heizleistung und Windgeschwindigkeit.

nach den jeweiligen Verhältnissen und kann entweder in einfacher Aufteilung unter Benutzung von Trennmessern oder unter Zwischenschaltung eines Heiztransformators geschehen.

Bei der Prüfung der Anwendung des einen oder anderen Heizverfahrens sind neben reinen Betriebsfragen die Kosten für die Einrichtungen gegenüberzustellen den Kosten für verstärkte Ausführung der Leitung selbst im Gefahrengbiet und den Unkosten mit allen ihnen anhaftenden Nebenerscheinungen, die für die Beseitigung einer Störung aufzuwenden sind. Die verheerende Wirkung eines Seilrisses durch Eis zeigt Abb. 129 so deutlich, daß Besonderes nicht mehr zu erwähnen ist. Die aufzuwendende Heizleistung und Heizarbeitsmenge spielen in großen Anlagen keine zu beachtende Rolle, weswegen der Stromverbrauch auch keine Berücksichtigung zu finden hat, sofern die erforderliche Stromstärke nach ihrer Höhe überhaupt verfügbar ist.

Man hat auch versucht, den Eisbehang durch Abklopfen zu beseitigen. Dieses Mittel ist nur mit Vorsicht zu benutzen, wengleich es selbst bei Leitungen mit hohen Spannungen schon oft im Betriebe und mit immerhin befriedigendem Erfolg angewendet worden ist.

Das Erwärmen der Leiter zur Verhinderung des Eisansatzes hat weiter den Vorteil, Abhilfe zu bringen gegen Leiterschwingungen, die sich nach Beobachtungen¹ besonders dann in gefährlichem Ausmaße ausbilden können, wenn eine Seite des Leiters Glatteisansatz erhält, während die im Windschatten liegende, also entgegengesetzte Leiterseite rauh bleibt.

h) Die Zugspannung σ und der Sicherheitsgrad S . Die richtige Wahl dieser Größen ist für den gesamten Leitungsbau bestimmend. Es ist zunächst ganz allgemein der Sicherheitsgrad hinsichtlich der Leiterbeanspruchung

$$S = \frac{\text{Bruchlast}}{\text{Höchstzugspannung}}. \quad (251)$$

Die hierfür zu beachtenden Bestimmungen der VSF/1930 lauten:

Beschaffenheit der Leiterdrähte und Leiterseile.
Mindestquerschnitte.

a) Soweit eindrätige Leiter und Leiterseile genormt sind, gelten die diesbezüglichen Normblätter nämlich für Kupfer, Aluminium und Stahl DIN VDE 8200 und 8201. Für Stahlaluminiumseile ist DIN VDE 8202 maßgebend; bei diesen müssen die Stahldrähte DIN VDE 8203, die Aluminiumdrähte DIN VDE 8200 entsprechen.

b) Eindrätige Leiter und alle zu Seilen verwendeten Drähte müssen beim Zugversuch mit ausgeprägtem Fließkegel zerreißen.

Eindrätige Leiter aus Stahl und Aluminium nebst seinen Legierungen sind nicht zulässig:

Der zugelassene Mindestquerschnitt beträgt:

für Kupfer und Bronze	10 mm ² ,
für Stahl	16 „
für Aluminium und seine Legierungen . . .	25 „

Bei Leitern aus anderen Werkstoffen muß der Querschnitt so groß sein, daß die Nennlast mindestens 380 kg beträgt.

Eindrätige Leiter sind nur bis 80 m Spannweite zulässig.

¹ Betriebserfahrungen mit tanzenden Leitungen. Elektrizitätswirtschaft Nr. 2. Journ. 1931 S. 41.

Zulässige Zugspannungen.

a) In Gegenden, in denen im allgemeinen keine größere als die normale Zusatzlast zu erwarten ist, sind folgende Höchstzugspannungen zulässig:

bei eindrähtigen Kupferleitern	12 kg/mm ² ,
bei Kupferseilen	19 „
bei Aluminiumseilen	8 „
bei Stahlluminiumseilen, auf den Gesamtquerschnitt bezogen	11 „
bei Seilen aus Bronze Bz II	30 „
bei eindrähtigen Leitern aus anderen Werkstoffen	35 vH,
bei Seilen aus anderen Werkstoffen	50 „

der Dauerzugfestigkeit.

b) Da bei großen Spannweiten die Zugspannung in den Aufhängepunkten der Leiter nicht mehr vernachlässigt werden darf — bei normalen Spannweiten ist der Zuwachs der Zugspannung gegenüber der Spannung im tiefsten Punkt so gering, daß er vernachlässigt werden kann —, darf bei einfacher normaler Zusatz-

Zahlentafel 26. Grenzspannweiten nach VSF/1930.

Nennquerschnitt ¹ mm ²	Grenzspannweiten			
	Kupfer m	Bronze Bz II ² m	Aluminium m	Stahl- Aluminium m
10	260	420	—	—
16	350	550	—	—
25	430	690	60	—
35	510	810	80	160
50	590	950	110	210
70	670	1080	140	280
95	760	1220	190	370
120	810	1310	230	470
150	870	1400	290	630
185	920	1480	360	860

last die Zugspannung an diesen Aufhängepunkten der Leiterseile die Höchstzugspannung nach a) um höchstens 5 vH überschreiten.

Da die Sicherheit der Leiter bei auftretenden Zusatzlasten mit wachsender Spannweite abnimmt, ist der Nachweis zu erbringen, daß bei Leiterseilen die 2-fache normale Zusatzlast den Werkstoff an den Aufhängepunkten höchstens bis zur Dauerzugfestigkeit beansprucht.

c) Die vorstehenden Anforderungen gelten

für Leiterseile als erfüllt, ein besonderer Nachweis erübrigt sich also, wenn bei den unter a) festgelegten Höchstzugspannungen die in der vorstehenden Zahlentafel 26 angegebenen Grenzspannweiten nicht überschritten werden.

Die zulässigen Spannweiten für eindrähtige Leiter sind oben angegeben.

Die vorstehenden Grenzspannweiten sind nach der Gleichung der Kettenlinie berechnet.

d) In Gegenden, in denen nachweislich größere Zusatzlasten als die normale regelmäßig aufzutreten pflegen, sind Höchstzugspannung und Spannweite so zu wählen, daß

bei eindrähtigen Leitern das 4-fache,

bei Seilen das 2-fache

der größeren Zusatzlast den Werkstoff höchstens bis zur Dauerzugfestigkeit beansprucht.

Die Höchstzugspannung darf bei der regelmäßig zu erwartenden größeren Zusatzlast nicht größer sein als unter a).

Aus wirtschaftlichen Gründen kann auch die Verwendung eines Werkstoffes höherer Festigkeit zweckmäßig sein.

¹ Für Stahlluminiumseile geben die Zahlen die entsprechenden Seilnummern an.

² Grenzspannweiten für Seile aus Bronze Bz I und Bz III sowie für Stahlseile sind noch nicht endgültig festgesetzt.

e) Für nicht genormte Seile, die aus mehreren verschiedenen Werkstoffen bestehen, sind die zulässige Höchstzugspannung, der Elastizitätsmodul und die Wärmedehnungszahl aus den entsprechenden Werten der verwendeten Werkstoffe zu berechnen¹.

Höchstzugspannung ist die Zugspannung im tiefsten Punkt des Leiters, die nach dem bei der Verlegung gewählten Durchhang weder bei -5°C mit der der Berechnung zugrunde gelegten Zusatzlast noch bei -20°C ohne Zusatzlast überschritten wird.

Höchstzug eines Leiters ist das Produkt aus Nennquerschnitt und Höchstzugspannung.

Durchhang des Leiters ist der Abstand der Mitte der Verbindungslinie seiner beiden Aufhängepunkte von dem senkrecht darunter liegenden Punkt des Leiters.

Istquerschnitt eines Leiters ist sein tatsächlicher Querschnitt, Nennquerschnitt der zur normmäßigen Bezeichnung des Leiters dienende abgerundete Istquerschnitt.

Spannweite ist die wagerecht gemessene Entfernung zweier benachbarter Stützpunkte.

Abspannabschnitt ist der zwischen zwei Festpunkten liegende Teil der Freileitung.

Durchhang.

a) Der Durchhang des Leiters ist so zu bemessen, daß die zulässige Höchstzugspannung nicht überschritten wird.

b) Bei der Berechnung des Durchhanges kommt zum Gewicht des Leiters die Belastung durch Eisbehang, Rauheis, Schnee und mäßigen Wind. Für normale Fälle ist diese Zusatzlast mit dem Wert $180\sqrt{d}$ in g für 1 m Leiterlänge — in Richtung der Schwerkraft wirkend — anzunehmen. Hierin ist d der Nennwert des Leiterdurchmessers in Millimetern. Bei Tragketten ist der Durchhang für die senkrechte Stellung der Ketten zu ermitteln.

c) Als größter Durchhang gilt der größere der Werte, die sich für -5°C mit Zusatzlast oder für $+40^{\circ}\text{C}$ ohne Zusatzlast ergeben.

d) Werden Leiter verschiedenen Querschnittes oder Werkstoffes an einem Gestänge verlegt, so ist bei der Wahl des Durchhanges auf die größere Gefahr des Zusammenschlagens der Leiter Rücksicht zu nehmen.

e) Für die Durchhangsberechnung gelten die in Zahlentafel 12 enthaltenen Festwerte der Leiterwerkstoffe.

Über die Ermittlung der Festwerte für nicht genormte Seile aus mehreren verschiedenen Werkstoffen siehe oben.

Der Winddruck auf den Leiter ist mit 125 kg/m^2 senkrecht getroffene Fläche ohne Eisbehang anzusetzen. Bei Kreisquerschnitt ist die Fläche mit 50 vH der senkrechten Projektion der wirklich getroffenen Fläche zu rechnen. Werden Leiter unter einem Winkel vom Wind getroffen, so ergibt sich die Windlast aus dem Produkt des Winddruckes und den \sin des Einfallwinkels. In besonders gefährdeten Gegenden — namentlich an der Küste und im Gebirge — ist mit einem den örtlichen Verhältnissen entsprechenden höheren Winddruck zu rechnen.

Für normale Fälle kann ohne weiteres nach den VSF die Höchstzugspannung der Durchhangsberechnung zugrunde gelegt werden. Jede größere Leitungsstrecke weist aber zumeist größere Abweichungen von den Durchschnittsspannweiten auf, und es ist für diese Fälle, dann aber auch für den Vergleich verschiedener Werkstoffe für den Leiter erforderlich, daß man einige auf die Dauerzugfestigkeit zu beziehende Werte in Gegenüberstellung bringt. Das gilt dann besonders, wenn größere Zusatzlasten berücksichtigt werden müssen, insbesondere Eislast. Die bisherigen Erfahrungen haben gezeigt, daß die Störungen durch Seil-

¹ Siehe Elektrotechn. Z. 1924 S. 1143.

brüche auf der Strecke in der Hauptsache dadurch verursacht worden sind, daß im praktischen Betrieb oft ein Mehrfaches an Zusatzlast durch Eis und Wind aufgetreten ist, als nach den VSF errechnet. Es muß daher bei großen Hochspannungsleitungen die Überlast ermittelt werden, bei welcher die Elastizitätsgrenze bzw. Dauerzugfestigkeit des Leiterwerkstoffes erreicht wird. Diese Überlast ist bei gegebenem Leiterwerkstoff und Querschnitt für einen bestimmten Ausgangszustand z. B. nach den VSF bei -5°C zu vergleichen mit den VSF-Annahmen.

Zu dieser Beurteilung dient, wie bereits gesagt, der Sicherheitsgrad, für den zu benutzen ist:

- σ_D die Dauerzugfestigkeit in kg/cm^2 ,
- σ_{\max} die Höchstzugspannung in kg/cm^2 bei -5°C und Zusatzlast nach den VSF/1930,
- σ_x die Zugspannung in kg/cm^2 bei -5°C und $x \text{ kg/cm}^2$ Zusatzlast.

Mit den gleichen Fußzeichen sind die entsprechenden Zusatzlasten:

- δ_B = Bruchlast in kg/cm^3 ,
- δ_{\max} = Eiszusatzlast nach VSF in kg/cm^3 ,
- δ_x = Zusatzlast bei -5°C und $x \text{ kg/cm}^3$ Zusatzlast.
- $\delta_{x,D}$ die über die VSF-Zusatzlast erforderliche Zusatzlast bei den gleichen Temperaturverhältnissen, die zum Leiterbruch führt (Überschreiten von σ_D).

Der Sicherheitsgrad S nach Verbands-Werkstoffarten

$$S = \frac{\sigma_D}{\sigma_{\max}}$$

für die Höchstzugspannungen bei -5°C und Zusatzlast ist in Zahlentafel 27 angegeben. Für andere Belastungszustände ist:

$$S_I = \frac{\sigma_D}{\sigma_x}, \quad (252)$$

wobei dann noch zu beurteilen ist das Verhältnis:

$$S_I : S \text{ und } \delta_{\max} : \delta_x, \text{ sowie } \delta_{\max} : \delta_{x,D}.$$

Bei besonders schwierigen Verhältnissen ist die Wahl des geeigneten Werkstoffes unter Berücksichtigung des bereits Gesagten erst auf Grund solcher Untersuchungen über den Sicherheitsgrad zu treffen. Die Sicherheit, d. h. die zusätzliche Zusatzlast $\delta_{x,D}$ wird mit größerer Spannweite immer geringer.

Zahlentafel 27.

Sicherheitsgrad der Leiterwerkstoffe bei den Werten nach VSF/1930.

Sicherheitsgrad S für:	Kupfer	Aluminium	Stahlaluminium	Aldrey	Kupferpanzerstahl	Bronze Bz II
$S = \frac{\sigma_D}{\sigma_{\max}}$	1,795	1,50	1,46	1,73	2,26	1,74

Für die Ermittlung, bei welcher Zusatzlast $\delta_{x,D}$ über die VSF Zusatzlast hinaus die Dauerzugfestigkeit σ_D des Leiterseiles erreicht wird, wird zweckmäßig davon ausgegangen, daß bei der normalen Zusatzlast die zugelassene Höchstzugspannung vorhanden ist und daß weiter jede Zusatzlast an sich bei derselben Temperatur — etwa -5°C — auftritt. Das ist zudem nach Gl. (254) für die kritische Spannweite immer der Fall, wenn diese überschritten wird. Für diese rechnerische Prüfung ist von Gl. (235) auszugehen und z. B. $t_1 = t_0$ zu setzen. Dann ergibt sich die gesuchte Zusatzlast zu:

$$\delta_{x,D} = \sqrt{\frac{\delta_{\max}^2 \cdot \sigma_D^2}{\sigma_{\max}^2} + \frac{24 \cdot \sigma_D^2}{a_M^2} (\sigma_D - \sigma_{\max}) \cdot \alpha}. \quad (253)$$

σ_D ist nach Zahlentafel 12 einzusetzen.

i) Der Mastabstand oder die Spannweite a_M richtet sich nach den Geländeverhältnissen und nach dem Werkstoff, aus welchem die Masten gewählt werden. Spannweiten auf gerader Strecke bis 250 m durchgehend sind bei Stahl- und Eisenbetonmasten heute die Regel und bei Kreuzungen von Wasserflächen, Schluchten usw. sind schon Entfernungen zwischen zwei Stützpunkten bis zu 900 m und mehr sicher überwunden worden.

Für die Entwurfsbearbeitung genügt es, eine mittlere Spannweite anzunehmen, um die Masthöhe zu bestimmen, sobald man sich darüber schlüssig geworden ist, ob Holz-, Stahl- oder Eisenbetonmaste aufgestellt werden sollen. Besonders große Stützpunktentfernungen bedürfen natürlich besonderer Beachtung.

Bei Überführung verkehrsreicher Wege, Straßen, Eisenbahnen usw. müssen die Mastenabstände entsprechend geringer gewählt werden, um die Sicherheit für solche Teile der Leitungsstrecken zu erhöhen (14. Kap.).

Über die wirtschaftlichen Spannweiten hat Klingenberg¹ eingehende Untersuchungen angestellt. Indessen lassen sich allgemeine Regeln zur Ermittlung derselben nicht aufstellen, da sie von der Zahl und dem Querschnitt der an einem Mast zu befestigenden Leiter, von dem Leiterwerkstoff, der Mastform, dem Werkstoff für die Maste selbst, den Boden- und Geländeverhältnissen usw. abhängen. Der entwerfende Ingenieur wird daher zumeist schneller zum Entschluß über die Spannweite kommen, wenn er durch Überschlagsrechnungen die Kosten für den mechanischen Ausbau der Leitungsstrecke unter Zugrundelegung verschiedener Ausführungen ermittelt und dann feststellt, wie hoch sich die Ausgaben für Verzinsung, Abschreibung und Unterhaltung stellen.

Nach den VSF/1930 müssen für Gegenden, in denen nicht außergewöhnliche Zusatzlasten zu erwarten sind, zwei Zustände der Festigkeitsberechnung zugrunde gelegt werden, bei denen die Höchstbeanspruchung des Leiterwerkstoffes nicht überschritten werden darf. Ist

¹ Klingenberg, G.: Verteilung elektrischer Energie über große Gebiete. Elektrotechn. Z. 1913 Heft 25 bis 29 und Bau großer Elektrizitätswerke. Berlin: Julius Springer.

nun ein Seil so gespannt worden, daß es bei -5°C und Zusatzlast eine Beanspruchung $\sigma_{\max} = \sigma_0$ aufweist, und ändert sich $\delta_{\max} = \delta_0$ z. B. dadurch, daß die Zusatzlast verschwindet, während die Temperatur auf

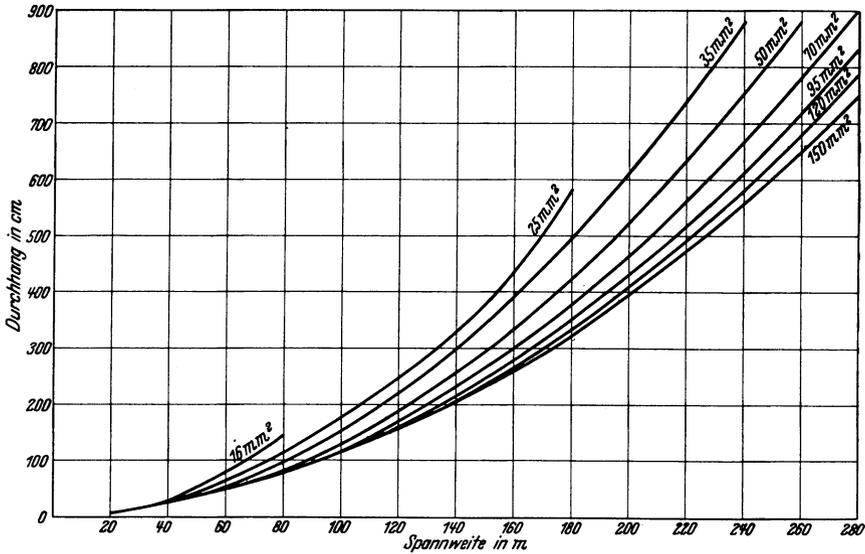


Abb. 133. Durchhang von Kupferseilen $\sigma_{\max} = 19 \text{ kg/mm}^2$. (Stärkster Durchhang der Seile teils bei -5°C + VSF-Zusatzlast, teils bei $+40^{\circ}\text{C}$, Höchstzugspannung teils bei -20°C ohne Zusatzlast, teils bei -5°C + VSF-Zusatzlast.)

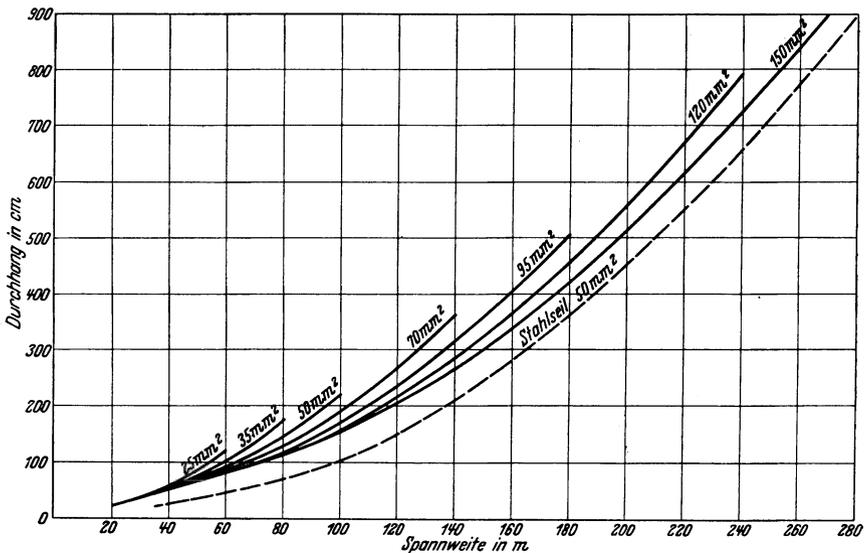


Abb. 134. Durchhang von Aluminiumseilen $\sigma_{\max} = 8 \text{ kg/mm}^2$, Stahlseil 50 mm^2 , $\sigma_B = 70 \text{ kg/mm}^2$, $\sigma_{\max} = 26 \text{ kg/mm}^2$. (Stärkster Durchhang stets bei $+40^{\circ}\text{C}$, Höchstzugspannungen teils -5°C + VSF-Zusatzlast, teils bei -20°C ohne Zusatzlast.)

— 5° C bleibt, so nimmt die Beanspruchung auch ab. Sinkt dann aber die Temperatur unter — 5° C auf — 20° C, so steigt die Beanspruchung wieder. Es muß also, wenn den VSF/1930 entsprochen werden soll,

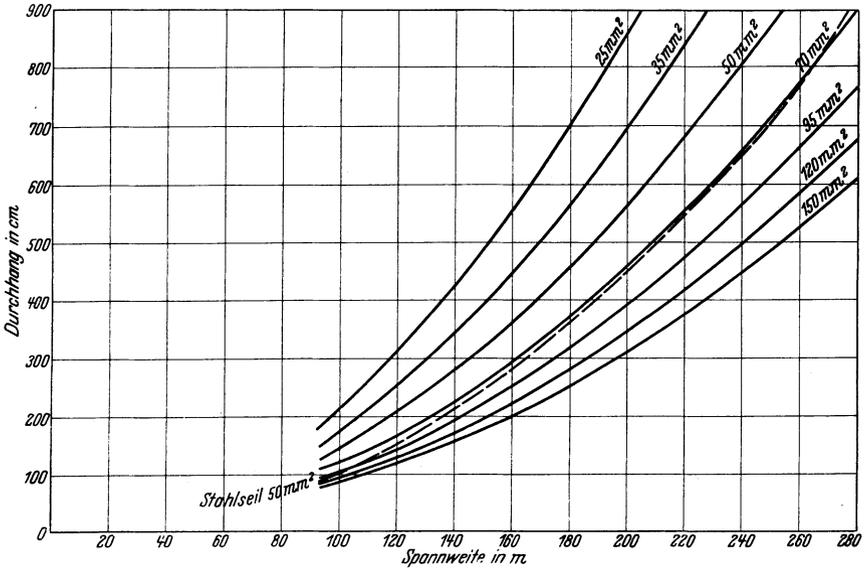


Abb. 135. Durchhang von Aldreyseilen $\sigma_{\max} = 12 \text{ kg/mm}^2$, Stahlseil wie in Abb. 134 (siehe Bemerkungen Abb. 134).

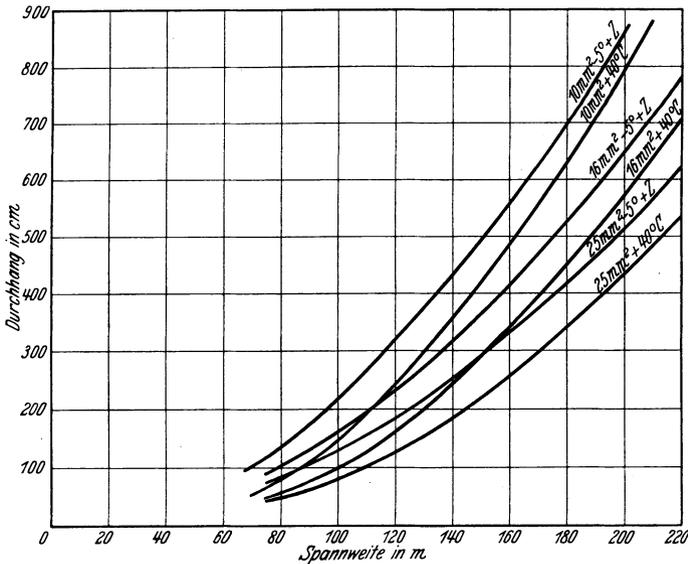


Abb. 136. Durchhang von Kupferpanzerstahlseilen $\sigma_{\max} = 26 \text{ kg/mm}^2$. (Durchhangskennlinien für + 40° C und — 5° C + VSF-Zusatzlast.)

untersucht werden, wann die Beanspruchung den größten Wert aufweist. Der größte Durchhang ist ferner auch für $+40^{\circ}\text{C}$ festzustellen.

Setzt man in Gl. (235):

$$\sigma_1 = \sigma_0 = \sigma_{\max},$$

so geht dieselbe über in die Form:

$$\frac{1}{24} (\delta^2 - \delta_0^2) \frac{a_{M,k}^2}{\sigma_{\max}^2} = (t_1 - t_0) \varepsilon_t,$$

wobei:

δ = reines Werkstoffgewicht,

$a_{M,k}$ = eine bestimmte Spannweite

bedeutet; daraus ergibt sich die sogenannte kritische Spannweite:

$$a_{M,k} = \sigma_{\max} \sqrt{\frac{24 \cdot \varepsilon_t (t_0 - t_1)}{\delta_0^2 - \delta^2}} \text{ cm.} \quad (254)$$

Durch besondere Berechnungen, die hier weniger interessieren, läßt sich beweisen, daß für alle Spannweiten, die unterhalb der kritischen Spannweite — wohlbermerkt ändert sich diese für jeden Leiterquerschnitt, anderen Werkstoff und andere Beanspruchungen σ_{\max} — liegen, die Höchstbeanspruchung bei -20°C ohne Zusatzlast, und bei Spannweiten, die über der kritischen liegen, bei -5°C und VSF-Zusatzlast eintritt.

Um dem entwerfenden Ingenieur Unterlagen für die schnelle Bestimmung von Mastlängen über Erde an Hand zu geben, sind in der Abb. 133 bis 136 Durchhangskennlinien für Kupfer-, Aluminium-, Aldrey- und Kupferpanzerstahl-Seile bei verschiedenen Spannweiten zusammengestellt. Den Berechnungen liegen die Verbandsnormen zugrunde.

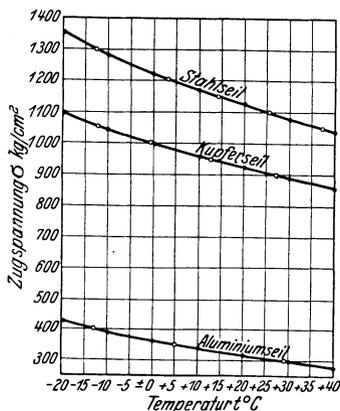


Abb. 137. Zugspannungen bei verschiedenen Temperaturen zum 26. Beispiel.

hältnisse a) für ein Kupferseil, b) für ein Aldreyseil und c) für ein Stahlseil. Die zulässige Höchstzugspannung soll bei -5°C und Zusatzlast durch Eis nach VSV/1930 vorausgesetzt werden.

Kritische Spannweite:

$$a_{M,k} = \sigma_{\max} \sqrt{\frac{24 \cdot \varepsilon_t (t_0 - t_1)}{\delta_{\max}^2 - \delta^2}} \quad \text{bei } t_0 = -5^{\circ}\text{C}, \quad t_1 = -20^{\circ}\text{C},$$

Kupfer:

$$a_{M,k} = 1600 \sqrt{\frac{24 \cdot 1,7 \cdot 10^{-5} \cdot 15}{0,01574^2 - 0,0089^2}} = 9700 \text{ cm (97 m)},$$

Aluminium:

$$a_{M,k} = 800 \sqrt{\frac{24 \cdot 2,3 \cdot 10^{-5} \cdot 15}{0,00742^2 - 0,0027^2}} = 10560 \text{ cm} = 105,6 \text{ m},$$

Stahl:

$$a_{M,t} = 3000 \sqrt{\frac{24 \cdot 1,1 \cdot 10^{-5} \cdot 15}{0,01664^2 - 0,0078^2}} = 12810 \text{ cm} = 128,10 \text{ m.}$$

	Bezeichnung	Formelzeichen	Maß	Kupfer	Aluminium	Stahl
1.	Spannweite	a_M	cm	23000		
2.	Leiterseilquerschnitt Nennwert bei gleicher Leitfähigkeit	q	mm ²	95	150	70
3.	Leiterseilquerschnitt Istwert	q_i		93	147	66
4.	Seildurchmesser	d	mm	12,5	15,8	10,5
5.	Eigengewicht	δ	kg/cm ² u. cm	0,0089	0,0027	0,0078
6.	Eis-Zusatzlast $\frac{180\sqrt{d}}{1000 \cdot q_i}$	δ_{Eis}	kg/cm ² u. cm	0,00684	0,00472	0,00884
7.	Gesamtgewicht $\delta + \delta_{Eis}$.	δ_{max}	kg/cm ² u. cm	0,01574	0,00742	0,01664
8.	Wärmeausdehnungszahl für 1° C	ε_i	—	$1,7 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,1 \cdot 10^{-5}$
9.	Elastische Dehnungszahl	α	cm ² /kg	$\frac{1}{1,3 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{0,56 \cdot 10^6}$	$\frac{1}{1,96 \cdot 10^6}$
10.	Zulässige Höchstzugspannung bei — 5° C und Zusatzlast	σ_{max}	kg/cm ²	1600	800	3000

Nach Gl. (237 b)

Kupferseil:

$$t_1 = 0,194 \frac{23000^2}{\sigma_1^2} - 0,0452 \cdot \sigma_1 - 2450 \frac{0,01574^2 \cdot 23000^2}{1600^2} + 0,0452 \cdot 1600 - 5,$$

Aluminiumseil:

$$t_1 = 0,0132 \frac{23000^2}{\sigma_1^2} - 0,0780 \cdot \sigma_1 - 1810 \frac{0,00742^2 \cdot 23000^2}{800^2} + 0,0780 \cdot 800 - 5,$$

Stahlseil:

$$t_1 = 0,230 \frac{23000^2}{\sigma_1^2} - 0,0462 \cdot \sigma_1 - 3800 \frac{0,01664^2 \cdot 23000^2}{3000^2} + 0,0462 \cdot 3000 - 5.$$

Die Ausrechnung ergibt:

$$\text{Kupferseil: } t_1 = \frac{1,024 \cdot 10^8}{\sigma_1^2} - 0,0452 \cdot \sigma_1 - 58,3,$$

$$\text{Aluminiumseil: } t_1 = \frac{0,0698 \cdot 10^8}{\sigma_1^2} - 0,078 \cdot \sigma_1 - 24,8,$$

$$\text{Stahlseil: } t_1 = \frac{1,22 \cdot 10^8}{\sigma_1^2} - 0,0462 \cdot \sigma_1 - 28,2.$$

Nunmehr werden für σ_1 verschiedene Werte angenommen und mit diesen die Temperaturen t_1 ermittelt, die in Abb. 137 als Schaulinien zusammengestellt sind, um ihren gegenseitigen Verlauf gut übersehen zu können.

Für Kupfer		Aluminium		Stahl	
$\sigma_1 = 850$	$t_1 = + 43,4^{\circ}$	$\sigma_1 = 250$	$t_1 = + 77,7^{\circ}$	$\sigma_1 = 1050$	$t_1 = + 37,7^{\circ}$
$= 900$	$= + 27,6^{\circ}$	$= 300$	$= + 29,3^{\circ}$	$= 1100$	$= + 25,4^{\circ}$
$= 950$	$= + 12,2^{\circ}$	$= 350$	$= + 5,0^{\circ}$	$= 1150$	$= + 14,4^{\circ}$
$= 1000$	$= + 1,1^{\circ}$	$= 400$	$= - 12,5^{\circ}$	$= 1200$	$= + 3,3^{\circ}$
$= 1050$	$= + 12,8^{\circ}$	$= 450$	$= - 25,4^{\circ}$	$= 1300$	$= - 12,6^{\circ}$
$= 1100$	$= - 23,4^{\circ}$	$= 500$	$= - 45,9^{\circ}$	$= 1400$	$= - 27,1^{\circ}$

Aus den Kennlinien der Abb. 137 ist nun leicht festzustellen, welche Zugspannung σ bei den verschiedenen Temperaturen auftreten. Mit diesen Werten wird der jeweilige Durchgang ermittelt nach Gl. (230):

$$f = \frac{\delta \cdot a_M^2}{8 \cdot \sigma} \text{ für Kupfer } \frac{0,0089 \cdot 23000^2}{8 \cdot \sigma}$$

und bei $-5^{\circ} \text{ C} + \text{Zusatzlast}$:

$$f' = \frac{\delta_{\max} \cdot a_M^2}{8 \cdot \sigma_{\max}} \text{ für Kupfer } \frac{0,01574 \cdot 23000^2}{8 \cdot 1600}$$

Die Kennlinienauswertung und die Rechnung haben das folgende Ergebnis:

t	Kupfer		Aluminium		Stahl	
	σ kg	f cm	σ kg	f cm	σ kg	f cm
$- 20^{\circ}$	1100	534	425	422	1350	376
$- 10^{\circ}$	1045	561	390	457	1280	402
$\div 0^{\circ}$	1000	590	360	495	1220	422
$+ 10^{\circ}$	955	617	340	523	1170	440
$+ 20^{\circ}$	925	638	325	559	1125	457
$+ 30^{\circ}$	890	662	295	605	1080	477
$+ 40^{\circ}$	855	690	275	645	1040	495
$- 5^{\circ} + \text{Zus.}$	1600	652	800	612	3000	367

11. Die Freileitungsisolatoren.

a) **Allgemeine Bedingungen.** Die Isolatoren haben die Aufgabe, die Leiter gegeneinander und gegen Erde also gegen den Mast bzw. gegen die mit diesem verbundenen Isolatorträger (Stützen, Querarme) oder bei Mauerbefestigungen gegen die Mauer zu isolieren und sie ferner gegen Orts- und Lagenveränderungen zu sichern. Da von dem dauernd guten Isolationszustand der Leitung die ungestörte Leistungsübertragung in erster Linie abhängt, ist es selbstverständlich, daß die Isolatoren nach Werkstoff, Form und Befestigung bestimmten sehr scharfen Anforderungen¹ genügen müssen. Für diese gilt:

¹ Die für diesen Abschnitt zu beachtenden Vorschriften und Leitsätze des VDE und die Normungsbestimmungen sind:

a) Vorschriften für den Bau von Starkstrom-Freileitungen VSF/1930 § 12 und 13.
b) Leitsätze für die Prüfung von Isolatoren aus keramischen Werkstoffen für Spannungen von 1000 V an.

c) Leitsätze für die Prüfung von Hochspannungsisolatoren mit Spannungstößen.

d) Normblätter DIN VDE 8002 bis 8005, 8007, 8008.

e) Regeln für Spannungsmessungen mit der Kugelfunkenstrecke in Luft. VDE 365.

f) Leitsätze für den elektrischen Sicherheitsgrad von Starkstromanlagen mit Betriebsspannungen von 1000 V und darüber LSG 1932.

hinsichtlich des Werkstoffes:

Derselbe darf nicht wasseraufnahmefähig (hygroskopisch) und muß gegen Witterungs- und chemische Einflüsse, sowie gegen hohe Temperaturen und plötzlich auftretende große Temperaturunterschiede unempfindlich sein. Ferner muß er sich bequem und zuverlässig fabrikmäßig bearbeiten lassen, damit die Herstellungskosten der Isolatoren in wirtschaftlichen Grenzen liegen;

in elektrischer Beziehung:

Der Isolator muß verhindern, daß unter bestimmten Betriebs- und Witterungsverhältnissen eine elektrische Entladung vom Leiter über seine Ränder durch die Luft zur metallischen Befestigung eintritt, und daß ferner Strom vom Leiter über seine Oberfläche zur Stütze oder dem sonstigen Befestigungsmittel am Mast und von dort zur Erde übergeht. Ferner muß er eine hohe Festigkeit gegen Spannungsdurchschläge vom Leiter zu metallischen Befestigungsteilen und nach Erde besitzen:

in mechanischer Beziehung:

Der Isolator muß genügende Festigkeit in der Richtung der auftretenden oder unter bestimmten Verhältnissen zu erwartenden Zug-, Druck- oder Biegungsbeanspruchungen aufweisen und billigen Versand, sowie leichten Einbau bei Verhältnissen, wie sie jede Freileitungsstrecke naturgemäß aufweist, gestatten.

Schon aus dieser Zusammenstellung der allgemeinen Bedingungen ist zu erkennen, daß der entwerfende Ingenieur bei der Auswahl bzw. der Begutachtung eines Isolators, besonders wenn es sich um höhere Spannungen und größere Mastabstände (Weitspannung), sowie um ungünstige Gegenden handelt (gewitterreiche Geländestriche, Gebirge, Nähe der Meeresküste, Schnee- und Sandstürme, chemisch verunreinigte oder mit Ruß und Staub stark durchsetzte Luft usw.) außerordentlich vorsichtig zu Werke gehen muß. Isolatorbeschädigungen können sowohl auf offener Strecke als auch besonders in schwer zugänglichem Gelände oder im Winter bei Schnee und Eis nicht nur stunden-, sondern oft tagelange Betriebsstörungen verursachen, bis sie gefunden und beseitigt worden sind. Das bedeutet dann aber nicht nur einen Ausfall in den Einnahmen für die Stromlieferungen, sondern kann neben großen Ausgaben für die Behebung der Störung auch noch andere, auf S. 163 bereits erwähnte Gefahren im Gefolge haben. Zu klein gewählte Isolatoren oder solche ungeeigneter Form können andererseits oft schon nach kurzer Betriebsdauer die wirtschaftliche Stromlieferung unmöglich machen und zu einem vollständigen Umbau der Leitung führen.

b) Der Werkstoff. Als Werkstoff kommt zur Verwendung:

1. Porzellan,
2. Steatit, Melalith,
3. Glas,

und zwar wird Porzellan heute fast ausschließlich benutzt. Trotzdem soll der Vollständigkeit wegen auch Steatit und Glas kurz besprochen werden.

1. Das Porzellan, ein Gemisch von Feldspat, Quarz und Kaolin, unter hoher Temperatur im Ofen zusammengeschmolzen, ist für diese

Zwecke der beste und zuverlässigste Werkstoff, wie die jahrzehntelangen praktischen Erfahrungen einwandfrei bestätigen. Von den verschiedenen Porzellanarten ist für die Elektrotechnik nur das Edel- oder Hartporzellan mit glasierter Oberfläche brauchbar, das im Nachfolgenden stets vorausgesetzt wird.

Porzellan ist sowohl im glasierten als auch im unglasierten Zustand nicht wasseraufnahmefähig. Diese Eigenschaft zusammen mit der geringen Wärmeausdehnungszahl, die zur Folge hat, daß selbst die schroffsten Temperaturwechsel keinen Einfluß ausüben, ist hinsichtlich der Forderung der Wetterbeständigkeit und der Lebensdauer von hervorragender Bedeutung. Dazu kommt, daß die Glasur auch gegen

chemische Einflüsse außerordentlich widerstandsfähig ist¹. Das ist gleichbedeutend mit einer dauernd vorzüglichen Oberflächenbeschaffenheit, wodurch der Wert der Oberflächenisolation besonders bei schlechter Luftbeschaffenheit günstig beeinflußt wird.

Die fabrikmäßige Bearbeitung bietet keine Schwierigkeiten. Es kann leicht und zuverlässig jede gewünschte Form hergestellt werden. Der Preis fertiger Isolatoren bewegt sich in wirtschaftlichen Grenzen.

In elektrischer Beziehung gehört Porzellan zu den besten Nichtleitern, die praktisch Verwend-

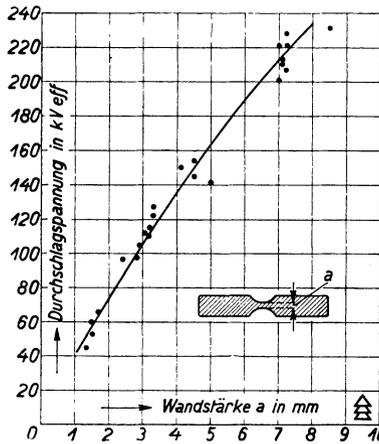


Abb. 138. Verlauf der Durchschlagsfestigkeit bei Porzellanplatten.

finden können. Im glühenden Zustand wird es allerdings zum Leiter, was hier aber ohne Bedeutung ist, da ein solcher naturgemäß nicht eintreten darf.

Die Festigkeit gegen Spannungsdurchschlag (elektrische Durchschlagfestigkeit) weist einen sehr hohen Wert auf. So hält z. B. eine Platte von 1 mm Stärke eine Spannung von 10 kV aus. Die Durchschlagfestigkeit des Isolators ist natürlich abhängig von seinen Wandstärken zwischen Leiter und Metallteilen (Stütze, Kappe). Sie steigt indessen nicht in gleichem Maße mit dieser, weil mit größerem Elektrodenabstand die Beanspruchung rascher als die Spannung steigt. Diese Erscheinung kommt mehr oder weniger allen Isolierwerkstoffen zu. In Abb. 138 ist eine Kennlinie² für die Durchschlagfestigkeit

¹ Es sind von Prof. Dr. Linck, Jena, für Hermsdorfer Porzellan folgende Härtezahlen gefunden worden: unglasiertes, gargebranntes Porzellan = 7, Glasur = 8, wogegen nach der Moßschen Härtezahlenreihe Quarz = 7, Topas = 8, Korund = 9, Diamant = 10 aufweisen.

² Handrek, H.: Porzellan als Werkstoff. Hescho-Mitt. 1928 Heft 39. — Durchschlagfestigkeit und dielektrische Verluste von Porzellan und Hartpapier. Hescho-Mitt. 1929 Heft 46.

gegeben, die nur ganz allgemein den Verlauf dieser kennzeichnen soll. Durch die Glasur wird die Durchschlagfestigkeit an sich nicht erhöht. Das Glasieren hat für diese Beanspruchung vielmehr nur den Zweck, die Gleichmäßigkeit des Werkstoffes zu verbessern. Geringste Beschädigungen in der Glasur (Haarrisse, Punktierung bei der elektrischen Prüfung des Isolators) haben dagegen eine starke Verminderung der mechanischen Festigkeit zur Folge. Hierauf wird später noch besonders eingegangen werden.

Die gute Oberflächenbeschaffenheit ist für die Oberflächenisolation von besonderem Vorteil, zumal die Glasur auch vom Wasser nicht bleibend benetzt wird, weil dasselbe an der glatten Oberfläche schnell abläuft. Ferner haften Ruß und Staub nur schlecht an der Oberfläche und können — allerdings je nach der Form der Isolatorfläche und der Beschaffenheit der Verschmutzung — entweder vom Wind abgeblasen oder vom Regen abgewaschen werden.

Die mechanische Festigkeit des Hartporzellans weist ebenfalls sehr günstige Werte auf, die für einzelne Beanspruchungen die Festigkeitsziffern für Gußeisen erreichen bzw. überschreiten. So wurde aus einer Reihe von Versuchen — allerdings an besonderen Probestücken — gefunden:

Druckfestigkeit 4500 bis 4700 kg/cm²,

Zugfestigkeit 1500 bis 1700 kg/cm²,

Biegezugfestigkeit 490 kg/cm².

Die praktischen Werte weichen meist nicht unerheblich von diesen Zahlen ab.

Aus den Zahlen ist zu ersehen, daß die Festigkeit gegen Druck am größten ist. Es muß infolgedessen stets darauf geachtet werden, daß die mechanische Beanspruchung von Isolatoren aus Porzellan tunlichst vollkommen in die Richtung einer Druckbeanspruchung gelegt ist. Das wird z. B. bei den Stützenisolatoren dadurch erreicht, daß die Stütze, auf der der Isolator befestigt ist, bis in die Ebene der Halsrille, in der der Bindedraht oder die sonstige Befestigung des Leiters liegt, hineingeführt wird, weil dann Zugkräfte an der Halsrille nur Druckbeanspruchungen im Porzellan ergeben.

Für die Unempfindlichkeit beim Versand und Einbau auf der Strecke ist außer der Form des Isolators die Zerbrechlichkeit des Werkstoffes an sich von Bedeutung. Diese ist bei Porzellan nicht auf zu geringe Festigkeit, sondern auf die Sprödigkeit und den Mangel an Dehnung zurückzuführen. Bei sorgfältiger Herstellung können innere Spannungen im Isolator leicht vermieden werden, worauf der Umstand deutet, daß bei Beschädigungen z. B. durch Steinwürfe, Gewehrschüsse u. dgl. nur muschlige Stücke abspringen und nicht, wie das bei Glas fast immer der Fall ist, vollständige, regellose Zertrümmerung eintritt. Die Bruchstelle muß bei gutem Porzellan stets eine vollkommen verglaste Beschaffenheit aufweisen.

Schließlich ist noch das spezifische Gewicht zu erwähnen, das für gargebranntes also fertiges Porzellan 2,30 bis 2,40 beträgt.

2. Steatit¹. Für diesen Werkstoff wird als Urstoff der Speckstein benutzt, ein Mineral vom spez. Gewicht 2,6 bis 2,8. Der Rohstoff findet sich in Stücken in Nestern im Kalk, Granit, Serpentin und Glimmerschiefer. Die Farbe ist weiß, gelblich bis graugrün. Der Stoff ist fettig und nicht wasseraufnahmefähig. Der Abbau erfolgt bergmännisch. Der Naturspeckstein hat die Härte 1 der Moßschen Reihe, die durch Ofenbrand auf 6 steigt. Eine Glasur läßt sich auf dem Naturstein nicht anbringen.

Für die Isolatoren wird nicht der Speckstein selbst, sondern das sog. Steatit, ein Gemisch mit keramischen Zusätzen verwendet, bei welchem der Speckstein in fein vermahlener Form mit möglichst hohem Gehalt an Magnesiumoxyd eingebracht wird. Dieser Werkstoff ist dann glasurfähig und hat eine außerordentlich hohe mechanische Festigkeit. Ein zweiter ähnlich zusammengesetzter Werkstoff hat die Bezeichnung Melalith, der neuerdings für Hochspannungsporzellan benutzt wird und einen sehr geringen Gehalt an Magnesiumoxyd aufweist.

Steatit wird in der Hauptsache für Isolatoren hoher mechanischer Festigkeit (Vollkernisolatoren), Melalith für sehr große Isolierkörper (Hochspannungsdurchführungen) benutzt.

Die Zugfestigkeit beträgt je nach Zusammensetzung 550 bis 750 kg/cm², die Druckfestigkeit 8000 bis 9000 kg/cm², die Biegefestigkeit 950 bis 1200 kg/cm², Wärmebeständigkeit bis Schmelzpunkt 1400° C, Temperaturwechselbeständigkeit + 10 bis + 95° C, Durchschlagfestigkeit je nach Wandstärke 80 bis 150 kV/cm.

Alle Isolator- und Durchführungsformen aus Porzellan werden auch aus Melalith hergestellt.

3. Glas. Namentlich in Amerika und Frankreich ist noch heute Glas zur Herstellung von Isolatoren im Gebrauch allerdings vorwiegend für Niederspannungsanlagen. Für Hochspannungs-Freileitungsisolatoren ist dieser Werkstoff ungeeignet, sofern nicht eine besonders vorzügliche Glassorte² gewählt wird, die aber wegen des hohen Preises dann nicht mehr wirtschaftlich ist.

In erster Linie ist Glas außerordentlich empfindlich gegen Temperaturschwankungen und bekommt Risse und Sprünge bzw. zerspringt schon bei verhältnismäßig geringen Temperaturunterschieden vollständig. Temperaturunterschiede treten aber bei Freileitungsisolatoren häufig und in großen Grenzen auf (im Winter Sonnenbestrahlung am Tag und Frost in der Nacht). Ferner wird die Oberfläche durch chemische und Witterungseinflüsse bald rauh und rissig; dadurch sinkt dann der Wert der Oberflächenisolation sehr rasch.

Die Härtezahl nach der Moßschen Zahlenreihe liegt für Glas, wie es in Amerika für Hochspannungsisolatoren Verwendung gefunden hat, nur etwa zwischen 6 bis 6,3.

Die schlechten Eigenschaften dieses Werkstoffes an sich sind naturgemäß auch die Ursache dafür, daß die elektrischen Anforder-

¹ Demuth, W.: Steatit, Stenag-Nachrichten der Steatit-Magnesia A. G. Berlin-Pankow 1927 Heft 1 und Z. VDI 1927 Nr. 44.

² Kieselsäureglas (Quarz) Elektrotechn. Z. 1930 S. 1745 u. 1768; 1931 S. 431.

rungen nicht erfüllt werden; es kann daher davon abgesehen werden, auf weitere Einzelheiten einzugehen.

c) Die elektrischen Forderungen¹. Außer den Werkstoffbedingungen haben die Isolatoren weiter ebenso scharfen Forderungen in elektrischer Hinsicht zu genügen, die für die Form und die Abmessungen bestimmend sind. Es kommen hierfür in Frage:

1. die Randentladung und die Überschlagspannung (Trocken- und Regenüberschlagspannung),

2. die Durchschlagspannung und die Durchschlagfestigkeit,

3. die Oberflächenisolation,

4. der elektrische Sicherheitsgrad.

Für diese gibt in der Hauptsache also die Spannung, mit der die Kraftübertragungsanlage arbeitet, bzw. das Potential des Leiters gegen Erde den Ausschlag.

1. Die Randentladung und die Überschlagspannung. Schließt man einen z. B. in der Bundrille eines Stützenisolators befestigten Leitungsdraht an den einen und die Isolatorstütze an den anderen Pol einer Hochspannungsquelle an, so macht sich bei niedrigen Spannungen am Isolator nichts bemerkbar. Erhöht man die Spannung, so treten — zunächst bei trockener Luft — unter Geräuschbildung Vorentladungen sog. Glimm- und Büschelentladungen auf, die längs der Oberfläche des Isolators verlaufen. Abb. 139 zeigt diese Entladungserscheinungen an einem Stützenisolator. Steigert man die Spannung weiter, so streben diese Büschelentladungen in Form von Gleitfunken der metallischen Befestigung des Isolators zu (Abb. 140), bis bei noch höherer Spannung ein Überschlag zu dieser in Form eines Funkens und bei ausreichender Leistung der Stromquelle in Form eines vollständigen Lichtbogens eintritt (Abb. 141 u. 164).

Das Auftreten von Gleitfunken ist im hohen Maß von der Kapazität des betreffenden Isolators abhängig, denn z. B. beim Stützenisolator bildet die Hülse mit der metallischen Stütze und die zwischen beiden befindliche Luft einen natürlichen Kondensator. Bestände die Isolatorstütze z. B. ebenfalls aus Porzellan, dann wäre die Kapazität außerordentlich viel geringer als bei Eisen, die Gleitfunkenbildung würde ganz erheblich eingeschränkt sein und der Wert der Überschlagspannung höher liegen.

¹ Benischke, Dr. G.: Das elektrische Verhalten der Freileitungsisolatoren und ihre Beurteilung. Elektr. Kraftbetr. Bahn. 1908 Heft 3.

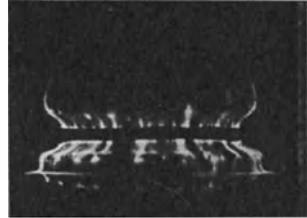


Abb. 139. Glimm- und Büschelentladungen an einem Stützenisolator in trockener Luft.



Abb. 140. Gleitfunken an einem Stützenisolator in trockener Luft.

Durch den Lichtbogen wird ein Erdschluß und je nach den sonstigen Netzverhältnissen unter Umständen ein völliger Kurzschluß hervorgerufen, wenn in Drehstromanlagen der Nullpunkt unmittelbar geerdet

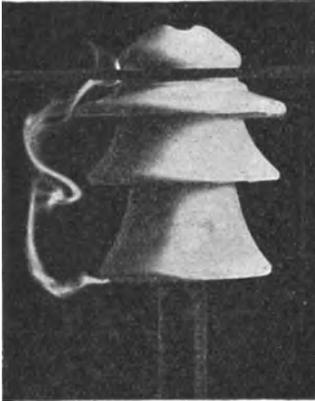


Abb. 141. Spannungsüberschlag an einem Stützenisolator in trockener Luft.

oder der Leiter einer anderen Phase infolge eines Isolatordurchschlages mit dem Gestänge in Berührung gekommen bzw. durch andere Ursachen ebenfalls geerdet ist. Beides hat natürlich eine Betriebsstörung zur Folge, weil der Lichtbogen eine Beschädigung des Isolators oder eine Verletzung der metallischen Isolatorbefestigung am Gestänge bzw. der Leiterbefestigung am Isolator und des Leiters selbst (An- und Abschmelzen mit nachfolgendem Leiterbruch) hervorrufen kann.

In viel stärkerem Maß treten diese Erscheinungen auf, wenn der Isolator unter Regen insbesondere unter schräg einfallendem Regen oder im Nebel steht. Durch die Feuchtigkeit der umgebenden Luft bzw. den feuchten

Zustand der Oberfläche wird der Überschlagweg zwischen Leiter und Isolatorbefestigung am Mast herabgesetzt. Durch die Benetzung der Isolatoroberfläche wird diese mit einer je nach der Beschaffenheit der Oberfläche selbst mehr oder weniger gut leitenden Wasserhaut be-

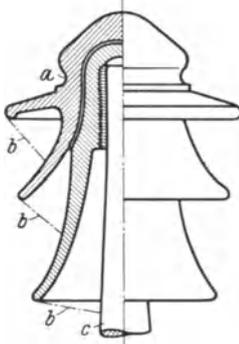


Abb. 142. Überschlagweg an einem Stützenisolator unter 45° Regeneinfall.

a Halsrille, Leiterbefestigung, b Überschlagwege, c metallische Stütze.

deckt, und infolgedessen der Überschlagweg weiter verkürzt. Diese Umstände weisen darauf hin, daß die Isolatorbauform ausschlaggebend ist für seine Überschlagspannung unter Regen. In Abb. 142 ist der Überschlagweg bei einem Stützenisolator unter Regen mit 45° Einfallwinkel angedeutet. Ist dem aufprallenden Wassertropfen noch die Möglichkeit gegeben, durch Zurückprallen die unteren Flächen des Isolators zu benetzen, so wird der Überschlagweg weiter verkürzt und der Isolator schon bei einer geringeren Spannung überschlagen. Ferner ist zu beachten, daß sich der am Rand ablaufende Wassertropfen im elektrischen Felde zuspitzt (Abb. 143), dann ähnlich wie eine Spitzenelektrode wirkt und dadurch eine, wenn auch geringe Herabsetzung des Wertes der Überschlagspannung bewirkt.

Für die Länge des Überschlagweges kommen alle diejenigen Wege als Entladestrecken in Betracht, an denen der Lichtbogen nicht auf Oberflächen Auflage findet, sondern wo er tatsächlich freie Luftstrecken überbrücken muß. Nach Angaben von Weicker¹

¹ Weicker, Dr.-Ing. W.: Über Hänge- und Abspannisolatoren. Elektrotechn. Z. 1909 Heft 26 u. 27.

und auf Grund verschiedener rechnerischer Prüfungen kann man annehmen, daß je nach der Form des Isolators für 1 cm des zu überschlagenden Luftweges bei einer Regenstärke von etwa 3 mm/min, die in Deutschland schon den stärksten Regengüssen entspricht, eine Spannung von 4000 bis 4500 V bei einer Wasserleitfähigkeit von $100 \mu\text{S cm}^{-1}$ notwendig ist, wenn die Weglänge am Isolator so gemessen wird, daß die bei diesem Regeneinfallwinkel benetzten Flächen unberücksichtigt bleiben.

Ist der Isolator verschmutzt, sind also durch diese Verschmutzung seine Überschlagwege weiter verkürzt, dann kann die Überschlagspannung unter Regen unter Umständen außerordentlich stark unter den sogenannten Sollwert d. h. den Wert sinken, der bei sauberem Isolator vorhanden wäre. Bei der Besprechung der einzelnen Isolatorformen wird hierauf besonders eingegangen werden, denn neben dem Grad und der Art der Verschmutzung ist hier wiederum die Verkürzung des Überschlagweges durch die Verschmutzung von ausschlaggebender Bedeutung.

Auf freien Strecken ist die Verschmutzung der Isolatoren durch Staub und sonstige Ablagerungen aus der Luft zumeist ohne Bedeutung. Regen und Wind sorgen für eine gewisse Selbstreinigung.

Wesentliche Beachtung muß der Verschmutzung bei Leitungen geschenkt werden, die in der Nähe der Meeresküste, von chemischen Fabriken, von Bahnanlagen mit Dampflokotivbetrieb, von Zementfabriken, von Kali-Gruben und von Braunkohlenkraftwerken liegen. Die Ablagerungen von Salz, Chlor, Salpeter, Zement, Flugasche u. dgl. können die Glimm- und Überschlagspannung der Isolatoren bei Nebel und Regen so stark herabmindern, daß ein Betrieb auf solchen Leitungsstrecken nicht mehr möglich ist. Bisher hat man sich dadurch zu helfen versucht, daß man größere Isolatoren einbaute. Der sichere Erfolg ist damit aber keineswegs gewährleistet. Infolgedessen sind die Porzellanfabriken dazu übergegangen, andere Isolatorformen herzustellen, die eine bessere Selbstreinigung ermöglichen sollen¹.

Aus dieser kurzen Schilderung geht hervor, daß die Brauchbarkeit eines Isolators für eine gewisse Spannung in erster Linie bestimmt wird durch die seiner Form entsprechende Regenüberschlagsspannung.

Der Begriff der Überschlagsspannungen ist vom VDE besonders festgelegt und zwar:

als Trockenüberschlagsspannung gilt diejenige Überschlagsspannung, die bei betriebsmäßiger Aufstellung eines Isolators gemessen wird zwischen Leiter und Stütz- bzw. Aufhängepunkt. Sie ist zu beziehen auf Sinusform der Spannungskurve und gewöhnliche Luftverhältnisse von $t = 20^\circ \text{C}$ und $b = 760 \text{ mm Hg}$;

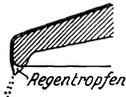


Abb. 143. Form des Wassertropfens am Rande eines Hochspannungsisolators unter Spannung.

¹ Weicker, Dr.-Ing. W.: Zur Geschichte der Freileitungsisolatoren: Geschichtliche Einzeldarstellungen aus der Elektrotechnik Bd. 3. Berlin: Julius Springer 1932.

als Regenüberschlagsspannung gilt diejenige Überschlagsspannung, die bei betriebsmäßiger Aufstellung eines Isolators nach einer Vorberechnung von 5 min gemessen wird zwischen Leiter und Stütz- bzw. Aufhängepunkt bei einer Beregnung von 3 mm/min unter 45° mit Wasser von $100 \mu\text{S cm}^{-1}$ Leitfähigkeit. Weiteres zur Überschlagsspannung wird bei der Behandlung der einzelnen Isolatorformen besprochen werden.

Beim Vergleich von Isolatoren verschiedener Formen ist auch darauf zu achten, bei welcher Spannungshöhe vor der Überschlagsspannung Glimmlicht und Gleitfunken auftreten. Letztere Erscheinung soll nicht allmählich einsetzen, bis schließlich der Überschlag erfolgt, sondern erst möglichst unmittelbar vor diesem, denn die mit dem Glimmlicht und mit den Gleitfunken verbundene Ionisierung der Luft bewirkt einen frühzeitigeren Spannungsüberschlag.

Da die Höhe der Überschlagsspannung bei trockener Luft $U_{\dot{u}, T_0}$ einen anderen, naturgemäß wesentlich höheren Wert besitzt als bei Regen $U_{\dot{u}, R_0}$, ist das Verhältnis dieser beiden Spannungswerte ein Maß für den Vergleich verschiedener Isolatorformen. Man nennt dieses Verhältnis¹:

$$\frac{U_{\dot{u}, R_0}}{U_{\dot{u}, T_0}} = Z_\alpha \quad (255)$$

die Randziffer. Es wird also ein Isolator oder eine Isolatorreihe um so vorteilhafter entworfen sein, je größer Z_α ist, d. h. je mehr der Überschlagwert bei Regen demjenigen bei trockener Luft gleichkommt, weil dann die Isolatorform für beide Spannungen am kleinsten wird, und der Isolator demnach am besten ausgenutzt ist.

In unmittelbarem Zusammenhang mit der Randziffer steht das Gewicht $G_{\mathfrak{Z}}$ des Isolators, denn mit wachsender Betriebsspannung müssen z. B. beim Stützenisolator die Ränder weiter von der Stütze fortgerückt bzw. mehrere Mäntel, beim Hängeisolator mehrere Einzelglieder angeordnet werden. Dadurch nimmt der Gesamtisolator an Gewicht und an Preis zu. Das Verhältnis:

$$\frac{U_{\dot{u}, R_0}}{G_{\mathfrak{Z}}} = Z_\beta \quad (256)$$

wird die Gewichtsziffer genannt, und da Z_α mit der Spannung steigt, Z_β mit steigender Spannung fällt, wird das Produkt:

$$Z_\alpha \cdot Z_\beta = Z_\gamma, \quad (257)$$

die sog. Güteziffer ein Maß für die Beurteilung von Isolatoren bzw. Isolatorreihen bilden. Selbstverständlich ist nur die Güteziffer verschiedener Isolatoren aus demselben Werkstoff für die gleichen Überschlagsspannungen unmittelbar vergleichbar. Handelt es sich

¹ Friese, Robert M.: Das Porzellan in der Elektrotechnik. Wenn heute auch die Randziffer usw. nicht mehr als Verhältnismaße gebräuchlich sind, so geben sie doch so gute Vergleichswerte, daß sie bei Isolatorvergleichen mehr als gewöhnlich benutzt werden sollten (Zahlentafel 30).

um den Vergleich von Isolatoren aus verschiedenem Werkstoff, so ist an Stelle des Gewichtes G_3 das Verhältnis:

$$\frac{\text{spez. Gewicht}}{\text{Gewicht}}$$

zu setzen.

2. Die Durchschlagspannung und die Durchschlagfestigkeit. Jeder Isolator muß genügende Festigkeit gegen Spannungsdurchschlag zwischen Leiter und metallischer Befestigung beim Stützenisolator bzw. zwischen Leiterbefestigung und inneren Metallteilen beim Kettenisolator besitzen. Dabei wird vorausgesetzt, daß die Metallteile mittelbar oder unmittelbar über die Mastbefestigung und den Mast selbst gerdet sind. Jeder Isolatordurchschlag hat eine Zerstörung des isolierenden Porzellanzwischenstückes zur Folge, die in den meisten Fällen eine so große mechanische Festigkeitsherabsetzung verursacht, daß der Isolator sofort ausgewechselt werden muß. Zudem ist mit der Durchschlagstelle für den betreffenden Isolator eine mehr oder weniger völlige Aufhebung der elektrischen Sicherheit verbunden, denn der Überschlagweg wird verkürzt und damit die Höhe der Überschlagspannung stark herabgesetzt. Isolatordurchschläge bringen Betriebsstörungen oft unangenehmster Art, weil die Feststellung des durchgeschlagenen Isolators auf der Strecke zumeist umständlich und zeitraubend ist. Die ausreichende Bemessung des Isolators und die richtige Formgebung, die nach der Beanspruchung durch das elektrische Feld vorgenommen werden muß, beschränken die Zahl der Betriebsstörungen naturgemäß außerordentlich, können aber nicht volle Vermeidung dieser Störungsursache herbeiführen. Für die Hauptleitungen großer Netze werden daher immer mehr als zusätzliche Schutzvorrichtungen die Erdschlußschutzeinrichtungen (Petersenspule, Löschtransformator) eingebaut, um die Ausschaltung der betroffenen Strecke so lange zu vermeiden, bis entweder Umschaltungen durchgeführt sind oder die Fehlerstelle festgestellt worden ist.

Nach den Normen gilt:

als Durchschlagspannung diejenige Spannung, bei der bei der Prüfung unter Öl oder einer sonstigen Anordnung, die einen Überschlag durch geeignete Mittel verhindert, der betriebsfertig aufgebaute oder mit einem leitenden Überzug als Elektrode versehene Isolator durchschlägt¹;

als Durchschlagfestigkeit die auf 1 cm oder 1 mm Durchschlagsweg unter Berücksichtigung der Form des elektrischen Feldes bezogene Durchschlagspannung.

3. Die Oberflächenisolation. Die dritte Forderung in elektrischer Hinsicht erstreckt sich auf eine genügende Oberflächenisolation, die der Isolator dauernd aufweisen muß. Wie sich die einzelnen Werkstoffe hierzu verhalten, ist bereits bei der Besprechung derselben angegeben worden. Der Wert der Oberflächenisolation hängt naturgemäß von der Oberflächenbeschaffenheit ab; letzterer muß dauernd unver-

¹ Hescho-Mitt. Heft 59/60; Elektrotechn. Z. 1931 Heft 6.

ändert bleiben. Es ist also hierfür auch die Wetterbeständigkeit des Werkstoffes von besonderer Bedeutung.

Eine genügende Oberflächenisolation wird erreicht durch die Form des Isolators und zwar dadurch, daß den Stromübergängen von der Leiter- zur Isolatorbefestigung und zum Mast bzw. sonstigen, mit Erde in Verbindung stehenden benachbarten Eisenteilen reichlich isolierende Wegstrecken entgegenstehen. Hierzu gehört, daß der Isolator derart geformt ist, daß ein möglichst großer Teil der Oberfläche bei Regen bzw. im Nebel trocken bleibt.

Ein Leistungsverlust über die Oberfläche kann nicht vollständig vermieden werden, denn die Isolatoroberfläche bleibt nicht dauernd vollständig rein. Derselbe richtet sich nach der Form und Größe des Isolators und nach Temperatur, Luftdruck, Feuchtigkeitsgrad der Luft, Oberflächenbeschaffenheit usw. Bestimmte Werte können daher nicht angegeben werden.

4. Der elektrische Sicherheitsgrad. Ausschlaggebend für die Wahl der Isolatoren ist schließlich der elektrische Sicherheitsgrad. Die Leitsätze¹ bezeichnen den elektrischen Sicherheitsgrad als das Verhältnis von Regenüberschlagsspannung $U_{\ddot{u}, R_e}$ zur Betriebsspannung U

$$S_3 = \frac{U_{\ddot{u}, R_e}}{U}. \quad (258)$$

Über die Höhe des elektrischen Sicherheitsgrades für die einzelnen Teile einer Anlage gehen auch heute noch die Ansichten des Betriebes sehr weit auseinander. Hier soll nur der Sicherheitsgrad der Freileitung behandelt werden. Da die Freileitung das wichtigste Bindeglied zwischen Erzeuger und Abnehmer darstellt und in allererster Linie intakt sein muß, ist der Sicherheitsgrad der Freileitung unbedingt in ein bestimmtes Verhältnis zu bringen zu dem Sicherheitsgrad, der den anderen Anlageteilen gegeben wird.

Die Leitsätze¹ sehen für Freileitungsisolatoren eine untere Grenze der Prüfspannungen vor, die eine gewisse Stufung zwischen dem Sicherheitsgrad der Freileitung und der Werksanlagen gestattet. Es wird nach Ansicht des VDE für bedenklich gehalten, den Sicherheitsgrad der Freileitungen und den der Werksanlagen ohne weiteres einander gleich zu setzen; mit Rücksicht auf die Gewitterüberspannungen sind Abstufungen empfohlen worden. Da aber die Ansichten, wie bereits gesagt, teilweise sogar entgegengesetzte Richtung haben, konnten bisher bestimmte Festlegungen nicht getroffen werden. Die praktischen Erfahrungen mit abgestuften Sicherheitsgraden müssen erst abgewartet werden. Es können daher gegenwärtig nur allgemeinere Gesichtspunkte zur Besprechung kommen, nach denen die Isolatoren auszuwählen sind.

Die grundsätzliche Einteilung eines Netzes nach Haupt- und Nebenleitungen kann auch heute noch vorgenommen werden, wobei allerdings sowohl in Mittelspannungs- als auch in Hochspannungsnetzen die Zahl der Hauptleitungen immer mehr überwiegt, so daß praktisch der

¹ Elektrotechn. Z. 1931 Heft 13 S. 423.

Unterschied verwischt wird. Weiter ist dem Betrieb besonders wertvoll, einheitliche Isolatoren auf allen Netzstrecken benutzen und die Lagerhaltung vereinfachen zu können.

Die beim Einschalten einer Hochspannungsleitung auftretende Überspannung kann bis auf den doppelten Wert der Betriebsspannung und unter Umständen noch höher ansteigen. Es ist demnach erforderlich, daß die Isolatoren hierbei nicht überschlagen werden.

Der Isolator muß daher in seiner Mindest-Regenüberschlagspannung entsprechend gewählt werden. Da ferner höhere Überspannungswellen auftreten können insbesondere durch

atmosphärische Entladungen in der Nähe der Leitung, soll die Mindest-Regenüberschlagspannung betragen:

$$U_{\dot{u}, R_e} = 1,1 (2,2 U + 20) \text{ kV}^*, \quad (259)$$

bei nicht geerdetem Nullpunkt. Somit errechnet sich der Sicherheitsgrad der Leitung nach Gl. (260):

$$S_3 = \frac{1,1 (2,2 U + 20)}{U}. \quad (260)$$

Dabei nimmt die Gl. (260) bereits Rücksicht auf eine gewisse Verschmutzung der Isolatoren. Dort indessen, wo mit besonders starker Verschmutzung gerechnet werden muß, wo weiter besondere klimatische Verhältnisse, ferner die Höhenlage der Leitung über dem Meeresspiegel, erhöhte Gewittergefahr und dgl. zu berücksichtigen sind, wird der Sicherheitsgrad durch entsprechende Wahl anderer Isolatoren erhöht werden müssen.

Die nach Gl. (259) verlangte Mindest-Regenüberschlagspannung ist für die verschiedenen Drehstrom-Betriebsspannungen in Zahlentafel 28 zusammengestellt. Abb. 144 zeigt die Überschlagspannung eines Isolators in Abhängigkeit von der Höhe über dem Meeresspiegel¹.

Die Werte der Überschlagspannung bei Regen, die von den Porzellanfirmen zu gewährleisten sind, müssen also Mindestwerte ohne Inanspruchnahme einer Toleranz sein. Über die Vorschriften für die Bestimmung dieser Überschlagwerte bei Regen ist bereits auf S. 227 gesprochen worden. Zum Vergleich sind hier heranzuziehen die

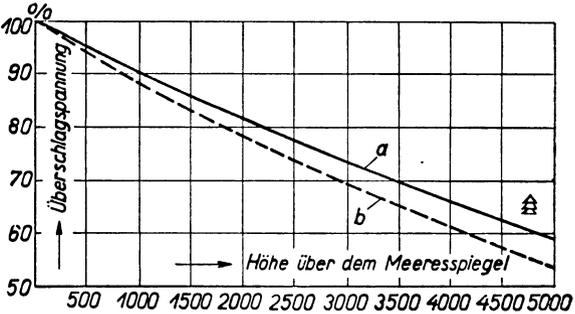


Abb. 144. Überschlagspannung eines Isolators in Abhängigkeit von der Höhe über dem Meeresspiegel.
a gemessene Werte, b übereinstimmend mit der Abnahme der Überschlagspannung entsprechend der Luftdichte.

* Es wird z. Z. auch eine mildere Formel erwogen $U'_{\dot{u}, R_e} = 1,1 (2 U + 10) \text{ kV}$.

¹ Hescho-Taschenbuch S. 55.

Kennlinien für die Überschlagspannung, z. B. bei Kettenisolatoren (Abb. 163 und 172).

Zahlentafel 28. Mindest-Regenüberschlagspannung für Isolatoren in Drehstromanlagen.

Betriebsspannung U in kV	1	3	6	10	15	20	30	45	60	80	100 (110)	150	200 (220)
Mindest-Regenüberschlagspannung $U'_{\bar{u}, R_e}$	24	29	36	46	58	70	95	131	167	216	264	385	506
$U'_{\bar{u}, R_e}$ nach der mildereren Formel	13	18	24	33	44	55	77	110	143	187	231	341	451

Neben den Schaltüberspannungen spielt die Hochfrequenz-Überschlagspannung eine besondere Rolle für die Werksisolatoren. Da in den Werken Selbstinduktionen und Kapazitäten (Durchführungen) in gewissem Umfang zusammengezogen vorhanden sind, muß der Sicherheitsgrad auch nach dieser Richtung untersucht werden. Die von den Selbstinduktionen und Kapazitäten gebildeten Schwingungskreise lassen bei plötzlichen Spannungs- und Stromänderungen z. B. durch Wanderwellen freie Hochfrequenzschwingungen entstehen. Bei der Freileitungsisolierung braucht hierauf nicht besonders Rücksicht genommen zu werden.

Solche Hochfrequenzschwingungen können den Anlaß zum Überschlag im Schaltwerk geben, da sie ausgelöst werden durch Vorgänge auf der Leitung z. B. durch eine Wanderwelle auf der Leitung, die durch einen Blitzniedergang entsteht. Es wird daher auf Grund neuerlicher Erkenntnisse und Laboratoriumsversuche vereinzelt die Ansicht vertreten, die Werksisolierung dadurch zu schützen, daß man in der Leitung in der Nähe der Schaltwerke schwächer isolierte Punkte herstellt, die früher überschlagen werden als die Werksisolierung. Das bedeutet nichts anderes, als daß der Sicherheitsgrad der zu einer Gesamtanlage gehörenden Einzelteile (Kraftwerk, Leitungen, Unterwerke) nicht mehr gleich gewählt werden soll, sondern zu staffeln ist. Die Leitsätze nehmen, wie bereits gesagt, hierauf Rücksicht.

In Amerika wird vorgeschlagen, die Leitung auf einer Länge von etwa 0,8 km vor der Werkseinführung schwächer zu isolieren als die Werksanlagen.

Deutsche Laboratoriumsuntersuchungen zeigen, daß diese Entfernung zu knapp bemessen ist. Ein abschließendes Urteil kann indessen noch nicht abgegeben werden, da die Versuche in der Praxis eine Bestätigung bisher nicht gefunden haben.

Als Mittel zur Herstellung der schwächer isolierten Stellen sind Schutzringe oder Funkenstrecken in Vorschlag gebracht worden, mit denen die Freileitungsisolatoren ausgerüstet werden. Zwischen diesen Schutzringen oder Funkenstrecken soll der Überschlag erfolgen (s. S. 256).

Auch der Aufbau der schwach isolierten Freileitungsstrecke — also der Schutzzone — in der Form, daß in der Nähe der Werksanlage die

Isolation am niedrigsten ist und dann gesteigert wird, bis sie in die hohe Isolation der Strecke übergeht, ist in Vorschlag gebracht worden. H. Müller¹ regt an, auf einer längeren Strecke die Überschlagesicherheit herabzusetzen, wobei die Sicherheit nach der Werksanlage zu abnehmen soll. Dabei soll aber zwischen der Schutzzone und der Werksanlage ein Stück Leitung mit voller Isolation bestehen bleiben, damit Hochfrequenzschwingungen vermieden werden.

Der Verfasser steht auf dem Standpunkt, daß nach allen diesen Richtungen mit besonderer Vorsicht vorzugehen ist, da die Isolation der Freileitungen betrieblich kaum geringere Bedeutung besitzt als die der Werksanlagen. Dort zwar, wo Werksanlagen zweiseitig gespeist werden und wo Bedienung und Beaufsichtigung vorhanden sind, wird es angehen, die Störungsstelle durch Überspannungen auf die Freileitung zu verlegen, um die Werksanlagen zu schützen vorausgesetzt, daß die Stromlieferung durch den Ausfall einer Strecke nicht gestört wird. Andererseits ist aber bei größeren Werksanlagen zu berücksichtigen, daß beim Vorhandensein von Aushilfstransformatoren und Aushilfsstromkreisen, sowie bei Doppelsammelschienen eine Überschlagstörung in der Werksanlage weit schneller erkannt und durch Umschaltungen für die Aufrechterhaltung des Betriebes behoben werden kann, als auf der Freileitung, wenn die Isolatoren beschädigt worden sind. Auf die Gefahren der Beschädigung ölgefüllter Anlagenteile ist allerdings besonders aufmerksam zu machen.

Bei der Behandlung der einzelnen Isolatorbauformen wird auch der Sicherheitsgrad noch ergänzend besprochen werden. Das Vorstehende soll daher nur eine allgemeinere Erläuterung geben im Rahmen der Forderungen in elektrischer Beziehung, die grundsätzlich an die Freileitungsisolatoren gestellt werden müssen.

d) Die mechanischen Forderungen. Diese erstrecken sich auf die Haltbarkeit gegen alle mechanischen Beanspruchungen, denen der Isolator auf der Strecke ausgesetzt ist. Die Isolatoren werden mechanisch belastet durch den Leiterzug unter Berücksichtigung der zusätzlichen Belastungen durch Wind, Eis und Rauheis und durch den verstärkten Leiterzug bei allen Strecken-Richtungsänderungen und -Abspannungen.

Die Isolatoren für die Tragmaste sind nennenswerten mechanischen Beanspruchungen nur dann ausgesetzt, wenn ein Leiterbruch auftritt. Gemildert wird diese Beanspruchung durch das Verbiegen der Stütze beim Stützenisolator bzw. das Ausschwingen der Kette beim Kettenisolator. Ungleich viel größere mechanische Belastungen erhält der Isolator bei Richtungsänderungen und in der Hauptsache an allen Abspannpunkten. Bestimmend für die Auswahl ist daher die Mindestbruchlast, die der Isolator aufweist. Sie ergibt sich für die einzelnen Einbaustellen auf der Leitung nach Leiterquerschnitt, Leiterbeanspruchung, Spannweite und zusätzlichen Belastungen.

Besonderer Beurteilung unterliegen die Abspannisolatoren. Hierzu bestimmen die VSF/1930:

¹ Hescho-Mitt. Heft 57/58.

Stützenisolatoren, die zur Abspannung benutzt werden, müssen eine Bruchlast von 90 vH der Nennlast des Leiters haben;

Kettenisolatoren in Abspannlage sind so zu bemessen, daß bei Verwendung genormter Isolatoren die vorgeschriebenen, bei Verwendung nicht genormter Isolatoren die gewährleisteten 1 h Prüflastwerte mindestens 90 vH der Nennlast des Leiters betragen¹.

Dazu hat der VDE noch besondere Vorschriften über die Stückprüfung erlassen.

Die Größe der Abspannisolatoren wird nach der Dauerzugfestigkeit der verwendeten Leiterseile bestimmt. Bei dauernder mechanischer Überlastung kann der Fall eintreten, daß im Isolatorkopf infolge feiner Einrisse des Porzellans ein Durchschlag erfolgt, ohne daß der Isolator zu Bruch geht. Aus diesem Grunde bringt man also bei Abspannisolatoren nicht die Mindestbruchlast, sondern die elektrisch-mechanische Prüflast (elektrische Prüfung bei gleichzeitiger mechanischer Belastung während 1 Stunde = 1 h-Prüflast des Isolators) in ein bestimmtes Verhältnis zur mechanischen Beanspruchung durch das Leiterseil und zwar soll der 1 Stunden-Prüflastwert mindestens 90 vH der Dauerzugfestigkeit des Leiterseiles bezogen auf den Ist-Querschnitt betragen.

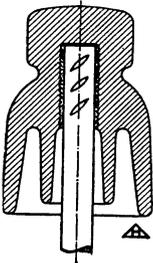


Abb. 145. Stützenisolator für Niederspannung.

e) Die Isolatorformen. Nachdem besprochen worden ist, welche Gesichtspunkte im allgemeinen für die Wahl des Werkstoffes in elektrischer und mechanischer Hinsicht maßgebend sind, und wie bei dem Vergleich von Isolatoren verschiedener Abmessungen vorzugehen ist, soll nunmehr zur Beschreibung und Beurteilung der in Deutschland gebräuchlichsten Freileitungs-Isolatorformen übergegangen werden.

Man unterscheidet zwischen:

1. Stützenisolatoren,
2. Kettenisolatoren.

Bei den Stützenisolatoren ist der Leiter auf dem Isolatorkopf oder in der Halsrille, bei den Kettenisolatoren unterhalb des Isolatorbefestigungspunktes am Mast angeordnet.

Der VDE hat zusammen mit den Porzellanfirmen sowohl die Stützen- als auch die Kettenisolatoren genormt, so daß, wenn nicht besondere Umstände es erfordern, in deutschen Anlagen nur noch genormte Isolatoren zum Einbau kommen.

1. Die genormten einfachen Stützenisolatoren. Für Niederspannung muß durch die Form des Isolators nur eine genügende Oberflächenisolation geschaffen werden, was bei den für solche Leitungsanlagen benützten gewöhnlichen Telegraphenglocken ohne weiteres und verhältnismäßig vollständig erreicht wird (Abb. 145). Rendantladungen, Spannungsüberschläge und Durchschläge sind bei diesen geringen Übertragungsspannungen nicht zu befürchten. Solche Isolatoren müs-

¹ Mit Rücksicht auf die Beanspruchung des Leiterwerkstoffes nach Höchstzugspannung bzw. der Dauerzugfestigkeit sollten auch die Isolatoren hiernach bestimmt werden. Der VDE plant eine entsprechende Änderung dieser Bestimmungen.

sen weiter nur noch die erforderliche mechanische Festigkeit besitzen, die durch das Gewicht des Leiters (Zugkräfte) einerseits und durch den Winddruck auf Isolator und Leiter andererseits bedingt wird.

Für Hochspannung genügt diese Isolatorform nicht mehr. Es muß vielmehr der Rand der Isolatormäntel also der erste Teil des Weges zwischen Bundrille und Stütze von letzterer wegen der Randentladungen und des Überschlages möglichst weit abgerückt sein. Da mit wachsender Spannung der Isolator nach Form der Telegraphenglocke Abmessungen erhalten müßte, die in der Herstellung Schwierigkeiten bereiten, ein zuverlässiges Durcharbeiten des Werkstoffes nicht mehr möglich machen und sein Gewicht außerordentlich erhöhen, mußte eine neue Isolatorform geschaffen werden. Die Porzellanfabrik Hermsdorf ist als erste Firma nach dieser Richtung seinerzeit bahnbrechend vorgegangen, indem sie den sog. Deltaisolator schuf. Der VDE hat bei der Normung der Stützenisolatoren diese Deltaform zugrunde gelegt (Abb. 146).

Die Zwischenmäntel haben die Aufgabe, die Länge des Überschlagweges bei Regen zu vergrößern. Ferner wird dadurch, daß die Zwischenmäntel sich mit feinem Sprühregen bedecken, auf die vom oberen Rand abfallenden Wassertropfen eine abstoßende elektrische Wirkung ausgeübt, weil der Sprühregen elektrisch das gleiche Potential hat wie der abfließende Wassertropfen. Schließlich wird die unter dem Zwischenmantel liegende Hülse gegen Regen geschützt und dadurch eine etwa auftretende gleitende Entladung verzögert.

Die Form und Zusammensetzung der verschiedenen Mäntel eines Hochspannungs-Stützenisolators sind so durchgebildet, daß die Hohlräume zwischen den einzelnen Mänteln dem Tageslicht und dem Wind frei zugänglich sind. Dadurch soll verhütet werden, daß sich in den Hohlräumen Insekten, Staub, Schmutz und sonstige Ablagerungen (Salz, Kohlenstaub) festsetzen und mit der Zeit eine leitende Brücke bilden, die dann den Vorteil der Bauform in bezug auf die Länge des Überschlagweges und die Oberflächenisolation beeinträchtigen, unter Umständen sogar den Stromübergang zur Stütze erleichtern. Infolge des freien Durchstreichens des Windes durch die Hohlräume wird diese Selbstreinigung, wie schon oft in der Praxis beobachtet, tatsächlich erreicht. Ferner sollen sich nach früher Gesagtem die Mäntel gegenseitig überdecken und schützen, um die vom Regen benetzte Oberfläche klein zu halten. Andererseits aber dürfen die Zwischenmäntel nicht zu groß sein, damit sie dem beim Überschlagen des Isolators auftretenden Lichtbogen keinen Stützpunkt bieten, von dem aus dann der Weg bis zur Isolatorstütze wesentlich verkürzt wird. Schließlich ist auch die Höhe des Isolators elektrisch von besonderer Bedeutung. Je höher ein Isolator ist, desto mehr tritt ein Gleiten der Funkenladungen auf den Isolatormänteln und der Hülse auf, das bei kleinen Isolatoren

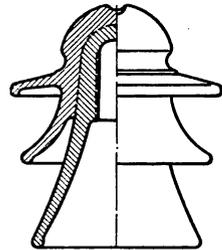


Abb. 146. Genormter Delta-Stützenisolator (volle Linien = einteilig, gestrichelte Linie = zweiteilig).

kaum wahrgenommen werden kann (Abb. 147). Die genormten Bauformen entsprechen langjährigen Beobachtungen und Erfahrungen im praktischen Betrieb und im Laboratorium und sind so gestaltet, daß der Lichtbogen beim Spannungsüberschlag zumeist nur vom Isolator nach der Stütze erfolgt. Abb. 141 zeigte einen solchen Spannungsüberschlag. Diese und die später noch besprochenen Weitschirmisolatoren sind genormt für Spannungen von 10 bis 35 kV.

Die Stützenisolatoren werden einteilig und mehrteilig hergestellt. Abb. 146 zeigt den Isolator für die gleiche Betriebsspannung in einteiliger und zweiteiliger Bauart. Bestimmte Regeln für die Anwendung der einen oder anderen Bauform können nicht aufgestellt werden. Es

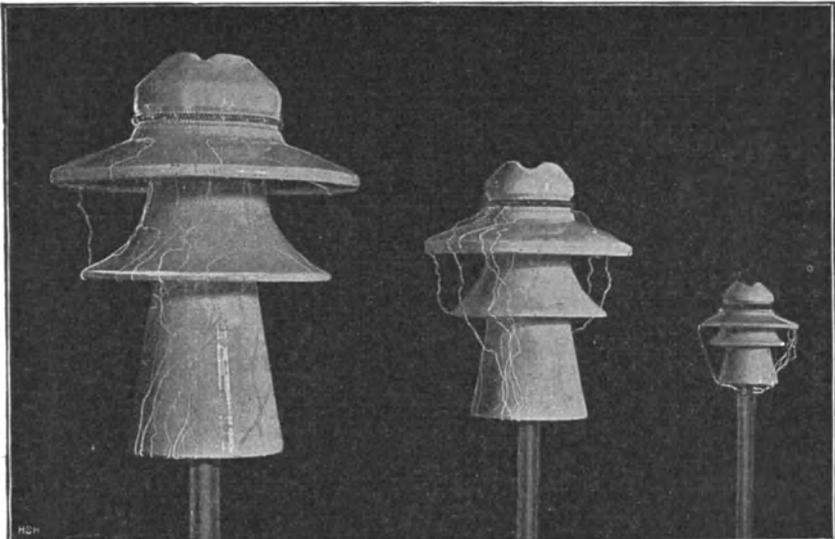


Abb. 147. Gleitfunkenbildung an drei verschiedenen hohen Stützenisolatoren.

ist dieses mehr oder weniger Ansichtssache des Betriebsingenieurs und in erster Linie Erfahrung der Porzellanfabrik.

Die einteilige Bauart setzt sichere und vorzügliche Werksherstellung voraus, da hier die Hauptbedingung gestellt werden muß, daß selbst beim größeren Porzellanscherben mit ungleicher Masseverteilung das Durchbrennen im Ofen risse- und spannungsfrei gewährleistet ist. Jeder, auch der kleinste Haarriß hat mit der Zeit einen Durchschlag zur Folge; innere Spannungen im Isolator können bei plötzlichen mechanischen Zusatzbelastungen durch den Leiter (Windstoß, Rauhreifabfall) und auch bei mutwilligen Zerstörungen (Steinwurf) ein vollkommenes Zertrümmern herbeiführen und damit ebenfalls schwere Betriebsstörungen verursachen. Nach den Normen ist die Mindestbruchlast beim einteiligen Isolator etwas höher als beim mehrteiligen. Zu diesem Vorteil tritt dann noch der weitere, daß alle Gefahren vermieden sind, die der Zusammenbau aus mehreren Stücken in sich birgt.

Wie bereits gesagt wird daher für die Wahl das Vertrauen zum Hersteller ausschlaggebend sein.

Die mehrteilige Bauform hat gegenüber dem einteiligen Isolator die Vorteile, daß die Durchschlagsicherheit größer ist, weil die einzelnen Teile vor der Zusammensetzung für sich geprüft werden können. Herstellungsfehler werden auf diese Weise sicherer ermittelt. Die Überschlagsspannung des fertigen Isolators ist zudem kleiner als die Summe der Prüfspannungswerte der einzelnen Teile, so daß die gesamte Prüfspannung bzw. die Durchschlagsicherheit des ganzen Isolators im Verhältnis zu seiner Überschlagspannung günstiger wird als bei einem einteiligen Isolator.

Zur Formgebung ist kurz noch folgendes zu bemerken. Scharfe Übergänge der Scherbenstärke des Porzellans müssen ganz vermieden werden. Die Wandstärken sollen möglichst gleichmäßig sein. Alle scharfen Kanten, einspringenden Teile, Rillen, Schulteransätze u. dgl. sind zu vermeiden und statt dessen durchweg gut abgerundete, dem elektrischen Feld angepaßte Gestaltung mit möglichst großen Krümmungsradien zu wählen (innen und außen halbkugelförmige oder kalottenförmige Ausführung). Auf diese Weise wird namentlich auch im Stützenloch eine gleichmäßigere Beanspruchung des Isolators in elektrischer Beziehung herbeigeführt.

Besonderer Beachtung bedarf ferner die Vereinigung der einzelnen Teile des mehrteiligen Isolators, die entweder zusammengekittet oder zusammengehanft werden. Die Kittfugen dürfen nur flach und abgerundet sein und müssen möglichst gleichmäßig ausfallen, was sich auch auf die Kittschicht im Isolatorkopfe bezieht. Je dünner die Kittschicht ist, um so geringer ist der Wert der Ausdehnung derselben gegenüber den Porzellanteilen und um so kleiner werden die das Porzellan beanspruchenden Biegungskräfte. Es darf nur ein sorgsam erprobter Kitt verwendet werden. Der benutzte Zement muß stark gemagert sein, darf nicht treiben und soll einen sehr niedrigen Wärmeausdehnungswert besitzen. Um gegen nachträgliche Feuchtigkeitsaufnahme und gegen die damit unter Umständen verbundenen Glimmentladungen geschützt zu sein, wird von manchen Firmen den Kittflächen noch ein innerer Schutzanstrich (Lackanstrich) gegeben. Auch ein elektrisch leitendes Mittel (leitender Graphitanstrich, Metallniederschlag) wird für diesen Schutzanstrich benutzt, um dadurch eine gleichmäßigere Feldverteilung zu erzielen und jede schädliche Spitzenwirkung, die beispielsweise ein Zementriß oder eine im Zement eingeschlossene Luftblase verursachen könnte, zu verhüten. Dieser leitende Anstrich bildet eine zwischen die einzelnen Isolatorteile geschobene Kondensatorfläche; die Spannung verteilt sich gleichmäßiger auf Ober- und Unterteile. Es ist dabei aber darauf zu achten, daß alle leitenden Flächen gut und sicher miteinander verbunden sind, da anderenfalls eine gegenteilige Wirkung und eine Verschlechterung des elektrischen Feldes eintritt. Auch das Kurzschließen der Zementschicht ist in Vorschlag gebracht worden, indem der leitende Überzug der Kittflächen mit den metallischen Befestigungsteilen leitend verbunden wird. Dadurch bleibt die Kapazität des Isola-

tors von der unter Umständen mit der Zeit eintretenden Widerstandsveränderung des Zementes unbeeinflußt.

Die Hescho hanft die mehrteiligen Stützenisolatoren zusammen und hat damit die besten Erfahrungen gemacht. Auch hier wird vorher die Hanfschicht durch einen leitenden Anstrich mit Graphit kurzgeschlossen. Mechanische Bedenken gegen das Zusammenhanfen bestehen nicht.

Das Zusammenglasieren der beiden Isolator Teile im Ofen hat sich nicht bewährt, da innere Spannungen entstehen, die den Isolator betriebsunsicher machen.

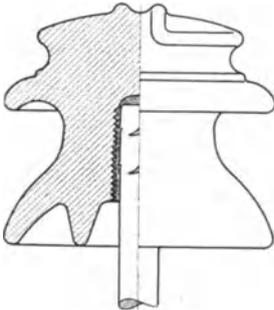


Abb. 148. Verstärkter Stützenisolator, genormte Form.

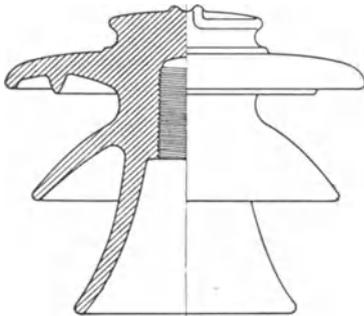


Abb. 149. Weitschirmisolator, genormte Form.

Mittelspannungsleitungen, die durch besonders gefährdete Gewittergebiete führen, werden häufiger Störungen infolge von Isolatordurchschlägen unterworfen sein, wenn die gewöhnlichen Stützenisolatoren eingebaut sind. Zur Verminderung dieser Gefahr ist zu empfehlen, die Stützenisolatoren in verstärkter Ausführung zu wählen. Fordert die Betriebssicherheit bei bereits bestehenden Leitungen die Auswechslung der Stützenisolatoren gegen solche verstärkter Form, dann ist auch der Klein-Kettenisolator in die Untersuchung einzubeziehen. In solchem Fall sollte auf den verstärkten oder den Weitschirmisolator nur zurückgegriffen werden, wenn es aus Gründen der Isolatorbefestigung am Mast also der Masthöhe und Mastbeanspruchung nicht angängig ist, die Klein-Kettenisolatoren zu verwenden (S. 242) oder die Kosten für eine solche Auswechslung z. B. bei Spannungen bis 10 kV wirtschaftlich nicht tragbar sind.

Die verstärkten Isolatoren (Abb. 148 ist gegenüberzustellen der Abb. 146) haben eine im Vergleich zum Überschlagweg große Wandstärke zwischen dem oberen Stützenende und dem Leiter. Die dadurch erhöhte Durchschlagfestigkeit wird noch weiter darin verbessert, daß die Stütze nicht bis zur Höhe der Bundrille in den Isolatorkopf hineinragt. Infolgedessen befindet sich an der elektrisch am höchsten beanspruchten Stelle ein verhältnismäßig dicker Scherben. Sie besitzen ferner den Vorzug, daß sie gegen böswillige Zerstörung durch Steinwürfe widerstandsfähiger sind als die gewöhnlichen Stützenisolatoren.

Muß besonderen Witterungsverhältnissen der Strecke Rechnung getragen und in elektrischer Hinsicht ein großer Regenüberschlagweg zwischen Leiter und Stütze sowie eine weitgehende Sicherheit gegen

Randentladungen gefordert werden, so ist der ebenfalls genormte Weitschirmisolator nach Abb. 149 zu verwenden.

Die Isolatorstützen. Die Stützen zur Befestigung der Stützenisolatoren werden heute durchweg aus Schmiedeeisen oder bei großen Zugkräften also an Abspannstellen, Richtungsänderungen usw. aus Stahl bzw. Stahlrohr hergestellt. Die verschiedenen Stützenformen zeigen die Abb. 150 u. 151. Die Auswahl hat nach der Zugbeanspruchung und

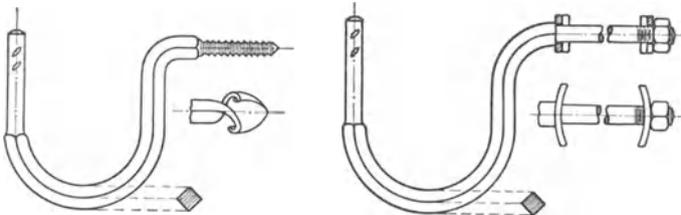


Abb. 150. Gebogene Stützen, genormt nach DIN VDE 8041.

dem gewünschten mechanischen Sicherheitsgrad zu erfolgen, wobei die Stütze derart bemessen sein muß, daß beim Auftreten höherer als der normalen Zugkräfte z. B. beim Leiterbruch nicht der Isolatorkopf abgesprengt wird, sondern die Stütze durch Verbiegen nachgibt und dadurch die Beanspruchung des Isolatorkopfes mildert. Die gebogene Ausführung reicht bei kleineren Leiterquerschnitten und mittleren Spannweiten für Spannungen bis 15 kV; darüber hinaus wird die Ausladung zu groß. Sie werden in der Regel bei Holzmasten und Mauerbefestigungen, seltener bei Eisen- und Betonmasten benutzt. Je nach der Befestigungsart werden sie mit Stein- oder Holzschrauben hergestellt. Bei höheren Spannungen, größeren Spannweiten und auch bei starken Leiterquerschnitten kommen die Stützen nach Abb. 151 zur Verwendung, die Querträger (Traversen) zur Befestigung bedingen. Zur Verhinderung des Rostens werden die Stützen entweder mit einem wetterfesten Anstrich versehen oder besser und zuverlässiger feuerverzinkt. Die Höhe der Stütze bzw. der Abstand vom unteren Isolatorrand bis zum Isolatorträger ist möglichst groß zu machen, weil abgesehen von der geänderten Feldverteilung je nach dem Abstand des Isolators vom Isolatorträger die Benetzung der inneren Isolatorflächen durch rückspritzendes Wasser verschieden ist¹.

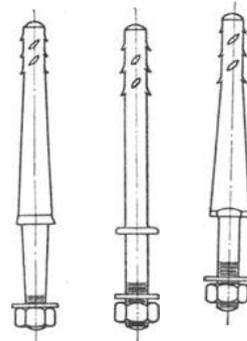


Abb. 151. Verschiedene Formen gerader Stützen.

¹ Weicker, W. Dr.-Ing.: Zur Beurteilung von Hochspannungs-Freileitungs-Isolatoren nebst Beitrag zur Kenntnis von Funkenspannungen 1910. Doktor-Dissertation, hat folgende bedeutende Unterschiede gefunden: Ein und derselbe Isolator bei verschiedener Stützenhöhe:

Abstand von unterer Isolator-								
träger	5	6,5	9,5	19	57	cm		
Spannung:	30,7	31,7	34,0	35,0	35,7	kV		

Die in Amerika noch heute vereinzelt gebrauchten Stützen aus Holz müssen in mechanischer Beziehung als unzuverlässig, ja als gefährlich bezeichnet werden. Neben geringerer Festigkeit selbst bei den härtesten Holzarten spielt zunächst der Einfluß der Witterung und chemischer Vorgänge auf den Baustoff eine wesentliche Rolle. Imprägnierung der Stütze kann hiergegen — allerdings auch nur zeitlich beschränkt — schützen, schließt aber die Gefahr in sich, daß unter Umständen ein Verkohlen oder gar Verbrennen der Stütze eintritt. Zu diesem Nachteil kommt der Einfluß des elektrischen Feldes an sich auf die Stütze. Bei hohen Spannungen treten stets Entladungen auf, die, sobald sie noch nicht unmittelbar wahrnehmbar sind, als „stille Entladungen“ bezeichnet werden und schließlich zu den bereits erwähnten Büschel- und Randentladungen übergehen. Diese Entladungen haben starke Ozonbildung zur Folge, die einerseits oxydierend auf die Holzstütze wirkt, andererseits mit feuchter Luft durch die Bildung von Stickoxyd Salpetersäure absetzt. Die Stütze wird durch diese chemischen Vorgänge angegriffen, mit der Zeit leitend. Es tritt dann Erdschluß und das bereits erwähnte Verkohlen derselben ein. Durch letzteres wird ferner dem Eindringen von Feuchtigkeit in das Innere der Stütze Vorschub geleistet, wodurch selbstverständlich die Zerstörung beschleunigt wird. Hinsichtlich der Kapazität des Isolators wäre die Holzstütze wohl günstig; das spielt aber nur eine ganz nebensächliche Rolle gegenüber den mechanisch nicht erfüllten Bedingungen.

Die Verbindung zwischen Isolator und Stütze erfolgt entweder in der Form, daß der Isolator Gewinde und die Stütze Einkerbungen erhält und beide miteinander unter Verwendung von Hanfschnur verschraubt werden, oder durch Einkitten der Stütze im Stützenloch des Isolators. Über die in letzter Zeit benutzten imprägnierten Papiere liegen ausreichende Erfahrungen nicht vor¹.

Ferner ist es empfehlenswert und zumeist auch billiger, bei kleineren Isolatoren die Stützen bereits in der Porzellanfabrik aufdrehen zu lassen. Bei größeren Isolatoren ist es mit Rücksicht auf das erhöhte Gewicht und die bedeutend höheren Verpackungskosten vorteilhafter, Isolatoren und Stützen getrennt zu beziehen.

2. Die Kettenisolatoren im allgemeinen. Wie aus den Kennlinien Abb. 152 u. 153 zu ersehen ist, nehmen Preis und Gewicht der Stützenisolatoren für hohe Spannungen so außerordentlich zu, daß sie mit Rücksicht auf Herstellungsschwierigkeiten einerseits und die Kosten für die Isolatoren selbst, sowie für die Masten, Isolatorträger, den Einbau usw. andererseits nicht mehr verwendbar sind. Aber nicht allein diese Gründe verbieten die Benutzung des Stützenisolators bei höheren Spannungen, sondern es treten in elektrischer Hinsicht, wie schon erwähnt, Entladungserscheinungen auf, die mit der Größe des Stützenisolators zunehmen. Je größer der Isolator ist, desto mehr verlaufen die Funkenentladungen längs der Isolatoroberfläche zur Stütze (Abb. 147).

¹ Weicker, W. Dr.-Ing.: Die Befestigung der Stützen in Freileitungsisolatoren. Hescho-Mitt. 1929 Heft 47/48.

Man bezeichnet diese Erscheinung dann als sog. gleitende Entladungen. Feine, verästelte Gleitbüschel bahnen dem nachfolgenden Funken den Weg zur Stütze. Infolgedessen kommt nicht mehr die Luftstrecke zwischen Leiter und Stütze für die Höhe der Regen-Überschlag-

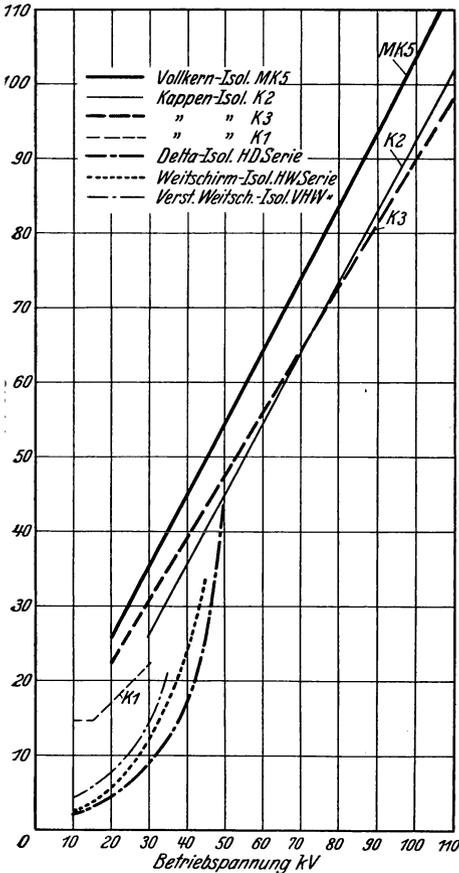


Abb. 152. Preisvergleich für Stützen- und Kettenisolatoren.

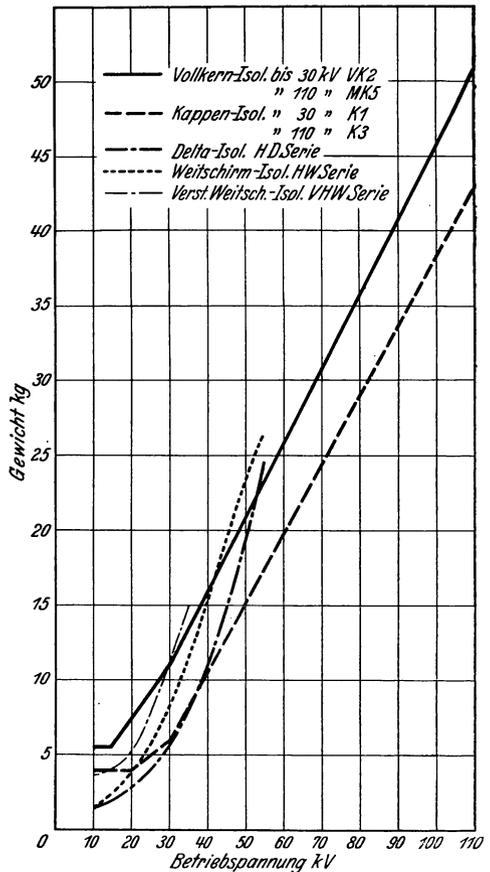


Abb. 153. Gewichtsvergleich für Stützen- und Kettenisolatoren.

spannung in Betracht, wodurch naturgemäß der Isolator bedeutend an Wert verliert.

Diesem Übelstand begegnete als erster der Amerikaner Hewlett dadurch, daß er den Leiter nicht mehr auf, sondern unter dem Isolator befestigte und letzteren nunmehr am Isolatorträger aufhängte. Der erste Isolator dieser Form ist von der Gen. Electr. Co. gebaut worden und in Abb. 154 im Schnitt gezeichnet. Mehrere dieser Isolatoren werden zu einer Kette zusammengesetzt und bilden dann den vollständigen Isolator für jede Phase der Leitung. Wie wesentlich günstiger sich nun-

mehr ein solcher aus mehreren Einzelgliedern zusammengesetzter sog. Kettenisolator gegenüber den elektrischen Forderungen verhält als ein Stützenisolator zeigt Abb. 155, in welcher ein Vergleich eines 50-kV-Isolators dargestellt ist.

Bei dem Hewlett-Isolator geschieht das Zusammensetzen zu einer Kette in der Form, daß die einzelnen Isolierteller mit sich durchdringenden Metallseilen kettengliedartig aneinander befestigt werden. Heute wird diese Isolatorform nicht mehr benutzt, da sie wesentliche Nachteile aufweist, auf die indessen nicht näher eingegangen werden soll. Es werden daher nur die neuesten Isolatorformen behandelt werden, und zwar sind das in Deutsch-



Abb. 154. Schnitt durch einen Hewlett-Hängeisolator.

land und zumeist auch in allen anderen Ländern: der Kappenisolator und der Vollkernisolator,

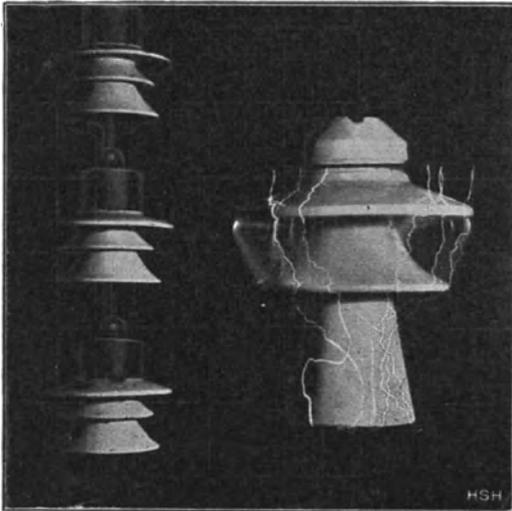


Abb. 155. Hängeisolator und Stützenisolator unter gleicher Spannung.

deren Grundformen in Abb. 156 und 170 gezeichnet sind. Die aus solchen Einzelisolatoren zusammengesetzten Ketten bezeichnet man als „Kettenisolatoren“. Sie werden heute bei Betriebsspannungen von 35 kV aufwärts ausschließlich verwendet, da Stützenisolatoren nur bis 35 kV genormt sind. Auch für Mittelspannungsleitungen von 10 bis 35 kV werden sie in verkleinerter Form benutzt, wenn solche Leitungen als Hauptleitungen besondere Bedeutung besitzen und für sie höchst erreichbare Betriebssicherheit gefordert werden muß (Klein-Kettenisolatoren).

Der Kettenisolator hat gegenüber dem Stützenisolator den besonderen Vorteil, daß er je nach der Höhe der Netzspannung aus einer bestimmten Anzahl gleicher Einzelglieder zusammengesetzt wird, während der Stützenisolator für jede Spannung eine andere Größe aufweist. Isolatorbeschädigungen erstrecken sich bei Kettenisolatoren zumeist nur auf ein oder zwei Glieder und können infolgedessen leichter und schneller behoben werden als bei Stützenisolatoren, bei denen stets der ganze Isolator ausgewechselt werden muß. Dabei spielt die Leiter-

den Grundformen in Abb. 156 und 170 gezeichnet sind. Die aus solchen Einzelisolatoren zusammengesetzten Ketten bezeichnet man als „Kettenisolatoren“. Sie werden heute bei Betriebsspannungen von 35 kV aufwärts ausschließlich verwendet, da Stützenisolatoren nur bis 35 kV genormt sind. Auch für Mittelspannungsleitungen von 10 bis 35 kV werden sie in verkleinerter Form benutzt, wenn solche Leitungen als Hauptleitungen besondere Bedeutung besitzen und für sie höchst erreichbare Betriebssicherheit gefordert werden muß (Klein-Kettenisolatoren).

befestigung einmal unterhalb des Isolatorträgers, das andere Mal oberhalb dieses eine besondere Rolle. Beim Kettenisolator wird der Isolator mit Leiter mittels Flaschenzuges einfach heruntergelassen, das beschädigte Isolatorglied ausgewechselt und das Leiterseil wieder aufgezogen. Beim Stützenisolator ist das namentlich bei größeren Mastspannweiten und stärkeren Leiterquerschnitten in gleich einfacher Weise und in der gleichkurzen Zeit nicht durchführbar (z. B. verrostete Muttern der Isolatorstütze u. dgl.).

Ein Durchschlag oder Überschlag hat bei Kettenisolatoren in den häufigsten Fällen eine Beschädigung des Leiters nicht in dem gleichen Maße zur Folge wie beim Stützenisolator, bei dem leicht ein Abbrennen und Herabfallen des am Isolatorkopf befestigten Leiters eintritt. Die Gefahr der Leiterbeschädigung beim Überschlag kann durch besondere Schutzeinrichtungen beim Kettenisolator wesentlich herabgemindert werden, während solche Schutzeinrichtungen beim Stützenisolator nicht angewendet werden sollten.

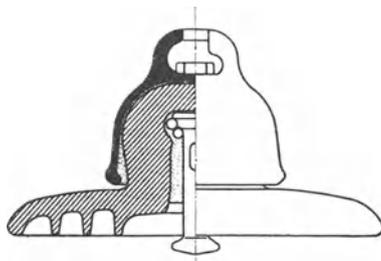


Abb. 156. Kappenisolator.

In mechanischer Beziehung entlastet beim Leiterbruch der in die Zugrichtung des nicht gerissenen Feldes ausschwingende Kettenisolator den Mast, während in solchem Falle der Stützenisolator den vollen einseitigen Seilzug aufnehmen und auf den Mast übertragen muß. Infolgedessen kann man unter der Voraussetzung gleicher Mastbeanspruchung beim Kettenisolator größere Spannfelder anwenden (Weitspannverlegung) als beim Stützenisolator. Dadurch verringern sich die Leitungsbaukosten unter Umständen wesentlich, wenn dabei auch der kleine Nachteil des Kettenisolators berücksichtigt wird, daß infolge seiner Bauhöhe für eine bestimmte Netzspannung, die größer ist als beim Stützenisolator, der Mast höher wird.

Schließlich kann durch besondere Meßeinrichtungen (Meßstange¹) jedes Einzelglied des Kettenisolators ohne Störung im Betriebe gefahrlos auf seine elektrische Festigkeit untersucht werden, während das beim Stützenisolator nicht möglich ist.

In elektrischer Beziehung sind die Kettenisolatoren den Stützenisolatoren ebenfalls überlegen, wie das aus dem bereits oben Gesagten an sich schon hervorgeht. Infolge einer verhältnismäßig geringfügigen mechanischen Beschädigung des Stützenisolators wird der elektrische Zustand der Leitung vollständig unsicher und zwingt zur sofortigen Außerbetriebsetzung, während nach Betriebsbeobachtungen beim Kettenisolator die Mäntel der einzelnen Glieder vollständig zertümmert sein können, ohne daß eine sofortige Betriebsunterbrechung

¹ Naumann, O.: Die Ermittlung fehlerhafter Isolatoren in Hochspannungsnetzen während des Betriebes auf der Strecke. VDE-Fachberichte 1927 S. 27.

notwendig wird, wenn in solchem Falle nicht zufällig die Leitung unter Gewitterbeeinflussung steht.

Alle diese Vorzüge des Kettenisolators äußern sich schließlich darin, daß die Unterhaltungskosten einer mit Kettenisolatoren aus-

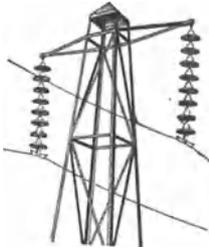


Abb. 157. Hängeisolatoren.

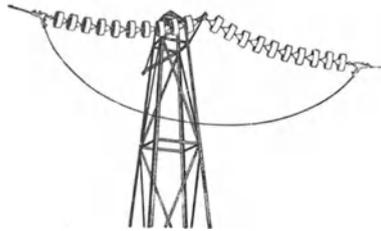


Abb. 158. Abspannisolatoren.

gerüsteten Strecke bedeutend geringer sind als bei Verwendung von Stützenisolatoren.

Je nach der Lage des Isolators in der Strecke ist zu unterscheiden zwischen dem Hänge- und dem Abspannisolator. Die Tragmasten werden mit Hängeketten ausgerüstet (Abb. 157). Alle Abspann- und Winkelmasten müssen Abspannketten erhalten, bei denen nach Abb. 158 die Ketten fast wagerechte Lage annehmen.

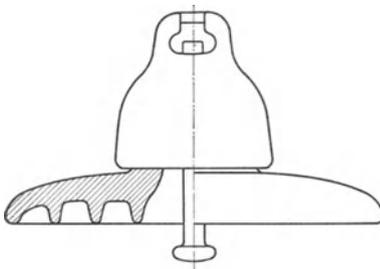


Abb. 159. Kappenisolator für Hängeketten.

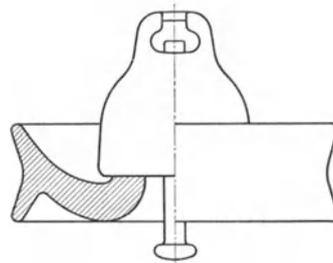


Abb. 160. Kappenisolator für Abspannketten.

Klein-Kettenisolator. Wie bereits mehrfach erwähnt, sind neuerdings auch in Mittelspannungsnetzen für 10- bis 35-kV-Kettenisolatoren dort verwendet worden, wo die betreffenden Leitungen besondere Aufgaben zu erfüllen haben und daher mit höchster Betriebssicherheit gebaut sein müssen. Zu solchen Leitungen gehören alle Hauptspeise- und Kuppelleitungen. Da die Kettenisolatoren für höhere Spannungen zu große Abmessungen und zu hohen Preis aufweisen, also unwirtschaftlich sind, sind sog. „Klein-Kettenisolatoren“ durchgebildet worden, die sich im Betrieb auch bereits gut bewährt haben. Die Abb. 215 bis 217 zeigen Strecken- und Abspannmaste für

eine 10-kV-Strecke, die mit solchen Klein-Kettenisolatoren ausgerüstet sind.

Die Vorzüge der großen Kettenisolatoren treffen auch bei der kleinen Bauform in allen Punkten dann zu, wenn selbst bei 10 kV zwei

Zahlentafel 29. Gegenüberstellung von Stützen- und Kleinkettenisolatoren für eine Betriebsspannung von 30 kV.

VDE-Bezeichnung Hescho-Bezeichnung Ausführung	Stützen-Isolatoren						Ketten-Isolatoren			
	Delta-Is.		Weitsch. Is.		verstärkter Is.		Kappen-	Vollkern-		
	HD 30 J 1390	HW 30 W 50	VHD 30 Is 390	VHW 30 Is 490	3 Glied. K 1 Ha 601	2 Glied. VK 2 Ha 805				
	eint.	zweit.	eint.	zweit.	eint.	eint.	Federring			
Betriebsp. U kV	30	30	30	30	30	30	30	30		
zu ford. Mindestüberschlagsp. n. VDE	95	95	95	95	95	95	95	95		
$\geq 1,1 (2,2 U \div 20)$ kV										
Mindestüberschlagsp. trockenen U_{a, τ_0} kV	112	112	116	116	112	110	140	170		
b. Beregn. $U_{a, Re}$ 3 mm/min, 45° , $100 \mu S cm^{-1}$ kV	95	95	95	95	95	95	90 ¹	110		
Mind. Bruchlast i. kg	2500	2200	3000	2500	1200	1700	3000	3500		
Mittl. Bruchlast i. kg	3200	2800	3500	3000	1600	2000	5000	6000		
Prüfsp. b. Stückprüfung gem. VDE 446, § 1	90	90	100	100	100	100	3·45	—		
Gar. Durchschlagsp. = $1,4 \cdot U_{a, \tau_0}$ kV	157	157	162	162	157	154	3·90	²		
Durchschlagsp. i. M.	220	240	220	240	> 250	> 250	3·140	—		
Sicherheitsgr. $S_3 = \frac{U_{a, Re}}{U}$	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,0	3,65		
Randziffer $Z_\alpha = \frac{U_{a, Re}}{U_{a, \tau_0}}$	0,85	0,85	0,82	0,82	0,85	0,87	0,64	0,65		
Gew. Ziff. $Z_\beta = \frac{U_{a, Re}}{G_3}$	17,5	16,8	11,2	11,2	15,4	8,6	15,4	10,0		
Güteziff. $Z_p = Z_\alpha \cdot Z_\beta$	14,8	14,3	9,2	9,2	13,1	7,5	9,5	6,5		
Nettogew. ohne Stütze bzw. Aufh.-Öse u. Seilklemme i. kg	5,42	5,6	8,5	8,5	6,2	11,0	5,85	11,0		
Preisverhältnis	1,0	1,0	1,28	1,28	1,2	1,68	2,37	2,76		
Abmessungen										

Glieder gewählt werden. In elektrischer Hinsicht sind sie den Stützenisolatoren zum mindesten gleichwertig, in mechanischer Beziehung

¹ Nur zulässig in Berücksichtigung der milderen Formel $1,1 (2 U \div 10)$ kV vgl. S. 231.

² Praktisch durchschlagsicher.

überlegen. Die Zahlentafel 29 zeigt eine Gegenüberstellung zwischen Stützenisolatoren und Klein-Kettenisolatoren in der Ausführung als Hängeisolatoren für eine Betriebsspannung von 30 kV.

Leitungen mit Stützenisolatoren können, wie praktische Durchführungen gezeigt haben, sowohl bei Holz- als auch bei Eisenmasten ohne besondere Schwierigkeit auf solche mit Klein-Kettenisolatoren umgebaut werden, was für Netz- und Belastungserweiterungen im Betrieb von besonderer Bedeutung ist.

Der Kappenisolator. Abb. 159 und 160 zeigen den Kappenisolator für eine Hänge- und eine Abspannkette. Diese Bauformen sind die heute wohl am meisten verwendeten. Ein Drehkörper von annähernd gleichmäßiger Wandstärke bildet den eigentlichen Isolator. Der Isolator-

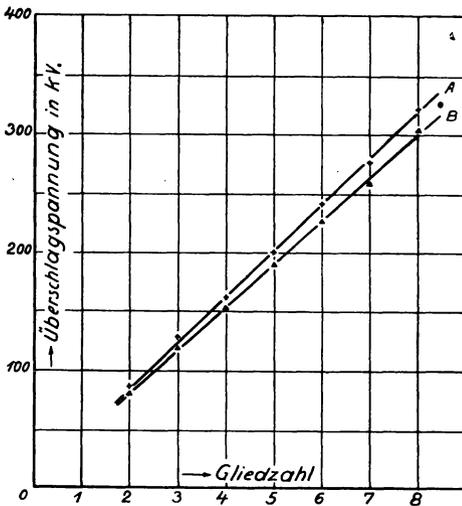


Abb. 161. Regen-Überschlagspannung bei wagerechter Aufhängung: Kennlinie A = Kette aus Abspannisolatoren nach Abb. 160, Kennlinie B = Kette aus Hängeisolatoren nach Abb. 159 (Leitfähigkeit des Regens $\lambda = 250 \mu\text{S cm}^{-1}$).

kopf wird mit einer Metallkappe versehen und in den Isolatorkopf wird ein Metallklöppel eingesetzt. Die Befestigung der Metallkappe erfolgt durch Aufkitten. Langjährige Betriebserfahrungen haben ergeben, daß dieser Befestigungsart keinerlei Bedenken entgegenstehen. Nur ist darauf zu achten, daß der untere Rand der Metallkappe genügend weit vom Isolatorteller abgerückt ist, damit sich das Metall bei höherer Temperatur (Sonnenbestrahlung) frei ausdehnen kann und jede mechanische Beanspruchung des Isolatortellers durch Biegung von dieser Kappe aus sicher vermieden wird, die anderen-

falls eine Verletzung, ja sogar ein Abspringen des Isolatortellers zur Folge hat.

Für die Befestigung des Metallklöppels im Isolatorkopf gibt es eine große Zahl von Ausführungen, auf die hier nicht näher eingegangen werden soll. Die Preislisten der Porzellanfirmen enthalten sehr eingehende Beschreibungen der Befestigungsart. Grundsätzlich ist zu fordern, daß der Klöppel nicht eingekittet werden darf, sondern daß die Befestigung derart durchgebildet sein muß, daß durch mechanische Glieder und durch die Formgebung des Gesamtisolators im Isolatorkopf ein Herausgleiten des Klöppels unmöglich ist. Die heutigen Befestigungsformen erster Porzellanfirmen haben sich in jahrelangem Betrieb als zuverlässig erwiesen. Man bezeichnet diese Art der Klöppelbefestigung als „kittlose“ Befestigung.

Die Metallkappe wird in der deutschen Bauweise in ihrem oberen

Teil als Pfanne ausgebildet, in die der geschmiedete oder aus Stahl hergestellte Klöppel des darüberhängenden Isolators mit einer angestauchten kugeligen Verdickung eingreift. Das Herausgleiten des Klöppels aus der Pfanne wird durch einen Federplint verhindert. Diese Art des Zusammenbaues der Einzelglieder gestattet allseitige Beweglichkeit und vermeidet dadurch jegliche Biegungsbeanspruchung innerhalb einer Isolator-kette.

Die Bauformen der Isolatoren für die Hänge- und die Abspannkette können verschiedene Gestalt besitzen, wie der Vergleich der Abb. 159 und Abb. 160 zeigt. Bis vor kurzem sind diese abweichenden Formen auch in der Praxis verwendet worden. Nach den Versuchen der Porzellanfirmen und langjährigen Beobachtungen im Betrieb hat sich in-

dessen gezeigt, daß eine solche verschiedene Gestaltung der Isolatoren etwa zur Erhöhung der Betriebssicherheit der Leitung nicht erforderlich ist. Zunächst sind dafür zwei Gesichtspunkte bestimmend und zwar in mechanischer Beziehung die Festigkeit, die naturgemäß beim Abspannisolator wesentlich größer sein muß als beim Hängeisolator, ferner die Regen-Überschlagspannung. Abb. 161 zeigt die

Regen-Überschlagspannung bei wagerechter Aufhängung für eine Abspannkette mit Isolatoren der Form Abb. 159 und 160 und Abb. 162 die Regen-Überschlagspannung ein und derselben Kette aus Hängeisolatoren einmal in

hängender und dann in wagerechter Anordnung. Wie aus den Kennlinien ersichtlich ist die Überschlagspannung in wagerechter Lage höher als in hängender. Nur darauf ist für den Betrieb aufmerksam zu machen, daß bei der wagerechten Isolator-kette Vorentladungen früher einsetzen als bei der hängenden Anordnung. Die elektrischen Verhältnisse haben daher den Grund dafür gegeben, daß heute jedenfalls in Deutschland sowohl für Hänge- als auch für Abspannketten die gleiche Isolatorform und zwar die nach Abb. 159 verwendet wird, ohne daß aus dem Betrieb, wie bereits gesagt, Bedenken wesentlicher Art geäußert worden sind. Mit dieser Vereinheitlichung, die aber nur dann möglich ist, wenn der als Einheitsisolator gewählte auch als Abspannisolator genügende Festigkeit besitzt, ergibt sich der vom Betrieb besonders begrüßte Vorteil, daß die Lagerhaltung einfacher und die Auswechslung daher ohne Verwechslungen durchführbar wird, da nunmehr in den

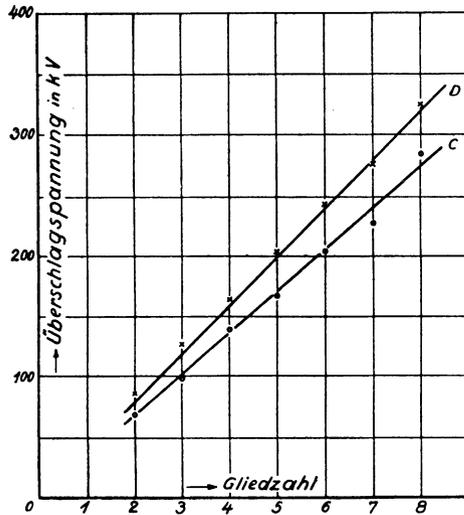


Abb. 162. Regen-Überschlagspannung ein und derselben Kette aus Hängeisolatoren in senkrechter (hängender) Anordnung (Kennlinie C) und in wagerechter Anordnung (Kennlinie D) (Leitfähigkeit des Regens $\lambda = 250 \mu S \text{ cm}^{-1}$).

Montagewagen und an den Lagerplätzen nur ein und dieselbe Isolatorform untergebracht zu werden braucht¹.

Die elektrischen Eigenschaften einer Kappenisolator-kette. Für den Vergleich und die Gütebeurteilung der Kappen- und Vollkernisolatoren gilt Ähnliches wie bei den Stützenisolatoren. Es sind nach der Bauform einerseits und der Zahl der für eine bestimmte Netzspannung zu einer Kette zu vereinigenden Einzelglieder gegenüberzustellen:

- die Prüfspannung des Einzelgliedes,
- die Durchschlagspannung des Einzelgliedes,
- die Bruchlast des Einzelgliedes,
- das Gewicht mit Kappe und Klöppel des Einzelgliedes und der Kette,
- die Trocken-Überschlagspannung bei bestimmten Werten für Temperatur, Luftdruck und Luftfeuchtigkeit,
- die Regen-Überschlagspannung,
- die Gliederzahl und Baulänge der Kette,
- die Spannungsverteilung längs der Kette,
- der Sicherheitsgrad.

Besonders zu beurteilen sind aus dieser Aufstellung für das Einzelglied die Durchschlagspannung und die Bruchlast. Auf S. 227 sind die Normenvorschriften kurz angegeben und für die Bruchlast die entsprechenden Angaben auf S. 223 gemacht, so daß hierauf verwiesen werden muß.

Für die Ketten sind bestimmend die Regen-Überschlagspannung, aus dieser die Gliederzahl und daraus die Baulänge der Kette und schließlich aus beiden zusammen der Sicherheitsgrad. Für letzteren gilt das bereits Gesagte unverändert. Es sind aber bei den Kettenisolatoren noch eine Reihe anderer Erscheinungen elektrischer Art zu berücksichtigen bzw. zu beachten, die in der Höhe der Betriebsspannung und der geforderten Betriebsicherheit der großen Kraftübertragungsanlagen begründet sind und daher noch eingehender behandelt werden müssen.

Die Gliederzahl² wird bestimmt durch die geforderte Regen-Überschlagspannung. Sie richtet sich also nach der Höhe der Netzspannung und weiter nach der Art der Verwendung der Kette als Hänge- oder Abspannkette. Die Baulänge der Kette für die Tragmaste wird ebenfalls durch die Zahl der Einzelglieder festgelegt und bestimmt dann die Höhe der Maste, ist also für den gesamten Streckenbau von ausschlaggebender Bedeutung. Dabei sei schon hier bemerkt, daß erst nach längerer Betriebszeit festgestellt werden kann, ob die gewählte Kettenlänge allen, auch den ungünstigsten Witterungsverhältnissen genügt, oder ob eine Verlängerung wünschenswert, vereinzelt sogar unbedingt notwendig wird.

¹ Neuerdings werden für Gegenden, in denen mit starker Verschmutzung zu rechnen ist, sogenannte „selbstreinigende“ Kettenisolatorformen benutzt, die z. B. schräggestellte Rippen oder schräggestellte Teller erhalten. Genügende Betriebserfahrungen liegen zur Zeit noch nicht vor. Müller, H. D. Ing.: Hängeisolatoren für schwierige Betriebsverhältnisse. Hescho-Mitt. 1931 Heft 56.

² Naumann, O. Dipl.-Ing.: Einige Gesichtspunkte zur Bemessung der Baulänge von Kettenisolatoren. Hescho-Mitt. 1930 Heft 52.

In Abb. 163 sind Kennlinien für die Überschlagsspannung an Kettenisolatoren der genormten Kappenbauform zusammengestellt, die für die erforderliche Gliederzahl bei verschiedenen Spannungen gute Anhaltspunkte geben. Diese Kennlinien sind zu vergleichen mit den in Abb. 172 für Vollkernisolatorketten gezeichneten, um die jeweilige Baulänge der Kette in Gegenüberstellung bringen zu können. Abb. 164 zeigt den Spannungsüberschlag an einer Hängekette in trockener Luft.

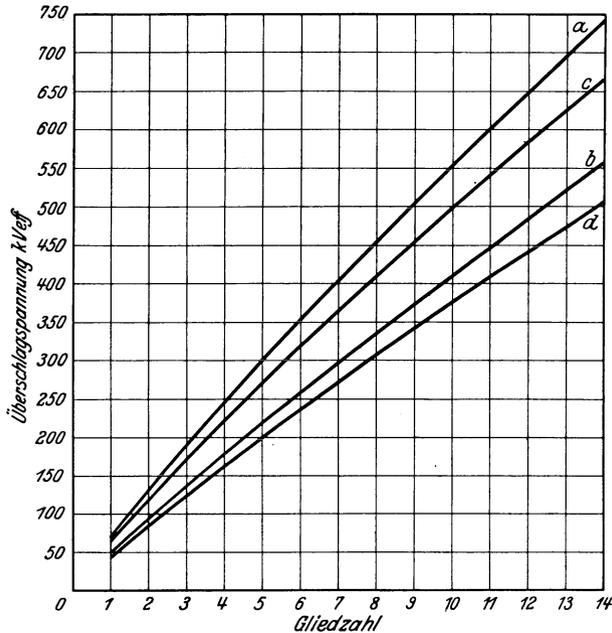


Abb. 163. Mindestüberschlagspannungen an Kettenisolatoren (Kappenisolatoren K 3 als Hängeketten)

Kennlinie a	Überschlagswerte	trocken	ohne Schutzvorrichtung
„ b	„	bei Regen	„
„ c	„	trocken	mit
„ d	„	bei Regen	„

Die Überschlagsicherheit durch Vergrößerung der Baulänge der Kette ohne Erhöhung der Zahl der Einzelglieder zu steigern (verlängerter Klöppel), hat nach Versuchen nur bedingte Bedeutung, weil unter Umständen beim Überschlag der Lichtbogen zwischen den Einzelgliedern nicht mehr durch das elektrische Feld herausgetrieben wird, sondern kleben bleibt und damit die Gefahr der Kettenzerstörung vergrößert (kaskadenförmige Entladung).

Die vom VDE genormten Isolatoren stellen hinsichtlich der Isolatorabmessungen und der sich daraus ergebenden größten Baulängen jedenfalls die günstigsten Ausführungsformen dar. Zur Verminderung der Gefahr der Entladung über die Isolatorkette hinweg können noch die auf S. 256 behandelten Lichtbogenschutzvorrichtungen angewendet werden.

In den letzten Jahren ist vielfach der Vorschlag gemacht worden, die Überschlagspannung durch Verlängerung der Klöppel¹ zu erhöhen. Die Überschlagspannung ist bei gleichem Schirmdurchmesser eine Funktion der Bauhöhe, Durch Verlängerung der Klöppel um 3 bis 5 cm kann man also eine Erhöhung der Überschlagspannung um 5 bis 10 vH erhalten. Dies gilt aber nur für die trockene Überschlagspannung,

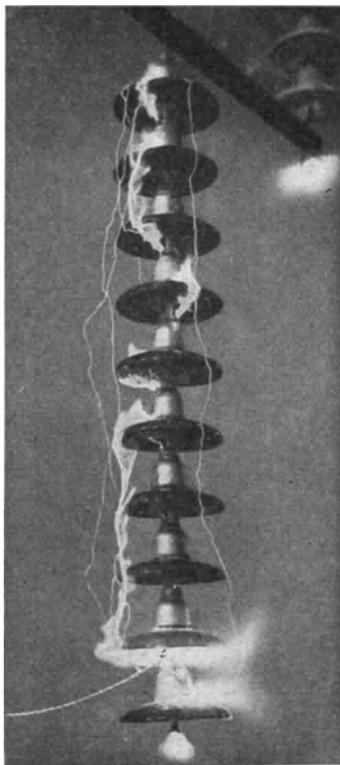


Abb. 164. Spannungsüberschlag an einer 6gliedrigen Hängekette in trockener Luft bei 490 kV.

während die Erhöhung der bei $100\mu\text{S cm}^{-1}$ gemessenen Regen-Überschlagspannung gering und bei verschmutzten, feuchten Isolatoren praktisch Null ist. Da der Lichtbogenüberschlag in den weitaus meisten Fällen bei feuchten, verschmutzten Isolatoren eintritt, ist der Vorteil des verlängerten Klöppels also nicht besonders groß, zumal nach S. 228 die Unterschiede zwischen Trocken- und Regen-Überschlagspannung an sich nicht zu groß sein sollen. Dem Vorteil stehen aber auch wohl zu beachtende Nachteile gegenüber. Zunächst bringt die Verlängerung der Klöppel eine beträchtliche Verlängerung der Kettenbaulänge mit sich, die mit nur 3 cm je Isolator bei 100-kV-Ketten bereits $15\div 18$ cm, bei 220-kV-Ketten sogar schon 42 cm ausmacht. Höhere Maste bei größerem Phasenabstand sind demnach erforderlich. Weiter wird bei zu langem Klöppel die Lichtbogensicherheit der Kette beeinträchtigt. Wie schon erwähnt, kann der Lichtbogen an den Einzelgliedern und den Eisenteilen kleben bleiben, so daß sehr bald die stark beanspruchten Stellen abplatzen. Die Lichtbogenlänge wird dadurch weiter verkürzt, es tritt eine Vergrößerung des Stromes und damit eine Gefahr für das Abschmelzen des Klöppels ein.

Die Abspannketten werden stets mit einem Glied mehr versehen, um die durch die Lage der Ketten und die Leiterführung an sich herabgesetzte Sicherheit auszugleichen und damit den gleichen Sicherheitsgrad zu erhalten wie für die Hängeketten. Zudem ist zu berücksichtigen, daß Störungen an Abspannketten noch weit weniger vorkommen sollen als an Hängeketten, da Auswechslungs- und sonstige Instandsetzungsarbeiten naturgemäß schwieriger und zeitraubender

¹ Das Thüringenwerk rüstet seine 100-kV-Leitungen mit Isolatoren mit verlängertem Klöppel aus und hat gute Erfahrungen damit gemacht. Die Klöppelverlängerung beträgt 3 cm.

sind als auf der geraden Strecke. Auch aus diesem betriebstechnischen Grund wird die Gliederzahl der Abspannkette größer gewählt. Abb. 165 zeigt den Spannungsüberschlag an einer Abspannkette.

Zur Beurteilung der mechanisch-elektrischen Bauart an sich dient weiter die Spannungsverteilung an der Kette selbst¹. Obgleich beim Kappenisolator jedes Glied praktisch die gleiche Gliedkapazität aufweist, ist bei einer Kette aus solchen Isolatoren die dann auftretende Spannungsverteilung auf die einzelnen Glieder nicht mehr gleichmäßig. Nach Abb. 166 hat z. B. bei einer siebengliedrigen Kette für 100 kV das Mastglied (oberstes Glied) nur etwa 10 vH, das Leiterglied (unterstes Glied) dagegen etwa 26 vH der Gesamtspannung aufzunehmen. Wie

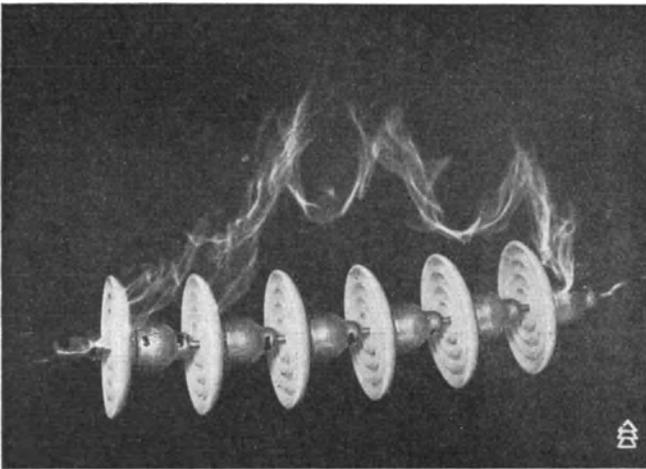


Abb. 165. Spannungsüberschlag an einer Abspannkette.

sich die Verhältnisse bei den Vollkernisolatoren gestalten zeigt Abb. 171 ebenfalls für eine gleichwertige fünfgliedrige Kette. Aus dem Vergleich der Kennlinien ergibt sich, daß die Kette aus Kappenisolatoren günstigere Werte aufweist. Da das unterste Glied verhältnismäßig stark beansprucht wird, sind Kettenaufbauten durchgebildet worden, die durch Änderung der Kapazität der einzelnen Glieder eine bessere Spannungsverteilung ergeben. Lediglich eine Erhöhung der Gliederzahl bringt nach Versuchen der Porzellanfabriken keine Entlastung des untersten Gliedes, vermehrt aber die Ausgaben für die Kette und den Mast.

Da die Spannungsverteilung durch die Kapazität der Isolatoren beeinflußt wird, kann die Abstufung der Kapazität längs der Kette durch Änderung der Kapazität der Einzelglieder herbeigeführt werden.

¹ Draeger, K. Dr. Ing.: Der Einfluß verschiedener Spannungsarten auf die Kapazität und Spannungsverteilung von Isolatorenketten. Rosenthal-Mitt. 1927 Heft 12. Berlin: Julius Springer.

Als besondere Ausführungsformen sind dafür zu nennen: Änderung der Wandstärke zwischen Kappe und Klöppel, verschieden große Metallbeläge auf den Isolatoren, Einbau verschieden abgestufter Metallscheiben zwischen den einzelnen Gliedern oder unterhalb und oberhalb der ganzen Kette, Aufbau der Kette aus verschiedenen Einzelgliedern (z. B. oben ein Vollkernisolator, der kleine Kapazität und hohe Durchschlagsfestigkeit besitzt), Verwendung von Schutzhörnern und Schutzringen.

Nach sehr eingehenden Versuchen der Hescho hat sich gezeigt, daß sich mit zunehmender Kettenspannung und besonders bei Regen ein wirksamer Spannungsausgleich zugunsten des am Leiter liegenden also des untersten, am höchsten beanspruchten Gliedes ergibt, der sogar im Gegensatz zu Abb. 166 bei einer Steigerung der Spannung bis

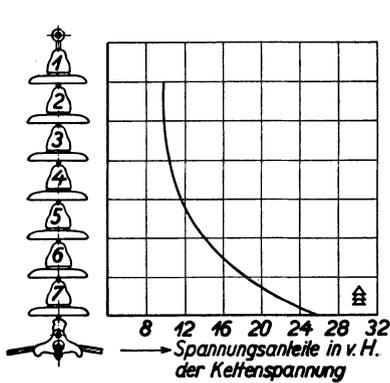


Abb. 166. Spannungsverteilung an einer 7-gliedrigen Kette aus Kappenisolatoren (ohne Schutzvorrichtungen).

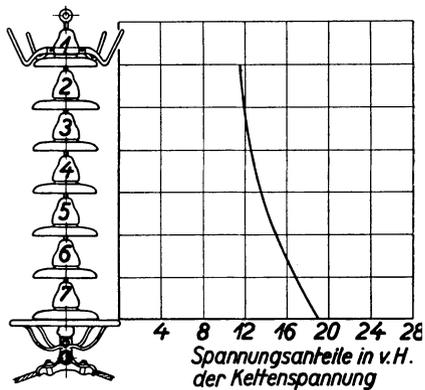


Abb. 167. Spannungsüberschlag an einer 7-gliedrigen Kette aus Kappenisolatoren (mit Schutzvorrichtungen).

fast an die Überschlagspannung der Kette zu einer angenähert gleichmäßigen Spannungsverteilung führt. Es setzt dann nämlich an dem am stärksten beanspruchten Glied ein starkes Glimmen und Sprühen ein, das sich, noch bevor der Überschlag eintritt, auf die benachbarten Glieder ausdehnt. Die hierbei auftretenden Wirkströme führen einen Ausgleich in der Spannungsverteilung herbei, so daß der Überschlag erst auftritt, wenn nahezu an allen Gliedern die Grenzspannung erreicht ist. Die Überschlagspannung einer Kette steigt daher fast geradlinig mit der Gliederzahl an. Die Versuche haben weiter ergeben, daß die Überschlagspannung einer nicht abgestuften Kette fast genau so hoch ist wie die einer abgestuften Kette. Bei Spannungen bis 110 kV sind daher in Deutschland kapazitätsabgestufte Kettenisolatoren bisher nur vereinzelt angewendet worden.

Auf einen Nachteil besonders aufgebauter Ketten solcher Art muß ferner aufmerksam gemacht werden, der darin besteht, daß die Auswech-selung einzelner Glieder sehr erschwert und bei Einsatz eines unrichtigen Gliedes der Zweck der Abstufung unter Umständen völlig vernichtet

wird. Die Lagerhaltung und die Auswechslung selbst werden umständlicher.

Um die Spannungsverteilung einerseits günstig zu beeinflussen, also das letzte Glied zu entlasten, und um besonders den Leiter zu beiden Seiten der Leiterklemmen vor den Hitzwirkungen des Überschlagslichtbogens zu schützen, versieht man die Leiterklemmen entweder mit Schutzhörnern nach Abb. 175 oder mit einem Schutzkorbe nach Abb. 177. In Abb. 167 ist die dann eintretende Spannungsverteilung angegeben. Bei Spannungen über 150 kV ist die Beeinflussung der Spannungsverteilung durch Schutzvorrichtungen erforderlich. Bei Spannungen bis 100 kV sind viele Leitungen im Betrieb, die solche Schutzrichtungen nicht besitzen. Auf ihre weitere Schutzwirkung wird weiter unten noch näher eingegangen werden.

Stoßbeanspruchung der Isolatoren. Für Großkraft-Übertragungsanlagen mit Spannungen von etwa 100 kV an muß die Betriebssicherheit der Leitungen und insbesondere der Isolatoren mit allen, dem technischen Fortschritt entsprechenden Mitteln ständig verbessert werden. Zu den Störungsursachen für die Freileitungen gehören heute abgesehen von Vorkommnissen, die aus den Kraftwerks- und Umspannanlagen entstehen, eigentlich nur noch zwei Erscheinungen und zwar die Raureifbeanspruchung und die Gewittereinflüsse. Über erstere und ihre Einschränkung bzw. Verhütung ist bereits im einzelnen gesprochen worden. Den Gewittereinflüssen kann trotz aller theoretischen Untersuchungen und Laboratoriumsfeststellungen heute noch nicht mit voller Sicherheit begegnet werden. Gegen den Blitzschlag unmittelbar in die Leitung gibt es kein Schutzmittel, das wirtschaftlich verwendbar ist. Gegen die Auswirkungen von Blitzniedergängen in der Nähe der Leitung sind schon Mittel im praktischen Gebrauch, die eine begrüßenswerte Schutzwirkung zu erzielen gestatten. Zu diesen Schutzmitteln gehört in erster Linie der Erdschlußschutz nach Petersen oder SSW, der im III. Bande ausführlicher behandelt ist. Ein weiteres Vorbeugungsmittel gegen Betriebsstörungen aus dieser Ursache ist eine entsprechende Bemessung der Isolatoren, insbesondere ein entsprechender Aufbau der Isolatorenketten und zwar ist hierzu auf das auf S. 232 Gesagte hinsichtlich der Schutzzone und der verminderten Streckenisolation zu verweisen.

Durch atmosphärische Entladungen entstehen Wanderwellen mit so steiler Stirn wie bei Hochfrequenz. Das Auftreten der Überspannung erfolgt plötzlich und in Gestalt eines Spannungsstoßes durch die von der Überspannung ausgelöste elektrische Welle. Hat diese Welle eine sehr steile Front, so wird der Isolator, ohne überschlagen zu werden, sehr viel höher auf Durchschlag beansprucht als bei technischem Wechselstrom mit Betriebsfrequenz. Vielfache Laboratoriumsuntersuchungen haben sich mit dieser Frage beschäftigt und Feststellungen gemacht, die für die Beurteilung der Gefahren bei den Isolatoren von grundlegender Bedeutung sind. Aus diesen hat sich ergeben, daß es zweckmäßig ist, diese Überspannungsgefährdung bei der Prüfung der Isolatoren im Laboratorium nachzuahmen und die Isola-

toren entsprechend zu prüfen. Man bezeichnet eine solche Prüfung als eine Prüfung mit elektrischem Stoß¹.



Abb. 168. Überschlag eines Kappenisolators bei Wechselspannung.

Der VDE hat bisher nur „Leitsätze für die Prüfung von Hochspannungsisolatoren mit Spannungsstößen“ aufgestellt, auf die hier verwiesen werden muß. Auch auf die Beschreibung der Prüfungsanordnungen und Prüfeinrichtungen soll nicht näher eingegangen werden. Jedenfalls ist aber dringend zu empfehlen, daß nach näheren Vereinbarungen Kettenisolatoren für die eingangs erwähnten Leitungen unbedingt einer entsprechenden Stoßprüfung unterzogen werden sollten. Wie verschiedenartig sich das elektrische Feld bei der Prüfung mit technischem Wechsel-

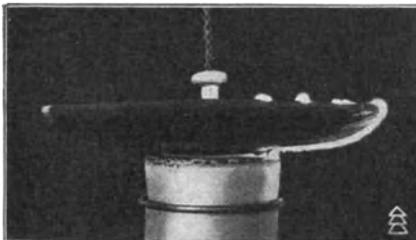


Abb. 169. Überschlag eines Kappenisolators bei Stoßspannung.

strom bei Betriebsfrequenz und mit Spannungsstoß gestaltet, zeigt Abb. 168 und 169. Beim Stoßüberschlag kriecht der Lichtbogen förmlich in alle Vertiefungen der Isolatoroberfläche hinein und kann einen Durchschlag auch an einer Stelle herbeiführen, die bei der technischen Wechselstromprüfung so gut wie überhaupt nicht beansprucht wird.

Die Mindest-Stoßüberschlagspannung der Isolation der Freileitung und bei gleichem Sicherheitsgrad auch für die Werksisolation muß gleich, besser höher sein als der Scheitelwert der Wechselstrom-Überschlagspannung unter Berücksichtigung des Zeitverzuges durch die dämpfenden Einflüsse der Leitungsteile.

¹ Stufung der Isolation der einzelnen Teile von Hochspannungsanlagen nach Betriebswichtigkeit und Festigkeit gegen Stoßspannung VDEW 523, Dez. 1930.

² Siehe Dr.-Ing. K. Draeger: *Mitteil. der Porzellanfabrik Rosenthal* 1927; ferner Schwaiger: *Elektrotechn. Z.* 1922 S. 875 und *Elektrische Festigkeits-*

Der Vollkernisolator¹. Der in Abb. 170 gezeichnete Kettenisolator — der als Vollkernisolator oder auch als Motorisolator bezeichnet wird — ist von der Motor-Columbus AG in Baden (Schweiz) angegeben worden. Diese Bauart des Kettenisolators ist in der Hauptsache darin gekennzeichnet, daß ein massiver, langgestreckter, elektrisch durchschlagsicher hergestellter Porzellanschalt benutzt wird, der durch Schirme gegen Beregnung geschützt ist und am oberen und unteren Ende je eine aufgebleite eiserne Kappe mit Pfannenausbildung trägt. Die Klöppelbefestigung im Isolator wird ganz vermieden. Das Porzellan wird hier bewußt auf Zug beansprucht (entgegen den Angaben auf S. 223).

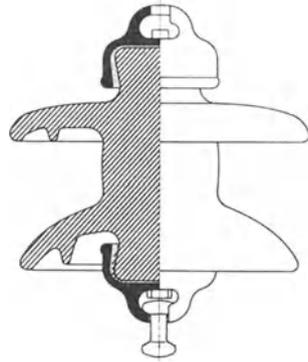


Abb. 170. Vollkernisolator.

Der Vollkernisolator setzt ein Porzellan höchster Zugfestigkeit voraus, das heute von ersten Porzellanfirmen auch hergestellt werden kann. Weiter ist Bedingung für die elektrische und mechanische Zuverlässigkeit eines solchen Isolators das risse- und spannungsfreie Durchbrennen des sehr dicken Scherbens.

Die Vorzüge dieser Isolatorbauform liegen in der großen Bruchfestigkeit, der Unempfindlichkeit gegen böswillige mechanische Beschädigung und elektrisch in der absoluten Durchschlagsicherheit, da keinerlei innere Metallteile vorhanden sind. Gegenüber den anderen Kettenisolatoren besitzt sie nur

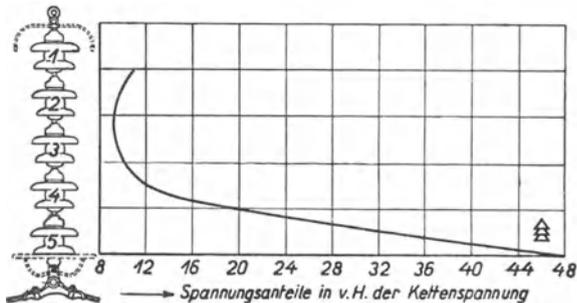


Abb. 171. Spannungsverteilung an einer 5gliedrigen Kette aus Vollkernisolatoren mit 2 Porzellanschirmen (die Schutzvorrichtungen bewirken keine merkliche Änderung der Spannungsverteilung).

eine kleine Eigenkapazität. Abb. 171 zeigt die Spannungsverteilung bei einer siebengliedrigen Kette. Sie ist ungünstiger als beim Kappenisolator. Der Einbau von Schutzvorrichtungen hat keine merkliche Änderung der Spannungsverteilung zur Folge.

In Abb. 172 sind Kennlinien für die Überschlagspannung bei verschiedener Gliederzahl gezeichnet, die bei Entwurfsbearbeitungen

lehre. Berlin: Julius Springer. Binder: Elektrotechn. Z. 1925 S. 137. Göbeler: Arch. Elektrotechn. 1925 S. 491. Müller, H. Dr.-Ing.: Das Verhalten der Isolatoren gegen Überspannungen verschiedenen zeitlichen Ablaufes. Hescho-Mitt. 1931 Heft 53/54 und 57/58.

¹ Dahl, M. F.: Die technische und wirtschaftliche Eignung des Motor- oder Vollkernisolators und seine Stellung zu den Hängeisolatoren anderer Bauart.

der Abb. 163 gegenüberzustellen sein werden. Für die Gliederzahl gilt das früher Gesagte naturgemäß auch für den Vollkernisolator.

Der Vollkernisolator hat bisher nicht die gleiche Verbreitung gefunden wie der Kappenisolator. Gründe besonderer betriebstechnischer Art sind dafür im allgemeinen nicht anzugeben. Über Preis- und Gewichtsverhältnisse geben die Kennlinien für Hängeisolatoren der Abb. 152 und 153 einen guten Vergleich.

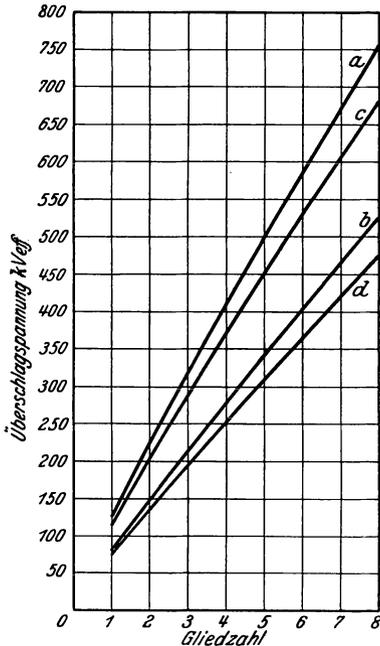


Abb. 172. Mindest-Überschlagsspannungen an Kettenisolatoren (Vollkernisolatoren MK 5 als Hängeketten).

- Kennlinie a Überschlagswert trocken ohne Schutzvorrichtung,
 „ b Überschlagswert bei Regen ohne Schutzvorrichtung,
 „ c Überschlagswert trocken mit Schutzvorrichtung,
 „ d Überschlagswert bei Regen mit Schutzvorrichtung.

Auch diese Isolatorbauform wird in gleicher Ausführung für Hänge- und Abspannketten verwendet. Die Vollkernisolatoren sind ebenfalls genormt.

In Zahlentafel 30 ist ein Vergleich zusammengestellt für eine 110-kV-Kette aus Kappen- und Vollkernisolatoren unter den gleichen mechanischen Beanspruchungen. In dieser Form sollten vor endgültigen Festlegungen bei Neubauten stets Vergleiche durchgeführt werden.

Das über die Verwendung von Schutzvorrichtungen beim Kappenisolator Gesagte gilt für den Vollkernisolator in gleichem Maße. Auch dieser Isolator wird für Spannungen von 10 bis 35 kV als „Klein-kettenisolator“ hergestellt.

Die Lichtbogen-Schutzvorrichtungen. In Hochspannungsanlagen mit großen Leistungen erreicht der Erdschlußstrom oft eine außerordentliche Höhe. Der beim Überschlag einer Isolatorreihe auftretende Lichtbogen, durch den der Erdschlußstrom fließt, hat selbst bei sehr kurzer Dauer eine starke Zerstörung der Isolatoren mit ihren metallischen Befestigungsteilen und dar-

aus Betriebsstörungen zur Folge. Es sind daher in solchen Anlagen mit gutem Erfolg Schutzvorrichtungen für die Isolatorreihe zur Anwendung gekommen, deren Hauptaufgabe darin besteht, dem heißen Lichtbogen ganz bestimmte, für die Kette und den an ihr befestigten Leiter unschädliche Fußpunkte zu geben und einen Weg vorzuschreiben, der für die Metallteile und die Isolatorkörper unschädlich ist. Die Ursache für den Überschlaglichtbogen werden zumeist Überspannungen sein. Die Schutzvorrichtung muß infolgedessen die Bedingung erfüllen, parallel zur Isolatorreihe einen Weg herzustellen, der für die Überspannung leichter zurückzulegen ist als längs der Isolatorreihe.

Zahlentafel 30.

Gegenüberstellung einer Kappen- und Vollkernisolatorkette für eine Betriebsspannung von 110 kV.

VDE-Bezeichnung Hescho-Bezeichnung	Kappenisolatoren		Vollkernisolatoren	
	K 2 Ha 680	K 3 Ha 613	VK 5 Ha 781	MK 5 Ha 545
Betriebsspannung U kV	110	110	110	110
Reihenspannung	100	100	100	100
zu ford. Mindestüberschlagsp. n. VDE 1,1 (2,2 $U + 20$) kV	264	264	264	264
Gliedzahl für eine Kette	8	7	3	4
Mindestüberschlagsp. $U_{\bar{u}, T_0}$ trocken. b. Beregnung $U_{\bar{u}, Re}$ 3 mm/min, 45°, 100 μScm^{-1} kV	390	405	365	410
Mindestbruchlast kg	5000	7000	7500	7000
Mittlere Bruchlast kg	9500	11000	9500	9000
Prüfspannung b. Stückprüfung gem. VDE 446, für 1 Glied	65	75	—	—
Gar. Durchschlagsspannung f. 1 Gl. kV	130	130	—	—
Durchschlagspannung i. Mittel kV	180	200	—	—
Sicherheitsgrad $S_S = \frac{U_{\bar{u}, Re}}{U}$	2,64	2,69	2,45	2,55
Randziffer $Z_\alpha = \frac{U_{\bar{u}, Re}}{U_{\bar{u}, T_0}}$	0,76	0,73	0,74	0,68
Gewichtsziffer $Z_\beta = \frac{U_{\bar{u}, Re}}{G_S}$	6,9	6,25	5,5	5,2
Güteziffer $Z_\gamma = Z_\alpha \cdot Z_\beta$	5,2	4,55	4,05	3,55
Nettogew. o. Aufh.-Öse u. Seilkl.	5,05	6,4	16,5	12,8
Gesamtgew. d. Kette m. Aufh.-Öse und Seilklemme	42,95	47,35	49,5	53,4
Baulänge der Kette mm	1280	1385	1280	1400
Preisverhältnis	0,86	1,0	1,05	1,11

Das wird durch eine Funkenstrecke erzielt, die parallel zur Isolator-kette angeordnet ist. Auf dieser Ausführung beruhen alle derartigen Schutzvorrichtungen. Bei ihrer Durchbildung ist einer zweiten Bedin-gung zu genügen dahin, daß ein mutwilliges oder unbeabsichtigtes Überbrücken der Funkenstrecke durch Vögel, aufgewirbeltes Stroh, Reisig usw. nicht herbeigeführt werden darf. Die Abb. 173 und 174 zeigen Lichtbogenüberschläge an Kettenisolatoren ohne und mit solchen Lichtbogen-Schutzvorrichtungen und bedürfen keiner Erläuterung.

Die zahlreichen sorgfältigen Versuche nach dieser Richtung in den Hochschul- und Fabriklaboratorien haben weitgehenden Aufschluß über die Zweckmäßigkeit solcher Schutzvorrichtungen gebracht und die Praxis ist in entsprechender Bewertung dieser Versuchsergebnisse zum Einbau solcher Schutzvorrichtung geschritten.

Auch für Mittelspannungsnetze werden Schutzvorrichtungen bei Kleinkettenisolatoren empfohlen, doch sind bisher größere Strecken — soweit bekannt — mit diesen nicht ausgerüstet worden, weil sich ihr Einbau sehr teuer stellt, ohne daß feststeht, daß die aufgewendeten Kosten wirtschaftlich und betrieblich tatsächlich gerechtfertigt erscheinen.

Für die bauliche Durchbildung solcher Schutzvorrichtungen gilt grundsätzlich, daß sie dem Lichtbogen den Weg aufzwingen müssen, den er nehmen soll, um Beschädigungen des Leiters und des Isolators zu verhüten. Ferner muß die Schutzvorrichtung den Forderungen genügen, daß der Lichtbogen schon nach wenigen Wechslern aus der Kette fortwandert, daß weiter die Überschlagspannung nicht wesentlich verringert, der Leiter selbst geschützt wird (Abb. 174) und die Kosten im richtigen Verhältnis zur gewonnenen Erhöhung der Betriebssicherheit

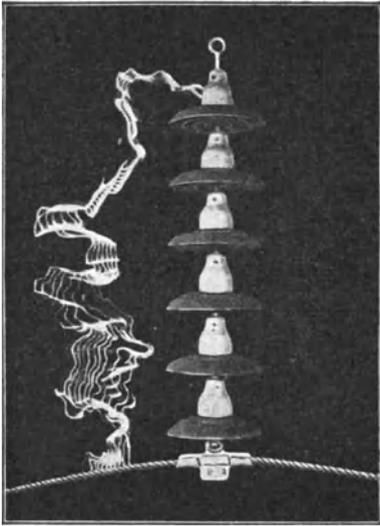


Abb. 173. Ohne Schutzvorrichtung.

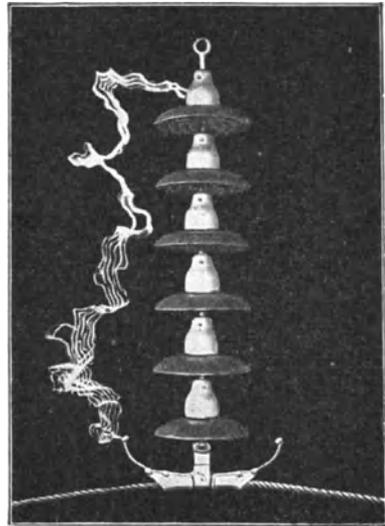


Abb. 174. Mit Schutzvorrichtung am untersten Isolator.

Abb. 173 und 174. Spannungsüberschlag an einer Hängekette aus Kappenisolatoren.

stehen. Bei Ketten aus Kappenisolatoren wird die Spannungsverteilung durch die Verwendung von Schutzvorrichtungen am oberen und unteren Isolator günstiger (Abb. 167). Bei Vollkernisolatoren bewirken die Schutzvorrichtungen keine merkliche Veränderung der Spannungsverteilung (Abb. 171).

Die bekanntesten Formen sind Hörner, Hornkreuze und Ringe nach Abb. 175 bis 179. Die Hörner sind hinsichtlich der Beschaffungskosten am billigsten, haben aber mancherlei Nachteile. Der Schutz ist nur in einer Ebene wirksam und gestattet dem Lichtbogen nicht, der Windrichtung zu folgen. Selbst bei verstärkt ausgeführten Hornenden besteht die Gefahr, daß sie abbrennen, das abfließende Metall den Leiter zerstört und das Horn für einen folgenden Überschlag ohne Bedeutung bleibt. Daher sollen Schutzhörner nur mit besonders verstärkten Enden nach Abb. 178 bzw. für den oberen Teil in Form von Kreuzen verwendet werden. Draeger¹ zeigt in Abb. 179 die

¹ Müller, H. Dr.-Ing.: Über die Bemessung von Schutzarmaturen für die Leitungs- und Apparateisolation mit Rücksicht auf Überspannungen. Hescho-

zweckmäßigste Art der Anbringung der Schutzhörner mit Rücksicht darauf, daß der Lichtbogen auf dem kürzesten Weg elektrisch unbehindert das Schutzhorn auch erreicht. Für wagerechte Isolatoranord-

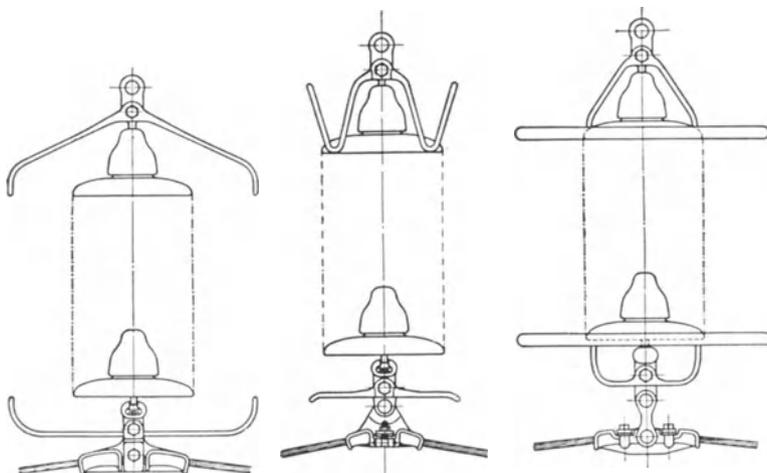


Abb. 175.

Abb. 176.

Abb. 177.

Abb. 175 bis 177. Verschiedene Formen von Schutzvorrichtungen (Hofmann, Kötzschenbroda) für Hängeketten.

nung sind Halbhörner nach Abb. 180 zu verwenden. Über 100 kV werden einfache Schutzhörner nicht mehr benutzt.

Die Schutzringe nach Abb. 177 sind wesentlich günstiger als die Schutzhörner, weil der Lichtbogen auf dem kürzesten Weg zum Ring wandern kann unabhängig davon, an welcher Stelle der Lichtbogen zündet. Die Oberfläche des Ringes soll abgeschrägt sein und die Ringspeichen sollen möglichst dicht am untersten Isolatorbogen ansetzen, keinesfalls aber nach unten ausgebogen sein. Zweckmäßig soll die Form bei Hängeketten oval mit der großen Achse in der Richtung des Leiters gestaltet werden. Bei Abspannketten wird eine spitzovale Gestalt empfohlen mit der Anordnung der Spitze nach oben. Bei höheren Spannungen sind die Schutzringe auch an Abspannketten vorteilhafter als die Halbhörner nach Abb. 180.

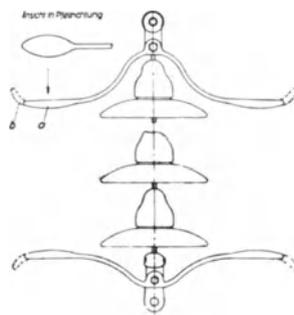


Abb. 178. Richtige Formgebung der einfachen Schutzhörner unten und oben an einer Hängekette.

Mitt. 1928 Heft 41/42, 1929 Heft 44/45. Draeger, K. Dr.-Ing.: Lichtbogenüberschläge hoher Leistung an Freileitungsisolatoren mit Schutzvorrichtungen. Rosenthal-Mitt. 1930 Heft 16, Berlin: Julius Springer. — Neue Untersuchungen über die Hochleistungslichtbögen an Freileitungsisolatoren. Rosenthal-Mitt. 1931 Heft 18.

Bei kurzen Hängeketten ist nur die untere Schutzvorrichtung anwendbar, da anderenfalls die Schlagweite zu stark verkürzt wird. Bei langen Hängeketten werden Schutzvorrichtungen am unteren und oberen Kettenglied eingebaut.

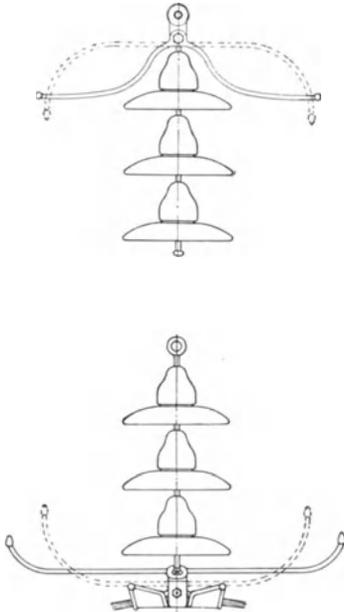


Abb. 179. Richtige und falsche (punktierete) Gestaltung einfacher Schutzhörner an einer Hängekette nach Draeger.

Die Leiterseilbefestigung an Kettenisolatoren. Abgesehen von Kappe und Klöppel sind auch für die Leiterbefestigung Metallteile erforderlich, die naturgemäß besondere Formen aufweisen müssen. In Abb. 181 bis 184 sind diese Befestigungsteile für einfache und doppelte Hänge- und Abspannketten zusammengestellt. Die Durchbildung der eigentlichen Leiterbefestigung ist heute ebenfalls als sicher und mechanisch gut anzusehen, so daß auf Einzelheiten allgemeinerer Art nicht näher eingegangen zu werden braucht.

Die Beurteilung der Bauformen von Hänge- und Abspannklemmen hat sich zu erstrecken für erstere auf das knick- und beanspruchfreie Einlagern und Festhalten des Leiterseiles, für beide zusammen auf das absolut sichere Festklemmen des Leiterseiles in seinem vollen Umfang, ohne daß dabei das Seil selbst ungleichmäßig gefaßt oder mechanisch verletzt wird.

Ein Wandern des Seiles in der Klemme namentlich bei den Hängeklemmen darf also bei ordnungsmäßigem Zustand der Leitung nicht eintreten. Auf die Rutschklemmen wird erst

im 14. Kap. näher eingegangen werden.

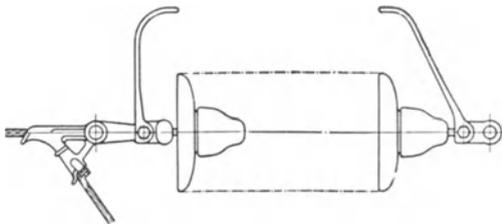


Abb. 180. Halbhörner (Hofmann, Kötzschenbroda) an einer Abspannkette.

Die Glasur der Isolatoren. Sowohl für Stützen- als auch für Kettenisolatoren wird betrieblich das Verlangen gestellt, sie nicht in ihrer Naturfarbe „weiß“ einzubauen, sondern sie in ihrer Glasur zu färben. Der Grund da-

für liegt in der Tatsache, daß die helleuchtenden weißen Isolatoren leider auch heute noch gerne die Zielscheibe für Steinwürfe und Schußübungen bilden. Es ist zu begrüßen, daß derartige mutwillige Zerstörungen von den deutschen Gesetzen neuerdings schwer geahndet werden, weil sie oft ungeahnte Folgen durch Betriebsstörungen zeitigen können.

Die farbige Glasur gibt weiter dem Betrieb leichtere Beobachtungsmöglichkeiten für zerstörte Isolatoren. Als Glasurfarbe wird heute fast durchweg braun gewählt. Diese Farbe wirkt in der freien Umgebung sehr wenig auffallend. Sie ist vom VDE in die Normen aufgenommen worden. Die grüne Glasur wird nur noch auf besonderes Verlangen von den Porzellanfabriken hergestellt.

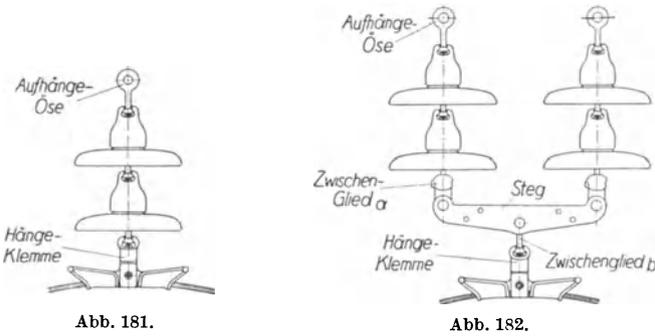


Abb. 181. Abb. 182. Leiterseilbefestigung an Einfach- und Doppel-Hängeketten.

f) Die Mauerdurchführungen. Zur Verbindung der Freileitung mit der Innenanlage ist das Mauerwerk des Schalthauses zu durchbrechen. Diese Durchbrüche unverschlossen zu lassen ist naturgemäß nicht an­gängig, weil sie dann einem ständig offenen Fenster gleichen würden, durch das Vögel, Staub, Regen, Schnee usw. ungehindert in den Schalt­raum gelangen könnten. Da der Leiter beim Durchtritt von der Mauer

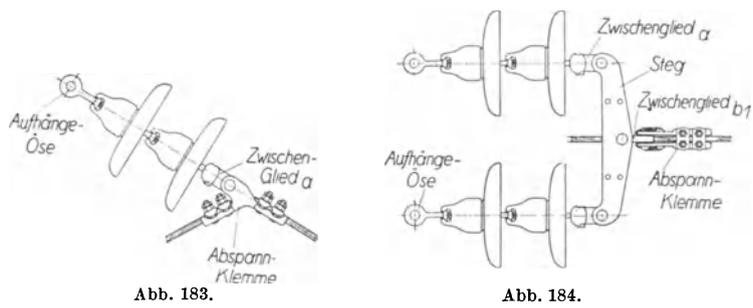


Abb. 183. Abb. 184. Leiterseilbefestigung an Einfach- und Doppel-Abspannketten.

also von Erde isoliert sein muß, müssen die zu benutzenden isolierenden Durchführungen ebenfalls besonderen elektrischen und mechanischen Bedingungen genügen, um den dauernd guten Isolationszustand zu gewährleisten.

Bei Niederspannung werden einfache sogenannte Porzellan­pfeifen nach Abb. 185 benutzt. Der Leiter wird an der Mauer an beson­deren Isolatoren abgespannt und dann als isolierter Leiter durch die Pfeife hindurchgezogen. Es empfiehlt sich, den Leiter mit Isoliermasse

einzukitten, damit sich im Innern der Porzellanpfeife nicht allmählich Wasser, Schmutz usw. ansammelt, wodurch die Isolation mit der Zeit zerstört und ein Erdschluß herbeigeführt wird.

Bei Hochspannung genügt diese einfache Durchbildung der Durchführung nicht mehr. Hier treten dann die Beanspruchungen auf Durch-



Abb. 185. Mauerdurchführung für Niederspannung.

schlag gegen Erde und für den außenliegenden Teil der Durchführung auf Überschlag bei Regen auf, denen die Durchführung gewachsen sein muß. Für Hochspannung werden daher die Mauerdurchführungen

aus Porzellan oder bei höheren Spannungen auch aus Hartpapier hergestellt. Sie sind grundsätzlich derart aufgebaut, daß ein den Stromübergang von der Freileitung zur Innenanlage vermittelnder Metallstab (Kupferbolzen) mit einem der Höhe der Spannung entsprechenden Isoliermittel umgeben wird. Bei Porzellan ist dieser Isolierkörper ein besonders geformter Zylinder, in welchem der Metallstab eingebettet ist, bei Hartpapier wird der Metallstab fest vom Papier umkleidet.

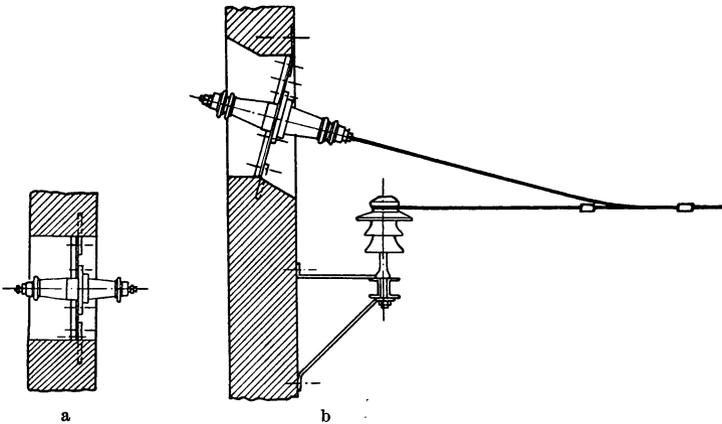


Abb. 186. Mauerdurchführungen für Mittelspannungsnetze mit Stützenisolatoren.
a wagerechter Einbau, b geneigter Einbau.

Zum Einbau in die Gebäudewand oder das Dach erhält die Durchführung in der Mitte ihrer Länge einen aufgesetzten runden oder quadratischen Flansch, an dem sie befestigt und geerdet wird. Das Leiterseil ist am Gebäude wiederum abzuspannen und mit einer zugfreien Metallverbindung an dem Metallbolzen zu befestigen. Bei mittleren Spannungen wird die Durchführung etwa nach Abb. 186 eingebaut und der Außenteil zumeist nicht noch besonders geschützt, bei hohen Spannungen wird der Außenteil zumeist mit einer Überdachung versehen (Abb. 424 im I. Band) und beim Gebäude besonders darauf geachtet, daß er leicht zugänglich ist, um ihn reinigen, beaufsichtigen und die Durchführung selbst schnell und bequem auswechseln zu können. Die Phasenabstände

und die bauliche Ausgestaltung der ganzen Einführung einschließlich der Abspannungen sind dabei so durchzubilden, daß Gefährdungen durch Vögel, aufgewirbelte Zweige, Vereisung, Schneeverwehungen u. dgl. nicht eintreten können. Auf das nach dieser Richtung im I. Band, Gesagte ist hier besonders hinzuweisen.

Je nach Art der Einbettung des Metallbolzens im Porzellankörper wird unterschieden zwischen der einfachen Durchführung, der Öldurchführung, der Ein- und der Mehrrohrdurchführung.

Bei der einfachen Durchführung liegt der Metallbolzen bei Spannungen von 1 bis 35 kV frei im Porzellankörper und wird durch je eine Metallkappe an den Enden der Durchführung in seiner Lage festgehalten. Bei Spannungen von 45 kV aufwärts liegt der Metallbolzen in der Durchführung noch festgebettet in einer isolierenden festen Ausgußmasse (Abb. 187). Wesentlich für die Betriebssicherheit dieser Durchführungsformen ist, daß der Metallbolzen so fest gelagert und in seinem Querschnitt so bemessen ist, daß er auch bei den höchsten vorkommenden

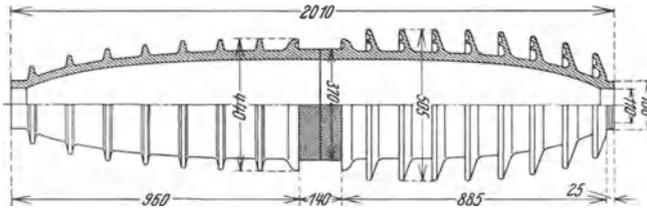


Abb. 187. Einfache Massedurchführung für 100 kV.

Strombelastungen (Kurzschlußstrom der Anlage) keine Erschütterungen und keine unzulässige Erwärmung erfährt. Anderenfalls kann die Durchführung zerstört werden. Bei den mit Isoliermasse versehenen Durchführungen kommt hinzu, daß sich die Isoliermasse erwärmt und dann an den Flanschen herausgepreßt wird. Bei hohen Spannungen bedeutet das eine Herabsetzung der Durchschlagsfestigkeit. Ist die Masse einer Raumveränderung unterworfen worden, dann entstehen in ihr Risse und Hohlräume, die im elektrischen Feld zu Glimmentladungen führen. Die damit verbundenen elektrischen Vorgänge und Beanspruchungen der Isolation sind die gleichen, wie sie bei masseisolierten Kabeln auftreten (15. Kap.).

Auch auf eine zweite betrieblich besonders beachtliche Erscheinung ist bei der Massedurchführung aufmerksam zu machen, die ebenfalls bei Massekabeln auftritt, bei der Durchführung infolge ihrer Kürze indessen selten in gleichem Maße gefährlich werden kann wie beim Kabel. Das ist die Lage der Durchführung. In der Regel werden die Mauerdurchführungen angenähert wagerecht eingebaut. Dann kann die Isoliermasse nicht nach einer tiefsten Stelle abwandern und eine höher gelegene Stelle entblößen. Beim senkrechten Einbau dagegen muß die Durchbildung der Durchführung derart getroffen sein, daß eine Hohlraumbildung auf diese Art wiederum nicht eintreten kann, um die Durchschlagsicherheit nicht zu schwächen. Für sehr hohe

Spannungen etwa von 50 kV aufwärts ist daher der senkrechte Einbau von Massedurchführungen schon bedenklich und wird infolgedessen auch bei Schaltgeräten nicht gerne zugelassen. Schließlich ist darauf hinzuweisen, daß die Isoliermasse bei einer Zertrümmerung der Durchführung infolge Durchschlages in Brand geraten kann.

Die Öldurchführung. Die geschilderten Nachteile der Massedurchführung hinsichtlich der mit der Raumveränderung verbundenen Gefährdung der Durchschlagsicherheit vermeidet die Öldurchführung dadurch, daß an Stelle der festen Masse besonders zubereitetes Öl nach Art des Transformatoröles verwendet wird. Um die vollständige Ausfüllung des Isolierraumes stets zu gewährleisten, wird die Durchführung nach Abb. 188 mit einem Ölausdehnungsgefäß versehen, das die gleiche Aufgabe hat wie das Ölausdehnungsgefäß beim Öltransformator. Selbstverständlich ist Bedingung, daß das Ausdehnungsgefäß völlig sicher und zuverlässig den Luft- und Feuchtigkeit Zutritt

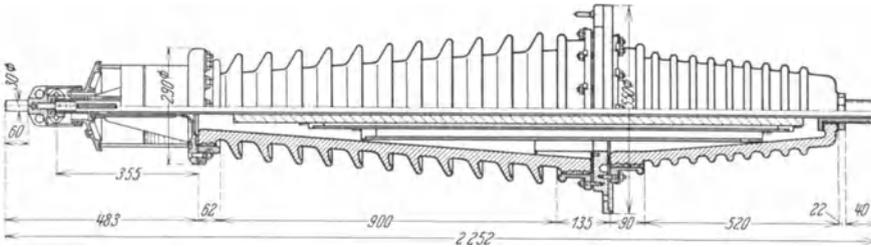


Abb. 188. Öldurchführung für 100 kV.

zum Öl selbst verhindert. Anderenfalls sinkt die Durchschlagfestigkeit des Öles außerordentlich schnell und die Betriebssicherheit der Durchführung ist gefährdet.

Die Öldurchführung ist durch das Ausdehnungsgefäß, das zur leichteren Beobachtung der Ölbeschaffenheit und des Ölstandes aus Glas gefertigt sein muß, mechanisch leichter verletzbar als die Massedurchführung. Aus diesem Grunde sind Öldurchführungen bisher verhältnismäßig selten in der Praxis zu finden jedenfalls für die Zwecke, die hier zur Erörterung stehen. Für den wagerechten Einbau eignen sich diese Durchführungen nicht, sie werden daher bei Gebäudeeinführungen nur senkrecht eingebaut und also dann bei der Entwurfsbearbeitung mit in Rücksicht zu ziehen sein, wenn die Freileitungseinführung durch das Dach erfolgen muß (Abb. 189). Bei sorgfältiger Beaufsichtigung und besonderem Schutz gegen Zerstörungen ist dann vom Betrieb aus kein Bedenken gegen diese Durchführung und ihren senkrechten Einbau zu erheben. Allerdings besteht bei dieser Bauart noch stärker als bei der Massedurchführung die Gefahr eines Ölbrandes, wenn die Durchführung infolge eines Durchschlages zertrümmert wird.

Die Ein- und Mehrrohrdurchführung¹. Die geschilderten Nachteile bei den bisher behandelten Hochspannungsdurchführungen ver-

¹ Wallich, J.: Mehrrohr- und Einrohrdurchführungen. Hescho-Mitt. 1931, Heft 61/62.

meidet die neuerdings durchgebildete Ein- bzw. Mehrrohrdurchführung. Erstere wird für Spannungen bis 35 kV, letztere für alle höheren Spannungen gefertigt (Abb. 190). Bei der Mehrrohrdurchführung werden mehrere Porzellanrohre ineinander geschoben und durch ein raum-

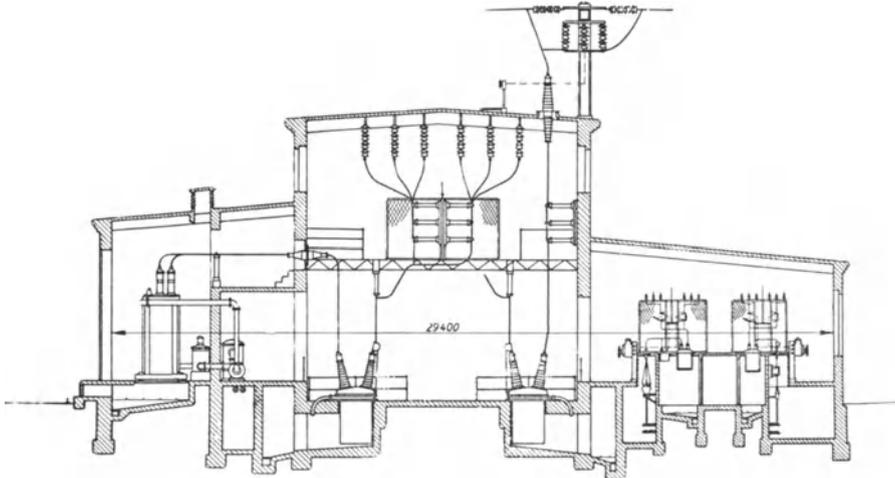


Abb. 189. Dacheinführung der Freileitungen in ein Umspannwerk (BBC).

beständiges Bindemittel so fest miteinander verbunden, daß sie sich auch beim Auftreten besonders heftiger Schaltstöße nicht lockern können. Jede Masse- und Ölfüllung ist vermieden. Die Beanspruchung auf Durchschlag wird ausschließlich von Porzellan aufgenommen. Änderungen der Isolierfestigkeit durch Zeit und Temperatur sind demnach

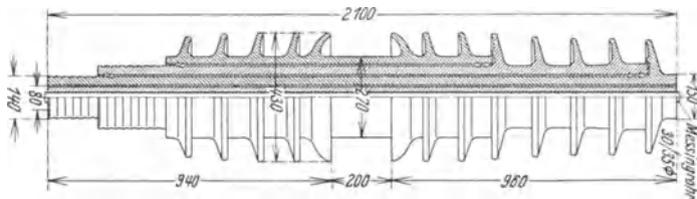


Abb. 190. Mehrrohrdurchführung für 100 kV.

ausgeschlossen. Auch Feuergefahr bei Zertrümmerung besteht bei dieser Durchführung nicht.

Die Hartpapierdurchführung (Abb. 191). Bei dieser werden alle bisher geschilderten Nachteile dadurch vermieden, daß der Metallstab mit einem besonders ausgewählten und hergerichteten Isolierpapier fest umwickelt wird auf einen Durchmesser, der der geforderten Durchschlagfestigkeit entspricht. Hohlrumbildungen, Explosions- und Feuergefahr u. dgl. sind naturgemäß nicht zu befürchten. Das Isolierpapier selbst entflammt bei einem Durchschlag oder Übersschlag nur örtlich und ist bei mäßigen Beschädigungen wieder instandsetzbar, während

das bei den Porzellandurchführungen naturgemäß zumeist nicht möglich ist. Hierin unterscheiden sich die Hartpapierdurchführungen wesentlich von den Porzellandurchführungen.

Der Einbau solcher Durchführungen kann senkrecht oder wagrecht vorgenommen werden. Vor Feuchtigkeit sind sie indessen ganz besonders sorgfältig zu schützen, denn schon geringe Feuchtigkeitsaufnahme setzt den Durchschlagswert wesentlich herab. Das gilt auch für die Überschlagnspannung. Infolgedessen wird der im Freien liegende Teil der Hartpapierdurchführung durch einen sicher abschließenden Porzellanüberwurf geschützt (Abb. 191).

Die Hartpapierdurchführungen können mit besonderen Metallbelägen versehen zum Anschluß von Spannungsmessern benutzt werden, wovon heute bei Spannungen über 50 kV fast immer Gebrauch gemacht wird¹.

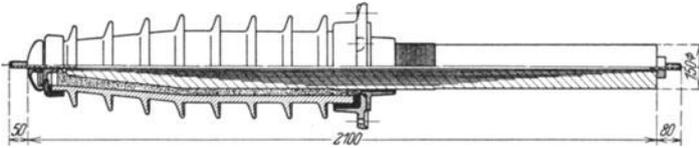


Abb. 191. Hartpapierdurchführung für 100 kV mit Porzellanüberwurf.

Die Prüfungsbedingungen und die Größenbestimmung der Durchführungen. Die Anforderungen, denen die zum Einbau fertigen Durchführungen entsprechen müssen, sind durch den VDE festgelegt. Es gilt hier alles das, was bei den Isolatoren hinsichtlich der Mindest-Überschlagnspannung, der Betriebsspannung und des Sicherheitsgrades gesagt worden ist. Letzterer bestimmt sich und damit die Größe der Durchführung ebenfalls nach Gl. (258).

Beim Vergleich verschiedener Durchführungen sind gegenüberzustellen für die entsprechende Betriebsspannung:

Mindest-Überschlagnspannung bei Regen,
 Prüfspannung,
 Gewicht einschließlich Befestigungsteilen,
 Abmessungen.

Bei Spannungen von 100 kV aufwärts ist es mit Rücksicht auf die Glimm- und Strahlungsverluste erforderlich, alle Metallteile abzuschirmen. Infolgedessen werden auch für die Durchführungen Strahlungshauben verwendet, die aus hochglanzpoliertem Kupferblech bestehen (Abb. 191).

Glasplattendurchführung. Neben diesen besonderen Durchführungen wird vereinzelt auch eine zweite Form benutzt dergestalt, daß für jeden Leiter ein Fenster in der Mauer hergestellt, mit einer Glas- oder Porzellanplatte verschlossen und in der Mitte mit einem Loch zum Durchtritt des Leiters versehen wird. In Abb. 192 ist diese

¹ Keinath, G. Dr.-Ing.: Die Verwendung von Kondensatordurchführungen zu Meßzwecken. Siemens-Z. 1926 Heft 10 S. 496.

Art der Leitereinführung dargestellt. Sie wird nur noch selten und nur für Spannungen bis etwa 10 kV angewendet.

Bei Spannungen über 50 kV müssen die Platten bereits sehr große Abmessungen erhalten, um den Forderungen hinsichtlich der Überschlagsicherheit bei Regen zu genügen. Berücksichtigt man das über Glas auf S. 224 Gesagte, so ist ohne weiteres einzusehen, daß die Benutzung dieser Einführungsform keine völlige Betriebssicherheit auf Jahre hinaus gewährleistet. Bei 100 kV muß eine solche Glasplatte eine Fläche von etwa 120×120 cm erhalten und mit einer Öffnung von etwa 10 bis 12 cm versehen sein. Im trockenen Zustand

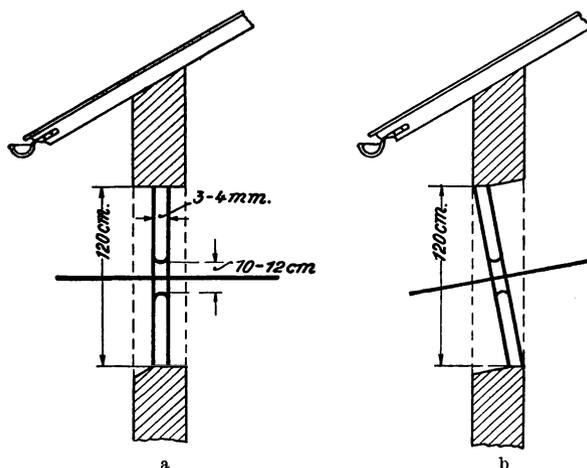


Abb. 192. Mauerdurchführung mit Glasplattenabschluß.
a senkrechter Einbau der Glasplatte, b geneigter Einbau der Glasplatte.

beträgt die Überschlagspannung bei diesen Abmessungen etwa 160 kV. Bei Regen sinkt dieser Wert sehr stark ab, es treten Gleitfunken zwischen Leiter und Plattenoberfläche auf, die ihren Weg bis zum Mauerwerk suchen und dann Erdschluß verursachen. Das Überschieben eines Porzellanrohres über den Leiter erhöht zwar die Überschlagspannung, kann aber bei plötzlichem Spannungsanstieg, ferner in besonders vermehrtem Maße bei Regen, Nebel, Schnee u. dgl. einen Durchschlag durch das Rohr nach der Glasplatte und bei rauher Oberfläche letzterer nach Erde nicht verhüten.

Nach Aufhören der Benetzung wird, wie Versuche gezeigt haben, die Glasplatte unter dem Einfluß der Spannung allmählich getrocknet. Das Schrägstellen der Platte (Abb. 192) vermindert die Regenbenetzung und erhöht daher den Wert der Überschlagspannung. Bei starken Temperaturschwankungen (Lichtbogenbildung, Funkenentladungen) kann die Glasplatte platzen; daher wird die Plattenstärke mindestens mit 3 bis 4 mm zu wählen sein. Die Leiter müssen vor und hinter den Platten sehr sorgfältig und sicher befestigt werden, um jede Durchbiegung zu verhüten, also stets gleichbleibenden Abstand zwischen

Leiter und Glasplatte zu gewährleisten. Der Querschnitt dieses besonderen Verbindungsstückes zwischen Innen- und Außenanlage ist daher wiederum nach der größtmöglichen Strombelastung zu bestimmen. Ist mit einem starken Temperaturgefälle von den Innenräumen nach der freien Luft zu rechnen also z. B. im Winter bei geheizten Transformatorenräumen, so ist weiter auf die Tau- und Vereisungsgefahr besonders auch des Obergeschosses der Innenräume aufmerksam zu machen (I. Band). Es ist daher bei höheren Spannungen von dieser Form der Durchführung abzuraten.

12. Die Maste.

a) Allgemeine Gesichtspunkte. Als Maste kommen zur Verwendung:

- a) Holzmaste (einfache und zusammengesetzte Form),
- b) Stahlrohr-, Flach- und Gittermaste,
- c) Eisenbetonmaste,

und zwar ist die Wahl des Mastbaustoffes zu treffen nach der Länge und der Bedeutung der einzelnen Strecken (Hauptlinien, Nebenlinien), der Gelände- und Bodenbeschaffenheit und den klimatischen Verhältnissen (Hitze, Wind, Schnee, Eis), während für die Mastformen d. h. die Ausführung als einfache oder zusammengesetzte, flache oder quadratische Maste usw. maßgebend sind der Mastabstand (Spannweite), die Zahl und der Querschnitt sämtlicher Leiter einschließlich der Erdseile und Preldrähte und der Standort des Mastes in der Linienführung also die gesamten im Höchstfall auftretenden bzw. gleichzeitig zu erwartenden äußeren Kräfte.

Nach dem Verwendungszweck werden unterschieden:

Tragmaste, die nur in gerader Strecke stehen und die Aufgabe haben, die Leiter zu tragen;

Winkelmaste, die in Winkelpunkten den verstärkten Zug der Leiter aufzunehmen haben;

Abspannmaste, die in der Leitungsstrecke bestimmte Festpunkte schaffen sollen;

Endmaste, die am Ende einer Strecke den gesamten einseitigen Leiterzug aufzunehmen haben;

Kreuzungsmaste, die in einer ähnlichen Verwendung wie die Abspannmaste bei der bruchsicheren Kreuzung von Fernmeldeleitungen der Reichspost, von Eisenbahnen und Straßen des allgemeinen Verkehrs aufzustellen sind;

Abzweig- und Verteilungsmaste, die für Abzweigleitungen in der Strecke dienen.

Die folgenden Ausführungen erstrecken sich zunächst auf Angaben über die Formen und den allgemeinen Verwendungszweck der einzelnen Mastarten und die Isolatorenbefestigung, während auf die Baustoffbeanspruchung, die Berechnung und die Streckenausgestaltung in besonderen Abschnitten näher eingegangen wird.

Der Besprechung der unter a) bis c) genannten Mastarten sollen wiederum einige Bemerkungen allgemeiner Natur vorangestellt werden.

Es ist selbstverständlich, daß Holzmaste insbesondere in solchen Gegenden, wo sie leicht und in brauchbarer Beschaffenheit zur Verfügung stehen, erheblich billiger sind als Stahl- und Eisenbetonmaste. Sind aber die Bodenverhältnisse der Strecke ungünstig, kommen große Spannweiten und bei höheren Spannungen größere Leiterabstände zur Anwendung, dann kann bei der Benutzung von einfachen Holzmasten die mechanische Beanspruchung so erheblich werden, daß schon im ungestörten Zustand der Strecke ohne Berücksichtigung von Zusatzlasten für diesen Baustoff nicht mehr die erforderliche Sicherheit als gegeben anzusehen ist. In solchem Fall wird nicht allein die Betriebssicherheit der Fernleitung im einzelnen ungenügend, sondern es können unter Umständen beim Bruch eines Mastes größere Betriebsstörungen dadurch hervorgerufen werden, daß durch die plötzliche Überlastung der dem gebrochenen Mast benachbarten Maste noch mehrere Holzmaste ebenfalls zum Bruch kommen (Abb. 221). Ob gegebenenfalls zusammengesetzte Holzmaste genügen, muß untersucht werden.

Ähnlich umfangreiche Störungen sind bei Stahl- und Eisenbetonmasten, wenn nicht ganz besonders unglückliche Zufälle hinzukommen, nicht zu befürchten.

Als Grundsatz für die Auswahl des Mastbaustoffes sollte daher gelten, daß zunächst die technische und dann erst die finanzielle Seite in Rücksicht zu ziehen ist, denn die Kosten für den Umbau einer Strecke, wenn er auch in größeren Zeitabschnitten vorgenommen werden würde, stellen sich in jedem Fall höher, als wenn die Leitungsanlage von vornherein auch hinsichtlich der Maste richtig und zweckentsprechend ausgeführt worden wäre.

b) Die Holzmaste. Als Baustoff für Holzmaste wählt man in Europa in der Hauptsache Nadelholzstämmen und zwar Kiefer, Rotanne, Fichte, Weißtanne und Lärche, in Amerika am häufigsten Zeder, Kastanie (auch in Italien und Spanien), Zypresse, Wacholder und Pinie, daneben aber auch Kiefer. Eiche kommt wegen des hohen Preises nicht zur Verwendung. Eichenstämmen sind zumeist auch so unregelmäßig gewachsen, daß sie als Freileitungsmaste nicht schön wirken. Ferner besitzen sie immer zahlreiche Risse in der Faserrichtung (sog. Luftrisse), die durch eingedrungenes Wasser beim Frosteintritt weiter auseinandergetrieben werden, wodurch die Festigkeit des Mastes vermindert wird. Außerdem wird in diesen Spalten das Ansammeln und gedeihliche Fortentwickeln von fäulnisregenden Pilzen und gefährlichen Holzkäfern mit ihrer Brut¹ gefördert.

Die Stangen sollen schlank, rund und gerade gewachsen² sein und keine Ast- und Spaltlöcher aufweisen. Ferner müssen sie gesunde Kronen (völlig geschlossene Zopfenden, keine Kronenrisse) besitzen und dürfen nicht den sog. Drehwuchs zeigen, d. h. in der Längsrichtung spiral-

¹ Merkblatt über die Zerstörung von Holzmasten durch Käferlarven VDE 392.

² Zur Beurteilung des geraden Wuchses von Holzstangen kann die Telegraphen-Bauordnung als Anhalt dienen, die vorschreibt, daß die Verbindungslinie zwischen den Mittelpunkten der Hirnflächen des Stamm- und Zopfendes nirgends außerhalb des Stammes fallen darf.

förmig gewachsen sein. Beim Austrocknen der Stangen selbst nach ihrer Aufstellung in der Leitungsanlage schreitet die Drehung weiter fort und die Leiter bzw. die Isolatoren werden besonders dann, wenn die Stützen der letzteren in den Mast eingeschraubt sind, mit der Zeit unzulässig beansprucht. Es kann diese Erscheinung zu Störungen auf der Strecke Veranlassung geben.

Stämme, die in hohen Gebirgsgegenden, in geschlossenen Beständen und auf trockenem Boden gewachsen sind, genießen wegen ihrer größeren Festigkeit, Widerstandsfähigkeit und Elastizität den Vorzug. Als günstigste Fällzeit gelten die Wintermonate (November bis März), weil dann das Holz außer Saft ist.

Die Holzmaste auch aus völlig gesundem Stoff sind im rohen (grünen) Zustand nicht brauchbar, weil sie schon nach kurzer Zeit durch die Tätigkeit von Bakterien und Pilzen zu faulen beginnen und zwar in erster Linie an der Stelle, wo der Mast aus dem Erdreich austritt. Sie werden daher nur dort benutzt, wo sie leicht und billig zu beschaffen sind und wo es sich um vorübergehende Anlagen untergeordneter Bedeutung innerhalb eines Versorgungsgebietes handelt.

Um dem Faulen zu begegnen, imprägniert man die Maste. Es sind hierfür eine große Zahl von Verfahren¹ im Gebrauch, von denen indessen nur die heute jedenfalls in Deutschland fast ausschließlich benutzten Erwähnung finden sollen. Das allerdings einfachste, aber auch gleichzeitig das unzuverlässigste Mittel, die Maste in rohem Zustand mit fäulnishindernden Stoffen zu streichen (Teeröl, Karbolineum) ist selbst für Stämme in Niederspannungsanlagen vollständig verlassen worden. Auch das Ankohlen des Mastfußes gehört hierher.

Es kommen als Imprägnierungsverfahren in Betracht die Tränkung mit Quecksilbersublimat und Teeröl. Die Reichstelegraphenverwaltung hat nicht nur mit Stangen, die nach diesen Verfahren behandelt worden sind, langjährige, sehr genaue Untersuchungen angestellt, sondern hat auch anders hergerichtete Maste beobachtet und dabei festgestellt, daß die Behandlung mit Quecksilbersublimat und Teeröl die längste Lebensdauer ergibt.

Das Quecksilbersublimatverfahren ist unter dem Namen „Kyanisieren“ bekannt (nach dem Erfinder desselben, Kyan). Das Quecksilbersublimat(chlorid) weist von allen zur Holzimprägnierung verwendeten Metallsalzen die stärkste keimtötende Wirkung auf. Da dasselbe aber Metalle sehr stark angreift, kann ein künstliches Einpressen dieser Metallsalzlösung im heißen (sterilisierenden) Zustand unter Druck und Luftleere in den Holzstamm nicht vorgenommen

¹ Die Bedeutung der Holzkonservierungsfrage beim Bau von Überlandzentralen. Vortrag von Seidenschur im Dresdener Bezirksverein deutscher Ingenieure, 23. III. 1911. Elektrotechn. Z. 1912 Heft 8 S. 200; Heft 9 S. 222. Christiani: Über die Gebrauchsdauer und den Gebrauchswert hölzerner Telegraphenstangen. Arch. Post Telegr. 1905 Nr. 16; 1911 Nr. 8. Perlewitz: Die Konservierung hölzerner Maste für elektrische Leitungen. Elektrotechn. Z. 1910 Heft 36 S. 913; Konservierung hölzerner Leitungsmaste. Elektrotechn. u. Maschinenb. Bd. 28 (1910) S. 173. Herz, H.: Pflege von Holzstützpunkten. Elektr.-Wirtsch. 1930 S. 233; 1931 S. 50.

werden. Die Imprägnierung geschieht vielmehr in der Weise, daß die Maste etwa 10 Tage lang in eine $\frac{2}{3}$ proz. wässrige Lösung von kaltem Quecksilbersublimat gelegt und dann 4 bis 6 Wochen an der Luft getrocknet werden, um das eingedrungene Wasser wieder zum Verdunsten zu bringen.

Die Vorzüge dieses Verfahrens bestehen darin, daß alle Holzarten benutzt werden können so in erster Linie die Tanne, die sich wegen ihres schlanken und schönen Wuchses besonders für den Bau von Freileitungen eignet. Es sind daher vorwiegend in Süddeutschland kyanisierte Stangen im Gebrauch. Wie die Angaben der Zahlen-
tafel 31 über wirtschaftliche Werte imprägnierter Holz-
maste zeigen,



Abb. 193. Kyanisierte Kiefer.



Abb. 194. Kyanisierte Tanne.

Mastschnitte.

sind kyanisierte Maste im Gewicht leichter (Fracht und Aufstellung) als die mit Teeröl behandelten, was dann wohl zu beachten ist, wenn es sich um erhebliche Stückzahlen und längere Zufuhrwege handelt. Die Lebensdauer der kyanisierten Stangen ist kürzer als die der mit Teeröl getränkten, infolgedessen wird der entwerfende Ingenieur bei dem Vergleich von Angeboten den Preis frei Verwendungsstelle mit der Lebensdauer entsprechend zu bewerten haben.

Die Nachteile der Quecksilbersublimatbehandlung liegen in erster Linie darin, daß die Tränkungsflüssigkeit nur wenige Millimeter tief in den Mast eindringt, wie das die Abb. 193 für eine Kiefer und Abb. 194 für eine Tanne erkennen lassen. Außerdem kann nur vollständig trockenes Holz benutzt werden, das zudem noch möglichst viele Luftrisse aufweisen muß, um das Eindringen der Imprägnierungsflüssigkeit zu erhöhen. Mit dem Auge ist diese Tränkungsart am Mastquerschnitt kaum wahrnehmbar und mit Sicherheit nur durch eine chemische Untersuchung festzustellen.

Über die Lebensdauer der nach den beiden Tränkungsverfahren imprägnierten Holz-
maste und sonstige wirtschaftliche Werte hat der
Geh. Oberpostrat Christiani¹ an Hand der statistischen Aufzeich-

¹ Arch. Post Telegr. 1911 Nr. 8.

nungen der Reichstelegraphenverwaltung sehr eingehende Untersuchungen angestellt, die in Zahlentafel 31 zusammengestellt sind.

Zahlentafel 31. Wirtschaftliche Werte verschieden imprägnierter Holzmaste.

Zubereitungsart mit	Gebrauchs- dauer einer Stange Jahre	Auf 1 Festmeter entfallen Kosten für			Mithin ent- fallen auf 1 Festmeter und 1 Ge- brauchsjahr RM
		An- schaffung RM	Fracht und Aufstellung RM	Zu- sammen RM	
Teeröl	22,3	39,99	25,—	64,99	2,91
Quecksilbersublimat	14,5	34,83	20,—	54,83	3,85
nicht zubereitet	für Fichte und Kiefer 7,9 für Lärche, Kastanie und Zeder 10	20,80	20,—	40,80	5,17

Diese Zahlen sind aber natürlich nur Durchschnittswerte, da die Lebensdauer von der Bodenbeschaffenheit (z. B. feuchter humushaltiger Sandboden und Waldboden, kohlenensäure- und schwefelsäurehaltige Grundwässer sind sehr ungünstig), von sonstigen klimatischen Verhältnissen, den Abmessungen, sowie von der Art, dem Alter und den Wachstumsverhältnissen der Hölzer beeinträchtigt wird. Auch die für Fracht und Aufstellung in Ansatz gebrachten Preise werden von Fall zu Fall einer Nachprüfung unterzogen werden müssen. Immerhin bieten die Zahlen, die auf Grund mehr als fünfzigjähriger Beobachtungen an mehreren Millionen Stangen aufgestellt worden sind, ein gutes Hilfsmittel für die Entwurfsarbeiten und Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Die Holzfäule entwickelt sich an den einzelnen Masten in verschiedenartiger Weise, im wesentlichen aber bilden sich die Fäulnisherde immer in einer Zone, die etwas unterhalb der Grenzlinie zwischen Erdboden und Luft liegt, solange also Sauerstoff an diese Stellen gelangen kann. Der Verfall des Holzes tritt nicht gleichmäßig am Stammumfang ein, sondern zumeist in getrennten Flecken und Nestern und zwar an besonders schwachen Stellen. Entweder sind solche Stellen von vornherein vorhanden, wenn das Holz wegen der Beschaffenheit des Stammes an sich nicht gleichmäßig durchtränkt werden konnte, oder es sind tiefer liegende Pilzherde vorhanden, denen man auch durch die Tränkung nicht bekommen kann, bzw. es haben sich später nach der Tränkung tief hineinreichende Holzrisse gebildet, wodurch ungeschütztes Holz bloßgelegt wird.

Um die dadurch begrenzte Lebensdauer der kyanisierten Stangen von vornherein zu erhöhen, werden besondere zusätzliche Schutzmittel angewendet in der Form von Schutzanstrichen und Schutzbandagen in der Erdzone. Hierher gehört der Stockschutz, die Holzschutzbandage und das nachträgliche Impfen.

Der Stockschutz ist ein Anstrichmittel, das aus lauter keimtötenden Stoffen zusammengesetzt ist. Der Mastfuß erhält diesen Anstrich schon im Imprägnierwerk. Selbstverständlich ist beim Hantieren mit solchen Masten große Vorsicht und Sorgfalt geboten, damit beim Abladen und Einsetzen der Stange der Schutz nicht verletzt und dann unwirksam gemacht wird. Da dieser Bedingung kaum mit der erforderlichen Sicherheit entsprochen werden kann, hat sich der Stockschutz nicht eingeführt. Dazu kommt in wirtschaftlicher Hinsicht, daß der Preis der imprägnierten Stange höher wird, ohne daß ein sicherer Ausgleich in einer verlängerten Lebensdauer gegeben ist und dann der höhere Preis der teerölimprägnierten Stange zusammen mit der größeren Lebensdauer als ausgeglichen angesehen werden kann.

Auf die Holzschutzbandage und das Impfen wird später näher eingegangen, da diesen beiden Schutzmitteln noch andere Zwecke zugrunde liegen.

Das Teerölverfahren (Kreosotieren). Bei dieser Tränkungsart kommt Kreosotöl (Steinkohlenteeröl) zur Verwendung. Dieses Imprägnierungsmittel besitzt in hohem Grad eine pilze- und bakterientötende Eigenschaft, durchdringt das Holzgewebe verhältnismäßig leicht und verharzt in demselben. Ferner geht dasselbe keine Verbindung mit Bestandteilen des Bodens ein, so daß seine Wirkung erhalten bleibt. Metallteile werden nicht angegriffen, im Gegenteil gewährt es einen guten Rostschutz (kein Lockern von Isolatorstützen).

Diese Vorzüge wurden schon frühzeitig erkannt, indessen hatte die zuerst benutzte Volltränkung der Maste mit Teeröl insofern ungünstige Ergebnisse, als für 1 m³ Holz etwa 325 kg Kreosot notwendig waren, deren Beschaffung allein einen Kostenaufwand von 15 bis 20 RM. (Vorkriegszeit) ausmachte. Außerdem erschwerte das lästige Herausquellen des Teeröles aus den vollgesättigten Stangen das Hantieren und das Aufstellen der Maste und verbot deren Benutzung in bewohnten Gegenden um so mehr, als es auch nicht möglich war, diese Stangen mit einem Ölfarbenanstrich zu versehen.

Erst nach Erfindung des Sparverfahrens hat diese Tränkungsform mehr und mehr das Feld erobert. Sie gilt heute als die beste aller Imprägnierungsarten.

Die Bedeutung des Sparverfahrens liegt darin, daß mit einer verhältnismäßig geringen Menge Teeröl eine vollständig befriedigende Imprägnierung des Holzes erreicht wird, und die vorher erwähnten Übelstände beseitigt werden. Wissenschaftliche Untersuchungen haben ergeben, daß nach Beendigung des Imprägnierungsvorganges für 1 m³ Kiefernholz nur etwa 50 bis 60 kg Teeröl erforderlich sind. Dadurch sind naturgemäß der Preis und das Gewicht der Maste ganz erheblich gesunken.

Nur kurz sei das Sparverfahren nach Rüping, wie es von den Rütgerswerken, Berlin, zur Anwendung gebracht wird, erläutert: Die Maste, die sich im lufttrockenen Zustand befinden müssen, werden in größerer Zahl in einen eisernen Zylinder (Imprägnierzylinder) gebracht und dort zunächst einem Luftdruck von etwa 4 atü ausgesetzt.

Dann erfolgt unter steigendem Druck das Einlassen des erhitzten Teeröles in den Kessel und das Eindringen in das Holzgewebe. Sobald von diesem eine bestimmte Menge Öl aufgenommen worden ist, wird der Flüssigkeitsdruck aufgehoben und das Öl alsdann abgelassen. Beim Aufhören des Flüssigkeitsdruckes treibt die zu Beginn des Verfahrens in die Hölzer eingepreßte Druckluft die Imprägnierungsflüssigkeit, soweit sie nicht von den Zellenwänden aufgesaugt worden ist, wieder heraus, so daß nur jene Menge Öl zurückbleibt, die tatsächlich zum Durchtränken erforderlich ist. Zur Beschleunigung des Heraustretens des überschüssigen Teeröls wird zum Schluß des Vorganges das Holz einige Zeit unter Luftleere gesetzt.

Wie sehr sich eine kyanisierte von einer teerölimprägnierten Kiefernstange unterscheidet, zeigen deutlich die Abb. 193 und 195. Die von den Zellenwänden aufgesaugte Teerölmenge bleibt nunmehr vollständig im Holz und kann auch nicht mehr durch Tageswässer ausgelaugt werden. Außerdem ist es möglich, solche Stangen mit einem Farbanstrich zu versehen, wenn Chromanilinfarben benutzt werden.



Abb. 195. Mastschnitt durch eine teerölimprägnierte Kiefer.

Das Rüpingsche Sparverfahren hat seit seiner Erfindung eine außerordentlich große Verbreitung gefunden. Insbesondere wird es auch von der Reichspostverwaltung in umfangreichem Maß angewendet.

Ein Mißstand haftet aber dem Rüpingschen wie überhaupt allen solchen Sparverfahren insofern an, als sie nur bei einer einzigen Nadelholzart Anwendung finden können und zwar bei der Kiefer. Fichten und Tannen dagegen, die nicht zu den Kernhölzern wie Kiefer und Lärche, sondern zu den Reifhölzern gehören, bei welchen der Kern vom saftführenden Splint nicht zu unterscheiden ist, setzen dem Eindringen von Imprägnierungsflüssigkeit infolge ihrer anatomischen Beschaffenheit einen so großen Widerstand entgegen, daß ihre Imprägnierung auf diese einfache Art ausgeschlossen erscheint.

Wenn von dem weniger geraden Wuchs der Kiefer abgesehen wird, ist zu empfehlen, nur teerölimprägnierte kieferne Stangen zu verwenden, zumal die Festigkeitszahlen (Zahlentafel 39) für Druck und Biegung auch etwas günstiger sind als z. B. bei der Fichte. Allerdings ist Fichten- und Tannenholz im Preis billiger als Kiefer, was indessen nach dem auf S. 269 als Grundbedingung für die Auswahl des Mastbaustoffes aufgestellten Satz keine allein ausschlaggebende Rolle spielen sollte. Die Lebensdauer teerölimprägnierter Maste ist nach Zahlentafel 31 wesentlich höher als die der kyanisierten Maste.

Das Punktierverfahren. Versuche, andere Holzarten, also in erster Linie Tannen und Fichten vollständig durch eine einfache

Tränkung mit Teeröl zu imprägnieren, sind fortgesetzt unternommen worden. So haben die ungarischen Ingenieure Haltenberger und Berdenich ein Punktierverfahren angegeben, das darauf beruht, besonders den Mastfuß durch das Eintreiben spitzer Nadeln auf eine Tiefe von etwa 20 bis 25 mm gewissermaßen aufzuschließen, um dem tieferen Eindringen des Teeröles den Weg zu öffnen (Abb. 196). Dieses Durchlöchern (nicht Anbohren) schwächt den Mastfuß in seiner mechanischen Festigkeit nicht, wie Umbruchprüfungen ergeben haben. Indessen liegen bislang Ergebnisse aus der Praxis hinsichtlich der Lebensdauer solcher perforierter Maste mit Teerölimprägnierung nicht in ausreichendem Umfang vor.

Das Cobraverfahren der Cobraholzimprägnierungsgesellschaft, Bad Kissingen. Das Wesen dieses Holzschutzverfahrens besteht in einer Vereinigung von Anstrichen und gleichzeitigem Imprägnieren mit pilzwidrigen Stoffen¹. Für die Zwecke der Nachimprägnierung in der Erdzone hat die Firma ein handliches Gerät, den Imprägnierhammer², durchgebildet, mittels dessen die Imprägnierung auch an den sonst weniger leicht zugänglichen Stellen der stehenden Maste durchgeführt werden kann.

Dieser Hammer („Impfpistole“) ist an seinem Ende mit einer kräftigen hohlen Nadel von elliptischem Querschnitt ausgerüstet, die durch Aufschlagen mit einem hölzernen Schlägel in das zu schützende Holz etwa 3,5 bis 4 cm tief eingeführt wird. Der hohle Hammerstiel dient als Behälter für die breiige, stark antiseptische Imprägnierpaste. Durch einen Schlag auf den federnden Ventilbolzen werden mehrere Kubikzentimeter der Schutzmasse mittels der Nadel in das gestochene Loch gebracht. Boden- und Stammfeuchtigkeit bewirken eine langsame Lösung dieser wasserlöslichen Pilzgifte, die im Laufe der Zeit in die benachbarten Holzgewebe vordringen und sie imprägnieren (Abb. 197).

Zur Nachimprägnierung eines Mastes genügen zwei Mann. Die Arbeit kann entweder bei der jährlichen Leitungsprüfung ausgeführt werden oder man verwendet hierzu eine eigene Arbeitskolonne. Der Imprägnierung muß eine gründliche Untersuchung der Stange vorausgehen. Zuerst wird das Erdreich um den Mast bis auf eine Tiefe von etwa 40 cm aufgegraben und dann sind die von der Fäule ergriffenen Stellen am Mast festzustellen. Das Anhacken solcher Stellen ist zu vermeiden, damit das gesunde Holz nicht beschädigt wird. Das zerstörte Holz wird durch Auskratzen vollständig entfernt, so daß in den gebildeten Höhlungen unversehrtes Holz sichtbar wird. Ist der Mast durch tief-

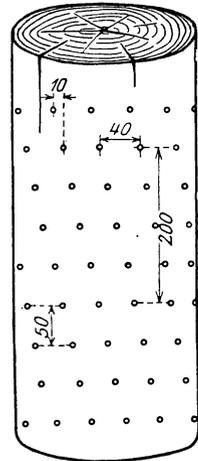


Abb. 196. Mastfuß mit Punktier-Imprägnierung.

¹ Nowotny, R.: Holzmastenimprägnierung nach dem Cobraverfahren. Elektrotechn. u. Maschinenb. 1924 S. 521.

² Nowotny, R.: Der Cobra-Imprägnierhammer, ein Gerät zur Erhaltung der Holzmasten. Elektrotechn. Z. 1925 S. 533.

reichende Fäulnis schon sehr stark geschwächt, dann hat die Anwendung des Cobraverfahrens keinen Zweck mehr.

Mit dem Imprägnierhammer, der nur etwa 3 kg wiegt und daher von einem Mann leicht gehandhabt werden kann, bringt man an die Stellen, wo sich die Holzfäulnis gezeigt hatte und in deren Umgebung Imprägnierungen („Impfstiche“) an durch Anstichlöcher, die etwa 5 cm senkrecht und 3 bis 4 cm wagerecht voneinander entfernt liegen sollen, um den erkrankten Teilen einen großen Vorrat an Imprägnierstoff zuzuführen.

Nach der Imprägnierung versieht man die Erdzone mit einem anti-septisch wirksamen Anstrich von Celoyd, wodurch etwa noch außen vorhandene Pilzkeime abgetötet werden. Hierauf wird die Stangengrube geschlossen, indem man das Erdreich in üblicher Weise fest verstampft.

Sehr wichtig ist bei allen diesen Arbeiten, daß die von der Stange abgelösten, pilzdurchsetzten Holzteile nicht wieder in die Grube

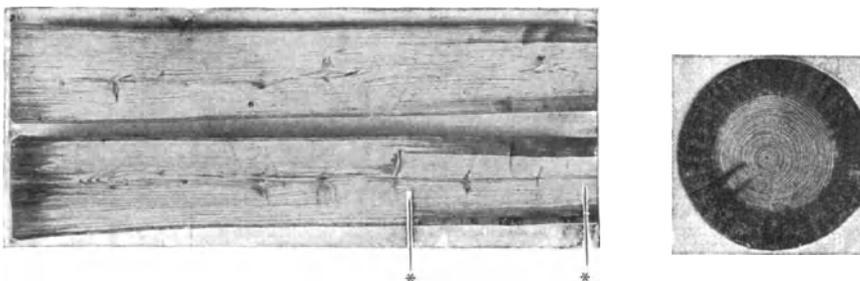


Abb. 197. Schnitte durch einen nach dem Cobra-Verfahren imprägnierten Mastfuß.
(* Impfstiche.)

gebracht werden, wo sie neue Pilzherde bilden würden. Die Abfälle sind zu sammeln und am besten zu verbrennen oder entfernt von stehenden Masten zu vergraben. Auch soll streng darauf gesehen werden, daß die zur Untersuchung gebrauchten Werkzeuge beim Weggang vom Mast gut abgestreift werden, um nicht Pilzkeime und -gewebe zu gesunden Hölzern zu verschleppen. Sind die Leute genügend eingeübt, brauchen sie im Durchschnitt zu einer solchen Untersuchung und Nachimprägnierung etwa eine halbe Stunde.

Der Kostenaufwand für Arbeit und Imprägniermittel ist gering, so daß selbst bei Annahme einer nur mäßigen Verlängerung der Lebensdauer der angefaulten Maste die Wirtschaftlichkeit ohne weiteres vorhanden ist.

Zu beachten ist allerdings, daß nicht alle auftretenden Schäden am Mast durch Nachimprägnierung beseitigt werden können. Konnte sich durch besondere Umstände etwa Kernfäule ausbilden, so läßt sich diese auch durch die Cobrabehandlung nicht beheben.

Die Schutzbandage. Neben diesen verschiedenen Imprägnierverfahren kommt neuerdings ein Schutz in der Form zur Verwendung, daß der Mast in der Erdzone mit einer Holzschutzbandage¹ um-

¹ Hergestellt von der Allgemeinen Holzimprägnierung G.m.b.H., Bad Kissingen.

geben wird, die mit Imprägniersalzen (Wolmannsalzen D.R.P.) gefüllt ist. Die Bandage wird um den gefährdeten Querschnitt, also um den Teil des Mastes, wo dieser aus dem Erdboden heraustritt, einfach herumgelegt und dicht anliegend mit einigen Pappnägeln derart befestigt, daß sie etwa 30 cm in die Erde hinein und 30 cm über diese hervorragt. Sie ist nach außen wasserundurchlässig, so daß der Imprägnierstoff nur von der im Mast umlaufenden Feuchtigkeit gelöst werden kann. Auf natürlichem Wege durch Osmose dringt das Imprägniermittel tief in das Holzinne ein und durchzieht den gefährdeten Querschnitt bei Kiefernmasten bis tief in den Kern hinein, und selbst bei Fichten- und Tannenmasten bis ins innere Reifholz. Das Imprägniersalzgemisch ist derart zusammengesetzt, daß es, einmal in das Holz eingedrungen, zu einem hohen Prozentsatz von der Holzfaser unauslaugbar festgehalten wird.

Dieses Bandageverfahren kann nicht nur bei unimprägnierten Masten, sondern, was von besonderer Bedeutung ist, bei jedem imprägnierten alten Mast, gleichgültig ob er mit Quecksilbersublimat, mit Teeröl oder mit einem anderen bekannten Imprägnierstoff getränkt ist, mit Erfolg angewendet werden. Die Lebensdauer der Holzmasten kann dadurch erhöht werden. Erfahrungen in genügendem Umfange liegen indessen noch nicht vor.

Solche Schutzbandagen können auch am Zopfende angebracht werden, wenn sie mit einem metallischen Dach auf dem Mastkopf entsprechend verbunden werden.

Auf Veranlassung der Königl. schwedischen Wasserfalldirektion wurden im Herbst 1920 bei Bisslinge und Alfkarleö in Uppland zwei Versuchsfelder zur Feststellung des Wertes verschiedener Imprägnierverfahren für Leitungsmaste angelegt. Im Herbst 1928 wurden von je 10 Masten 4 Stück zwecks genauer Feststellung der Fäulnisschäden herausgenommen.

Die Untersuchungsergebnisse zeigten folgendes sehr beachtliche Bild:
Maste von Kiefern und Fichten, in grünem Zustand eingesetzt, sind widerstandsfähiger als vorgetrocknete;

Maste, die am Fuß nur von Steinen umgeben sind, sind widerstandsfähiger als solche, die mit Erde und Sand unmittelbar in Berührung kommen;

in Beton eingesetzte Maste erleiden gleichstarke Zerstörungen als solche, die unmittelbar in Erde und Sand gestellt werden;

Maste an Stein- oder Betonfüßen verankert sind widerstandsfähiger mit Ausnahme der Anliegefläche am Mastsockel und des diesem am nächsten gelegenen Teiles des Mastes;

die Dauerhaftigkeit von Fichten- und Kiefernmasten in unimprägniertem Zustand weisen keinen größeren Unterschied auf;

Maste, die am gefährdeten Querschnitt mit einer Imprägniersalzbandage versehen waren, haben sich besonders gut gehalten;

das Bestreichen des Mastfußes mit Steinkohlenteer ist unbrauchbar, da die Fäulnisschäden bei Verwendung von Steinkohlenteer durchgehend größer sind als bei unbehandelten Masten.

Der Mastfuß¹. Die Nachimprägnierung des Mastfußes kann eine Verlängerung der Lebensdauer des Holzmastes herbeiführen. Naturgemäß tritt aber auch bei derart gepflegten Stangen der Zeitpunkt ein, wo die Schwächung am Fußende einen solchen Grad erreicht, daß die Standfestigkeit zu klein wird. In einem solchen Fall hat man früher zumeist ohne weiteres den Ersatz des alten Mastes durch einen neuen durchgeführt. Der Zwang zur größten Sparsamkeit verlangt indessen, die Auswechslung des ganzen Mastes unter Anwendung anderer Hilfsmittel so lange als möglich hinauszuschieben. Die gründliche Untersuchung des angefaulten Mastes wird vor allem zeigen müssen, ob es

sich im Hinblick auf den Zustand des Zopfendes noch lohnt, den Mastteil über Erde noch weiter im Betrieb zu belassen. Hat das Zopfende durch Wettereinflüsse und Fäule ebenfalls stark gelitten, dann

muß der vollständige Austausch vorgenommen werden. Zumeist aber erweist sich der obere Mastteil noch als verhältnismäßig gut erhalten. Für solche Fälle sind verschiedene Vorschläge gemacht worden, die darauf hinzielen, das gesund gebliebene Maststück mit einem widerstandsfähigen Mastfuß zu verbinden, sei dieser eine Eisenkonstruktion, ein Zementfuß oder, wie in neuerer Zeit empfohlen wird, ein stark teerölgetränkter Holzstempel aus Buchenholz.

Abb. 198 zeigt einen eisernen Klemmschuh, in den der noch gesunde Mastteil eingesetzt wird.

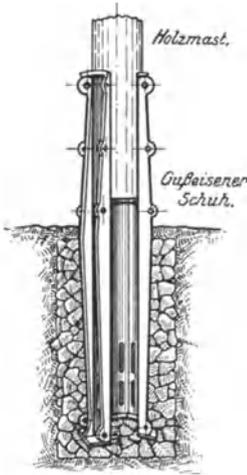


Abb. 198. Eiserner Klemmschuh für Holzmaste.

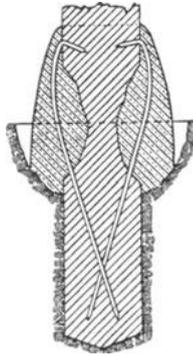


Abb. 199. Mit Eisenstäben und Beton ausgegossener Fuß bei Holzmasten.

Bei Konstruktionen dieser Art ist darauf zu achten, daß keine Schraubenbolzen zur Befestigung des Mastes verwendet werden, da dadurch einmal eine Schwächung des Mastes herbeigeführt wird und in die Bolzenlöcher wiederum Pilze eindringen können, die zur Fäulnis Veranlassung geben. Der verhältnismäßig teure Einbau des Mastfußes kann dann sehr bald in das wirtschaftliche Gegenteil für den ganzen Mast umschlagen. Ferner darf das Erdreich nicht an das untere freie Mastende gelangen und schließlich muß das Regenwasser freien, ungehinderten Abfluß finden. Bei Gußeisen ist stets ein rostsicherer Anstrich zu verwenden (am einfachsten ein Teeranstrich). Auch Mastfüße aus Profileisen mit Zementbetonfüllung, Zangen aus Beton u. dgl. sind im Gebrauch².

Eine namentlich in amerikanischen Anlagen häufiger zu findende Verstärkung im Erdboden angefaulten Mastes wird in der Weise vorgenommen, daß das Fußende bis unter die schadhafte Stelle freigelegt,

¹ Binswanger, W.: Technische und wirtschaftliche Untersuchungen über Mastfüße für Holzmasten. Elektr.-Wirtsch. 1932 Nr. 7, 9 und 11.

² Ritterzange von F. Nitzsche, Karlsruhe i. B.

von schlechten Holzteilen befreit, mit einer Anzahl starker Stahlstäbe bewehrt und dann mit einem Zementmantel umgeben wird (Abb. 199). Dieses Verfahren ist indessen sehr teuer und wegen des Heranschaffens der Baustoffe, des erforderlichen Wassers für die Betonmischung usw. nicht zu empfehlen.

Wie bereits oben gesagt, kommen auch Buchenholz- oder Schleuderbetonstempel zur Verwendung, deren Einbau in Abb. 200 gezeigt ist.

Alle diese Hilfsmittel haben den Nachteil, daß sie hohe Beschaffungskosten verursachen und ihr Heranbringen zu den einzelnen Masten auf der Strecke oft umständlich und kostspielig ist. Es bedarf jedenfalls wirtschaftlicher Untersuchungen¹, ob der Einbau des Mastfußes oder die Auswechslung des ganzen Mastes vorteilhafter ist, wobei allerdings zu berücksichtigen ist, daß der Mastfuß für lange Zeit immer wieder an anderer Stelle verwendet werden kann.

In sehr heißen Gegenden (Tropen) sind Holzmaste im allgemeinen darum nicht geeignet, weil sie trotz ihrer Austrocknung in der Fabrik doch noch weiter zusammentrocknen, rissig werden und dann an Festigkeit und Widerstandsfähigkeit gegen Fäulnis verlieren. Auch z. B. auf das Vorhandensein von Ameisen längs der Leitungsstrecke ist in tropischen Gegenden Rücksicht zu nehmen, durch die unter Umständen gleichfalls eine frühzeitige Zerstörung herbeigeführt werden kann. Für ausgedehntere Starkstromleitungen sind daher in tropischen Gebieten Holzmaste nicht zu empfehlen. Schließlich ist für solche Gegenden Vorsicht in der Benutzung von Holzmasten auch bei Teerölimprägnierung geboten, in-

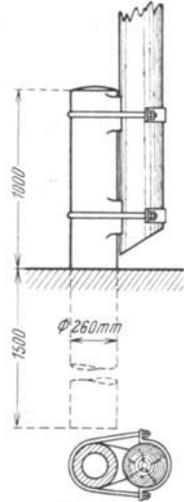


Abb. 200. Betonstempel als Mastfuß.

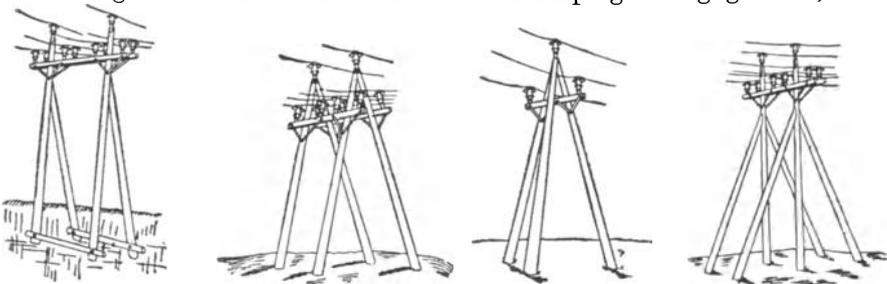


Abb. 201. Zusammengesetzte Holzmaste für Stützenisolatoren in Dreieckanordnung.

denen ein besonders häufiger und heftiger Wechsel im Feuchtigkeitsgehalt des Bodens, sowie der Feuchtigkeit der Luft auftritt.

Die Abmessungen der in Deutschland benutzten Holzmaste schwanken zwischen 10 und 16 m Länge und 12 bis 23 cm Zopf. Über die Zopfstärken nach den Vorschriften des VDE sind auf S. 338 An-

¹ Siehe Fußnote S. 278.

gaben gemacht. Das Zopfende soll beiderseits keilförmig zugeschnitten und mit einem Teeranstrich versehen oder mit einer Metallhaube abgedeckt werden, um das Eindringen von Feuchtigkeit zu verhüten. Zum Vergleich mit deutschen Maßen, die aus der Spalte „Stärke der Stangen“ in Zahlentafel 33 ersichtlich sind, sind in Zahlentafel 32 die Abmessungen von Holzmasten zusammengestellt, wie sie in Amerika üblich sind und zwar für Zeder, Wacholder und Weißkastanie. Der Durchmesser d_2 (Abb. 251) ist gemessen in etwa 1,8 m Abstand vom Fußende.

Zahlentafel 32. Abmessungen von amerikanischen Holzmasten.

Mastlänge im ganzen H in m	Mastfuß t_z in m	Zeder				Wacholder				Weißkastanie			
		Z	d_2	Z	d_2	Z	d_2	Z	d_2	Z	d_2	Z	d_2
		cm	cm	cm	cm	cm	cm	cm	cm	cm	cm	cm	cm
7,5	1,5	18	25	20	27	18	23	20	27	18	22	20	24
9,0	1,7	18	27	20	29	18	26	20	28	18	24	20	27
10,5	1,7	18	31	20	31	18	28	20	32	18	27	20	30
12,0	1,8	18	34	20	35	18	32	20	35	18	30	20	34
13,5	2,0	18	36	20	38	18	36	20	39	18	34	20	37
15,0	2,1	18	39	20	40	18	38	20	41	18	37	20	39
16,5	2,3	18	43	20	44	18	40	20	43	18	40	20	41
18,0	2,5	18	46	20	49	18	45	20	46	18	41	20	43
19,5	2,6	18	51	20	53	18	51	20	53	18	45	20	47

Die Mastformen. Die Holzmaste haben sehr ausgedehnte Anwendung im Bau von Starkstromleitungen gefunden und zwar in erster Linie für Mittelspannungs- und Ortnetze. Auf Hauptstrecken mit Spannungen über etwa 15 kV ist es dagegen vorteilhafter, die allerdings etwas teureren Stahl- oder Betonmaste aufzustellen, weil die Spannweiten infolge der geringen Biegezugfestigkeit der Holzmaste verhältnismäßig gering gewählt werden müssen, die Zahl der Isolatoren bei ausgedehnten Freileitungen infolgedessen sehr groß wird, und dadurch die Fehlerquellen — denn als solche sind in erster Linie die Isolatoren anzusprechen — recht unerwünscht vermehrt werden. Außerdem kommt hinzu, daß für alle besonders belasteten Maste aus Sicherheitsgründen besondere Holzkonstruktionen (Abb. 201) angewendet werden müssen (mehrere Maste zusammengesetzt), die im Preis in der Regel nicht billiger sind als Maste aus besserem Baustoff. Über den zulässigen Mastabstand bei Holzmasten nach den Vorschriften des VDE wird im 13. Kap. gesprochen werden. Die Mastzusammensetzungen nach Abb. 201 sind in Deutschland nicht gebräuchlich. Man trifft sie indessen häufig in amerikanischen Kraftübertragungsanlagen und zwar in solchen Gegenden, wo Wälder mit gutem und geeignetem Holzbestand in unmittelbarer Nähe sind und die Anfuhr von Eisen- oder Eisenbetonmasten zu teuer ist.

Der einfache Holzmast kann nur als Tragmast Verwendung finden. Für alle stärker belasteten Maste kommen in Deutschland Doppelmaste und A-Maste zur Aufstellung.

Die Doppelmaste können nach Abb. 202 dicht beieinander stehen oder nach Abb. 203 verdübelt werden. Die erstere Ausführung ist billiger, aber hinsichtlich der Festigkeit geringer als die zweite, denn bei ihr kann nur mit dem doppelten Widerstandsmoment gerechnet werden, während bei der verdübelten Form das dreifache Widerstandsmoment in die Mastberechnung eingesetzt werden darf, wenn die Krafrichtung in der durch die beiden Stangenachsen gehenden Ebene liegt. Die Ver-

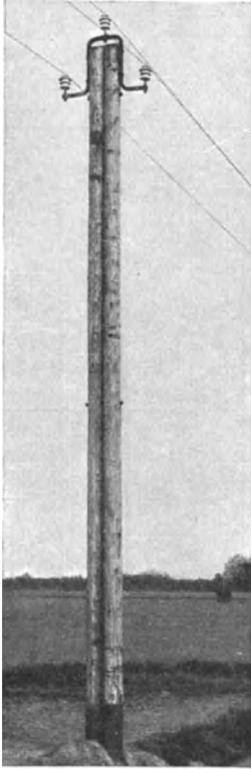


Abb. 202. Geschlossener Doppelholzmast.

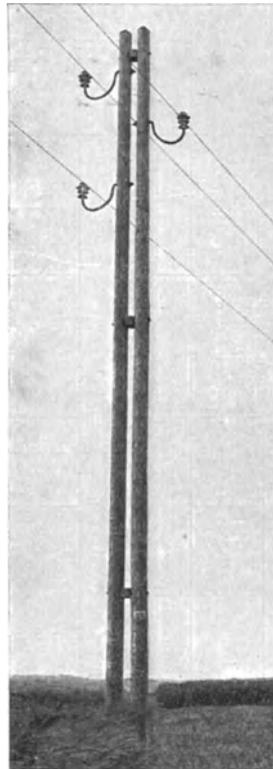


Abb. 203. Verdübeltter Doppelholzmast.

dübelung muß auf der ganzen Mastlänge gleichmäßig verteilt 4 bis 6 mal vorgenommen werden. Am gefährlichen Querschnitt (S. 342) darf durch das Bolzenloch für die Bolzen der Dübel keine Schwächung des Mastes eintreten. Die Dübel werden aus Holz, seltener aus Beton gewählt. Die Bolzen erhalten bei einer Zopfstärke von 13 cm mindestens $\frac{1}{2}$ " , bei größerer Zopfstärke $\frac{5}{8}$ " bis $\frac{3}{4}$ " Stärke. Der Doppelmast kommt vorzugsweise auch nur als Tragmast oder als Winkelmast zur Verwendung.

Für Winkel- und Abspannmaste oder auch als Tragmaste bei Spannweiten über 60 m bis zu 120 m werden A-Maste (Abb. 204 u. 108)

Zahlentafel 33. A-Holzmaсте mit gleichem Abstand der Stangen an der Zange $c = 1,90$ m (Abb. 204).

Stärke der Stangen		an der Erdoberfläche		Zwischen den Zangenbohlen		Hartholzübhel		zulässiger Nutzng an der Mastspitze in 4-Richtung		Zulässiger Nutzng an der Mastspitze senkr. zur 4-Richtung				
Durchmesser	Umfang	d_2	u_2	Durchmesser	Umfang	k	Höhe	Breite	Länge	m	n	o		
Freie Mastlänge $h = 8,00$ m; Ganze Mastlänge $H = 10,00$ m														
12	37,8	17,6	55,3	13	20	7	12	295	115					
13	40,9	18,6	58,5	14	20	7	13	395	145					
14	44,0	19,6	61,6	14	20	7	14	520	180					
15	47,2	20,6	64,8	15	20	7	15	665	220					
16	50,3	21,6	68,0	15	20	8	16	840	260					
17	53,5	22,6	71,0	16	20	8	17	1040	310					
Freie Mastlänge $h = 9,00$ m; Ganze Mastlänge $H = 11,00$ m														
13	40,9	19,3	60,6	14	20	7	13	270	145					
14	44,0	20,3	63,7	15	20	7	14	355	180					
15	47,1	21,3	66,9	15	20	7	15	465	215					
16	50,3	22,3	70,0	16	20	8	16	595	255					
17	53,4	23,3	73,2	16	20	8	17	750	300					
18	56,5	24,3	76,3	17	20	8	18	930	350					
Freie Mastlänge $h = 10,00$ m; Ganze Mastlänge $H = 12,00$ m														
14	44,0	21	66,0	15	20	7	14	250	160					
15	47,1	22	69,0	16	20	7	15	340	195					
16	50,3	23	72,2	16	20	8	16	440	235					
17	53,4	24	75,4	17	20	8	17	560	275					
18	56,5	25	78,5	17	20	8	18	700	325					
19	59,7	26	81,6	18	20	8	19	855	375					

Zulässige Biegungsspannung des Holzes: 145 kg/cm²

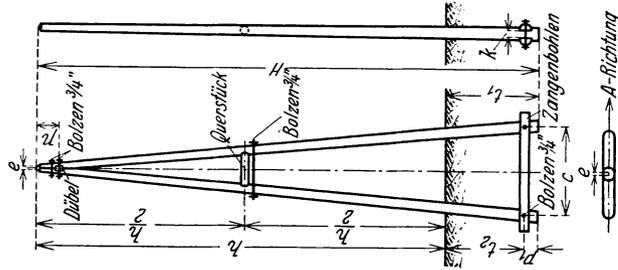


Abb. 204.

Freie Mastlänge $h = 11,00$ m; Ganze Mastlänge $H = 13,00$ m

15	47,1	22,7	71,3	16	20	7	15	250	180
16	50,3	23,7	74,5	16	20	8	16	330	215
17	53,4	24,7	77,5	17	20	8	17	420	255
18	56,5	25,7	80,7	17	20	8	18	530	300
19	59,7	26,7	83,8	18	20	8	19	660	350
20	62,8	27,7	87,0	18	20	8	20	800	400

Freie Mastlänge $h = 12,00$ m; Ganze Mastlänge $H = 14,00$ m

16	50,3	24,4	76,6	17	20	8	16	240	200
17	53,4	25,4	79,8	17	20	8	17	315	240
18	56,5	26,4	83,0	18	20	8	18	400	280
19	59,7	27,4	86,0	18	20	8	19	505	325
20	62,8	28,4	89,2	19	20	8	20	620	375
21	66,0	29,4	92,3	19	20	8	21	760	430

Freie Mastlänge $h = 13,00$ m; Ganze Mastlänge $H = 15,00$ m

17	53,4	26,1	82,0	18	20	8	17	225	220
18	56,5	27,1	85,1	18	20	8	18	305	260
19	59,7	28,1	88,2	19	20	8	19	390	305
20	62,8	29,1	91,3	19	20	8	20	485	350
21	66,0	30,1	94,5	20	20	8	21	590	405
22	69,0	31,1	97,6	20	20	8	22	715	460

Freie Mastlänge $h = 14,00$ m; Ganze Mastlänge $H = 16,00$ m

18	56,5	27,8	87,4	18	20	8	18	225	245
19	59,7	28,8	90,4	19	20	8	19	295	280
20	62,8	29,8	93,6	19	20	8	20	375	330
21	66,0	30,8	96,8	20	20	8	21	470	380
22	69,0	31,8	100,0	20	20	8	22	570	435
23	72,2	32,8	103,0	21	20	8	23	685	480

Maßangaben.

$t_1 = 2,00$ m

$t_2 = 1,75$ m

$p = 0,50$ m

$p_1 = 0,25$ m

$e = 3$

sämtliche Bolzen $\frac{3}{4}$ " \varnothing

Zangenbohlen: Halbbrundhölzer von 16 cm Stammdurchmesser.

Querstück seitlich aushauen; wird nicht besonders befestigt. Maste erhalten keinen Einschnitt. Stärke des Querstückes $\geq Z$.

gewählt, die aus zwei Masten bestehen, die an der Spitze durch Hartholzdübel verbunden sind und mindestens einmal in ihrer freien Länge eine mit einem durchgehenden Schraubenbolzen von $\frac{3}{4}$ " versehene Querversteifung aus Holz in der Abmessung der Stärke des Zopfes der Einzelmaste erhalten. Die Fußenden werden durch eine oder zwei Zangen zusammengehalten.

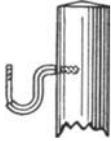


Abb. 205. Isolatorstütze für Holz-maste.

In Zahlentafel 33 sind Abmessungen und Belastungen für gebräuchliche A-Maste mit gleichem Abstand der Stangen an der Zange zusammengestellt.

Die Isolatorbefestigung am Mast (Querträger, Traversen, Leiterträger). Die Durchbildung der Isolatorbefestigungen richtet sich nach der Spannweite, der Zahl und dem Querschnitt der Leiter bzw. der Zugkraft, dem Standort des Mastes in der Strecke, der Höhe der Spannung und der gewählten Isolatormform. Bei mittleren Spannungen also verhältnismäßig geringen Abständen zwischen den Leitern

und dem Mast ist auch auf genügenden Vogelschutz und die durch Vögel verursachten Betriebsstörungen zu achten.

Die einfachste allerdings nur für Tragmaste und Spannweiten bis 60 m benutzbare Befestigungsart bei Stützenisolatoren ist die, daß die gebogene Isolatorstütze entweder mit Holzgewinde versehen und unmittelbar in den Mast eingeschraubt wird (Abb. 205), oder Eisengewinde erhält und nach Abb. 206 mit Unterlegplatte und Mutter befestigt wird. Für Spannungen über 1000 V ist abgesehen von Nebenleitungen untergeordneter Bedeutung die gebogene Isolatorstütze nicht mehr im Gebrauch

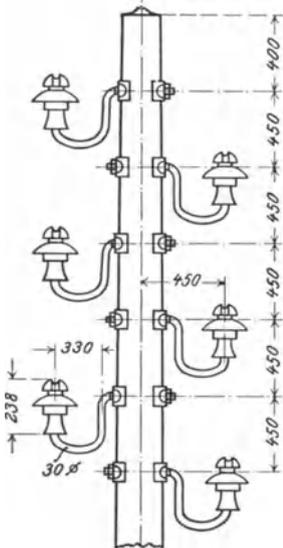


Abb. 206a. Isolatorenbefestigung mit durchgehendem Bolzen an Holzmasten: 6 Leiter von je 50 mm^2 .

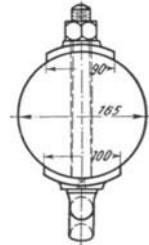


Abb. 206b.

und wird weiter dann unanwendbar, wenn es sich um Leiterquerschnitte über $50 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ und Spannungen über 15 kV handelt, letzteres mit Rücksicht auf den Phasenabstand. Heute beschränkt sich die Anwendung der gebogenen Isolatorstütze auf Niederspannungs- und Fernmeldeleitungen.

Hinsichtlich des Phasenabstandes für die verschiedenen Spannungen wird im 13. Kap. das Erforderliche behandelt.

Bei der Ausführung nach Abb. 206 durchdringen die schmiedeeisernen Stützen den Mast vollständig. Diese Isolatormanordnung, die im übrigen für den Gesamtpreis der Kopfausrüstung eines Mastes kaum billiger ist als besondere Querträger, kann keineswegs als besonders vorteilhaft bezeichnet werden, einmal weil bei den großen Leiterquer-

schnitten von 50 mm^2 und bei 6 Leitern an jedem Mast der Mastkopf stark geschwächt wird, und ferner weil beim Bruch einer der oberen Leiter dadurch, daß die beiden Stromkreise dicht untereinander angeordnet sind, ein Kurzschluß der vollständigen Leitung unbedingt hervorgerufen wird. Es ist jedenfalls immer günstiger, die Stromkreise entweder nebeneinander oder mit wechselnder Stützenentfernung zu verlegen (Zusammenstellung 38).

Das Zopfende des Mastes muß mit einem stramm aufgepaßten, breiten Eisenring versehen werden, um beim Einschrauben der Isolatorstützen ein Platzen des Holzes zu verhüten. Diese Maßregel ist auch anzuwenden, wenn ein Isolator mit gerader Stütze auf die Mastspitze aufgeschraubt wird. Da nicht verhindert werden kann, daß die Stütze auf der Mastspitze mit der Zeit herausfällt, ist diese Art der Isolatorbefestigung in jeder Form zu verwerfen.

Die zweite Art der Befestigung der Isolatoren ist diejenige auf hölzernen oder eisernen Querträgern, für die zunächst bei Holz als Werkstoff in den Abb. 207 bis 209 einige Ausführungsformen gegeben sind.

Holz für die Querträger verwendet man in Deutschland wegen der geringen Sicherheit beim Leiterbruch äußerst selten. Diesem Übelstand

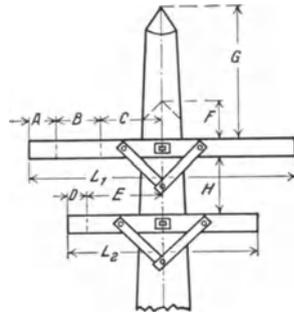


Abb. 207. Holzquerträger für Isolatorenbefestigung an Holzmasten.

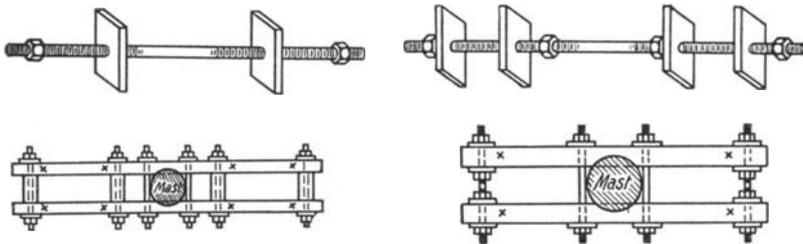


Abb. 208 u. 209. Holzquerträger für Isolatoren an Holzmasten (doppelt) mit Befestigungsbolzen.

begegnen die amerikanischen Firmen dadurch, daß sie bei größeren Leiterquerschnitten oder Spannweiten für jeden Mast zwei Querträger benutzen, die durch verschraubte Querriegel sicher in ihrem Abstand gehalten und durch Verstreben, sowie einen den Mast durchdringenden Eisenbolzen (Abb. 207) oder nach der Art der Abb. 208 u. 209 am Mast befestigt werden. Ein besonderer Isolationswert gegen Erdschlüsse, den man durch die Benutzung von Holzquerträgern bei Isolatorbeschädigungen, Herabfallen des Leiters vom Isolator u. dgl. zu erreichen glaubt, ist denselben indessen nicht beizumessen; es gilt weiter hierfür das auf S. 240 über die hölzernen Isolatorstützen Gesagte sinngemäß.

Zahlentafel 34. Abmessungen für hölzerne Querträger nach Abb. 209.

Spannung zwischen zwei Leitern Volt	A	B	C	D	E	F	G	H	L ₁	L ₂
2300 bis 6600	100	450	500	100	650	200	1200	600	2100	1500
10000 „ 20000	100	600	500	100	650	200	1500	600	2400	1500
20000 „ 30000	150	750	600	150	750	250	1650	750	3000	1800
30000 „ 40000	150	910	600	150	910	250	1650	910	3320	2120

Sämtliche Maße in Millimetern nach deutschen Verhältnissen auf gerade Zahlen abgerundet.

In Zahlentafel 34 sind die Maße für die Isolatorabstände usw. unter Zugrundelegung der Abb. 209 zusammengestellt, wie sie von der General Electric Co. in der Regel benutzt werden. Die Gesamtkosten für einen Querträger einschließlich Einbau werden bei dieser amerikanischen

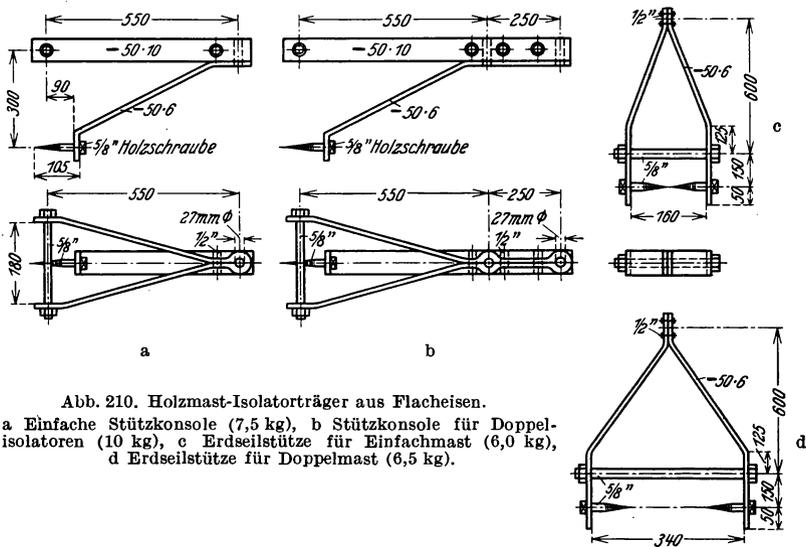


Abb. 210. Holzmast-Isolatorträger aus Flacheisen.
 a Einfache Stützkonsolle (7,5 kg), b Stützkonsolle für Doppelisolatoren (10 kg), c Erdseilstütze für Einfachmast (6,0 kg), d Erdseilstütze für Doppelmast (6,5 kg).

Ausführung nicht billiger als diejenigen für Eisenquerträger unberücksichtigt der doppelten Zahl von Isolatoren, die jedenfalls nach deutschen Begriffen auch selbst bei niedrigen Spannungen keine Verbesserung der Anlage bedeutet. Die Holzquerträger werden vorzugsweise aus zähem Fichtenholz hergestellt, vor der Verwendung mit Leinöl, Paraffin oder auch Teeröl getränkt und außerdem mit einer wettersicheren Farbe gestrichen. Dabei ist darauf zu achten, daß die Imprägnierung erst erfolgt, nachdem die Löcher für die Isolatorstützen und Befestigungsbolzen gebohrt sind, damit nicht an diesen besonders gefährdeten Stellen frühzeitige Zerstörung durch Fäulnis eintritt.

In Deutschland verwendet man, wenn Querträger infolge der Phasenabstände und der Spannweite erforderlich werden, solche aus Flach-

oder Profileisen wie sie in Abb. 210 für Stützkonsole und in Abb. 211 für eine Drehstrom-Doppelleitung bei A-Masten gezeichnet sind. Das über die Imprägnierung der Bolzenlöcher oben Gesagte ist hier naturgemäß ebenfalls zu beachten. Querträgerformen dieser Art haben allerdings den Nachteil, daß sie auf den Vogelschutz¹ keine Rücksicht nehmen, der indessen bei Holzmasten nicht in gleicher Weise zu beachten ist wie bei Eisenmasten. Wird die Forderung nach „Vogelschutz“ gestellt — und das sollte auch bei Hochspannungsleitungen mit Holzmasten in solchen Gegenden zum mindesten geschehen, die in der Herbst- und Frühjahrsrichtung der Zugvögel liegen — so ist die in Abb. 212 dargestellte Isolatorträgerbefestigung für Stützenisolatoren zu empfehlen.

Eine recht zweckmäßige, sowohl in der Anschaffung als auch in der Montage billige Isolatorbefestigung bei

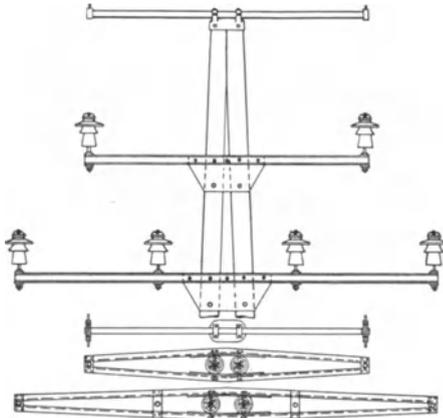


Abb. 211. U-Eisenträger für Stützenisolatoren an A-Holzmasten und Erdseilträger für 2 Seile.

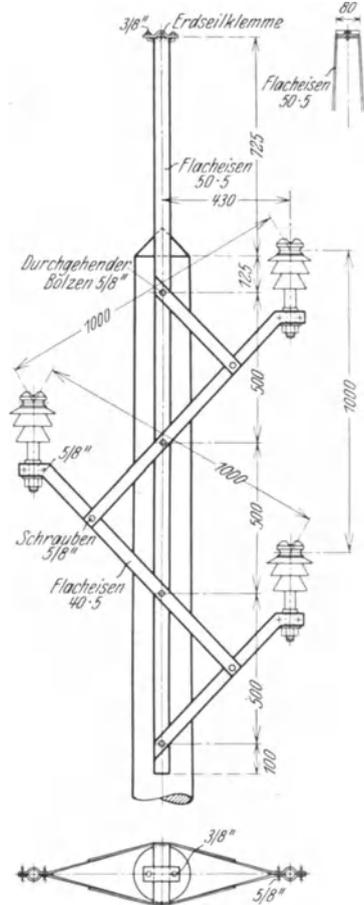


Abb. 212. Isolatorträger in Vogelschutzdurchbildung für Stützenisolatoren an Holzmasten und Erdseilbefestigung.

Stützenisolatoren wird von den SSW angewendet, die Abb. 213 zeigt. Diese sog. Lyratraverse besteht aus U-Eisen. Sie hat die Vorteile, daß ein gewünschter Abstand der Leiter voneinander leichter eingehalten und der Mast um etwa 1 m kürzer gewählt werden kann. Ferner werden die Gesamtkosten eines fertig ausgerüsteten Mastes billiger

¹ Siehe: Elektrizität und Vogelschutz. Geschäftsstelle des Bundes für Vogelschutz, Stuttgart, Jägerstraße.

als z. B. für die Form ähnlich Abb. 212, und die Leitungsanlage bekommt ein sicheres, schönes Bild. Das Anbringen eines Erdseiles über den Leitern nach Abb. 211 ist bei Benutzung der Lyratraverse nicht möglich. An Winkelpunkten und bei Kreuzungsmasten sind Lyratraversen nicht benutzbar, weil sie mechanisch nicht die genügende Festigkeit besitzen, um die stärkere Belastung durch den Leiterzug aufnehmen zu können. Wie langjährige Betriebserfahrungen zeigen, bieten die Lyraträger auch einen guten Vogelschutz.

Soll bei Holzmasten die Strecke mit Kettenisolatoren ausgerüstet werden, dann kommen nur besondere eiserne Isolatorträger zur

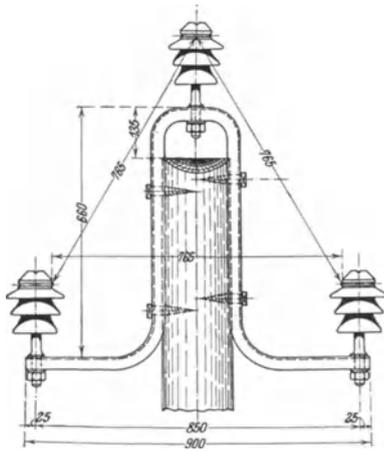


Abb. 213. Lyratraverse der Siemens-Schuckert-Werke.

Anwendung und zwar etwa in der Gestalt der Abb. 215 bzw. 216, wenn alle Phasen in einer Ebene liegen sollen ohne oder mit Verlegung eines Erdseiles. Handelt es sich um den Umbau einer Stützenisolatorstrecke auf Kettenisolatoren, wie sie heute vielfach vorgenommen wird für Hauptstrecken und Spannungen von 10 kV aufwärts, so kann die Durchbildung der Isolatorbefestigung nach Abb. 215 gewählt werden, die sich verhält-

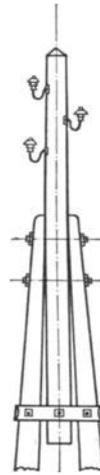


Abb. 214. Verlängerter Holzmast in A-Form.

nismäßig leicht anbringen läßt und dann gleichzeitig gestattet, die Leiter höher zu verlegen als bei Stützenisolatoren, was aus leicht erklärlichen Gründen erforderlich wird.

Für sehr hohe Maste, die in der erforderlichen Stangenstärke zu meist nur schwer zu beschaffen sind, ist die Zusammensetzung aus zwei gewöhnlichen Stangen mit einem Mittelstück (Abb. 214) recht zweckmäßig und auch verhältnismäßig billig, weil dazu die auf der Strecke normal verwendeten Maste benutzt werden können.

Als Abspann- und Endmaste, ferner für Maste mit starken Winkelzügen werden in Holzmaststrecken neuerdings nur eiserne Gittermaste verwendet. Die Isolatorträger bestehen dann auch aus Eisen. In Abb. 217 sind die Trag- und Abspannmaste einer 20 kV-Drehstrom-Einfachleitung zusammengestellt.

Die Erdung. Bei Holzmasten soll eine Erdung jedes Mastes und der eisernen Stützen bzw. Querträger nicht erfolgen. Dagegen sind die Eisenmaste vorschriftsmäßig zu erden, wobei darauf hinzuweisen ist, daß an diesen bei einem Isolatordurchschlag der volle Erdschlußstrom auftritt. Sie können daher bei größeren Netzen leicht gefährliche Span-

nungen gegen Erde annehmen. Infolgedessen ist die zuverlässige und gute Erdung dieser Maste mit besonderer Sorgfalt zu überwachen.

Die Fundierung von Holzmasten richtet sich nach den Bodenverhältnissen und dem Standort in der Leitung und zwar insofern, ob es genügt, den Mast glatt in den Boden einzusetzen, oder ob die Standsicherheit erhöht werden muß dadurch, daß an dem in den Boden zu versenkenden Mastteil eine oder mehrere imprägnierte Querschwellen, verzinkte Bleche u. dgl. angelegt werden. Betonfundie-

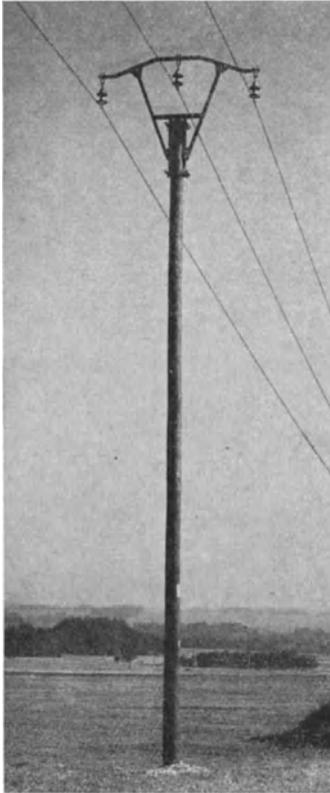


Abb. 215a. Drehstromleitung 10 kV mit Holzmasten, Leiteranordnung siehe Zusammenstellung 38, Kleinkettenisolatoren.

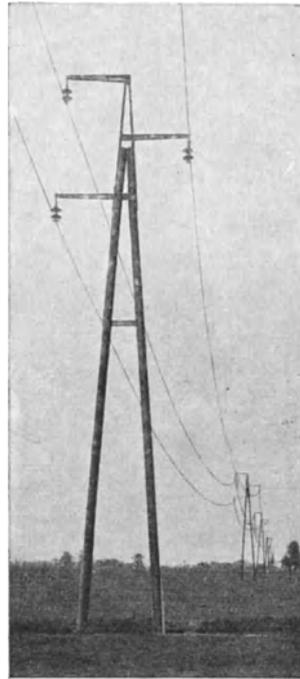


Abb. 215b. Drehstromleitung 15 kV mit Holzmasten, Leiteranordnung siehe Zusammenstellung 38, Kleinkettenisolatoren.

rung unmittelbar kommt nicht zur Anwendung. Bei gutem Baugrund genügt ein Loch von 80 cm Breite, 2 m Länge und etwa 2 m Tiefe. Für Preisermittelungen kann angenommen werden, daß ein Mann bei gutem Wetter 3 bis 4 Löcher in acht Arbeitsstunden auswirft. In felsigem Gelände müssen dagegen Sprengungen vorgenommen werden, und dann genügt zumeist ein zylindrisches Loch von dem Durchmesser des Mastes, das an einer Kante in Richtung des Leiterzuges abgeschrägt wird, um den Mast beim Hochrichten leichter in die Grube zu bringen. Gestattet der

Untergrund kein Versickern der in die Mastgrube eindringenden Tageswässer, dann ist ein besonderer Mastfuß zu verwenden. Auf moorigem Gelände muß der Mast bis auf festen Boden gegründet werden. Gegebenenfalls sind auch hier Mastfüße aus geeignetem Baustoff zu benutzen.

Wo mit Überschwemmungen zu rechnen ist und die Gefahr des Aus- bzw. Unterwaschens vorliegt, sowie z. B. auf nassen Wiesen, in Sand- oder feuchtem Boden soll der besondere Mastfuß eingebaut werden. Ist außerdem zu befürchten, daß bei Hochwasser Eisschollen an die Holzmaste gelangen können, so sind um den Fuß der Maste

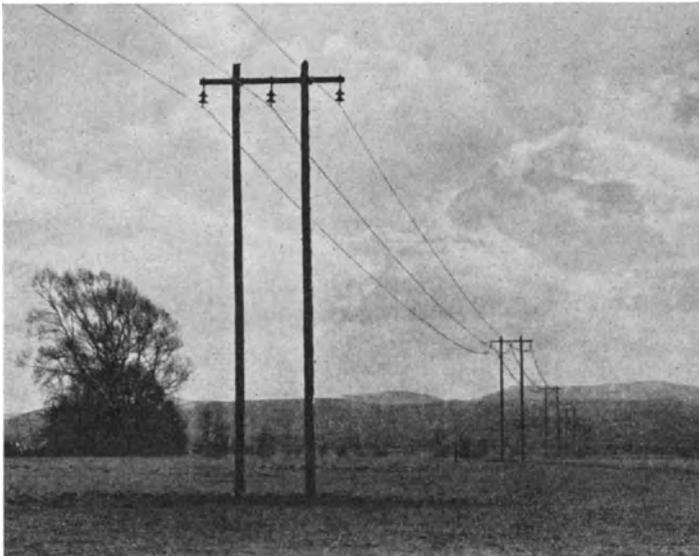


Abb. 216. Drehstromleitung 15 kV mit Holzmasten, Leiteranordnung siehe Zusammenstellung 38, Kleinkettenisolatoren.

herum eine Anzahl geeigneter Prellpfähle anzuordnen, um die durch das Anschlagen der Eisschollen verursachten Stöße vom Mast abzuhalten. Wenn diese den Mast zumeist auch nicht beschädigen, so setzen sie ihn unter Umständen in so heftige Schwingungen, daß dadurch Stützenisolatoren mechanisch stark beansprucht und Isolatordurchschläge infolge von Brüchen, Sprüngen u. dgl. oder Zusammenschlagen und Reißen der Leiter hervorgerufen werden können.

c) **Die Stahlmaste.** Stahlmaste sind für den Freileitungsbau in den verschiedensten Formen im Gebrauch. Wenn sie zunächst für Mittelspannungsnetze in den Beschaffungskosten auch wesentlich teurer sind als Holzmaste, so besitzen sie aber ganz allgemein eine Reihe von Vorzügen gegenüber letzteren, die in der wesentlich größeren Lebensdauer und den damit verbundenen geringeren Kosten für Instandhaltung und Erneuerung liegen. Ferner bieten sie naturgemäß größere

Sicherheit gegen Beschädigungen durch Blitzschläge (gespaltene Holzmaste) und besitzen hohe Widerstandsfähigkeit gegen Zerstörung durch Feuer (Steppen- und Waldbrände). Der Mastabstand kann wesentlich größer gewählt werden als bei einfachen bzw. zusammengesetzten Holzmasten. An der Gesamtzahl der Maste und Isolatoren für eine Strecke wird also gespart. Außerdem sind Stahlmaste auch in Holzmastenstrecken an besonders beanspruchten Punkten wie z. B. Abspann-, Winkel-, Kreuzungspunkten mit Straßen und Eisenbahnen, Flüssen, Schluchten usw. aufzustellen (Abb. 108) und ferner dort besonders empfehlenswert, wo die Freileitungen durch Gegenden laufen, in denen mit heftigen Stürmen und Raureif zu rechnen ist. Auch in schwer zugänglichen Gebieten, wo die Beaufsichtigung bzw. Beseitigung von Störungen sehr zeitraubend und mit großen Schwierigkeiten verbunden ist, werden eiserne Maste vorteilhafter und betriebsicherer sein. Schließlich gestatten die Stahlmaste hinsichtlich ihrer Aufstellung ein leichteres Anpassen an das Gelände und die

Wünsche der Grundeigentümer bezüglich der Maststandorte, weil man nicht ängstlich an das genaue Einhalten der Spannweiten gebunden ist wie bei Holzmasten. Es sind infolgedessen die sich bietenden Gelegenheiten für die behinderungsfreie Aufstellung der Maste z. B. die Schlaggrenzen der Felder auf Gütern u. dgl. durch Änderungen der Spannweiten besser ausnutzbar.

In Hochspannungsnetzen für Spannungen über 20 kV werden nur Stahlmaste oder die später behandelten Eisenbetonmaste genommen. Bei besonders großen Spannweiten und dadurch bedingten hohen Masten kommt ebenfalls nur der Stahlmast zur Verwendung.

Die Form der Stahlmaste ist sehr verschieden. Sie wechselt von einfachen T- oder Doppel-T-Trägern bzw. einem Stahlrohr bis zu vollständigen Eisenkonstruktionen, sog. Fachwerks- oder Gittermasten und

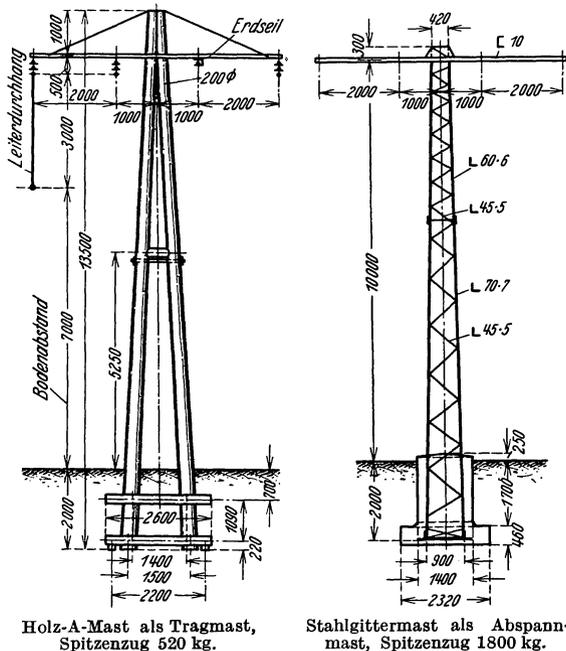


Abb. 217. Trag- und Abspannmast für eine 20 kV-Drehstrom-Einfachleitung, $3 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ (16 kg/mm^2), $1 \times 35 \text{ mm}^2 \text{ Fe}$ (16 kg/mm^2), Kleinkettenisolatoren, Spannweite 120 m.

Gittertürmen. Ausschlaggebend für die Form also das Widerstandsmoment ist die Zahl der Leiter an einem Mast (Spitzenzug), die Spannweite und der Standort in der Leitung, ferner die Höhe der Spannung d. h. in diesem Falle die Form der Isolatoren (Stützen- oder

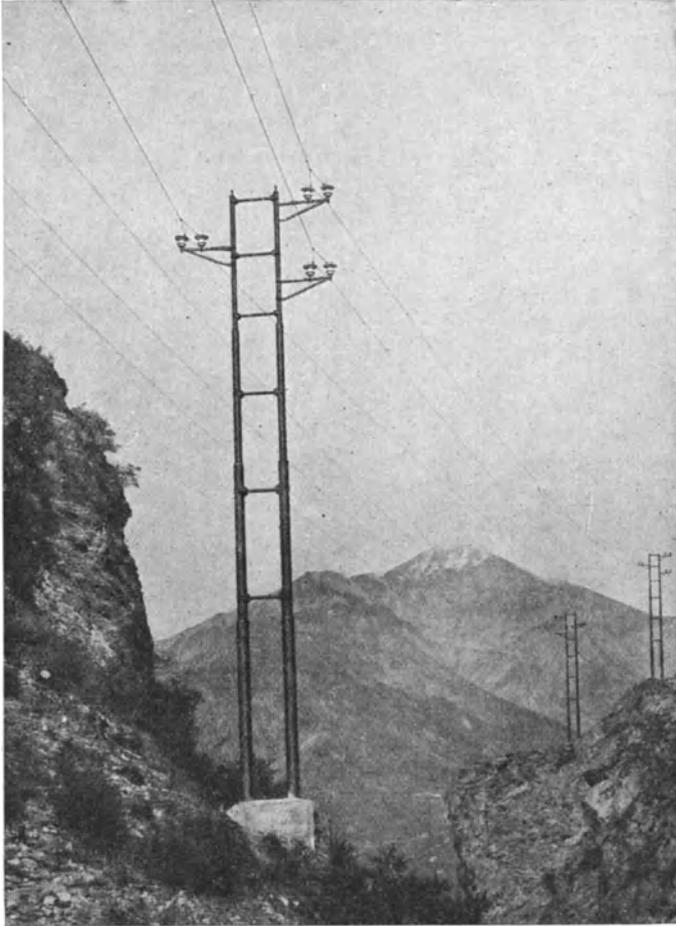


Abb. 218. Hochspannungsleitung mit Mannesmannröhren-Doppelmasten. Mastabstand 250 m, 6 Kupferdrähte von je 7 mm Durchmesser.

Kettenisolatoren mit ihren Querträgern) und schließlich die zur Aufstellung (Fundierung) erforderliche bzw. zur Verfügung stehende Bodenfläche, die unter Umständen recht beschränkt ist (Gebirgsgegenden) und dann Maste mit geringer Grundfläche notwendig macht.

Die Rohrmaste werden für Spannung über 1000 V selten verwendet. Sie sind nicht wesentlich zuverlässiger als die Holzmaste und bedürfen einer größeren Beaufsichtigung und Instandhaltung wie alle

übrigen Stahlmaste, beides mit Rücksicht auf das Anrosten der inneren Rohrfläche. Da andererseits auch das Widerstandsmoment verhältnismäßig gering ist, können nur bei kleinen Leiterquerschnitten größere Spannweiten zur Anwendung kommen, wodurch naturgemäß die Benutzung von Rohrmasten besonders in Hochspannungsanlagen nur dann möglich ist, wenn etwa zwei Maste nebeneinander (Abb. 218) oder mehrere Rohre ähnlich der A-Form der Holzmaste zu einem Mast vereinigt werden (Abb. 219). Der Preis eines vollständigen Mastes dieser Art wird zumeist höher als derjenige entsprechender Gittermaste.

Nach Angaben der Mannesmannröhrenwerke, Düsseldorf, werden die Rohrmaste aus Siemens-Martin-Flußstahl hergestellt und aus mehreren Rohren, die sich im Durchmesser nach der Mastspitze verjüngen, zusammengesetzt, um eine gewünschte Masthöhe zu erhalten. Die Rohrdurchmesser schwanken im Unterschuß zwischen 110 und 315 mm, im Oberschuß zwischen 65 und 190 mm bei einer Wandstärke zwischen 4 bis 7,5 mm. Es können aber auch andere Maststärken und Masthöhen bis etwa 17 m und mehr zusammengestellt werden. Die Mastenden sind möglichst wasserdicht abzuschließen.

Rohrmaste sind in deutschen Anlagen wenig gebräuchlich. Handelt es sich um besonders schwieriges Heranbringen an die Aufstellungsplätze z. B. im Gebirge und bietet der Zusammenbau zerlegter Stahlgittermaste ebenfalls Schwierigkeiten, dann sind Rohrmaste in der Entwurfsbearbeitung zu berücksichtigen und können gegebenenfalls Vorteile bieten.

Für den Isolatorträger wird je nach der Zugbeanspruchung Flacheisen- oder U-Eisen verwendet, das am Mast angeschellt wird (Abb. 220).

Die Fundierung erfolgt in der Form, daß der Mastfuß in einen Sockel aus Beton eingesetzt wird (Abb. 219).

Die Gittermaste genügen nicht nur allen Anforderungen hinsichtlich Sicherheit, sondern sind so billig herstellbar, daß ihre Verwendung auch die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Freileitungsanlage in bezug auf Anschaffungspreis und Unterhaltungskosten nicht überschreitet. Man unterscheidet zwischen Masten mit rechteckigem, quadratischem und dreieckigem Querschnitt und großen Fachwerksbauten, sog. Gittertürmen.

Die V.S.F. schreiben Flußstahl für solche Maste vor. Neuerdings

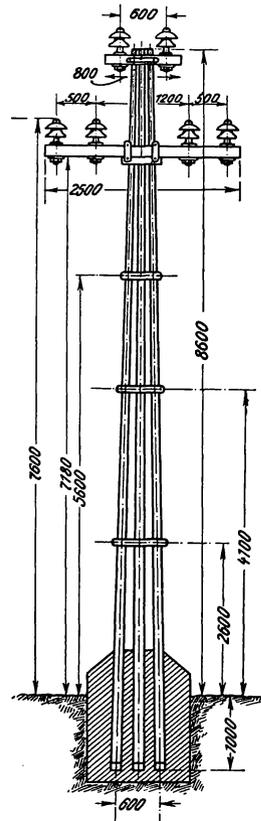


Abb. 219. Aus 3 Mannesmann-Röhren zusammengesetzter A-Mast (Gebirgsstrecken Caffaro-Brescia, Orlikon) für eine 46 kV-Drehstromleitung.

ist auch wiederholt untersucht worden, ob an Stelle dieses Werkstoffes nicht ein Stahl besser und wirtschaftlicher Verwendung findet, der rostsicher ist, der also den immerhin nicht billigen ersten Farb-anstrich zu vermeiden gestattet und dann auch in den laufenden Unterhaltungskosten Verbilligungen bringt. Mit allen hierfür vorgeschlagenen Stahlsorten sind Erfahrungen über längere Zeit bisher nicht gemacht worden. Immerhin sollte diese Frage weiterhin mit größter Aufmerksamkeit verfolgt werden. Zu nennen ist hier der „Kupferzusatz“ zum Stahl, der das Rosten selbst bei verunreinigter Luft wesentlich beschränkt (siehe auch Mast-anstrich)¹.

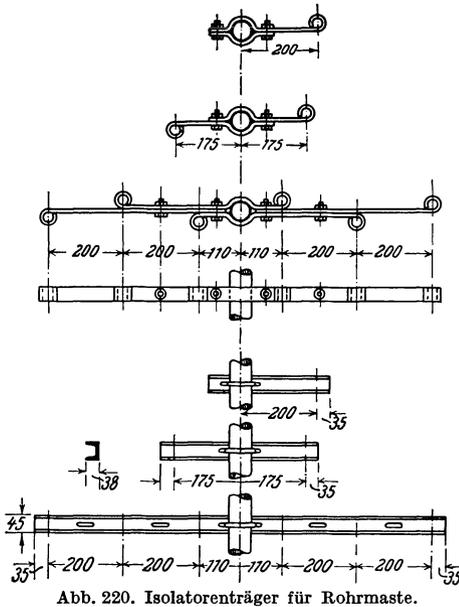


Abb. 220. Isolatorenträger für Rohrmaste.

zur Aufstellung kommen können. Man bezeichnet daher zum Unterschied gegen stärkere Konstruktionen diese Maste mit dem bereits angegebenen Namen „Tragmaste“. Sie werden in kleineren Leitungsanlagen für Mittelspannung einfach aus zwei durch einen Flacheisenverband zusammengehaltene U-Eisen gebildet und senkrecht zur Leitungsrichtung aufgestellt, weil sie so das größte Widerstandsmoment gegen die auf sie wirkenden Belastungen besitzen. Damit ergibt sich ferner in bezug auf die Mastbeanspruchung bei ungleichem Leiterzug eine gewisse Elastizität in der ganzen Leitungsanlage, weil beim Leiterbruch (Seilriß) die Masten nach der Seite der größeren Zugbeanspruchung durchfedern können, ohne zu brechen oder dauernde

Bei Tragmasten auf gerader Strecke tritt bei annähernd gleichen Mastabständen eine Zugbeanspruchung der Maste in der Richtung der Leitung nicht auf, solange alle Leiter in ordnungsmäßigem Zustande sind. Solche Maste müssen daher nur gegen den Winddruck auf Mast und Leiter genügenden Widerstand besitzen. Erst dann, wenn ein teilweiser oder allpoliger Leiterbruch vorkommt, werden die Maste an und in der Nähe der Bruchstelle auf Zug und Verdrehung beansprucht. Hieraus ergibt sich, daß für gerade Strecken verhältnismäßig leichtgebaute Maste

¹ Daeves, K. Dr.-Ing.: Natur-Rostungsversuche mit gekupferten Stahl. Stahl u. Eisen 1928 Heft 34 S. 1170. van Royen, H. J.: Vorläufige Ergebnisse vergleichender Rostungsversuche mit gestrichenen, gekupferten und ungekupferten Blechen. Stahl u. Eisen 1929 Heft 425. Daeves, K. Dr.-Ing.: Die Witterungsbeständigkeit gekupferten Stahles: Stahl u. Eisen 1926 Heft 52.

Formveränderungen anzunehmen wie in Abb. 221 und 222 angedeutet. Je weiter die Maste von der Bruchstelle entfernt sind, um so geringer ist ihre Durchbiegung. Wie Versuche gezeigt haben, hört diese bei Mastabständen von 50 bis 60 m am fünften oder sechsten Mast vollkommen auf. Infolge dieses Nachgebens der Maste werden die Leiter entspannt, die Beanspruchung der der Bruchstelle benachbarten Maste und Isolatoren auf Zug nimmt ab. Holzmaste sind hinsichtlich dieser sehr wünschenswerten Elastizität bei größeren



Abb. 221. Wirkung eines Seilbruchs auf die Maste einer Leitungsstrecke.

Leiterquerschnitten oder größeren Spannweiten den Flachgittermasten nicht gleichwertig. Maßgebend ist der Spitzenzug, der beim Reißen einer oder mehrerer Leiter auftritt. Wird das zu wählende Eisenprofil zu schwer, dann wird bei kleineren Mastabständen der zusammengesetzte Holzmast unter Umständen billiger als der eiserne Mast. Bei Mittelspannungsstrecken wird die Mastbeanspruchung infolge eines Seilrisses zumeist rechnerisch nicht geprüft, weil die praktischen Versuche mit solchen U-Eisenmasten genügende Anhaltspunkte für die Verdrehungs- und Durchfederungsgrenze gegeben haben. Liegen die Leiter an Kleinkettenisolatoren, dann ist die Zusatzbeanspruchung noch wesentlich geringer, weil beim Seilriß die Kettenisolatoren ausschwingen.

Bei größeren Spannweiten (Weitspannung) genügen U-Eisenmaste als Tragmaste nicht mehr, sondern es müssen leichte Gittermaste zur Aufstellung kommen, weil dann auch die Sicherheit gegen Verdrehen gewährleistet sein muß. Hierfür hat der VDE in den V.S.F. Vorschriften festgelegt, auf die bei der Berechnung der Maste besonders hingewiesen wird. Solche Gittermaste bestehen aus Winkeleisen als Eckstiele, die durch Flacheisen-, bei stärkeren Masten durch Winkel-eisendiagonalen verbunden werden.

Die Formen solcher Maste, die entsprechend den auf sie wirkenden Belastungen ausgebildet werden (Abspannmaste usw.), zu bestimmen, ist nur nach grundsätzlichen Gesichtspunkten Sache des Elektroingenieurs. Daher sollen auch nur diese erörtert werden.

Für ebene Strecken werden zumeist nur quadratische Gittermaste gewählt, weil sie die billigste Ausführung ergeben (Abb. 223). Für sehr hohe Maste und für solche sehr großer Spitzenzüge wird zu untersuchen sein, ob die am Fußende geschlossene quadratische Form statisch und preislich die günstigste Lösung ergibt, oder ob eine Lösung in Dreifußform (Abb. 224) bzw. mit besonders starker Spreizung und aufgelöster

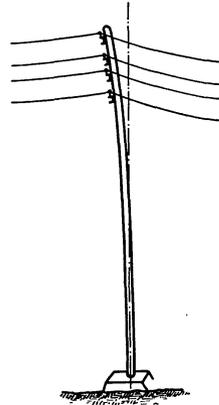


Abb. 222. Durchfederung eines U-Eisenmastes bei Seilriß.

Fundierung (Abb. 225) zu wählen ist. Dabei muß aus den Streckenverhältnissen festgestellt werden, ob der erforderliche Platz für das Aufstellen nicht zu hohe Kosten verursacht und der Mast für die Umgebung bzw. den Verkehr keine besonderen Behinderungen darstellt. Schließlich ist noch bestimmend die Art der Fundierung an sich und

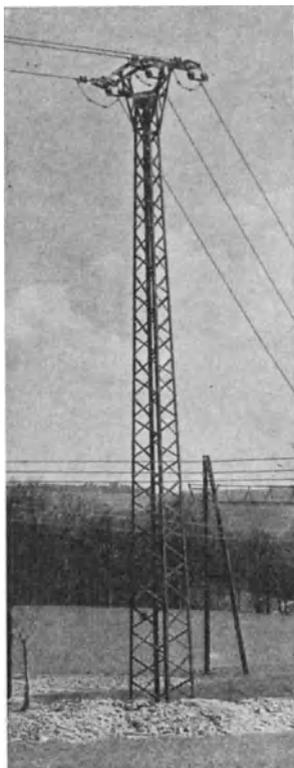


Abb. 223a. 10 kV-Drehstrom-Einfachleitung, Abspannmast, ohne Erdseil. Quadratische Stahlgittermasten mit geschlossener Fundierung (Schwellenfundament).

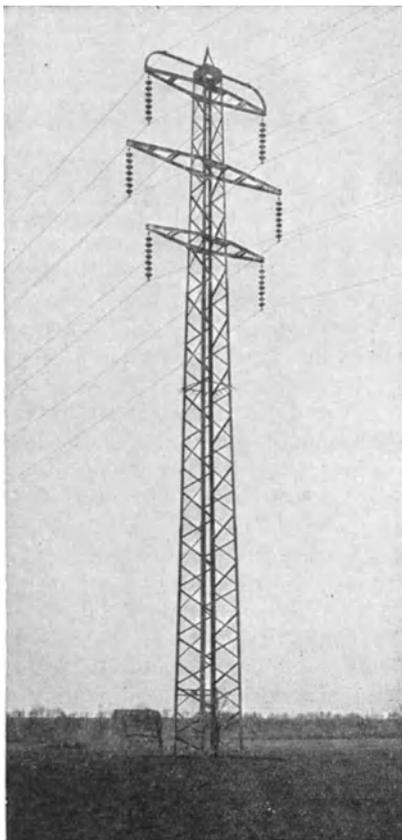


Abb. 223b. 100 kV-Drehstrom-Doppelleitung, Tragmast, 2 Erdseile.

zwar, ob der Mast in der üblichen Form mit Schwellen- oder Betonfundament zur Aufstellung kommen soll, oder ob der Mast auf ein vor seiner Aufstellung bereits fertiges Fundament aufzubringen ist. Hierauf wird erst später näher eingegangen.

Die Isolatorenträger. Ihrer Form und Durchbildung ist ebenfalls besondere Aufmerksamkeit zuzuwenden. Auch für diese hat der Betrieb Vorschriften zu machen.

Bei Stützenisolatoren sind in der ähnlichen Weise wie bei Holzmasten U-Eisen zu verwenden, die je nach der Zugbelastung ein- oder

zweiseitig am Mast befestigt werden (Abb. 226). Bei ihrer Formgebung ist die Höhe des Isolators mit Stütze maßgebend für den zu verlangenden

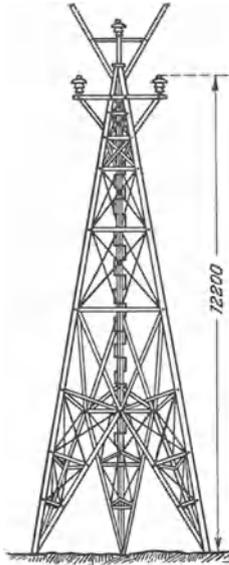


Abb. 224. Dreifußförmiger Stahlgittermast amerikanischer Bauart, 2 Erdseile.

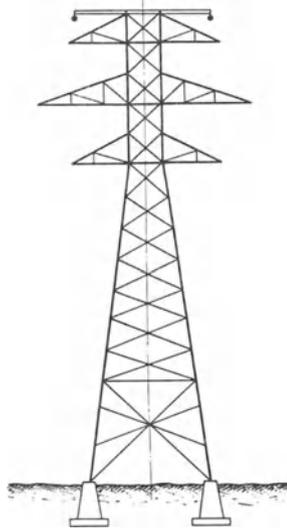


Abb. 225. Stahlgittermast mit aufgelöster Fundierung.

Vogelschutz. So zeigt Abb. 227 eine Querträgergestaltung, die etwa der Abb. 212 für Holzmaste entspricht. Daß bei Eisenmasten der Vogelschutz besonders zu beachten ist, ergibt sich einfach aus der Möglichkeit eines Erdschlusses zwischen Leiter und Mast durch einen auf dem Querträger sitzenden oder von diesem aufliegenden oder sich niederlassenden Vogel. Dadurch sind Betriebsstörungen auslösbar. Weiter aber gilt der Vogelschutz auch der Erhaltung der Vögel selbst. Namentlich in Gegenden mit großem Vogelreichtum ist die Bedingung der Vogelschutzquerträger unbedingt zu erfüllen. Zeigt sich erst nachträglich der Wunsch des Vogelschutzes, so ist mit gutem Erfolge die in Abb. 228 widergegebene Schutzvorrichtung angewendet worden, die aus überschobenen Porzellan- oder Steinzeigröhren besteht.

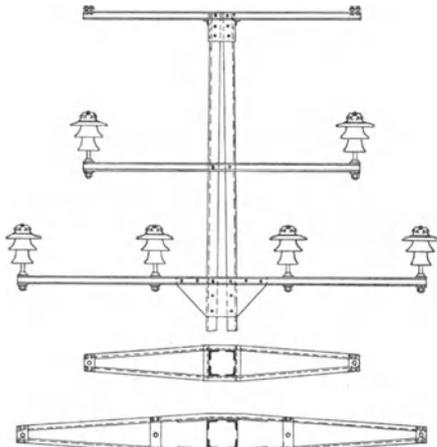


Abb. 226. Querträger für Stützenisolatoren bei Stahlgittermasten.

Bei Hochspannung mit Kettenisolatoren und dementsprechend großen Phasenabständen



Abb. 227. Als Vogelschutz ausgebildete Isolatorenträger, Abspannmast, Sicherheitsbügel.

mit Kettenisolatoren und dementsprechend großen Phasenabständen soll die konstruktive Durchbildung der Isolatorenträger auf die betriebliche Forderung Rücksicht nehmen, daß für Besichtigungs- und Instandsetzungsarbeiten möglichst sicher und gefahrlos ein Begehen der Querträger gewährleistet ist. Das wird dadurch erzielt, daß der Querträger als Gitterwerk ausgebildet und am Mast aufgehängt, nicht abgestützt wird (Abb. 229). Die Befestigungsstreben dienen als Geländer und geben in dieser Form dem Bedienungspersonal das Gefühl der Sicherheit. Bei sehr langen Querträgern ist gegebenenfalls die Durchbildung der Aufhängung als Brücke nach oben offen zu empfehlen.

Soll eine für zwei Stromkreise vorgesehene Strecke zunächst nur mit einem Stromkreis belegt werden, so ist es allgemeine Gepflogenheit, die Maste von vornherein mit Querträgern für den Vollausbau auszurüsten. Das gibt der Strecke oft ein sehr unschönes Bild und verursacht zudem höhere Kosten beim Bau und der Unterhaltung. Nach eigenen Erfahrungen sollten solche unvollständigen

Strecken zunächst nur mit der Hälfte der Querarme ausgestattet und die zweiten Teile erst dann angebracht werden, wenn der Vollausbau vorgenommen wird. Bei sorgfältiger Mastherstellung ist das nachträgliche Anbringen der zweiten Querträgerhälften keineswegs be-

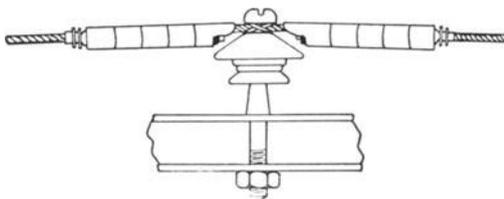
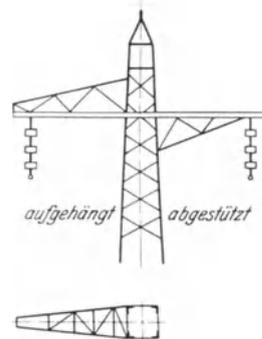


Abb. 228. Vogelschutzrohre bei Stützenisolatoren.



sonders umständlich, zeitraubend und kostspielig. Selbst einseitig gespeiste Strecken lassen ein solches Vorgehen zu. Abb. 230 zeigt einen Stahlgittermast, der nach diesen Gesichtspunkten durchgebildet worden ist und später zum Vollausbau vervollständigt wurde.

Abb. 229. Zweckmäßige und un Zweckmäßige Querträgerausbildung für Höchstspannungs-Stahlgittermaste.

Wie bereits kurz erläutert wird bei Seilriß oder Isolatorenbruch der Querträger und damit der Mast plötzlich einseitig entlastet und von den

anderen Leitern zusätzlich auf Drehung beansprucht. Je nach der Zahl der gleichzeitig auftretenden Leiterbrüche bzw. ihrer Lage zur Mastmittellinie kann die Mastbeanspruchung so groß werden, daß neben dem Zubruchgehen des betroffenen Leiterträgers auch der Mast bleibend verdreht und damit beschädigt wird oder ebenfalls zu Bruch geht. Abb. 129 zeigt umgebrochene eiserne Gittermaste und läßt den Umfang einer solchen Leitungsstörung klar erkennen¹. Tritt das Ereignis infolge Rauhrefees im Winter ein, so wird das Ausmaß der Störung noch viel größer, weil zumeist die Instandsetzungsarbeiten durch die Wetterverhältnisse außerordentlich erschwert und verzögert werden können.

Da sich die statische Berechnung der Eisen- und der später zu besprechenden Eisenbetonmaste auch auf Leiter- und Isolatorenbrüche erstrecken muß, andererseits aber naturgemäß nicht vorausgesehen werden kann, welcher Leiter und an welcher Stelle zu Bruch gehen könnte, ergibt eine allzu vorsichtige Berücksichtigung dieser Störungsfälle bei den einfachen Tragmasten aufzunehmende Kräfte, die durch die Verstärkung der Mastkonstruktion unter Umständen wirtschaftlich überhaupt nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohen Mehrkosten berücksichtigt werden können. Der Preis der Leitung wird dadurch außerordentlich stark beeinflusst.

Zur Milderung bzw. Behebung dieser gefährlichen und auch wirtschaftlich bedeutsamen Zusatzmastbelastungen können besondere Hilfsmittel angewendet werden, die sich in der Praxis bereits bewährt haben. Als solche sind zu nennen:

- der schwenkbare Isolatorenträger
- und die Rutschklemme.

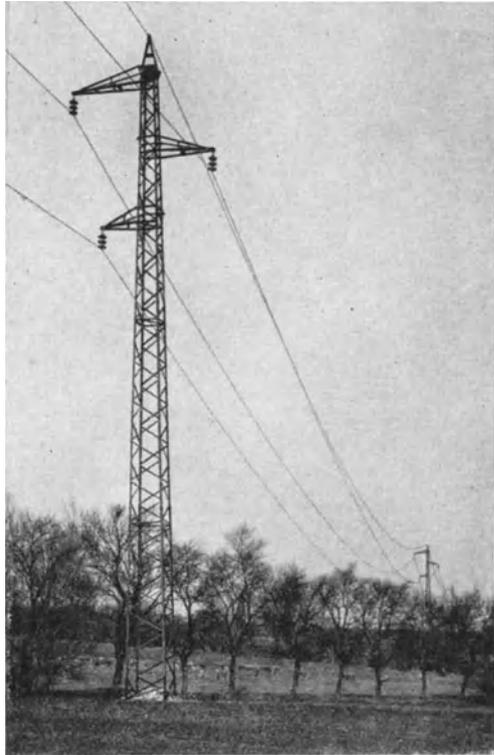


Abb. 230. Drehstromleitung 50 kV, $3 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$,
1 Erdseil; erster Ausbau.

¹ Pütz: Die Rauhrefeegefahr bei 100-kV-Leitungen und Vorschläge zur Abwehr der Gefahren. Württembergische Landeselektrizitäts A.G. Stuttgart 1925.

Der schwenkbare Isolatorenträger (Schwenktraverse¹). Der sonst starre Isolatorenträger wird unter Zwischenschaltung eines Gelenkes mit dem Mast verbunden. Bei Seilriß pendelt der Querträger in Leitungsrichtung aus, wodurch sich im Nachbarfeld der Durchhang vergrößert und gleichzeitig der Seilzug verringert. Die Abb. 231 zeigt die Ausführung von BBC und Abb. 232 den Mast mit ausgependeltem Querträger nach dem Riß von zwei Seilen auf einer Versuchsstrecke. Um die bei Seilriß auftretende plötzliche Stoßbelastung zu mildern und damit die Isolatoren und übrigen Leiter sowie die Leiterträger selbst vor unzulässigen Beanspruchungen zu schützen, schaltet BBC zwischen Mast und Leiterträger Zwischenglieder z. B. Biegungsstäbe,

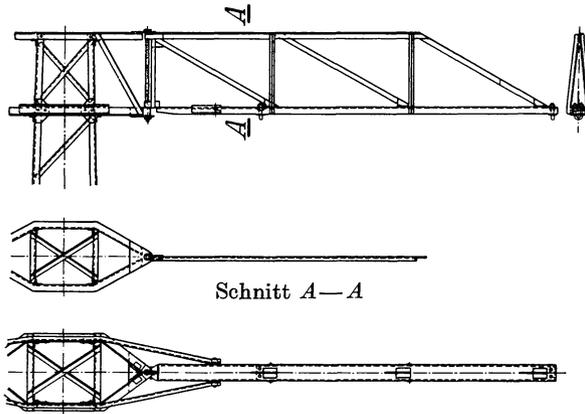


Abb. 231. Schwenkträger für Kettenisolatoren (Bauart BBC).

Federn, Knickstäbe oder dgl. ein, die so bemessen werden, daß sie nach Erreichen der zulässigen Drehbelastung des Mastes nachgeben und den mit dem Mast gelenkig verbundenen Leiterträger zum Auspendeln freigeben. Zu verlangen ist dabei besonders, daß Winddruck in Leitungsrichtung, oder unterschiedliche Zugbeanspruchungen durch die Leiter, die infolge von Temperaturschwankungen oder ungleicher Vereisung auftreten, kein Ausschlagen des Schwingträgers bewirken dürfen.

Die Instandsetzungsarbeiten nach einem erfolgten Seilbruch lassen sich in kurzer Zeit ausführen, da der ausgependelte Querträger zunächst nur in seine ursprüngliche Lage zurückzubringen ist. Etwa beschädigte Zwischenglieder können später wieder instandgesetzt oder durch neue ersetzt werden.

Für Leitungen, die durch besonders gefährdete Rauhrefgebiete führen, sollten bei der Entwurfsbearbeitung der Maste auch die Schwenkträger mit berücksichtigt werden.

¹ BBC-Schwenktraverse mit Stoßdämpfung; BBC-Nachrichten 1931 S. 138; auch W. Usbeck: Erfahrungen mit Schwenktraversen im Betriebe der ober-schlesischen Gebirgsbahnen. AEG-Mitt. 1930 Heft 10 S. 631.

Schwenkbare Querträger können ferner dort von besonderem Vorteil werden, wo es sich um den Umbau einer Strecke von Stützen auf Hängeisolatoren und um das Auflegen stärkerer Leiterquerschnitte handelt, für die die Masten ursprünglich nicht bemessen worden sind.

Die Rutschklemme¹, ebenfalls nur verwendbar bei Kettenisolatoren, ist eine besondere Durchbildung der gewöhnlichen Hängeklemme nach Abb. 181 und hat die gleiche Aufgabe wie die Schwenktraverse, den Tragemast bei Seilriß von der zusätzlichen Verdrehungsbeanspruchung zu entlasten. Konstruktiv ist sie derart durchgebildet, daß das wagerechte Klemmstück, in welchem das Seil ruht und für normal unverrückbar festgeklemmt ist, drehbar so über eine Feststellvorrichtung am Aufhängestück gelagert ist, daß es beim Seilriß verdreht wird und dabei gleichzeitig die Festklemmung des Seiles freigibt, so daß dieses durchrutschen kann. Abb. 232 zeigt die Ruhelage und die ausgeschwungene Isolator-kette mit der Rutschklemme in der Entlastungslage. Ausschwingen und Durchrutschen sollen dabei die sehr erhebliche ruckartige Zusatzbelastung auf den Mast dämpfen. Die im praktischen Betrieb bisher mit diesen Rutsch- oder Auslöseklemmen gesammelten Erfahrungen haben gute Ergebnisse gehabt, so daß gegen die Verwendung dieser Rutschklemmen Bedenken nicht zu erheben sind. Allerdings setzt das voraus, daß die Konstruktion so durchgebildet ist, daß eine Unwirksamkeit durch Vereisung nicht möglich ist. Neben dieser Hauptbedingung ist weiter zu fordern, daß das Auslösen der Klemme durch die normalen Seilschwingungen und Gleichgewichtsstörungen bei ungleichen Zusatzbelastungen, aber ordnungsmäßigem Seilzustand nicht eintreten darf.

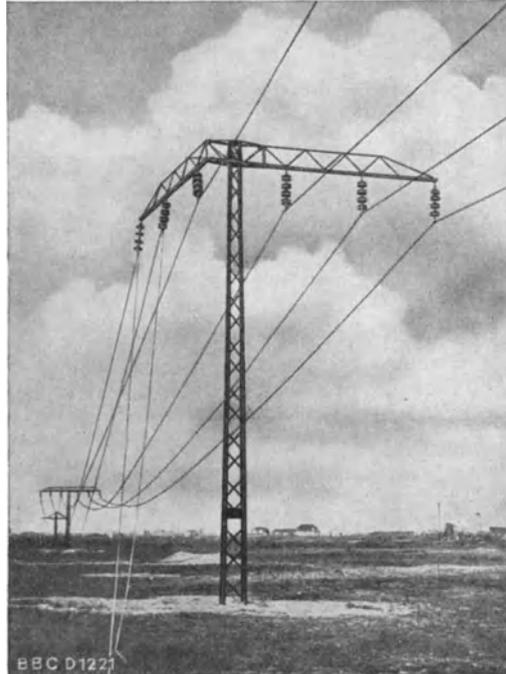


Abb. 232. Ausgeschwungene Traverse des Versuchsmastes Nr. 3 nach Durchschneiden von zwei Leitersellen im Feld zwischen den Masten Nr. 3 und 4. Die Traverse des Versuchsmastes Nr. 2 (im Hintergrund) ist nur um etwa 25° ausgeschwungen.

¹ Baumann, A.: Die Bergmann-Gleitklemme. Bergmann-Mitt. 1929 S. 61.

Zur Begrenzung des Seilweges beim Durchrutschen werden im Betrieb gerne beiderseits der Klemme in bestimmtem Abstand feste Zusatzklemmen auf das Seil gebracht. Dadurch wird verhütet, daß bei einem Seilriß die Klemme des benachbarten Feldes durch Ansprechen das Seil zu weit freigibt und die Instandsetzungsarbeiten dann zu umfangreich werden.

Beide Schutzvorrichtungen gestatten auch nach den V.S.F., die Tragmaste nicht mehr auf Verdrehungsfestigkeit zu bemessen, und ermöglichen infolgedessen Mastersparnisse also billigere Maste. Die Kostenersparnis kann etwa 5 vH ausmachen.

Die Gefahr des Mastbruches bei übermäßiger Rauhrefelastung der Leiter und Seilriß hat dazu geführt, noch nach anderen Mitteln zu suchen, da auch dem Schwenkträger und der Rutschklemme bei star-

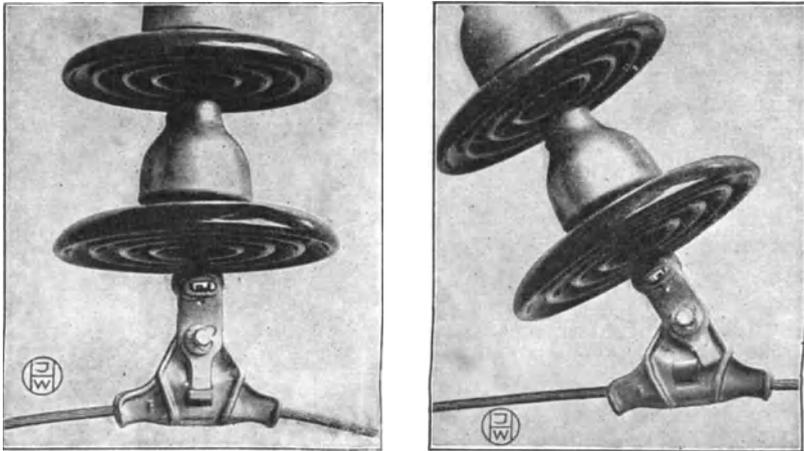


Abb. 233. Rutschklemme Bauart Hofmann, Kötzschenbroda.

ker Vereisung nicht immer volle Sicherheit beigemessen werden kann, Für solche kommt dann abgesehen von Sicherheitsfedern u. dgl., die in die Praxis keinen nennenswerten Eingang gefunden haben, nur noch die Konstruktion des Mastes selbst in Frage dergestalt, daß alle Leiter in einer Ebene angeordnet werden und der Mast als solcher in eine portalartige Ausführung umgewandelt wird. Dadurch wird dann gleichzeitig das mechanisch günstigste Mastkopfbild gewonnen, worüber auf S. 323 alles Erforderliche ausführlich behandelt ist. Abb. 216 zeigt eine solche Mastdurchbildung für Holzmaste. In Deutschland haben die A. G. Sächsische Werke diesen Portalaufbau für eine ihrer neuesten 100-kV-Hauptleitungen zum ersten Male gewählt (Abb. 234). Diese Form hat also hauptsächlich den Vorteil, daß wiederum alle Leiter in einer Ebene angeordnet sind und sich infolgedessen mechanisch viel weniger stören als bei allen anderen Mastbildern. Montage und Instandsetzungsarbeiten lassen sich außerordentlich einfach durchführen. Bei guter statischer Festigkeit können die Masten ver-

hältnismäßig leicht gehalten werden und fallen wesentlich niedriger aus als Einfach-Gittermasten. Die technischen Einzelheiten sind in Abb. 234 angegeben. Die Mastköpfe tragen je ein Erdseil. Um auch die Isolatorenketten der mittleren Phasen gegen atmosphärische Aufladungen zu schützen, sind diese Erdseile in einem Abstand von je 3 m (bei Abspannmasten 3,5 m) beiderseits ihrer Befestigungspunkte auf den Masten durch Querseile (Abschirmseile) verbunden¹.

Die Baukosten einer Leitung mit Portalgittermasten sind allerdings nicht unwesentlich höher als mit gewöhnlichen Masten, da jedesmal zwei Fundamentgruben für einen Portalmast auszuheben sind. Auch das Einbringen des Zwischenträgers erfordert Mehrkosten ebenso die zweifellos längere Bauzeit bezogen auf die gleiche Zahl Arbeitskräfte wie bei gewöhnlichen Masten. Die Mehrkosten können etwa mit 15 bis 20 vH angesetzt werden, richten sich naturgemäß aber sehr nach den örtlichen Verhältnissen.

Die Fundierung². Für Stahlgittermaste unterscheidet man zwischen:

- Platten- oder Schwellenfundament,
- geschlossenes Betonblockfundament,
- aufgelöstes Betonblockfundament.

Die Art der Fundierung richtet sich nach den Bodenverhältnissen und muß eine ausreichende Standsicherheit gewährleisten. Das Fundament muß so bemessen sein, daß die Bodenpressung den jeweils zulässigen Wert nicht überschreitet.

Besonders für Tragemaste, dann aber auch für Maste in Gegenden, in denen das Heranschaffen der Baustoffe für ein Blockfundament größere Schwierigkeit macht, wird neuerdings vielfach das Platten- oder Schwellenfundament (Abb. 235) angewendet. Die einzelnen Masthersteller haben hierfür eigene Mastfußdurchbildungen entweder in der Form, daß die Platte aus einzelnen Eisenbeton- oder Bahn-

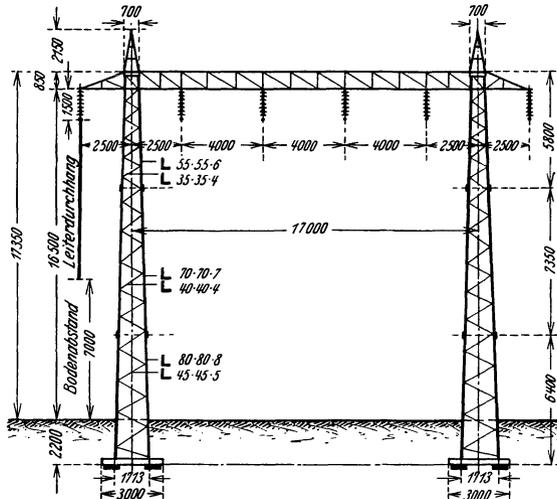


Abb. 234. Portalmast für eine 100 kV-Drehstrom-Doppelleitung, 2 Erdseile, Schwellenfundierung.

¹ Helle, E.: 100-kV-Leitung auf Portalmasten, Doppelleitung der A.-G. Sächsische Werke. Sachsenwerks-Mitt. 1931 Heft 2.

² Siehe auch S. 334. Fundamentberechnung.

schwollen in einem U-Eisenrahmen gefaßt mit dem Mastfuß verbunden wird oder ein ähnlich befestigter Rost aus Eisenbahnschwellen bzw. Profileisen bei größeren Masten an den Eckstielen zur Anwendung kommt.

Beim geschlossenen Blockfundament wird der Mastfuß vollständig in einen abgestuften Betonblock einbetoniert.

Beim aufgelösten Blockfundament wird jeder Masteckstiel in ein eigenes Blockfundament einbetoniert, so daß vier Einzel-fundamente entstehen. Diese Fundierung setzt voraus, daß der Mast

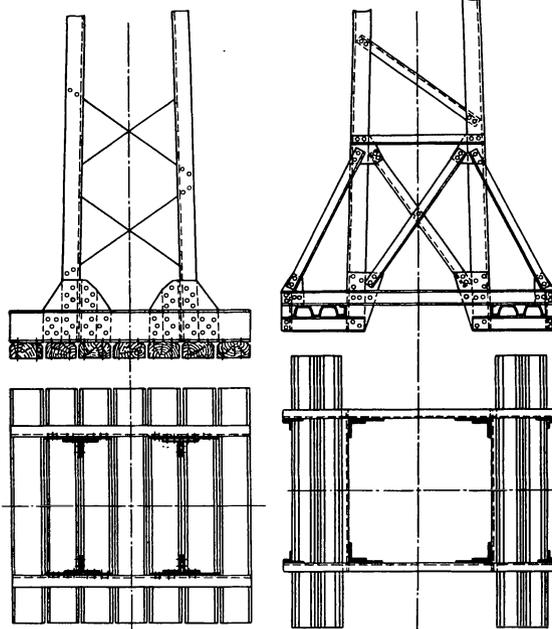


Abb. 235. Verschiedene Ausführung von Schwellen- oder Plattenfundamenten bei Stahlgittermasten.

entsprechend gebaut ist und zwar mit weit gespreizter Fußkonstruktion nach Abb. 225.

Bestimmte Richtlinien für die Wahl der Fundierung lassen sich nicht geben. Es muß die Preisermittlung für den Mast zusammen mit seiner Fundierung den Ausschlag geben. Allgemein gilt etwa, daß das Platten- oder Schwellenfundament wie oben bereits gesagt für Tragmaste und Winkelmaste zu wählen ist, wenn die

Bodenverhältnisse nicht ungünstig sind. Diese Art der Fundierung ist jedenfalls die billigste, wieweil sie den größten Erd-

aushub erfordert. Die Standsicherheit wird nur durch die Erdauflast auf die Fußschwellen gebildet, setzt also voraus, daß die Fundamentgrube trocken und in gewachsenem, entsprechend sicherem Boden liegt.

Für Abspannmaste und bei schwierigen Bodenverhältnissen wird das Blockfundament zumeist nicht zu umgehen sein. Der Preis eines solchen Fundamentes ist naturgemäß sehr hoch. Ferner ist für seine Herstellung besonders geschultes Personal erforderlich sowohl für den Grubenauswurf als auch für die Mischung, das Einbringen und das Nachbehandeln des Betons. Das Blockfundament erfordert weiter eine sehr sorgfältige Ausrichtung des Mastes und läßt spätere Nacharbeiten am Mast nur mit Überwindung sehr großer Schwierigkeiten zu, während solche beim Schwellenfundament verhältnismäßig leicht möglich sind. Sollen gar Veränderungen in der Leitungsanlage durch Mastauswechse-

lung, Mastverschiebung u. dgl. vorgenommen werden, dann ist das Blockfundament sehr hinderlich und erfordert Abschneiden des einbetonierten Mastfußes und Sprengung. Auf die Bodenbeschaffenheit¹ muß ebenfalls sorgsamst geachtet werden, damit der Beton durch Säuren nicht zerstört wird. Die Austrittsstelle des Mastfußes aus dem Beton bedarf weiter der Aufsicht und Pflege, um ein allmähliches Durchrosten der Eckstiele zu verhüten. Die beanspruchte Geländefläche ist nur unwesentlich kleiner als beim Schwellenfundament.

Das aufgelöste Blockfundament erfordert eine besondere Mastdurchbildung. Es wird insbesondere für sehr hohe, stark beanspruchte Maste, ferner bei schlechten Bodenverhältnissen, im Gebirge, an Steilhängen und bei ähnlicher Geländebeschaffenheit gewählt und gestattet dann meistens nicht unerhebliche Ersparnisse zu machen gegenüber dem geschlossenen Blockfundament, oft auch gegenüber dem Schwellenfundament. Das allgemein über das Betonfundament oben Gesagte gilt hier naturgemäß ebenfalls. Die weitgespreizte Fußdurchbildung des Mastes ergibt sich aus der statischen Berechnung und dem wirtschaftlichen Aufbau desselben. Die beanspruchte Bodenfläche ist wesentlich größer als bei den beiden anderen Fundierungen, weshalb nach dieser Richtung die Geländeverhältnisse wiederum mit zu berücksichtigen sind (Grundstücksentschädigung, vermehrte Behinderung in der Landbestellung u. dgl.

Besonders sorgfältiger Beurteilung muß die Fundierung unterworfen werden für Maste, die hart an oder in Böschungen oder in Überschwemmungsgebieten stehen bzw. bei denen die Grundwasserhältnisse ungünstig sind. In der Nähe von ausufernden Flüssen müssen die Maste einen so hohen Betonsockel oder anderen Schutz erhalten, daß Eisschollen den Mast nicht treffen und in Schwingungen versetzen können. Über die Berechnung der Fundamente wird später besonders gesprochen werden.

Handelt es sich darum, die Mastfundamente noch vor Eintritt der Frostperiode fertigzustellen, um im Winter die Leitung zu bauen und in hochkultivierten landwirtschaftlichen Gegenden auf diese Weise Flurschäden, Verzögerung in der Feldbestellung u. dgl. zu vermeiden, oder müssen besondere Zeiträume für Fundierungen eingehalten werden z. B. im bebauten Gelände, in Sumpfgenden, auf Gebirgsstrecken, dann kann man in einfacher und doch betriebssicherer Weise derartig vorgehen, daß man die Betonsockel, noch bevor die Masten zur Aufstellung gelangen, fertig herstellt und die Masten später aufschraubt (Abb. 236). Eine andere Ausführung ist auch die, das Fundament mit einer Aussparung zur Aufnahme eines verkürzten Mastfußes zu versehen, die später, wenn der Mast auf die Fundamentschrauben aufgeschraubt ist, vergossen wird.

Eine recht interessante Aufstellung von Eisenmasten in Gebirgsgegenden längs Paßstraßen zeigt Abb. 237, die dann zweckmäßig

¹ Thieme, A.: 60- bzw. 100-kV-Leitung Lehrte—Oldau der Preuß. Elektr. A.-G. AEG-Mitt. Jan. 1932 Heft 1 S. 22 (Betonfundament für Moorboden).

ist, wenn infolge von vorhandenen Fernsprech- und Telegraphenleitungen auf der einen Seite und Wäldern oder stark unter Stein Schlag leidendem Gebirge auf der anderen Seite der Straße kein geeigneter Platz für die Maste zu finden ist. Man hat sich dort durch das Einbauen eiserner etwa 5,5 bis 6 m über den Abgrund herausragender Konsole geholfen, die an der Wegböschung an Betonklötzen verankert wurden. Außerdem schützen starke Mauern die Eisenkonstruktionen vor den gefährlichen Wirkungen des Steinschlages.

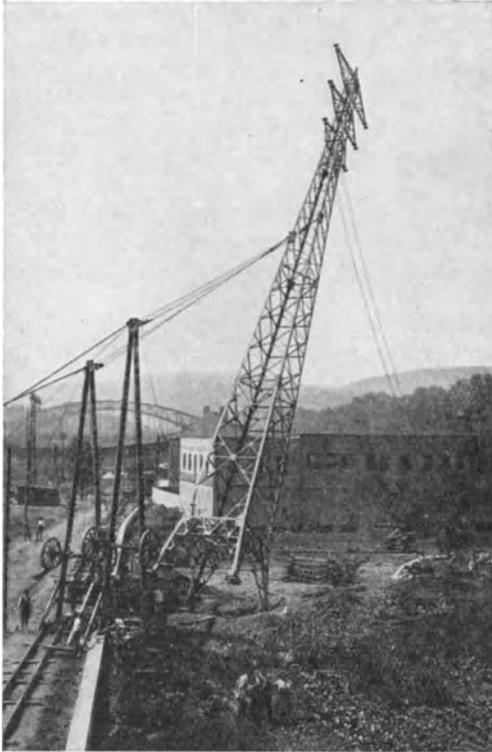


Abb. 236. Aufrichten eines 35 m hohen Stahlgitterturmes auf ein vorbereitetes Betonfundament.

Der Mastanstrich. Für den Mastanstrich sind nur ganz besonders dafür hergestellte Ölfarben zu verwenden, wenn der Anstrich den hohen Kosten entsprechend auf mehrere Jahre halten soll. Es ist zu empfehlen, sich nach dieser Richtung mit nur erstklassigen Sonderfirmen in Verbindung zu setzen. Anderenfalls können erhebliche Unkosten für frühzeitige Erneuerung des Anstriches entstehen, wenn — was eigentlich selbstverständlich ist — die Maste in jederzeit einwandfreiem Zustand sein, also keine Anrostungen aufweisen sollen. Ein guter, auf dem sorgfältig entrosteten und entzünderten Eisen aufgebracht doppelte Farbanstrich muß unter normalen Beschaffen-

heitsverhältnissen der umgebenden Luft 4 bis 5 Jahre halten, ohne daß Abblätterungen eintreten. Letztere weisen immer darauf hin, daß entweder der Farbwerkstoff oder die Grundlage für sein Aufbringen nicht in ordnungsmäßigem Zustand waren. Für die Farbe selbst ist vorzuschreiben, daß das Bindemittel — in der Hauptsache Leinölfirnis mit Zusätzen — und das Farbmittel bei längerer Einwirkung der umgebenden Luft keine allmähliche chemische Veränderung erleiden, insbesondere keine Wasserabspaltung eintreten darf. Anderenfalls wird der Farbfilm spröde, erhält Risse, durch die Wasser eindringen und ein Unterrosten erzeugen kann, und blättert ab. Außerdem soll der Farbfilm elastisch sein, wiederum damit sich keine Risse durch die

fortgesetzten Schwingungen, denen der Mast im Winde unterworfen ist, bilden können.

Ein einmaliger Anstrich genügt nicht und lohnt nicht die Kosten, die für ihn aufzuwenden sind. Der Farbauftrag wird dabei zu ungleichmäßig und gibt die Möglichkeit, daß schon nach kurzer Zeit Wassereintrichsstellen entstehen, die ein vorzeitiges Rosten an einzelnen

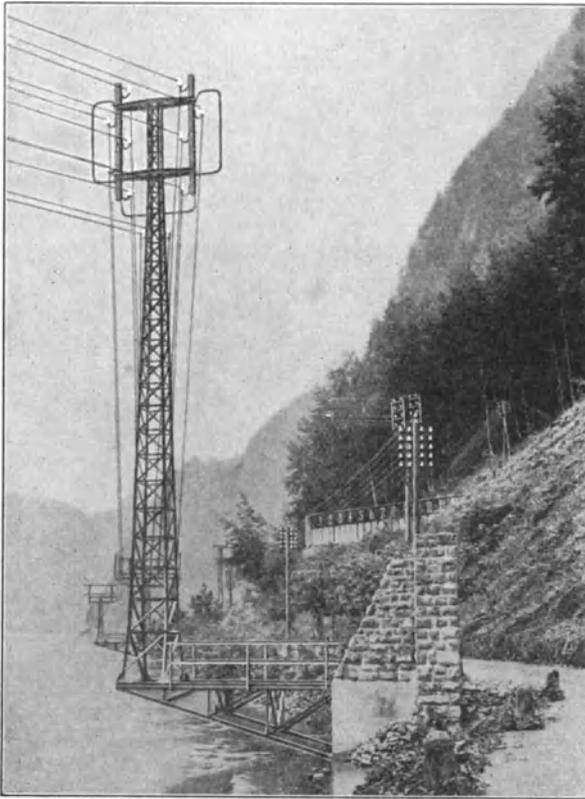


Abb. 237. Hochspannungsleitung an einer Bergstraße (Spannweite 120 m).

Stellen (Rostblüten) zur Folge haben. Der Anstrich ist also nicht luftdicht genug.

Das Anstreichen selbst soll nur von einem zuverlässigen, erfahrenen Fachmann vorgenommen werden. Die Farbe soll mit dem Pinsel gewissermaßen in das Eisen eingerieben werden. Die Maste müssen vollständig trocken sein. Daher sollen Mastanstricharbeiten nur im Sommer durchgeführt werden.

Für Masten in schwer zugänglichen Gebieten und auch für solche, die ein Abschalten der Leitung nicht zulassen (nur einseitige Speisung bei einem Stromkreis) ist mit gutem Erfolg die Feuerverzinkung

angewendet worden. Sie ist wesentlich teurer als der Farbanstrich und daher zumeist nur für den Mastkopf und die Querträger angewendet worden, an denen ein Arbeiten bei unter Spannung stehender Leitung nicht zulässig ist.

Die V.S.F. schreiben hierzu vor:

Stahlmaste müssen zuverlässig gegen Rost geschützt sein. Dieser Schutz kann bei Teilen, die über der Erde liegen, u. a. erreicht werden durch Aufbringen eines metallenen oder nichtmetallenen Anstrichmittels oder durch metallene Überzüge. Wird ein Zinküberzug gewählt, so ist, soweit es die Formgebung zuläßt, die Feuerverzinkung anzuwenden. Das für die Zinkbäder verwendete Zink darf nur chemisch reines Hüttenzink sein¹. Auf andere Art verzinkte Gegenstände müssen nach der Verzinkung noch mit einem die Schutzwirkung erhöhenden Überzug (z. B. Firnis, Farbe) versehen werden. Eine Nachbearbeitung der Gewinde von feuerverzinkten Schrauben und Muttern ist nicht zulässig.

In der Erde liegende Eisen- und Stahlteile sind mit heißem säurefreiem Teer oder einem gleichwertigen kalten oder heißen säurefreien Schutzmittel zu streichen. Von Beton umgebene Eisen- und Stahlteile gelten als gegen Rost geschützt.

Vor dem Aufbringen des Rostschutzes sind Stahlmaste sorgfältig zu entrostern.

Die zuverlässigste Entrostung² wird durch Sandstrahlgebläse oder durch maschinelle Reinigung mit umlaufenden Stahlbürsten erreicht. Zum mindesten muß mit der Handstahlbürste sorgfältig entrostet sowie Roststaub, loser Walzunder und Schmutz vollkommen entfernt werden. Besonders sorgsam sind beim Entrostern alle Stellen zu behandeln, die nach dem Zusammensetzen des Mastes durch andere Stahlteile überdeckt sind (Stoßstellen, Anschlüsse der Streben usw.); solche Teile sind farbnaß zusammenzusetzen.

d) Die Eisenbetonmaste. Ein schon seit einer Reihe von Jahren zur Herstellung von Masten benutzter Werkstoff ist der Zementbeton mit Eisenarmierung. Die Eisenarmierung erfolgt in der Form, daß in die Betonmasse Stahlstäbe mit einem Eisengeflecht eingelegt werden. Da das Eisen vollständig vom Beton umschlossen wird, ist dasselbe der Zerstörung durch Rost nicht ausgesetzt.

Die hohe Beanspruchungsfähigkeit und dazu die Festigkeit gegen Feuer, klimatische und Witterungs-Einflüsse, Insekten, Rost, Temperaturwechsel usw. machen diesen Werkstoff ebenfalls für den Bau von Masten geeignet; es sind in Deutschland auch bereits eine größere Anzahl von Anlagen mit Spannungen bis 60 kV seit Jahren im Betrieb, bei denen die eisenarmierten Betonmaste fast durchgängig benutzt worden sind. Erfahrungen hinsichtlich Lebensdauer und Unterhaltungskosten liegen heute bereits in ausreichendem Maß vor, die zeigen, daß auch diese Maste allen Anforderungen des Betriebes und der Wirtschaftlichkeit durchaus entsprechen. Zerstörung des Betons durch elektrische Ströme, die in die Eisenarmierung eindringen (Erdströme), sind bisher nicht beobachtet worden. Versuche, die Dyckerhoff & Widmann A.-G. an Eisenbeton-Bahnschwellen vorgenommen hat,

¹ Siehe Anleitung für die Prüfung der Verzinkungsgüte bei der Abnahme verzinkter Stahldrähte und verzinkten Stahl- und Eisenzeuges.

² Siehe auch Normalbedingungen für die Lieferung von Eisenbauwerken. DIN 1000.

haben jedenfalls bei Gleichstrom nichts Nachteiliges ergeben. Auch Mitteilungen aus der amerikanischen Praxis bestätigen dieses.

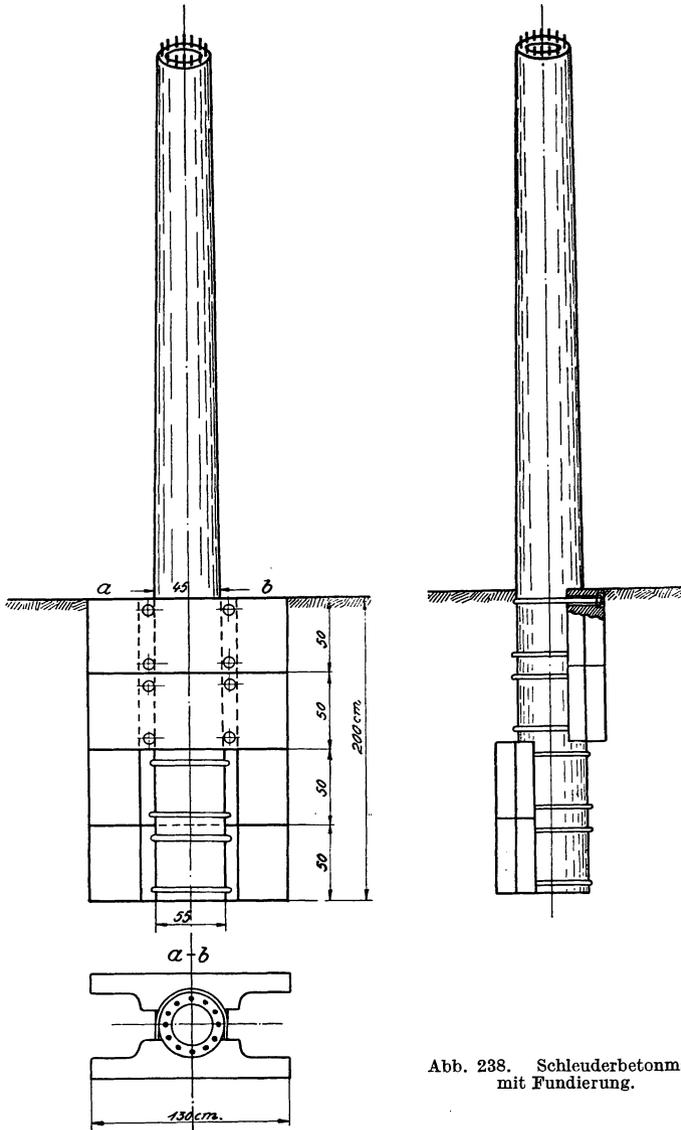


Abb. 238. Schleuderbetonmast mit Fundierung.

Von deutschen Firmen, die die Eisenbetonmasten anfertigen, seien erwähnt Dyckerhoff & Widmann A.-G., Dresden, und Schleuderbetonwerk, Erlangen.

Für Hochspannungsleitungen kommt in der Hauptsache nur dieser Schleuderbetonmast zur Verwendung. In einer Schleuderformmaschine wird der besonders vorbereitete, flüssige Beton durch die Zentrifugalkraft um ein Metallgerippe gepreßt und so die Mastform gewonnen (Abb. 238). Das Stahlgerippe besteht aus starken gewalzten Stahlstäben (Siemens-Martin-Stahl mit einer Zugfestigkeit von 6000 bis 8000 kg/cm²), die durch drei Spiralwicklungen aus dünnerem Eisendraht gehalten werden. Die jeweilige Bauart und Abmessung der Eisenarmierung ergibt sich gemäß der statischen Berechnung aus der Festigkeit bzw. dem Spitzenzug, den der Mast aushalten soll. Diese Maste sind Rohrmaste (glatter oder profilierter Form) in einem Stück mit Längen bis zu 20 m, doch stehen der Anfertigung längerer Maste technische Schwierigkeiten nicht im Wege. Der äußere Durchmesser beträgt an der Mastspitze 15 bis 35 cm, am Mastfuß 22 bis 56 cm. Die Wandstärke schwankt zwischen 3 bis 12 cm.

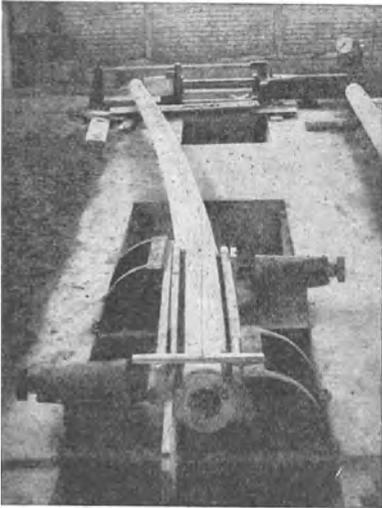


Abb. 239. Eisenbeton - Schleudermast von 13 m Länge während der Biegeprüfung (Dyckerhoff & Widmann).

Hinsichtlich der Elastizität¹ der eisenarmierten Betonmaste und der Bruchsicherheit¹ sind von den Firmen sehr eingehende Versuche angestellt worden, die durchweg befriedigende Ergebnisse hatten. So zeigt Abb. 239 einen 9 m

langen für 550 kg Spitzenzug bei 6facher Sicherheit gebauten auf 1,9 m fest eingespannten Schleuderbetonmast während der Prüfung, die 4 Tage ohne Unterbrechung dauerte. Der Mast ging fast vollkommen in seine Anfangslage zurück. Die Spitzenausbiegung betrug 78 cm, die hierzu notwendige Belastung 3200 kg. Es zeigten sich nur ganz feine, beim Zurückgehen der Belastung wieder verschwindende Haarrisse. Ob durch letztere Luft und Feuchtigkeit an die Eiseneinlagen gelangen und Rostbildung erzeugen kann, ist noch nicht geklärt. Der Betrieb hat nach dieser Richtung Nachteiliges bisher nicht feststellen können.

Nach diesen günstigen Versuchsergebnissen zu urteilen, sind also die Betonmaste als sehr elastisch zu bezeichnen, und sie gewähren infolgedessen die gleichen Vorteile hinsichtlich der Streckensicherheit bei Leiter- und Mastbrüchen wie die eisernen elastischen Strecken- und

¹ Förster: Probelastungen bei Schleudermasten der Firma Dyckerhoff & Widmann, Armierter Beton 1913 Heft 1; Neuzeitliche Ausbildungen und Probelastungen von Eisenbeton-Schleudermasten. Bauing. 1920 Heft 3.

Fachwerksmaste. Über das Verhalten beim Bruch nur eines Leiters und dem dadurch bedingten Verdrehen des Mastes konnten Angaben nicht erhalten werden. Es ist daher zu empfehlen, daß auch über den Einfluß von Verdrehungs- und Scherkräften rechnerisch und durch Versuche geklärte Feststellungen gemacht werden.

Die Querträger für die Isolatoren werden entweder aus Eisen oder auch aus Beton hergestellt (Abb. 112 u. 240). Die Eisenträger sind billiger, leichter anzubringen und für das Gesamtbild des Mastes gefälliger, bei Stützenisolatoren lassen sie sich zugleich in einer Form durchbilden, die wiederum auf den Vogelschutz Rücksicht nimmt. Nachteilig beim eisernen Querarm ist die Unterhaltung, das Nachrichten bei Verbiegung durch Leiterbruch und das zeitweilige Entrosten und Streichen, weil das Besteigen der Betonmaste sehr umständlich und zeitraubend ist. Namentlich macht sich das bei kleinen Querträgern bemerkbar, was aus Abb. 112 ohne besondere Erläuterung ersichtlich ist (Übersteigen von der untersten zur mittleren Traverse).

Es lag daher der Gedanke nahe, auch die Isolatorenträger aus Beton herzustellen, um die Unterhaltungskosten weiter herabzudrücken. Nachteiliges über diese Bauform aus der Praxis ist bisher nicht bekannt geworden und daher sind Bedenken besonderer Art nicht anzuführen. Diese Betonquerarme werden entsprechend verstärkt über den Mast hinweggeschoben und dann vergossen. Fehler dürfen dabei naturgemäß nicht auftreten, da sie nur außerordentlich schwer beseitigt werden können. Das gleiche gilt für den Fall, daß ein Querarm zu Bruch geht. An sich wird die Schönheit des Mastes nach Ansicht des Verfassers durch solche Betonquerarme nicht verbessert (Abb. 240).

Nach den V.S.F./31 sind Eisenbetonmaste wie Eisenmaste zu behandeln und infolgedessen zu erden.

Bei den Schleuderbetonmasten wird ein Armierungsstab für die Erdung benutzt, der an zwei Stellen Kontaktstücke mit Gewinde erhält.

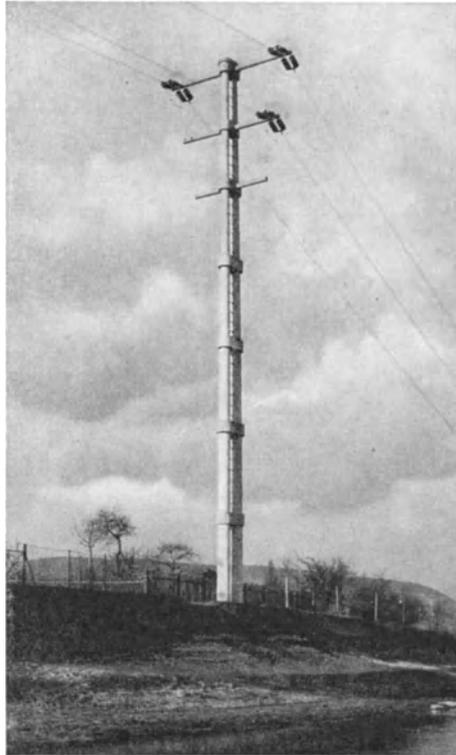


Abb. 240. Doppel-Eisenbeton-Schleudermast als Abspannmast für eine 50-kV-Drehstrom-Doppelleitung: ein Stromkreis aufgelegt.

An letztere werden die Erdungsleiter der Isolatorenträger und der Erdplatte mittels Schraube und Kabelschuh befestigt. Der Anschluß des Erdleiters außen am Mast wird dadurch vermieden. Nachteile für den Beton durch die zeitweilige Strombelastung des Armierungsstabes sind bisher nicht festzustellen gewesen. Diese Ausführung ist jedenfalls außerordentlich einfach und billig. Von der Verlegung besonderer Erdseile im Mastinnern ist abzuraten, wenn nicht Kupferseil benutzt wird, das nicht der Gefahr des Durchrostens ausgesetzt ist.

Die Fundierung der Betonmaste erfolgt bei Abspannmasten und Winkelpunkten in der Form, daß besondere Betonbalken mit einer ebenen

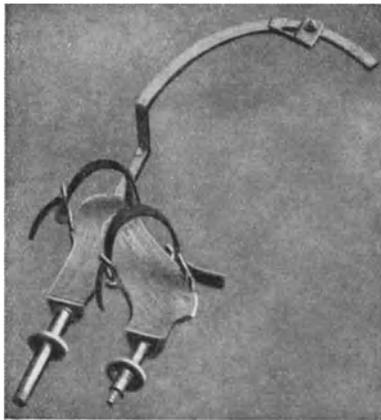


Abb. 241. Steigschuh für Schleuderbetonmaste.

nen und einer der Mastform angepaßten Fläche (Abb. 238) mit einigen Rundeisenstäben bewehrt um den Mastfuß gelegt werden und zwar zwei dicht unterhalb der Erdoberfläche und zwei am unteren Ende des Mastfußes. Auf gerader Strecke ist eine Einbetonierung der Maste bei gewachsenem Boden nicht erforderlich, weil sie einerseits durch ihr Eigengewicht bereits standsicher genug sind und andererseits bei ungleichem Leiterzuge oder bei Abspannungen infolge der großen auf das Erdreich wirksamen Fläche geringe Flächendrücke ergeben. Infolge des großen Gewichtes muß aber jeder Mast zuverlässig gegründet sein.

Den Vorteilen langer Lebensdauer und geringster Unterhaltungskosten stehen Nachteile gegenüber, die im Gewicht der Betonmaste und in ihrer schweren Besteigbarkeit begründet sind. Hinsichtlich des Gewichtes ist auf S. 374 das Erforderliche gesagt und in Vergleich gebracht zu Stahlgittermasten. Aus Abb. 281 bis 286 ist zu ersehen, daß Leichtmaste für Mittelspannungsstrecken schon wesentlich schwerer sind als Holz- oder U-Eisenmaste. Bei Hochspannungsanlagen und großen Spitzenzügen steigt das Betonmastgewicht auf das 2 bis 3fache des Stahlgittermastes. Es ergibt sich hieraus zwingend, daß Betonmaste nur in festem, gutem Boden Aufstellung finden können und ferner gute Anfahrstraßen, Abladeplätze u. dgl. erfordern. Dazu kommt, daß die Betonmaste beim Transport unter Umständen zerschlagen werden können. Diese Gründe haben vereinzelt veranlaßt, dort, wo die Betonmaste gebraucht werden und der Beton billig zu beschaffen ist, besondere Anlagen zur Herstellung derselben zu errichten, was jedenfalls unvergleichlich billiger ist als lange Eisenbahnzufuhr. So wurden z. B. die beim Bau der Überlandzentrale Belgard A.-G. (Pommern) erforderlichen Eisenbetonmaste für die 40-kV-Leitungen zum großen Teil an Ort und Stelle hergestellt. Man hatte dort nur notwendig, die

Maste bis zu ihrem eigentlichen Standplatz auf guten Kunststraßen zu verfahren.

Das Besteigen der Maste ist ebenfalls sehr umständlich und zeitraubend. Steigeisen nach Form der Abb. 241 haben sich im Betrieb nicht eingeführt, weil sie zu schwer und zu unhandlich sind, den Mann zu sehr ermüden und auch mit Gefahr des Abrutschen verbunden sein können, wenn die Schnappvorrichtung versagt oder der Mast feucht ist bzw. gefrorene Oberfläche hat. Besser ist die Benutzung einer Strickleiter, die entweder von Hand über die Querträger geworfen oder auch an einer Leine mit einer Schleuderpistole ähnlich den Schiffspistolen für Rettungsleinen geschossen wird.

13. Entwurf und Berechnung der Maste.

Nur für Holzmaste kommt der Elektroingenieur in die Lage, die Mastberechnung selbst vornehmen zu müssen. Aber auch hier sind die Fälle verhältnismäßig selten. Für Stahl- und Eisenbetonmaste hat die Berechnung durch den Fachingenieur zu erfolgen. Die Unterlagen allerdings hat der Elektroingenieur zu beschaffen, der sie einmal aus den elektrischen Verhältnissen der zu bauenden Leitung, das andere Mal aus den Streckenplänen festzustellen hat.

Aus den elektrischen Verhältnissen ergibt sich nach der Höhe der Übertragungsspannung und der fortzuleitenden Leistung der Leiterwerkstoff und der Leiterquerschnitt, die Phasenordnung, der Phasenabstand, die Art und damit die Abmessung der Isolatoren. Die Streckenverhältnisse bestimmen die Spannweiten, den Durchhang und damit den Spitzenzug auf die Maste, die Höhe der Leiter über Erdboden und damit die Höhe der Maste, und schließlich die mechanische Beanspruchung durch den Leiterzug, ferner die Gestaltung der Maste als Trag-, Abspann-, Winkel- usw. Maste, die Möglichkeiten der Fundierung und schließlich Sonderausführungen für besondere Streckenpunkte bzw. Streckenabschnitte.

Ist die Höhe der Übertragungsspannung nach dem bisher Gesagten gewählt und daraus auch Leiterwerkstoff und Querschnitt, so ist zunächst die Spannweite zu bestimmen. Aus dieser folgt der Durchhang. Hier soll nun fortgefahren werden.

a) Das Mastkopfbild und daraus die Querträgerdurchbildung und -anordnung muß nach der elektrischen, der mechanischen und der betriebstechnischen Seite besonders beurteilt werden. Die Feststellungen in elektrischer Hinsicht sind im 6. Kap. durchgeführt; sie erstrecken sich auf kleinste Werte für die Induktivität und entsprechende Ermittlung der Kapazitätsverhältnisse und sind dann in Einklang zu bringen mit den mechanischen und betriebstechnischen Forderungen, die sich aus den Strecken- und Geländebeziehungen ergeben. Aus diesen sind besonders bestimmend neben dem zur Verlegung kommenden Leiterwerkstoff und der Spannweite die Wind- und Rauhreifvorkommen, ferner die Geländebeschaffenheit (Walddurchhieb, hügeliges Gelände senkrecht zur Leitungsrichtung, Berghänge).

Entsprechend sind die Leiterabstände und Leiteranordnung zu wählen, die ihrerseits weiter die Ausbildung und Beanspruchung der Leiterträger bestimmen. Die Leiteranordnung am Mast läßt, je nachdem ein oder zwei Stromkreise — bei großen Hochspannungsanlagen selten mehr — verlegt werden, eine große Zahl von Lösungen zu, die in Zusammenstellung 37 kritisch beurteilt sind. Im besonderen sind hierzu noch einige allgemeine Bemerkungen zu machen.

Nach dem im 6. Kapitel Gesagten können die elektrischen Verhältnisse für alle Mastkopfbilder praktisch nicht mit hinreichender Genauigkeit als gleichwertig angesehen werden, selbst wenn sowohl beim Einfach- als auch beim Doppelstromkreis entsprechende Verdrillungen vorgenommen werden. Der bestehende Unterschied trotz der Verdrillungen bewegt sich etwa zwischen 5 und 10 vH. Er ist betrieblich dann ohne wesentliche Bedeutung, wenn die Spannung entsprechend geregelt werden kann. Der gesamte Spannungsabfall wird allerdings abweichend. Ferner wird der Unterschied beachtlich, wenn Erdschluß oder Leiterbruch eintritt. Da aber ein solcher Fehlerzustand nur kurzzeitig bestehen darf und die kranke Leitung sobald als möglich abgeschaltet werden muß, spielt letzten Endes in der elektrischen Beurteilung des Mastbildes die mechanische Durchbildung der Verdrillungen eine große Rolle, die mit Ausnahme der Phasenordnung in einer Ebene bei allen anderen Leiteranordnungen annähernd gleiche Lösung zuläßt. Hierauf wird später noch näher eingegangen werden.

Je kleiner die Induktivität, um so größer wird die Kapazität und der Ladestrom der Leitung. Bei Spannungen bis 35 kV spielt die Kapazität keine allzu beachtliche Rolle, wohl aber die Induktivität, weil sie den Gesamtspannungsabfall beeinflußt. Die Leiteranordnungen sind in Tafel 37 so nacheinander zusammengestellt, daß von I beginnend die Induktivität vom kleinsten Wert steigt, die Kapazität fällt, so daß mit der Reihenfolge der Mastkopfbilder auch eine gewisse Wertigkeit nach dieser Richtung zum Ausdruck kommt.

Ferner ist bei der Auswahl des Mastkopfbildes in elektrischer Hinsicht auch auf einen ersten Ausbau und auf einen guten Betrieb nur eines Stromkreises zu achten, wenn also der zweite abgeschaltet ist.

In mechanischer Hinsicht und zwar in der Hauptsache hinsichtlich der Mastlänge ergibt das Mastkopfbild mit den Leitern in einer Ebene die geringste Mastlänge. Alle anderen Leiteranordnungen bedingen höhere, die Tannenbaum- und umgekehrte Tannenbaumform die höchsten Maste. Werden feste Querträger gewählt (also keine Schwenktraversen oder dgl.), so ist das Mastgewicht für die verschiedenen Mastkopfbilder rechnerisch bei der Entwurfsbearbeitung festzustellen. Dieses allein sollte indessen nicht den Ausschlag geben, da noch die Geländeverhältnisse zu berücksichtigen sind, die in vielen Fällen wesentlich ins Gewicht fallen. Bei der Lage der Leiter in einer Ebene und nur einem Stromkreis ist für Mittelspannungsnetze sowohl bei Stützen als bei Kettenisolatoren die Form nach II und III durchaus zu empfehlen, bietet aber einige Schwierigkeit bei den Verdrillungsmasten, da die Verdrillung nicht im Felde zwischen zwei Masten vorgenommen

werden kann. Die Dreieckanordnung nach Ia erfordert besondere Ausführung bei Abspannmasten, die Lyra- oder ähnliche Hilfskonstruktionen bei Holzmasten können an Abspannpunkten wegen zu geringer mechanischer Festigkeit nicht gewählt werden.

Bei Doppelstromkreisen ist die Leiteranordnung in einer Ebene beiderseits des Mastes nicht immer die günstigste, weil bei dieser die Verdrehungsbeanspruchung besonders groß wird und dann sehr starke Querträger und Maste erfordert. Um den betrieblichen Vorzug dieses Mastkopfbildes aber auszunutzen, müssen entweder Schwenktraversen genommen oder eine Portalkonstruktion nach Abb. 234 gewählt werden, wodurch die Gesamtkosten der Strecke bedeutend erhöht werden.

Für die betriebliche Beurteilung d. h. in diesem Fall für einen ungestörten Betrieb auf der Leitung sind bestimmend die Gelände- und die klimatischen Verhältnisse der Strecke. Hinsichtlich der Gelände- und Verhältnisse sind zu berücksichtigen die Lage der Leitung zu Boden- erhebungen, Hängen, benachbarten hohen Bäumen, die Durchquerung hochstämmigen Waldes, hinsichtlich der klimatischen Verhältnisse besonders sturm- und rauhreifgefährdete Gegenden. Dazu kommt der gewählte Leiterwerkstoff insbesondere Aluminium und schließlich leichte und schnelle Instandsetzungsmöglichkeit an Isolatoren und Leitern.

Elektrisch und mechanisch zusammen ist das Mastkopfbild zu bestimmen nach der Lage der Leiter zueinander und nach den Phasen- abständen. Hierzu schreiben die V.S.F. vor:

a) Die Spannung führenden Leiter müssen voneinander und von anderen Leitern des gleichen Spannungsfeldes z. B. von Erdseilen einen solchen Abstand erhalten, daß ein Zusammenschlagen oder eine Annäherung bis zum Überschlag nicht zu befürchten ist. Diese Forderung gilt bei Leitern gleichen Werkstoffes, gleichen Querschnittes und gleichen Durchhanges als erfüllt, wenn der Abstand in Metern

bei Leitern aus Aluminium und seinen Legierungen:

$$\text{mindestens } \sqrt{f} + \frac{U}{150}, \quad (261)$$

bei Leitern aus anderen Werkstoffen:

$$\text{mindestens } 0,75 \sqrt{f} + \frac{U}{150} \quad (262)$$

beträgt. Hierbei ist f der Durchhang des Leiters bei $+ 40^{\circ} \text{C}$ in Metern und U die Betriebsspannung in Kilovolt.

Bei Spannungen von 3 kV aufwärts darf bei Aluminium und seinen Legierungen der Abstand nicht kleiner als 1 m, bei anderen Werkstoffen nicht kleiner als 0,8 m sein.

Leiter, die keine Spannung gegeneinander haben, dürfen einen geringeren gegenseitigen Abstand erhalten. Bei Leitern verschiedenen Querschnittes oder verschiedenen Werkstoffes oder ungleicher Durchhänge ist unter Voraussetzung gleichsinniger Ablenkung der Leiter bei verschiedenen Windstärken festzustellen, ob die nach dem Vorstehenden angenommenen Abstände noch ausreichen; erforderlichenfalls sind sie so weit zu vergrößern, daß im Falle der größten Annäherung der Leiter ein Abstand von $\frac{U}{150}$, mindestens aber ein solcher von 0,2 m gewahrt bleibt.

b) In durch Eislast besonders gefährdeten Gegenden muß in erhöhtem Maß der Gefahr des Zusammenschlagens übereinander liegender Leiter Rechnung getragen werden.

Die Erfahrungen an Leitungen und die meteorologischen Beobachtungen lehren, daß es in Deutschland sowohl durch Eislast besonders gefährdete Gegenden als auch kleinere, örtlich eng begrenzte Rauheifgebiete gibt, die durch größere Wasserflächen, Flußniederungen, Moore u. dgl. gekennzeichnet sind. Besonders gefährdet sind Hänge, die nach solchen feuchten Gebieten zu abfallen, zumal wenn die vorwiegende Windrichtung von dort kommt¹.

Die Gefahren bestehen darin, daß einzelne Leiter im Augenblick des Abfallens der Eislast hochschnellen und darüberliegende Leiter berühren oder sich ihnen bis zum Überschlag nähern. Auch kann bei teilweisem Abfallen der Eislast der Belastungszustand in benachbarten Feldern verschieden sein, so daß sich die Ketten in der Leitungsrichtung schiefer stellen und dadurch die gegenseitigen Leiterabstände an einzelnen Stellen stark verringern.

Solche Gefahren lassen sich vermeiden, wenn entweder alle Leiter in gleicher Höhe nebeneinander mit einem gegenseitigen Abstand nach a) verlegt werden oder wenn bei verschiedener Höhenlage der Leiter eine wagerechte Versetzung

von $\frac{U}{150}$, mindestens aber von 0,20 m vorgesehen wird.

Weitere Maßnahmen sind Verkürzung der Spannweiten und Abspannabschnitte.

c) Die Spannung führenden Leiter müssen von geerdeten Bauteilen einen Mindestabstand in Metern haben, der bei Betriebsspannungen unter 15 kV 0,2, bei Betriebsspannungen von 15 kV aufwärts $0,1 + \frac{U}{150}$ beträgt.

Bei Hängeketten muß der Mindestabstand der Leiter in Metern von geerdeten Bauteilen betragen:

$$\text{bei ruhender Kette:} \quad 0,1 + \frac{U}{150}, \quad (263)$$

$$\text{bei einer Ablenkung der Kette durch Wind:} \quad \frac{U}{150}. \quad (264)$$

Hierbei ist ein Winddruck von 125 kg/m² auf Kette und Leiter anzunehmen.

b) **Der Ausschwingwinkel des Leiters.** Bei der Beurteilung der Phasenabstände ist weiter der Abtrieb des Leiters aus seiner senkrechten Lage durch den auf ihn wirkenden Wind zu berücksichtigen. Wie das 27. Beispiel zeigt, können — theoretisch jedenfalls — oft ganz gewaltige Ausschläge (Auspendelungen, Abtrieb) eintreten, die zum Zusammenschlagen der Leiter führen, wenn sie nicht bei der Festlegung des Phasenabstandes zwischen den Leitern und vom Mast entsprechend berücksichtigt werden.

Wind beachtlicher Stärke kommt jedenfalls für europäische Verhältnisse nicht im Winter bei vereister Leitung vor, sondern im Frühjahr und Herbst — einzelne Gewitterböen zunächst ausgeschlossen —. Es ist also der Sicherheit wegen der Durchgangszustand der Leitung bei + 40° C für die Berechnung vorauszusetzen, wobei dann auch Gewitterböen Berücksichtigung finden. Nach den V.S.F. soll die Windkraft mit 125 kg/m² senkrecht getroffene Fläche und dem Abschlagswerte 0,5 bei Seilen bzw. runden Flächen angenommen werden. Ob dieser Wert für die einzelnen Leitungsstrecken zutreffend ist, muß besonders geklärt werden. An sich stellt er schon eine sehr hohe Belastung dar, die jeden-

¹ Elektr.-Wirtsch. 1927 S. 91.

falls in Deutschland kaum vorkommt, selbst nicht unmittelbar an der Meeresküste oder im Gebirge (Zahlentafel 24).

Die Belastungsverhältnisse für die Ermittlung des Abtriebes sind in Abb. 125, 126 und 242 gezeichnet. Die im Kräfteplan nach abwärts gerichtete Belastung setzt sich zusammen aus dem Gewicht des Leiters und bei Hänge- und Abspansisolatoren aus dem zusätzlichen Gewicht der Isolatoren. Die wagerechte Belastung ergibt sich aus der Windkraft multipliziert mit der getroffenen Fläche.

Es ist also:

der Abtrieb. d. h. der Ausschwingwinkel bei Kettenisolatoren

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\delta_{W, L} + \delta_{W, \mathfrak{I}}}{\delta_E + \delta_{\mathfrak{I}}} = \frac{\delta_{W, L} + \delta_{W, \mathfrak{I}}}{\delta'_E} \quad (265)$$

und daraus ist α zu ermitteln. Zu diesem Wert ist α noch auf der freien Strecke festzustellen, wobei für einen solchen Punkt gilt:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\delta_W \cdot d \cdot 0,5}{\delta_E} \quad (266)$$

Die erhaltenen Werte von α sind zumeist zu groß, weil die Dehnungsarbeit des Leiterseiles unberücksichtigt geblieben ist. Mit etwa 80 vH des gefundenen Abtriebswinkels kann man im allgemeinen und unter gewöhnlichen Verhältnissen gut auskommen.

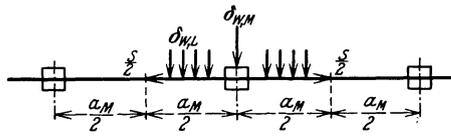


Abb. 242. Windbelastung auf Leiter und Mast senkrecht zur Leitungsrichtung.

27. Beispiel. Es soll der Ausschwingwinkel an den Tragmasten der geraden Strecke einer 110 kV-Leitung berechnet werden in Gegenüberstellung bei Kupfer und Aluminium als Leiterwerkstoff (Abb. 243).

Zahlentafel 35. Ergebnisse zum 25. Beispiel.

Gegeben sind:	Kupfer	Aluminium
Leiterquerschnitt q mm ²	95	150
Spannweite a_M m	230	230
Beanspruchung σ_{\max} kg/mm ²	16	8
Leiterdurchmesser d mm	12,5	15,8
Gewicht für 1 m Seil ohne Zusatzlast δ_E kg	0,851	0,409
Durchhang bei + 40° C f m	5,60	6,80
Siebengliedrige Isolatorkette mit Zubehör Gewicht $\delta_{\mathfrak{I}}$ kg		85,0
Gesamte Kettenlänge $l_{\mathfrak{I}}$ m		1,510
Isolatordurchmesser $d_{\mathfrak{I}}$ mm	350	
Windgetroffene Isolatorfläche = 40 vH der Vollfläche. m ²	1,51 · 0,35 · 0,40 = 0,211	
1 × 50 mm ² Fe als Erdseil mit 20 kg/mm ² gespannt. Durchm. d mm	9,0	
Gewicht für 1 m Seil kg	0,387	
Durchhang bei + 40° C m	6,18	

Senkrechte Belastung durch das Eigengewicht:

$$\delta'_E = \delta_{\mathfrak{I}} + \delta_E = 85 + 230 \cdot 0,851 \cong 282 \text{ kg} \qquad 85 + 230 \cdot 0,409 \cong 179 \text{ kg},$$

Wagerechte Belastung durch die Windkraft:

$$\begin{aligned} \delta_w &= 125 \cdot 0,0125 \cdot 230 \cdot 0,5 \cong 180 \text{ kg}, & 125 \cdot 0,0158 \cdot 230 \cdot 0,5 &= 227, \\ &+ 125 \cdot 0,211 \cdot 0,5 \cong \frac{26 \text{ kg}}{206 \text{ kg}}, & + 125 \cdot 0,211 \cdot 0,5 &\cong \frac{26}{253 \text{ kg}} \\ \text{tg } \alpha &\frac{206}{282} = 0,73 & \frac{253}{179} &= 1,41 \end{aligned}$$

Ausschwingwinkel der Kette:

$$\alpha = 36^\circ \qquad 65^\circ$$

Ausschwingwinkel des Leiters in der Mitte des Spannungsfeldes:

$$\begin{aligned} \text{tg } \alpha &= \frac{180}{197} = 0,91, & \frac{227}{95} &= 2,40, \\ \alpha &= 42^\circ, & & 67^\circ \end{aligned}$$

Ausschwingwinkel des Erdseiles in der Mitte des Spannungsfeldes:

$$\begin{aligned} \text{tg } \beta &= \frac{125 \cdot 0,009 \cdot 230 \cdot 0,5}{230 \cdot 0,387} = 1,46 \\ \alpha_{F_0} &= 55^\circ. \end{aligned}$$

Diese theoretischen Zahlen für den Ausschwingwinkel sind für normale Fälle zu hoch. Es genügt, mit etwa 80 vH zu rechnen und die so gefundenen Werte für die Mastkonstruktion zugrunde zu legen also:

$$\begin{aligned} \text{für die Kette: } & \alpha_{Ca} \cong 29^\circ \quad \alpha_{Al} = 52^\circ \\ \text{und für das Erdseil: } & \beta = 44^\circ. \end{aligned}$$

Die Abweichung der Seillänge infolge des Durchhanges gegenüber der Spannweite kann unberücksichtigt bleiben.

In Abb. 243 ist ein solches Ausschwingbild mit allen Einzelheiten gezeichnet bei einem Seildurchhang für $+40^\circ \text{ C}$ und $+40^\circ \text{ C} + 5 \text{ vH}$, um das allmähliche Längen der Seile zu berücksichtigen. *S. A.* bedeutet den zu fordernden Sicherheitsabstand zwischen je zwei Leitern bzw. dem Erdseil und vom Mast bei synchronem und asynchronem Schwingen. Schließlich ist noch ein gewisser Voreilwinkel φ eingetragen, der für asynchrones Schwingen zu ermitteln ist. An Stelle der Rechnung wird die Schwingungsuntersuchung zumeist zeichnerisch durchgeführt, indem zuerst von den Sicherheitsabständen ausgegangen wird. Dann ist für alle Seillagen rückwärts festzustellen, welche resultierende Belastung, bzw. welche Windkraft vorhanden sein muß, um den gefundenen Ausschwingwinkel herbeizuführen. Zu solchen Untersuchungen gehört auch die Berücksichtigung der Vereisung bei mäßigem Wind. Als praktisch häufig zutreffende Verhältnisse können angesehen werden: -5° C + Zusatzlast nach V.S.F. + wagerechter Windeinfall von 30 kg/m^2 senkrecht getroffene Fläche mit Eisansatz (Abschlagswert 0,5 noch zu berücksichtigen). Das spez. Gewicht des Eises kann mit 0,9 angesetzt werden.

c) **Die Mastlänge.** Aus dem gewünschten oder vorgeschriebenen Abstand des untersten Leiters vom Boden bzw. von bestimmten Gelände-punkten (Bahnkörper, Wasserfläche, Dachfirst usw.), dem größten Durchhang und dem Mastkopfbild ergibt sich die Länge des Mastes über

Erdboden. Für deutsche Verhältnisse sind hinsichtlich des Bodenabstandes zumeist 6,5 bis 7 m vorgeschrieben. Die Planaufnahmen des Geländes müssen mit größter Sorgfalt vorgenommen werden, damit der Bodenabstand bei größtem Durchhang auch tatsächlich gewährleistet ist. Mit Rücksicht auf das sogenannte „Nachlängen“ aller Leiterwerkstoffe, insbesondere Aluminium, und bei Kettenisolatoren auf die Möglichkeit, gegebenenfalls ein Glied mehr einhängen zu können, wenn die klimatischen Verhältnisse das später im Betrieb erwünscht erscheinen lassen, gibt man der Mastlänge einen gewissen Sicherheitszuschlag in der Regel von etwa 0,5 bis 1 m. Damit wird man dann auch freier in der Fundierung, wenn die Bodenverhältnisse eine tiefere als die vorgesehene Fundierung notwendig machen. Ein solcher Sicherheitszuschlag, der naturgemäß den Mastpreis verteuert, wird bei Tragmasten doch wirtschaftlich sein, wenn die dafür aufzuwendenden Kosten als jährliche prozentuale Kapitalkosten in Vergleich gesetzt werden zu den Kosten, die für das Nachspannen und Nachregeln des Leiters entstehen können.

Zur Prüfung der Mastlänge dient der Höhenplan der Strecke, wie ein solcher in Abb. 107 gezeichnet ist. Aus diesem müssen alle Geländepunkte, Kreuzungsstellen u. dgl. genauestens ersichtlich sein.

Die Eingrabbtiefe (Fundierungstiefe) wird zumeist zu etwa 2,2 bis 2,5 m bei allen normalen Masten angenommen. Bei besonders hohen Masten muß der Mastkonstrukteur gegebenenfalls noch besondere Vorschriften machen (siehe auch die Berechnung der Fundierung).

Um die Mastherstellungskosten tunlichst niedrig zu halten, ist größter Wert schon bei der Planbearbeitung der Strecke darauf zu legen, daß möglichst einheitliche Maste zur Aufstellung kommen also die Mastlängen wenig Unterschiede zeigen. Dieses zu erreichen ist besonderes Geschick und praktischer Blick des Entwurfsbearbeiters. Geht man von der größten Spannweite der normalen Strecke aus, dann kann diesem Grundsatz durch Änderung der Spannweite für die Tragmaste oft sehr

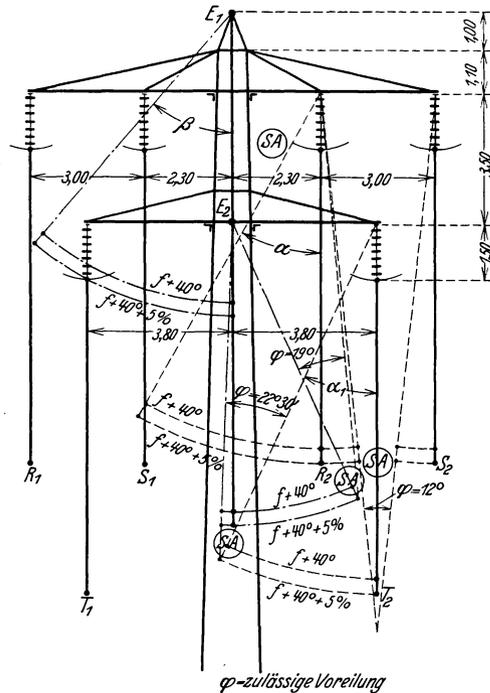
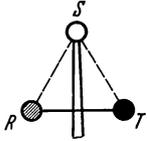
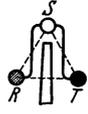
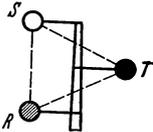
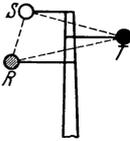


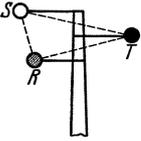
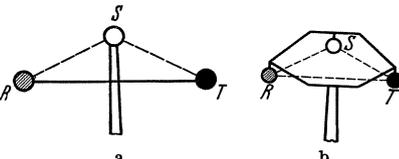
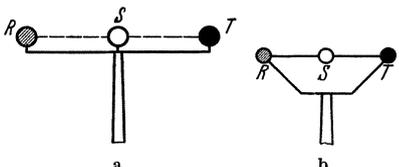
Abb. 243. Seilausschwingungs- und Seilabstandsermittlung für eine Drehstrom-Doppelleitung.

Zusammenstellung 36.

Kritische Beurteilung der verschiedenen Leiteranordnungen und Mastkopfbilder für Drehstrom-Einfach- und -Doppelstromkreise.

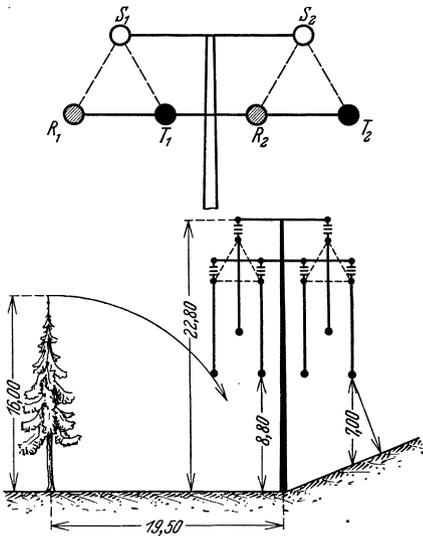
Nr.	Mastkopfbild Leiteranordnung	Beurteilung
I. a	<p>Vorbemerkung: Über die Induktivität der einzelnen Leiteranordnungen gibt Zahlentafel 8 Aufschluß. Sie ist für die elektrische Beurteilung beizuziehen. Bemerkungen hinsichtlich Verdrillung berücksichtigen nur den elektrischen Zustand der Leitung selbst für gute Spannungsverhältnisse, nehmen also keine Rücksicht auf die Beeinflussung benachbarter Fernmeldeleitungen.</p> <p>Die Kapazität wird nicht besonders beurteilt.</p> <p style="text-align: center;">Drehstrom-Einfachstromkreise.</p> 	<p style="text-align: center;">Gleichseitiges Dreieck.</p> <p>elektrisch: gut, da keine Verdrillung erforderlich; geringster Wert der Induktivität. mechanisch: größte Mastlänge; nur für Stützenisolatoren und geringe Mastabstände. betrieblich: Erdung jedes Mastes erforderlich; ungleiche Durchhänge bei ungleicher Entlastung von Zusatzlast geben erhöhte Gefahr für Leiterzusammenschlagen, daher große Phasenabstände.</p>
		<p style="text-align: center;">Gleichseitiges Dreieck.</p> <p>elektrisch: wie Ia. mechanisch: wie Ia; teurer als Ia; nicht geeignet für stärkeren Leiterzug und ungleiche Mastabstände, da Verbiegen des Isolatorenträgers zu fürchten. Mast wird kürzer als bei Ia; für Stützen- und Kettenisolatoren. betrieblich: keine besonderen Abweichungen gegenüber Ia.</p>
c		<p style="text-align: center;">Gleichseitiges Dreieck.</p> <p>elektrisch: wie Ia. mechanisch: teurer als Ia, für höhere Spannungen besser als Ia und Ib; geeignet für Stützen- und Kettenisolatoren. betrieblich: nur geeignet für Strecken ohne besonders gefährliche Zusatzlasten; die Leiter untereinander angeordnet können bei ungleicher Entlastung leichter zusammenschlagen, sonst wie Ia.</p>
d		<p style="text-align: center;">Ungleichseitiges Dreieck. Halbe Tannenbaumform.</p> <p>elektrisch: Verdrillung erforderlich. mechanisch: Mast wird schwerer und teurer als bei Ic. betrieblich: jeder Mast ist zu erden; Isolatorbruch der obersten Phase setzt den Mast durch Aufliegen des Leiters auf dem unteren Isolatorträger unter Spannung; siehe auch: VII.</p>

Zusammenstellung 36 (Fortsetzung).

Nr.	Mastkopfbild Leiteranordnung	Beurteilung
e		<p>Ungleichseitiges Dreieck. Halbe umgekehrte Tannenbaumform. elektrisch: wie Id. mechanisch: Mast wird etwas schwerer als bei Id. betrieblich: bei Kettenisolatoren Mast- erdung nicht erforderlich, daher Bau- ersparnisse; besonders zu empfehlen. siehe auch: VIII.</p>
II. a u. b		<p>Gleichschenkliges Dreieck. elektrisch: Verdrillung erforderlich. mechanisch: Maste werden kürzer; Mast- kopfbild für Stützen- oder für Ketten- isolatoren. betrieblich: Jeder Mast ist zu erden; besser als Ia; besonders zu empfehlen.</p>
III. a u. b		<p>Leiter in einer Ebene. elektrisch: Verdrillung erforderlich. mechanisch: kürzester Mast, in Beschaf- fungskosten aber nicht billiger als IIa/IIb. betrieblich: jeder Mast ist zu erden; Mastkopfbild für besonders wind- und rauhreifgefährdete Strecken zu empfeh- len; bei sehr großen Phasenabständen Portalausbildung; bei Walddurchhieb größter Raumbedarf.</p>

Drehstrom-Doppelstromkreise.

IV.

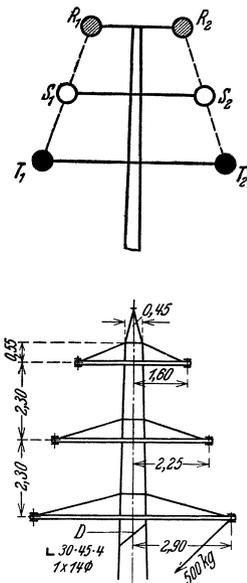
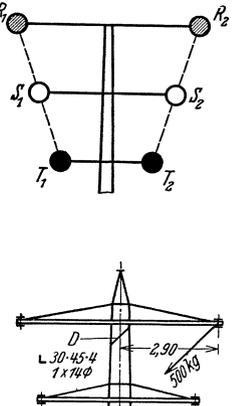


Stehende gleichseitige Dreiecke.
elektrisch: Verdrillung erforderlich; bei
Betrieb nur eines Stromkreises gleiche
Spannungsverhältnisse.
mechanisch: günstiger bei Verdrehungs-
beanspruchung als V; bei Aufstellung am
Berghang wird Mast höher und teurer
als bei V; bei Walddurchhieb größere
Raumbeanspruchung als bei V.
betrieblich: jeder Mast ist zu erden;
Instandsetzungsarbeiten an den oberen
Phasen umständlich und zeitraubend.

Zusammenstellung 36 (Fortsetzung).

Nr.	Mastkopfbild Leiteranordnung	Beurteilung
V.		<p>Hängende gleichseitige Dreiecke.</p> <p>elektrisch: wie IV.</p> <p>mechanisch: ungünstiger als I in bezug auf Verdrehungsbeanspruchung; bei Walddurchhie und an Hängen Kostenersparnis an Masten und Waldentschädigungen.</p> <p>betriebl. wie IV.</p>
VI.		<p>Sechseck.</p> <p>elektrisch: Verdrillung erforderlich, auch wenn nur ein Stromkreis in Betrieb.</p> <p>mechanisch: vorteilhafteste Baustoffbeanspruchung des Mastes auch bei Verdrehung keine zusätzliche Mastlänge bei Aufstellung am Berghang; geringste Breite bei Walddurchquerung.</p> <p>betriebl.: zu empfehlen auf Strecken mit besonderer Rauhreifefahrt, sonst wie IV und V</p>

Zusammenstellung 36 (Fortsetzung).

Nr.	Mastkopfbild Leiteranordnung	Beurteilung
VII.	 <p>Beanspruchung in der ungünstigst belasteten Diagonale D:</p> <p>Stabkraft: 1800 kg Zug: 1060 kg/cm² Druck: 800 kg/cm² Anschluß: Lochleibungsdruck: 3210 kg/cm² Abscherung: 1170 kg/cm² Knicksicherheit $n = 2,06$</p>	<p>Tannenbaumform.</p> <p>elektrisch: Verdrillung erforderlich auch bei Betrieb nur eines Stromkreises.</p> <p>mechanisch: Mastgewicht nicht wesentlich unterschiedlich gegenüber IV; ungünstig bei Masten an Hängen, da Leiteranordnung entgegen dem Hanganstieg verläuft; dadurch höhere Maste; bei Walddurchhieb größere Raumbeanspruchung als VIII; bei gleicher Verdrehungssicherheit wird Mast leichter als bei VIII (siehe Diagonalenbeanspruchung) bei 500 kg Horizontalzug am längsten Isolatorträger.</p> <p>betriebllich: häufig gewählte Mastform; Erdung jedes Mastes erforderlich; Montage- und Instandsetzungsarbeiten umständlicher als bei VIII.</p>
VIII.	 <p>Beanspruchung in der ungünstigst belasteten Diagonale D:</p> <p>Stabkraft: 2775 kg Zug: 1640 kg/cm² Druck: 1230 kg/cm² Anschluß: Lochleibungsdruck: 4970 kg/cm² Abscherung: 1800 kg/cm² Knicksicherheit: 1,57</p>	<p>Umgekehrte Tannenbaumform.</p> <p>elektrisch: wie bei VII.</p> <p>mechanisch: Mastbeanspruchung ungünstiger als bei VII (siehe Diagonalbeanspruchung) bei 500 kg Horizontalzug am längsten Isolatorträger; an Hängen und für Walddurchhieb wesentlich günstiger als VII.</p> <p>betriebllich: Erdung jedes Mastes nicht erforderlich; dadurch Kostenersparnis; leichte und schnelle Montage- und Instandsetzungsarbeiten; günstigste Mastform selbst für schwieriges und gefährdetes Gelände; keine Verletzung der Leiter beim Auslegen und Spannen an den Isolatorträgern.</p>

Zusammenstellung 36 (Fortsetzung).

Nr.	Mastkopfbild Leiteranordnung	Beurteilung
IX.		<p>Leiter in einer Ebene. elektrisch: wie bei VII.</p> <p>mechanisch: schwerste Mastform; ungünstig an Hänger und bei Walddurchtrieb, da größere Kostenaufwendung als bei VIII.</p> <p>betriebl. keine besondere Mastverding erforderlich; nur dort zu empfehlen, wo besondere Rauhreif- oder Sturmgefährdung besteht; teuerste Leiteranordnung bei Portalen bzw. wenn Schwenktraversen gewählt werden. Leichte Montage- und Instandsetzungsarbeiten.</p>
X.		<p>Rechteck.</p> <p>elektrisch: wie bei VII.</p> <p>mechanisch: kein wesentlicher Unterschied gegenüber VI.</p> <p>betriebl. nicht gut wegen der leichteren Gefahr der Leiterzusammenschlagens, bietet auch sonst keine wesentlichen Vorteile; Leiteranordnungen dieser Art wenig in die Praxis eingeführt.</p>

Zusammenstellung 36 (Fortsetzung).

Nr.	Mastkopfbild Leiteranordnung	Beurteilung
XI.		Gleichseitige Dreiecke untereinander. Dieses Mastkopfbild kann nur bei niedriger Spannung angewendet werden, ist betrieblich schlecht und daher nicht zu empfehlen.

weitgehend entsprochen und dabei gleichzeitig hügeliges Gelände entsprechend berücksichtigt werden.

Bei Abspannmasten ist der Forderung nach möglichst wenig Mastformen leichter zu entsprechen. Bei Winkelmasten muß das durch entsprechende Streckenwahl geschehen. Wird theoretisch für eine bestimmte Strecke nur ein Einheitsmast für die Tragmaste und ein Einheitsmast für alle Winkel- und Abspannmaste verwendet, dann ist die Aufgabe der Mastvereinfachung am besten gelöst und die billigste Leitung gebaut. Selbst z. B. eine allgemeine Werkstoffverstärkung sämtlicher Maste kann wirtschaftlicher sein, weil sie in der zeichnerischen Arbeit, in der Eisenprofilbeschaffung und in der Werkstatttherstellung als Reihenarbeit so wesentliche Ersparnisse zu machen gestattet, daß das Mastmehrgewicht preislich ausgeglichen wird.

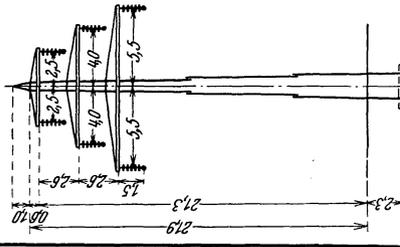
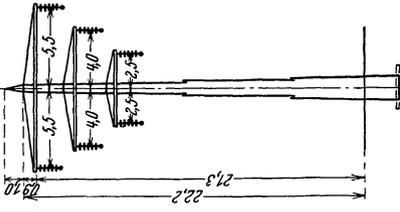
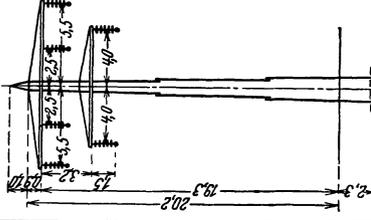
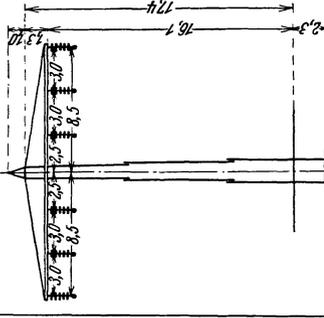
Die Mastlänge setzt sich nunmehr zusammen aus:

- dem vorgeschriebenen Bodenabstand
- + größtem Leiterdurchhang
- + Isolatorenhöhe, bzw. -länge mit Stütze, bzw. Aufhängung
- + Leiterabstand nach dem Mastkopfbild
- + Mastkopfhöhe
- + Erdseilstütze
- + Eingrabbtiefe.

Besonderer Längenuntersuchung bedürfen Maste im hügeligen Gelände mit größeren Höhenunterschieden. Zweckmäßig wird neben den Angaben auf S. 319 zeichnerisch ermittelt, welche Mastlänge notwendig wird. Der Sicherheitszuschlag gestattet hier ebenfalls größere Freiheit.

Sollen die Maste noch Preldrähte, Schutznetze, unterhalb der Leiter angeordnete Erdseile oder Fernmeldeleitungen aufnehmen, so sind diese bei der Mastlänge zu berücksichtigen.

Zahlentafel 37. Gewichte und Abmessungen verschiedener Abspann- und Tragmaste für eine 100-kV-Drehstrom-Doppelleitung $6 \times 95 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$, $1 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ Fe}$, 230 m Spannweite. Verdrehungsbeanspruchung und Mastberechnung nach V.S.F./1930.

Mastformen				
Leiteranordnung und Mastkopfbild nach Zusammenstellung 36	VII	VIII	V	IX
Normaler Abspannmast mit Betonfundament	5400	5300	5700	5800
Spitzenzug	21,9 + 2,3	22,2 + 2,3	20,2 + 2,3	17,4 + 2,3
freie Mastlänge + Mastfuß	3000	3050	2950	2500
Gewicht des Mastes . . . M kg	850	850	750	1450
Gewicht der Quertträger Q kg	3850	3900	3700	3950
zusammen kg				

Normaler Tragmast mit Schwellenfundament	1250		17,4 + 2,3	
	Spitzenzug kg	Mastfuß m	freie Mastlänge + Mastes . . . M kg	Gewicht der Querträger Q kg
	21,9	1500	22,2 + 2,3	1350
	800	2300	20,2 + 2,3	1000
zusammen			2350	2350

Diese Unterlagen sind auf Wunsch des Verfassers von der Firma Ernst Pfeffer, Erfurt-Gispersleben, bearbeitet worden.

d) Die kritische Beurteilung der verschiedenen Leiteranordnungen und Mastkopfbilder. In Zusammenstellung 36 ist diese durchgeführt. Sie kann naturgemäß nicht Anspruch auf Vollständigkeit erheben, da immer Sonderfälle vorkommen werden, die die Entscheidung maßgebend beeinflussen. Immerhin wird der entwerfende Ingenieur mancherlei Anhaltspunkte finden. Das bereits Gesagte mit Rücksicht auf die elektrischen, mechanischen und betrieblichen Verhältnisse ist besonders berücksichtigt worden.

Für Vergleichsuntersuchungen wird auch die in Zahlentafel 37 durchgeführte Zusammenstellung für den Abspann- und Tragmast einer 100-kV-Drehstrom-Doppelleitung mit Beton- bzw. Schwellenfundament gute Dienste leisten, aus der die Mastabmessungen und Gewichte für Mast (M) und Querträger (Q) unter den gleichen Belastungsverhältnissen ersichtlich sind. Die Ergebnisse zeigen, daß keine besonders belangreichen Unterschiede bestehen. Es sind daher für die Wahl noch die andern Gesichtspunkte zu berücksichtigen, die in Zusammenstellung 36 gekennzeichnet sind.

e) Die Mastberechnungsgrundlagen und der Mast-Spitzenzug. Die bisher behandelten Einzelheiten, die für die Mastberechnung erforderlich sind, hat der Elektroingenieur zu beschaffen, anzugeben und zu beurteilen. Aus ihnen kann nun der Fachingenieur zur Mastberechnung selbst übergehen. Die Beurteilung der Mastentwürfe hat sich dann für den Elektroingenieur nur noch darauf zu erstrecken festzustellen, ob z. B. die V. S. F. für die Werkstoffbeanspruchung erfüllt bzw. ob Kreuzungsvorschriften eingehalten sind und dergleichen.

Die Berechnungsgrundlagen sind in den einzelnen Ländern verschieden. Auf sie einzugehen würde zu weit führen. Der Vollständigkeit wegen sollen aber die V. S. F.-Vorschriften eingeschaltet werden für die Belastungsannahmen, die der VDE vorschreibt. Außergewöhnliche Verhältnisse sind nicht berücksichtigt, erfordern also besondere Ermittlungen. Als Leiterzug gilt der Höchstzug aller Leiter.

Zusammenstellung 38. Berechnungsgrundlagen für Maste nach V.S.F/1930.

Mastart	Normalbelastung	Belastung bei Leiterbruch
1	2	3
1. Tragmaste.	<p>α) Winddruck senkrecht zur Leitungsrichtung auf den Mast mit Kopfausrüstung und gleichzeitig auf die halbe Länge der Leiter der beiden Spannungsfelder.</p> <p>β) Winddruck in der Leitungsrichtung auf den Mast mit Kopfausrüstung (Leiterträger, Isolatoren)</p> <p>γ) Kräfte, die in der Höhe und in der Richtung der Leiter angenommen werden und gleich einem Viertel des senkrechten Winddruckes auf die halbe Länge der Leiter der beiden Spannungsfelder zu setzen sind. Diese Kräfte brauchen nur bei Masten von mehr als 10 m Länge berücksichtigt zu werden.</p>	Die Normalbelastungen α , β und γ bleiben unberücksichtigt. Nur die Belastung bei Leiterbruch kommt in Betracht.
2. Winkel- maste.	<p>α) Die Mittelkräfte der Leiterzüge und gleichzeitig der Winddruck auf Mast- und Kopfausrüstung für Wind in Richtung der Gesamtmittelkraft.</p> <p>β) Die Mittelkräfte der Leiterzüge bei einer Windrichtung senkrecht zu dem größten Leiterzug und gleichzeitig der Winddruck auf Mast und Kopfausrüstung für diese Windrichtung. Diese Bestimmung gilt nur für Maste, die senkrecht zur Mittelkraft ein geringeres Widerstandsmoment als in Richtung dieser Kraft haben.</p>	Die Normalbelastungen α bzw. β und die Belastung bei Leiterbruch sind gleichzeitig anzunehmen. Bei der Berechnung der Normalbelastungen brauchen der Winddruck und der als gerissen gedachte Leiter nicht berücksichtigt zu werden.
3. Abspann- maste in gerader Strecke	<p>α) Wie 1 α.</p> <p>β) Zwei Drittel der einseitigen Leiterzüge und gleichzeitig Winddruck auf Mast und Kopfausrüstung senkrecht zur Leitungsrichtung.</p>	Die Normalbelastungen α bzw. β bleiben unberücksichtigt. Nur die Belastung bei Leiterbruch kommt in Betracht.
4. Abspann- maste in Winkel- punkten.	<p>α) Wie 2 α.</p> <p>β) Wie 2 β.</p> <p>γ) Zwei Drittel der einseitigen Leiterzüge und gleichzeitig Winddruck auf Mast und Kopfausrüstung für eine Windrichtung parallel den größten Leiterzügen.</p>	Die Normalbelastungen α bzw. β sind gleichzeitig, die Normalbelastung γ ist nicht gleichzeitig mit der Belastung bei Leiterbruch anzunehmen. Bei der Berechnung der Normalbelastungen brauchen der Winddruck und der als gerissen gedachte Leiter nicht berücksichtigt zu werden.

Zusammenstellung 38.

Berechnungsgrundlagen für Maste nach V.S.F/1930. (Fortsetzung).

Mastart	Normalbelastung	Belastung bei Leiterbruch
1	2	3
5. Endmaste.	Der gesamte einseitige Leiterzug und gleichzeitig der senkrecht zur Leitungsrichtung wirkende Winddruck auf Mast mit Kopfausrüstung.	Normalbelastung und Belastung bei Leiterbruch sind gleichzeitig anzunehmen. Bei Berechnung der Normalbelastung brauchen der Winddruck und der als gerissen gedachte Leiter nicht berücksichtigt zu werden.
6. Kreuzungsmaste.	Für Kreuzungsmaste sind besondere Vorschriften maßgebend.	
7. Abzweig- und Verteilungsmaste.	α) Wie 2 α . β) Die größte Mittelkraft der Leiterzüge bei Fortfall eines oder mehrerer Abzweige.	Die Normalbelastungen α und β sind gleichzeitig mit der Belastung bei Leiterbruch anzunehmen.
8. Als Stützpunkte benutzte Bauwerke.	Die Bauwerke müssen die durch den Leiterzug hervorgerufenen Spannungen aufnehmen können.	—

Als Normalbelastung gelten die in Spalte 2 der Zusammenstellung 38 angeführten Berechnungsgrundlagen α) bis γ). Diese sind jedoch nicht gleichzeitig anzunehmen, sondern es sind die Fälle auszuwählen, bei denen in den einzelnen Bauteilen die größten Spannungen auftreten.

Bei Masten, die dauernd einer Verdrehungsbelastung unterworfen sind, ist gleichzeitig das Drehmoment zu berücksichtigen.

Einer getrennten Untersuchung bedarf die Belastung bei Leiterbruch. Stahlgittermaste, Stahlrohrmaste, Eisenbetonmaste und Holzgittermaste mit Kettenisolatoren sind hierfür unter der Annahme zu berechnen, daß durch den Bruch eines Leiters ein Drehmoment hervorgerufen wird. Dabei ist bei Tragmasten der halbe, bei allen anderen Masten der volle einseitige Höchstzug der Leiter anzusetzen, für die sich in den einzelnen Bauteilen die größten Spannungen ergeben. Bei Tragmasten in Gegenden, in denen nachweislich größere Zusatzlasten als die normale regelmäßig aufzutreten pflegen, ist mit dem vollen Höchstzug der Leiter zu rechnen. Winddruck kann vernachlässigt werden. Der Bruch von Erdseilen, die so beschaffen und verlegt sind, daß sie einer größeren Zusatzlast als die Spannung führenden Leiter standhalten, kann unberücksichtigt bleiben.

Bei dieser Berechnung gelten für Stahlgittermaste die in Zusammenstellung 41, Spalte 3, für nahtlose Stahlrohrmaste die auf S. 347, für Eisenbetonmaste die auf S. 348 und für Holzgittermaste die auf

S. 338 angegebenen zulässigen Spannungen und erforderlichen Sicherheiten.

Wird durch besondere Maßnahmen (Entlastungsklemmen, schwenkbare Ausleger, Spannseile oder dgl.) die Verdrehungsbelastung bei Seilbruch vermindert, so kann dieses bei der Berechnung in dem Maße berücksichtigt werden, als die Verminderung nachgewiesen wird.

Für besondere Fälle wird festzustellen sein, ob die vorgenannte Belastung bei Seilbruch ausreicht oder ob verschärfte Forderungen gestellt werden müssen, was z. B. der Fall sein kann, wenn die Leitung durch bebauten Stadtgebiet führt, sehr große Spannweite gewählt werden muß, im Gebirge ganz besondere Eisbelastung zu fürchten ist (Paßüberschreitung) und ähnliches.

Für Abspannmaste gilt noch, daß mindestens alle 3 km ein solcher gesetzt werden muß. An diesem sind die Leiter so zu befestigen, daß ein Durchrutschen ausgeschlossen ist. Winkel- oder Kreuzungsmaste dürfen auch als Abspannmaste verwendet werden, wenn sie diesem Zweck genügen. In Gegenden, in denen außergewöhnlich große Zusatzlasten zu erwarten sind, muß mindestens jeder zehnte Mast ein Abspannmast sein, falls nicht schon durch Verkürzung der Spannweiten oder andere Maßnahmen den zu erwartenden Belastungen Rechnung getragen ist.

Die Querträger für Abspannmaste müssen den einseitigen Höchstzug der Leiter, die Querträger für Tragmaste die senkrechten Belastungen aufnehmen können. Querträger für die bei Leiterbruch berechneten Tragmaste sind außerdem unter Zugrundelegung der nach Zahlentafel 38, Spalte 3 zulässigen Spannungen für den halben bzw. vollen einseitigen Höchstzug eines Leiters zu berechnen.

Bei Isolatorenketten ist eine Eislast von 2,5 kg für 1 m Kettenlänge anzunehmen.

Der Winddruck auf die Leiter und auf Maste bis 40 m Höhe ist mit 125 kg/m² senkrecht getroffener Fläche ohne Eisbehang anzusetzen. Bei Masten von mehr als 40 m Höhe über Erde ist der Winddruck auf Maste mit Querträgern und Isolatoren mit nachstehenden Werten anzunehmen:

für die oberhalb von	40 m	liegenden Teile	150 kg/m ² ,
„ „ „ „	100 „	„ „	175 „
„ „ „ „	150 „	„ „	200 „
„ „ „ „	200 „	„ „	250 „

Bei Bauteilen mit Kreisquerschnitt ist die Fläche mit 50 vH der senkrechten Projektion der wirklich getroffenen Fläche anzusetzen.

Werden ebene Flächen unter einem Winkel vom Wind getroffen, so ergibt sich die Windlast aus dem Produkt des Winddruckes und dem sin² des Einfallwinkels. Bei Leitern ist nur mit dem sin zu rechnen.

Bei Fachwerk sind die im Windschatten liegenden Teile mit 50 vH der Vorderfläche in Rechnung zu setzen. Dieses gilt auch für fachwerkartige Querträger.

Der Mastspitzenzug ist für die Berechnung der Maste weiter von besonderer Bedeutung. Unter „Spitzenzug“ wird die Zusammenfassung aller auf den Mast wirkenden gleichzeitig auftretenden Belastungen auf die Mastspitze verstanden. Jeder Mast wird dementsprechend nach seinem zulässigen Spitzenzug, seiner Länge über Erde und seiner Fundierungslänge gekennzeichnet in der Schreibweise z. B.:

$$T_n \frac{1250 \text{ kg}}{18 + 2,2} = \text{normaler Tragmast } 1250 \text{ kg Spitzenzug,}$$

18 m Länge über Erde, 2,2 m Fundierungslänge.

Für die Ermittlung des Spitzenzuges ist es erforderlich, die Art der Fundierung festzusetzen, da sich nach dieser diejenige Mastlänge ergibt, auf die der Spitzenzug zu beziehen ist. Beim Platten- oder Schwellenfundament ist die Mastlänge $H = h$ (Abb. 244), gerechnet von Oberkante Schwelle, beim Betonfundament die Mastlänge $h = H - t$ (Abb. 245), gerechnet von Oberkante Fundament einzusetzen.

Tragmaste:

Da diese in der Richtung der Leitung keine Zugkräfte aufzunehmen haben, sofern die Leitung in ordnungsmäßigen Zustand ist und die beiderseitigen Spannungsfelder keine wesentliche Längenabweichung aufweisen, kommt für die Spitzenzugberechnung nur die Belastung durch den

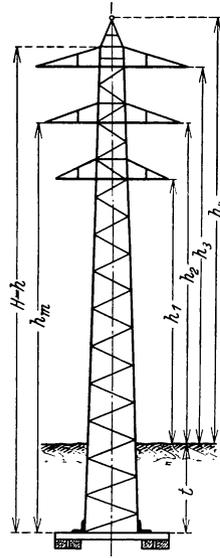


Abb. 244. Stahlgittermast mit Schwellenfundament.

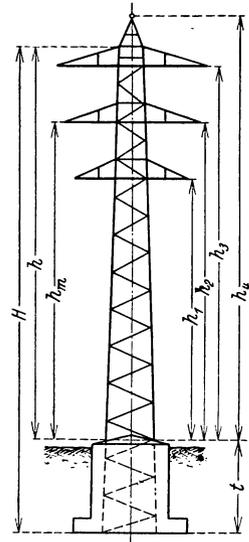


Abb. 245. Stahlgittermast mit Betonblockfundament.

Winddruck senkrecht zur Leitung auf die Leiter und die gesamte Kopfausrüstung in Frage. Für die in Abb. 244 und 245 gezeichneten Maste einer Drehstrom-Doppelleitung mit einem Erdseil ist:

bei Schwellenfundierung:

$$S_T = \frac{\alpha_M \cdot 0,5 \cdot \delta_W}{h} [d(z_1(h_1 + t) + z_2(h_2 + t) + z_3(h_3 + t)) + d_b \cdot z_4 \cdot (h_4 + t)] + F_k \cdot \delta_W, \quad (267)$$

z_1, z_2, z_3, z_4 Zahl der Leiter in den Höhen h_1, h_2, h_3, h_4 ,

d_b = Durchmesser des Erdseiles in m,

F_k = Fläche der gesamten Kopfausrüstung in m^2 senkrecht zur Leitungsrichtung,

bei Betonfundierung:

$$S_T = \frac{\alpha_M \cdot 0,5 \cdot \delta_W}{h} [d(z_1 \cdot h_1 + z_2 \cdot h_2 + z_3 \cdot h_3) + d_b \cdot z_4 \cdot h_4] + F_k \cdot \delta_W \text{ kg} \quad (268)$$

oder ganz allgemein:

$$S_T = \frac{\alpha_M \cdot 0,5 \cdot d \cdot z \cdot \delta_W \cdot h_m}{h} + F_k \cdot \delta_W. \quad (269)$$

z = Zahl der Seile

h_m = mittlere Höhe der Seile in m.

Winkelmaste:

Bei diesen ist zu unterscheiden, ob sie als Tragmaste — gegebenenfalls gegenüber den normalen Tragmasten einer Strecke verstärkt — nur die Mittelkraft der beiderseitigen Seilzüge aufzunehmen haben, oder ob sie gleichzeitig als Abspannmaste verwendet werden sollen. Beim Streckenentwurf ist dahin zu streben, daß letzteres tunlichst der Fall ist, um Ersparnisse an Mastformen und Mastgewichten zu erzielen.

Die Tragmaste auf gerader Strecke haben nur den Spitzenzug senkrecht zur Leitungsrichtung aufzunehmen. Sind die Leiterwinkel zur Mastachse der geraden Leitung klein (etwa bis 10°) so ist die Mittelkraft S_R (Abb. 246 a) gering. Mit der Zunahme der Winkel wird S_R größer, und dann darf der leichte Tragmast nicht mehr verwendet

werden. Zu dem Spitzenzug nach Gl. (269) tritt noch S_R hinzu, so daß also:

$$S_{Wi} = S_T + S_R. \tag{270}$$

Die Mittelkraft S_R ist nach dem Kräfteparallelogramm:

$$S_R = \sqrt{S_1^2 + S_2^2 + 2 \cdot S_1 \cdot S_2 \cdot \cos \gamma}. \tag{271}$$

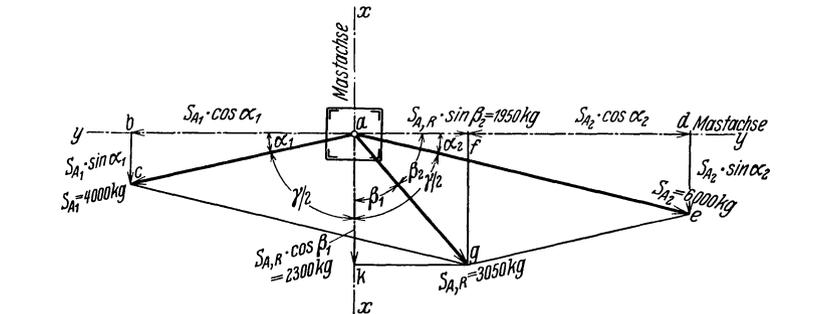


Abb. 246 b. Winkelmastbeanspruchung.

Sind die Spannfelder beiderseits des Mastes gleich und mit gleichen Seilen belegt, dann ist $S_1 = S_2$ und Gl. (271) geht über in:

$$S_R = 2 \cdot S_1 \cdot \cos \frac{\gamma}{2}. \tag{272}$$

Da zumeist die Winkelmaste gleichzeitig Abspannmaste sein werden, soll alles Weitere bei diesen mit besprochen werden.

Abspannmaste:

Die Abspannmaste sind Festpunkte der Leitung. Sie sollen den einseitigen Leiterzug und die Beanspruchung durch den Winddruck auf die Kopfausrüstung in der Richtung der Leitung aufnehmen können.

Für die gerade Strecke ergibt sich der Spitzenzug nach Abb. 244 bzw. 245 zu:

$$S_A = \frac{z_1 \cdot q_1 \cdot h_1 \cdot \sigma_{\max 1} + z_2 \cdot q_2 \cdot h_2 \cdot \sigma_{\max 2} + z_3 \cdot q_3 \cdot h_3 \cdot \sigma_{\max 3} + z_4 \cdot q_4 \cdot h_4 \cdot \sigma_{\max 4}}{h} + F'_k \cdot \delta_W \quad (273)$$

oder wieder ganz allgemein:

$$S_A = \frac{z \cdot q \cdot h_m \cdot \sigma_{\max}}{h} + F'_k \cdot \delta_W. \quad (274)$$

F' = Fläche der Kopfausrüstung in der Leitungsrichtung in m^2 .

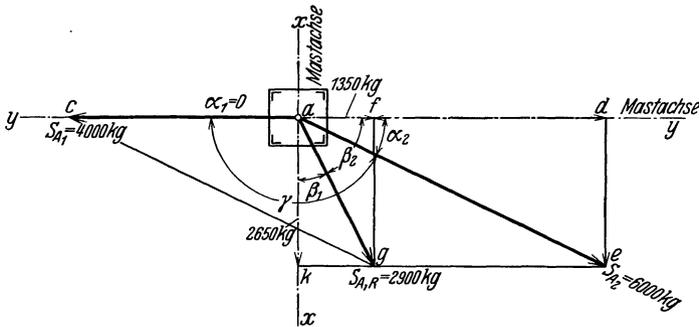


Abb. 246 c. Winkelmastbeanspruchung.

Nach den „Berechnungsgrundlagen“ ist es zulässig, mit $\frac{2}{3}$ des Wertes für S_A zu rechnen. Das gilt auch dann noch, wenn der Abspannmast gleichzeitig Winkelmast ist, sofern die Mittelkraft kleiner als S_A ist. Diese Mittelkraft ergibt sich nach dem Kräfteparallelogramm aus den beiderseitigen Seilzügen.

Sollen die Winkelmaße gleichzeitig Abspannmaste sein, so ist für die Berechnung grundbestimmend, wie die Maste zur Richtung der Leiterzüge aufgestellt werden. In Abb. 246 a bis d sind verschiedene Aufstellungsmöglichkeiten gezeichnet. Die Beurteilung der Mastbeanspruchung hat sich stets auf die Kräfte zu erstrecken, die in eine oder beide Mastachsen fallen.

In Abb. 246 a und b steht der Mast mit seiner Hauptachse $x-x$ in der Richtung der Winkelhalbierenden des Streckenwinkels,

in c mit der Hauptachse $y-y$ in der Richtung der kleineren Zugbeanspruchung,

in d mit der Hauptachse $y-y$ in der Richtung der größeren Zugbeanspruchung.

Die zeichnerische Darstellung der Beanspruchungen läßt erkennen, wie die Gesamtkräfte in die Einzelkräfte bezogen auf die Mastachsen zerlegt werden. Auch für die rechnerische Untersuchung sind Angaben

gung durch vorgelegte Schwellen oder durch Plattenfüße unerlässlich. Dieses gilt besonders für Betonmaste und lange Maste anderer Art. Eingegrabene Maste sind einige Zeit nach Auflegen der Leiterseile nachzustampfen.

Gittermaste müssen Betonfundamente, Platten-, Schwellenfüße oder Druckplatten erhalten, die so groß bemessen sind, daß die Bodenpressung den jeweils zulässigen Wert nicht überschreitet.

Für Fundamente, die hart an oder in Böschungen, in Überschwemmungsgebieten stehen oder dem Einfluß des Grundwassers unterliegen, sind Maßnahmen zu treffen, die eine genügende Standsicherheit gewährleisten.

Als zulässige Bodenpressung¹ $\sigma_{E\max}$ * kann angenommen werden:

bei weichem Torfboden, weichem Sumpfboden	etwa	0,5 bis	1,0 kg/cm ²
„ schwerem Torfboden	„	1,0 „	1,5 „
„ geschüttetem Sand und Kies	„	1,0 „	2,0 „
„ gewachsenem Boden	„	2 „	2,5 „
„ wasserhaltigem Lehm Boden	„	2,0 „	3,0 „
„ nassem Lehm Boden	„	4,0 „	5,0 „
„ trockenem Lehm Boden	„	6,0 „	8,0 „
„ hartem Lehm Boden	„		10,0 „
„ feinem festgelagerten Sand	„	3 „	5,0 „
„ Lehm- und Tonboden	„	4 „	6,0 „
„ festgelagertem scharfen Sand	„	4 „	7,0 „
„ festgelagertem Kies	„	5 „	8,0 „
„ Humus- und Sandgemisch mit wenig Kies, ferner Kies- und Sandgemisch, fest gelagert	„	8 „	10 „
„ dgl. mit viel Kies; mittelgrobem Kiesgemisch, mit feinem Sand, festgelagert	„	10 „	12 „
„ Fels je nach Beschaffenheit	„	7 „	15,0 „

Für die Berechnung der Fundamente muß auf die Sonderliteratur verwiesen werden. Der Vollständigkeit wegen sollen indessen hier kurz die Hauptgleichungen für einfache Fundierungen angegeben werden, die von Fröhlich² auf Grund von Versuchen ermittelt worden sind. Diese Gleichungen setzen voraus, daß gemäß V.S.F. das Gewicht des Erdreiches 1600 kg/m³ beträgt.

Blockfundament. Es ist für den abgestuften Block nach Abb. 247:

$$b_2 = \sqrt{\frac{1,88 \cdot 6 \cdot S \cdot (t + 2h)}{11 \cdot 1100 \cdot t^3}} + 1,88 k. \quad (275)$$

Hieraus läßt sich bei Annahme einer Tiefe t das zugehörige b_2 ermitteln. Wird b_2 kleiner als $0,85 t$, so ist ein anderer Wert für t zu wählen, bis $b_2 \geq 0,85 t$. Für k ist zu setzen $0,25 \div 0,35 t$. Ist b_2 gefunden, so soll:

$$k = b_2 - \frac{b_1 \cdot t_1 + b_2(t - t_1)}{t}, \quad (276)$$

¹ Baugrundziffern in etwa 2 m Tiefe. Beck, D. P.: Berechnung von Mastfundamenten, Elektrotechn. Z. 1926 S. 1074.

* Über die verschiedenen Gründungsarten, Bodenbelastungen, Böschungswinkel siehe Hütte, 25. Aufl., III. Band, auch Elektrotechn. Z. 1926 Heft 37 S. 1074.

² Fröhlich, H. Dr.-Ing.: Beitrag zur Berechnung von Mastfundamenten. Berlin: Verlag von Wilhelm Ernst & Sohn 1921. Schulz, G.: Neue Gesichtspunkte für die Berechnung und Ausführung von Mastfundamenten. Elektrotechn. Z. 1923 Heft 30 S. 708.

sein, wobei:

$$t_1 = \frac{t}{2} + \sqrt{\frac{t^2}{4} \cdot \frac{k \cdot t}{2}}. \quad (277)$$

Schließlich ist:

$$b_1 = b_2 - 2(t - t_1). \quad (278)$$

Für die abgestumpfte Pyramidenform nach Abb. 248 ist:

$$b_2 = \sqrt{\frac{1,82 \cdot 6 \cdot S \cdot (t + 2h)}{11 \cdot 1100 \cdot t^3}} + 1,82 k, \quad (279)$$

$$k = 0,15 \cdot t \div 0,4 \cdot t,$$

$$b_2 \geq 0,85 t,$$

$$b_1 = b - 2 \cdot k \quad (280)$$

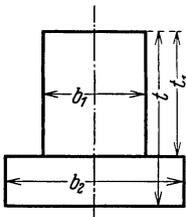


Abb. 247.

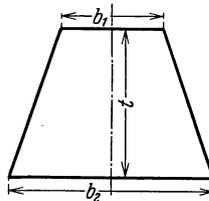


Abb. 248.

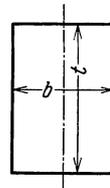


Abb. 249.

Verschiedene Formen des Betonblockfundamentes.

und für das prismatische Fundament (Abb. 249)

$$b = \sqrt{\frac{1,35 \cdot 6 \cdot S \cdot (t + 2h)}{6 \cdot 1100 \cdot t^3}}. \quad (281)$$

Für besondere Berechnungen darf das Gewicht des Betons mit höchstens 2000 kg/m^3 , das des eisenbewehrten Betons mit höchstens 2200 kg/m^3 eingesetzt werden.

Der Beton soll aus gutem Zement, reinem Sand und reinem Kies oder Schotter hergestellt werden. Auf einen Raumteil Zement sollen höchstens neun Raumteile sandiger Kies oder vier Raumteile Sand und acht Raumteile Kies oder Schotter kommen. Bei stark sandhaltigem Kies ist eine fettere Mischung zu wählen. Den Zement teilweise durch eine entsprechend größere Menge Traß zu ersetzen ist zulässig, wenn dadurch die Güte des Betons nicht beeinträchtigt wird. Die Baustoffe dürfen keine erdigen Bestandteile enthalten.

Besteht das Fundament aus einer Grundplatte und einem erst nach dem Aufstellen des Mastes zur Ausführung kommenden Oberteil, so darf die Grundplatte bei der Fundamentberechnung nur dann berücksichtigt werden, wenn sie mit dem Oberteil durch ausreichend bemessene Stahleinlagen (z. B. St. 37 oder St. 48) verbunden wird.

Für den Glattnstrich verwendet man Zementmörtel mit einem Mischungsverhältnis 1:3 bis 1:4 (für 1 m^3 Mörtel etwa 470 bzw. 370 kg Zement auf etwa 1 m^3 Sand).

Fröhlich gibt an, daß die Fundamentberechnung nach Gl. (275) bis (281) keine Gültigkeit mehr hat, wenn Fundamente an Böschungen

stehen, weil dann die seitliche Einspannung, die einen wesentlichen Anteil an der Standsicherheit der Fundamente hat, nicht mehr voll vorhanden ist. Er empfiehlt Tiefersetzen des Fundamentes und Vergrößerung der unteren Fundamentbreite, wobei aber darauf zu achten ist, daß der überragende Teil der Stufe nicht größer wird als ihre Höhe. Sonst besteht die Gefahr, daß die Stufe bei Belastung abbricht.

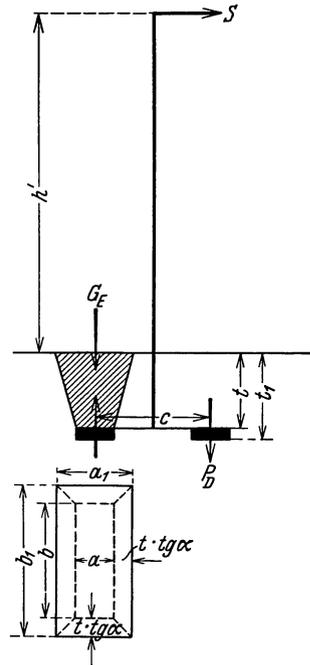
Bei Fundamenten in wasserhaltigem Boden oder im Überschwemmungsgebiet muß der Auftrieb berücksichtigt werden¹. Für Fundamente im Moor, in Moorwässern und ähnlich zusammengesetzten Wässern sind die Richtlinien des Deutschen Ausschusses für Eisenbeton zu beachten².

Platten- oder Schwellenfundament: Dieses ist standsicher, wenn es weder auf der Zugseite herausgehoben, noch auf der Druckseite in den Erdboden eingedrückt wird. Also muß auf der Zugseite das Gewicht des Erdreiches genügend groß, auf der Druckseite die Bodenpressung genügend klein sein. Für die Plattenfundierung nach Abb. 250 ist:

$$P_D = \frac{M}{c} = \frac{S \cdot (h + t_1)}{c} \text{ kg.} \quad (282)$$

Bezeichnet:

- G_E das Gewicht des auf der Platte auflastenden Erdreiches in kg,
- G_M das gesamte Mastgewicht einschließlich Mastfuß,
- $\sigma_{E\max}$ die höchstzulässige Bodenpressung in kg/m^2 ,
- F die Fläche einer Platte in m^2 ,



dann muß für die Standsicherheit gleichzeitig erfüllt sein: Abb. 250. Berechnung des Platten- oder Schwellenfundamentes.

$$G_E \geq P_D - \frac{G_M}{2} \text{ für die Zugseite,} \quad (283)$$

$$\sigma_{E\max} \leq \frac{P_D + \frac{G_M}{2}}{F} \text{ für die Druckseite,} \quad (284)$$

etwa anzusetzen mit $1,75 \text{ kg/cm}^2$ für gewachsenen Boden.

¹ Versuche von Engel: Zbl. Bauverw. 1903 S. 649. Ferner Mohr, Sulzberger: Bull. schweiz. elektrotechn. Ver. 1924 Heft 5 und 7, 1925 Heft 10. Kleinlogel: Forsch. Ing.-Wes. 1928 Heft 295.

² Dezember 1926. Berlin: Wilhelm Ernst & Sohn.

Der Böschungswinkel des auflastenden Erdreiches soll so angelegt werden, daß $\operatorname{tg} \alpha = 0,3$ bis $0,4$, also $\alpha = 16^\circ$ bis 21° .

Es ist dann:

$$G_E = \rho_E t_1 (a \cdot b + (a + b) t \cdot \operatorname{tg} \alpha + \frac{4}{3} t^2 \cdot \operatorname{tg}^2 \alpha), \quad (285)$$

für ρ_E wiederum 1600 kg/m^3 spezifisches Gewicht des Erdreiches.

Die Berechnung der Fußkonstruktion soll nicht weiter behandelt werden. Dazu gehört die Größenbestimmung der Platten bzw. der Holzschwellen (auch Betonschwellen), der Befestigungsbolzen usw. Auch die Besprechung des aufgelösten Blockfundamentes muß unterbleiben, weil das über den Rahmen dieses Werkes hinausgeht.

f) Die Berechnung der Holzmaste. Für diese ist der Elektroingenieur auf sich selbst angewiesen. Infolgedessen soll die Berechnung genauer behandelt werden, um in Sonderfällen auf sie zurückgreifen zu können.

Für die Berechnung des Mastes soll gerader Wuchs und eine Zunahme des Stangendurchmessers von $0,7 \text{ cm}$ je Meter Stangenlänge angenommen werden.

Nach den V. S. F. kann:

für einfache Tragmaste die Zopfstärke Z nach folgender Näherungsformel berechnet werden:

$$Z = 0,65 \cdot H + k \sqrt{\Delta \cdot a_M} \cdot * \quad (286)$$

Hierin ist:

H = Gesamtlänge des Mastes in m,

Δ = Summe der Durchmesser aller an dem Mast verlegten Leiter in mm,

a_M = Spannweite in m,

$k = 0,22$ für eine zulässige Biegungsspannung von 145 kg/cm^2 ,

$k = 0,19$ für eine zulässige Biegungsspannung von 190 kg/cm^2 .

Die für die Bemessung der Holzmaste zulässigen Spannungen sind:

Zahlentafel 39. Zulässige Spannungen für Holzmaste.

Art der Beanspruchung	Nadelhölzer kg/cm ²	Harthölzer kg/cm ²
1. Zug, Druck in der Faserrichtung und Biegung σ_{Bmax}	145	190
2. Druck quer zur Faserrichtung	35	50
3. Abscheren in der Faserrichtung	18	20
4. Abscheren senkrecht zur Faserrichtung	30	40

Hierbei ist für Nadelholz eine Bruchfestigkeit von 550 kg/cm^2 , für Hartholz eine solche von 850 kg/cm^2 angenommen. Für die Knicksicherheit n ist die Zahl 4 einzusetzen [Gl. (288)].

Bei der Berechnung von Holzgittermasten dürfen diese Spannungen um 50 vH erhöht werden. Bei den auf Knicken zu berechnenden Stäben ist 3fache Knicksicherheit ausreichend.

* Zopfstärke eines Holzmastes ist der mittlere Durchmesser am Zopf, der sich aus $\frac{\text{Umfang}}{\pi}$ ergibt.

Für das zweite Glied der Gl. (286) sind mit $k = 0,22$ die Werte bei verschiedenem Δ und a_M in Zahlentafel 40 zusammengestellt.

Zahlentafel 40. Hilfstafel für die Berechnung von Holzmasten.

Δ in mm	0,22 $\sqrt{\Delta \cdot a_M}$, worin $a_M =$											
	20 m	25 m	30 m	35 m	40 m	45 m	50 m	60 m	70 m	80 m	90 m	100 m
8	2,8	3,1	3,4	3,7	3,9	4,2	4,4	4,8	5,2	5,6	5,9	6,2
10	3,1	3,5	3,8	4,1	4,4	4,7	4,9	5,4	5,8	6,2	6,6	7,0
12	3,4	3,8	4,2	4,5	4,8	5,1	5,4	5,9	6,4	6,8	7,2	7,6
14	3,7	4,1	4,5	4,9	5,2	5,5	5,8	6,4	6,9	7,4	7,8	8,2
16	3,9	4,4	4,8	5,2	5,6	5,9	6,2	6,8	7,4	7,9	8,4	8,8
18	4,2	4,7	5,1	5,5	5,9	6,3	6,6	7,2	7,8	8,4	8,9	9,3
20	4,4	4,9	5,4	5,8	6,2	6,6	7,0	7,6	8,2	8,8	9,3	9,8
25	4,9	5,5	6,0	6,5	7,0	7,4	7,8	8,5	9,2	9,8	10,4	11,0
30	5,4	6,0	6,6	7,1	7,6	8,1	8,5	9,3	10,1	10,8	11,4	12,1
35	5,8	6,5	7,1	7,7	8,2	8,7	9,2	10,1	10,9	11,6	12,4	13,0
40	6,2	7,0	7,6	8,2	8,8	9,3	9,8	10,8	11,6	12,5	13,2	13,9
45	6,6	7,4	8,1	8,7	9,3	9,9	10,4	11,4	12,4	13,2	14,0	14,8
50	7,0	7,8	8,5	9,2	9,8	10,4	11,0	12,1	13,0	13,9	14,8	15,6
60	7,6	8,5	9,3	10,1	10,8	11,4	12,1	13,2	14,3	15,2	16,2	17,0
70	8,2	9,2	10,1	10,9	11,6	12,4	13,0	14,3	15,4	16,5	17,5	18,4
80	8,8	9,8	10,8	11,6	12,5	13,2	13,9	15,2	16,5	17,6	18,7	19,7
90	9,3	10,4	11,4	12,4	13,2	14,0	14,8	16,2	17,5	18,7	19,8	20,9
100	9,8	11,0	12,1	13,0	13,9	14,8	15,6	17,0	18,4	19,7	20,9	22,0

Die Mindestzopfstarkeiten sollen betragen:

- bei einfachen oder verstrehten Masten. . . . 15 cm ,
 „ A-Masten oder verdübelten Doppelmasten 10 „
 „ nicht verdübelten Doppelmasten. . . . 9 „

Für die Berechnung sind gegeben:

1. die Länge des Mastes insgesamt ermittelt aus den größten Durchhängen der Leiter, Fernsprech- und Schutzdrähte, dem vorgeschriebenen Abstand vom Erdboden bei f_{\max} , der Isolatorenhöhe zuzüglich Querträger bei Kettenisolatoren, ferner zuzüglich der Eingrabungstiefe t , die zu 2 m im Durchschnitte angenommen werden kann;

2. aus der Anordnung der Leiter usw. die Ausbildung des Mastkopfes und die in Abb. 251 eingetragenen Höhen h ;

3. die Zopfstärke Z nach Gl. (286);

4. der Durchmesser des Mastes an einer beliebigen Stelle:

$$d_x = Z + 0,007 \cdot h_x \text{ m}; \quad (287)$$

5. die Spannweite der beiderseitigen Felder 1 und 2.

Die Maste sind sowohl für die Beanspruchung in der Leitungsrichtung als auch senkrecht dazu zu berechnen entsprechend den auf S. 328 angegebenen Berechnungsgrundlagen. Die Beanspruchung des Holzes darf nach diesen Vorschriften $\sigma_{B, \max} = 145$ bzw. 190 kg/cm^2 bei Zug, Druck und Biegung nicht überschreiten. Desgleichen gelten die für die Knicksicherheit gemachten Vorschriften.

Um die nachfolgenden Gleichungen auch für andere Vorschriften hinsichtlich der Baustoffbeanspruchung benutzen zu können, sind sie allgemein gehalten.

Je nach Zahl der Leiter, der Spannweite und den Leiterquerschnitten werden für Tragmaste die einfachen oder die zusammengesetzten Holzmaste zu verwenden sein. Für Abspann- oder Kreuzungsmaste werden heute selten Holzmaste genommen, obgleich die Reichspost auch A-Maste für Postkreuzungen zuläßt.

Für die folgende Berechnung wird zum besseren Vergleich ein Tragmast sowohl als einfacher als auch als A-Mast gewählt (Abb. 251 a und b). Für gewöhnlich darf der Einfachmast nicht zusätzlich belastet werden. Schon die Anordnung eines Schutznetzes zwischen zwei Masten wird

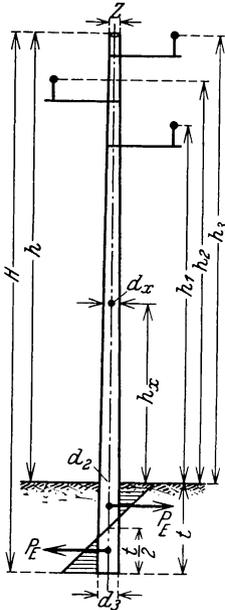


Abb. 251a. Einfacher Holz-
mast ohne besondere Fund-
rierung.

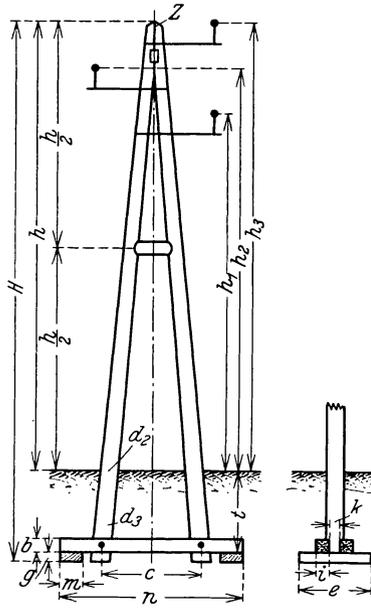


Abb. 251b. A-Holz mast mit Schwellen-
fundierung.

zumeist nicht statthaft sein, zum mindesten aber eine rechnerische Nachprüfung des Mastdurchmessers bzw. der Biegebungsbeanspruchung $\sigma_{B \max}$ erforderlich machen.

α) Winddruck¹ senkrecht zur Leitungsrichtung auf den Mast mit Kopfausrüstung und gleichzeitig auf die halbe Länge der Leiter der beiden Spannfelder:

Einfachmast:

Winddruck auf den Mast mit Kopfausrüstung:

$$P'_{W, M} = 0,5 \frac{Z + d_2}{2} \cdot \delta_W \cdot h + F_k \cdot \delta_W \text{ kg,}$$

¹ Alle Abmessungen in m einsetzen.

A-Mast:

dazu kommen 50 vH Zuschlag für den im Windschatten liegenden Mast¹:

$$P'_{W,M} = 1,5 \cdot 0,5 \cdot \frac{Z + d_2}{2} \delta_W \cdot h + F'_k \cdot \delta_W \text{ kg},$$

Biegemoment:

$$M_I = P'_{W,M} \cdot \left(\frac{h}{2} + \frac{t}{2} \right) \text{ kgm}$$

unter der Annahme, daß $P'_{W,M}$ in der halben Höhe des Mastes angreift.
Winddruck auf die Leiter:

$$P_{W,L} = a_M \cdot 0,5 \cdot d \cdot z \cdot \delta_W \text{ kg},$$

Biegemoment:

$$M_{II} = (d_1 \cdot h_1 + d_2 \cdot h_2 + d_3 \cdot h_3) \cdot 0,5 \cdot a_M \cdot \delta_W \left(h_m + \frac{t}{2} \right) \text{ kgm}.$$

Gesamtes Biegemoment:

$$M_1 = M_I + M_{II} \text{ kgm}.$$

β) Winddruck in der Leitungsrichtung auf den Mast mit Kopfausrüstung:

Einfachmast:

$$P''_{W,M} = 0,5 \frac{Z + d_2}{2} \cdot \delta_W \cdot h + F'_k \cdot \delta_W \text{ kg},$$

A-Mast:

$$P''_{W,M} = 2 \cdot 0,5 \frac{Z + d_2}{2} \delta_W \cdot h + F'_k \cdot \delta_W \text{ kg},$$

Biegemoment:

$$M_{III} = P''_{W,M} \cdot \left(\frac{h}{2} + \frac{t}{2} \right) = M_2 \text{ kgm}.$$

γ) soll nicht berücksichtigt werden.

Die Fläche der Kopfausrüstung ist aus den entsprechenden Zeichnungen zu ermitteln.

Beanspruchung in der Leitungsrichtung: Sind die Spannweiten der Felder 1 und 2 gleich oder annähernd gleich und nur die Leiter vorhanden, so ist:

die Beanspruchung des Mastes durch den Leiterzug:

$$P_{L_1} = P_{L_2} = q_1 \cdot z_1 \cdot \sigma_{1 \max} = q_2 \cdot z_2 \cdot \sigma_{2 \max},$$

und der Mittelwert des Zuges:

$$P_{L_1} - P_{L_2} = 0,$$

Es tritt infolgedessen kein Biegemoment auf also:

$$M_3 = 0.$$

¹ Doppelmaste, bei denen der Zwischenraum kleiner als der mittlere Durchmesser eines Mastes ist, sind mit 80 vH zu rechnen.

Für den ungünstigsten Fall, daß sämtliche Leiter des Feldes 1 reißen, wird:

$$P_{L_2} = q_2 \cdot z_2 \cdot \sigma_{2 \max} \text{ kg.}$$

Ist der Mast nur eingegraben, dann ist das Biegemoment:

$$M'_3 = P_{L_2} \cdot h_m \text{ kgm,}$$

$$h_m = \frac{h_1 + h_2 + h_3}{3} + \frac{t}{2}.$$

Steht der Mast in einem besonderen Fundament also z. B. in einem festen Mastfuß, so ist entsprechend Abb. 245:

$$h_m = \frac{h_1 + h_2 + h_3}{3}.$$

Soll der Winddruck berücksichtigt werden, so ist für P_{L_2} nach Gl. (274) der Spitzenzug einzusetzen.

Aus diesen Angaben läßt sich auch die Beanspruchung des Mastes durch ein Schutznetz und diejenige des Schutzseiles bzw. seiner Befestigung bei allpoligem Leiterbruch in einem Feld ohne Schwierigkeit berechnen. Belastung der Leiter durch Rauhreif bleibt unberücksichtigt, wenn die Beanspruchung durch die Windkraft in Rechnung zu stellen ist, da Rauhreif und Windbelastung selten gleichzeitig auftreten.

Die Berechnung des A-Mastes auf Knickung ist bei der Aufstellung senkrecht zur Leitungsrichtung und als Tragmast nicht erforderlich.

Da beide Biegemomente M_1 und M_2 nicht gleichzeitig auftreten, ist das größte Gesamtbiegemoment also entweder M_1 oder M_2 für die weitere Mastberechnung zu wählen.

Das Widerstandsmoment des Einfachmastes und des A-Mastes am Erdaustritt senkrecht zur Leitungsrichtung¹ (gefährlicher Querschnitt)² ist:

$$W = \frac{I_e}{\frac{d_2}{2}} = \frac{\pi}{64} \cdot d_2^4 \cdot \frac{1}{\frac{d_2}{2}} = \frac{\pi}{32} d_2^3 \text{ cm}^3.$$

I_e = erforderliches Trägheitsmoment in cm^4 .

Da nun:

$$M = W \cdot \sigma_{B \max},$$

errechnet sich die Baustoffbeanspruchung auf Biegung:

$$\sigma_{B \max} = \frac{M}{W} = \frac{32 \cdot M \cdot 100}{\pi \cdot d_2^3} \text{ kg/cm}^2.$$

Ist d_2 zu klein, dann ist ein stärkerer Mast zu wählen und Z entsprechend zu berichtigen.

¹ Wenn die Maßangaben der Gleichungen in cm , cm^2 , kg/cm^2 usw. lauten, dann sind die Abmessungen in cm , wenn sie in kgm lauten, in m einzusetzen, was besonders zu beachten ist.

² Der gefährliche Querschnitt liegt etwas höher als am Erdaustritt; es genügt indessen mit dieser Stelle zu rechnen.

Eingrabungstiefe.

Die V.S.F. schreiben bei gutem Boden und sorgfältiger Verrammung mindestens $\frac{1}{6}$ der Mastlänge vor (bei weichem Boden entsprechend mehr oder besondere Sicherung). Bei Tragmasten und standsicherem Boden werden den Holzmasten in der Regel keine Querswellen gegeben.

Im allgemeinen kann der zulässige Druck auf das Erdreich $\sigma_E = 2 \text{ kg/cm}^2$ (bei Lehm $\sigma_E = 4$ bis 6 kg/cm^2 S. 335) angenommen werden. Die Druckverteilung entspricht annähernd der in Abb. 251 a dargestellten Form.

Der Fußdurchmesser des Mastes ist:

$$d_3 = Z + 0,007 H \text{ m}$$

Für die Standsicherheit des Einfach- oder des A-Mastes gilt, daß der Spitzenzug betragen darf¹:

$$S_T = \frac{6 \cdot 1600 \cdot \frac{d_2 + d_3}{2} \cdot t^2}{12 \cdot \frac{h}{t} + 10} \text{ kg.}$$

Die Eingrabungstiefe ist durch Probieren zu finden aus:

$$t^3 - \frac{S_T}{9600 \cdot \frac{d_2 + d_3}{2}} (12 h + 10 t) = 0 \text{ m.}$$

Es kann andererseits ausgerechnet werden:

$$\sigma_{B, \max} = \frac{12(P_{W, M} + P_{W, L}) \cdot (h + \frac{2}{3} t)}{0,7 \cdot 0,5 (d_2 + d_3) \cdot t^2} \text{ kg/cm}^2.$$

Soll der A-Mast als Abspannmast verwendet werden, dann ist er nicht senkrecht zur Leitungsrichtung, sondern in dieser aufzustellen und auch auf Knickung zu berechnen, Für diesen Fall ist in gerader Strecke:

die Normalbelastung nach α) senkrecht zur Leitungsrichtung:

$$P'_{W, M} = 2 \cdot 0,5 \cdot \frac{Z + d_2}{2} \delta_W \cdot h + F \cdot \delta_W \text{ kg,}$$

$$P'_{W, L} = a_M \cdot 0,5 \cdot d \cdot z \cdot \delta_W \text{ kg,}$$

$$M_1 = P'_{W, M} \cdot \frac{h}{2} + P'_{W, L} \left(h_m + \frac{t}{2} \right) \text{ kgm,}$$

die Normalbelastung nach β) zwei Drittel der einseitigen Leiterzüge und gleichzeitig Winddruck auf Mast und Kopfausrüstung senkrecht zur Leitungsrichtung:

$$P_L = \frac{2}{3} \cdot z \cdot q \cdot \sigma_{\max}, \quad M_L = P_L \cdot \left(h_m + \frac{t}{2} \right),$$

$$P'_{W, M} = 2 \cdot 0,5 \cdot \frac{Z + d_2}{2} \delta_W \cdot h + F \cdot \delta_W, \quad M_{W, M} = P'_{W, M} \cdot \frac{h}{2},$$

$$M_2 = \sqrt{M_L^2 + M_{W, M}^2}.$$

¹ Dörr: Die Standsicherheit von Masten und Wänden im Erdreich.

Die Festigkeit des Mastes in der Leitungsrichtung gegen Knicken ist nun besonders festzustellen.

Bei A-Masten muß das in halber Knicklänge erforderliche Trägheitsmoment I_e in cm^4 mindestens sein:

$$I_e = n \cdot 5 \cdot P \cdot l_k \text{ cm}^4. \quad (288)$$

Nur bei Buchenholz ist:

$$I_e = n \cdot 3 \cdot P \cdot l_k \text{ cm}^4 \quad (289)$$

zulässig.

Hierin ist:

P = Stabkraft in t,

l_k = Knicklänge in m,

n = Knicksicherheit.

Als Knicklänge gilt bei eingegrabenen Masten die Entfernung von Mitte Dübel bzw. Schraubenbolzen bis zur halben Eingrabetiefe.

Bei Doppelmasten ist das doppelte Widerstandsmoment eines einfachen Mastes einzusetzen, wenn die Ausführung den Angaben auf S. 281 nicht entspricht. Bei Doppelmasten, die dieser Bestimmung entsprechen, darf das 3fache Widerstandsmoment des einfachen Mastes eingesetzt werden, wenn die Kraftrichtung in der durch die beiden Stangenachsen gehenden Ebene liegt.

Der A-Mast soll also auf Knickung nachgeprüft werden. In Gl. (288) ist nach S. 338 der Wert für die Knicksicherheit $n = 4$ einzusetzen also:

$$I_e = 20 \cdot P \cdot l_k^2 \text{ cm}^4.$$

Die Knicklänge l_k ist $= (h - 0,3 \text{ m}) + \frac{t}{2}$ und somit die Stabkraft (Druckkraft):

$$P = \frac{M_2}{c} \text{ kg}$$

(c siehe Abb. 251 b in m einzusetzen).

Mit I_e ist das vorhandene Trägheitsmoment zu vergleichen:

$$I = \frac{\pi}{64} d_m^4 \geq I_e \text{ cm}^4.$$

d_m = Durchmesser der Stangen in der Mitte der Knicklänge in cm. Daraus ergibt sich dann:

$$d_m = \sqrt[4]{\frac{I \cdot 64}{\pi}} \text{ cm}.$$

Die Festigkeit des Mastes senkrecht zur Leitungsrichtung:

$$\text{Widerstandsmoment } W = 2 \cdot \frac{\pi}{32} \cdot d_m^3 \text{ cm}^3.$$

Biegungsbeanspruchung am Erdaustritt:

$$\sigma_{B, \max} = \frac{M_1}{W} \text{ kg/cm}^2.$$

Fundamentberechnung¹ (Abb. 251 b nur für die Maße):

Das Biegemoment an der Fundamentsohle in der Leitungsrichtung ist:

$$M_S = \frac{M_z}{h + t - \frac{b}{2}}.$$

Das Gewicht des auf der Platte lastenden Erdreiches:

$$G_E = 1600 \cdot t \cdot [m \cdot e + (m + e) 0,4 \cdot t + 0,213 t^2] \text{ kg (alle Maße in m)}.$$

Das erforderliche Erdgewicht:

$$G_{E,e} = \frac{M_S}{n - m} - \frac{G_M}{2} \text{ kg},$$

$$G_M = \text{Mastgewicht in kg}.$$

Die Bodenpressung:

$$\sigma_E = \frac{G_{E,e} + G_M}{m \cdot e \text{ (cm)}} \text{ kg/cm}^2.$$

Die Beanspruchung der Fundamentplatten:

$$\begin{aligned} \sigma_p &= \frac{\sigma_E \cdot m \cdot 0,5 \cdot (e - k - 2i) 0,25 (e - k - 2i)}{\frac{1}{6} \cdot m \cdot g^2} \\ &= \frac{0,75 \cdot \sigma_E (e - k - 2i)^2}{f^2} \text{ kg/cm}^2. \end{aligned}$$

Die Beanspruchung der Zangenbohlen:

$$\sigma_Z = \frac{\sigma_E \cdot m \cdot e \cdot 0,5 ((n - m) - d)}{2 \cdot \frac{1}{6} i \cdot b^2} \text{ kg/cm}^2.$$

g) Die Mastverstrebungen. Ist ein Mast z. B. bei Winkelpunkten in der Leitungsführung nicht mit völliger Sicherheit in der Lage, die auftretenden Beanspruchungen auf Biegung auszuhalten, oder bietet das Erdreich nicht genügende Sicherung für die Mastfundierung, handelt es sich schließlich um Gestänge auf Gebäuden, für die ebenfalls eine zuverlässige Befestigung des Leiterträgers an den Dachbalken nicht erzielt werden kann, so wendet man je nach den Verhältnissen sog. Mastanker (Abb. 252) bzw. Maststreben (Abb. 253) an. Erstere sind dort am Platz, wo es sich um geringere Erhöhung der Standsicherheit handelt², letztere dagegen kommen dort zur Verwendung, wo größere Biegebbeanspruchungen auftreten oder bei Erweiterung der Anlage durch Hinzulegen neuer Leiter auf die vorhandenen Maste zu erwarten sind. Maststreben sollten in einer sorgfältig gebauten Leitungsanlage selbst in Niederspannungsanlagen nicht verwendet, sondern durch stärke-

¹ Nach den Vorschriften für die bruchsichere Führung von Hochspannungsleitungen über Postleitungen der Deutschen Reichspost. 1924.

² Für Leitungen mit Spannungen von 1000 V aufwärts sind nach den V.S.F./1930 Mastanker in Form von Drahtankern nicht zulässig, weil sie zu Betriebsstörungen und Unfällen Anlaß geben können.

kere Maste (A-Maste) oder durch Eisenmaste ersetzt werden, da sie auf die Dauer nicht zuverlässig sind.

Mast mit Zuganker. Nach Abb. 252 ist, wenn von einer Druckbeanspruchung durch Isolatoren, Leiter usw. abgesehen wird, was zumeist geschehen kann, die Zugkraft im Anker:

$$P_Z^{\text{m}} = \frac{P_R^2}{\sin \alpha} \cdot \frac{H}{c} \text{ kg}, \quad (290)$$

unter der Voraussetzung, daß durch den Anker der Punkt F' senkrecht über F verbleibt.

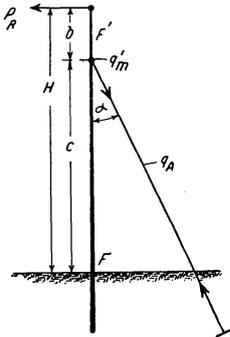


Abb. 252. Mast mit Zuganker.

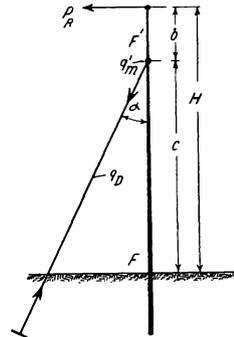


Abb. 253. Mast mit Druckstrebe.

Die größte Beanspruchung des Mastes und zwar auf Knickung tritt im Punkt F' auf; dieselbe ist:

$$P_K = \frac{P_R}{\text{tg } \alpha} \cdot \frac{H}{c} \text{ kg}. \quad (291)$$

Für einen Anker aus Rundeseisen, wie er häufig benutzt wird, ergibt sich aus Gl. (290) der Durchmesser:

$$d_A = 1,125 \sqrt{\frac{P_R}{\sigma_Z \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{H}{c}}. \quad (292)$$

Mast mit Druckstrebe. Nach Abb. 253 ist der Druck auf die Strebe:

$$P_D = \frac{P_R}{\sin \alpha} \cdot \frac{H}{c} \text{ kg}, \quad (293)$$

wiederrum unter der Voraussetzung, daß F' senkrecht über F verbleibt.

Durch den Druck P_D wird die Strebe auf Knickung beansprucht. Nimmt man an, daß die Strebe am Fußende fest eingespannt und oben in der Achse geführt ist, so kann nach der Eulerschen Formel die zulässige Belastung gesetzt werden:

$$P_D = \frac{2}{s} \cdot \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I_e}{l_D^2} \text{ kg}, \quad (294)$$

worin s den Grad der Sicherheit,

E den Elastizitätsmodul des Baustoffes,

I_e das kleinste äquatoriale Trägheitsmoment des Querschnittes der Strebe in $\text{cm}^4 = \frac{\pi}{64} d^4$,

l_D die freie Länge der Strebe in cm bedeutet.

Für eine runde imprägnierte Holzstrebe ergibt sich bei 5facher Sicherheit der Durchmesser zu:

$$d_D = 0,09 \sqrt[4]{\frac{P_R \cdot l_D}{\sin \alpha} \cdot \frac{H}{c}} \text{ cm.} \quad (295)$$

Die größte Beanspruchung und zwar auf Zug herrscht ebenfalls im Punkte F' , und zwar ist dieselbe:

$$P_Z = \frac{P_R}{\text{tg} \alpha} \cdot \frac{H}{c}. \quad (296)$$

h) Die Stahlgitter- und Stahlrohrmaste¹. Wie bereits auf S. 327 gesagt ist es nicht Sache des Elektroingenieurs, die Berechnung und Durchbildung der Eisenmaste vorzunehmen. Der VDE und die Behörden haben Vorschriften für die zulässigen Werkstoffbeanspruchungen aufgestellt, die in Deutschland zu erfüllen sind. Es ist hier nicht der Platz, alle diese Bestimmungen wiederzugeben. Lediglich um das Ergebnis der statischen Berechnungen leichter überprüfen zu können, sind in Zahlentafel 41 die Werkstoffbeanspruchungen zusammengestellt.

Zahlentafel 41. Zulässige Spannungen für Stahlgittermaste.

Flußstahl St. 37/12 Normalgüte	Normalbe- lastung (Sp. 2 in Zus. 38 kg/cm ²	Belastung bei Leiter- bruch (Sp. 3 in Zus. 38) kg/cm ²
1	2	3
Zug, Druck und Biegung $\sigma_{B \max}$	1600	3000
Zugspannung von gedrehten Schraubenbolzen . . .	1200	1500
Zugspannung von gewöhnlichen (rohen) Schrauben- bolzen	900	1100
Scherspannung der Niete und der eingepaßten Schraubenbolzen	1280	1600
Scherspannung der rohen Schraubenbolzen	1000	1280
Lochleibungsdruck der Niete und der eingepaßten Schraubenbolzen	4000	5000
Lochleibungsdruck der rohen Schraubenbolzen . .	2500	3100

Bei nahtlosen Stahlrohrmasten mit einer Werkstofffestigkeit von mindestens 550 kg/cm² darf die Spannung $\sigma_{B \max}$ (Zug, Druck und Biegung) in allen Rohrteilen im ungünstigsten Falle 2200 kg/cm² nicht überschreiten.

¹ Stöckinger, K.: Die Hochspannungsfreileitung Berlin: Julius Springer. Taenzer, W.: Eiserne Gittermaste für Starkstrom-Freileitungen. Berlin: Julius Springer. Kammüller, Dr.-Ing.: Die Beanspruchung der Leitungsmaste bei Seilriß. Stahlbau 1928 Heft 12 S. 133. Vorschriften für Eisenbauwerke, Berechnungsgrundlagen für eiserne Eisenbahnbrücken (B.E). Berlin: W. Ernst & Sohn.

Neben den bereits auf S. 329 angegebenen Berechnungsgrundlagen sind Eisenmaste mit Kettenisolatoren noch auf Verdrehung bei Bruch eines Leiters zu berechnen. Dabei ist bei Tragmasten der halbe, bei allen anderen Masten der volle einseitige Höchstzug des Leiters anzusetzen, für den sich in den einzelnen Bauteilen die größten Spannungen ergeben. Aus der Streckenbeurteilung ist festzustellen, ob diese Annahmen genügende Sicherheit geben oder ob bei sehr großen zu erwartenden Zusatzlasten nicht besser verschärfte Forderungen zu stellen sind. Auch die Anordnung von Erdseilen ist zu berücksichtigen. Auf die Verminderung der Verdrehungsbelastung durch Seilriß bei Verwendung von Schwenkträgern, Rutschklemmen und anderen Sicherungseinrichtungen ist besonders hinzuweisen. Der rechnerische Nachweis der verminderten Belastung ist zu erbringen.

Die Querträger für Abspannmaste müssen den einseitigen Höchstzug der Leiter, die Querträger für Tragmaste die senkrechten Belastungen aufnehmen können. Querträger für Maste, die auf Verdrehung berechnet sind, müssen unter Zugrundelegung der in Zahlentafel 41 Spalte 3 angegebenen zulässigen Spannungen für den halben bzw. vollen einseitigen Höchstzug eines Leiters berechnet werden.

Die Stahlgittermaste werden heute noch fast durchweg zusammengenietet bzw. bei längeren Masten an den Schüssen zusammengeschraubt. Neuerdings wird auch der geschweißte Mast in Vorschlag gebracht. Erfahrungen liegen hierfür zur Zeit noch nicht in ausreichendem Maß vor.

i) **Die Eisenbetonmaste.** Für die Berechnung der Eisenbetonmaste gelten die gleichen Grundlagen wie für Stahlmaste. Die Berechnung der Maste selbst soll nach den Bestimmungen des Deutschen Ausschusses für Eisenbeton (DIN 1046) erfolgen. Bei Doppelmasten sind die Einzelmaste durch kräftige Eisenbetonverbindungsstücke oder -stege (Abb. 240) so miteinander zu verbinden, daß sie statisch als Einheit wirken.

Bei Eisenbetonmasten und -querträgern, die nach dem Schleuder- oder maschinellen Rüttelverfahren hergestellt sind, müssen alle Metallteile mit einer Betonschicht von mindestens 1 cm bedeckt sein. Haben die Maste nicht nach allen Seiten das gleiche Widerstandsmoment, so soll die Hauptzugrichtung durch eine Marke gekennzeichnet werden.

Die verwendeten Werkstoffe (Beton und Stahl) können bis 40 vH der Bruchfestigkeit beansprucht werden, wobei der Querschnitt der Stahlbewehrung mindestens 1,6 vH des Betonquerschnittes betragen muß. In handgestampften Stößen dürfen die Werkstoffe nur bis 25 vH der Bruchfestigkeit beansprucht werden. Damit ist dann erfahrungsgemäß eine mindestens 3fache Sicherheit der Gesamtkonstruktion gegeben. Bei den Verdrehungsbelastungen soll die Sicherheit gegen Bruch mindestens 2fach sein, was vom Hersteller an Hand von Versuchswerten nachzuweisen ist.

14. Besondere Streckeneinheiten.

a) **Streckentrennschalter.** Um einzelne Strecken z. B. Abzweige einer ausgedehnten Leitungsanlage abtrennen, dadurch Störungen enger begrenzen und Instandsetzungsarbeiten schneller vornehmen zu

können, müssen die einzelnen Leitungsstrecken von geeigneten Punkten aus während des Betriebes spannungslos gemacht werden können. Zu diesem Zweck sind bei verzweigten und vermaschten Mittelspannungsnetzen und Spannungen bis höchstens 35 kV Streckentrennschalter einzubauen, für die Ausführungen in den Abb. 254 bis 256 wiedergegeben sind. Die Durchbildung und der Einbau müssen sehr strengen Forderungen genügen, andernfalls können solche Schalter die Quelle häufiger und sehr unangenehmer Störungen werden. Diese Forderungen sind: Die kontakttragenden Isolatoren müssen den beim Schalten auftretenden starken mechanischen Beanspruchungen gewachsen sein, da sonst bald Zerstörungen oder Erdschlüsse auftreten, die Betriebsunterbrechungen zur Folge haben. Die Kontakte müssen sicher ineinander greifen, große Auflagefläche besitzen, leicht lösbar auch bei Rauhreif und im vereisten Zustand sein und so große Entfernung in ausgeschalteter Stellung aufweisen, daß sowohl ein Stehenbleiben des Ausschaltlichtbogens als auch ein Überbrücken durch Vögel verhindert wird.

Bei der Ausführung nach Abb. 254 (einpoliger Schalter) der Siemens - Schuckert - Werke für 3 kV sind die Kontaktmesser an kittlosen Isolatoren befestigt und werden beide beim Schalten bewegt. Die Zeitdauer der Ausschaltbewegung ist derart bemessen, daß der Ausschaltlichtbogen genügend Zeit findet, an den Kupferhörnern emporzusteigen und abzureißen. Schnelle und hemmungslose Ausschaltbewegung kann, besonders wenn unter Last geschaltet werden muß, bewirken, daß der Lichtbogen bei höheren Spannungen stehenbleibt, hin- und herflattert und auf die Eisenteile des Schalters überspringt oder Kurzschluß zwischen den Phasen herbeiführt. Bei dreipoligen Schaltern ist die Entfernung zwischen den einzelnen Phasen auch mit Rücksicht auf diese Erscheinung reichlich zu bemessen. Der Antrieb faßt beide Schalterteile durch eine Gabel und ist von den spannungsführenden Teilen gut isoliert. Alle drehbaren Teile sind in rostfreiem Werkstoff gelagert. Die Bedienung erfolgt durch Kurbelantrieb.

Bei mehrpoligen Schaltern sind die entsprechenden Schaltmesser auf einer Achse zu befestigen und müssen gleichzeitig durch das Gestänge und die Kurbel bedient werden. Dann wird stets eine allpolige

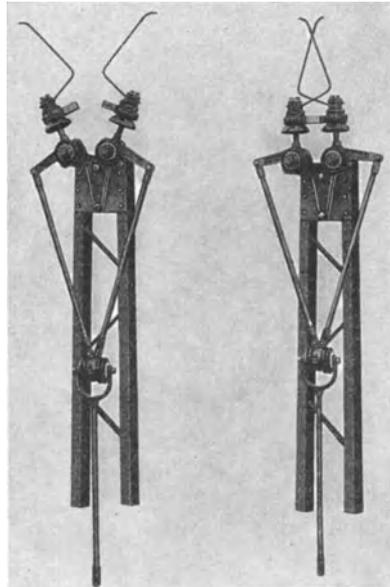


Abb. 254. Einpoliger Streckentrennschalter für 3 kV mit Antrieb (SSW).

Unterbrechung des Stromkreises bewirkt, und Gefahren durch Unvorsichtigkeit beim Hantieren mit Schaltstangen oder dadurch, daß beim Ausschalten ein Schaltmesser vergessen wird und ein Leiter unter Spannung bleibt, werden sicher vermieden. Die Kurbelantriebe sind natürlich gegen unerwünschte Betätigung zu schützen, am zweckmäßigsten in gut verschlossene, eiserne Kästen einzubauen oder durch

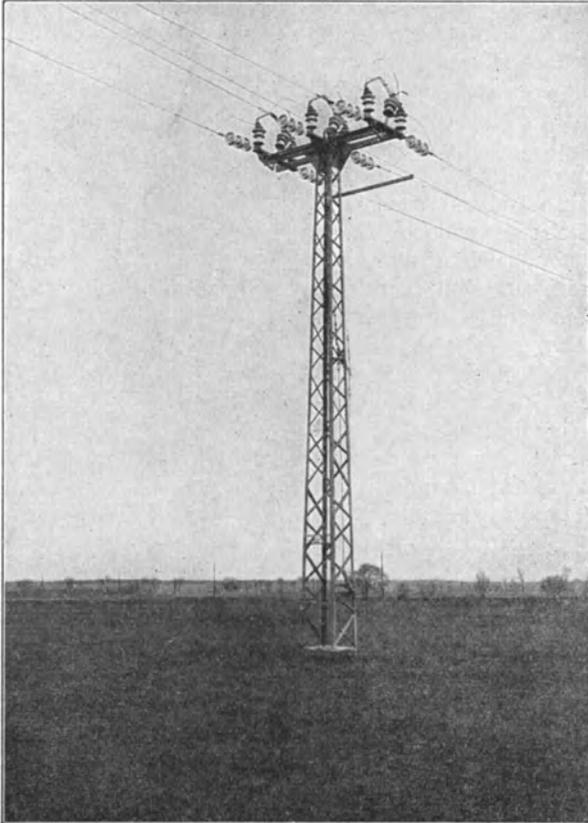


Abb. 255. Mastschalter für eine 40-kV-Drehstromleitung, Betätigung durch Stahlseil, Abspannung der Leiter an Kettenisolatoren (AEG).

kräftige Vorlegeschlösser zu sichern. Auf eine vorzügliche Erdung dieser Schalter und ihrer Antriebe ist besonders Gewicht zu legen, da andernfalls Unglücksfälle vorkommen können, die leider vereinzelt auch bereits eingetreten sind. Zweckmäßig sind daher auch schon bei 10 kV Ketten-Abspannisolatoren für den Leiteranschluß zu benutzen.

Während in Abb. 254 der eigentliche Schalter abgebildet ist, zeigen Abb. 255 und 256 fertige eingebaute Schalter für eine und zwei

Drehstromleitungen nach Bauart AEG für 40 kV mit Ketten-Abspannisolatoren. Die Streckentrennschalter müssen den Leiterzug an ihren Isolatoren aufnehmen, da die Leiter an solchen Trennstellen abgespannt werden müssen; Schalter, die noch besondere Abspannmaste notwendig machen, sind unzweckmäßig.

Durch den Einbau derartiger Trennschalter werden die Ölschalter in Umformerwerken, Transformatorenanlagen usw. nicht entbehrlich,

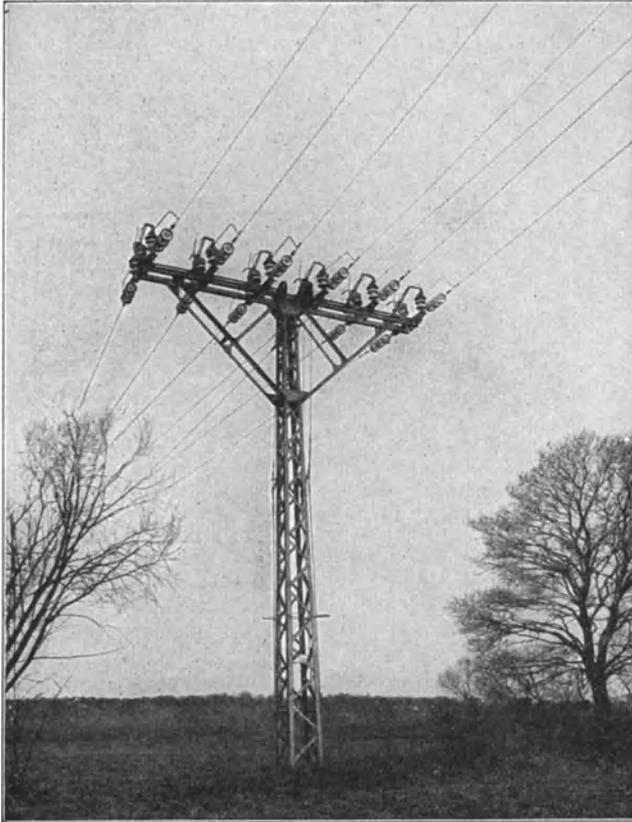


Abb. 256. Mastschalter für zwei 40-kV-Drehstromleitungen.

denn erstere sind ihrer ganzen Bauart nach zum Ausschalten größerer Leistungen ungeeignet.

Bei Spannungen über die genannte Grenze sind Streckentrennschalter nicht mehr betriebssicher genug und daher nicht mehr zu verwenden.

b) Schutzgitter. Liegen bei Stützenisolatoren zwei Stromkreise auf einem Mast und sind Arbeiten an einem Stromkreis vorzunehmen, so ist es einerseits sehr erwünscht, andererseits aber sehr gefährlich, den zweiten Stromkreis während der Arbeiten am ersten unter Spannung zu

lassen. Man findet daher bei besonders wichtigen Hauptleitungen mittlerer Spannungen vereinzelt Schutzgitter zwischen den beiden Stromkreisen (Abb. 257). Diese Schutzgitter müssen weitmaschig sein, um Wind und Schnee möglichst kleine Angriffsflächen zu bieten und im

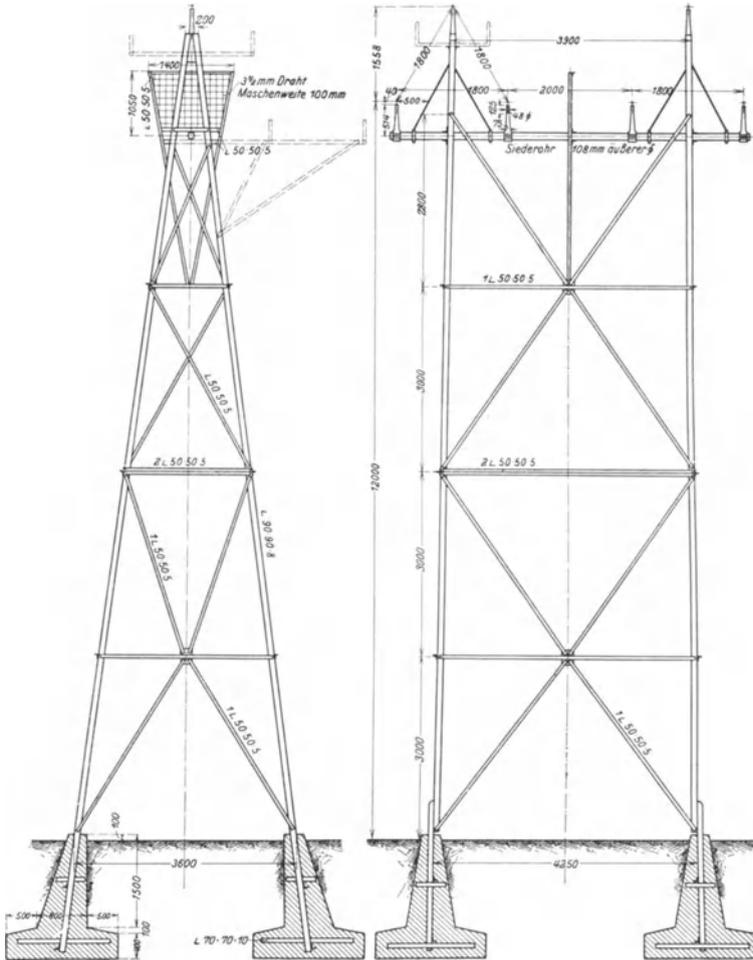


Abb. 257. Eisenmast für zwei durch Schutzgitter getrennte Drehstromleitungen.

Winter keine Vereisung zwischen den Isolatoren hervorzurufen. Sie müssen ferner wegen der Gefahr des Durchrostens sorgfältigst beaufsichtigt werden, erfordern also besondere Unterhaltung, sind teuer und verunzieren zudem den Anblick der Maste. Es ist daher empfehlenswert, für solche Leitungen größere Leiterabstände und zweckentsprechende Querträgerdurchbildungen anzuwenden.

c) Die Leiterverbindungen. Kritische Punkte der Leitungsanlage, denen beim Bau ganz besondere Sorgfalt zugewendet werden muß, sind die Verbindungsstellen der Draht- bzw. Seilenden. Sie sind später im Betrieb nicht mehr oder nur mit sehr großer Mühe und hohen Unkosten zugänglich, damit also der ständigen Aufsicht und Unterhaltung entzogen. Da an solcher Stelle zwei Seilenden miteinander verbunden werden müssen, ist Grundbedingung¹ für jede gute Leiterverbindung in elektrischer und mechanischer Hinsicht, daß die Auflageflächen groß sind und der Klemmdruck bei allen Temperaturen und Beanspruchungen genügend hoch bleibt, ohne daß die Quetschgrenze des Leiterwerkstoffes überschritten wird. Temperaturerhöhung an der Verbindungsstelle infolge erhöhten elektrischen Übergangswiderstandes darf unter keinen Umständen eintreten. Auch der Verbinder selbst darf gegenüber der



Abb. 258a. Nietverbinder.

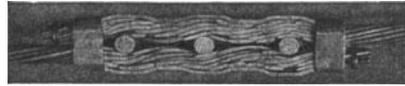


Abb. 258b. Nietverbinder (geschnitten).

Temperatur des Seiles bei Dauerstrombelastung keine Abweichung zeigen. Besonders gilt das für Aluminium. Hinzu kommt, daß die Verbindung im Zug der Leitung keine Anhäufung von dichteren Massen bilden soll, da in diesem Fall in der Nähe solcher Verbinder Brüche durch Schwingungen auftreten können.

Als in der Praxis bewährte Verbinder sind die Nietverbinder und die zweigeteilten Schraubenverbinder von J. W. Hofmann,



Abb. 259. Kerbverbinder (geschnitten).

sowie die Kerbverbinder der Siemens Schuckert-Werke, für Stahlaluminium und Bronze ferner die Konusverbinder zu nennen. Bei ungleichen Querschnitten der zu verbindenden Seile sind bei dem schwächeren Seil am besten Drähte mit einzulegen.

Abb. 258a zeigt den Hofmann-Nietverbinder im fertigen Zustand, Abb. 258b aufgeschnitten und Abb. 259 den Kerbverbinder der SSW. Praktisch sind beide gleichwertig. Die Zerreißeversuche haben ergeben, daß die Festigkeit der Verbindung bei beiden Formen 92 bis 93 vH der Seilfestigkeit (Seilbruchlast) beträgt.

Bei Aluminium sind ebenfalls nur diese Verbinder zu verwenden. Auch hier werden die gleichen Festigkeitszahlen erreicht. Es ist unzulässig, bei Aluminium — wie überhaupt für die Verbinder — einen anderen Werkstoff als den der Leiter zu verwenden, da andernfalls

¹ Lötverbindungen sind nicht zulässig, wenn die Verbindung auf Zug beansprucht wird.

durch Elektrolyse eine oft sehr rasche Zerstörung eintritt, die einen Leiterbruch zur Folge hat¹.

Bei sehr großen Spannweiten sind gegebenenfalls zur Erhöhung der Sicherheit zwei solcher Verbinder hintereinander zu benutzen.

Den Konusverbinder für Stahlluminium zeigt Abb. 260.

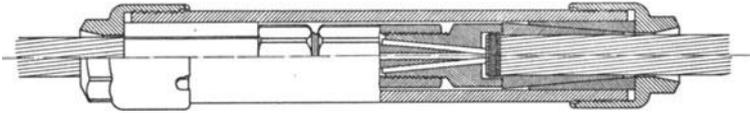


Abb. 260. Konusverbinder für Stahlluminiumseile nach J. W. Hofmann, Kötzschenbroda.

d) Die Leiterbefestigung an Stützenisolatoren. Die Befestigung der Leiter auf oder an den Isolatorköpfen bei Stützenisolatoren erfolgt in der Regel durch das sogenannte „Abbinden“. Diese Befestigungsart ist, wenn sie richtig und sorgfältig ausgeführt wird, die beste und bietet auch bei größeren Spannweiten und starken Leiterquerschnitten noch eine vollkommene Sicherheit (Abb. 261). Der



Abb. 261. Leiterbefestigung auf dem Isolatorkopf durch Abbinden.

Leiter wird von zwei Bindedrähten in Richtung der Züge auf oder an dem Isolatorkopf gehalten.

Die Bindedrähte sollen möglichst weit auf die Leiter aufgewickelt werden, um gleichzeitig einen wirksamen Schutz gegen das „Ab-



Abb. 262. Leiterbefestigung am Stützenisolator mit Klemme.

schmoren (Abbrennen)“ der Leiter bei einer Lichtbogenbildung nach der Isolatorstütze (Isolatorüberschlag) zu bilden, denn die Leiter werden an diesen gefährdeten Stellen durch die aufgewickelten Bindedrähte im Querschnitt verstärkt. Als Bindedrähte verwendet man in der Regel hartgezogenen Kupferdraht oder bei Stahlseilen verzinkten Stahldraht mit einem Durchmesser bis etwa 3 mm. Bei Aluminiumleitern muß man dagegen aus den gleichen Gründen wie oben zum Abbinden ebenfalls Aluminium und zwar in Form von dünnen Seilen oder Blechstreifen benutzen.

Eine besondere Klemmbefestigung des Leiters am Stützenisolator in der Halsrinne zeigt Abb. 262. Sie ist in Deutschland wenig gebräuchlich, da sie teurer in der Beschaffung und der Montage ist als

¹ Lehmann, G.: Zerstörungen an Klemmstellen von Aluminiumleitungen und Maßnahmen für deren Behebung. Elektr.-Wirtsch. 1930 Nr. 503 S. 109.

die Befestigung mit Bindedraht, andererseits aber keine wesentlichen Vorzüge aufweist.

Bei sehr großen zu übertragenden Leistungen und nur geringen Entfernungen zwischen Kraftwerk und Abnahmegebiet, bei denen die Verwendung hoher Spannungen aus wirtschaftlichen Gründen nicht angebracht erscheint und infolgedessen die Leiter sehr starke Querschnitte erhalten müssen, ist es unter Umständen, um an Masten und Isolatoren und auch an Grunderwerb für erstere zu sparen, empfehlenswert, eine Befestigung von zwei parallelgeschalteten Leitern auf einem Isolatorkopf ähnlich der Ausführung nach Abb. 263 zu wählen. Diese Konstruktion besteht aus hartkupfernen Klemmbacken, zwischen denen die Leiter liegen, und die mittels kupferplattierter Stahlbolzen zusammengesetzt werden.

Die Lagerung der Leiter in allen diesen Klemmen muß starr also unbeweglich sein, um bei Temperaturschwankungen und bei Schwingungen im Wind, bei denen die Leiter auch in der Richtung ihrer Achsen in dauernder Bewegung sind, ein „Feilen“ zwischen Leiter und Klemme zu verhüten, das durch eingedringenen Staub und Feuchtigkeit starke Werkstoffabnutzung zur Folge haben kann. Wenn dies natürlich auch in den ersten Jahren des Betriebes nicht gefährlich wird, so kann die Werkstoffabnutzung in der Klemme oder des Leiters, je nachdem welcher Werkstoff weicher ist, doch mit der Zeit und bei zufällig ungünstigen Verhältnissen (Sturm) zur Zerstörung der Klemme oder zum Leiterbruch führen. Auch auf die Abrundung aller scharfen Kanten, an denen ein Reiben des Leiters eintreten könnte, ist besonders zu achten.

Die Leiterbefestigung an Hänge- und Abspann-Kettenisolatoren ist bereits auf S. 260 behandelt worden. Hierzu ist Besonderes nicht mehr zu erwähnen.

e) Die Verdrillungspunkte einer Strecke werden besonders ausgebildet. Bei Holzmasten und Spannungen bis etwa 15 kV setzt man häufig zwei Maste dichter zusammen und ändert zwischen diesen die Phasenlage (Abb. 264). Die Verdrillung innerhalb eines normalen Spannungsfeldes vorzunehmen ist nicht zu empfehlen, da die sich kreuzenden Leiter bei ungleichem Durchhang z. B. im Sommer bei hoher Temperatur und plötzlichem Gewittersturm oder im Winter bei ungleicher Zusatzbe-

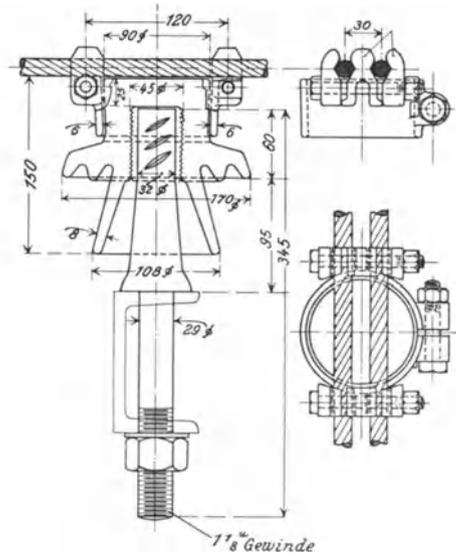


Abb. 263. Klemmverbindung für zwei Leiter auf einem Isolator.

lastung und ungleichem Rauhreifabwurf leicht zusammenschlagen können, wie das im Betrieb schon häufiger beobachtet worden ist. Bei höheren Spannungen und Stützenisolatoren an Eisenmasten werden besondere Querträger und Zusatzisolatoren an einem Abspannmast benutzt, an denen die Leiter umgeführt werden. Für Linien mit Kettenisolatoren erfolgt die Verdrillung ebenfalls an einem Abspannmast mit Benutzung von Abspannisolatoren; die Abb. 265 zeigte hierfür ein Beispiel für eine 220-kV-Leitung mit den Phasen untereinander und



Abb. 264. Verdrillung einer 15-kV-Drehstromleitung auf Holzmasten.

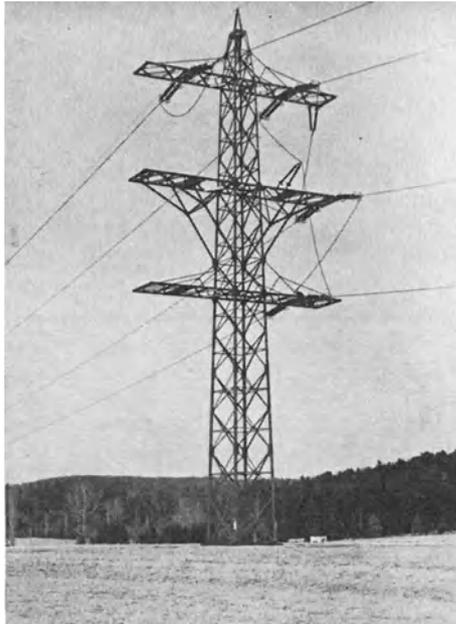


Abb. 265. Verdrillungsmast einer 220-kV-Drehstromleitung (Preußische Elektrizitäts A.-G.).

Abb. 266 für eine Leitung mit Portalmasten. Auf die baulichen Schwierigkeiten der Verdrillung bei der Portalmastdurchbildung ist bereits an anderer Stelle hingewiesen worden.

f) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdungen durch Isolator- oder Leiterbruch am Isolator. Da die Leitungen in der Mehrzahl der Fälle auf oder in unmittelbarer Nähe öffentlicher Straßen und Wege entlanglaufen und auch Kreuzungen von Wegen, Eisenbahnen, Fernsprech- und Telegraphenleitungen nicht zu vermeiden sind, muß mit allen Mitteln danach getrachtet werden, bei Spannungen über 1 kV Gefahren für den öffentlichen Verkehr, die durch das Reißen oder das Abgleiten unter Spannung stehender Leiter von gebrochenen Isolatoren hervor-

gerufen werden könnten, zu verhüten. Der VDE sowohl wie die Eisenbahn-, Telegraphen- und Wegeverwaltungen haben hierfür Vorschriften erlassen, die unter allen Umständen und mit der größterreichbaren Zuverlässigkeit befolgt werden müssen.

α) Schutznetze. Noch bis vor wenigen Jahren war es allgemein üblich, bei Wegkreuzungen usw. sog. Schutznetze unter die Leiter zu spannen. Solche Schutznetze werden aus verzinkten Stahldrähten oder Stahlseilen hergestellt und dienen lediglich dazu, beim Bruch eines Leiters die gerissenen Leiterenden aufzufangen also vom Erdboden und damit von der Berührung durch Menschen und Tiere fernzuhalten. Sie finden auch heute noch bei Spannweiten bis etwa 20 m und Spannungen bis zu etwa 10 kV vereinzelt Anwendung und können als guter, bei richtiger Bemessung, Montage und Beaufsichtigung zuverlässiger Schutz angesehen werden.

Bei der Ausführung der Schutznetze sind folgende Gesichtspunkte zu beachten: Liegt das Schutznetz nur unterhalb der Leiter (Abb. 267), so müssen die Endseile desselben höher und seitlich genügend herausgeführt sein, um ein sicheres Auffangen gerissener oder herabgefallener Leiter zu gewährleisten. Ferner muß das Schutznetz verhältnismäßig engmaschig hergestellt werden. Alle anderen Formen von Schutznetzen, Schutzbrücken u. dgl. sind heute verlassen und ersetzt durch die bruch sichere Befestigung der Leiter am Mast.

Nachteilig bei Schutznetzen ist weiter der Umstand, daß sich durch Wind aufgewirbeltes Reisig oder dünne Äste in den Maschen fangen und dann bei Berührung mit den Stromleitern Verletzungen an diesen oder den Schutznetzdrähten und Erd- und Kurzschlüsse hervorrufen können. In der Nähe von Wäldern, Pappelalleen u. dgl. sind daher Schutznetze nicht zu verlegen.

Auf eine dauernd haltbare, vorzügliche Erdung der Schutznetze ist die größte Sorgfalt namentlich bei Hochspannungsanlagen zu verwenden, um elektrische Ladungen sicher abzuleiten, die die Be-

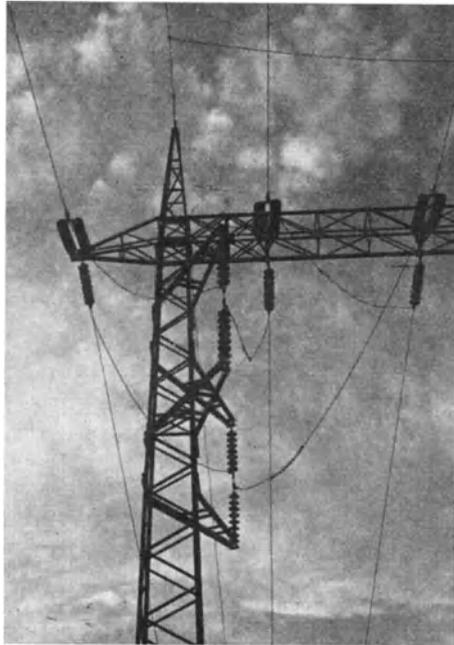


Abb. 266. Verdrillungsmast einer 100-kV-Drehstrom-Doppelleitung mit Portalmasten (A. G. Sächsische Werke).

dienungsmannschaft bei der Ausführung von Arbeiten an den betreffenden Masten gefährden könnten.

Bei der Berechnung der Maste (namentlich Holzmaste) ist das Schutznetz entsprechend zu berücksichtigen und dabei die Zusatzlast durch Wind und Rauheif nicht außer acht zu lassen.

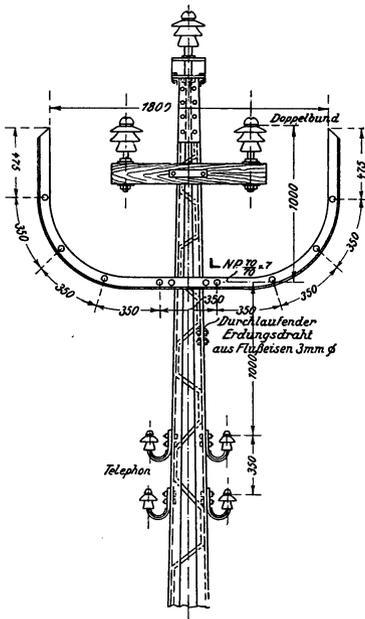


Abb. 267. Mast mit Träger für ein Schutznetz.

Bei Stützenisolatoren wird die erhöhte Sicherheit dadurch gewährleistet, daß genormte Isolatoren der nächsthöheren genormten Betriebsspannung, mindestens aber solche für 20 kV in Verbindung mit starkem Bund und verstärkten Stützen oder diese in Verbindung mit Sicherheitsbügeln nach Abb. 268 eingebaut werden. Bei der bruch sicheren Leiterbefestigung werden zwei, je nach den Verhältnissen auch drei Isolatoren nebeneinander benutzt, an denen die Leiter abgespannt und durch eine parallele Leiterbrücke mit dem Leiter des nächsten Spannungsfeldes verbunden werden (Abb. 269 und 270).

Bei Kettenisolatoren soll die erhöhte Sicherheit dadurch gewährleistet werden, daß bei einfachen Ketten und Kappenisolatoren eine Erhöhung des Isolationswertes vorgenommen wird, so daß die Überschlagspannung bei Regen bei Betriebsspannungen bis einschließlich 60 kV um 20 vH, über 60 kV um 10 vH höher sein muß als der niedrigste Isolationswert des gleichen Leiters in den anschließenden Strecken.

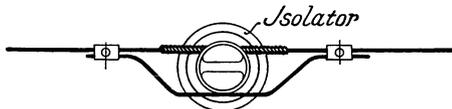


Abb. 268. Sicherheitsbügel für erhöhte Sicherheit bei Stützenisolatoren.

An Stelle dieser Ausführung können auch Doppelketten aus Kappen- oder Vollkernisolatoren ohne Erhöhung des Isolationswertes verwendet werden. Die bruch sichere Leiterbefestigung geschieht in der Weise, daß Doppelketten wie bei Abspannmasten mit erhöhtem Isolationswert nach obigem eingebaut werden. Die weiteren V.S.F.-Bestimmungen für die Kreuzungen und Parallelführungen sind für die Strecken-

β) Bruch sichere Leiterbefestigung. Die Verwendung von Schutznetzen ist bei der Kreuzung verkehrsreicher Fahrwege und sonstiger Verkehrswege von den Behörden nicht mehr zugelassen. Das gleiche gilt für die Kreuzung von Ortschaften, bewohnten Grundstücken oder gewerblichen Anlagen. In solchen Fällen sollen die Leiter entweder mit erhöhter Sicherheit oder bruch sicher verlegt werden.

Bei Stützenisolatoren wird die erhöhte Sicherheit dadurch gewährleistet, daß genormte Isolatoren der nächsthöheren genormten Betriebsspannung, mindestens aber solche für 20 kV in Verbindung mit starkem Bund und verstärkten Stützen oder diese in Verbindung mit Sicherheitsbügeln nach Abb. 268 eingebaut werden. Bei der bruch sicheren Leiterbefestigung werden zwei, je nach den Verhältnissen auch drei Isolatoren nebeneinander benutzt, an denen die

Leiter abgespannt und durch eine parallele Leiterbrücke mit dem Leiter des nächsten Spannungsfeldes verbunden werden (Abb. 269 und 270).

Bei Kettenisolatoren soll die erhöhte Sicherheit dadurch gewährleistet werden, daß bei einfachen Ketten und Kappenisolatoren eine Erhöhung des Isolationswertes vorgenommen wird, so daß die Überschlagspannung bei Regen bei Betriebsspannungen bis einschließlich 60 kV um 20 vH, über 60 kV um 10 vH höher sein muß als der niedrigste Isolationswert des gleichen Leiters in den anschließenden Strecken.

ausgestaltung so wesentlich und enthalten alle erforderlichen Maßnahmen so gedrängt zusammengestellt, daß sie hier der Einfachheit wegen eingeschaltet werden sollen.

V.S.F.-Bestimmungen für Kreuzungen und Parallelführungen.

a) Wenn Freileitungen über Ortschaften, bewohnte Grundstücke oder gewerbliche Anlagen geführt werden, müssen sie mit erhöhter Sicherheit ausgeführt werden.

An Stelle der Ausführung mit erhöhter Sicherheit können auch Vorrichtungen angebracht werden, die herabfallende Leiter auffangen (z. B. Schutznetze, Schutzleiter oder dgl.). Ihre Anwendung ist jedoch möglichst einzuschränken.

Ferner muß Vorsorge getroffen werden, daß bei ungleicher Eisbelastung der Felder oder bei Leiterbruch in den Nachbarfeldern kein unzulässig großer Durchhang in den zu schützenden Teilen der Felder eintritt oder, daß der erhöhte Durchhang in seinen Folgen unschädlich gemacht wird.

Schutznetze, Schutzleiter oder dgl. müssen so gestaltet oder angebracht werden, daß eine Berührung zwischen den unbeschädigten Leitern und ihnen verhütet wird und daß gerissene Leiter von ihnen aufgefangen werden können. Sie müssen, wenn sie nicht geerdet werden können, entsprechend der höchsten hier vorkommenden Spannung hier isoliert sein. Sind sie aber geerdet, so müssen sie für den höchsten hier möglichen Erdschlußstrom ausreichend bemessen sein.

Für Gestänge, die nur für die Aufhängung von Schutznetzen, Schutzleitern oder dgl. bestimmt sind, gelten die Bestimmungen für die Freileitungsgestänge sinngemäß mit Ausnahme der Berechnung auf Verdrehen.

b) Wenn Freileitungen verkehrsreiche Fahrwege kreuzen, müssen sie mit erhöhter Sicherheit unter Anwendung zusätzlicher Maßnahmen ausgeführt werden.

Diese Maßnahmen sind:

1. Bei Verwendung von einfachen Holzmasten darf die Spannweite nicht mehr als 50 m betragen;
2. Einfach- oder Doppelholzmaste dürfen nur mit besonderen Erdfüßen verwendet werden;
3. Schalter sind an Kreuzungsmasten nicht zugelassen; Masttransformatoren sind an den Kreuzungen zu vermeiden;
4. Einfachketten aus Kappenisolatoren unter Erhöhung des Isolationswertes oder Doppelketten aus Kappen- oder Vollkernisolatoren ohne Erhöhung des Isolationswertes sind zulässig, wenn entweder die Hängeketten oben und unten mit Schutzhörnern oder Schutzringen ausgerüstet sind oder wenn die Befestigung der Leiter an den Isolatorenketten so ausgeführt ist, daß die Ketten beim Reißen der Leiter im Nachbarfeld als Abspannketten wirken können;
5. Leiter müssen im Kreuzungsfeld aus einem Stück ohne Verbindungsstellen bestehen;
6. Der für den normalen Zustand mit mindestens 7 m vorgeschriebene Abstand

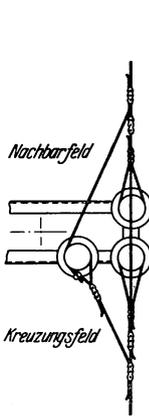


Abb. 269.
Mit 2 Isolatoren.

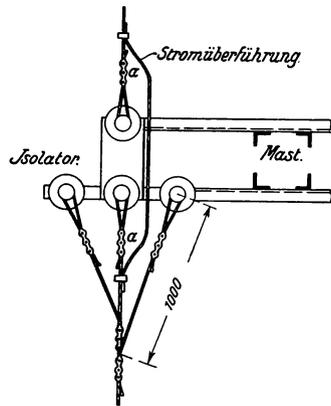


Abb. 270.
Mit 3 Isolatoren.

Bruchsichere Leiterabspannung bei Stützenisolatoren.

der Leiter von der Fahrbahn darf bei ungleicher Eisbelastung der Felder oder bei Leiterbruch in den Nachbarfeldern nicht kleiner als 5 m werden.

Handelt es sich aber um die Kreuzung einer verkehrsreichen Straße einer Großstadt, so gilt außerdem noch folgendes:

7. Die Höchstzugspannung der Leiter darf 75 vH der auf S. 212 angegebenen Werte nicht übersteigen und die Spannweite muß so gewählt werden, daß die 4-fache normale Zusatzlast den Werkstoff höchstens bis zur Dauerzugfestigkeit beansprucht;

8. Stahlgittermaste müssen quadratischen Querschnitt haben.

Wird eine Freileitung in einer verkehrsreichen Straße einer Großstadt geführt, so sind die zusätzlichen Maßnahmen unter Ziffern 1 bis 3 und 5 bis 8 anzuwenden; an Stelle von Ziffer 4 tritt jedoch die nachstehende Ziffer 9:

9. Einfach-Isolatorenketten sind nicht zulässig. Anzuwenden sind Doppel-Isolatorenketten ohne Erhöhung des Isolationswertes, die oben und unten mit Schutzhörnern oder Schutzringen auszurüsten sind.

c) Wenn sich Freileitungen verkehrsreichen Fahrwegen so weit nähern, daß die Entfernung der Maste von der Straßengrenze kleiner als die Masthöhe über dem Erdboden ist, so müssen die Freileitungen mit erhöhter Sicherheit ausgeführt werden. Bei Verwendung von Einfach- oder Doppelholzmasten müssen außerdem Vorkehrungen gegen deren Umbruch nach der Straße zu getroffen werden.

Als Vorkehrung gegen Umbruch der Holzmaste nach der Straße zu genügt z. B. die Anordnung von Streben an jedem vierten oder fünften Einfach- oder Doppelmast.

d) Bei sich kreuzenden oder parallel verlaufenden Leitern, die an getrenntem oder gemeinsamem Gestänge geführt sind, ist durch die Leiterführung oder durch besondere Vorkehrungen dafür zu sorgen, daß Berührung oder unzulässige Annäherung der beiden Arten von Leitern verhütet oder ungefährlich gemacht werden.

Empfohlen wird bei übereinander geführten Leitern, die Leiter mit der höheren Spannung oben und die Leiter mit der niedrigeren Spannung unten anzuordnen.

Diese Forderungen gelten als erfüllt, wenn bei Kreuzungen oder bei parallel übereinander geführten Leitern die nachstehenden Bestimmungen angewendet werden:

1. Bei Kreuzungen zwischen zwei Stromkreisen, die beide Betriebsspannungen von 1 kV und darüber führen, müssen die Leiter des oben liegenden Stromkreises mit erhöhter Sicherheit verlegt werden, sofern keine Schutznetze oder Schutzleiter verwendet sind. Zwischen den beiden sich kreuzenden Stromkreisen muß — auch bei größtem Durchhang — ein Mindestabstand von 2 m gewahrt bleiben; sind aber die Leiter des oben liegenden Stromkreises mit Kettenisolatoren ausgerüstet, dann darf — auch bei ungleicher Eisbelastung der Felder oder bei Leiterbruch in den Nachbarfeldern — der Mindestabstand zwischen den Leitern nicht kleiner als 1 cm/1 kV Betriebsspannung, jedoch nicht kleiner als 0,5 m sein.

2. Bei Kreuzungen zwischen zwei Stromkreisen, von denen der eine eine Betriebsspannung von 1 kV und darüber, der andere aber eine Betriebsspannung unter 1 kV führt, müssen die Leiter des oben liegenden Stromkreises mit erhöhter Sicherheit verlegt werden, sofern keine Schutznetze verwendet sind. Außerdem sind im Zuge der Leiter des unten liegenden Stromkreises über diesen zwei oder mehrere geerdete, elektrisch und mechanisch ausreichend bemessene Schutzdrähte oder -seile anzuordnen, die von den Leitern des oben liegenden Stromkreises — auch bei größtem Durchhang — einen Mindestabstand von 2 m haben müssen. Der Nulleiter darf jedoch nicht als Schutzleiter verwendet werden.

Von der Anbringung von Schutzleitern kann abgesehen werden, wenn die Höchstzugspannung der Leiter des oben liegenden Stromkreises 75 vH der auf S. 212 angegebenen Werte nicht übersteigt und ihre Spannweite so gewählt wird, daß die 4-fache normale Zusatzlast den Werkstoff höchstens bis zur Dauerzugfestigkeit beansprucht. In Gegenden, in denen nachweislich größere Zusatzlasten als die normale regelmäßig aufzutreten pflegen, darf das 4-fache der

größeren Zusatzlast den Werkstoff höchstens bis zur Dauerzugfestigkeit beanspruchen.

Ferner muß, wenn von der Anbringung von Schutzleitern abgesehen wird, zwischen den sich kreuzenden Stromkreisen — auch bei größtem Durchhang — ein Mindestabstand von 2 m gewahrt bleiben; sind aber die Leiter des oben liegenden Stromkreises mit Kettenisolatoren ausgerüstet, dann darf — auch bei ungleicher Eisbelastung der Felder oder bei Leiterbruch in den Nachbarfeldern — der Mindestabstand nicht kleiner als 1,5 m sein.

3. Bei Kreuzungen von Fernmeldeleitern durch Starkstromleiter mit Betriebsspannungen von 1 kV und darüber gelten die Bestimmungen unter 2.

Handelt es sich aber um Betriebsfernmeldeleiter, bei denen Vorrichtungen angebracht sind, die eine Gefährdung des Bedienungspersonales bei Übertritt der Spannung von 1 kV und darüber auf die Fernmeldeleiter ausschließen (z. B. Schutztransformatoren mit genügend hoher Isolation), so gelten die Bestimmungen unter 1.

4. Bei Parallelführung von zwei oder mehreren Stromkreisen übereinander an gemeinsamem Gestänge, die Betriebsspannungen von 1 kV und darüber führen, muß die wagerechte Versetzung von zwei beliebigen Leitern zweier Stromkreise

mindestens $\frac{U}{150}$ in Metern sein; sie darf jedoch nicht kleiner als 0,2 m sein. U ist in diesem Falle die höhere Betriebsspannung in Kilovolt.

Ist diese wagerechte Versetzung nicht vorhanden, so müssen die Leiter der oben liegenden Stromkreise mit erhöhter Sicherheit verlegt werden, sofern keine Schutznetze verwendet sind. In diesem Fall muß zwischen den übereinander liegenden Stromkreisen — auch bei größtem Durchhang ein Mindestabstand von 2 m gewahrt bleiben; sind aber die Leiter der oben liegenden Stromkreise mit Kettenisolatoren ausgerüstet, dann darf — auch bei ungleicher Eisbelastung der Felder oder bei Leiterbruch in den Nachbarfeldern — der Mindestabstand zwischen den Leitern nicht kleiner als 1 cm/1 kV-Betriebsspannung, jedoch nicht kleiner als 0,5 m sein.

5. Bei Parallelführung von zwei oder mehreren Stromkreisen übereinander an gemeinsamem Gestänge, die teils eine Betriebsspannung von 1 kV und darüber, teils aber eine Betriebspannung unter 1 kV führen, müssen die Leiter der oben liegenden Stromkreise mit erhöhter Sicherheit verlegt werden, sofern keine Schutznetze verwendet sind.

Außerdem darf die Höchstzugspannung der Leiter der oben liegenden Stromkreise 75 vH der auf S. 212 angegebenen Werte nicht übersteigen und ihre Spannweite muß so gewählt werden, daß die 4-fache normale Zusatzlast den Werkstoff höchstens bis zur Dauerzugfestigkeit beansprucht. In Gegenden, in denen nachweislich größere Zusatzlasten als die normale regelmäßig aufzutreten pflegen, darf das 4-fache der größeren Zusatzlast den Werkstoff höchstens bis zur Dauerzugfestigkeit beanspruchen.

Ferner muß zwischen zwei übereinander liegenden Stromkreisen, von denen der eine eine Betriebspannung von 1 kV und darüber, der andere aber eine Betriebspannung unter 1 kV führt — auch bei größtem Durchhang — ein Mindestabstand von 2 m gewahrt bleiben; sind aber die Leiter des oben liegenden Stromkreises mit Kettenisolatoren ausgerüstet, dann darf — auch bei ungleicher Eisbelastung der Felder oder bei Leiterbruch in den Nachbarfeldern — der Mindestabstand nicht kleiner als 1,5 m sein.

6. Bei Parallelführung von Fernmeldeleiter und Starkstromleitern mit Betriebsspannungen von 1 kV und darüber übereinander an gemeinsamem Gestänge gelten die Bestimmungen unter 5.

Handelt es sich aber um Betriebsfernmeldeleitungen, bei denen Vorrichtungen angebracht sind, die eine Gefährdung des Bedienungspersonales bei Übertritt der Spannung von 1 kV und darüber auf die Fernmeldeleitungen ausschließen (z. B. Schutztransformatoren mit genügend hoher Isolation), so gelten die Bestimmungen unter 4.

e) Bei Kreuzungen mit Eisenbahnen des allgemeinen Verkehrs, mit Reichswasserstraßen und mit Fernmeldeleitungen der Deutschen Reichspost sowie bei

Näherungen an Eisenbahnen des allgemeinen Verkehrs, an Reichswasserstraßen und an Fernmeldeleitungen der Deutschen Reichspost gelten besondere Bestimmungen¹.

In Abb. 271 ist eine bruchsichere Kreuzung mit Stützenisolatoren und in Abb. 111 eine solche mit Kettenisolatoren dargestellt. In Abb. 271



Abb. 271. Bruchsichere Straßenkreuzung einer 30-kV-Drehstromleitung.

tragen die Doppelquerträger je 4 Isolatoren für jede Phase, von denen einer zum Abspannen des Leiters aus dem Nachbarfeld und die drei anderen zur Herstellung der bruchsicheren Befestigung dienen. Die 100-kV-Doppelleitung in Abb. 111 kreuzt eine Bahnstrecke und die Bahn- und Postleitungen. Unterhalb der Starkstromleitung liegen Prelldrähte. Die Befestigung der beiden Erdungsseile ist ebenfalls besonders sorgfältig ausgeführt.

Die besondere Ausgestaltung einer bruchsicheren Kreuzung mit Doppeltragketten, die wiederholt vom Thüringerwerk gewählt worden ist, zeigt Abb. 272. Hier ist an Stelle von zwei Abspannmasten nur ein solcher und ein Kreuzungstragmast benutzt, wodurch nennenswerte Ersparnisse erzielt werden können. Allerdings

- ¹ 1. Für Eisenbahnen des allgemeinen Verkehrs:
 - α) Bahnkreuzungsvorschriften für fremde Starkstromanlagen B.K.V.;
 - β) Leitsätze für Maßnahmen an Fernmelde- und an Drehstromanlagen im Hinblick auf gegenseitige Näherungen.
2. Für Reichswasserstraßen: Vorschriften für die Kreuzung von Reichswasserstraßen durch fremde Starkstromanlagen W.K.V.
3. Für Fernmeldeleitungen der Deutschen Reichspost:
 - α) Allgemeine Vorschriften für die Ausführung und den Betrieb neuer elektrischer Starkstromanlagen (ausschließlich der elektrischen Bahnen) bei Kreuzungen und Näherungen von Telegraphen- und Fernsprechleitungen;
 - β) Ausführungsbestimmungen des Reichspostministers zu den allgemeinen Vorschriften unter α);
 - γ) Vorschriften für die bruchsichere Führung von Starkstromleitungen mit Betriebsspannungen von 1 kV und mehr über Postleitungen;
 - δ) Leitsätze für Maßnahmen an Fernmelde- und an Drehstromanlagen im Hinblick auf gegenseitige Näherungen.

sind dann die Seile im Kreuzungsfeld mit geringerem Zug zu spannen oder mit größerem Querschnitt zu verlegen (auch festerer Baustoff z. B. Bronze statt Kupfer).

γ) Unterirdische Wegkreuzungen. Sind ausgedehnte Gütergleisanlagen, stark befahrene Verkehrsstraßen mit ungünstig gelegenen Böschungen, auf beiden Seiten liegende Fernsprech- und Telegraphenleitungen u. dgl. mit den Leitungen zu kreuzen oder müssen große Wasserflächen, Häfen, verkehrsreiche Wasserstraßen innerhalb bewohnter Gebiete durchquert werden, so wird vereinzelt von den Behörden die unterirdische Verlegung der Starkstromleitungen gefordert. Diese Ausführungsform ist in bezug auf den Schutzwert naturgemäß das sicherste Mittel, um Gefährdungen zu verhüten, andererseits aber ist sie für die

Betriebsführung keine besonders günstige Lösung, und zwar weil mit der Einschaltung von Kabelstrecken in Hochspannungs-Freileitungsanlagen unter Umständen — namentlich bei höheren Spannungen — Betriebsunsicherheiten durch Kabeldurchschläge infolge von Überspannungen durch Schalt-

vorgänge, Belastungsschwankungen usw. hervorgerufen werden können. Wenn irgend möglich sollte man daher selbst mit größeren Ausgaben besser die Freileitungskreuzung anzuwenden versuchen, oder wenn das nicht zur Genehmigung zu bringen ist, bei Hauptleitungen begeh- oder bequem beschlupfbare Kanäle benutzen (17. Kap.). Die Kabel sollen dann für die nächst höhere Betriebsspannung gewählt, bei normaler Isolation mit Kathodenfallableitern geschützt werden, oder es sind Kabel besonderer Aufbauform zu verwenden.

g) Große Spannfelder. Kommen bei Höchstspannungen auf der Strecke Sümpfe, Wasserflächen (Flüsse, Seen, Fjorde usw.) und Schluchten von besonders großer Breite vor, dann stellen sich deren Überbrückung oft recht bedeutende Schwierigkeiten mechanischer Natur in den Weg. Ein Mittel, solche Spannweiten von mehreren hundert Metern

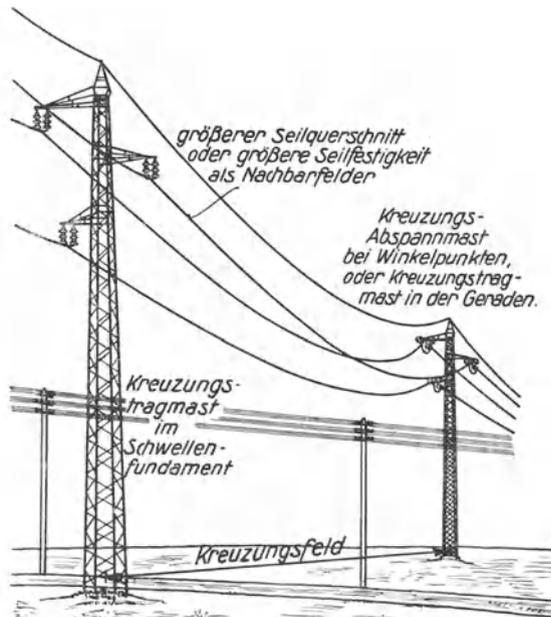


Abb. 272. Besondere Ausführung einer Straßen- und Postleitungskreuzung mit Abspann- und Kreuzungstragmast.

zu überwinden, ist auch hier die Anwendung eines unterirdisch verlegten Kabels, das für Spannungen bis 100 kV keine Herstellungsschwierigkeiten mehr bietet und auch für bedeutende mechanische Beanspruchungen z. B. in Flüssen mit großem Gefälle und zerklüftetem Bett betriebssicher gebaut werden kann. Allein dieses Mittel birgt wie bereits früher gesagt in elektrischer Hinsicht die große Gefahr, daß ein „Überspannungserreger“ in die Freileitungsanlage eingeschaltet wird. Diese Ausführung der Überbrückung wird nur ungern gewählt.

Um sehr bedeutende Spannweiten mit Freileitung überwinden zu können, sind bei einer Reihe amerikanischer und norwegischer Anlagen mit gutem Erfolg sog. Zug-Ausgleichsvorrichtungen angewendet worden, deren Aufgabe es also ist, die besonderen Beanspruchungen von Masten, Isolatoren und Leitern dadurch zu vermeiden, daß sie den Durchhang der Leiter selbsttätig regeln. Zu diesem Zweck werden die Leiter an nur einem oder gegebenenfalls an beiden Unterstützungspunkten beweglich gelagert. Bei der Berechnung des Durchhanges ist sehr sorgfältig zu verfahren, sofern es sich um Kreuzungen schiffbarer Wasserläufe handelt.

Eine sehr interessante Ausführung dieser Art ist bei der Überbrückung des Niagaraflusses zur Anwendung gekommen. Bei Fort Erie (Bertie Hill) hat der Niagara eine Breite von 495 m, sehr starkes Gefälle und ein sehr zerklüftetes Bett, so daß es schon aus diesen Gründen nicht ratsam erschien, Flußkabel zu verlegen. Außerdem ist der Niagara an dieser Stelle schiffbar; mit Rücksicht hierauf mußte der tiefste Punkt der Leitung 40 m über dem Wasserspiegel liegen. Zur Aufhebung der inneren Leiterspannung sind darum hier die Aluminiumseile¹ (3 × 3 Stück von je 250 mm² Querschnitt, bestehend aus 61 Einzeldrähten) bei den Stütztürmen mittels besonderer Zugisolatoren an Stahlkabel angeschlossen, die über Rollen laufen und am Ende durch Gewichte von je 1950 kg beschwert sind.

Es ist infolgedessen den Leitern die Möglichkeit gegeben, selbsttätig jeden sich aus den augenblicklichen Verhältnissen ergebenden Durchhang anzunehmen ohne Gefahr für den Werkstoff und den Mast. Die Verbindung zwischen der Land- und der beweglichen Überkreuzungsleitung erfolgt durch besondere, ungespannte Aluminiumstücke, die vor den Zugisolatoren liegen².

Der Ausgleich kann auch durch Federn oder flaschenzugähnliche Konstruktionen bewirkt werden, wie sie bei der Fahrdrabtregelung elektrischer Bahnen zur Anwendung kommen.

¹ Bei den unterhalb der Fälle gelegenen Kreuzungen des Niagaraflusses durch die beiden, je 30000 PS übertragenden 60-kV-Fernleitungen der Niagara, Lockport & Ontario Pr. Co. wurden die Aluminiumkabel durch solche aus „Kupferpanzerstahl“ ersetzt.

² Svenning, S.: Proc. Amer. Soc. Electr. Engr. Bd. 87 (1918) S. 1275: Überspannung des St. Lorenzstromes durch eine 2 km lange Hochspannungsleitung. Spannung 100 kV, Drehstrom, eine Spannweite 1463 m, zwei Ankerabspannungen von 174 bzw. 290 m, Höhe der Gittertürme 107 m über Erde; die Leiter laufen über Seilscheiben; Leiterdurchmesser 35 mm, Werkstoff Stahl, Bruchfestigkeit 182 kg/mm², Beanspruchung nach der Verlegung 77,5 kg/mm².

In Deutschland sind in den letzten Jahren ebenfalls ganz bedeutende Kreuzungen gebaut worden. Bei keiner dieser Anlagen sind indessen die Zugausgleichsvorrichtungen zur Anwendung gekommen, vielmehr wurden

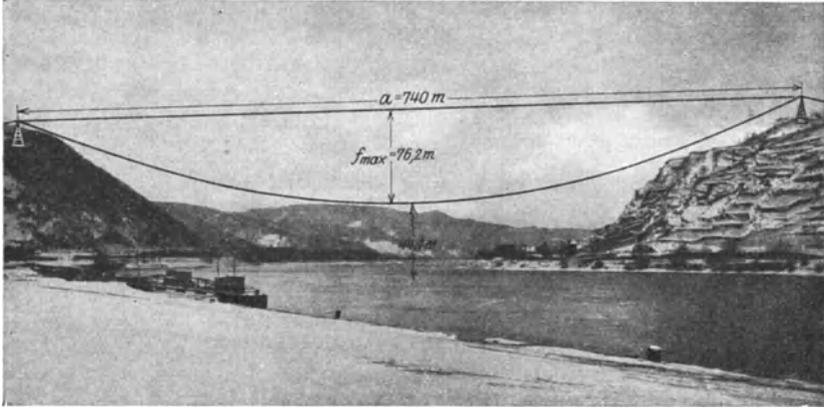


Abb. 273. Rheinkreuzung bei Andernach (SSW).

die Mastkonstruktionen und Leiterbeanspruchungen bzw. Durchhänge derart berechnet, daß sowohl der vorgeschriebene Durchhang eingehalten

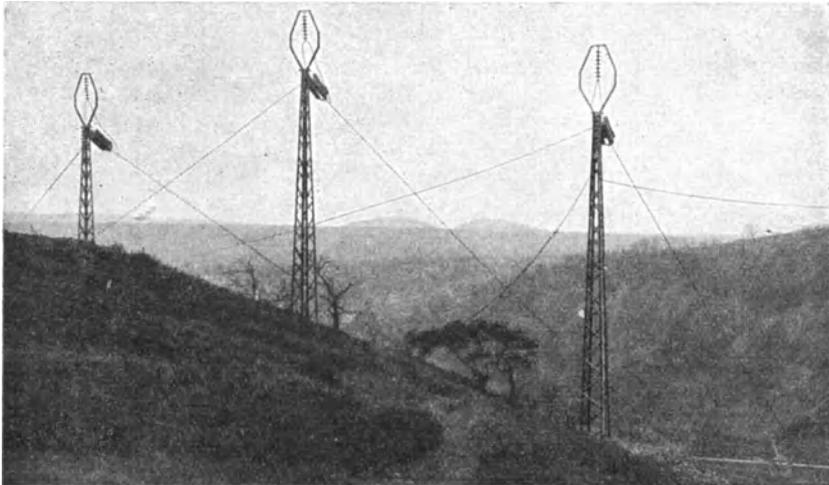


Abb. 274. Einzelmaste der Rheinkreuzung bei Andernach.

als auch die eingegangene Sicherheit erfüllt wurden. Betriebsstörungen sind auf diesen Kreuzungen bisher nicht vorgekommen, wodurch der Beweis erbracht ist, daß man die bei solchen ungewöhnlichen Anlagen auftretenden Verhältnisse mechanischer Natur voll und ganz beherrscht.

Zu verweisen ist hier z. B. auf die Rheinkreuzung bei Andernach mit einer Spannweite von 740 m (Abb. 273 und 274), bei der mit Rücksicht auf den großen Durchhang bei besonderen Zusatzlasten, den sich hieraus ergebenden großen Phasenabstand und die mechanische Belastung der Maste eine Aufteilung in 3 Einzelmaste vorgenommen worden ist. Diese Gestaltung kann als gute Lösung der Aufgabe angesehen werden. Eine Portalkonstruktion nach Abb. 234 ist zumeist wesentlich teurer und dann nicht zu empfehlen, wenn auf das Landschaftsbild Rücksicht genommen werden muß. Da die in diesem Fall erforderliche Eisenkonstruktion außerordentlich schwer wird, macht sie auf den Beschauer einen unschönen Eindruck, während die Einzelmaste im Gelände fast vollständig verschwinden, zumal wenn ihnen ein entsprechender Anstrich gegeben wird, der sich nach Umgebung und Hintergrund richten muß. Der Andernacher Mast konnte sehr niedrig gehalten werden, da die beiden Rheinufer Höhenrücken besitzen, die geschickt ausgenutzt werden konnten. Die Verbindung zum Nachbarmast des Kreuzungsfeldes geschieht über eine besondere Hängekette, die in einer trapezförmigen Gabel befestigt ist.

h) Störungen durch Seilschwingungen¹. Eine allerdings nur vereinzelt in den letzten Jahren beobachtete Störungserscheinung an Hochspannungsfreileitungen ist der Bruch des Leiterseiles an den Tragklemmen der Isolatorbefestigungen. Eingehende Laboratoriumsversuche und Beobachtungen in der Praxis haben das Ergebnis gebracht, daß als Ursache für diese Seilbrüche, die immer glatten Abriß ohne Fließkegel zeigen, Schwingungen der Seile angesehen werden müssen, die den Leiterwerkstoff allmählich zur Ermüdung und dadurch zur Zerstörung bringen.

Zur Behebung dieser Störungsursachen sind eine Reihe von Mitteln durchgebildet worden, die alle mehr oder weniger darauf abzielen, die Seilschwingungen zu stören und die dabei freiwerdenden Kräfte in einer Form zu vernichten, die für das Seil und die Tragklemmen unschädlich ist.

Eine Konstruktion, die sich bisher als die zweckmäßigste erwiesen hat, ohne daß damit gesagt sein soll, daß sie die Störungserscheinung mit voller Sicherheit beseitigt, ist der Schwinghebedämpfer der Vereinigten Aluminiumwerke, A.-G., Lautawerk (Lausitz), den Abb. 275 zeigt.

Dieser Schwinghebedämpfer wird je nach Seilquerschnitt, Seilgewicht, Verlegungsspannung und Spannweite verschieden bemessen und in Entfernungen von 0,7 bis 0,2 m zu beiden Seiten der Tragklemme bzw. vor der Abspannklemme am Seil befestigt. Die Wirkungsweise ist folgende: Der Dämpfer besteht aus einem Stab, der etwas außerhalb seiner Mitte leicht beweglich am Seil aufgehängt wird, wäh-

¹ Neßger, J.: Die Leitungsschwingungen, Versuche zur Lösung der Klemmenfrage. Technische Mitteilungen der Firma J. Wilhelm Hofmann, Kötzschbroda. Dr. Schwenghagen: Techn. Mitt. der Studiengesellschaft für Höchstspannungsanlagen Heft 20. Maß, H.: Mechanische Schwingungen von Hochspannungsfreileitungen. Wiss. Veröff. Siemens-Konz. Bd. 10 (1931), Heft 1 S. 153.

rend seine Enden in ebenfalls mit dem Seil verbundenen Anschlagsschellen geführt werden. Die beiden Hebelarme des Stabes sind nicht gleich lang, da die Aufhängung 1 bis 2 cm gegen die Stabmitte verschoben ist. Die Höhe des Aufhängepunktes wird so eingestellt, daß in der Ruhelage das nach außen gekehrte, längere und schwerere Stabende in der Anschlagsschelle unten aufliegt, während gleichzeitig das gegen die Klemme zugekehrte kürzere Stabende den oberen Rand der Anschlagsschelle fast berührt. Die winderregten hochfrequenten Seilschwingungen übertragen sich auf den Hebel, der in pendelnde Bewegung um die wagerechte Achse gerät. Dadurch übt er über die Anschlagsschellen leichte Stöße, die gegen die Seilbewegung phasenverschoben sind, auf das Seil aus und stört somit die Resonanz der Seilschwingung. Die

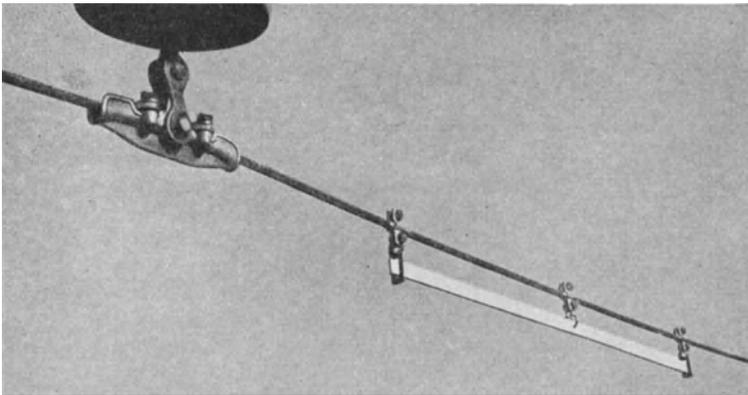


Abb. 275. Schwinghebeldämpfer zur Behebung der Seilschwingungen.

Dämpferwirkung dieses Schwinghebels beruht somit einerseits auf einer Schwingungsstörung und andererseits auf einem Energieentzug aus dem schwingenden Seil durch Schlag- und Stoßwirkung.

Als Ursachen für die Seilschwingungen sind bisher erkannt: senkrecht auf die Leiter auftreffende Winde, glatter Eisbehang und Rauhreifbelag, Bauart des Leiterseiles selbst (Seile mit großem Durchmesser bei geringem Gewicht z. B. Aluminium- und Hohlseile sind mehr gefährdet als schwere Seile mit kleinem Durchmesser), gleiche Spannweiten. Bei den Vorarbeiten für eine neu zu bauende Leitung sollte daher auch auf diese Einzelheiten geachtet werden. Als gefährlichste Windgeschwindigkeiten sind solche unter 5 m/sec anzusehen. Hohe Bäume, Wald, Häuser verringern die Gefahr der Schwingungen, beim Austritt der Leitung aus einer Waldschneise wird sie wieder erhöht. Im hügeligen und bergigen Gelände ist die Leitung weniger schwingungsgefährdet, weil die Luftströmungen zu unregelmäßig sind. Wechselnde Spannweiten sind günstig.

i) **Walddurchquerungen.** Sie sollen, wenn irgend möglich, vermieden werden, da einmal der Waldauftrieb für die Leitungsstrecke

hohe Kosten verursacht und weiter so lange erhöhte Gefährdung dieser Leitungsstrecke besteht, solange sich zu beiden Seiten einer solchen Schneise nicht wieder ein wetterfester Baumbestand herangebildet hat.

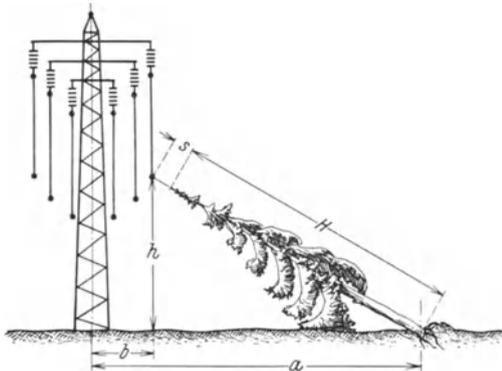


Abb. 276. Berechnung der Durchhiebbreite bei Waldschneisen.

Waldschneisen bedürfen ferner besonders sorgfältiger Beaufsichtigung, um das Hereinwachsen der Baumzweige in der Nähe der Leitung zu verhüten, kranke Bäume festzustellen und dgl. mehr.

Zum Schutz von Freileitungen gegen umbrechende Bäume ist der Baumbestand zu beiden Seiten der Leitung so weit aufzuhauen, daß der Abstand der Stämme der

Randbäume vom Starkstromgestänge wenigstens dem aus der Gl. (297) (Abb. 276):

$$a = b + \sqrt{(H + s)^2 - h^2} \quad (297)$$

errechneten Maß entspricht.

Hierin bedeutet:

H = Höhe der Randbäume in Metern (das Wachstum der Bäume ist zu berücksichtigen),

h = senkrechter Abstand zwischen dem Erdboden und dem am meisten gefährdeten Leiter in Metern (bei Speiseleitungen oder Leitungen mit Spannungen über 30 kV ist dieser Wert vom tiefsten Punkt des Durchhanges der Leiter, bei Verteilungsleitungen vom Aufhängepunkt am Mast aus zu messen),

b = wagerechter Abstand von der Gestängemitte bis zum Leiter in Metern,

s = Sicherheitsabstand (etwa 1 m).

Falls die Art des Baumbestandes, die Bodengestaltung oder die Lage zur ungünstigsten Windrichtung die Sicherheit zu hoch oder nicht ausreichend erscheinen lassen, muß die Aufhiebbreite eingeschränkt oder vergrößert werden.

k) Erdung und Sicherheit. Da die Maste jeder Berührung zugänglich sind, müssen sie dann zuverlässig geerdet werden, wenn nach dem gewählten Mastbild bei Isolatordurchschlag oder -bruch der Mast vom Leiter aus unter Spannung gesetzt werden kann. Das ist mit Ausnahme der Leiteranordnung in der umgekehrten Tannenbaumform und in einer Ebene bei allen anderen hier behandelten Leiteranordnungen der Fall. Es sind daher besondere Vorschriften für die Erdung erlassen worden.

Mit Stützenisolatoren ausgerüstete Stahlmaste und Eisenbetonmaste müssen geerdet werden. Werden dagegen ein- oder mehrgliedrige Ketten aus Vollkernisolatoren oder mehrgliedrige Ketten aus Kappen- oder Schlingenisolatoren ver-

wendet, so wird unter der Voraussetzung die Erdung der Maste nicht gefordert, daß Vorkehrungen getroffen sind, die das Auftreten von Dauererdschlüssen an den Masten unmöglich oder unwahrscheinlich machen z. B. selbsttätige Erdschlußabschaltung, umgekehrte Tannenbaumform des Mastkopfes oder dgl.

Stehen Holzmasten einer Freileitung an verkehrsreichen Fahrwegen, so müssen bei Verwendung von Stützenisolatoren solche mit einer höheren Durchschlagfestigkeit als auf den anschließenden Strecken gewählt oder die Isolatorstützen müssen geerdet werden.

In allen anderen Fällen sollen Maßnahmen, die den Widerstand der Holzmasten herabsetzen, vermieden werden. Stützen, Querträger oder sonstige Metallteile, die die Isolatoren tragen, sollen also nicht geerdet werden.

In die Betätigungsgestänge von Schaltern an Holzmasten sind Isolatoren einzuschalten, wenn eine zuverlässige Erdung des Schalters nicht gewährleistet werden kann. In diesem Fall ist nicht das Gestell selbst, sondern das Betätigungsgestänge unterhalb der Isolatoren zu erden.

Für das Erden der Maste gelten die „Leitsätze für Schutzerdungen in Hochspannungsanlagen“.

Eine gute, dauernd zuverlässige Erdung zu erreichen ist außerordentlich schwer. Zunächst ist Grundbedingung, daß die Erdung bis in das Grundwasser geführt ist, wobei schon hier die Unzuverlässigkeit besteht, daß die Höhe des Grundwasserstandes sinken kann. Vielerorten ist es unter Umständen nur mit erheblichen Kosten verbunden, das Grundwasser überhaupt zu erreichen. In steinigem Boden, im Sandboden, im Gebirge ist eine sichere Erdung unter Einhaltung der Grundwasserbedingung überhaupt nicht möglich.

Sind die Erdungsverhältnisse einigermaßen gut, so wird eine Platten-, eine Rohr- oder eine Banderdung gewählt. Erstere besteht darin, daß eine verzinkte Eisenplatte in den Erdboden vor dem Mastgrubenverfüllen eingebracht wird; die zweite darin, daß ein Stahlrohr von etwa 30 bis 50 mm Durchmesser und 2 bis 3 m Länge neben dem Mast in den Erdboden getrieben wird. Um die ständige Zuverlässigkeit dieser Erdung zu erhöhen, wird in das Rohr von Zeit zu Zeit eine Viehsalzlösung eingefüllt, die an dem zugespitzten, mit entsprechend weiten Löchern versehenen Rohrende allmählich austritt und den Erdwiderstand verringert.

Sind die Erdungsverhältnisse nicht allzu schlecht und unzuverlässig z. B. auf lehmigen Ackerboden, auf Wiesen u. dgl., dann kann auch eine Banderdung angewendet werden, die darin besteht, daß verzinkte Bandeisenstreifen strahlenförmig von den Ecken des Mastes in genügender Tiefe in das Feld verlegt und in Spiralen vergraben werden. Besser noch ist die Benutzung der Rohr- zusammen mit der Banderdung, wie sie in Abb. 277 für einen im Betonfundament stehenden Mast gezeichnet ist. Damit das Anschlußseil ständig mit überwacht werden kann, liegt es im Betonsockel in einem Gasrohr.

Praktische Feststellungen haben gezeigt, daß die verzinkten Eisenbänder für die Banderdung etwa 1 m eingegraben sein sollen, um sie vor Zerstörung durch Rost zuverlässig zu schützen. Die Anschlüsse über diese Tiefe zum Mast sollen aus Kupferseil hergestellt werden.

Sind alle diese Erden nicht zuverlässig genug, dann muß man zur Verlegung des Erdseiles übergehen, das lediglich für diesen Zweck

sehr kostspielig ist. Da das Erdseil aber an sich in elektrischer Hinsicht bei Hochspannungsleitungen den Zweck hat, einen gewissen Überspannungsschutz darzustellen, sind die Kosten entsprechend zu beurteilen. Dieses Erdseil wird dann an geeigneten Punkten besonders gut geerdet.

Bei der Prüfung der Zweckmäßigkeit des Schutz- oder Erdseiles für die Masterdung ist zu unterscheiden, ob es sich um Holzmaste oder

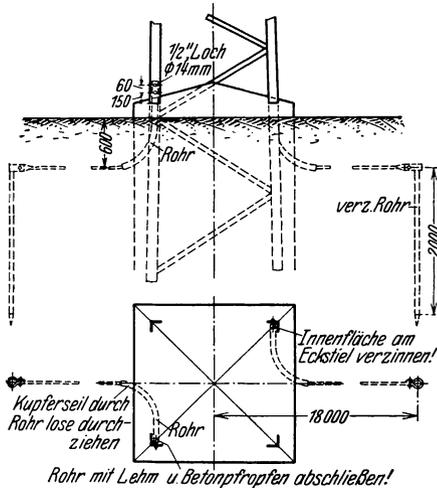


Abb. 277. Anschluß und Ausführung der Rohr-Bänderung an Maste mit Betonklotzfundament.

Eisenmaste handelt. Der Hauptzweck des Erdseiles soll dann der sein, eine gute Erdung aller Eisenteile einer Leitungsstrecke dadurch zu erzielen, daß sie gleichzeitig mit allen Erdplatten verbunden werden.

Bei Holzmasten hat die Praxis gelehrt, daß die Erdung der eisernen Querträger und Isolatorenstützen nicht nur unzweckmäßig, sondern sogar gefährlich ist, weil dann der Holzmast als Dämpfungswiderstand zwischen Isolatoren und Erde, der bei atmosphärischen Entladungen die Beanspruchung der Isolatoren auf Durchschlag herabsetzt, ausgeschaltet wird. Ferner werden die Isolatoren bei der Erdung der Stützen elektrisch viel stärker

beansprucht, die Zahl der Durchschläge und Überschläge, sowie der besonders unangenehmen Erdschlüsse durch Vögel steigt erfahrungsgemäß beträchtlich. Es ist daher nach den V.S.F. ver-

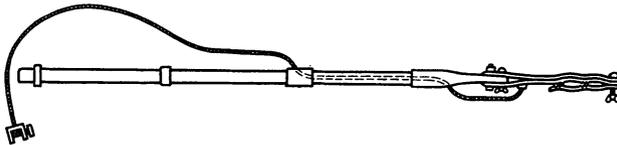


Abb. 278. Erdungs- und Kurzschlußstange D. R. P. 447 411.

boten, die Stützen und auch die eisernen Querträger mit dem Erdseil zu verbinden¹.

Bei Eisenmasten bestehen keine besonderen Bedenken hinsichtlich des Erdseiles.

¹ Die auf S. 369 angegebene Ausnahme bei Holzmasten an verkehrsreichen Fahrwegen steht mit den anderen Vorschriften in Widerspruch. Der Verfasser steht auf dem Standpunkt, daß die Erdung der Isolatorstützen nicht vorgenommen werden sollte.

In der Nähe der Maste befindliche Drahtzäune und metallische Gitter dürfen nicht mit den Masten in Berührung gebracht und nicht zu Erdungszwecken mitbenutzt werden.

Für alle Arbeiten, die an der Freileitung auszuführen sind, muß die Leitung insgesamt gut und sicher geerdet werden. Diese Schutzvorschrift dem Betriebspersonal immer wieder in die Erinnerung zu bringen sollte nie vergessen werden. Müssen Hilfleute verwendet werden, so hat es sich in der Praxis besonders vorteilhaft erwiesen, eine Erklärung von jedem Einzelnen unterschreiben zu lassen, die ausdrücklich auf die Gefahren und auf die Schutzerdung hinweist. Die bislang für solche Erdungszwecke im Unterhaltungsdienst angewendeten metallischen Ketten (Erdungsketten), die über die Leiter geworfen werden, um sie kurzzuschließen und zu erden, haben sich als sehr

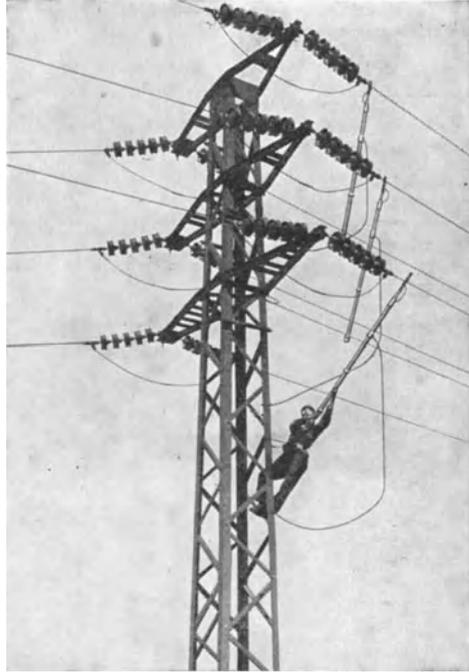
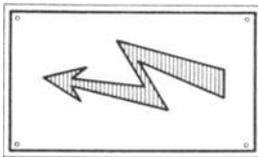


Abb. 279. Erdungs- und Kurzschlußstangen nach Abb. 278 im Betrieb.

unzuverlässig erwiesen, weshalb von ihrer Verwendung dringend abzuraten ist. Sehr gut bewährt hat sich die Erdungs- und Kurzschlußstange nach D. R. P. 447411 (Abb. 278), wie sie von der Firma



a)



b)

Abb. 280. Warnungsschilder für Hochspannungsanlagen.

P. Kühnöl, Kanth b. Breslau, angefertigt wird und in Abb. 279 im betriebsmäßigen Einbau gezeigt ist.

Warnungsschilder. Hochspannungsleitungen müssen nach den VDE-Vorschriften an den Masten mit Warnungsschildern versehen sein,

um die Umgebung auf die Gefahr hinzuweisen. Es sind auch für diese Warnungsschilder Normen aufgestellt worden. Die Schrift soll erhaben gepreßt, schwarz auf gelbem Grund, der Blitzpfeil rot ausgeführt sein. Die Normentafel für Leitungen über 250 V gegen Erde zeigt Abb. 280a. In der Nähe bewohnter Gegenden ist die Warnungstafel nach Abb. 280b insbesondere für die Mittelspannungsnetze mit Stützenisolatoren zu empfehlen.

Die Warnungstafeln werden aus Blech hergestellt. Die Lackierung soll wetterfest, lichtbeständig sein und darf nicht abblättern. Besonders haltbar hat sich ein Nitrozelluloselack erwiesen.

1) **Wirtschaftliche Angaben.** 1. Baukosten. Baukosten für Freileitungen anzugeben ist naturgemäß außerordentlich schwer und nur überschläglich möglich, weil die Verhältnisse jeder Strecke verschieden sind. Sie hängen neben den gewählten Baustoffen von den Fundierungsverhältnissen, der Zahl der Kreuzungen, Winkelpunkte, der Anfuhr, den Montagebedingungen, der Jahreszeit für den Bau usw. ab. Dennoch ist es oft erwünscht, für erste wirtschaftliche Untersuchungen neu anzuschließender Stromabnehmer ungefähre Kosten an Hand zu haben.

Aus einer großen Zahl gebauter Leitungen hat der Verfasser folgende Durchschnittswerte festgestellt, die auf die heutigen Baustoffpreise und Löhne umgerechnet worden sind und gute Streckenbeschaffenheit voraussetzen also besondere Schwierigkeiten nicht aufweisen¹.

Zahlentafel 42. Kilometerpreis für einfache Drehstromleitungen mit einem Stromkreis auf Holz- bzw. Eisenmasten mit Stützenisolatoren einschließlich je eines verstärkten Mastes für Abspann- oder Kreuzungspunkte bei mittleren Spannweiten.

Quer- schnitt	6 kV Holzmaste und Stützen- isolatoren		10 kV Holzmaste und Stützen- isolatoren		15 kV Holz- und Eisen- maste und Stützenisola- toren		25 kV Eisenmaste und Kleinket- tenisolatoren		35 kV Eisenmaste und Kleinket- tenisolatoren	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
3 × 10	3000	—	3500	—	4100	—	5100	—	—	—
3 × 16	3500	—	4100	—	4800	—	5800	—	6500	—
3 × 25	4000	—	4700	—	5400	—	6500	—	7100	—
3 × 35	4600	3800	5300	4400	6100	5000	7300	5900	8100	6700
3 × 50	5200	4500	6000	5300	7000	6500	8100	7200	8900	7800

Die Preise gelten ohne Grunderwerb- und Entschädigungskosten. Bei Doppelstromkreisen kann mit einem Zuschlag von 70 bis 60 vH gerechnet werden, fallend mit steigender Spannung und stärkerem Leiterquerschnitt. Für Nebenkosten entstehen unter normalen Verhältnissen etwa RM 300 bis 500 für den Kilometer. Baustoff- und Lohnkosten gleich denen wie für Zahlentafel 43.

Für 110- und 220-kV-Leitungen ist der in Zahlentafel 43 angegebene Kilometerpreis aus den Baukosten für je 10 km ermittelt unter der Voraussetzung, daß in diesen 10 km je eine Post- und eine Bahnkreuzung

¹ Kleinlogel, A.: Wirtschaftliche Umstellung von Holz- auf Stahlbetonmaste ohne neue Kapitalaufwendung. Elektr.-Wirtsch. 1930 S. 317.

vorhanden ist und alle 3 km ein Abspannmast aufgestellt wird. Die Spannweite ist zu 230 bis 250 m vorausgesetzt, für die Bauzeit der Sommer und Herbst. Grunderwerbs- und Entschädigungskosten sind nicht berücksichtigt desgleichen nicht Walddurchhiebe und größere Geländeüberspannungen. Um für andere Baustoff- und Lohnverhältnisse leichter Umrechnungen vornehmen zu können, sind die Kilometergesamtkosten auch aufgeteilt angegeben auf Leiter, Maste, Isolatoren und Montage.

Zahlentafel 43. Leitungsbaukosten für 110- und 220-kV-Freileitungen.

Leiterwerkstoff und Querschnitt	Erdseil	Be- triebs- span- nung kV	Bau- kosten je km RM	Anteile			
				Leiter vH	Maste mit Fundierung vH	Isolatoren u. Zubehör vH	Montage und Bau- leitung vH
3 × 95 mm ² Cu. . .	1 × 50 mm ² Fe	110	12000	35	28	17	20
3 × 120 „ „ . . .			13500				
3 × 150 „ „ . . .			15500				
3 × 185 „ „ . . .			17500				
3 × 150 „ Al. . .	1 × 50 mm ² Fe	110	12500	30	35	15	20
3 × St/Al Nr. 95 Stahl 28,19 Al 165,87	1 × 50 mm ² Fe	110	13000	34	26	17	23
6 × 95 mm ² Cu. . .	1 × 50 mm ² Fe	110	20000	35	28	17	20
6 × 120 „ „ . . .			23500				
6 × 150 „ „ . . .			26000				
6 × 185 „ „ . . .			28500				
6 × 150 mm ² Al. . .	1 × 50 mm ² Fe	110	18500	30	35	15	20
3 × St/Al Nr. 95. . .	1 × 50 mm ² Fe	110	21500	34	26	17	23
3 × 210 mm ² Cu Hohlseil 28 ∅ . .	1 × 95 mm ² Fe	220	35000	30	30	15	25
6 × 210 mm ² Cu Hohlseil 28 ∅ . .	2 × 95 mm ² Fe	220	56000	30	28	15	27

Kupferpreis ohne Verarbeitungskosten . . . RM 157 je 100 kg
 Aluminiumpreis ohne Verarbeitungskosten . RM 270 je 100 kg
 Eisenpreis ohne Verarbeitungskosten. . . . RM 230 je t
 Lohn des ungelerten Arbeiters 0,80 RM/Std.

50/60-kV-Leitungen liegen im allgemeinen etwa 6 bis 10 vH unter den Kosten für 110 kV der Zahlentafel 43.

Für Grunderwerb und Entschädigungen im normalen Ausmaß einschließlich Strecken-Entwurfsbearbeitung kann man mit etwa RM 600 bis 1000 je km rechnen, bei längeren Strecken entsprechend weniger. Waldentschädigungen sind darin nicht eingeschlossen desgleichen nicht Enteignungen.

Für Stahlgittermaste sind in Abb. 281 und 282 die Mastgewichte bei verschiedenen Mastlängen über Erde, Schwellen- und Betonblockfundament und verschiedene Spitzenzüge zusammengestellt, die für

die Beurteilung von Montageverhältnissen und zum Vergleich mit Eisenbetonmasten erwünscht sein werden. Die Konstruktion der Maste erfüllt die Berechnungsgrundlagen einfacher Tragmaste mit Berück-

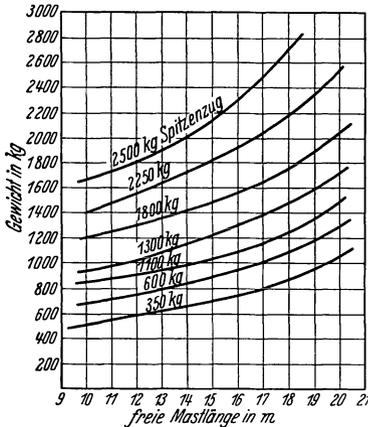


Abb. 281. Gewichte von Stahlgittermasten mit Schwellenfundament bei verschiedenen Spitzenzügen.

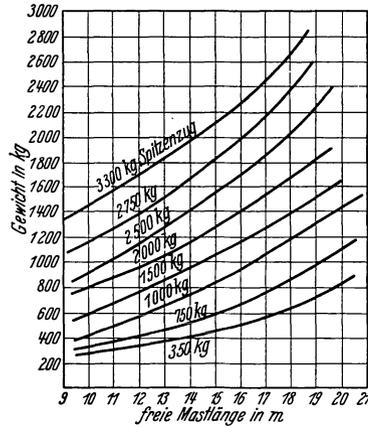


Abb. 282. Gewichte von Stahlgittermasten mit Betonfundament bei verschiedenen Spitzenzügen.

sichtigung der Verdrehungsbeanspruchung. Auf S. 326 Zahlentafel 37 ist hierzu noch ganz besonders hinzuweisen.

Für Eisenbeton-Schleudermaste sind in Abb. 283 bis 286 Gewichte und Preise durch Kennlinien angegeben und zwar einmal für sogenannte Leichtmaste, die mit Holz- und leichten Stahl-Flach- bzw. Gittermasten in Vergleich zu stellen sind, und dann für Hochspannungsmaste jedesmal in Abhängigkeit vom Spitzenzug bei verschiedenen Mastlängen insgesamt.

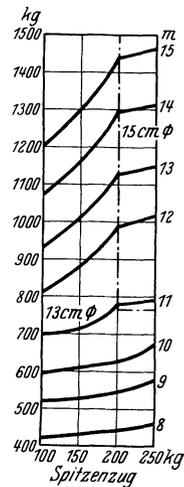


Abb. 283. Gewichte und Preise von Schleuderbeton-Leichtmasten.

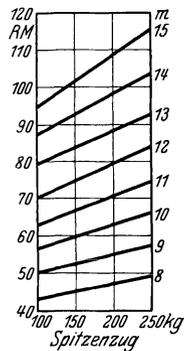


Abb. 284.

Bei wirtschaftlichen Gegenüberstellungen ist zu beachten, daß Eisenbetonmaste nur dann in ernstlichen Wettbewerb treten können, wenn es sich um ebene Strecken mit durchweg guten Boden- und guten Anfuhrverhältnissen von der Entladestelle bis zum Standort der Maste handelt. Das geht ohne weiteres aus dem Gewichtsunterschied gegenüber Stahlgittermasten hervor. Dazu kommt für die jährliche Unterhaltung, daß für Stahlgittermaste ein vollständiger Neuanstrich etwa alle 4 bis 5 Jahre vorgenommen werden muß, der je Mast etwa mit 20 bis 30 RM im Durchschnitt anzusetzen ist. Eisenbetonmaste er-

fordern nur sehr geringe jährliche Unterhaltungskosten. Diesem Unterschied muß eine durch die Anlage festgelegte Lebensdauer bei Stahlgittermasten kapitalisiert den Leitungsbaukosten zugeschlagen werden.

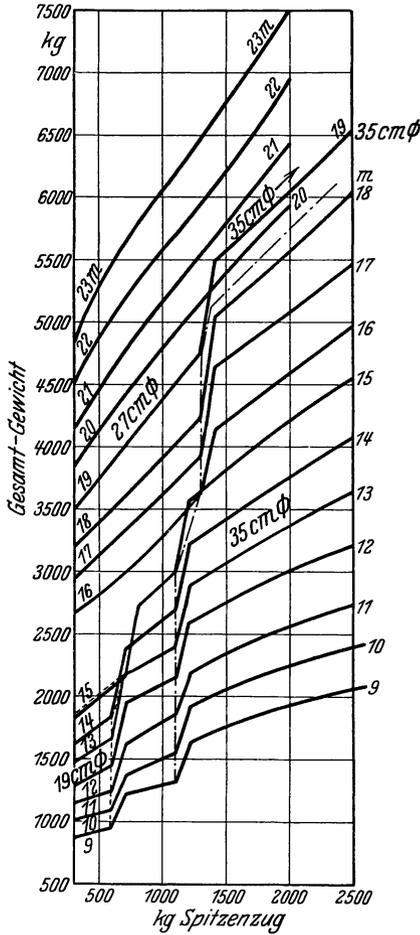


Abb. 285. Gewichte von Schleuderbetonmasten bei verschiedenen Mastlängen und Spitzenzügen.

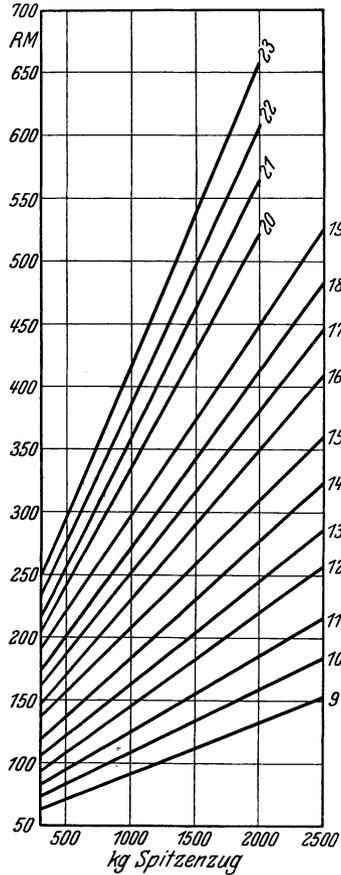


Abb. 286. Preise von Schleuderbetonmasten nach Abb. 285.

Für die Aufstellung von Masten auf landwirtschaftlich genutzten Flächen werden Entschädigungen gezahlt und zwar in der Regel einmalige Abfindungen. Diese Entschädigungssätze richten sich nach der Güte des Bodens, der Erschwerung bei der Feldbearbeitung, der Lage im Felde. Nach landwirtschaftlichen Schätzungen können etwa gerechnet werden:

Zahlentafel 44. Entschädigungssätze für das Aufstellen von Masten¹.

Für Holzmaste	an Ackergrenzen	RM	0,50 bis	1,—
	im Acker	„	2,— „	3,—
	auf Wiese	„	1,— „	2,—
für Eisenmaste	mit geringer Grundfläche (10 bis 30 kV)			
	an Ackergrenzen	„	1,— „	2,—
	im Acker	„	2,— „	3,—
	auf Wiese	„	1,— „	2,—
	mit großer geschlossener Grundfläche 50 bis 100 kV			
	an Ackergrenzen	„	20,— „	30,—
	im Acker	„	30,— „	40,—
	auf Wiese	„	15,— „	20,—
	auf Odland, Heide u. dgl.	„	6,— „	8,—

Bei Eisenmasten ist Betonblockfundament vorausgesetzt.

Besondere Wirtschafterschwernisse sind mit diesen einmaligen Entschädigungen zumeist abgegolten. Bei besonders ungünstigem Standort der Maste auf Ackerfeldern, die Dampfpflugkultur besitzen, sind einmalig abgeglichene Erschwerniszuschläge bis 25 vH gewährt worden. Zumeist kann eine andere Schlaggrenzeinteilung zur Durchführung kommen.

Für Überspannung von Grundstücken werden keinerlei Entschädigungen gezahlt.

Für Forstauftrieb können keine Entschädigungssätze genannt werden. Es ist hierbei, wie auch bei den Verhandlungen mit Landwirten die Hinzuziehung eines Sachverständigen zu empfehlen.

Der Vollständigkeit wegen ist der Berechtigungsschein eingefügt, den das Thüringenwerk für die Aufstellung von Masten in der Regel abschließt.

2. Die Unterhaltung der Strecke. Dieser ist betrieblich die größte Beobachtung zuzuwenden, denn von ihr hängt der dauernd gute Betriebszustand ab. Sie hat sich zu erstrecken auf die Feststellung fehlerhafter Isolatoren, fehlerhafter Seilbefestigungen, Mastanstrich, Mastzustand (bei Holzmasten Fäulnis, bei Eisenmasten Rost), angeschmorte Leiterseile, Streckenfreiheit von Bäumen, neuen Bauten, Entfernen von Fremdkörpern aus der Leitung, Erdung. Jede Strecke sollte so häufig wie möglich begangen und dabei mit einem guten Fernglas abgesehen werden. Sorgfältige Mastbezeichnungen und -numerierungen geben wesentliche Erleichterung. Die Streckenaufsicht ist mit guten Streckenplänen auszurüsten und muß auch über die der Leitungstrecke am nächsten gelegenen Fernsprehmöglichkeiten unterrichtet sein, um jederzeit der Betriebsleitung dringende Meldungen erstatten zu können.

Hinsichtlich des Mastanstriches ist das auf S. 306 Gesagte zu beachten.

An Unterhaltungskosten kann man unter normalen Verhältnissen bei:

Holzmastleitungen 2 vH (siehe auch Lebensdauer und Abschreibung)

Stahlmastleitungen . . . 0,5 ÷ 1 „

Eisenbetonmastleitungen . . . 0,5 „

jährlich der Gesteungskosten für Baustoffe und Montage in Ansatz bringen. Grundhafte Ausbesserungen sind darin indessen nicht enthalten.

¹ Kleffmann, G., Wesermünde: Die Entschädigung an Grundeigentümer bei Anlagen von Starkstromleitungen. (Selbstverlag.)

Thüringische Landeselektrizitätsversorgungs-A.-G., „Thüringenwerk“ in Weimar.

Berechtigungsschein.

Strecke Mast Nr.

Der Thüringischen Landeselektrizitätsversorgungs-A.-G. „Thüringenwerk“ in Weimar und deren Rechtsnachfolger räum Unterzeichnete als Eigentümer der Grundstücke in der Flur Parz. Nr. gegen eine einmalige Entschädigung von RM hiermit durch Vertrag das dauernde Recht ein, diese Grundstücke mit Leitungsdrähten zu überspannen, die dazugehörigen Stützpunkte zu errichten sowie diese Leitung mit Volt zu betreiben, und gestatte hierzu das Betreten dieser Grundstücke zur Vornahme der zur Herstellung, zum Betrieb, zur Unterhaltung und zu Abänderungen erforderlichen Arbeiten.

D..... Unterzeichnete erklär sich damit einverstanden, daß das vorerwähnte Recht durch Eintragung einer beschränkten persönlichen Dienstbarkeit im Grundbuch zugunsten und auf Kosten des Thüringenwerkes dinglich sichergestellt wird (§ 1090 BGB.).

Das Thüringenwerk verpflichtet sich für sich und seine Rechtsnachfolger seine Anlagen stets in ordnungsmäßigem Zustand zu erhalten und für Schäden, die es zu vertreten hat, nach Maßgabe der gesetzlichen Haftpflicht aufzukommen.

Alle durch Arbeiten des Thüringenwerkes auf den oben bezeichneten Grundstücken entstandenen Flurschäden werden durch das Thüringenwerk ersetzt, wobei sich Unterzeichnete der Schätzung durch die Feldgeschworenen oder durch einen anerkannten landwirtschaftlichen Sachverständigen unterwerfen — wirft.

Für den Fall, daß das Gelände zu Bauzwecken verwendet werden soll, und die Bauabsicht durch Vorlage eines Bauvertrages nachgewiesen wird, erklärt sich das Thüringenwerk bereit, die Leitungsführung innerhalb dreier frostfreier Monate derart umzuändern, daß Unterzeichnete in der Ausführung der von ihm beabsichtigten Bauten nicht behindert wird.

Das Thüringenwerk verpflichtet sich für sich und seine Rechtsnachfolger den Mast auf seine Kosten zu entfernen, falls die Leitung dauernd außer Betrieb gesetzt wird.

Ort, Datum, Unterschrift.

Quittung.

Wir erkenne an, von der Thüringischen Landeselektrizitätsversorgungs-
Ich „Thüringenwerk“ in Weimar für die Erteilung der dauernden Berechtigung, unsere Grundstücke mit einer Volt-Freileitung zu überspannen meine und die erforderlichen Maste aufzustellen, den Betrag von RM empfangen zu haben.

Diese Summe setzt sich wie folgt zusammen:

Für Mast Nr.	je RM	= RM
„ „ „	„ RM	= RM
„ „ „	„ RM	= RM
„ „ „	„ RM	= RM
„ „ „	„ RM	= RM
		<u>Summe RM</u>

Wir erkläre hierdurch ausdrücklich, mit diesem Betrag voll abgefunden
Ich zu sein und keine weiteren Forderungen an das Thüringenwerk zu stellen.

Ort, Datum, Unterschrift.

3. Lebensdauer und Abschreibung. Für Holzmaste ist die Lebensdauer aus der Zahlentafel 31 ersichtlich. Holzmaststrecken werden in der Regel um 10 vH ihres Gesamtwertes abgeschrieben, sofern die Stromlieferung vertraglich mindestens 10 Jahre gesichert ist. Andernfalls ist die Vertragsdauer zugrunde zu legen. Vorzeitig abgebrochene Holzmastleitungsstrecken haben selten einen Altbaustoffwert mit Ausnahme der Isolatoren (nur für erneute eigene Verwendung) und des vorhandenen Kupfers.

Wesentlich ist für die Lebensdauer und damit für den richtigen Abschreibungssatz die ständige sorgfältige Beaufsichtigung der Maste selbst. Dabei ist auf Wurmfraß und Fäulnis sowie auf den Zustand des Mastkopfes zu achten. Für Maste, die nicht gegen Fäulnis wirksam geschützt sind, und für solche gegen Fäulnis geschützte Maste, deren durchschnittliche Lebensdauer sich nach Art des Schutzverfahrens auch nicht ungefähr schätzen läßt, wird Untersuchung in Zwischenräumen von etwa 1 Jahr empfohlen. Bei anderen Masten ist es angängig, die jährliche Untersuchung so lange auf Stichproben zu beschränken, als sich nicht aus dem jährlichen Abgang die Notwendigkeit ergibt, zur regelmäßigen allgemeinen Untersuchung überzugehen. Bei der in Stichproben vorzunehmenden Untersuchung sind solche Maste zu bevorzugen, die in nicht natürlich gewachsenem Boden, in Ortschaften oder deren unmittelbaren Nähe, an Stellen, für die erhöhte Sicherheit vorgeschrieben ist, oder an solchen Stellen stehen, an denen sie mit Rücksicht auf die Beschaffenheit des Standortes häufigem Wechsel zwischen Feuchtigkeit und Trockenheit ausgesetzt sind.

Angefaltete Maste sind auszuwechseln oder durch Mastfüße inzustandzusetzen, sobald anzunehmen ist, daß während des Zeitraumes bis zur nächsten Untersuchung die zulässigen Spannungen überschritten werden.

Über die Lebensdauer von Stahlmasten lassen sich bestimmte Zahlenangaben naturgemäß nicht machen. Werden die Maste sorgfältig gepflegt und ihr Anstrich entsprechend beobachtet, liegt kein Grund vor, die Lebensdauer praktisch nicht unbegrenzt vorauszusetzen. Auf die Luftbeschaffenheit ist selbstredend für die Pflege besonders zu achten. Für wirtschaftliche Untersuchungen kann die Lebensdauer zu 30 bis 50 Jahre angesetzt werden, der Abschreibungs- und Erneuerungssatz ist also mit rund 1 vH anzunehmen. Altwert haben Stahlmaste nur nach dem Schrottwert. Sind große Fundamente vorhanden und soll die Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine durch Verträge nur begrenzte Standdauer einer Leitung aufgestellt werden, dann ist auf die Abbaukosten entsprechend Rücksicht zu nehmen und zu den Baukosten nach Abzug des Wertes des Leiterwerkstoffes, falls dieser wie z. B. Kupfer einen guten Altwert besitzt, ein Abbruchaufschlag von etwa 20 bis 30 vH zu machen, um den Wirtschaftswert der Leitung festzustellen.

Betonmaststrecken werden im allgemeinen wie Stahlgittermaststrecken zu beurteilen sein.

m) Die Betriebsfernsprechanlagen. In ausgedehnten Kraftübertragungsanlagen kommt den Betriebsfernsprecheinrichtungen eine be-

sondere Bedeutung zu; es soll daher auch auf diese näher eingegangen werden. Man unterscheidet:

- a) die Drahtanlage,
- b) die Hochfrequenzanlage.

a) Die Drahtanlage. Die Verständigung zwischen den einzelnen Umformer-, Transformatoren- und Schaltwerken mit dem Betriebsbureau bzw. dem Kraftwerk ist sowohl bei kleinen, ganz besonders aber bei großen und ausgedehnten Überlandkraftanlagen eine unbedingte Betriebsnotwendigkeit (Fehlermeldungen, Berichte, Übermittlung der Meßgeräteangaben, Parallelbetrieb mehrerer Werke untereinander, Umschaltungen, Spitzeneinsatz usw.). Sie verlangt:

1. sichere und jederzeit bereite, schnelle Sprechmöglichkeit,
2. völlige Zuverlässigkeit,
3. leichte und gefahrlose Bedienbarkeit auch von Ungeübten,
4. geringste Anlage- und Unterhaltungskosten.

Für die Erfüllung dieser Forderungen gibt es verschiedene Lösungen, die stets genauestens untersucht werden sollten, um das Beste zu finden.

Die eine Lösung besteht darin, die öffentlichen Fernsprechanlagen zu benutzen. Die Forderung 1. wird dadurch nicht vollständig erfüllt, da bei Gewitter — also gerade dann, wenn Störungen in den Hochspannungsanlagen am ehesten zu erwarten sind, — der Fernsprechbetrieb eingestellt wird. Ferner wird bei ausgedehnten Netzen die schnelle Sprechmöglichkeit nicht zu erreichen sein, namentlich wenn mehrere Fernsprechämter in den Leitungen bis zur Empfangsstelle liegen. Auch die 2. Forderung ist nicht immer voll erfüllt. Gegen die 3. und 4. Forderung ist nichts Wesentliches zu sagen. Die Anlage- und Unterhaltungskosten werden zumeist gering sein. Dennoch sind diese Kosten (Gesprächsgebühren, Abgaben für besondere Leitungen, Miete usw.) mit denen für Eigenanlagen zu vergleichen, wenn die Benutzung öffentlicher Anlagen überhaupt nach der Gesamtausdehnung der Kraftübertragungsanlagen in Frage kommt.

Die zweite Lösung besteht darin, eine eigene Anlage zu errichten, bei der mit Rücksicht auf die jederzeit gefahrlose Bedienung der Geräte die Fernsprechleitungen auf besonderen Masten zur Verlegung kommen. Dann werden wohl die Forderungen 1 bis 3 erfüllt, aber die Anlage- und Unterhaltungskosten sind bei ausgedehnten Anlagen verhältnismäßig sehr bedeutend, wenn eine eigene Störungsmannschaft bereitzuhalten ist. Bei Gewitter sind selbstverständlich die gleichen Gefährdungen vorhanden wie oben nur mit dem Unterschied, daß das Betriebspersonal durch entsprechende Anweisungen Gespräche führen kann, ohne gesundheitlichen Gefährdungen ausgesetzt zu sein (Hörer an der Wange, statt am Ohr u. dgl.). Die hohen Ausgaben für die Unterhaltung und Fehlerbeseitigung können dadurch erheblich herabgesetzt werden, daß die Postverwaltungen diese Arbeiten gegen Bezahlung mit übernehmen, was sie dann tun, wenn die Privatfernsprechleitungen am posteigenen Gestänge geführt sind. Ein solcher Betrieb hat sich in der Praxis sehr gut bewährt.

Bei der Verlegung der Fernsprechleiter an den Masten der Hochspannungsleitungen — als dritte Lösung — muß die elektrische Ausführung der Anlagen und Einrichtungen mit Rücksicht auf die elektrischen Wirkungen der Hochspannungs- auf die Schwachstromleitungen besonderen Bedingungen genügen.

Abb. 287 zeigt eine derartige Strecke. Die Fernmeldeleiter sollen stets unterhalb der Starkstromleiter liegen. Über die Werkstoffe siehe

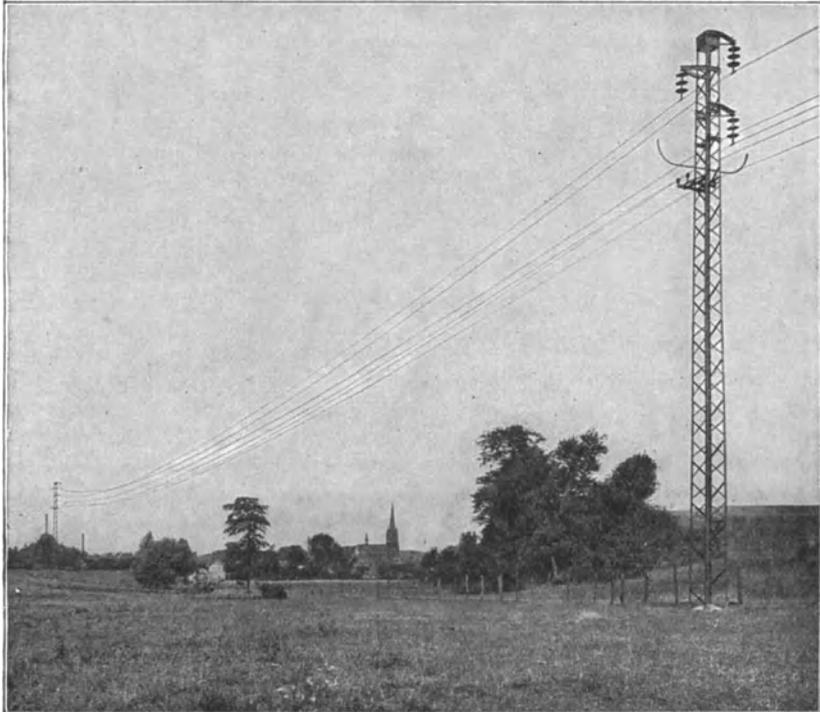


Abb. 287. Hochspannungsstrecke (Drehstrom, 30 kV, Kettenisolatoren) mit Betriebs-Fernsprechleitung.

S. 192. Der Abstand $a_{H,F}$ ist nicht mehr frei zu wählen, sondern ergibt sich aus der Höhe der Maste, die natürlich für das Anbringen der Fernsprechleitungen von vornherein bemessen sein muß. Nach den Vorschriften des VDE soll $a_{H,Schw}$ mindestens 2 bis 3 m betragen. Bei dieser geringen Entfernung wird die elektrostatische Wirkung der Hochspannungsleitungen wesentlich größer, demnach gefährlicher als bei Parallel- lauf mit den öffentlichen Fernsprechleitungen. Hinsichtlich der Verdrillung gilt Alles, was bei den Starkstromleitungen und auf S. 157 gesagt worden ist, sinngemäß (Abb. 289). Es ist selbstverständlich, daß nur die Doppelleitung in Frage kommt. Da hier dann der Abstand a_F der beiden Leiter sehr gering ist, werden sie in dem gleichen Sinne in-

duziert. Die in jedem Leiter erzeugte Spannung sucht sich in der gleichen Richtung nach Erde auszugleichen. Sind die Spannungen nicht gleich, so fließen Ausgleichströme, die die Geräte gefährden können und den Sprechbetrieb durch die im Fernsprecher auftretenden Geräusche (Knallgeräusche) stören (Abb. 288). Um dieser Erscheinung wirksam zu begegnen, ist es notwendig, das Auftreten von Isolationsfehlern in der Sprechleitung möglichst sicher zu verhindern, indem diese Leitung ebenfalls auf Hochspannungsisolatoren besonders vorzüglich verlegt wird. Der Überleitung durch Nebenschlüsse, die sich ebenfalls störend bemerkbar macht, wird dadurch begegnet, daß die Isolatorstützen auf einem gemeinsamen eisernen Querträger (Abb. 289) befestigt und letztere besonders gut geerdet wird.

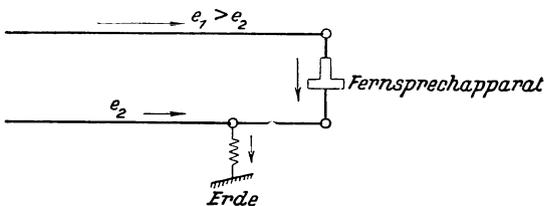


Abb. 288. Störungsstrom im Fernsprechnetzt.

Tritt Erdschluß in der Hochspannungsstrecke auf, so erreicht die in der Fernsprechleitung induzierte Spannung außerordentlich hohe Werte, die bei der Durchbildung der Fernsprechgeräte berücksichtigt werden müssen. Als Beispiel sei ein Versuch der Siemens & Halske A.-G. angeführt:

Auf einer Versuchsstrecke von 25 km Länge, die Drehstrom von 15 kV führte, wurde die Beeinflussung einer im Abstand von 1,5 m von der Starkstromleitung verlegten Fernsprechdoppelleitung gemessen. Jeder der beiden Schwachstromleiter zeigte eine Spannung von etwa 300 Volt gegen Erde, wenn die Starkstromleiter sämtlich fehlerfrei waren, dagegen etwa 2100 Volt, wenn einer der 3 Leiter Erdschluß hatte. Zur Spannungsmessung wurde ein statischer Spannungszeiger benutzt.

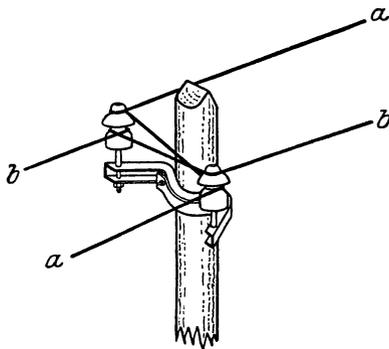


Abb. 289. Isolatorträger und Verdrillung einer Betriebs-Fernsprechleitung.

Ferner kommt die Gefährdung der Fernsprechanlagen beim Bruch eines Leiters der Hochspannungsleitung hinzu, weil dann ein unmittelbarer Stromübergang in die Schwachstromleitung eintritt. Ähnliche Gefährdungen entstehen durch Baumzweige, Drachenschnüre u. dgl., die die Leiter beider Stromkreise gleichzeitig berühren.

Die Spannungen und Leistungen, die in diesem dritten Fall in die Schwachstromleitung gelangen, können naturgemäß um ein Vielfaches größer sein als wenn sie nur durch Induktion der Hochspannungsleitung hervorgerufen werden. Die eingeschalteten Geräte und die sprechenden Personen, sowie die Schwachstromleitung selbst erschei-

nen im Hinblick auf die Möglichkeiten eines unmittelbaren Stromüberganges vom Starkstrom- in das Schwachstromnetz ganz besonders gefährdet. Auch infolge schlechter Erdung der Maste kann ein Übertreten von Starkstrom in die Fernsprechleitung stattfinden, wenn nämlich durch Brechen eines Hochspannungsisolators die Starkstromleitung unmittelbar mit dem Gestänge in Berührung kommt. Da sich bei Freileitungen kein zuverlässiges Mittel finden läßt, die Möglichkeit eines unmittelbaren Stromüberganges vollkommen auszuschließen, und da dieser Fall jeden Augenblick aus den bereits angeführten Gründen eintreten kann, müssen Schwachstromleitungen, die an einem Hochspannungsgestänge verlegt sind, als Hochspannungsleitungen behandelt werden und demgemäß alle an solche Leitungen angeschlossenen Geräte einen zuverlässigen Schutz gegen Hochspannung erhalten.

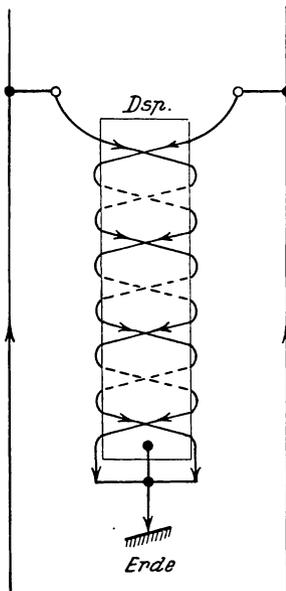


Abb. 290. Erdungsdrosselspule in einer Fernsprechleitung.

Für eine sicher arbeitende und gefahrlos zu bedienende Fernsprechanlage ist es nach dem bisher Gesagten erforderlich, außer der Verminderung der Induktionsbeeinflussung bzw. deren Folgen durch zweckentsprechenden Leitungsbau (Hochspannungsisolatoren, Verdrillung) die Ableitung der Induktionsspannungen durch Erdungsdrosselspulen herbeizuführen, eine besonders abgestufte Spannungs- und Stromsicherungsanlage zum Schutz der Geräte und Personen zu verwenden und nur erprobte, zweckentsprechende Geräte einzubauen.

Die Erdungsdrosselspulen sollen die Influenzspannungen jedes Leiters möglichst gut zur Erde ableiten. Da dadurch das Potential jedes Leiters gegen Erde annähernd = Null wird, können keine wesentlichen störenden Einflüsse auftreten. Siemens & Halske A.-G. führt diese Drosselspulen folgendermaßen aus: Auf einem geschlossenen Eisenkern werden zwei voneinander unabhängige, gegenläufige Wicklungen aufgebracht, deren eine Enden mit den Fernsprechleitern und deren zweite Enden zusammengeschlossen mit dem Eisenkörper verbunden und geerdet sind. Die früher angewendete Regelung durch einen besonderen kleinen Widerstand wird nicht mehr benutzt. In Abb. 290 ist die Schaltung der Erdungsdrosselspule gezeichnet. Der Sprechstrom wird durch den Einbau auch mehrerer solcher Selbstinduktionen praktisch nicht geschwächt; der Leistungsverlust zur Magnetisierung des Eisenkernes ist ebenfalls ohne große Bedeutung. Für eine längere Fernsprechleitung müssen die Zahl und Wicklungsverhältnisse der Drosselspulen besonders bestimmt werden.

Die Abstufung der Spannungs- und Stromsicherungsanlage ist notwendig, um bei den unter Umständen stark wechselnden Betriebs-

Die Abstufung der Spannungs- und Stromsicherungsanlage ist notwendig, um bei den unter Umständen stark wechselnden Betriebs-

zuständen der gemeinsamen Freileitungsanlage den Sprechbetrieb vor häufigem selbsttätigem Abschalten bei Ausgleichströmen zu schützen,

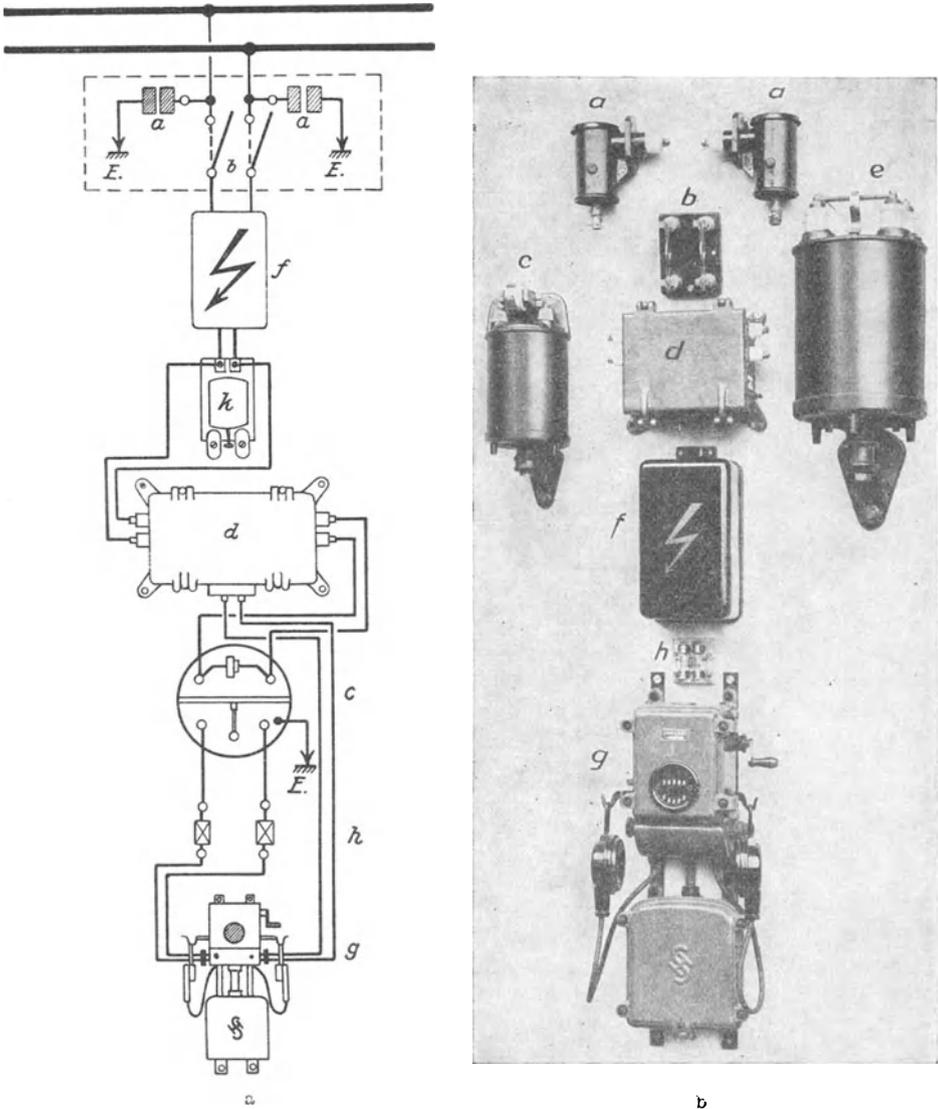


Abb. 291. Betriebs-Fernsprechanlage mit Hochspannungsschutz der S. & H. A.-G.

und andererseits bei unmittelbarem Übertritt von Hochspannung die Geräte und Bedienung vor Gefährdung zu bewahren.

Die Abb. 291 zeigt die Ausführung einer Sprechstelle der Siemens & Halske A.-G.; sie besteht aus:

- | | |
|-------------------------|---------------------------|
| a) Einführungsisolator, | f) Sicherungskasten, |
| b) Trennschalter, | g) Fernsprengerät, |
| c) Schutztransformator, | h) Niederspannungsschutz, |
| d) Relaischalter, | k) Anrufwecker, |
| e) Erdungsdrosselspule, | |

und ist nicht auf einer gemeinsamen Grundplatte zusammengefaßt, sondern jedes Gerät wird für sich an der Wand befestigt.

Da es oftmals erwünscht ist, auch von der Strecke aus mit dem Kraftwerk oder einer bestimmten Schaltstelle in Verbindung zu treten, sind von den einzelnen Firmen Streckengeräte entworfen worden. In der Praxis haben sich indessen diese tragbaren Einrichtungen nicht bewährt. Sie werden daher kaum verwendet.

Wie bei allen anderen Teilen einer Kraftübertragungsanlage muß in hervorragendem Maß auch bei den Betriebsfernspereinrichtungen als Grundsatz dienen, daß nur beste Baustoffe und einwandfreie Ausführung die Gewähr bieten, einen ungestörten Sprechbetrieb bei allen Vorkommnissen aufrechterhalten zu können. Dauernde sachgemäße Wartung ist unerläßlich.

Kabelleitungen. An Stelle der blanken Fernsprechleiter kann auch ein Luftkabel benutzt werden, das an den Masten pendelnd aufgehängt derart durchgebildet und aufgebaut ist, daß es sich an seiner eigenen Bewehrung selbst trägt. Das Kabel enthält unter der Bewehrung noch einen Bleimantel. Beide sind häufig, gut und zuverlässig zu erden. Die Benutzung besonderer Tragseile und Halter für die Aufhängung des Kabels hat sich nicht bewährt, da namentlich die Stellen an den Haltern zur Verletzung des Kabels und damit zur Störung des Fernsprechbetriebes Veranlassung geben.

Die Verwendung des Fernsprechkabels hat gegenüber der Freileitung besondere Vorzüge, aber auch Nachteile, die es notwendig machen, sich bei dem Vergleich beider Ausführungsformen genauestens über die Unterschiede klar zu werden.

Als Vorzüge sind zu nennen, daß die Induktionswirkungen beträchtlich geringer in die Erscheinung treten, weil die Adern des Kabels vollständig verdrillt sind. Tritt im Kabel aber ein Isolationsfehler ein, so hilft auch die Verdrillung nicht vollständig, und der Sprechbetrieb wird gestört. Ferner ist natürlich die Auffindung eines Isolationsfehlers viel schwieriger als bei der Freileitung.

Gegen den Übertritt von Hochspannung schützt die Isolation, sofern dieselbe entsprechend stark bemessen ist. Dadurch erhöht sich der Preis des Kabels beträchtlich, und der Vergleich der Kosten der beiden Formen wird zugunsten der Freileitung ausfallen. Die geerdete Bewehrung und der gleichfalls geerdete Bleimantel setzen die Gefährdung natürlich herab, ohne sie vollständig aufzuheben.

Bei Weitspannung also bei sehr großen Anlagen muß das Kabel besonders starke Bewehrung erhalten, wenn es überhaupt freitragend herstellbar ist. Für diese Form des Leitungsbaues kommt daher Kabel kaum in Frage, zumal auch die Maste infolge des größeren Durchhanges

des Kabels bedeutend höher gewählt werden müßten, und die Verletzung von Bewehrung, Bleimantel und Isolation durch starke Schwingungen bei Wind und Sturm zur Störung des Sprechbetriebes Veranlassung geben können.

Kabel wird daher nur bis zu mittleren Spannungen und Spannweiten benutzbar sein. Bei langen Strecken ist der Einbau von Pupinspulen zur Lautverstärkung und zur Verbesserung der Güte der Sprachübertragung notwendig.

b) Die Hochfrequenzanlage. Diese hat in den letzten Jahren große Verbreitung gefunden und wird daher in großen Kraftübertragungsanlagen immer mehr bevorzugt.

Der Grundgedanke ist der, elektromagnetische Wellen zu erzeugen, die sich längs der Leiter fortpflanzen und einen abgestimmten Empfänger zum Mitschwingen bringen. Die Leitungen der Überlandkraftwerke werden also zum Zweck der Übertragung der hochfrequenten Ströme mitbenutzt, letztere gewissermaßen mit den Leitungen „verkopelt“.

Auf die Beschreibung dieser Fernsprecheinrichtungen soll nicht näher eingegangen werden, da die Lieferer sehr sorgfältige Druckschriften herausgeben, die alles Wissenswerte enthalten. Zudem werden noch fortgesetzt Verbesserungen vorgenommen.

Die bisherigen Betriebserfahrungen sind durchaus befriedigend. Anwendbar ist die Hochfrequenzanlage ohne weiteres bei allen wenig verzweigten und metallisch nicht unterbrochenen Leitungslinien, so in erster Linie für die durchgehenden Hochspannungsleitungen zwischen zwei oder mehreren Kraftwerken bzw. zwischen Kraftwerk und Haupttransformator- oder Umformeranlagen und Betriebsleitung. Die Verringerung der Zahl der Leiter eines Sprechstromkreises hat selbst dann keine merkliche Schwächung der Lautstärke zur Folge, wenn z. B. von drei Leitern zwei metallische Trennung aufweisen (Drahtbrüche im Hochspannungsnetz).

Für weit verzweigte Netze ist die Hochfrequenzanlage bisher nicht zur Anwendung gekommen. Jedenfalls scheinen aber auch hierfür unüberwindbare Schwierigkeiten nicht zu bestehen. Sie muß, wenn sie durchgängig zum Einbau kommt, gestatten, von jeder Stelle des Netzes aus Gespräche zu führen.

Für die Bemessung der aufzuwendenden Leistung sind die elektrischen Eigenschaften der Fernleitungen und zwar Wellenwiderstand, Ohmscher Widerstand und Ableitung mitbestimmend. Daher ist es erforderlich, daß dieselben bei dem Entwurf einer Hochfrequenzfernsprechanlage bekannt sind. Während bei Kupfer und Aluminium der Querschnitt der Leiter keinen wesentlichen Einfluß auf die Lautstärke hat, ist das bei Eisenleitern wesentlich schlechter; Kabelstrecken dürfen nicht die Hochspannungsfreileitung unterbrechen.

Der Sprechbetrieb gestaltet sich heute im allgemeinen derart, daß der Anruf einer unter mehreren Sprechstellen von allen übrigen Anschlüssen gehört wird, weil alle Sprechstellen auf der gleichen Welle

empfangsbereit stehen. Neuerdings geht indessen das Bestreben dahin, den sogenannten Wahlanruf auszubilden, bei dem der Anruf nur auf der gewollten Sprechstelle ertönt, und zwar mit Benutzung verschiedener Unterscheidungsmerkmale wie z. B. verschieden gewählter Takt, unterschiedliche Pausen, geänderter Wellenlänge.

Hinsichtlich der Betriebssicherheit gegenüber den Drahtfernsprechanlagen ist folgendes besonders erwähnenswert: Wie auf S. 154 angegeben verursachen bei Störungen im Netz z. B. durch Kurzschluß zwischen zwei Phasen oder Erdschluß die durch den aussetzenden Lichtbogen entstehenden Wanderwellen im Drahtfernsprecher unter Umständen unangenehme, die Verständigung stark störende Geräusche. Das ist bei der Hochfrequenzanlage nicht der Fall. Auch eine Beeinträchtigung oder Gefährdung des Fernsprechverkehrs längs der Hochspannungsleitungen durch Gewitter ist nicht zu befürchten.

Über die Wirtschaftlichkeit der Hochfrequenzanlage in Gegenüberstellung mit dem Drahtfernsprecher ist im allgemeinen zu sagen, daß die erstere bei sorgfältiger Pflege durch entsprechend vorgebildete Mannschaft günstiger ist also weniger Betriebsausgaben verursacht als die Drahtfernsprechanlage. Hinsichtlich der Anlagekosten können mit Rücksicht auf die derzeitigen Preisverhältnisse ebenfalls bestimmte Angaben nicht gemacht werden. Es sind daher bei Vergleich der Anschaffungs- und Betriebskosten von Fall zu Fall entsprechende Berechnungen aufzustellen, die sich auf den Anschaffungspreis einerseits, auf die Betriebskosten andererseits zu erstrecken haben.

Dritter Abschnitt.

Die Kabelleitungen.

15. Die Kabelbauformen.

a) **Werkstoffe und Bauformen im allgemeinen.** Unter Kabel sollen in diesem Abschnitt diejenigen isolierten Starkstromleiter verstanden werden, die in Kanälen, im Erdboden oder unter Wasser zur Verlegung kommen. Dabei wird sich das Folgende in der Hauptsache auf Hochspannungskabel beziehen. Niederspannungskabel werden nur dort kurz Erwähnung finden, wo ein solcher Hinweis besondere Beachtung verdient.

Als Leiterwerkstoff wird bei Gleichstrom und bei Wechselstrom für alle Spannungen heute fast durchweg Elektrolytkupfer gleicher Beschaffenheit und mit den gleichen Werkstoffeigenschaften wie für Freileitungen verwendet und zwar wiederum je nach dem Leiterquerschnitt in Form massiver Drähte oder Seile. Aluminium, das teils wegen des geringeren Gewichtes, teils wegen des größeren Leiterdurchmessers bei gleicher Leitfähigkeit/mm² aus elektrischen Gründen verwendet wurde, um die elektrische Beanspruchung des Isolierwerkstoffes am Leiterumfang zu verringern (S. 413) bzw. bei gleicher Feldstärke wie bei Kupfer geringere Isolationsstärke und damit kleineren Kabeldurchmesser bei geringerem Gewicht zu erhalten, wird heute nur noch selten benutzt. Der elektrisch bei hohen Spannungen erwünschte größere Leiterdurchmesser wird neuerdings bei Kupfer durch das Hohlseil erreicht¹.

In den letzten Jahren hat die Herstellung von Starkstromkabeln außerordentliche Fortschritte gemacht veranlaßt durch die Ausdehnung der Kraftübertragungsanlagen und die damit verbundenen Forderungen des Betriebes nach gesteigerter Betriebssicherheit, Lebensdauer und Betriebsspannung. Infolgedessen hat auch für Starkstromkabel, um der Herstellung und Beurteilung einheitliche Grundlagen zu geben, der VDE Normen für Spannungen bis 35 kV herausgegeben². Die V.S.K. 1928 unterscheiden zwischen: Gummibleikabeln und Papierbleikabeln und ferner für beide Arten zwischen Einleiter- und Mehrleiterkabeln.

Die Gummibleikabel sind je nach der Höhe der Spannung isolierte Leiter³, deren Gummihülle mindestens eine Wanddicke von

¹ Über das Verhältnis der Querschnitte, Durchmesser und Gewichte bei gleicher Leitfähigkeit zwischen Kupfer und Aluminium siehe S. 180.

² Vorschriften für Starkstromkabel 1928 (V.S.K. 1928).

³ Siehe Vorschriften für isolierte Leitungen in Starkstromanlagen.

1,5 mm besitzen muß. Entsprechend dem Verwendungszweck werden sie als Einleiter- oder verseilte Mehrleiterkabel ohne oder mit einer äußeren Bewehrung aus Metalldrähten hergestellt. Sie können für Gleich- und Wechselstrom bei Spannungen bis 2 kV benutzt werden. Über die Belastungsfähigkeit und Verlegung wird bei Behandlung der Papierbleikabel Entsprechendes erwähnt werden.

Ihr Aufbau erfolgt in der Form, daß der feuerverzinnte Kupferleiter mit einer Gummimischung bedeckt, mit einer Lage gummierten Bandes bewickelt und dann vulkanisiert wird. Beim Einleiterkabel wird hierüber ein nahtloser, wasserdichter Bleimantel gepreßt. Bei Mehrleiterkabeln wird jede einzeln isolierte Ader mit den anderen Adern unter Beifügen von Beilauffäden verseilt, das verseilte Kabel dann mit einer Lage imprägnierten Bandes bewickelt und wiederum mit einem nahtlosen, wasserdichten Bleimantel umgeben. Je nach dem Aufbau über dem Bleimantel werden besondere Bauformen unterschieden, über die im einzelnen auf S. 407 gesprochen werden wird.

Die Papierbleikabel kommen für alle Spannungen und Stromarten über 2 kV Betriebsspannung zur Verlegung. Zunächst wird der technische Aufbau dieser Kabel behandelt. Erst nach Kenntnis dieses ist der entwerfende Ingenieur in der Lage, die Vorzüge und Nachteile in Gegenüberstellung zu bringen zu den elektrischen Unterschieden, um daraus dann das für den jeweils vorliegenden Fall nach allen Richtungen zweckmäßigste Kabel bestimmen zu können. Im Gegensatz zu den Freileitungen setzt die richtige Auswahl eines Kabels die geschlossene Kenntnis aller Einzelheiten der verschiedenen Bauformen voraus.

Bei den Mehrleiterkabeln werden die einzelnen entsprechend den nachfolgenden Ausführungsformen isolierten Kabeladern miteinander unter Beifügung von Beilauffäden aus Hanf-, Jute- oder Papierkordel zu einem runden oder dreieckförmigen Gesamtquerschnitt verseilt und äußerlich je nach dem Verwendungszweck mit einer Schutzhülle umgeben.

Die V.S.K. 1928 enthalten Angaben über den Leiter, die Stärke der Isolation, die Stärke des Bleimantels usw. für Spannungen bis 35 kV.

Für den Zusammenbau eines Dreileiterkabels kommen zur Zeit vier verschiedene Formen zur Ausführung und zwar:

- | | |
|---|---|
| 1. das Gürtel- oder Normkabel, | |
| 2. das metallisierte (H-) Kabel mit gemeinsamem Bleimantel, | |
| 3. das verseilte Drei-Einleiterkabel mit glattem | } mit oder
ohne Metal-
lisierung. |
| Bleimantel (Dreimantelkabel), | |
| 4. das verseilte Drei-Einleiterkabel mit Rillmantel | |

Je nach dem Gesamtaufbau wird neuerdings noch unterschieden zwischen Massekabeln und Ölkabeln. Nur die ersteren werden von den V.S.F. erfaßt. Sie sollen daher zunächst besprochen werden.

b) Beim Gürtelkabel werden die drei entsprechend der Spannung isolierten Adern miteinander verseilt und unter Beifügung des Beilaufes mit einer Gürtelisolation zumeist in der Stärke der Leiteriso-

lation umgeben. Das so hergerichtete Kabel wird im Vakuum getrocknet, mit Isoliermasse getränkt und dann mit dem Bleimantel fest umpreßt (Abb. 292).

Die Gürtelisololation kann entweder in der gleichen Stärke gewählt werden wie die Isolation jedes Leiters (volle Gürtelisololation nach V.S.K.) oder um 30 vH schwächer (geschwächte Gürtelisololation). Das letztere Kabel eignet sich für Anlagen mit fest geerdetem Nullpunkt, weil dann in allen Fällen nur die Phasenspannung wirksam sein kann. Die geschwächte Gürtelisololation gestattet eine Preisersparnis und eine etwas höhere Leiterbelastung, weil die dünnere Isolierschicht die Wärmeableitung verbessert. In ungeerdeten Netzen ist von der Verwendung dieser Kabel abzuraten. Da bei auftretendem Erdschluß einer Phase im Netz die schwächere Isolation zwischen Leiter und Mantel elektrisch um etwa 50 vH höher beansprucht wird als zwischen Leiter und Leiter, müßte der Erdschluß schnellstens abgeschaltet werden, was betrieblich nicht immer durchführbar, oft sogar unerwünscht ist.

Die Abb. 293 zeigt für einen bestimmten Augenblickswert der Spannungen des Drehstromsystems (Phase 1 und 2 unter der halben verketteten Spannung, Phase 3 spannungslos) das elektrische Feld und die Äquipotentiallinien im Dreileiter-Gürtelkabel. Das elektrische Feld, im Gürtelkabel ausgebildet als elektrostatisches Drehfeld also ein Feld, das nach Größe und Gestalt wechselt, verläuft in gekrümmten Linien von Leiter zu Leiter und von den Leitern zum Bleimantel. Jede Feldlinie kann in jedem Punkt zerlegt werden in eine Teillinie in der Richtung der Papierschichten und in eine solche senkrecht dazu. Die Teillinie in Richtung des geschichteten Papiers und die an sich in dieser Richtung verlaufenden Feldlinien beanspruchen die Wicklungsisololation besonders stark und durchsetzen kräftig den Beilauf, der elektrisch schwach ist. Die tangentielle Feldteillinie bewirkt daher beim Gürtelkabel eine Gefährdung des in der Richtung der Schichtung viel weniger durchschlagfesten Papiers, weiter Verdrängung der Isoliertränkmassse besonders im Beilauf zwischen den Leitern und der Kabelmitte also dort, wo die Isolation bei größter Er-

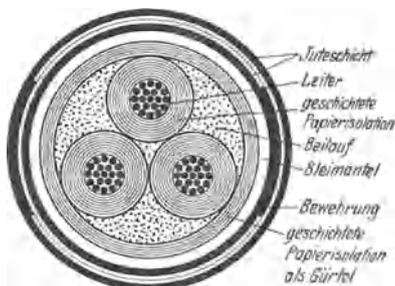


Abb. 292. Dreileiter- (Drehstrom-) Gürtelkabel Form NKBA.

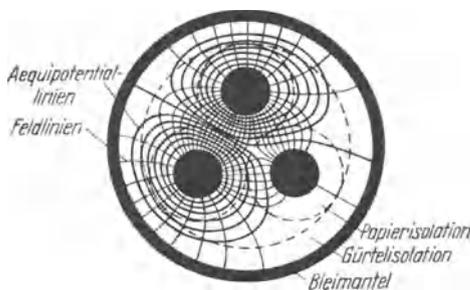


Abb. 293. Feld- und Äquipotentiallinien im Dreileiter-Gürtelkabel.

wärmung die stärkste elektrische Beanspruchung aufweist und daher in erster Linie sicher sein muß. Die Tränkmassse weicht aus und wandert in die weniger dichte Zwickelausfüllung ab. Dadurch werden die mechanischen und die dielektrischen Verhältnisse des Kabels ungünstig beeinflusst. Es entstehen mit der Zeit Hohlräume, in denen dann Glimmerscheinungen auftreten (Ionisation), die frühzeitig zum Kabeldurchschlag führen und dadurch die Lebensdauer

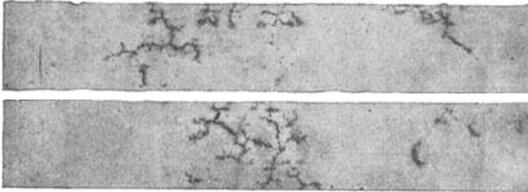


Abb. 294. Verbrennungserscheinungen infolge tangentialer Beanspruchung in den oberen Lagen der Aderisolation beim Dreileiter-Gürtelkabel.

des Kabels stark herabsetzen. Die Tränkmassse muß also entsprechende Beschaffenheit in mechanischer, elektrischer und chemischer Beziehung besitzen (Zähigkeit gegenüber der Kraftwirkung des Feldes und gegenüber der Ionisation).

Das gleiche gilt von der dielektrischen Festigkeit des Werkstoffes für den Beilauf. Infolge dieser ungünstigen Beanspruchung treten ferner an den Grenzschichten Verbrennungserscheinungen auf (Abb. 294), die schließlich ebenfalls einen Kabeldurchschlag zur Folge haben können. Die deutschen Kabelhersteller verwenden für die Tränkung ein Harzölgemisch in der Form eines Harzölkompoundes.

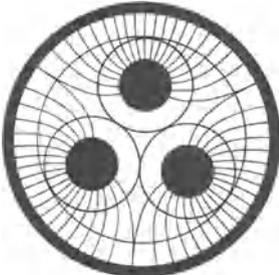


Abb. 295. Wärmefeld im Dreileiter-Gürtelkabel.

Weiter für die Lebensdauer bestimmend sind die Wärmeevorgänge im Kabel, die abhängig sind von der Strombelastung einerseits und dem Gesamtaufbau des Kabels andererseits. Abb. 295 zeigt das Wärmefeld im Gürtelkabel. Durch die beim Stromdurchgang auftretende Erwärmung der Leiter wird die Isolation ebenfalls erwärmt und erfährt dann mit steigender Temperatur Veränderungen physikalischer Art. Die Ausdehnung des Papiers, der Tränkmassse und des Bleimantels bei der Erwärmung und die Zusammenziehung dieser Stoffe bei der Abkühlung

zeigen gegeneinander gemessen wesentlich unterschiedliche Werte. So beträgt die Raumzunahme der Papierfaser bei Erwärmung weniger als 0,01 vH je Grad Celsius¹, während die Tränkmassse einen Wert von etwa 0,08 bis 0,1 vH/° C aufweist. Bei einer Temperaturänderung von 25° C hat also die Tränkmassse eine Raumänderung von 2 bis 2,5 vH. Daraus folgt, daß jede mit einer größeren Belastungsänderung verbundene Temperaturänderung im Kabel relative Bewegungen zwischen Papier, Tränkmassse und Bleimantel verursacht. Die Temperaturverteilung ist von der Wärmeleitfähigkeit der Isolierschichten, von der Wärmeabgabe

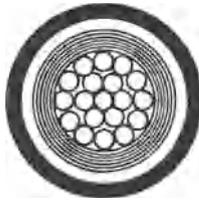
¹ Weiset, M. Dr.-Ing.: Thermische Vorgänge in papierisolierten Hochspannungskabeln bei wechselnder Belastung. Elektrotechn. Z. 1930 Heft 26 S. 922.

des Bleimantels an die Umgebung und demnach von der Bauart des Kabels an sich abhängig. Mit der steigenden Erwärmung der Tränkmassse ferner dehnt diese sich und übt einen Druck auf den Bleimantel aus. Die thermische Ausdehnung des Bleimantels ist ganz gering. Die Drucksteigerung kann unter Umständen so groß werden, daß die Fließgrenze des Bleis überschritten wird. Dann dehnt sich auch der Bleimantel. Die etwa vorhandene Kabelbewehrung kann diese Dehnung nicht verhindern, da zwischen ihr und dem Bleimantel zumeist eine elastische Juteschicht liegt (Abb. 292). Mit der Abkühlung schwindet Papier und Tränkmassse, nicht aber der Bleimantel. Es bleibt zwischen beiden ein größerer Raum als ursprünglich vorhanden. Bei hoher Temperatur fängt auch die Tränkmassse aus dem Beilauf an zu wandern insbesondere bei Kabeln, die auf stark geneigter Ebene verlegt sind, und tritt dann an den Muffen und Endverschlüssen aus. Erwärmung und Abkühlung haben also eine Veränderung der Isolierschichten zur Folge, der bei Hochspannungskabeln ganz besondere Bedeutung zuzumessen ist. Hieraus ergibt sich zwingend, daß die Belastung der Kabel je nach ihrer Bauart nicht beliebig gewählt werden darf, sondern sich nach den V.S.K. 1928 bzw. nach den Vorschriften richten muß, die die Kabelhersteller auf Grund jahrelanger Versuche und Beobachtungen als höchst zulässig angeben. Wohl zu beachten ist dabei auch, daß die Temperaturen im Kabel etwa mit dem Quadrat der Stromstärke zunehmen.

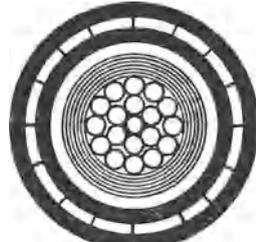
Überall dort, wo die Isolation nicht vollkommen gleichmäßig, wo also Schwächung durch Hohlräume hervorgerufen durch mangelhafte Tränkung, Feldbeanspruchung oder Wärmeerscheinungen vorhanden ist, treten die oben bereits kurz erwähnten Glimmentladungen¹ und durch diese unvollkommene elektrische Durchbrüche auf, die sich mit der Zeit ausbreiten und schließlich zum vollen Kabeldurchschlag nach einer benachbarten Ader oder nach dem Bleimantel und damit zu schweren Betriebsstörungen führen. Die Güte eines Kabels hängt daher von der erreichten und im Dauerbetrieb gewährleisteten Gleichmäßigkeit der Isolation ab². Betrieblich folgt hieraus weiter, daß Kabel nur mit Vorsicht überlastet werden dürfen, und längere Zeit abgeschaltete Kabel wiederum nur unter Vorsicht erneut einzuschalten sind. Am sichersten sind letztere allmählich wieder unter Strom zu setzen z. B. des Nachts bei geringer Belastung. Später wird auf diese Betriebsverhältnisse noch näher eingegangen werden. Sie sind hier kurz vorweggenommen, da sie für die Beurteilung der anderen Kabelbauformen wesentlich sind.

¹ Die Dielektrizitätskonstante der Luft beträgt 1, die der Kabelisolation etwa 3,5 bis 4. Innerhalb einer in der Kabelisolation eingeschlossenen Luftblase (Hohlraum) ist somit die Feldstärke 3,5 bis 4mal größer als in den umgebenden Papierschichten. Diese hohe Beanspruchung überschreitet leicht die Ionisierungsspannung der Luft und dann entstehen Glimmentladungen innerhalb des Luft-raumes.

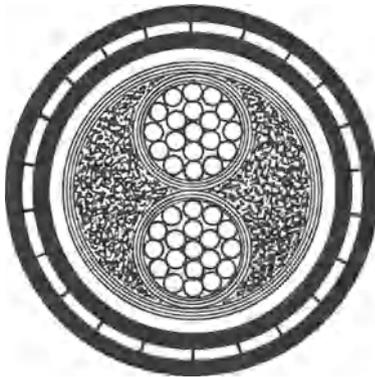
² Kirch, E. Dr.: Das Dielektrikum papierisolierter Hochspannungskabel; Aufsatz in: Petersen, W.: Forschung und Technik. Berlin: Julius Springer 1930. Kirch, E. Dr.: Das Glimmen in Dielektriken als Wechselstromproblem, VDE-Fachbericht Sonderheft 1929.



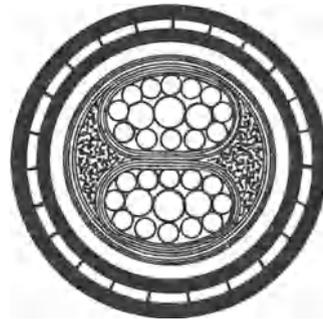
a NKA 95r



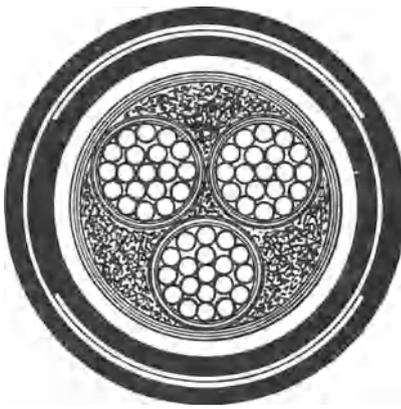
b NKFA 95r



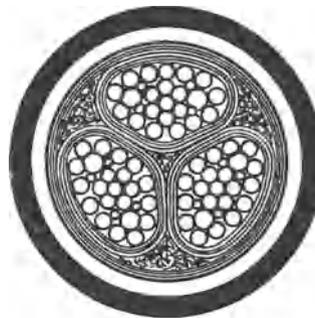
c NKFA 2×95r



d NKFA 2×95s



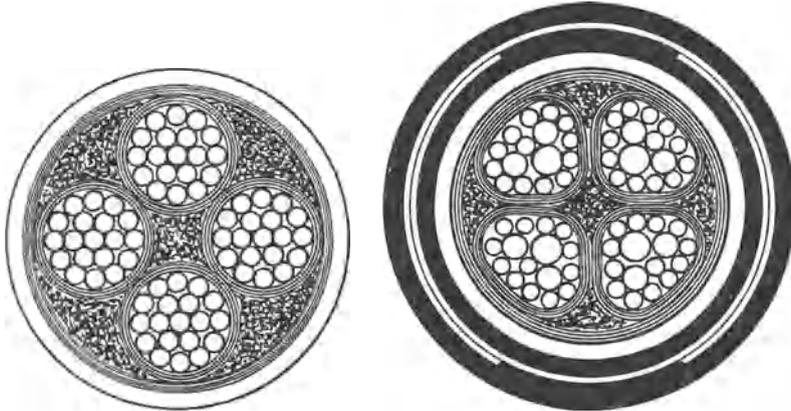
e NKBA 3×95r



NKA 3×95s

Abb. 296 a bis f. Bauformen von Gürtelkabeln.

Diesen Verhältnissen gegenüber sind die Gürtelkabel nur bedingt betriebssicher. Sie werden daher in der Hauptsache für Niederspannung und für Wechselstrom bis etwa 30 kV benutzt. Bei Spannungen über 10 kV sind sie bereits allen anderen Bauformen gegenüber betriebsunsicherer und in ihrer Lebensdauer beschränkter, was bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu berücksichtigen ist, da



g NK 4×95r

h NKBA 4×95s

Abb. 296 g und h. Bauformen von Gürtelkabeln.

sie im Preis die billigsten Kabel sind. In Drehstromanlagen ist die Isolation entsprechend der verketteten Spannung zu bemessen.

Die Gürtelkabel werden als Einleiter-, Zweileiter-, Dreileiter- und Vierleiterkabel mit rundem oder sektorförmigem Leiterquerschnitt hergestellt und zwar etwa für folgende Spannungen und Querschnitte:

Einleiterkabel für Gleichstrom mit allen Bewehrungen	bis 1 kV und bis 1000 mm ²
Einleiterkabel für Wechselstrom ohne Bewehrung ¹	„ 10 kV gegen Erde und bis 500 mm ²
desgl.	„ 35 „ „ „ „ 400 „
Zweileiterkabel mit allen Bewehrungen und runden Leitern	„ 1 kV und bis 2×400 mm ²
desgl. mit segmentförmigen Leitern	„ 1 „ „ „ 2×300 „
Dreileiterkabel mit allen Bewehrungen und runden Leitern	„ 3 „ „ „ 3×400 „
desgl.	„ 15 „ „ „ 3×300 „
desgl.	„ 25 „ „ „ 3×185 „
desgl.	„ 30 „ „ „ 3×150 „
desgl. mit sektorförmigen Leitern	„ 3 „ „ „ 3×300 „
desgl.	„ 10 „ „ „ 3×240 „
desgl.	„ 15 „ „ „ 3×185 „
Vierleiterkabel mit allen Bewehrungen und runden Leitern	„ 1 „ „ „ 3×300/150 mm ² *
desgl. mit sektorförmigen Leitern	„ 1 „ „ „ 3×300/150 „

¹ Über die Bewehrung von Einleiter-Wechselstromkabel wird im 16. Kap. Näheres behandelt.

* Die kleinere Zahl bedeutet den Querschnitt des vierten Leiters, der gleich dem halben Querschnitt des Hauptleiters gewählt wird.

Die Abb. 296a bis 296h zeigt diese verschiedenen Ausführungsformen der Gürtelkabel im Querschnitt bei 95 mm² Kupferleiter und für die gebräuchlichsten Bauformen, so daß ein guter Vergleich möglich ist. Über die Bezeichnungen wird später gesprochen.

c) Das H-Kabel¹. Bei Spannungen über 30 kV, besser schon bei solchen von 10 kV ab treten an die Stelle des Gürtelkabel die sogenannten

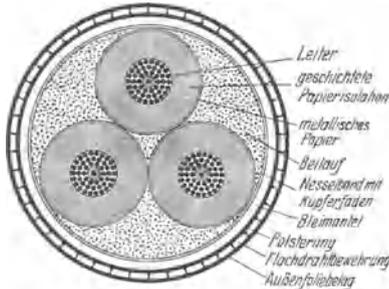


Abb. 297 Glimm- und strahlungsfreies Dreileiterkabel (H-Kabel) (NKFA).

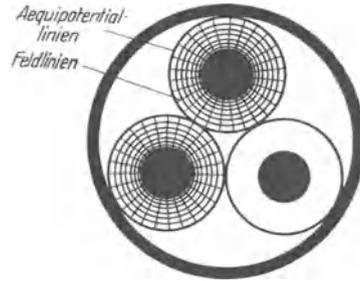


Abb. 298. Feld- und Äquipotentiallinien im Dreileiter-H-Kabel.

„glimm- oder strahlungsfreien Kabel“ (Höchstädter- (H-) Kabel).

Der Aufbau unterscheidet sich vom Gürtelkabel dadurch, daß jede für sich isolierte Kabelader als Bedeckung einen lückenlos und fest anliegenden Metallüberzug (Metallfolie, Metallisierung) von etwa 0,01 bis 0,02 mm Stärke über der oberen Papierlage erhält. Dadurch wird eine elektrische Abschirmung des Feldes erreicht (Abb. 297). Drei solche metallüberzogenen Adern werden zusammen mit Beilauf verseilt, durch ein mit blanken Kupferfäden durchwirktes Nesselband zusammengehalten und nach der Trocknung und Imprägnierung mit dem Bleimantel umgeben. Die Metallisierung hat innigen Kontakt mit dem gemeinsamen Bleimantel. Die Außenbelege sind infolgedessen alle geerdet, haben also Erdpotential. Die verseilten Adern erhalten bei dieser Kabelbauform keine gemeinsame Isolation mehr.

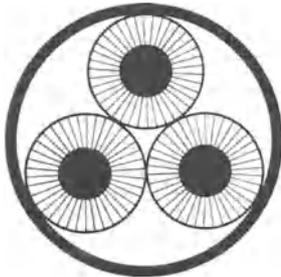


Abb. 299. Wärmefeld im Dreileiter-H-Kabel.

Der innere Aufbau geht aus dem Vergleich der Abb. 292 und 297 klar hervor. Die Bewehrung über der fertigen Kabelseele für die verschiedenen Verlegungsarten entspricht den Ausführungen des Gürtelkabels. Hierauf wird erst später näher eingegangen werden.

Infolge der elektrischen Trennung durch die Metallisierung tritt im Gegensatz zum Gürtelkabel beim metallisierten Kabel als größte Kabelspannung zwischen Ader und Belag nur die Phasenspannung auf. Abb. 298 zeigt den Verlauf der Feld- und Äquipotentiallinien.

¹ Höchstädter: Elektrotechn. Z. 1915 S. 617. D.R.P. 288446 u. a.

Aus dem Vergleich der Abb. 293 mit Abb. 298 ist zu ersehen, daß beim Kabel mit Metallisierungsschicht der Verlauf des Feldes, der Äquipotentiallinien und auch des Wärmefeldes (Abb. 295 bzw. 299) eine vollständig andere und zwar wesentlich günstigere Gestalt zeigt als beim Gürtelkabel. Die Felder im H-Kabel ergeben kein Drehfeld, sondern bilden drei voneinander unabhängige Wechselfelder, sind also nur pulsierend d. h. in ihren Beträgen wechselnd. Der Beilauf wird dielektrisch nicht beansprucht, weil er aus dem elektrischen Feld ausgeschaltet ist, die Wickelisolations nur radial und symmetrisch belastet. Auch die Wärmefelder sind beim H-Kabel annähernd symmetrisch, während beim Gürtelkabel in der Mittelebene etwa von der Mitte der Adern zum Kabelmittelpunkt die Adertemperatur also die höchste Temperatur herrscht. Die günstigeren Wärmeausgleichverhältnisse durch das Fehlen der schlecht leitenden Gürtelisolations einerseits und die thermisch in diesem Fall bessere Lage der Adern am Bleimantel andererseits ermöglichen eine höhere Strombelastung des H-Kabels. Die Metallisierung bewirkt weiter, daß die bei Biegungen also insbesondere beim Verlegen des Kabels auftretenden Hohlräume elektrisch nicht beansprucht werden. Glimm- und Strahlungserscheinungen, sowie Ionisation werden vermieden, wodurch die Lebensdauer des Kabels wesentlich steigt.

Zum Vergleich der beiden Kabelbauarten sind in der Zahlentafel 45 die hauptsächlich zu beachtenden Unterschiede gegenübergestellt. Es ergibt sich in Vervollständigung des bisher Gesagten folgendes:

Die Dreileiter-H-Kabel haben in der Isolationsstärke, dann aber auch in der Bleimantelstärke, im äußeren Durchmesser und im Gewicht geringere Werte als die Gürtelkabel. Ihr Preis ist indessen höher als der der Gürtelkabel und zwar im Durchschnitt etwa 10 bis 15 vH. Die metallisierten Kabel werden für Spannungen bis 60 kV verkettet heute bereits listenmäßig von den Kabelherstellern geliefert. Die Gürtelkabel können unter Beachtung des bereits Gesagten nur für Spannungen bis höchstens 30 kV benutzt werden.

Für die Spannung von 15 kV gegen Erde und 60 kV verkettet sind in Zahlentafel 45 außerdem Vergleiche gezogen zwischen Dreileiter- und Einleitergürtel- und H-Kabeln. Für 95 mm² Kupferquerschnitt bei 15 kV gegen Erde zeigt sich z. B. folgendes Bild:

	Gürtelkabel	H-Kabel
Isolationsstärke mm	13,0	8,0
Bleimantelstärke. „	3,1	2,9
Äußerer Kabeldurchmesser „	88,0	81,0
Netto-Gewicht für 1000 m kg	19300	16700

Die Dreileiter-H-Kabel werden mit rundem Leiter und allen Bewehrungen gebaut für:

25 kV bis	3 × 240 mm ²
30 „ „	3 × 185 „
35 „ „	3 × 150 „
60 „ „	3 × 150 „

Bei 30 kV verkettete Spannung und mehr ist zu untersuchen, ob Dreileiter-, Einleiter-, Öl- oder Druckkabel zweckmäßiger und wirtschaft-

Zahlentafel 45. Vergleichswerte für Dreileiter- und Einleiter-Gürtel- und H.-Kabel mit rundem Leiterquerschnitt für 30 und 60 kV Betriebsspannung.

Spannung	30 kV verkettet			30 kV verkettet			15 kV gegen Erde			17,5 kV gegen Erde			60 kV verkettet			35 kV gegen Erde		
	Dreileiter-Gürtel-kabel NKBA			Dreileiter-H-Kabel HKBA			Einleiter-Gürtel-kabel NKAA			Einleiter-H-Kabel HKAA			Dreileiter-H-Kabel HKFA ¹			Einleiter-H-Kabel HKAA		
Isolationsstärke ² mm	13			8			7			8			14			14		
	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m
35	—	—	—	—	—	—	1,7	31	2600	—	—	—	—	—	—	—	—	—
50	2,8	80	15400	2,6	73	13000	1,8	33	3000	1,8	36	3400	—	—	—	—	—	—
70	2,9	83	17100	2,7	77	14700	1,8	35	3400	1,9	38	3900	—	—	—	—	—	—
95	3,1	88	19300	2,9	81	16700	1,9	37	3900	1,9	39	4300	—	—	—	—	—	—
120	3,2	91	21200	2,9	84	18000	1,9	38	4300	2,0	41	4800	—	—	—	—	—	—
150	3,3	95	23300	3,0	87	19800	2,0	40	4900	2,1	44	5500	—	—	—	—	—	—
185	—	—	—	3,2	91	22300	2,0	43	5500	2,1	45	6100	—	—	—	—	—	—
240	—	—	—	—	—	—	2,1	45	6500	2,2	48	7000	—	—	—	—	—	—
300	—	—	—	—	—	—	2,2	48	7400	2,3	51	8100	—	—	—	—	—	—
400	—	—	—	—	—	—	2,3	52	9000	2,4	55	9700	—	—	—	—	—	—

¹ Bei dieser Spannung empfiehlt sich wegen der hohen Gewichte die Ausführung mit Draht- statt Bandarmierung.
² Die Isolationsstärke bezeichnet den Abstand vom Leiter zum Bleimantel bei Einleiterkabeln, vom Leiter zum Leiter und vom Leiter zum Bleimantel bei Mehrleiterkabeln.

licher sind. Die Zahlentafel 45 gibt für Dreileiter- und Einleiterkabel bei 60 kV einige Anhaltspunkte. Die späteren Erläuterungen über Einleiterkabel für sehr hohe Spannungen und die Angaben über die Verluste, Bewehrung, Verlegung u. dgl. sind hier zu beachten. Auch die folgenden Kabelbauformen müssen zum Vergleich unbedingt herangezogen werden.

d) Das **verseilte Drei-Einleiterkabel mit glattem Bleimantel (Dreimantelkabel)** nach Abb. 300 besteht aus drei selbständigen Einleiterkabeln, die jedes für sich — bei Spannungen über 10 kV* metallisiert — mit einem Bleimantel umpreßt sind und zu einem Drehstromkabel verseilt werden. Die einzelnen Formen der Bewehrung sind auch bei diesem Kabel gleich denjenigen beim Gürtelkabel. Die besonderen Vorzüge bzw. Unterschiede des verseilten Drei-Einleiterkabels sind folgende:

Der Beilauf erhält entgegen den bisher behandelten Kabelbauformen keine Tränkmasse. Es wird vielmehr nur die Papierisolation der Leiter unter den Bleimänteln getränkt. Infolgedessen eignen sich diese Kabel ganz besonders für geneigte Verlegung in stark wechselndem Gelände und in ähnlichen Fällen, weil bei ihnen das Abwandern der Tränkmasse bei starker Erwärmung aus dem Kabelinnern, wo sie nur kapillare Zwischenschichten zwischen den einzelnen Papierlagen ausfüllt, an tiefergelegene Stellen bzw. die Muffen und End-

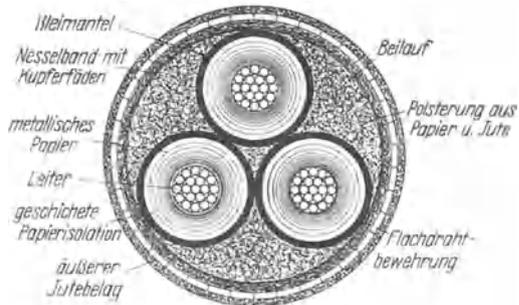


Abb. 300. Verseiltes Drei-Einleiterkabel (Dreimantelkabel) mit Metallisierung, runde Form (NKFA).

verschlüsse viel weniger zu fürchten ist als bei den Gürtel- und H-Kabeln. Ferner besitzen diese Kabel alle Vorteile der Einleiterkabel insbesondere elektrisch den der besseren Wärmeableitung infolge der größeren Bleimanteloberfläche und mechanisch den der größeren Biegefähigkeit ohne deren Nachteil, Bewehrungen im allgemeinen nur bedingt anwenden zu können. Infolge der sich aus der Gesamtisolation ergebenden besseren Abkühlungsverhältnisse sind sie höher belastbar als die Gürtel- und auch die H-Kabel. Auf die betriebssicherere Montage der Muffen und Endverschlüsse soll hier bereits kurz hingewiesen werden (jede Phase ist für sich ein Kabel).

Das verseilte Drei-Einleiterkabel hat aber auch einen nicht zu unterschätzenden Nachteil darin, daß in den Bleimänteln Induktions- und Wirbelströme entstehen, die neben einer zusätzlichen Erwärmung eine Erhöhung der Verluste hervorrufen. Diese Verluste zeigt für ein 35-kV-Kabel die Abb. 303. Dieser Nachteil zusammen mit den Vorzügen ist daher bei der Auswahl dieses Kabels besonders zu beachten

* Die Metallisierung wird über 10 kV Betriebsspannung stets zu wählen sein, um die Lebensdauer des Kabels aus den bereits erläuterten Gründen zu erhöhen.

und wird die Entscheidung je nach den Betriebs- und Verlegungsverhältnissen beeinflussen. Das bei der 4. Bauform Gesagte gilt entsprechend auch für diese Kabel.

Neuerdings wird das Drei-Einleiterkabel auch in Dreieckform nach Abb. 301 (Prismakabel)¹ hergestellt. Als Verbesserung gegenüber

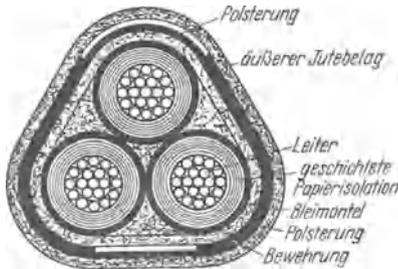


Abb. 301. Versilbertes Drei-Einleiterkabel (Dreimantelkabel). Prismaform (NKBA).

sich von dem Kabel der 3. Bauart dadurch, daß die Bleimäntel nicht glatte Oberfläche, sondern in dieser Längsrillen erhalten. Dadurch wird erreicht, daß sich die in den Bleimänteln der Einzeladern ausbildenden Induktions- und Wirbelströme auf ein wesentlich geringeres

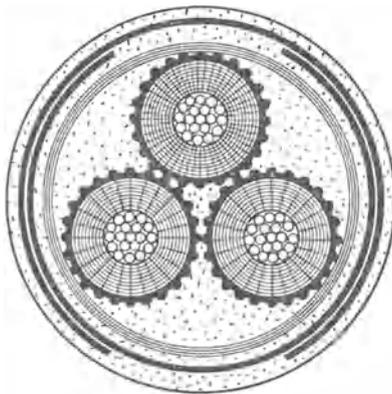


Abb. 302. Versilbertes Drei-Einleiterkabel (Dreimantelkabel) mit Rillenbleimantel; Feld- und Aquipotentiallinienverlauf.

der runden Form ist anzuführen, daß die wärmeisolierende Zwickelausfüllung vermindert wird. Infolgedessen steigt die Wärmeableitung; dadurch erhöht sich die Belastbarkeit des Kabels um etwa 5 vH gegenüber derjenigen beim runden Drei-Einleiterkabel.

e) Das versilberte Drei-Einleiterkabel mit Rillenbleimantel. Dieses von den Rheinischen Draht- und Kabelwerken hergestellte Kabel nach Abb. 302 unterscheidet sich von dem Kabel der 3. Bauart dadurch, daß die Bleimäntel nicht glatte Oberfläche, sondern in dieser Längsrillen erhalten. Dadurch wird erreicht, daß sich die in den Bleimänteln der Einzeladern ausbildenden Induktions- und Wirbelströme auf ein wesentlich geringeres Maß herabdrücken lassen und zwar auf etwa 1 vH der Kupferverluste. Verbessert wird diese Verlustminderung noch durch die Anwendung einer besonderen Bleizusammensetzung mit verminderter elektrischer Leitfähigkeit. Besondere Vorzüge dieser Bleilegierung bestehen weiter darin, daß sie größere Festigkeitseigenschaften (Streckgrenze, Härte, Zerreißfestigkeit) besitzt als das bei den anderen Kabelbauarten für gewöhnlich verwendetes Bleimetall. Die durch die Rillen hervorgerufene Querschnittsverminderung des Bleimantels wird durch diese mechanischen Eigenschaften ausgeglichen.

Die Kennlinien der Abb. 303 zeigen für ein 35-kV-Kabel, daß bei einer Belastung von 300 A beim Drei-Einleiter-Rillenkabel der Bleimantelverlust nur etwa 75 W/km, bei einem versilberten Drei-Einleiterkabel mit glattem Bleimantel dagegen 260 W/km beträgt. Die Strombelastung ist gegenüber Gürtelkabeln über 20 vH, gegenüber metalli-

¹ Weiß: Die Eignung von Kabeln zur Verlegung. Elektrotechn. u. Maschinenb. 1929 Heft 36. Konstantinowsky, D.: Das SO-Kabel. Elektrotechn. u. Maschinenb. 1929 Heft 36.

sierten Kabeln mit gemeinschaftlichem Bleimantel über 10 vH höher, da die drei einzelnen Bleimäntel die Wärme sehr gut abführen. Unterstützt wird die Wärmeableitung durch die Rippen der Bleimäntel, die bei verseilten Drei-Einleiterkabeln eine etwa 3proz. Verbesserung herbeiführen. Dies beruht auf erhöhter Oberflächenberührung zwischen Bleimänteln und Beilauf. Die Wirkung ist jedoch nur dann vorhanden, wenn alle Oberflächenelemente der Bleimäntel wirklich mit dem Beilauf Berührung haben.

Die sonstigen bei der 3. Kabelbauart erwähnten Vorzüge sind naturgemäß auch bei dem Kabel mit Rillenbleimantel vorhanden. Besonders hinsichtlich des Abwanderns der Tränkmassse haben die RDK noch eine verbesserte Ausführung durchgebildet. Der Leiter wird mittels eines dünnen Metallbandes und einer Sonderlackierung abgedichtet. Dadurch wird der Tränkmassse der Weg zwischen den einzelnen Drähten des Leiters versperrt. Es wird derselbe Erfolg erreicht, der z. B. durch das Aufpressen eines Bleimantels auf den Leiter angestrebt wird¹.

f) Die Zweileiter- und Vierleiterkabel zeigen hinsichtlich ihres allgemeinen Aufbaues keine Unterschiede gegenüber den Einleiter- bzw. Dreileiterkabeln. In Abb. 296 sind diese Mehrleiterkabel im Querschnitt dargestellt, zu denen Besonderes nicht zu bemerken ist.

g) Die Einleiterkabel werden entweder nur in Gleichstromanlagen bis 1 kV oder in Drehstromanlagen für Spannungen von 50 kV aufwärts benutzt, sofern sich nicht aus Gründen gewisser Querschnittunterteilung je Phase ihre Verwendung auch schon bei geringeren Spannungen als zweckmäßig erweist. In Einphasenanlagen werden bei Spannungen über 3 kV nur Einleiterkabel gewählt. Ihr Aufbau entspricht sinngemäß demjenigen der Mehrleiter-Papier-Bleikabel. Für die hohen Spannungen wird die Metallisierung stets angewendet.

Die Frage, ob für sehr hohe Spannungen Einleiter- oder Dreileiterkabel zweckmäßiger sind, kann nur von Fall zu Fall entschieden werden. Preislich zunächst wird die Anlage mit 3 Einleiterkabeln teurer als ein Drehstromkabel, soweit es sich um Spannungen bis 60 kV handelt. Die weiter unten behandelten Ölkabel erhöhen den Gesamtpreis für 1 km Streckenlänge noch weiter. Demgegenüber stehen die Vorteile, daß bei Einleiterkabeln durch Hinzufügen eines vierten Kabels eine 33½proz. Reserve mit verhältnismäßig geringen Kosten geschaffen werden kann. Das bei Freileitungen hierzu Gesagte gilt in gleicher Weise auch für Kabelanlagen. Ferner hat die Aufteilung auf drei Einleiterkabel den Vorteil, daß bei Kabelstörungen

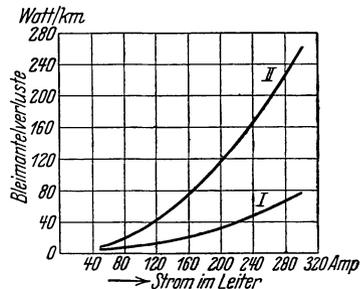


Abb. 303. Bleimantelverluste bei Drei-Einleiterkabeln, 35 kV:
I Kabel mit Rillenbleimantel.
II Kabel mit glatterm Bleimantel.

¹ Das Kabelwerk Vogel versieht die Leiter zunächst mit einem dünnen Bleimantel, um diesen Zweck zu erreichen.

in der Mehrzahl der Fälle nur ein Kabelstrang getroffen, ein Erdschluß herbeigeführt wird und dann damit zu rechnen ist, daß die Zeit der Betriebsstörung und Instandsetzung wesentlich kürzer ausfällt als beim Dreileiterkabel, das zumeist bei selbst nur einer Aderbeschädigung in allen Adern zerstört wird. Da das Gewicht des Einleiterkabels geringer ist als das eines Dreileiterkabels, lassen sich größere Kabellängen herstellen. Infolgedessen gestaltet sich die Verlegung handlicher und betriebszuverlässiger. Die Muffen selbst haben geringeres Gewicht und sind in der Montage naturgemäß einfacher und betriebssicherer als Dreileitermuffen. Letzteres gilt für die Endverschlüsse ebenfalls. Die Strombelastung bei gleichem Kupferquerschnitt kann mit etwa 20 bis 30 vH höher gewählt werden, da die Wärmeableitung wesentlich günstiger ist. Die preislichen und wirtschaftlichen Untersuchungen haben sich dementsprechend auf diese Vorteile ganz besonders zu erstrecken.

Nachteilig beim Einleiterkabel sind die höheren Verluste im Bleimantel und dielektrischer Natur, die später besonders besprochen werden. So wird z. B. bei einem Kabel von 95 mm² und 14 mm Aderisolation im Drehstrombetrieb bei 100 kV etwa 25 vH der gesamten bei 25° C Übertemperatur abstrahlenden Wärmemenge allein durch die dielektrischen Verluste verursacht, wenn diese etwa 1 vH der Ladeleistung angenommen werden, ein Wert, der schon sehr gering ist. Weiter wurden Einleiterkabel bisher nur als unarmierte Kabel also solche mit blanken bzw. nur mit einer Juteumspinnung versehene Kabel gebaut. Erst neuerdings ist man dazu übergegangen, auch die Bewehrung allerdings in besonderer technischer Durchbildung zu benutzen. Dadurch steigen aber die Energieverluste beim Einleiterkabel wesentlich. Bei der Kostenfeststellung ist der breitere Kabelgraben, der Mehraufwand für den Antransport, sowie für die Verlegung und die Kabelsteine, wenn unbewehrte Kabel gewählt werden, zu beachten. Alle diese Nachteile müssen ebenfalls betrieblich und wirtschaftlich in vollem Ausmaß bei Vergleichsfeststellungen berücksichtigt werden, da insbesondere die genannten zusätzlichen Verluste ständig auftreten, solange das Kabel unter Spannung steht.

Einleiterkabel für 100 kV Drehstromübertragung sind bereits ausgeführt worden, so von den SSW für das Großkraftwerk Franken¹ und von F. & G. Carlswerk für die Elektrowerke². Diese beiden Anlagen unterscheiden sich grundsätzlich voneinander darin, daß SSW ein Einleiterkabel mit Hohlseil und Ölfüllung, F. & G. Carlswerk ein Vollseilkabel gewählt haben. Da die beiden Kabelstrecken erst verhältnismäßig kurze Zeit im Betrieb sind, erscheint ein abschließendes Urteil, welcher Ausführung der Vorzug zu geben ist, verfrüht. Aus diesem Grund soll auch davon abgesehen werden, die Kabelanlagen eingehender zu beschreiben. Die Daten für die Kabel sind in Zahlentafel 46 angegeben.

¹ Coninx: Die 100-kV-Kabelanlage des Großkraftwerks Franken A.-G. Elektr.-Wirtsch. 1929 Juliheft.

² Felten & Guillaume Carlswerk: Rundschau 1928 Heft 4.

Zahlentafel 46.

Einleiter-Masse- und Einleiter-Öl-Kabel für 100 k-V-Drehstrom.

Bezeichnung	SSW-Kabel	Felten & Guilleaume-Kabel
Kupferleiter mm ²	185	625
Leiterform	Hohlseil	Vollseil
Leiterdurchmesser mm	22	32,8
Isolation	ölgetränktes Papier	ölgetränktes Papier
Isolationsstärke mm	18	18
Glimm- und Strahlungsschutz . . .	nach Höchststädter	
Bleimantelstärke mm	4	3
Bleimantelschutz	asphalterte doppelte Jutebespinnung ohne Bewehrung	eine Lage Rundstäbe aus verlustarmem Sonderstahl, 3 mm \varnothing
Gewicht kg/m	17,5	22,2
Kabellänge, fabrikmäßig . . . m	1000	315
Achsenabstand der 3 Kabel . . cm	18	15/25
Isolationswiderstand . . Mg-Ohm/km	mehr als 1000	bei 19° C
Kapazität MF/km je Phase	0,21	0,32
Ladestrom bei 105 kV verkettete Spannung u. 50 Hertz. A/je Phase	4,0	6,1
Erdschlußstrom A/je Phase	12,0	16,5
Effektiver Wechselstromwiderstand Ohm/km	0,1435	0,085
Induktivität H/km	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \cdot 10^{-4}$
Dielektrischer Verlustwinkel . . tg δ	0,0059	0,008 bei 15 ÷ 40° C

h) Das Ölkabel¹. Die Hohlrumbildung zwischen Bleimantel und Dielektrikum, die wie bereits gesagt entsteht, wenn das Kabel durch Stromüberlastung eine unzulässig hohe Leitertemperatur annimmt und der Bleimantel sich geweitet hat, führt bei höheren Spannungen zu inneren Beschädigungen und zur Verkürzung der Lebensdauer des Kabels. Zur Vermeidung dieser außerordentlichen Betriebsunsicherheit gibt es verschiedene Wege, die je nach den Verhältnissen zu beurteilen sind. Der erste ist der, solche unzulässigen Stromüberlastungen durch entsprechende Wahl von Kabelzahl und Kabelquerschnitt überhaupt zu vermeiden. Das ist mehr eine wirtschaftliche Angelegenheit, sofern die Betriebsverhältnisse nicht entsprechend gelagert sind und für die Zukunft auch bleiben. Es gibt eine ganze Reihe solcher Fälle in der Praxis, z. B. Grundstromlieferung, Spitzenstrombezug, Belastung durch chemische Industrie. Ein zweiter Weg ist von den Kabelherstellern in der Form beschritten worden, den Aufbau des Kabels als Massekabel zu verlassen und ein sog. Ölkabel herzustellen.

Unter Ölkabel versteht man ein Kabel, über dessen Papierisolation ein verhältnismäßig dünnflüssiges Öl gelagert ist, das im Kabel durch besondere Kanäle und über Ausdehnungsgefäße umlaufen kann und über letztere einen Druckausgleich erhält, der den mit der Erwärmung auftretenden inneren Druck beherrscht. Auf diese Weise wird das Ausweiten

¹ Schrottke, Dr. Ing.: Über Hochspannungskabel. Siemens-Z. 1930 Heft 6, ferner Elektrotechn. Z. 1930 S. 1622.

des Bleimantels bei Temperaturüberstieg verhindert und der Sicherheitsgrad des Kabels dadurch erhöht, daß die Feldbeanspruchung der Isolation keine mit der Zeit gefährliche Zunahme an bestimmten Stellen erfahren kann. Abb. 304 zeigt ein 100-kV-Einleiterkabel, Abb. 305 ein Dreileiterkabel für 30 kV in der Bauart der SSW.

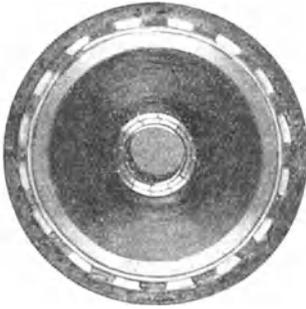


Abb. 304. Einleiter-Öl-Kabel für 100 kV mit Bewehrung (SSW).

Durch dieses besondere Mittel wird also der Verlauf der Zeit-Durchschlagskennlinien (Abb. 327) wesentlich verbessert. Die Kennlinie rückt höher, die Zeitabhängigkeit verschwindet fast vollständig.

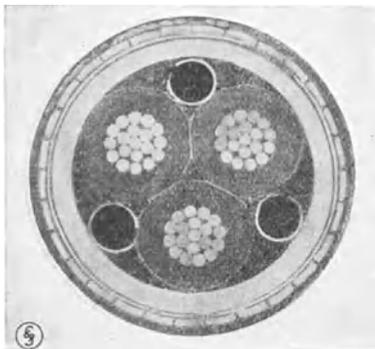


Abb. 305. Querschnitt eines Drehstrom-Ölkabels, $3 \times 95 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$, 30 kV (SSW).

Die Ölkabel können mit höheren Temperaturen (bis etwa $+75^\circ \text{C}$) betrieben und zudem mit geringerer Isolationsstärke ausgeführt werden, weil der Sicherheitsgrad niedriger gewählt werden kann. Daraus ergibt sich eine Steigerung der Strombelastung gegenüber Massekabeln, die je nach dem Aufbau mit 30 bis 50 vH angegeben wird. Schließlich ergibt sich daraus noch die Möglichkeit, Dreileiterkabel

für höchste Spannungen zu bauen, die bei Massekabeln aus Herstellungs- und Verlegungsgründen, dann auch des Preises wegen nicht mehr möglich sind. Neuerdings wird vorgeschlagen, schon von 30 kV an Dreileiterkabel als Ölkabel zu wählen, wenn die Betriebsverhältnisse dieses als erforderlich oder für die Zukunft als besonders wünschenswert erscheinen lassen. Auch schwierige Betriebszustände, große Kurzschlußleistungen, häufige Überlastungen können die Wahl eines solchen Kabels rechtfertigen. Die erste größere deutsche Anlage ist von den SSW für das Großkraftwerk Franken¹ im Jahre 1928 hergestellt worden und seitdem anstandslos im Betrieb.

Der Bau einer solchen Kabelanlage ist verhältnismäßig teuer, da die Ölumlaufseinrichtungen, Ölausdehnungsgefäße, Muffen, die sorgfältige Verlegung und dgl. die Kosten erhöhen. Es kann daher nur eine ein-

gehende Wirtschaftlichkeitsberechnung die Wahl eines solchen Kabels rechtfertigen. Betrieblich sind Bedenken bisher nicht bekannt geworden. Da das Öl unter Überdruck steht, ist eine Verletzung des Kabels am Ölverlust zu erkennen. Für Gelände mit großen Höhenunterschieden ist diese Kabelbauform unter Umständen nicht mehr anwendbar.

¹ Siehe Fußnote S. 400.

i) **Das Druckkabel**¹. Ein dritter Weg schließlich wird neuerdings in der Form beschrieben, das Kabel als Massekabel gewöhnlicher Bauart unter einen äußeren Druck von etwa 15 at zu setzen. Zu diesem Zweck wird das Kabel in ein druckfestes Rohr eingeschlossen. Als Druckmittel wird Stickstoffgas verwendet, das keine chemische Wirkung ausübt, ungefährlich und billig ist. Da ein solches Kabel im praktischen Betrieb bisher nicht erprobt worden ist, muß dieser kurze Hinweis genügen. Im allgemeinen gilt für diese Kabelbauform das gleiche wie für das Ölkabel, soweit Sicherheitsgrad, Belastung und Verwendung in Frage kommen.

Versuche haben gezeigt, daß z. B. bei einem Kabel mit Sicherheitsgrad $S_k = 5$, bei welchem ein 25-kV-Drehstromkabel mit $\mathcal{E}'_{\max} = 3,3 \text{ kV/mm}$ beansprucht wird, bei Unterdrucksetzung mit 8 kV/mm oder mit 60 kV beansprucht werden kann. Da die Isolation und der Bleimantel unter Druck durch Temperaturschwankungen sehr wenig beeinflußt wird, kann die Betriebstemperatur des Kabels und damit die Strombelastung etwa mit den Werten des Ölkabels gewählt werden.

Felten & Guilleaume, Carlswerk, geben folgenden Zahlenvergleich für ein Dreileiterkabel $3 \times 95 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$, Isolation 7 mm je Phase, Bauart H-SO (Prismakabel mit Metallisolierung):

		normales Kabel	Druckkabel
Betriebsspannung	kV	25	60
Höchst-Strombelastung	A	220	300
Übertragungsleistung	kVA	9500	31000
Gewicht	kg/km	14100	20600
Verhältnis von Gewicht zu Leistung	kg/km:kVA	1,48	0,67

k) **Die Querschnittsformen des Leiters**. Bei verseilten Kabeln werden die Leiter entweder in Rund-, Sektor- oder Segmentform ausgeführt.

Die Rundform (Abb. 306) ist in der Herstellung grundsätzlich die günstigste, wenngleich die Raumausnutzungsziffer des Kabelquerschnittes schlecht ist. So beträgt z. B. beim Dreileiterkabel mit Gürtelisolierung der durch den Beilauf auszufüllende Raum etwa 36 vH der gesamten innerhalb der Gürtelisolierung liegenden Fläche. Besteht der Querschnitt nur aus einem Massivleiter, so ist der runde Draht am einfachsten fabrikmäßig herzustellen und die Beanspruchung der Kabelisolierung beim Biegen des Kabels also beim Auf- und Abtrommeln und beim Auslegen weniger ungünstig als beim Sektorleiter. Bei größeren Querschnitten wird die Rundform durch Verseilen von dünnen Einzeldrähten gewonnen. Auch hier ist fabrikmäßig die Rundform die vorteilhafteste, weil die Verseilung mechanisch spannungsfrei vorgenommen und dadurch die mechanische und elektrische Beanspruchung der Kabelisolierung besonders bei höheren Kabelbetriebsspannungen auf das geringste Maß herabgesetzt werden kann.

Soll der Kabelquerschnitt künstlich vergrößert werden, was bei Höchstspannungen der Fall sein kann, um entweder die elektrostatische

¹ Vogel, Dr. W.: Das Druckkabel, ein Fortschritt im Bau von Hochspannungs-Kabelanlagen. Elektrotechn. Z. 1932 Heft 7 und 8.

Beanspruchung des Isolierwerkstoffes herabzusetzen oder Öldurchflußkanäle zu schaffen, dann wird ein Hohlseil verwendet (Abb. 304).

Um den an sich unnötigen Beilauf zu verringern, ist das Prisma-kabel (Abb. 301) durchgebildet worden, das trotz seiner äußeren Form den Leiter in Rundform benutzt.

Der sektorförmige Querschnitt (Abb. 307) gestattet bei Mehrleiterkabeln mit rundem äußeren Kabelquerschnitt infolge der eigen-

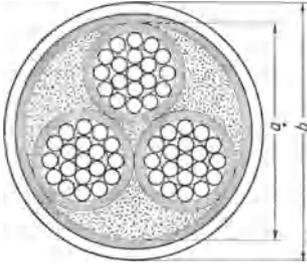


Abb. 306.

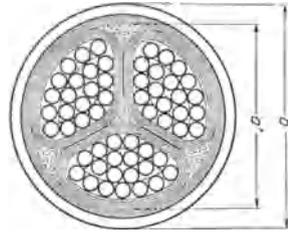


Abb. 307.

Vergleich eines Dreileiter-Rund- und -Sektorkabels.

artigen Form und Anordnung der Leiter eine bessere Raumausnutzung durch Vermeidung größerer toter Räume für den Beilauf, so daß bei gleicher Isolationsstärke wie bei Kabeln mit rundem Leiterquerschnitt diese Kabelausführung einen geringeren Durchmesser, dadurch eine

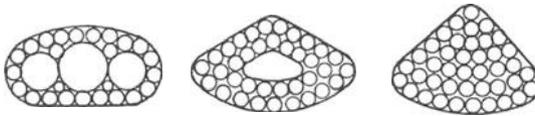


Abb. 308. Leitaraufbauten für Segment- und Sektorkabel.

Ersparnis am Bleimantel bei gleicher Bleimantelstärke und leichteres Gewicht aufweist. Daraus ergibt sich ein geringerer Preis für das Sektor-

kabel und zwar im Durchschnitt etwa 10 vH des Rundkabelpreises. Das gilt indessen nur für Betriebsspannungen bis 15 kV. In Abb. 306 und 307 ist ein Vergleich beider Kabelformen für den gleichen Querschnitt und die gleiche Spannung gezeichnet. Für diesen Fall wird:

$$\frac{a'}{a} = \frac{\text{Durchmesser über Verseilung sektorförmig}}{\text{Durchmesser über Verseilung rund}} = \frac{\text{Verseilfaktor sektorförmig}}{\text{Verseilfaktor rund}}$$

$$= \frac{1,81 \text{ (für den vorliegenden Fall)}}{2,15 \text{ (konstant)}} = 0,84,$$

$$\frac{b'}{b} = \text{Verhältnis der Kabeldurchmesser für den vorliegenden Fall}$$

$$= 0,86 \text{ entspricht einer Bleimantelersparnis von etwa 14 vH bei gleicher Bleimantelstärke.}$$

In mechanischer Beziehung besteht kein nennenswerter Nachteil. In der fabrikmäßigen Herstellung fordert die Benutzung von Sektorleitern — gleichgültig ob sie massiv oder verseilt gewählt werden —

Zahlentafel 47. Vergleichswerte für Dreileiter-Gürtelkabel mit rundem und sektorförmigem Leiterquerschnitt für 6 bis 15 kV Betriebsspannung.

Spannung	6 kV			10 kV			10 kV			15 kV			15 kV					
	rund (r)			sektorförmig (s)			rund (r)			sektorförmig (s)			rund (r)			sektorförmig (s)		
Isolationsstärke ¹ mm	4			4			5,5			5,5			7,5			7,5		
Kupferquerschnitt mm ²	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m	Stärke des Bleimantels	Äußerer Durchmesser	Nettogewicht für 1000 m
	3 × 10	1,5	33	2800	—	—	—	1,6	38	3500	—	—	—	—	—	—	—	—
3 × 16	1,6	37	3400	—	—	—	1,7	42	4300	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3 × 25	1,7	40	4100	1,6	37	3600	1,8	45	5000	1,7	42	4400	2,0	54	7000	—	—	—
3 × 35	1,8	43	4900	1,6	39	4100	1,9	50	6300	1,8	44	5100	2,1	57	7900	—	—	—
3 × 50	1,9	49	6400	1,7	41	5000	2,0	54	7500	1,9	49	6500	2,2	60	9100	—	—	—
3 × 70	2,0	53	7700	1,8	45	6000	2,1	58	8800	2,0	52	7700	2,4	64	10700	2,1	56	8000
3 × 95	2,1	57	9100	1,9	51	7900	2,3	62	10400	2,1	56	9100	2,5	68	12300	2,2	59	9300
3 × 120	2,2	60	10500	2,0	54	9200	2,4	65	11900	2,2	59	10500	2,6	73	14600	2,3	63	10800
3 × 150	2,3	64	12200	2,1	57	10600	2,5	69	13700	2,3	62	11900	2,7	76	16400	2,4	66	12300
3 × 185	2,5	68	14200	2,2	61	12200	2,6	74	16200	2,4	66	13600	2,8	81	18500	2,5	69	13800
3 × 240	2,6	74	17500	2,4	66	14800	2,8	79	19300	2,6	72	17000	3,0	86	21700	2,6	73	16200
3 × 300	2,8	80	20800	—	—	—	3,0	85	22700	—	—	—	3,2	92	25300	—	—	—

¹ Die Isolationsstärke bezeichnet den Abstand vom Leiter zum Leiter und vom Leiter zum Bleimantel.

besondere Erfahrungen, damit das Kabel mechanisch einwandfrei wird und beim Verlegen durch das Biegen keine übermäßige innere Beanspruchung und damit Gefährdung der Isolation auftritt. Die Gestaltung des Sektorquerschnittes aus massivem Draht, durch Verseilung mehrerer Drähte gleichen oder wechselnden Querschnittes (Abb. 308) bleibt am vorteilhaftesten Sache des Kabelherstellers und sollte daher vom Betrieb aus nicht vorgeschrieben werden. Über die abweichenden Werte der Induktivität, der Kapazität und des Erdschlußstromes wird später gesprochen werden.

In Zahlentafel 47 sind die technischen Unterschiede für Kabel beider Leiterquerschnittsformen zusammengestellt. Zu dieser ist zu bemerken, daß die Kabel mit sektorförmigem Leiterquerschnitt im Durchschnitt etwa 8 bis 12 vH im äußeren Durchmesser und Gewicht geringere Werte aufweisen als die Kabel mit rundem Leiterquerschnitt. Auch die Bleimantelstärke ist um ein Geringes dünner als bei letzteren. Es ist

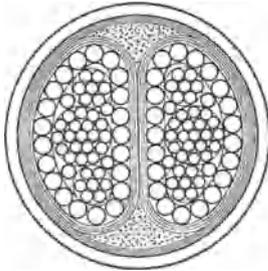


Abb. 309. Zweileiterkabel mit Leitern in Segmentform.

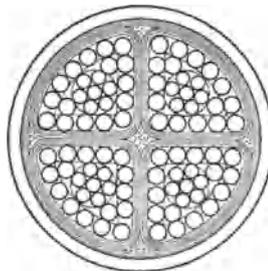


Abb. 310. Zweileiterkabel mit Leitern in Sektorform.

daher den Sektorkabeln für diese Spannungen der Vorzug zu geben. Elektrisch bestehen ebenfalls keine Bedenken. Dreileiter-Gürtelkabel mit sektorförmigem Leiterquerschnitt werden nur bis 15 kV hergestellt. Bei höherer Spannung ist zu beachten, daß der Spannungsgradient infolge der kleineren Krümmungsradien höher liegt als beim runden Leiter (S. 413).

Schließlich ist noch zu bemerken, daß durch die Sektorform der Beilauf fast ganz vermieden werden kann. Infolgedessen eignet sich diese Kabelform ebenfalls besonders für Verlegung in hügeligem Gelände bzw. auf geneigter Ebene.

Die Vorzüge im Aufbau des Kabels also die Minderung im Beilauf und die bessere Wärmeableitung gestatten dieses Kabel höher zu belasten als ein Rundkabel. Diese gesteigerte Belastungsfähigkeit beträgt etwa 10 bis 15 vH; sie ändert sich mit steigendem Querschnitt und sinkender Spannung.

Die Segmentform wird nur für Zweileiter- bzw. Vierleiterkabel und für geringe Spannungen angewendet (Abb. 309). Diese Leiterform ist bei großen Querschnitten vom betrieblichen Standpunkt aus besonders ungünstig, weil die Widerstandsmomente in den beiden Hauptrichtungen des Kabelquerschnittes zu sehr voneinander abweichen und

daher beim Ausrollen und der Verlegung eine Gefährdung der Gürtel-isolation eintreten kann. Aus diesem Grund ist es empfehlenswerter die Querschnitte des Zweileiterkabels zu unterteilen, ein Vierleiterkabel etwa nach Abb. 310 zu bilden und die Leiter an den Endverschlüssen dann parallelzuschalten.

1) Die Bewehrung der Kabel. Je nach dem Verwendungszweck, der Art der Verlegung und der Beschaffenheit des Geländes wird das

Zusammenstellung 48. Papierisolierte Starkstromkabel (V.S.K. 1928).
Kurzzzeichen-Erläuterung.

Kurzzeichen	Bezeichnung	Bewehrung	Bedeckung		
NK	Blankes Kabel	—	—		
NKA	Asphaltiertes Kabel	—	asphaltierte Jute		
NKB	Normales bewehrtes Kabel	Bandeisen	—		
NKBA		Flachdraht	asphaltierte Jute		
NKF		Runddraht	—		
NKFA		Profil-(Z)draht	asphaltierte Jute		
NKR		Schachtkabel	Runddraht mit Gegenspirale	—	
NKRA			Streckenkabel	Flachdraht mit Gegenspirale	—
NKZ				Flachdraht	Spezienschutz gegen Säuren und gegen Korrosion
NKZA			Kabel mit besonderem Säureschutz	—	
NKRG	Grubenkabel	Bandeisen	Spezierschutz gegen Säuren und gegen Korrosion		
NKFG		Flachdraht			
NKFA mit Säureschutz II	Kabel mit besonderem Säureschutz	Flachdraht	Spezierschutz gegen Säuren und gegen Korrosion		
NKBA } mit		Bandeisen			
NKFA } Säure-		Flachdraht			
NKRA } schutz II	Runddraht	Spezierschutz gegen Säuren und gegen Korrosion			
NKA mit Säureschutz III	—				

Dem Kurzzeichen sind an Angaben hinzuzufügen: Leiterzahl, Leiterquerschnitt, Leiterform (rund=r, sektor=s) und Betriebsspannung in kV.

In den Kurzzeichen tritt an Stelle des „N“

bei Kabeln mit metallisierten Adern ein H,

bei Kabeln mit Abweichungen von den Normen ein X.

Eingefügt wird hinter dem „N“ bzw. „X“

bei Kabeln mit Gummiisolation an Stelle der Papierisolation ein G,

bei Mehrleiterkabeln mit einzeln verbleiten Adern ein E.

Hinzugefügt wird bei doppelter Jutebedeckung ein zweites A.

Kabel mit einer Bewehrung versehen, die es gegen mechanische und chemische Einflüsse schützen soll. Die V.S.K. 1928 haben diesen Schutzmitteln bestimmte Kurzzeichen gegeben, um auch nach dieser Richtung die Normung zu erstrecken und die Angebote leichter vergleichbar zu machen. (Zusammenstellung 48.) Im einzelnen ist über Art und Verwendungszweck folgendes zu sagen:

NK = blankes Bleikabel Abb. 311: Dieses entspricht in seinem Aufbau den Angaben auf S. 389 für die Gürtelkabel im allgemeinen.

Außer dem Bleimantel ist kein weiterer Schutz vorhanden. NK-Kabel dürfen nur dort verwendet werden, wo weder mechanische noch chemische Einflüsse zu befürchten sind. In der Regel wird das NK-Kabel nur in Maschinen- und Transformatorenräumen benutzt, wenn es ent-



Abb. 311. Blankes Bleikabel (NK).

sprechend geschützt verlegt wird, und für Einleiterkabel, wenn durchgängig andere Schutzmittel wie Kabelsteine, Tonröhren u. dgl. angewendet werden, die durch ihre Form und Beschaffenheit auch vor chemischen Angriffen sicher schützen.

NKA = asphaltiertes Bleikabel (Abb. 312). Auch dieses Kabel ist unbewehrt. Der Bleimantel erhält aber zum Schutz gegen

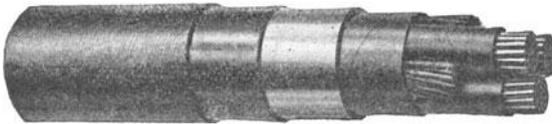


Abb. 312. Asphaltiertes Bleikabel (NKA).

äußere chemische Einflüsse eine zwischen zwei Lagen zäher Asphaltmasse gebettete doppelte Papierbespinnung und eine Schicht asphaltierter Jute. Es

ist dort zu verwenden, wo nicht immer geringe chemische Einflüsse abgehalten werden können z. B. bei Einleiterkabeln für Verlegung im Erdboden. Mechanischen Angriffen darf das Kabel nicht ausgesetzt sein, so daß das Kabel noch einen besonderen mechanischen Schutz durch Ziegelsteine, Formsteine o. dgl. erhalten muß. In Gebäuden ist die Schutzhülle über dem Bleimantel aus Gründen der Feuers- und Verqualmungsgefahr zu entfernen.

NKBA = asphaltiertes, bandeisenbewehrtes Bleikabel (Abb. 313). Die äußere asphaltierte Jutebespinnung des NKA-Kabels



Abb. 313. Bandedeisenarmiertes Bleikabel (NKBA).

erhält eine zweite asphaltierte Jutebespinnung, darüber eine Bewehrung aus einer doppelten Umwicklung aus vorgefertigtem Bandedeisen

und darüber eine weitere asphaltierte Jutebespinnung. Dieses Kabel eignet sich für Verlegung im Erdboden ohne besonderen weiteren Schutz und wird daher am häufigsten für alle gewöhnlichen Kraftübertragungszwecke benutzt. Die Eisenbewehrung darf indessen keinen besonderen Zugbeanspruchungen ausgesetzt sein. In Gebäuden ist wiederum die äußere Jutebespinnung zu entfernen und die Eisenbewehrung mit Rostschutzfarbe sorgfältig zu streichen.

NKFA = asphaltiertes, flachdrahtbewehrtes Bleikabel (Abb. 314): Das Kabel entspricht der Ausführung des NKBA-Kabels mit dem Unterschied, daß an Stelle der Bandeisen verzinkte Flach-eisendrahte benutzt werden. Verwendung dieser Kabelform für solche Zwecke, bei denen mit Zugbeanspruchungen zu rechnen ist.

NKRA und NKZRAA = asphaltiertes rund- bzw. profil-drahtbewehrtes Bleikabel (Abb. 315): An Stelle der verzinkten Flachdrahtbewehrung werden diese Kabel mit einfacher oder doppelter verzinkter Rundeisendrahtbewehrung, mit profilierter Drahtbewehrung

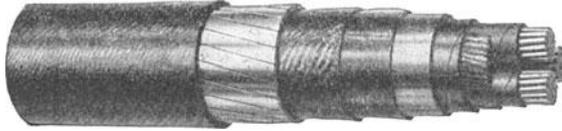


Abb. 314. Flachdrahtarmiertes Bleikabel (NKFA).

oder mit profilierter und darüber gelegter Runddrahtbewehrung versehen. Verwendung für solche Zwecke, bei denen die Kabel gegen mechanische Angriffe besonders widerstandsfähig sein und starke Zugbeanspruchungen aushalten müssen z. B. Fluß- und Seekabel. Gegen Einflüsse des Wassers wird noch eine doppelte äußere Juteasphaltierung aufgebracht. Die Durchbildung dieser Bauform muß den jeweiligen Verhältnissen und Beanspruchungen angepaßt werden. Die

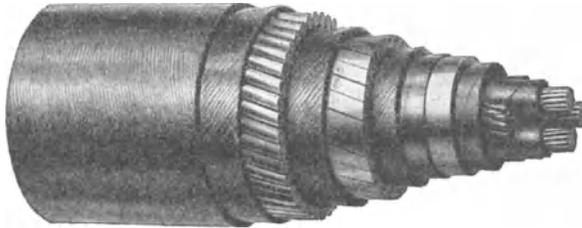


Abb. 315. Fluß- und Seekabel (NKZRAA).

bereits jahrelang vorliegenden Betriebserfahrungen mit der Bewehrung dieser Kabel sind selbst für die schwierigsten mechanischen Belastungsverhältnisse durch Strömung, Schiffsschleppanker, Angriffe der Lebewesen des Wassers, bei der Uferverankerung usw. nach jeder Richtung befriedigend, so daß auch schon 50 kV Dreileiterkabel z. B. von F. & G. Carlswerk durch den Sund verlegt worden sind¹. Besonders schwere Ausführung des mechanischen Schutzes ist erforderlich, wenn große Tiefen zu überwinden sind und in flacheren, verkehrsreichen Gewässern eine tiefe Einbaggerung des Kabels selbst nicht möglich oder sicher genug ist.

¹ Druckschrift von F. & G. Carlswerk: Eine 50 kV-Wasserkabelverlegung durch den Sund. Ferner auch Hauff, F.: Verlegung von Hochspannungs-Seekabeln in Norwegen. Siemens-Z. 1923, Aprilheft.

NKFG und NKRK = flachdraht- bzw. runddrahtbewehrtes Bleikabel mit Gegenspirale (Abb. 316): Über der verzinkten Drahtbewehrung befindet sich noch eine Gegenspirale aus Rund- oder Flachdraht und ein Schutzanstrich aus Sondermasse. Verwendung in trockenen Gruben und Schächten.



Abb. 316. Schachtkabel mit Gegenspirale (NKFG).

Welche Schutzformen und mit welchen Einheitsbezeichnungen noch weiter gebaut und in welcher Form die Gummibleikabel eingliedert werden, ist aus den Fußbemerkungen zur Zusammenstellung 50 ersichtlich und bedarf daher keiner weiteren Erläuterung.

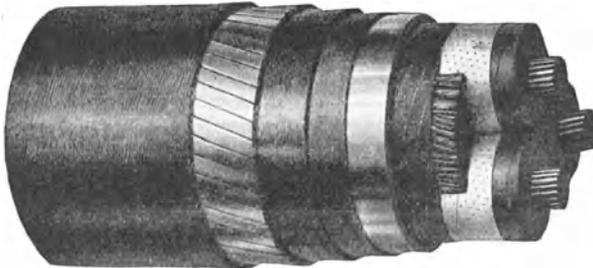


Abb. 317. H-Drehstromkabel (HRFA).

Der Vollständigkeit wegen zeigen Abb. 317 ein H-Dreileiterkabel HRFA mit Strahlungsschutz über den Kabeladern und Abb. 318 ein gummiisoliertes Kabel.

m) Das **Dehnungskabel**. In Gebieten, in denen mit Bodenbewegungen an beliebiger Stelle gerechnet werden muß, insbesondere



Abb. 318. Gummiisoliertes Kabel (NGKC).

also in Bergbaugenden, können die im Erdboden verlegten Kabel mechanischen Beanspruchungen durch Dehnung oder Stauchung ausgesetzt sein, denen die normalen Bauformen nicht gewachsen sind. Es werden daher für solche örtlichen Verhältnisse entweder schwer bewehrte Kabel nach der Form der Flußkabel benutzt, die naturgemäß zusammen mit den dann notwendigen schweren Muffen außerordentlich teuer sind, oder neuerdings sog. Dehnungskabel verwendet. Wenngleich letzere

eine noch nicht genügend erprobte Sonderausführung darstellen, soll doch kurz auf sie eingegangen werden.

Normale Kabel mit Eisenbandbewehrung versagen und werden bei Erdbewegungen zerstört. Dehnungsmuffen, die ebenfalls in verschiedener Ausführung hergestellt werden, sind nicht brauchbar, da nicht bekannt sein wird, an welchen Stellen Erdbewegungen eintreten werden. Zudem können die Dehnungsmuffen nur für wenige Zentimeter Längenänderung und nur für verhältnismäßig niedrige Spannungen bis etwa 10 kV betriebssicher gebaut werden. Die Haftspannung der im Erdboden eingebetteten Kabel ist ferner so groß, daß örtliche Erdbewegungen nur eng begrenzte örtliche Beanspruchungen hervorrufen können. Diesen Verhältnissen soll das Dehnungskabel gerecht werden. Von den verschiedenen Bauformen sei nur die der Hackethal-Draht- und Kabelwerke¹ erläutert. Zwischen den einzelnen Kabeladern

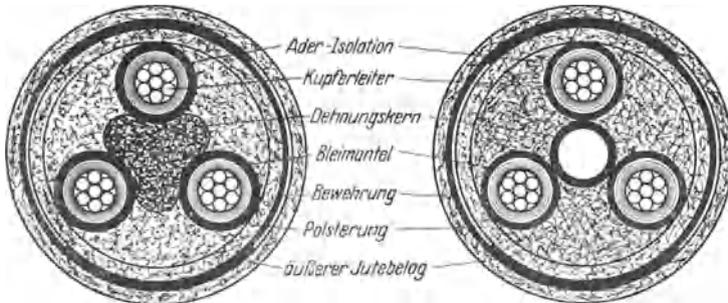


Abb. 319. Dehnungskabel der Hackethal-Draht- und Kabelwerke.

der drei Einleiterkabel liegt ein Dehnungskern in Form eines Metallrohres (Abb. 319) der sich bei Längenänderungen zusammendrücken läßt. Die Adern erhalten dadurch innerhalb des Kabels eine spiralförmige Ruhelage, aus der sie durch Zug oder Druck in eine neue spiralförmige Lage gebracht werden können. Die Längenveränderung wirkt auf die elektrisch beanspruchten Isolationsschichten nicht ein, insbesondere bleibt die Durchschlagssicherheit erhalten. Nach Versuchen können derartige Kabel bis zu 3 bis 4 vH ihrer Einzellänge von etwa 200 m gedehnt werden. Die Muffen müssen vollkommen zug- und druckfest sein, damit in ihnen keinerlei Bewegung eintritt und das Kabel nicht herausgerissen werden kann.

n) **Prüfdrähte.** Die Einleiter- und Mehrleiterkabel können nach den V.S.K. 1928 — allerdings nur für Spannungen bis 1 kV — eingelegte, isolierte, dünne Kupferdrähte erhalten, die als sog. „Prüfdrähte“ z. B. als Meßleitungen für Spannungsmessungen, Relaisbetätigungen u. dgl. benutzt werden. Für höhere Spannungen müssen besondere Meßkabel

¹ Mitteilung der Vereinigung elektrotechnischer Spezialfabriken: 1931 April Heft 2. Die Land- und Seekabelwerke A.G., Köln-Nippes, fertigen derartige Dehnungskabel ebenfalls an. An Stelle des normalen massiven Mitteldrahtes jeder Kabelader wird ein Dehnungsdraht eingefügt und die Einzeldrähte der Ader besonders geschlagen.

zur Verwendung kommen. Der Querschnitt der Prüfdrähte muß mindestens 1 mm^2 , besser $1,5$ bis $2,5 \text{ mm}^2$ betragen.

Für Betriebsfernsprechanlagen können diese Prüfdrähte in Wechselstromkabeln nicht benutzt werden, weil infolge der Einwirkungen der Selbstinduktion und Kapazität der Hauptleiter ein sicherer und stets gefahrloser Fernsprechtbetrieb nicht immer gewährleistet werden kann.

16. Die elektrischen Werte der Kabel und Kabelanlagen.

a) **Allgemeines.** Für die Wahl einer bestimmten Kabelbauform und für den Vergleich verschiedener Kabelangebote sind eine große Zahl von Werten bestimmend. Für Gürtelkabel bis 30 kV Betriebsspannung gelten die V.S.K. 1928. Es wird daher in den Angeboten für diese Kabel zumeist auf diese VDE-Bestimmungen verwiesen. Für alle anderen Kabelbauformen müssen die elektrischen Werte vollständig angegeben werden, wenn ein richtiger Vergleich gegebenenfalls mit ordnungsmäßiger Wirtschaftlichkeitsberechnung durchführbar sein soll. Dazu kommt dann noch die mechanische und preisliche Beurteilung nach den Verlegungsverhältnissen.

Den Kabelherstellern müssen bekannt sein:

die Übertragungsleistung dauernd,
 die Übertragungsleistung vorübergehend,
 die verlangte Überlastbarkeit mit der Zeitdauer,
 die Betriebsspannung und die Betriebsfrequenz,
 der Dauerkurzschlußstrom,
 die Amplitude des Stoßkurzschlußstromes,
 die Streckenlänge bzw. der Streckenplan,
 die Geländebeschaffenheit,
 die Art der in Aussicht genommenen Verlegung,
 die Anfahrverhältnisse.

Für die vollständige Beurteilung und die Gegenüberstellung soll das Kabelangebot Aufschluß geben über:

Querschnitt bzw. Querschnittsunterteilung, Belastungsfähigkeit,	Bleimantelverlust, Eisenverlust in der Bewehrung, dielektrischen Verlust,
Isolationsstärke und Höchstbeanspruchung der Isolatoren durch die Feldstärke,	Ohmschen Spannungsabfall, induktiven Spannungsabfall, Kapazität,
Bleimantelstärke,	Leerlaufstrom,
Ausführung der Bewehrung,	Erdschlußstrom,
Isolationswiderstand,	Herstellungslänge,
Durchschlagsfestigkeit,	Gewicht,
Ohmschen Verlust insgesamt,	äußeren Kabeldurchmesser,

bei Einleiterkabeln für Drehstrom die Schutzvorrichtungen für die Verhinderung der Bleimantelkorrosion und gegebenenfalls für die Bewehrung.

b) Die Isolationsstärke und ihre rechnerische Beurteilung. Hinsichtlich der Isolationsstärke der Kabel sollen einige Bemerkungen eingeschaltet werden, die auch für den entwerfenden Ingenieur von besonderer Bedeutung sind. Dazu ist es notwendig, kurz auf die Theorie der Kabel einzugehen.

Von O'Gorman¹ ist nachgewiesen worden, daß bei gleicher Betriebssicherheit mit zunehmendem Leiterdurchmesser, also mit wachsendem Querschnitt die Stärke der Isolationschicht abnehmen muß, und zwar auf Grund folgender Überlegungen.

Nach S. 129 war die größte elektrische Feldstärke für einen Leiter in Luft:

$$\mathcal{E} = \frac{U_p}{2,3 \cdot r \cdot \lg \frac{a}{r}} \text{ Volt/mm.}$$

Diese Gleichung ist auch für Einleiterkabel, die den einfachsten Aufbau zeigen, ohne weiteres anwendbar, um die elektrische Beanspruchung des Isolationsbaustoffes zu ermitteln.

Das Einleiterkabel stellt einen Zylinderkondensator dar, dessen innere Belegung vom Kupferleiter und dessen äußere Belegung vom Bleimantel gebildet wird. Die Feldlinien verlaufen radial vom Kupferleiter zum Bleimantel senkrecht zur Richtung der Papierschichten.

Bezeichnet (Abb. 320):

U_p die Spannung gegen Erde in Volt,	}	in mm
r den Halbmesser des Leiters, bei Seilen unter Berücksichtigung der Verlitzung,		
δ die Stärke der Isolation (des Dielektrikums),		
$r + \delta = R$ den inneren Radius des Bleimantels,		

so ist die Feldstärke am Leiterumfang:

$$\mathcal{E}' = \frac{U_p}{2,3 \cdot r \cdot \lg \frac{r + \delta}{r}} \quad (298)$$

und \mathcal{E}' also ein Maß für die im Abstand r vom Mittelpunkt des Leiters vorhandene spezifische Beanspruchung des Dielektrikums. Unmittelbar an der Oberfläche des Leiters ist die Feldstärke am größten.

Schreibt man Gl. (298) in der Form:

$$\lg(r + \delta) = \frac{U_p}{2,3 \cdot r \cdot \mathcal{E}'} + \lg r,$$

so kann man aus derselben die spezifische Beanspruchung nach dem bei den Angeboten auf Kabel anzugebenden Werten ermitteln und für verschiedene Kabel vergleichen. Ist ferner die Durchschlagsfestigkeit des Isolierbaustoffes u_a (spezifische Durchschlagsspannung) bekannt,

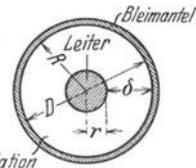


Abb. 320. Feldbeanspruchung der Kabelisolation.

¹ Elektrotechn. Z. 1901 S. 485 und R. Apt: Hochspannungskabel und Hochspannungsübertragung. Elektrotechn. Z. 1908 Heft 8 u. 9.

so gibt das Verhältnis $\frac{u_d}{\mathcal{E}'_{\max}} = S_k$ den Sicherheitsgrad des Kabels an. Dieser richtet sich also nach der Höchstbeanspruchung \mathcal{E}'_{\max} , die für getränkte Papierisolation zwischen etwa 2,5 bis 5 kV/mm liegt und von den Kabelherstellern anzugeben ist.

Aus Gl. (298) folgt, daß die Größe der Feldstärke und damit die Beanspruchung des Dielektrikums vom Leiterdurchmesser abhängt.

28. Beispiel. Das in Abb. 321 im Querschnitt dargestellte Kabel besteht aus 19 Aluminiumdrähten von je 2,6 mm Durchmesser ($q = 100 \text{ mm}^2$); zur Isolation ist ölgetränktes Papier besonderer Beschaffenheit verwendet worden. Mit den in Abb. 321 eingetragenen Werten ergibt sich die Feldstärke für dieses mit 60 kV betriebene Einleiter-Einphasenkabel zu:

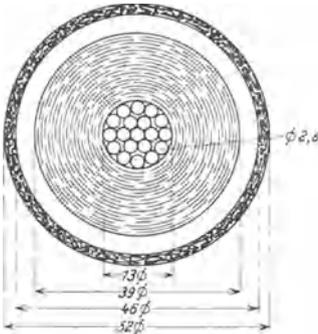


Abb. 321. Einleiterkabel für 60 kV.

$$\mathcal{E}'_{\max} = \frac{30000}{2,3 \cdot 6,5 \cdot \lg \frac{6,5+13}{6,5}} \cong 4200 \text{ V/mm.}$$

Für ein Kupferseil, dessen Durchmesser unter der Voraussetzung gleicher Leitfähigkeit nur 9,5 mm betragen würde, wird bei gleicher Isolationsstärke von $\delta = 13 \text{ mm}$ die Feldstärke an der Leiteroberfläche:

$$\mathcal{E}'_{\max} = \frac{30000}{2,3 \cdot 4,75 \cdot \lg \frac{4,75+13}{4,75}} \cong 4790 \text{ V/mm,}$$

also rund 14 vH größer. Natürlich kann man auf verschiedene Weise die kleinere elektrische Beanspruchung des Isolationswerkstoffes erhalten und zwar entweder durch Verstärkung der Isolationsschicht oder durch Herstellung des Leiters als Kupferhohlseil bzw. Aluminium. Im ersteren Fall würde das Kabel teurer und im Gesamtaußendurchmesser größer werden, was folgende kleine Rechnung zeigt:

wenn:

$$\mathcal{E}'_{\max} = \frac{30000}{2,3 \cdot 4,75 \cdot \lg \frac{4,75 + \delta_1}{4,75}} = 4200,$$

dann:

$$\delta = 16,7 \text{ mm,}$$

bzw. bei der gleichen Stärke des Bleimantels und der über diesem befindlichen Jutebekleidung der äußere Kabeldurchmesser $\cong 56 \text{ mm}$.

Die Verwendung eines Hohlseiles bietet in der Herstellung keine Schwierigkeit. Die Beurteilung der Änderung von \mathcal{E}'_{\max} ist nach dem bisher Gesagten leicht festzustellen.

Aus diesem Beispiel ist demnach unschwer zu ersehen, daß infolge der günstigeren Feldbeanspruchung die Isolationsstärken mit zunehmendem Leiterdurchmesser abnehmen. Es liegt also im Interesse der Betriebssicherheit einerseits und der Kosten für die Kabelherstellung, den Versand und die Verlegung andererseits, den Leiterdurchmesser groß zu wählen. Der entwerfende Ingenieur wird sich beim Vergleich verschiedener Kabelangebote auch über diese Verhältnisse Klarheit zu verschaffen haben, ehe er an die eigentliche Querschnittsberechnung mit Rücksicht auf den Spannungsabfall oder Leistungs-

verlust herantritt. Humann¹ hat für $\mathcal{E}'_{\max} = 2000$ und die Betriebsspannungen $U_p = 10000, 20000$ und 40000 V die Größen für δ und den äußeren Kabeldurchmesser D unter dem Bleimantel für verschiedene

Zahlentafel 49. Angaben über den elektrischen Kabelaufbau für verschiedene Verhältnisse $\epsilon = \frac{U_p}{\mathcal{E}'_{\max}}$.

Leiter- radius r in mm	Isolationsstärke δ in mm			Kabeldurchmesser D in mm		
	$\epsilon = 5$	$\epsilon = 10$	$\epsilon = 20$	$\epsilon = 5$	$\epsilon = 10$	$\epsilon = 20$
1	148	$22,4 \cdot 10^3$	$500 \cdot 10^6$	298	$44,8 \cdot 10^3$	$1000 \cdot 10^6$
3	12,9	81,5	$2,38 \cdot 10^3$	31,8	169	$4,766 \cdot 10^3$
5	8,6	32,1	270	27,2	74,2	550
7	7,3	22,3	116	23,6	58,6	246
9	6,7	18,3	74,2	31,4	54,6	166,4
11	6,3	16,3	56,8	34,6	54,6	135,6
13	6,1	15,1	47,6	38,2	56,2	121,2
15	5,9	14,3	42,0	41,9	58,6	114,0
20	5,7	13,0	34,5	51,4	66,0	109,0
25	5,6	12,3	30,7	61,2	74,6	111,4
30	5,5	11,8	28,5	71,0	83,6	117,0
40	5,4	11,4	26,0	90,8	102,8	132,0

Isolationsstärke δ

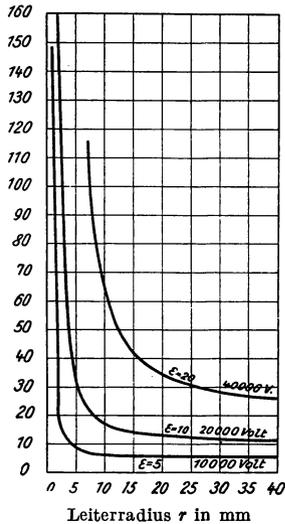


Abb. 322. Isolationsstärke in Abhängigkeit vom Leiterradius für verschiedene Werte von ϵ .

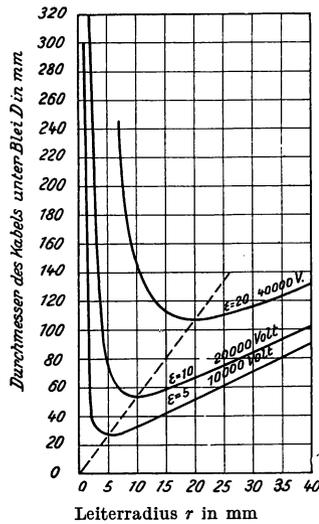


Abb. 323. Kabeldurchmesser in Abhängigkeit vom Leiterradius für verschiedene Werte von ϵ .

Leiterradien r berechnet, die in der Zahlentafel 49 und den Kennlinien Abb. 322 und 323 zusammengestellt sind.

¹ Humann, P. Dipl.-Ing. Dr.: Über Hochspannungskabel. Elektrotechn. Z. 1910 Heft 50.

Aus Abb. 323 (Kabeldurchmesser in Abhängigkeit vom Leiterradius) erkennt man, daß für die angenommenen Werte von ε zu jedem Verhältnis von Spannung gegen Erde zur spez. Beanspruchung $\varepsilon = \frac{U_p}{\mathcal{E}'_{\max}}$ ein Leiterradius gehört, der einen geringsten Kabeldurchmesser ergibt. Diese besonderen Punkte sind in Abb. 323 durch eine punktierte Gerade gekennzeichnet, die durch den Koordinatenanfang geht und die einfache Beziehung $r = \varepsilon$ ergibt. Das heißt, der Radius, der bei einem Einfachkabel für ein gegebenes \mathcal{E}'_{\max} den kleinsten Kabeldurchmesser ergibt, ist gleich dem Verhältnis ε . Ob bei diesem Leiterradius das Kabel aber auch in der Herstellung am billigsten wird, bedarf stets besonderer Untersuchung des Kabelherstellers. Da die Zahlentafel 49 bzw. die Kennlinien Abb. 322 und 323 ganz allgemein gelten, ist ihre Benutzung für Kupfer bzw. Aluminium bei gleicher Leitfähigkeit nicht schwer.

Bei Drehstromkabeln in der Ausführung als Gürtelkabel wird die Berechnung der Feldbeanspruchung des Dielektrikums sehr verwickelt. Mit einem Kunstgriff kann die Aufgabe aber mit einer für den entwerfenden Ingenieur hinreichenden Genauigkeit gelöst werden:

Es wird einmal die Feldstärke zwischen zwei parallelen Leitern bestimmt in der Annahme, daß der dritte Leiter und der Bleimantel nicht vorhanden sind. Zweitens ermittelt man die Feldstärke zwischen einem Leiter und dem Bleimantel in der Annahme, daß die beiden anderen Leiter nicht vorhanden sind. Es genügt zur Beurteilung von Kabelangeboten im allgemeinen die Feldstärke nach der ersten Annahme zu bestimmen.

Für diesen Fall ist:

$$\mathcal{E}'_{\max} = U \sqrt{\frac{a_1 + 2 \cdot r_1}{a_1 - 2 \cdot r_1}} \cdot \frac{1}{2 \cdot r_1 \cdot 2,3 \lg \frac{\sqrt{a_1^2 - 4 r_1^2} + a_1 - 2 r_1}{\sqrt{a_1^2 - 4 r_1^2} - a_1 + 2 r_1}} \text{ V/mm,} \quad (299)$$

a_1 = Leiterabstand von Mitte zu Mitte Leiter in mm,

r_1 = Radius des Leiters in mm.

Der Vollständigkeit wegen soll auch die Gleichung für die Feldstärke bei der zweiten Annahme (Feldstärke zwischen Leiter und Bleimantel) angegeben werden. Es ist:

$$\mathcal{E}'' = U \sqrt{\frac{r_1^2 - r_2^2 + a_2^2 - 2 r_1 \cdot a_2}{r_1^2 - r_2^2 + a_2^2 + 2 r_1 \cdot a_2}} \cdot \frac{1}{2,3 \cdot r_1 \cdot \lg \frac{(r_1 + r_2)^2 - a_2^2 + \sqrt{m}}{(r_1 + r_2)^2 - a_2^2 - \sqrt{m}}} \text{ V/mm,} \quad (300)$$

worin:

$$\sqrt{m} = \sqrt{r_1^2 + r_2^2 - a_2^2 - 4 r_1 \cdot r_2}.$$

a_2 = Abstand der Leiterachse von der Kabelachse in mm,

$r_2 = r_1 + \delta = R$ innerer Radius bis zum Bleimantel in mm.

In Abb. 324 und 325 sind die Kennlinien¹ für die Beanspruchung Leiter-Leiter und Leiter-Bleimantel jeweils für eine Spannung von 10 kV zusammengestellt. Die Benutzung dieser Kennlinien hat in folgender Weise zu geschehen. Ist U die Betriebsspannung in kV, $\mathcal{E}_{\max, 10}$ die Höchstbeanspruchung bei 10 kV effektiv, so ist im normalen Drehstrombetrieb:

Zahlentafel 50.

Isolationsstärken für verseilte Mehrleiterkabel nach V.S.K./1928.

Leiter- quer- schnitt mm ²	Mindest- zahl der Drähte	Seil- radius r mm	Spannungen U in kV zwischen 2 Leitern im Betrieb							
			1	3	6	10	15	20	25	30
Mindeststärke der Isolierhülle in mm:										
1,5	1	—	1,5	—	—	—	—	—	—	—
2,5	1	—	1,5	—	—	—	—	—	—	—
4	1	1,25	1,5	3	—	—	—	—	—	—
6	1	1,38	1,5	3	—	—	—	—	—	—
10	1	2,05	1,5	3	4	5,5	—	—	—	—
16	7	2,55	1,5	3	4	5,5	—	—	—	—
25	7	3,15	1,7	3	4	5,5	7,5	9	—	—
35	7	3,75	1,7	3	4	5,5	7,5	9	11,5	—
50	19	4,50	1,7	3	4	5,5	7,5	9	11,5	13
70	19	5,25	1,8	3	4	5,5	7,5	9	11,5	13
95	19	6,25	1,8	3	4	5,5	7,5	9	11,5	13
120	37	7,0	2	3	4	5,5	7,5	9	11,5	13
150	37	7,8	2	3	4	5,5	7,5	9	11,5	13
185	37	8,75	2,2	3	4	5,5	7,5	9	11,5	13
240	37	9,50	2,2	3	4	5,5	7,5	9	—	—
300	61	10,52	2,5	3	4	5,5	7,5	—	—	—
400	61	12,50	2,5	3	—	—	—	—	—	—

Die Stärken der Isolierhüllen der Kabel zwischen den Leitern und zwischen Leiter und Blei sind gleich. Für Kabel mit sektorförmigen Leiterquerschnitten müssen die Stärken der Isolierhüllen mindestens die gleichen wie bei Kabeln mit kreisförmigen Leiterquerschnitten sein.

Für Mehrphasenkabel, die aus Einleiter-Wechselstrombleikabeln verseilt sind, gelten als Mindestdicken die Werte in Zahlentafel 51.

die Beanspruchung Leiter-Leiter:

$$\mathcal{E}' = \frac{U}{10} \cdot \mathcal{E}_{\max, 10} \text{ V/mm}, \quad (301)$$

die Beanspruchung Leiter-Bleimantel:

$$\mathcal{E}'' = \frac{U}{10\sqrt{3}} \cdot \mathcal{E}_{\max, 10} \text{ V/mm}. \quad (302)$$

¹ Die Unterlagen für die Abb. 324, 325ff. sind dem Verfasser von den Siemens-Schuckert-Werken freundlichst zur Verfügung gestellt worden.

Zahlentafel 51.

Isolationsstärken für Einleiter-Wechselstromkabel nach V.S.K./1928.

Leiter- quer- schnitt mm ²	Mindest- zahl der Drähte	Seil- radius <i>r</i> m	Spannung U_0 in kV zwischen Leiter und Bleimantel im Betrieb							
			3,5	6	10	12	15	17,5	25	35
Mindeststärke der Isolierhülle in mm										
10	1	2,05	3,2	4	—	—	—	—	—	—
16	7	2,55	3,2	4	—	—	—	—	—	—
25	7	3,15	3,2	4	5	6	—	—	—	—
35	7	3,75	3,2	4	5	6	7	—	—	—
50	19	4,50	3,2	4	5	6	7	8	—	—
70	19	5,25	3,2	4	5	6	7	8	—	—
95	19	6,25	3,2	4	5	6	7	8	10,5	14
120	37	7,0	3,2	4	5	6	7	8	10,5	14
150	37	7,85	3,2	4	5	6	7	8	10,5	14
185	37	8,75	3,2	4	5	6	7	8	10,5	14
240	61	9,50	3,6	4,2	5	6	7	8	10,5	14
300	61	10,52	3,6	4,2	5	6	7	8	10,5	14
400	91	12,50	3,6	4,2	5	6	7	8	10,5	14

Wohl zu beachten ist, daß nicht nur der normale Betriebsfall, sondern auch der Störfall bei Erdschluß einer Phase zu beurteilen ist. Bei Erdschluß steigt die Spannung der beiden gesunden Phasen gegen Erde um das $\sqrt{3}$ fache und somit auch die Beanspruchung Leiter-Bleimantel um diesen Betrag. Die sich bei Erdschluß ergebenden Beanspruchungen für den Fall Leiter-Bleimantel sind höher als die Beanspruchung Leiter-Leiter.

Die Isolationsstärken für die normalen Betriebsspannungen nach den V.S.K. 1928 sind in Zahlentafel 50 angegeben. Mit diesen Isolationsstärken lassen sich die Beanspruchungen aus den Kennlinien der Abb. 324 und 325 errechnen.

Für das Dreileiter-H-Kabel und das Drei-Einleiterkabel mit Metallisierung ist die Berechnung der Höchstbeanspruchung einfach, da diese Kabel, wie bereits gesagt, elektrisch aus drei Einleiterkabeln bestehen. Es gilt hier die Gl. (298), worin für U_p die Spannung zwischen Leiter und Bleimantel in Volt also die Phasenspannung einzusetzen ist.

In Abb. 326 sind die Kennlinien für die Höchstbeanspruchung von Einleiter- und H-Kabeln gezeichnet wiederum für eine Spannung 10 kV Leiter-Bleimantel. Für die Benutzung dieser Kennlinien gilt:

im ungestörten Betrieb:

$$\mathcal{E}' = \frac{U}{10 \cdot \sqrt{3}} \mathcal{E}_{\max, 10} \text{ V/mm}, \quad (303)$$

bei Erdschluß einer Phase:

$$\mathcal{E}'_E = \frac{U}{10} \mathcal{E}_{\max, 10}. \quad (304)$$

In Zahlentafel 51 sind auch die Isolationsstärken für Einleiter- und H-Kabel nach V.S.K. 1928 zusammengestellt und geben somit die Unterlagen für die Berechnung der Höchstbeanspruchung mit Benutzung der Kennlinien der Abb. 326.

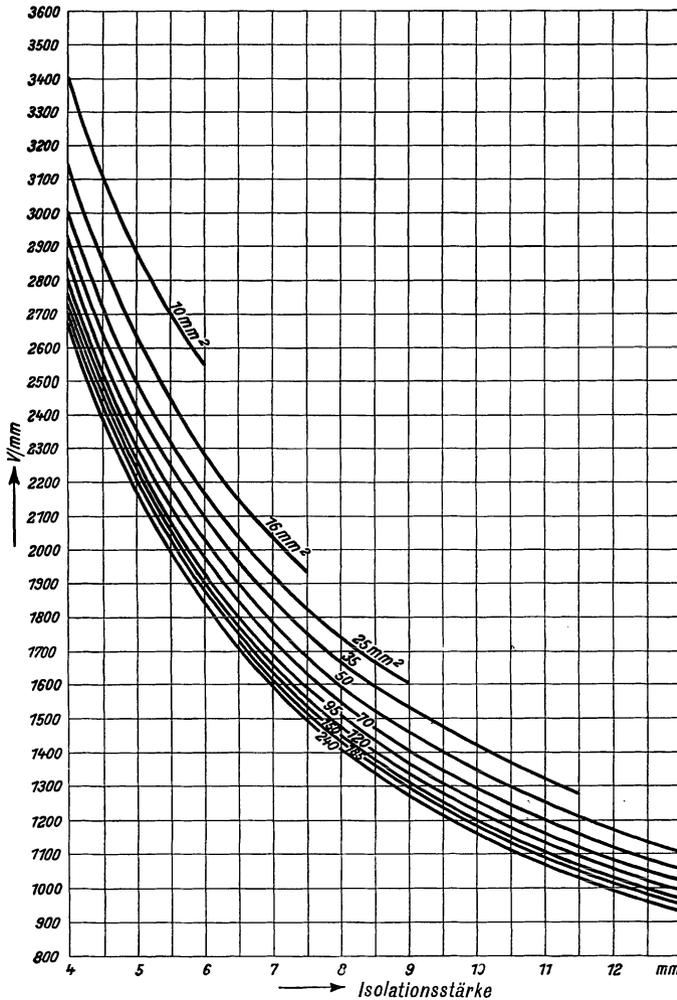


Abb. 324. Höchstbeanspruchung zwischen den Leitern bei Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung für eine Spannung von 10000 V eff.

c) Der Isolationswiderstand soll nur kurz gestreift werden, da er bei Kabeln für Güte und Betrieb heute keine wesentliche Rolle mehr spielt. Er bewegt sich durchschnittlich bei einigen 100 Megohm bei einer Übertemperatur des Kabels von 25° C. Mit wachsender Temperatur nimmt der Isolationswiderstand stark ab.

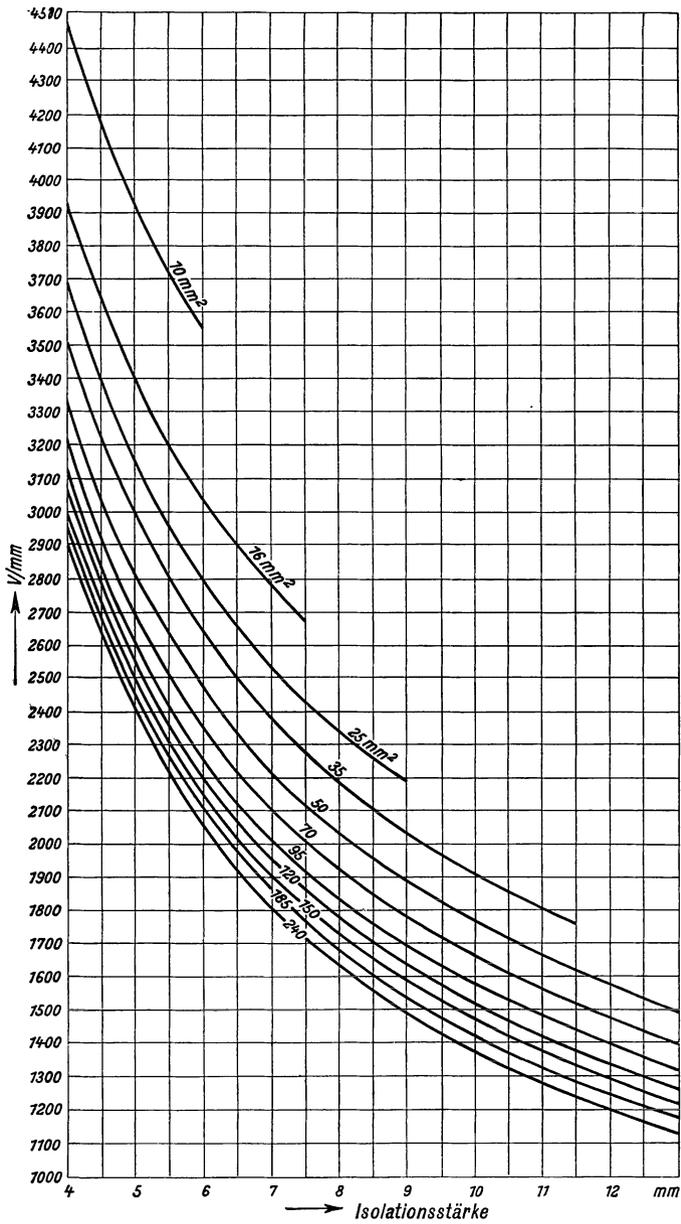


Abb. 325. Höchstbeanspruchung zwischen Leiter und Bleimantel bei Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung für eine Spannung von 10000 V eff.

d) Die Durchschlagsfestigkeit¹ eines fertigen Kabels ist von besonderer Bedeutung. Sie soll nicht für eine Spannungsprüfung inner-

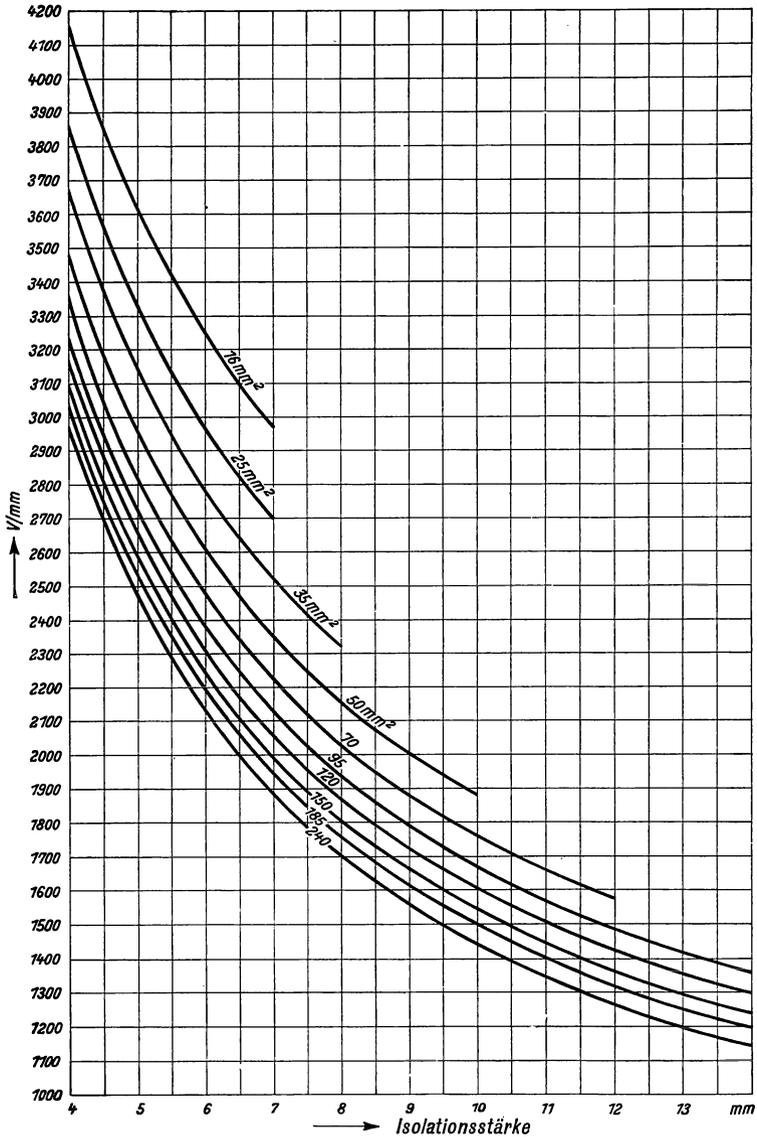


Abb. 326. Höchstbeanspruchung von Einleiter- und H-Kabeln für eine Spannung von 10000 V eff., Leiter-Bleimantel.

¹ Für die Durchschlagsversuche mit hohen Spannungen müssen die Kabelenden in ölgefüllte Endverschlüsse eingebaut werden, um Gleitfunken und Überschlüsse an den Enden zu vermeiden.

halb einer Minute angegeben werden, sondern mit Rücksicht auf die tatsächlichen Betriebs- und Dauerbeanspruchungsverhältnisse in Abhängigkeit von der Dauerbeanspruchung. Abb. 327 zeigt die Kennlinie für die Durchschlagsfestigkeit in Abhängigkeit von der Zeit. Je nach der Güte der Herstellung liegt die Durchschlagsfestigkeit bei 15 bis 20 kV/mm also etwa 3 bis 5 mal so hoch als die auf S. 414 angegebene normale Betriebsbeanspruchung \mathcal{E}' von 2,5 bis 5 kV/mm. Der Sicherheitsgrad gegen Durchschlag ist daher außerordentlich groß. Das gleiche gilt hinsichtlich der Sicherheit gegen Überspannungen bis zum 2,5fachen der Betriebsspannung, da für Stoßspannungen der Augenblicks-Durchschlagswert in Frage kommt. Wesentlich bestimmend für die Durchschlagsfestigkeit ist die verwendete Tränkmass zwischen den einzelnen Papierlagen, deren Durchschlagswert nur etwa 60 vH desjenigen des Kabelpapiers beträgt.

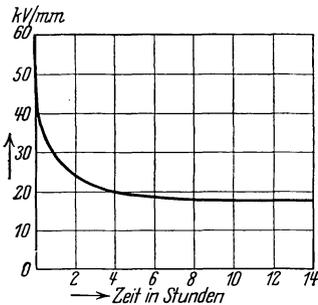


Abb. 327. Durchschlagsfestigkeit in Abhängigkeit von der Zeit (Zeitdurchschlagskennlinie).

e) **Die zulässige Belastung.** Bei Kabeln richtet sich der zu wählende Leiterquerschnitt nicht ohne weiteres wie bei Freileitungen für Spannungen unterhalb 100 kV nach dem zuzulassenden Leistungsverlust, sondern in erster Linie nach der Erwärmung bzw. Temperaturerhöhung bei Dauerbetrieb, Spitzenbelastung und Kurzschlußbelastung. Ferner sind zu berücksichtigen die Stärke der Isolation, die verschiedenen Verlegungsverhältnisse und die Kabelbauformen an sich.

Der VDE hat für Gleichstrom und für Mehrleiter-Gürtelkabel, von denen für die folgenden Betrachtungen ausgegangen wird, die zulässige Dauerstromstärke in den V.S.K. 1928 unter der Voraussetzung einer Leiterübertemperatur¹ von 25° C aufgestellt und zwar bei Verlegung im Erdboden gewöhnlicher Beschaffenheit in einer im allgemeinen frostfreien Tiefe von 700 mm. In Zahlentafel 52 sind diese zugelassenen Stromstärken für Gummi- und Papierbleikabel zusammengestellt. Für Einleiter-, verseilte Zwei- und Vierleiterkabel gelten sie nur für Spannungen bis 1 kV. Für Dreileiterkabel sind die Stromstärken bis 30 kV festgelegt. Diese Werte zu überschreiten ist nicht ohne betrieblich schwere Bedenken einmal mit Rücksicht auf die Lebensdauer der Kabel, zum anderen um bei plötzlichen Betriebsfällen wie kurzzeitige Spitzen- und Kurzschlußbelastung jede Gefährdung der Kabelisolation zu vermeiden. Dem letzteren Umstand trägt die vorübergehende Überlastungsfähigkeit Rechnung, wenn dieser Überlastung eine etwa fünf- bis sechsstündige Zeit folgt, in der das Kabel höchstens mit der Dauerstromstärke, besser mit geringerer Stromstärke belastet ist,

¹ Die dabei auftretende Temperatur des umgebenden Erdbodens ist mit 20° C vorausgesetzt, so daß die Höchsttemperatur am Kabelumfang $20 + 25 = 45^{\circ}$ C beträgt, was wohl zu beachten ist.

damit die Übertemperatur wieder auf den normalen Wert sinken kann. Es kann im allgemeinen mit folgenden Werten gerechnet werden:

Dauer der Belastung	Zulässige Stromüberlastung
15 Min.	1,65 fach
30 „	1,40 „
60 „	1,30 „
120 „	1,20 „

Der Einfluß der Isolationsstärke ist bei der Behandlung der verschiedenen Kabelbauformen bereits gekennzeichnet worden. In Abb. 328 sind Kennlinien für die dauernd zulässige Stromstärke bei Dreileiterkabeln mit Gürtelisololation in Abhängigkeit von der Isolationsstärke gezeichnet.

Die Kennlinien der Abb. 328 zusammen mit denjenigen der Abb. 324 gestatten, die zulässige Dauerstromstärke unter den gleichen Voraussetzungen wie für die V.S.K.-Bestimmungen auch rechnerisch¹ zu ermitteln, was insbesondere für Kabel über 30 kV erwünscht ist.

Es ist:
die zulässige Dauerstromstärke:

$$I_D = 180 \sqrt{\frac{q}{R_{3w}}}, \quad (305)$$

worin:

$$R_{3w} = 25 + 135 \lg \frac{U}{(1 + 0,68 [e^{\frac{U}{\sigma}} - 1])}$$

den Wärmewiderstand der Isolation in $\frac{\text{cm} \cdot \text{Grad}}{\text{Watt}}$ darstellt. Auf andere Rechnungen, die z. B. die verschiedenen Verlegungsverhältnisse berück-

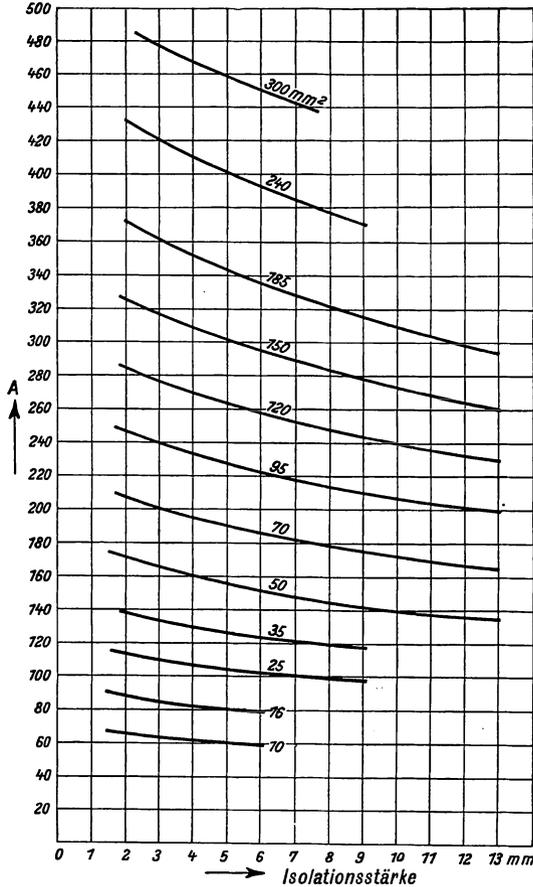


Abb. 328. Dauernd zulässige Stromstärken bei Dreileiterkabeln mit Gürtelisololation bei Verlegung im Erdboden.

¹ Die rechnerische Ermittlung der zuzulassenden Dauerstromstärke siehe: Herzog und Feldmann: Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze, ferner Elektrotechn. Z. 1903 S. 613; 1904 S. 464. Rottsieper, K.: Erhöhung des Wirkungsgrades von Kabelnetzen durch Leitertemperatur-Überwachung nach System Pfannkuch-Rottsieper. AEG-Mitt. 1931 Heft 3.

sichtigen (Bodenbeschaffenheit, Bodentemperaturen u. dgl.) soll hier nicht näher eingegangen werden, da sie mehr oder weniger von Annahmen ausgehen, die in der Wirklichkeit entweder nicht zutreffen oder so wechselnd sein können, daß ihnen nicht die vom Betrieb verlangte Sicherheit zuzusprechen ist.

Die bisherigen Angaben galten für ein, höchstens zwei nebeneinanderliegende Kabel im Erdboden. Auf alle anderen Verlegungsverhältnisse muß besonders Rücksicht genommen werden. Als solche sind anzusehen:

Verlegung in Kanälen, Rohren, in Luft, an Wänden, im Wasser, in Maschinenräumen u. dgl.,
ferner die Anhäufung zahlreicher Kabel nebeneinander in einem Kabelgraben, Kanal, in Rohren usw.

Überall dort, wo die Kabel mit schlechten Wärmeleitern umgeben oder unter Verhältnissen verlegt werden müssen, die eine sichere und dauernd gewährleistete, gleichmäßige und genügende Wärmeleitung nicht aufweisen (nicht belüftete Kanäle, stehendes Wasser, Sonnenbestrahlung), ist die Dauerstromstärke bis zu 25 vH der Werte der Zahlentafel 52 herabzusetzen. Bei besonders guter Wärmeableitung kann eine Erhöhung der Dauerstromstärke vorgenommen werden, doch sollte man hierbei besonders vorsichtig sein, um die eingangs erwähnten Betriebsforderungen nach absoluter Sicherheit bei plötzlichen Überlastungen zu erfüllen. Auf diese Weise Ersparnisse machen zu wollen ist zumeist ein Fehler, der sich später sehr unangenehm bemerkbar machen kann. Ferner ist auf das auf S. 390 Gesagte über die Hohlraumbildung bei übermäßiger Erwärmung ganz besonders hinzuweisen (Metallisierung).

Bei Häufung von Kabeln im Erdboden schreiben die V.S.K. 1928 folgende Herabsetzung der Dauerstromstärke nach Zahlentafel 54 vor:

Bei 1 Kabel 100 vH	Bei 6 Kabel 75 vH
„ 2 „ 90 „	„ 8 „ 70 „
„ 3 „ 80 „	

die zu der Ermäßigung infolge der Verlegungsverhältnisse hinzuzurechnen ist. Bei hohen Raumtemperaturen z. B. im Maschinenkeller eines Kraftwerkes ist ganz besonders sorgfältig auf die zweckmäßigste Verlegung zu achten.

Alle bisherigen Angaben galten für Mehrleiter-Gürtelkabel. Die anderen Kabelbauformen geben nach den bei ihnen gemachten Angaben durch die bessere Wärmeableitung die Möglichkeit, die Dauerstromstärke gegenüber den Werten der Zahlentafel 52 zu erhöhen und zwar kann diese betragen, wenn für das Gürtelkabel der Wert 1 gesetzt wird:

Gürtelkabel mit voller Isolation	1,00
„ „ geschwächter Isolation	1,10
„ „ Sektorleiter	1,10
H-Kabel	1,10
Drei-Einleiterkabel mit glattem Bleimantel (runde Form)	1,15
„ „ „ „ (Prismaform)	1,20
„ „ „ „ mit Rillenbleimantel	1,23
Einleiterkabel ohne Armierung	1,20 bis 1,30

Zahlentafel 52. Zulässige Belastung für normale Gürtelkabel nach V.S.K. 1928.

		Papierkabel mit Gürtelisolierung bei Verlegung im Erdboden										Gummikabel	
Querschnitt mm ²	Einleiterkabel bis 1 kV	Zweileiterkabel bis 1 kV		Dreileiterkabel bis						Vierleiterkabel bis 1 kV	Querschnitt mm ²	Ein-, Zwei- und Mehrfachleiterkabel bei allen Spannungen	
		1 kV	3 kV	6 kV	10 kV	15 kV	20 kV	30 kV					
1,5	31	25	—	—	—	—	—	—	—	—	20	1,5	14
2,5	41	34	29	—	—	—	—	—	—	—	26	2,5	20
4	55	44	37	—	—	—	—	—	—	—	35	4	25
6	70	55	47	—	—	—	—	—	—	—	45	6	31
10	95	75	65	62	60	—	—	—	—	—	60	10	43
16	130	100	85	82	80	—	—	—	—	—	80	16	75
25	170	130	110	107	105	100	—	—	98	—	105	25	100
35	210	155	135	132	125	120	—	—	118	—	125	35	125
50	260	195	165	162	155	145	135	—	140	135	155	50	160
70	320	235	200	196	190	180	175	165	175	165	190	70	200
95	385	280	240	235	225	215	210	200	210	200	225	95	240
120	450	320	275	270	260	250	245	230	245	230	255	120	280
150	510	365	315	308	300	285	280	260	285	260	295	150	325
185	575	410	360	350	340	325	315	295	315	295	335	185	380
240	670	475	430	420	410	400	385	370	370	—	390	240	450
300	760	535	475	465	455	440	—	—	—	—	435	300	525
400	910	640	570	—	—	—	—	—	—	—	—	400	640
500	1035	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	500	760
625	1190	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	625	880
800	1380	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	800	1050
1000	1585	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1000	1250

unter der Voraussetzung, daß die Übertemperatur 25° C betragen darf. Alle sonstigen Angaben für die Dauerstrombemessung haben auch auf die erhöhten Werte in vollem Umfang Anwendung zu finden. Liegen die Kabel in Rohren, so ist die Belastung um etwa 15 vH herabzusetzen. Bei Verwendung von Abdeckhauben mit reichlichem Luftzwischenraum zwischen Kabel und Haube ist die Belastungsfähigkeit nur etwa mit 90 vH der obengenannten Werte anzunehmen. Schmiegen sich die Kabelhauben eng an das Kabel an, so daß keine Luftisolierung für den Wärmedurchgang vorhanden ist, dann kann die Belastungsfähigkeit bis 95 vH getrieben werden. Sandfüllung ist der enganschließenden Kabelhaube gleichzusetzen.

Wohl zu beachten ist schließlich bei der Bestimmung der Betriebsstromstärke in Wechselstromanlagen der Leistungsfaktor der Belastung also die durch diesen gegebenenfalls eintretende Erhöhung der Stromstärke bei allen Betriebsverhältnissen.

f) Die Leistungsverluste im Kabel setzen sich zusammen aus:

den Leiterverlusten (Kupferverlusten),
 den Bleimantelverlusten,
 den Bewehrungsverlusten (Eisenverlusten),
 den dielektrischen Verlusten,
 den Leerlaufverlusten durch den Ladestrom.

Für die Berechnung der Leiterverluste ist maßgebend der spezifische Widerstand. Die Kupfornormen des VDE bestimmen in § 1¹:

Leiterkupfer darf für 1 km Länge und 1 mm² Querschnitt bei 20° C keinen höheren Widerstand haben als 17,84 Ohm. Der Widerstand eines Leiters von 1 km Länge und 1 mm² Querschnitt wächst um 0,068 Ohm für 1° C Temperaturzunahme.

Es ist also:

$$\varrho_{\text{Cu}} = 0,01784 \text{ Ohm/m, mm}^2$$

und daraus die Leitfähigkeit (reziproker Wert des spezifischen Widerstandes):

$$\frac{1}{\varrho} = \kappa = \frac{1}{0,01784} = 56 \text{ Mho bei } 20^\circ \text{ C,}$$

für 25° C entsprechend der zulässigen Belastung bei Dauerstrom wird:

$$\varrho_{\text{Cu}} = 0,01818,$$

$$\kappa_{\text{Cu}} = 55.$$

Bei Aluminium beträgt die Widerstandszunahme für 1 km Länge und 1 mm² Querschnitt 0,116 Ohm für 1° C Temperaturzunahme.

Der Wechselstromwiderstand eines Leiters berechnet sich nach den Angaben von Mie zu:

$$R_{We} = R_{Gl} \left[1 + 0,0833 \left(\frac{2\pi f}{r_1} \right)^2 - 0,00556 \left(\frac{2\pi f}{r_1} \right)^4 \right] \text{ Ohm,}$$

r_1 = Ohmscher Widerstand des Volleleiters in absoluten Einheiten für den cm Länge.

¹ Kupfornormen.

Es ist:

$$r_1 = \frac{\rho}{q} 10^7.$$

Für Gleichstromkabel sind nur die Leiterverluste zu berücksichtigen. Es ist $V_K = I^2 \cdot R_{Gl}$. Bei Wechselstrom erhöhen sich die Leiterverluste einmal infolge der Stromverdrängung in den Leitern (S. 62). Diese Erhöhung wird indessen erst merkbar bei sehr großen Leiterquerschnitten und kann daher zumeist unberücksichtigt bleiben. Des weiteren weicht der Wechselstromwiderstand R_{We} unter Umständen wesentlich vom Gleichstromwiderstand R_{Gl} ab durch die folgenden Verluste als zusätzliche Verluste, so daß die gesamten Kabelverluste erst weiter unten abschließend behandelt werden.

Die Bleimantelverluste sind zusätzliche Leistungsverluste infolge der durch die induzierten Wirbelströme entstehenden Bleimantelströme. Sie sind Dauerverluste also auch im Leerlauf des Kabels vorhanden und dürfen daher insbesondere bei einer vergleichenden Wirtschaftlichkeitsberechnung mit Freileitungen nicht unbeachtet bleiben. Sie ändern sich mit dem Quadrat der Stromstärke. Der Wirkungsgrad der Kabelanlage wird durch sie beeinträchtigt und nicht nur der Wirkungsgrad an sich, sondern vornehmlich der Jahreswirkungsgrad¹.

Diese Verluste werden in der Regel ausgedrückt durch eine entsprechende Erhöhung des Gleichstromwiderstandes des Kabels, so daß also, wenn:

R_{Gl} den Gleichstromwiderstand bei einer bestimmten Kabelleitertemperatur in °C,

R_{We} den entsprechenden Wechselstromwiderstand bezeichnet, dieser Erhöhungsanteil beim Wechselstromwiderstand² beträgt:

$R_{We, \text{ Blei}}$ bis 30 kV für Gürtelkabel	$0,010 \cdot R_{Gl}$
bis 30 kV für Drei-Einleiterkabel	$(0,013 \text{ bis } 0,015) \cdot R_{Gl}$
bis 30 kV für Rillenkabel	$0,010 R_{Gl}$
bis 60 kV für Drei-Einleiterkabel	$(0,018 \text{ bis } 0,024) \cdot R_{Gl}$.

In Abb. 303 waren die Bleimantelverlustkennlinien für ein 35-kV-Drehstromkabel nach der 3. und 4. Bauform gezeichnet. Für den Rillenbleimantel beträgt dieser Verlust z. B. nur 75 W/km, für das Drei-Einleiterkabel dagegen 260 W/km also mehr als das Dreieinhalbfache.

Nach den vorstehenden Zahlen ist der Bleimantelverlust bei normalen Dreileiterkabeln verhältnismäßig gering und im allgemeinen mit etwa 1 bis 2 vH der Kupferverluste anzunehmen. Bei den Drei-Einleiterkabeln liegt die Verlustzahl bei etwa 1,3 bis 2 vH, ist also schon beachtlich. Rechnerisch lassen sich die Verluste nicht ermitteln.

Bei Einleiterkabeln in Drehstromanlagen können die Bleimantelverluste etwa 20 bis 200 vH der Leiterverluste betragen, so

¹ Siehe I. Band S. 287.

² Kühle, J. Dr.-Ing.: Elektrische Arbeitsübertragung durch Hochspannungskabel. Elektrotechn. Z. 1931 Heft 12 S. 373.

z. B. bei 60 kV und Verlegung der Kabel mit etwa 100 mm Abstand $R_{We} = (1 + 0,14) R_{Gl}$. Sie beeinflussen daher den Wirkungsgrad und den Jahreswirkungsgrad der Kabelanlage so wesentlich, daß gegebenenfalls die Verwendung von Einleiterkabeln zur Unmöglichkeit wird. Der Verlust wird durch die Art der Kabelanordnung beeinflusst. Es gilt hierfür das bei der Induktivität Gesagte sinngemäß.

Der Bleimantelverlust in Einleiterkabeln läßt sich auf folgende Weise rechnerisch ermitteln:

Bezeichnet Abb. 329:

$$\begin{aligned} E_{\text{Blei}} & \text{ die induzierte Gesamtspannung in einer Bleimantelschleife,} \\ R_{\text{Blei}} & \text{ den Ohmschen Widerstand des Bleimantels,} \\ L_{\text{Blei}} & \text{ die Induktivität der Bleimantelschleife} \\ & = \frac{2}{10^4} \left(4,6 \lg \frac{a}{r + \delta} + 0,5 \right) \text{ H/km,} \end{aligned}$$

a = Abstand der Kabelmitten,

$r + \delta$ = Durchmesser von Mitte Kupfer bis außen Blei,

so ist der Verlust:

$$V_{\text{Blei}} = \frac{E^2}{R_{\text{Blei}}} \quad (306)$$

und die induzierte Spannung:

$$E_{\text{Blei}} = 2 \pi \cdot f \cdot L \cdot I \cdot 10^{-3} \text{ V/km.} \quad (307)$$

Der Gesamtwiderstand des Kabels ist dann:

$$R_{We, K} = R_{Gl} + \frac{4 \pi^2 \cdot f^2 \cdot L^2}{R_{\text{Blei}}}. \quad (308)$$

R. Apt¹ hat diese Verluste an einem Einfachkabel von 150 mm² Querschnitt bei einer Isolationsstärke von 10 mm und einer Bleimantel-

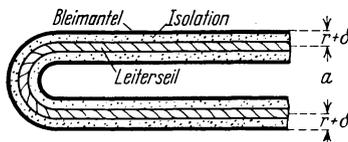


Abb. 329. Bleimantelverlustermittlung für zwei parallele Einleiterkabel.

stärke von 2,5 mm ausgedrückt in vH der Ohmschen Verluste der Kabelseele festgestellt bei einem veränderlichen mittleren Abstand a . Sie sind in Abb. 330 in Form von Kennlinien wiedergegeben. Aus Gl. (308) folgt zudem, daß die Bleimantelverluste abhängig sind vom Leiterabstand und der Frequenz des Stromes.

Um die Verluste zu verringern, sind die Bleimäntel miteinander zu verbinden und zu erden. Dadurch wird erreicht, daß die in den Bleimänteln induzierte Spannung einen für die Umgebung ungefährlichen Wert nicht übersteigt. Anderenfalls treten Streuströme (abirrende Ströme) mit ihren unangenehmen Wirkungen auf (Anfresungen an benachbarten Rohrleitungen, Elektrolyse). Nach Versuch und praktischer Beobachtung wird der niedrigste Spannungswert durch Unterteilung der Kabellänge in Abschnitte von etwa 200 m erreicht. An den Muffen werden dann die 3 Bleimäntel der 3 Einleiterkabel eines

¹ Apt, R.: Hochspannungskabel und Hochspannungs-Kraftübertragungen. Elektrotechn. Z. 1908 Heft 8 u. 9.

Drehstromsystems miteinander durch einen Kupferbügel verbunden und geerdet (Abb. 331). Das ist jedenfalls die einfachste und billigste Form zur Verminderung dieser Bleimantelverluste. Alle anderen Ausführungen so z. B. Benutzung von Isoliermuffen und besondere Hilfsleiter, oder Kreuz- und Querverbindungen mit oder ohne Erdung am Ende, Einschaltung von Impedanzen in Reihe mit den Bleimänteln u. dgl. sind wesentlich kostspieliger und daher nur unter ganz besonderen Verhältnissen gerechtfertigt. Dabei ist darauf zu achten, daß durch solche Einrichtungen keine anderen unerwünschten elektrischen Vorgänge ausgelöst werden wie Ausgleichsströme, ungleiche Spannungen gegen Erde usw.¹.

Beachtlich ist die vom E. W. der Stadt Zürich angewendete Schutzform für die 50 kV unbewehrten Einleiterkabel der Leitung Manegg-Selnau², die auf lange Strecken längs der Straßenbahn liegt. Um den Einwirkungen der abirrenden Bahnströme auf die Kabelbleimäntel zu begegnen, erhielten die Kabel auf den Bleimänteln einen besonderen Korrosionsschutz, ferner eine Verbindung sämtlicher 6 Bleimäntel in jedem Muffenschacht ohne besondere Erdung und eine Erdung der Bleimäntel nur am Anfang und Ende der Leitung.

g) Die Eisenverluste entstehen in der Bewehrung infolge der Hysterisis und Wirbelströme und sind ebenfalls Leistungsverluste. Sie sind ähnlich wie bei einem Transformator Magnetisierungsverluste und daher wiederum auch im Leerlauf des Kabels vorhanden. Sie betragen je nach der Ausführung der Bewehrung und dem für diese verwendeten Baustoff bei Mehrleiterkabeln etwa 5 bis 10 vH der Kupferverluste, sind daher wie die Bleimantelverluste bei der vergleichenden Wirtschaftlichkeitsberechnung gegebenenfalls zu berücksichtigen. Die durch die Eisenbewehrung hervorgerufene Änderung des induktiven Spannungsabfalles des Kabels kann vernachlässigt werden.

Einleiterkabel in Drehstromanlagen sind bis vor kurzem nur ohne Eisenbewehrung benutzt worden, da bei einer Eisenbewehrung gleich derjenigen bei Mehrleiterkabeln so hohe Eisenverluste entstehen,

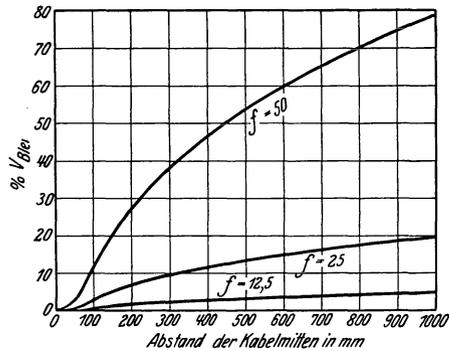


Abb. 330. Bleimantelverluste von Einfachkabeln in vH des Ohmschen Verlustes.

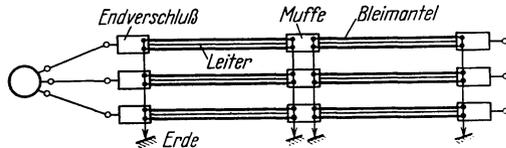


Abb. 331. Bleimantelerdung bei Einleiterkabeln in Drehstromanlagen.

¹ Elektrotechn. Z. 1930 Heft 46 S. 1589.

² Siehe Fußnote auf S. 455.

daß Einleiterkabel in dieser Form nicht mehr wirtschaftlich sind. Diese Magnetisierungsverluste haben zudem eine außerordentlich hohe Erwärmung des Kabeläußeren und damit eine Gefährdung des Kabels selbst zur Folge.

Um die Einleiterkabel auch durch die Bewehrung mechanisch den Dreileiterkabeln gleichwertig zu machen, hat schon Leo Lichtenstein Messungen und Versuche nach dieser Richtung angestellt¹. Die Ergebnisse decken sich mit Versuchen von Vogel², die hier kurz eingeschaltet werden sollen.

Da unmagnetische Baustoffe für die Bewehrung (Aluminium, Bronze) mit Rücksicht auf die Kosten nur in besonderen Fällen verwendbar sind, benutzt Felten & Guillaume, Carlswerk, Stahldrähte, die durch Juteeinlagen in entsprechendem Abstand gehalten werden (auch Abb. 304). Die Eisenverluste können dadurch auf ein erträgliches Maß herabgedrückt werden, weil der magnetische Widerstand zu groß wird und die Induktion im Eisen klein bleibt. Jedenfalls hängt die Möglichkeit einer Bewehrung eines Einleiterkabels ganz wesentlich von dem Bewehrungsbaustoff und der Aufbringung desselben auf den Bleimantel ab. Weiter ist der durch die Bewehrung auftretende zusätzliche Verlust abhängig von der Lage des Blei- und Eisenkreises zum Leiterkreis und den gegenseitigen Abständen und zwar mit Rücksicht auf die induzierten Spannungen und die ihnen entsprechenden Ströme unter Berücksichtigung des entsprechenden Leiterquerschnitts von Eisen und Blei. Rechnerisch lassen sich diese Verluste nicht ermitteln. Über sie kann nur der Versuch Aufschluß geben.

In Zahlentafel 53 sind die Ergebnisse von Verlustwiderstandsmessungen an a) Einphasen- und b) Dreiphasenkabeln — letztere gebildet aus 3 Einleiterkabeln — zusammengestellt, wie sie von Vogel gefunden wurden. Es sind dabei folgende Anordnungen gewählt worden:

- a) Einphasenanlage: 1. blanke Kabel, Bleimäntel durch Querverbindungen kurzgeschlossen;
 2. Bewehrung, Bleimantel kurzgeschlossen, Eisenmantel offen;
 3. Bewehrung, Blei- und Eisenmantel offen;
 4. Bewehrung, Blei- und Eisenmantel kurzgeschlossen.

- b) Dreiphasenanlage: 1. Bewehrung, Blei- und Eisenmantel kurzgeschlossen; 2. blanke Kabel, Bleimäntel kurzgeschlossen.

Aus der Zahlentafel 53 ist besonders zu ersehen und für Betriebs- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu beachten, daß der Wechselstromwiderstand erheblich größer ist als der Gleichstromwiderstand.

Bei der Benutzung der bewehrten Einleiterkabel zu einem Drehstromsystem lagen die Kabel in einer Ebene und waren nicht verdreht. Die Verluste werden kleiner und symmetrisch, wenn die Kabel

¹ Lichtenstein, L. Dr.: Über einige neuere Versuche und Erfahrungen mit Hochspannungskabeln; Internationaler Kongreß in Turin 1911; ferner Elektrotechn. Z. 1910 und 1911 Heft 9.

² Vogel, E. Dr.: Magnetische Messungen an Einleiter-Hochspannungskabeln. Elektrotechn. Z. 1927 Heft 38.

Zahlentafel 53.

a) Verlustwiderstands-Messungen an Einphasenkabeln.
 120 mm² Cu; Bleimantel 37,5 mm Durchm.; 2,5 mm stark; Achsenabstnd 200 mm.
 Bewehrung: 30 Drähte Rundstahl, 3 mm Durchm.

Betriebsart	Stromstärke	Widerstand für 1 km	Widerstandszunahme für 1 km	Induktivität für 1 km	Wechselstr.-Widerstand
	A	Ω	Ω	mH	Gleichstr.-Widerstand
1. Unbewehrt Blei geschlossen	Gl. 100	0,145	0,038	0,72	1,26
	W. 100	0,183			
2. Bewehrt Blei geschlossen Eisen offen	Gl. 100	0,1470	0,450	0,804	1,305
	W. 100	0,1920			
	Gl. 100	0,1472	0,475	0,805	1,320
	W. 150	0,1950			
	Gl. 100	0,1477	0,050	0,806	1,339
	W. 250	0,1980			
3. Bewehrt Blei offen Eisen offen	Gl. 100	0,1481	0,0005	0,854	1,004
	W. 100	0,177			
	Gl. 100	0,1475	0,0057	0,866	1,035
	W. 250	0,153			
4. Bewehrt Blei geschlossen Eisen geschlossen	Gl. 100	0,1475	0,0538	0,790	1,360
	W. 100	0,200			
	Gl. 100	0,1472	0,0542	0,788	1,385
	W. 200	0,204			
	Gl. 100	0,1473	0,0544	0,792	1,395
	W. 250	0,206			

b) Verlustwiderstands-Messungen an einem Dreiphasenkabel aus drei Einleiterkabeln.

120 mm² Cu; Bleimantel 37,5 mm innerer Durchm.; 2,5 mm dick; Achsenabstand 200 mm; Bewehrung: 30 Rundstahldrähte, 3 mm Durchm.; \odot —200— \odot —200— \odot .

Phase	Stromstärke	Widerstand für 1 km	Widerstandszunahme für 1 km	Induktivität für 1 km	Wechselstromwiderstand
	A	Ω	Ω	mH	Gleichstromwiderstand
1. Bewehrt, Blei geschlossen, Eisen geschlossen.					
I	Gl. 100	0,1465	0,1053	0,722	1,65
	Dr. 200	0,2418			
II	Gl. 100	0,1467	0,0548	0,733	1,305
	Dr. 200	0,1915			
III	Gl. 100	0,1470	0,0403	0,825	1,275
	Dr. 200	0,1873			
					Mittel
2. Unbewehrt, Blei geschlossen.					
I	Gl. 100	0,1470	0,0780	0,720	1,53
	Dr. 200	0,2250			
II	Gl. 100	0,1475	0,0265	0,722	1,17
	Dr. 200	0,1730			
III	Gl. 100	0,1470	0,0081	0,813	0,155
	Dr. 200	0,1551			
					Mittel
					1,25

wie bei der Freileitung an den Ecken eines gleichseitigen Dreiecks verlegt werden, was praktisch nicht schwer durchführbar ist (Abb. 372).

Aus den gefundenen Werten folgt, daß bei Benutzung bewehrter Einleiterkabel für Drehstrom:

$$R_{We, Eisen} = (1,25 \text{ bis } 1,40) R_{GI}$$

zu setzen ist, also die Eisenverluste 25 bis 40 vH der Ohmschen Verluste im Kupfer betragen können. Bei Angeboten müssen diese Werte vom Kabelhersteller besonders angegeben werden.

h) Die dielektrischen Verluste. Unter diesen versteht man diejenigen Verluste, die im Dielektrikum des Kabels durch Energieumwandlung entstehen. Sie sind ebenfalls zu beachten, da sie eine gute Beurteilung der Güte eines Kabels, insbesondere seiner Isolation gestatten. Sie sind abhängig vom Querschnitt des Leiters, der Spannung, Frequenz und Temperatur. Der Wechselstromwiderstand des Dielektrikums ist:

$$R_{We, Di} = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C_b \cdot 10^{-6} \cdot \cos \varphi} \text{ Ohm/m.} \quad (309)$$

Für die Berechnung der dielektrischen Verluste je Phase im leerlaufenden Kabel ist Gl. (310) maßgebend, worin U die Betriebsspannung bedeutet:

$$\begin{aligned} V_{Di} &= U^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot C_b \cdot \cos \varphi \cdot 10^{-6} \\ &= U^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot C_b \cdot \text{tg } \delta \cdot 10^{-6} \text{ W/km.} \end{aligned} \quad (310)$$

Die dielektrischen Verluste werden nach dem Verlustwinkel bestimmt. Für diesen Verlustwinkel gilt folgendes: Bei einem idealen Kondensator eilt der Strom der Spannung um den Phasenwinkel $\varphi = 90^\circ$ vor. Bei jedem technischen Kondensator also auch beim Kabel ist die Voreilung um einen kleinen Winkel δ geringer als 90° , so daß hier $\varphi = 90^\circ - \delta$ beträgt; δ heißt der Verlustwinkel des Kabels, dessen Tangente mit der Scheringbrücke unmittelbar gemessen werden kann. Wegen der Kleinheit des Winkels δ kann $\cos \varphi = \sin \delta = \text{tg } \delta$ gesetzt werden. Bei einem hochwertigen Kabel, bei dem keine Hohlräume innerhalb der Isolation, sowie zwischen Isolation und Bleimantel vorhanden sind, steigt $\text{tg } \delta$ nur sehr wenig mit zunehmender Spannung an, wie die Meßergebnisse des Verlustwinkels an einem normalen Gürtelkabel und einem metallisierten Drei-Einleiterkabel mit Rillenbleimantel zeigen (Abb. 332). Aus dieser Abb. 332 ist weiter zu ersehen, daß die Kennlinie des Gürtelkabels bei $17 \text{ kV} = 70 \text{ vH}$ höherer Betriebsspannung einen Knick aufweist. Das bedeutet, daß Lufteinschlüsse also Hohlräume innerhalb der elektrisch beanspruchten Isolation vorhanden sind. Der Knickpunkt zeigt den Beginn des inneren Glimmens (Ionisation) bei dieser Spannungshöhe an. Der entsprechende Linienzug für das Dreimantelkabel ist eine Gerade ohne jeden Knick. Glimmen und Ionisation sind bei diesem Kabel also nicht vorhanden. Dieser günstige Verlauf der Verlustwinkelkennlinie hat seinen Grund darin, daß die fest aufgebrauchte Aderisolation keine Hohlraumbildungen zuläßt und die weniger fest hergestellten Füllstellen außerhalb des elektrischen

Feldes liegen. Dort befindliche Hohlräume sind elektrisch unschädlich. Vom Knickpunkt also von einer bestimmten Spannung an steigen dann die dielektrischen Verluste sehr stark mit zunehmender Spannung, der Verlustwinkel nimmt wesentlich zu. Die Messung der dielektrischen Verluste gibt demnach ein empfindliches Mittel an Hand, um festzustellen, ob ein Kabel Hohlräume in der Isolation aufweist. Bei fast allen Dreileiter-Gürtelkabeln beobachtet man einen solchen Knick in der Kennlinie. Durch sorgfältige Herstellung kann jedoch erreicht werden, daß der Ionisierungspunkt so weit oberhalb der Betriebsspannung liegt, daß unter normalen Betriebsbedingungen keine schädliche Ionisation stattfindet. Aus Abb. 332 ist gleichzeitig die Veränderung des Verlustwinkels mit der Temperatur zu ersehen.

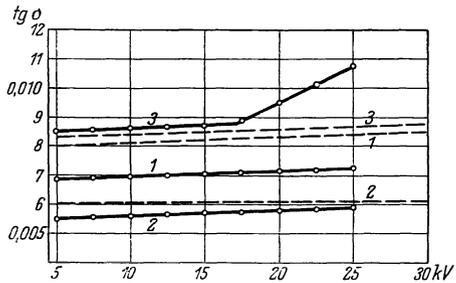


Abb. 332. Verlustwinkelverlauf für verschiedene Spannungen und Temperaturen bei einem 10-kV-Gürtelkabel (—) und metallisierten Drei-Einleiterkabel (- - -). $3 \times 50 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$, Isolation 2,5 + 2,5 mm bei $f = 50$ Hertz. 1 bei $+ 17^\circ \text{ C}$, 2 bei $+ 40^\circ \text{ C}$, 3 nach Abkühlung auf $+ 13^\circ \text{ C}$.

Nach den V.S.K. 1928 sollen die dielektrischen Verluste, die, wie bereits gesagt, abhängig sind von Spannung und Temperatur, höchstens 2 vH bei 1,5facher Betriebs-

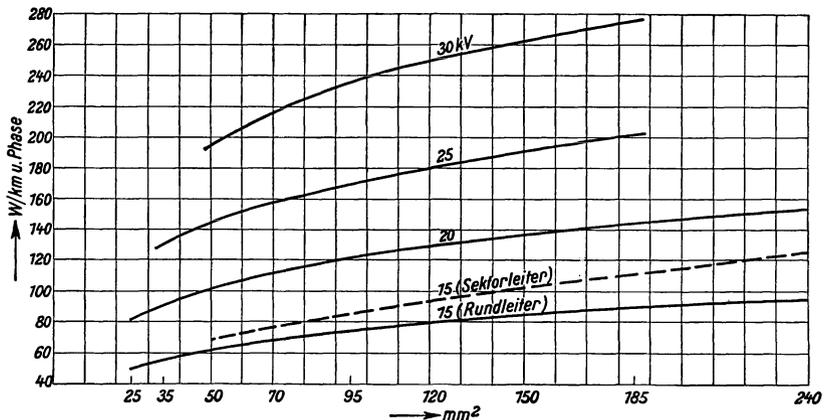


Abb. 333. Dielektrische Verluste je Phase von Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung bei Betriebsspannung U .

spannung betragen. Ihr Verlauf bei der Messung soll unter Berücksichtigung der Temperatur nach einer angenäherten Gerade erfolgen.

An Stelle rechnerischer Ermittlung der dielektrischen Verluste müssen die Kabelhersteller die entsprechenden Gewährleistungswerte angeben. Dabei ist zu beachten, daß auch diese Verluste unabhängig von der Belastung dauernd vorhanden sind, solange das Kabel unter Spannung steht (Jahreswirkungsgrad). In Abb. 333 bis 335 sind

Kennlinien für Dreileiter-Gürtelkabel, H-Kabel und Einleiterkabel gegeben, die bei 20° C und bei den Dreileiterkabeln für eine Phase gelten.

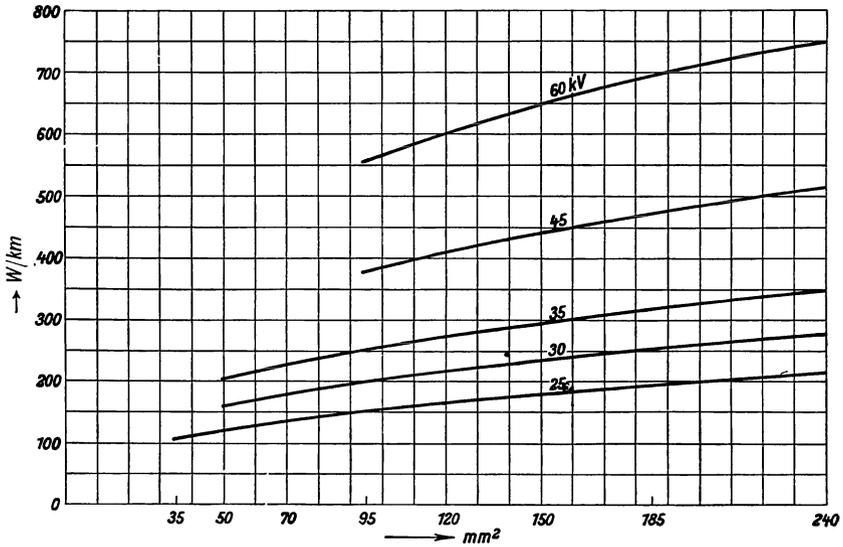


Abb. 334. Dielektrische Verluste je Phase von H-Kabeln bei Betriebsspannung U .

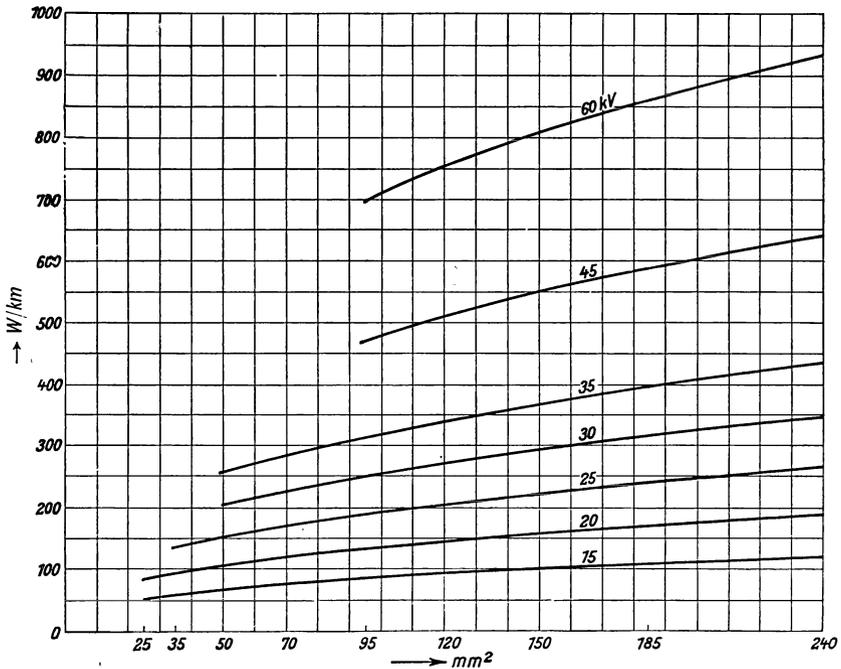


Abb. 335. Dielektrische Verluste je Phase von Einleiterkabeln bei Betriebsspannung U .

Für die drei Phasen eines Drehstromkabels sind diese Werte daher mit drei zu multiplizieren.

Die dielektrischen Verluste sind besonders bei hohen Spannungen und Einleiterkabeln zu beachten und geben hier die Grenze für die Ausführbarkeit von Kabeln überhaupt z. B. für mehr als 100 kV. So gibt die AEG an, daß bei einem Kabel von 95 mm² und etwa 14 mm Aderisolation im Drehstrombetrieb unter 100 kV etwa 25 vH der gesamten bei 25° C Übertemperatur abstrahlbaren Wärmemenge allein durch die dielektrischen Verluste verursacht wird; hierbei sind diese mit 1 vH der Ladeleistung angenommen ein Wert, der bei der vorliegenden dielektrischen Beanspruchung als verhältnismäßig gering angesehen werden muß. Da nun die Gefährdung des Kabels durch selbständige innere Zerstörung nach unvermeidlichen thermischen Beanspruchungen, wie sie beispielsweise durch mehrere Sekunden währende Kurzschlußströme verursacht werden, ebenfalls verhältnisgleich mit dem Quadrat der Beanspruchung wächst, ist auch durch diese Tatsache die Einhaltung der mit 100 kV angegebenen obersten Grenze geboten. Eine Möglichkeit, die Beanspruchung noch höher zu treiben ist nur dann denkbar, wenn dielektrisch günstigere Baustoffe ausfindig gemacht werden und gegebenenfalls neue Kabelaufbaugrundsätze an die Stelle der bisherigen treten (z. B. Öl- oder Druckkabel).

In Abb. 336 sind schließlich noch Vergleichskennlinien für ein Dreileiter- und 3 Einleiterkabel bei der Frequenz $f = 50$ dargestellt¹. Nach diesen sind die dielektrischen Verluste bei 25 kV für beide Kabel annähernd gleich. Mit wachsender Spannung verschieben sie sich aber sehr zugunsten der 3 Einleiterkabel und betragen bei 50 kV für letztere 2 kW/km und für das Dreileiterkabel 4,5 kW/km.

i) **Der Gesamtleistungsverlust.** In allen Rechnungen für Kabelanlagen, in denen der Verlust zu berücksichtigen ist, muß der Gesamtverlust entsprechend eingesetzt werden. Dieser findet seinen Ausdruck im Widerstande R der Stromleiter. Es folgt aus der Einzelbehandlung der Verluste somit, wenn:

R_{Gl}^{25} den Gleichstromwiderstand des Stromkreises bei 25° C,

R_{We}^{25} den Wechselstromwiderstand des Stromkreises bei 25° C

bezeichnet:

bei Gleichstrom:

für R_{Gl} nur der Werkstoffwiderstand des Leiters,

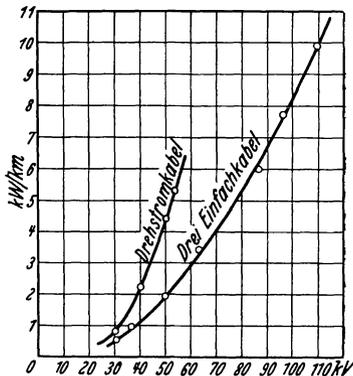


Abb. 336. Dielektrische Verluste bei einem Dreileiter- und 3 Einleiterkabeln für verschiedene Spannungen.

¹ Klein, M. Dr.: Dielektrische Messungen an Kabeln. Elektrotechn. Z. 1913 Heft 30 u. 31.

bei Wechselstrom:

$$R_{\overline{W_e}}^{25} = R_{Gl} + \text{Bleimantelwiderstand} \\ + \text{Bewehrungswiderstand} \\ + \text{dielektrischen Widerstand.}$$

Für Dreileiterkabel bis zu 300 mm² Querschnitt, die üblichen Spannungen und Frequenzen kann gesetzt werden:

$$R_{\overline{W_e}}^{25} = 1,1 \text{ bis } 1,15 R_{Gl}, \quad (311)$$

für Einleiterkabel ohne Bewehrung in einem Drehstromsystem bei günstiger Anordnung:

$$R_{\overline{W_e}}^{25} = 1,20 \text{ bis } 1,25 R_{Gl}, \quad (312)$$

für Einleiterkabel mit Bewehrung im Drehstromsystem bei günstiger Anordnung:

$$R_{\overline{W_e}}^{25} = 1,35 R_{Gl}. \quad (313)$$

Mit dieser Beziehung des Wechselstromwiderstandes auf den Gleichstromwiderstand werden alle Rechnungen übersichtlich und einfach.

k) Der Leerlaufverlust durch den Ladestrom. Wenngleich über den Ladestrom eines Kabels erst weiter unten gesprochen wird, soll schon hier der durch diesen herbeigeführte, ständig vorhandene Leistungsverlust erwähnt werden. Nach den Angaben auf S. 114 ändert sich der Ladestrom längs des Leiters von seinem höchsten Wert am Anfang der Leitung bis auf Null am Ende derselben. An einem Punkte x vom Endpunkt der Leitung l ist bei einer Stromstärke I_c je Phase der Ladestrom:

$$I_{c, x} = I_c \frac{x}{l}.$$

Der Mittelwert, der für die Berechnung dieses Verlustes zu bilden ist, ist infolgedessen:

$$I_{c, \text{mittel}}^2 = \frac{1}{l} \int_0^l I_c^2 \cdot \frac{x^2}{l^2} dx = \frac{I_c^2}{3}, \quad (314)$$

und daraus folgt der Verlust für jede Kabelader:

$$V_G = R \frac{I_c^2}{3}. \quad (315)$$

R = Widerstand der Kabelader.

1) Die Berechnung des Ohmschen Spannungsabfalles. Erst nachdem der Leiterquerschnitt mit Rücksicht auf die Erwärmung ermittelt, Bauform und Verlegung festgestellt sind, kann die Berechnung des Spannungsabfalles stattfinden und zwar sowohl für die Ohmsche als auch für die induktive Komponente.

Für Gleichstrom ist nur der Ohmsche Widerstand zu berücksichtigen, der je nach dem verwendeten Werkstoff (Kupfer oder Aluminium) gegenüber dem bei der Freileitung oder bei isolierten Verteilungsleitungen benutzten Rechnungswert eine Änderung erfährt und zwar eine Er-

höhung durch die höhere Temperatur des Leiters unter der Isolierung und infolge der Verlegung.

Es ist:

$$\Delta u_K = \frac{I \cdot 2l}{q \cdot \kappa'}$$

Wird für $\kappa' = 56,1$ Siemens $\frac{\text{m}}{\text{mm}^2}$ bei 20°C nach den V.S.K. 1928 gesetzt, so erhöht sich der Leiterwiderstand um etwa 10 vH, da die zulässige Dauerstromstärke eine Übertemperatur von 25°C erzeugt. Es ist also der Ohmsche Spannungsabfall nach der Rechnung für ein vollbelastetes Kabel um 10 vH zu erhöhen.

Für die rechnerische Ermittlung des Ohmschen Spannungsabfalles bei Wechselstrom gilt sinngemäß das gleiche.

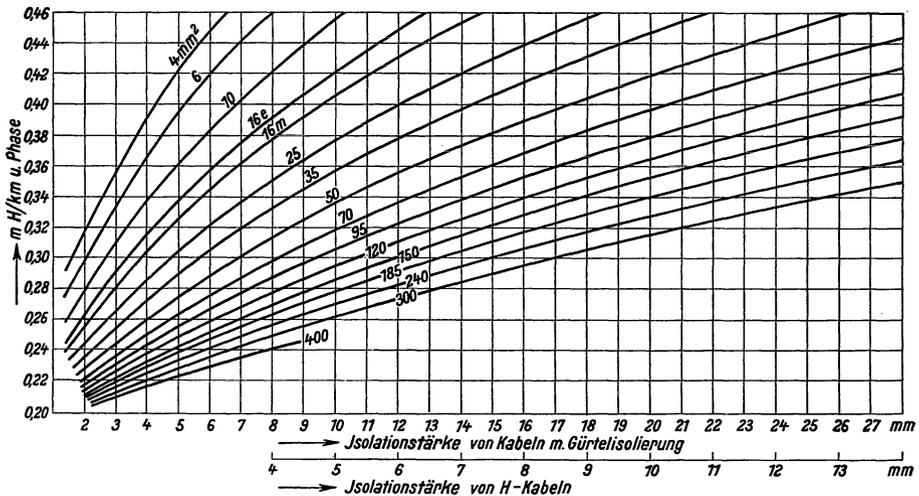


Abb. 337. Induktivität je Phase von Dreileiterkabeln.

Ist der Leiterquerschnitt aus dieser Berechnung festgestellt und mit Rücksicht auf die zulässige Erwärmung nach den Angaben des Abschnittes e) überprüft, gegebenenfalls geändert, so ist der Ohmsche Spannungsabfall erneut zu berechnen.

m) Die Induktivität einer Kabelanlage ist wesentlich geringer, etwa $\frac{1}{5}$ der einer Freileitung, da die gegenseitigen Leiterabstände naturgemäß sehr klein sind. Für Einleiterkabel kann die Berechnung nach den Angaben für Freileitungen erfolgen. Für verseilte Dreileiterkabel ist es außerordentlich schwer, oft gar nicht möglich, die Werte für die Selbst- und gegenseitige Induktion rechnerisch zu ermitteln, da die Mehrleiterkabel fortgesetzt auf ihrer ganzen Verlegungslänge verdreht sind, eiserne Bewehrungen besitzen, gegenseitige Induktivität bei mehreren Kabeln zu berücksichtigen ist und dgl. mehr. Es sind daher in Abb. 337 die Induktivitäten für verseilte Dreileiterkabel in Abhängigkeit von der Isolationsstärke in Kennlinien zusammen-

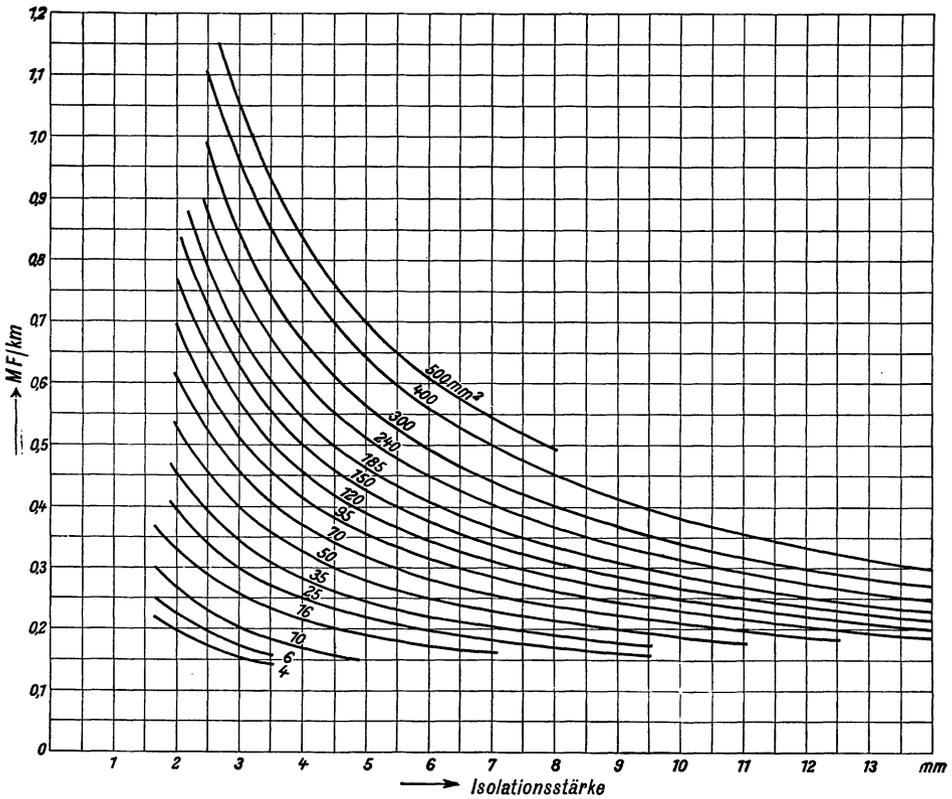


Abb. 338. Kapazität C_b von H- und Einleiterkabeln.

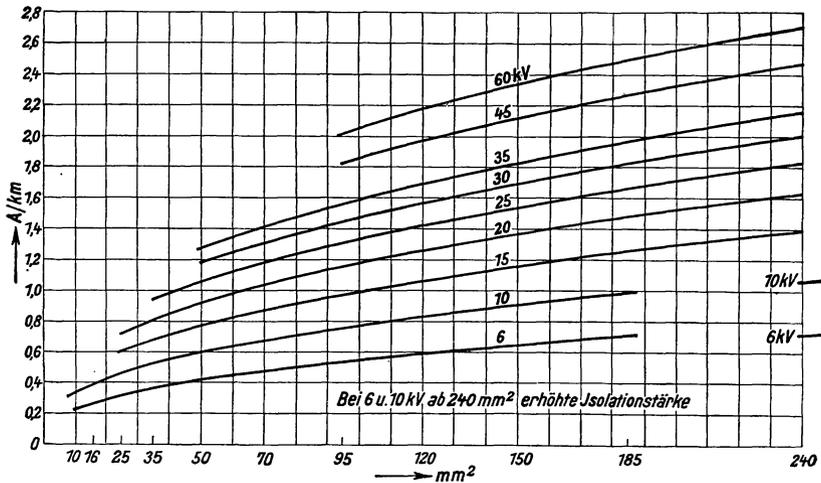


Abb. 339. Ladestrom von H- und Einleiterkabeln bei Betriebsspannung U .

gestellt. Sie gelten in mHenry/km für einen Stromkreis und symmetrischen Drehstrombetrieb sowohl für Gürtel- als auch für H-Kabel

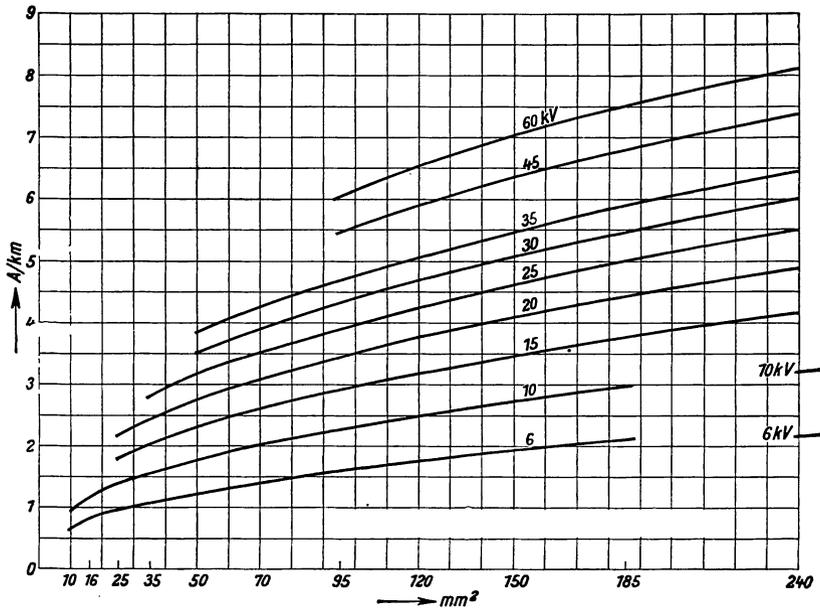


Abb. 340. Erdschlußstrom von H- und Einleiterkabeln.

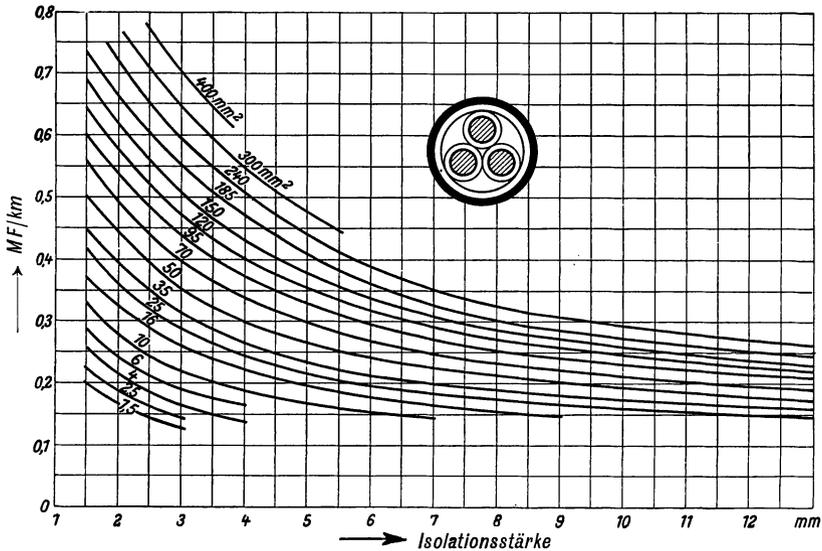


Abb. 341. Betriebskapazität C_b je Phase von Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung und runden Leitern.

und sind aus Laboratoriumsmessungen ermittelt. Für die Benutzung der Kennlinien ist zu beachten, daß unter der Isolationsstärke bei

Gürtelkabeln die Stärke der Isolation zwischen den Leitern also die doppelte Aderisolation zu verstehen ist, während bei H-Kabeln die Isolation einer einzelnen Ader vorausgesetzt ist.

Bei mehreren Drehstromkabeln in einem Kabelgraben können diese Werte für jedes Kabel einzeln verwendet werden. Die gegenseitige

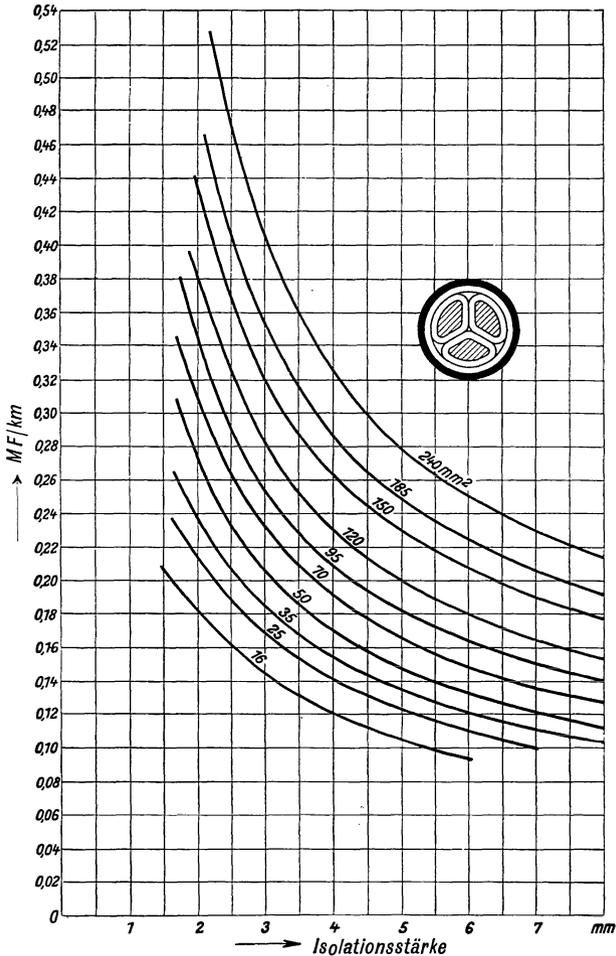


Abb. 342. Betriebskapazität C_0 je Phase von Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung und Sektorleitern.

Induktion ist im allgemeinen nicht zu berücksichtigen. Die Werte gelten mit hinreichender Genauigkeit auch für Sektorleiter. Bei einer Drehstromübertragung mit Einleiterkabeln muß die Rechnung je nach der Art der Kabelanordnung unter Umständen besonders durchgeführt werden.

Für die Betriebs-Induktivität gelten demnach folgende Gleichungen je Phase:

für Drehstromkabel:

$$L = \left[4,6 \lg \frac{a}{r} + 0,5 \right] 10^{-4} \text{ H/km}, \quad (317)$$

für 3 Einleiterkabel im gleichseitigen Dreieck verlegt ebenfalls nach Gl. (317),

für 3 Einleiterkabel in einer Ebene verlegt bei zyklischer Vertauschung der Phasen derart, daß jedes Kabel auf $\frac{1}{3}$ seiner Länge in der Mitte liegt:

$$L = \left[4,6 \lg \frac{a_1 \sqrt[3]{2}}{r} + 0,50 \right] 10^{-4} \text{ H/km}. \quad (318)$$

Der induktive Spannungsabfall ist je Phase

$$I \cdot x_L = 2 \pi \cdot f \cdot L \cdot I \cdot 10^{-4} \text{ V/km}.$$

n) Die Kapazität, der Ladestrom und der Erdschlußstrom. Die Kapazität ist bei Kabeln wesentlich größer, etwa 20 mal so groß, als bei Freileitungen, weil wiederum der Abstand der Leiter voneinander und von Erde außerordentlich gering ist. Der Ermittlung der Kapazität kommt bei Kabelanlagen zudem eine größere Bedeutung zu, weil im Falle eines Erdschlusses eine Erdschlußstromstärke auftritt, die heute im Betrieb bekannt sein muß, um Störungen aus der Ursache des Erdschlusses zweckentsprechend begegnen zu können. Ferner ist der Wert der Kapazität auch mit Rücksicht auf seine Rückwirkung auf die Induktivität bzw. den gesamten Spannungsabfall einer Kabelstrecke und damit unter Umständen auf die Spannungsregelung und die Größbemessung der Maschinen und Transformatoren festzustellen, um später im Betrieb keinen unangenehmen Überraschungen gegenüberzustehen. Das auf S. 123 Gesagte gilt hierin in ganz besonderem Maße.

Bei Einleiterkabeln und aus den bekannten Gründen auch bei H-Kabeln ist die rechnerische Ermittlung der Kapazität und aus ihr des Lade- und Erdschlußstromes verhältnismäßig einfach. Bekannt müssen sein die Stärke der Isolation und die Dielektrizitätskonstante ϵ des Isolierbaustoffes. Bei diesen Kabeln tritt nur eine Kapazität auf und zwar diejenige eines Leiters gegen Erde. Im normalen Betrieb ist diese Kapazität zugleich Betriebskapazität also für die Betriebsbeurteilung bestimmend. Es ist für runde Leiterquerschnitte:

$$C = C_b = \frac{\epsilon}{18} \cdot \frac{1}{2,3 \lg \frac{r+\delta}{r}} = \frac{0,0242 \epsilon}{\lg \frac{r+\delta}{r}} \text{ MF/km}, \quad (319)$$

($\epsilon = 3,5$ bis 4 für normale Kabel.)

ferner der Ladestrom für eine Einphasenschleife:

$$I_C = U \cdot \frac{C_b}{2} \cdot 2 \pi \cdot f \cdot 10^{-6} \text{ A/km}, \quad (320)$$

der Erdschlußstrom:

$$I_E = U \cdot C_b \cdot 2 \pi \cdot f \cdot 10^{-6} \text{ A/km}, \quad (321)$$

der Ladestrom bei Drehstrom für Einleiter- oder H-Kabel je Phase:

$$I_C = \frac{U}{\sqrt{3}} C_b \cdot 2\pi \cdot f \cdot 10^{-6} \text{ A/km}, \quad (322)$$

der Erdschlußstrom:

$$I_E = \sqrt{3} \cdot U \cdot C_b \cdot 2\pi \cdot f \cdot 10^{-6} \text{ A/km}, \quad (323)$$

Die Abb. 338 bis 340 geben Kennlinien für C_b , I_C und I_E für H- und Einleiterkabel, bei C_b in Abhängigkeit von der Isolatorstärke, bei I_C und I_E in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt.

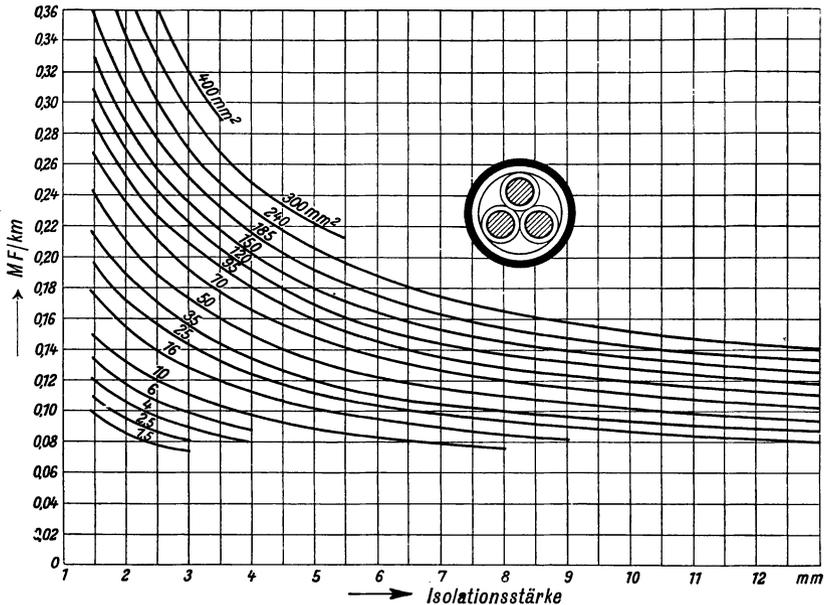


Abb. 343. Teilkapazität Leiter-Bleimantel c_{10} von Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung und runden Leitern.

Bei Drehstromkabeln mit Gürtelisolierung ist die Kapazität außerordentlich schwer rechnerisch festzustellen. Es würde zu weit führen hierauf einzugehen, zumal der entwerfende Ingenieur solche Berechnungen nicht ohne weiteres anstellen kann. Ferner ist zu berücksichtigen, daß bei dieser Kabelbauform je nach der Schaltung der Leiter untereinander und gegen den Bleimantel verschiedene Kapazitäten auftreten und zwar die Teilkapazität Leiter-Leiter c_{12} und die Teilkapazität Leiter-Bleimantel c_{10} . Für den Regelfall bei normalem, gleichmäßig phasenbelastetem Drehstrombetrieb tritt als Summe der Teilkapazitäten auf $c_{10} + 3c_{12}$ und hieraus ergibt sich dann die Betriebskapazität C_b . Naturgemäß hängt der Wert der Kapazität C bzw. der Betriebskapazität C_b wiederum von der Isolationsstärke und von der Form des Leiters ab. In Abb. 341 und 342 sind die Werte für C_b

für Dreileiterkabel mit Gürtelisolierung und runden bzw. sektorförmigen Leitern ebenfalls in Form von experimentell festgestellten Kennlinien dargestellt.

Die Kennlinien für die Werte der Teilkapazität c_{10} und der Meßkapazität $c_{10} + 2c_{12}$ sind in den Abb. 343 bis 346 gezeichnet, die für die Berechnung des Erdschlußstromes maßgebend sind.

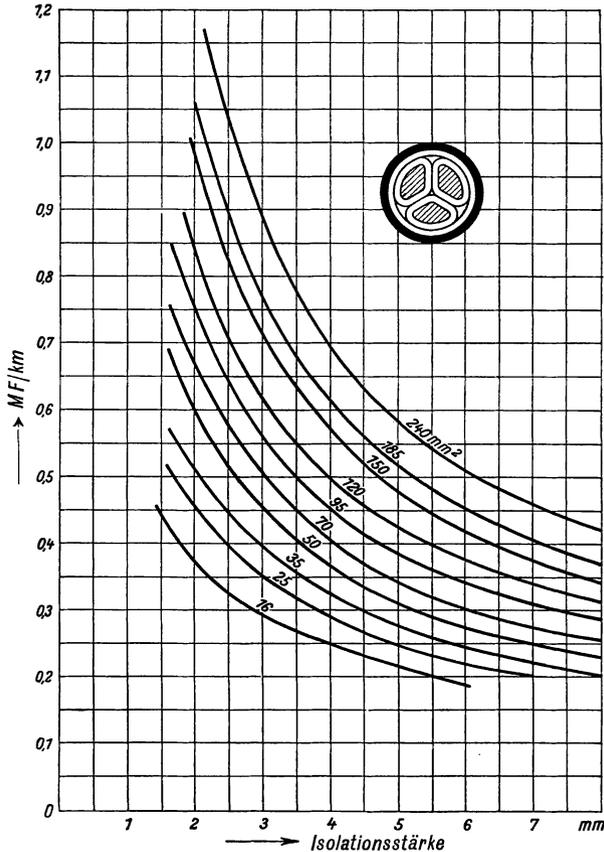


Abb. 344. Teilkapazität Leiter-Bleimantel c_{10} von Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung und Sektorleitern.

Um ferner I_C und I_E schnell überblicken zu können, sind in Abb. 347 bis 350 noch Kennlinien für diese Werte in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt bei den Normalspannungen von 6 bis 30 kV für runde und bis 15 kV für sektorförmige Leiterformen aufgetragen.

Mit Hilfe der Kennlinien für die Kapazität kann auch der Ladestrom und der Erdschlußstrom berechnet werden. Es ist für das Drehstrom-Gürtelkabel der Ladestrom je Phase:

$$I_C = \frac{U}{\sqrt{3}} C_b \cdot 2\pi \cdot f \cdot 10^{-6} \text{ A/km} \tag{324}$$

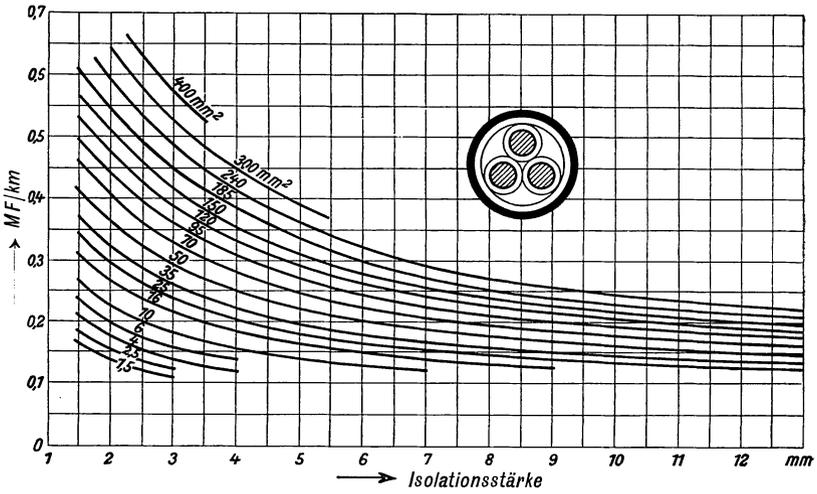


Abb. 345. Meßkapazität von Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung und runden Leitern in der Schaltung: Ein Leiter gegen die beiden anderen und Bleimantel ($c_{10} + 2 c_{12}$).

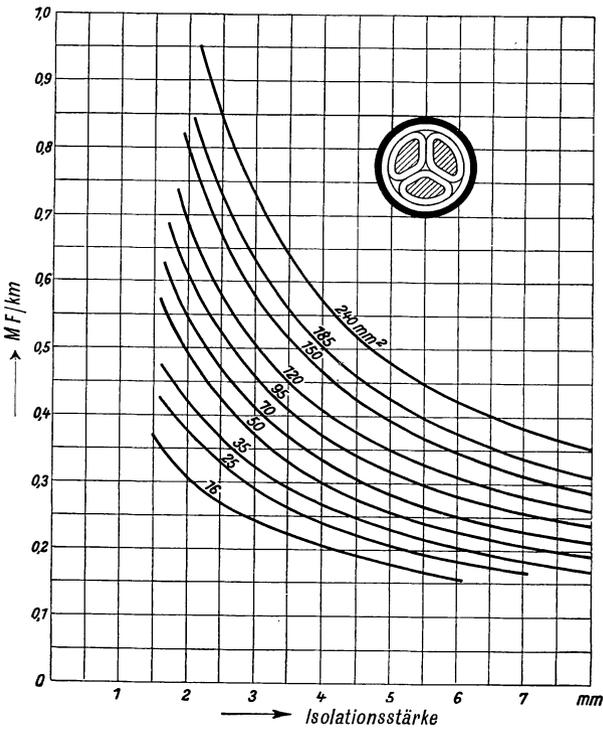


Abb. 346. Meßkapazität von Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung und Sektorleitern in der Schaltung: Ein Leiter gegen die beiden anderen und Bleimantel ($c_{10} + 2 c_{12}$).

und der Erdschlußstrom:

$$I_E = \sqrt{3} U \cdot C_b \cdot 2\pi \cdot f \cdot 10^{-6} \text{ A/km} , . \quad (325)$$

der dreimal größer ist als der Ladestrom bei normalem Drehstrombetrieb.

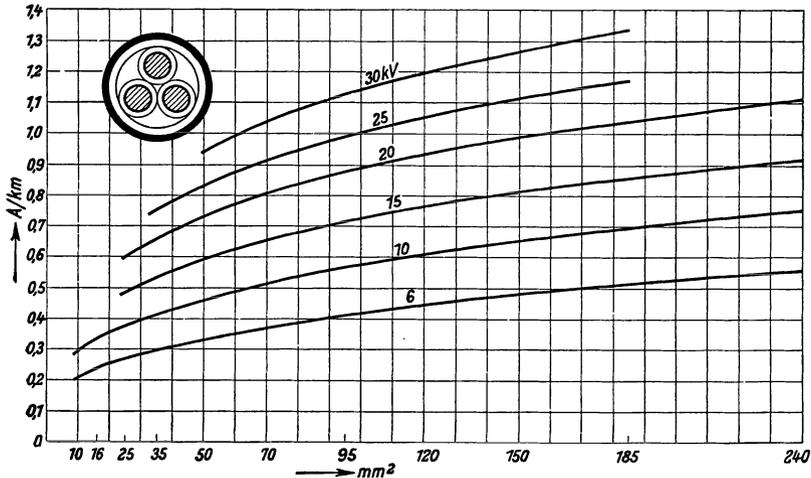


Abb. 347. Ladestrom je Phase bei Betriebsspannung U von Dreileiterkabeln mit Gürtel-isolation und runden Leitern.

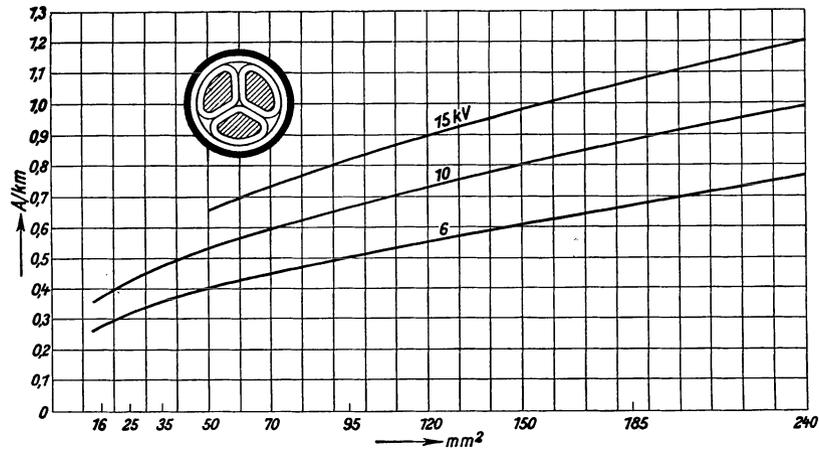


Abb. 348. Ladestrom je Phase bei Betriebsspannung U von Dreileiterkabeln mit Gürtel-isolation und Sektorleitern.

Der Ladestrom (Leerlaufstrom, wenn von dem Einfluß der Leistungsverluste abgesehen wird) und die Blindleistung einer Kabelanlage sind infolge der hohen Kapazität ebenfalls wesentlich größer als bei einer Freileitung. Für überschlägliche Rechnungen kann angenommen werden:

die voreilende Blindlast für 1 km Drehstromkabel:

bei	3 kV	verketteter	Spannung	je	nach	dem	Querschnitt	0,45 bis	1,8 kVA
„	6	„	„	„	„	„	„	1,80	„ 7,2
„	15	„	„	„	„	„	„	11,30	„ 45,0
„	35	„	„	„	„	„	„	61,0	„ 244,0

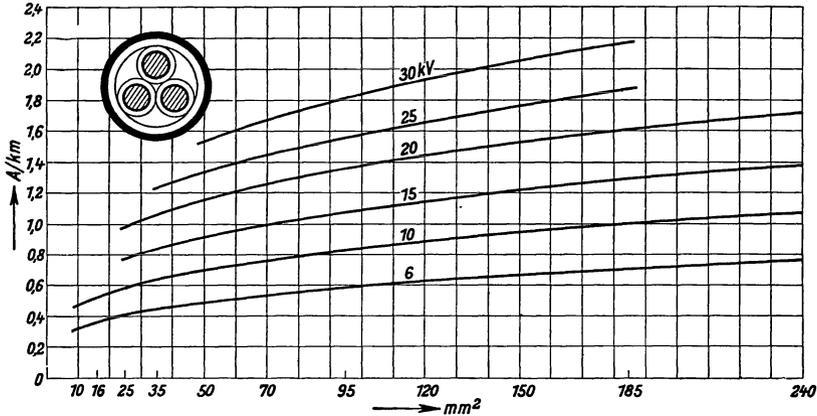


Abb. 349. Erdschlußstrom von Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung und runden Leitern.

Da der Ladestrom bei Kabelanlagen¹ wie gesagt wesentlich größer als bei Freileitungen und bei letzteren schon zu beachten ist, wenn die Übertragungsspannung mehr als 30 kV beträgt, muß seiner Beherrschung und den durch ihn verursachten Verlusten ganz besondere

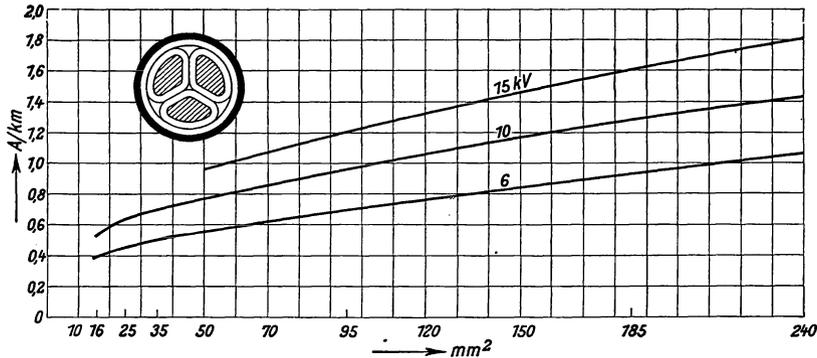


Abb. 350. Erdschlußstrom von Dreileiterkabeln mit Gürtelisolierung und Sektorleitern.

Aufmerksamkeit zugewendet werden. Art und Verlauf der Belastung über die verschiedenen Betriebstage des Jahres müssen wenigstens einigermaßen bekannt sein, um festzustellen, welche Wirkungen der Ladestrom auf den Gesamtbetrieb ausüben kann. Ist die Belastung tagsüber stark induktiv, wird der Ladestrom entsprechend ausgeglichen,

¹ Z. VDI 1928 S. 609.

sinkt die Belastung des Nachts oder überwiegt die Beleuchtungsabnahme mit hohem Leistungsfaktor, kann der Ladestrom zur Anwendung besonderer Hilfsmittel zwingen. Als solche kommen in der Hauptsache Drosselspulen (Reaktanzen) in Parallelschaltung in Frage, die den Ladestrom aufnehmen.

An welchen Stellen diese Drosselspulen einzubauen sind muß besonders rechnerisch untersucht werden und richtet sich zudem nach der Netzgestaltung (einfache Stromkreise, vermaschtes Netz). Bei Aufstellung im Kraftwerk parallel zu den Generatoren oder zu der Oberspannungswicklung der Transformatoren werden diese vom Ladestrom entlastet, während an sich naturgemäß der Ladestrom des Kabels bestehen bleibt. An Verlusten wird dann nichts gespart, an Wirkungsgrad nichts geändert, denn die Verluste in den Generatoren und Transformatoren infolge des zu erzeugenden bzw. zu übertragenden Ladestromes werden verlegt auf die Drosselspulen. Ob der Betrieb diese Form des Ladestromausgleiches für wünschenswert hält z. B. mit Rücksicht auf den Einsatz von Maschinen nach den Belastungsverhältnissen, der Spannungsregelung und dgl. ist allgemein nicht zu beurteilen, sondern nur von Fall zu Fall zu entscheiden. Besser, unter Umständen auch wirtschaftlicher, betrieblich aber nicht immer schlechthin anzuwenden ist der Einbau solcher Drosselspulen in bestimmten Streckenabständen parallel zum Kabel selbst. Dadurch wird die Größe des Ladestromes und der diesem entsprechende Wirkverlust $I^2 \cdot R_{We}$ vermindert. Von der Verlustersparnis in Gegenüberstellung zu den Beschaffungskosten der Drosselspulen mit den zugehörigen Schaltgeräten wird es in der Hauptsache abhängen, in welcher Zahl und Größe sie anzuwenden sind¹.

Nach Abb. 76 und Gl. (315) war der Wirkverlust in einem einfachen Kabelstrang durch den Ladestrom:

$$V_{C_1} = \frac{1}{3} I_C^2 \cdot l.$$

In Abb. 351a bis e sind einige Fälle für den Einbau der Drosselspulen gezeichnet. Wird nach b) I_C am Ende E durch den Drosselspulenstrom I_S in voller Größe ausgeglichen ($I_S = I_C$), so bleiben die Wirkverluste im Kabel ungeändert. Wird nach c) am Ende eine Drosselspule mit $I_S = \frac{1}{2} I_C$ eingebaut, dann wird der Wirkverlust:

$$V_{C_2} = 2 \left(\frac{1}{3} \cdot \frac{I_C^2}{4} \cdot \frac{l}{2} \right) = \frac{1}{12} \cdot I_C^2 \cdot l = \frac{1}{4} V_{C_1}. \quad (326)$$

¹ Kühle, Dr.-Ing.: Über den Einfluß von Kompensationsdrosselspulen auf die Betriebsverhältnisse in Hochspannungskabelleitungen. Elektrotechn. Z. 1913 Heft 26; ferner Friedländer, E. Dr.-Ing.: Selbsttätige Blindstromkompensation auf langen Hochspannungsleitungen. Siemens-Z. 1930 S. 494; und Maurer, W.: Kompensation der Ladeblindleistung langer Höchstspannungsleitungen mittels regulierbarer Reaktanzen. Dissertation. Darmstadt 1929.

Die erstmalige Verwendung von Drosselspulen zum Ausgleich der Ladeblindlast von Leitungen (Freileitungen) erfolgte durch das Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk für dessen 220-kV-Netz mit einer Leitungslänge von 1300 km. Vortrag von Dr.-Ing. e. h. Koepchen: Das RWE in der deutschen Elektrizitätswirtschaft, 1930, herausgegeben vom RWE, Essen.

Das gleiche erreicht man, wenn man nach d) die Drosselspule für eine Stromaufnahme $I_s = I_C$ in die Mitte des Kabelstranges legt. Für diesen Fall gilt Gl. (326) ebenfalls. Aus den vielen Aufstellungsmöglichkeiten und Größenbemessungen solcher Drosselspulen — sei es für vollen oder nur für einen teilweisen Ausgleich von I_C — ist noch in

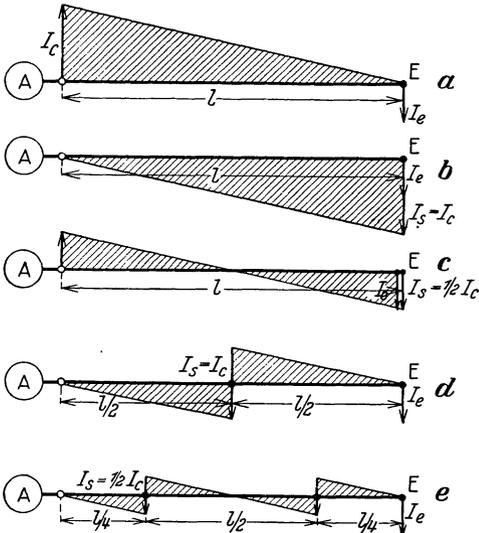


Abb. 351e der Fall gezeichnet, daß 2 Drosselspulen von je $I_s = \frac{1}{2} I_C$ in je $\frac{1}{4}$ Kabellänge vom Anfang und Ende gemessen gewählt werden. Dann ist:

$$V_{C_s} = \frac{1}{16} \cdot V_{C_1}.$$

Zu dieser Beurteilung über den Einbau von Drosselspulen kommt die Berücksichtigung des Belastungsstromes und, wie gesagt, sein zeitlicher Verlauf mit dem jeweils im Netz vorhandenen Leistungsfaktor: Beim induktionsfrei belasteten Kabel ist der Gesamtstrom:

$$I = \sqrt{I_W^2 + I_C^2},$$

Abb. 351 a bis e. Einbau von Drosselspulen zur Begrenzung des Ladestromes.

und der Stromwärmeverlust je Phase bei Drehstrom:

$$I^2 \cdot R_{We} = \int_0^l (I_W^2 + I_C^2) dl = l \left(I_W^2 + \frac{1}{3} I_C^2 \right) 10^{-3} \text{ kW}.$$

Bei induktiver Belastung ($\cos \varphi$ nachteilig) ist nach früher Gesagtem ein gewisser Ausgleich des Ladestromes durch die Blindkomponente

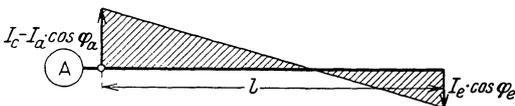


Abb. 352. Induktive Belastung und Ladestromverlauf.

des Belastungsstromes vorhanden (Abb. 352). Hier ist bei der Größenbestimmung und Lage der Drosselspulen darauf zu achten, daß gegeben-

enfalls keine Verschlechterung gegenüber dem Zustand ohne Drosselspulen eintritt, wenn die Durchschnittsbelastung von der ungünstigsten Belastung nicht stark abweicht.

Für neue Kabelanlagen ist zu untersuchen, ob durch entsprechenden Aufbau der Transformatoren am Anfang die Wirkung der Drosselspulen nicht wenigstens teilweise erreicht werden kann etwa durch Erhöhung des Magnetisierungsstromes. Da dadurch aber auch die Spannungshaltung beeinflußt wird, muß die Gesamtberechnung sehr sorgfältig durchgeführt werden.

Bei vermaschten oder verzweigten Kabelnetzen wird der Ladestromausgleich sehr verwickelt. Es soll daher hierauf nicht weiter eingegangen werden. Die bisherigen Angaben lassen erkennen, welche Wege auch in solchen Fällen zu gehen sind.

17. Der mechanische Bau von Kabelanlagen.

a) Die Strecke. In ähnlicher Weise wie für Freileitungen ist auch bei Kabelanlagen vor der Verlegung ein vollständiger und genauer

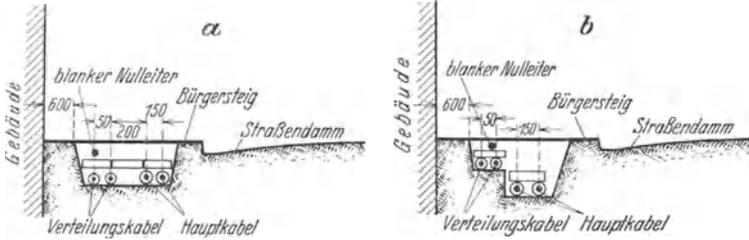


Abb. 353. Kabelverlegung unter dem Bürgersteig (a nebeneinander, b nach der Tiefe verteilt).

Streckenplan aufzustellen. Es sind hierfür ebenfalls besondere Gesichtspunkte zu beachten. Das Folgende gilt sowohl für Niederspannungs- als auch für Hochspannungskabel.

In bebauten Gebieten wird die Kabelstrecke im allgemeinen durch die Straßenzüge festgelegt sein. Man wählt für den Kabelgraben zumeist den Bürgersteig, weil dann für die Zeit der Verlegungsarbeiten nur der Fußgängerverkehr beeinträchtigt wird. Ob nur eine oder beide Straßenseiten zu belegen sind, richtet sich nach dem Umfang und der Größe der Stromabnehmer, ferner ob es sich um Durchgangs- oder Verteilungskabel handelt. Wird bei Verteilungskabeln nur eine Straßenseite in Anspruch genommen, ist selbstverständlich darauf zu achten, daß nicht nur nach dem augenblicklichen Zustand der Stromabnahme verfahren wird, sondern daß auf die zukünftige Entwicklung der anderen Straßenseite, der Bebauung der anschließenden Straßen u. dgl. kurz also der Zukunftsentwicklung Rücksicht zu nehmen ist, um die Überquerung des Fahrdammes möglichst zu vermeiden bzw. einzuschränken. Besondere Vorschriften lassen sich nicht gut aufstellen, da die Örtlichkeiten zu stark mitsprechen und zu wechselnd sind¹. In Abb. 353 sind für diese Art der Kabelverlegung zwei Ausführungen gezeichnet, die besonderer Erläuterung nicht bedürfen.

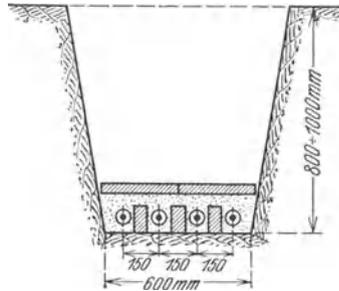


Abb. 354. Querschnitt durch einen Kabelgraben für Hochspannungskabel.

Sind mehrere Kabel nebeneinander zu verlegen, so soll der gegenseitige Abstand reichlich gewählt werden. Ist das nicht möglich, sind

¹ Leiterverlegung bei Planung öffentlicher Straßen. Elektr.-Wirtsch. 1930, H. 511, Juli.

die einzelnen Kabel durch Ziegelsteine, Zement- oder Tonplatten oder Kabelsteine (Abb. 354 und 358) zu trennen. Über diese Schutzmaßnahmen wird weiter unten noch gesprochen werden. Blanke Nullleiter sind besonders von den Kabeln durch zwischengelegte Steine abzusondern. Wird der Kabelgraben von Gas- oder Wasserleitungsrohren gekreuzt, dann sind die Kabel unter diesen Rohren durchzuführen und mit Tonröhren, Tonschalen o. dgl. zu umgeben. Der Abstand soll betragen zwischen einem Hauptgas- bzw. Wasserrohr und den Kabeln etwa 1000 mm, bei Abzweigrohren etwa 250 bis 300 mm.

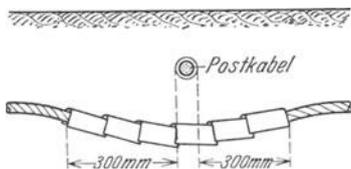


Abb. 355. Kreuzung zwischen Postkabel und Hochspannungskabel, Schutzabdeckung.

Bei Kabelkreuzungen mit Postkabeln ist ebenfalls mindestens ein Abstand von 500 mm einzuhalten. Außerdem sind die Starkstromkabel abzudecken (Abb. 355).

Bei Straßenkreuzungen werden die Kabel einzeln je in ein geschlossenes Ton- oder Eisenrohr¹ eingezogen, dessen Durchmesser mindestens 30 bis 50 mm größer sein muß als der Kabeldurchmesser, damit beim Durchziehen des Kabels besonders die äußere Jutebespinnung nicht angerissen wird und Rohrverstopfung eintritt. Bei Einleiterkabeln dürfen keine Eisenrohre verwendet werden. Abb. 356 zeigt die Herrichtung der Rohrein- bzw. -austrittsstelle, um Isolationsbeschädigungen der Kabel mit der Zeit zu verhüten. Gleiche Gesichtspunkte gelten für Kabelübergänge in Gebäuden, Fundamenten usw.

Die Lage der Kabel mit ihren Muffen aller Art ist nach ihrer Verlegung genau einzumessen und durch Markierungen an den Häusern

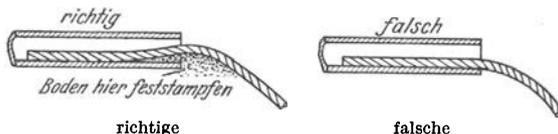


Abb. 356. Kabelverlegung bei Rohrein- und -austritt.

bzw. anderen unverrückbaren Punkten festzulegen, damit bei Instandsetzungsarbeiten, neuen Kabelgräben, Verlegung von Postleitungen, Gasrohren, Wasserleitungen sicher bekannt ist, wo die Starkstromkabel liegen, um sie beim Aufgraben vor Beschädigungen durch Erdarbeiten sicher zu schützen. Jedes Kabel soll außerdem alle 3 Meter ein Erkennungszeichen in Form einer Bleischelle erhalten, das gestempelt ist mit dem Querschnitt, der Spannung und gegebenenfalls mit weiteren Betriebsvermerken. Der Kabelplan muß stets zur Hand sein und vor allen Dingen fortlaufend sorgfältigst bei Änderungen jeglicher Art, die die Kabelanlage betreffen, ergänzt werden.

¹ Eisenrohre sollte man tunlichst nicht verwenden, da bei ihnen die Gefahr besteht, daß bei einem Kabeldurchschlag das Kabelstück mit dem Eisenrohr zusammenschmilzt und dann sehr umständliche und langdauernde Instandsetzungsarbeiten erforderlich sind.

Bei der Auswahl der Strecke für eine Überlandkabelanlage — also für Hochspannung — ist man oftmals freier als bei Freileitungen. Als erster Grundsatz gilt auch hier zunächst der, die miteinander zu verbindenden Punkte auf dem kürzesten Weg zu erreichen (theoretische Streckenlinie). Besondere Geländeschwierigkeiten und Hindernisse sind dabei allerdings mit Kabeln oft schwerer und kostspieliger zu überbrücken bzw. zu umgehen als mit Freileitungen. Andererseits bringt das im Erdboden verlegte Kabel nach Beendigung der Arbeiten für das benutzte Gelände keinerlei Behinderungen mehr. Seen, Flußläufe, Bahnkreuzungen, Wälder, Schluchten, alle solche Gegenden, in denen Erdbewegungen vorkommen können z. B. noch nicht aufgeschlossene oder bereits abgebaute Grubenfelder, Sandplätze, Kieslagerungen, Steinbrüche, ferner zukünftige Gemeindebebauungsgebiete, Flußregelungsstellen u. dgl. sind möglichst zu vermeiden. Falsch ist es, die Kabel in die Ackerfelder zu legen, um an Kabellänge zu sparen, da schon das Verlegen an sich, dann aber alle späteren Arbeiten sehr erschwert werden. Es genügt, auf die unbestimmte Lage der Kabelmuffen hinzuweisen. Am zweckmäßigsten ist es, die Kabel an die Straßen, Wege, unverrückbaren Feldgrenzen, kurz dort zu verlegen, wo sie jederzeit leicht und sicher aufgefunden, untersucht und instandgesetzt werden können. Umständliche Nachmessungen der Kabellage für solche Arbeiten verzögert diese ganz außerordentlich und können die Vorteile der Kabelanlage wesentlich beeinträchtigen. Markierungen der Kabelstrecken sind daher auch bei Überlandanlagen unbedingt erforderlich. Diese Markierungen, am zweckmäßigsten in Form von genau landmessermäßig eingemessenen Feldsteinen, sind häufig auf ihr Vorhandensein zu prüfen. Sie sollen für die Umgebung und den allgemeinen Verkehr möglichst unauffällig angelegt werden, um mutwillige Störungen, Beseitigung, Versetzen bei der Ackerbestellung u. dgl. zu verhüten. Jedes Kabel hat selbstverständlich wiederum seine Erkennungszeichen zu erhalten.

Bei der Streckenfestlegung ist wie bei der Freileitung auch hinsichtlich der einzelnen Kabellängen mit besonderer Umsicht zu verfahren, damit die Kabelmuffen nicht an Stellen zu liegen kommen, die ungeeignet oder schwer zugänglich sind. Fehler nach dieser Richtung sind bei der Verlegung nur mit verhältnismäßig hohen Unkosten zu beheben dadurch, daß die Kabellänge verkürzt werden muß und nicht verwertbarer Kabelabfall entsteht oder Zwischenmuffen eingeschaltet werden müssen. Das Auslegen in Schleifen hat für diese Fehlerbeseitigung zumeist wenig Wert. Innerhalb der Kreuzung einer Straße, Brücke, Eisenbahnlinie u. dgl. sollen Kabelmuffen niemals liegen.

Bei besonders langen Einzelstrecken und an Abzweigstellen sind, sofern sich dazu entsprechende Geländepunkte finden lassen, die Muffen in sicher verschlossenen Kabelkästen zu verlegen, um von solchen Stellen aus bei Untersuchungen leichter Streckenaufftrennungen vornehmen zu können.

Auf den Streckenplänen müssen wiederum und genauestens alle Geländeeinzelheiten eingetragen sein. Zu diesen gehören auch Hin-

weise auf besondere Bodenbeschaffenheiten (Sumpf, Kalkboden, Fels), damit gegebenenfalls die Bewehrung der Kabel zweckentsprechend gewählt wird. Die Überquerung von steileren Geländefalten, Schluchten, Felspartien usw. verlangt nach früheren Angaben besondere Kabelisolation und besondere Herrichtung der Bewehrung (zugentlastete Muffen, Einschalten von Kabelschleifen, Dehnungskabel). Jedes Kabelende muß vor seiner Muffe mit reichlicher Zusatzlänge verlegt werden, um genügenden Zuschuß zu besitzen für den Fall, daß durch Zerstörung einer Muffe ein Kabelstück herausgeschnitten werden muß.

Die einzelnen Kabellängen sollen unter Beachtung des bisher Gesagten derart gewählt werden, daß die Zahl der Muffen auf die geringst mögliche beschränkt wird. Jede Muffe ist gleich dem Isolator bei Freileitungen eine Gefahrenquelle.

Ist der Streckenplan mit allen Einzelheiten unter Beachtung dieser allgemeinen Gesichtspunkte ermittelt, dann erst kann die Bearbeitung der Kabelanlage an sich und die Bestellung der Kabel erfolgen. Der umgekehrte Weg ist grundsätzlich zu verwerfen.

Die Verlegung und die sonstigen Montagearbeiten sind nur unter Aufsicht geschulter Ingenieure und Monteure vorzunehmen, die Hilfsarbeiter besonders streng über ihre Tätigkeit zu unterweisen und zu beobachten, da bei den Kabeln eine ganze Reihe von Vorsichtsmaßnahmen zu beachten sind, um die erforderliche Betriebssicherheit nach der Verlegung gewährleisten zu können. Fehler zu beseitigen ist bei Kabeln eine sehr unangenehme Aufgabe. Schon das Auffinden ist nicht immer einfach und schnell möglich. Schleichende Fehler sind oft überhaupt nicht festzustellen und müssen dann durch Betriebsmaßnahmen besonderer Art (Ausbrennen) beseitigt werden. Daher sollte — um das zu wiederholen — für die Verlegung nur Sonderpersonal herangezogen werden. Schon das falsche Abtrommeln der Kabel, das unvorsichtige Einlegen in den Kabelgraben, im Winter die Temperatur, und vieles Andere können Fehler in der Isolation des Kabels verursachen, die nach kürzerer oder längerer Betriebszeit die unangenehmsten Folgen haben können. Messungen bei der Inbetriebnahme der Kabel geben darüber keinen einwandfreien Aufschluß. Besichtigungen sind nach beendeter Arbeit nicht mehr möglich.

b) Der Kabelgraben und die Kabelverlegung im Freien. Die Abmessungen des Kabelgrabens sind vor seinem Aufwurf besonders zu ermitteln und zwar nach der Anzahl der Kabel, ihren Abmessungen und der Form der Schutzabdeckungen, die erforderlich oder erwünscht sind. Ferner soll die Breite des Grabens nicht zu schmal gewählt werden, damit ein Begehen nach Einlegen des oder der Kabel noch möglich ist, ohne auf den Kabeln herumzutampeln. Wird nur ein Kabel verlegt, macht man die Sohle etwa 400 bis 500 mm breit.

Sind mehrere Kabel in einem Graben zu verlegen, so soll der seitliche Mittenabstand zwischen Hochspannungskabeln etwa 150 mm und zwischen diesen und Niederspannungskabeln (auch Fernsprechkabel) mindestens 200 mm betragen (Abb. 353 und 354). Steht die erforderliche Breite nicht zur Verfügung, dann sind die einzelnen Kabel durch

Ziegelsteine, Zementplatten, Asbestschieferplatten oder Tonschalen nach Abb. 358 zu trennen. Zwischen Kabel und Ziegelsteinen soll noch eine Sandschicht liegen. Bei besonders beschränkten Verhältnissen müssen die Kabel gegebenenfalls übereinander gelegt werden, was indessen nach Möglichkeit zu vermeiden ist. Bei mehreren Kabeln für verschiedene Spannungen und Verwendungszwecke in einem Graben ist darauf zu achten, daß die Verteilungs- bzw. Niederspannungskabel stets auf der richtigen Seite liegen, damit jede Kreuzung im Graben vermieden wird. Die Kabelgrabentiefe muß bis auf die im allgemeinen als frostfrei anzusehende Bodenschicht geführt werden, also mindestens 700 bis 800 mm betragen. Die Sohle soll eben sein, darf keine scharfkantigen Steine, Feldstücke u. dgl. aufweisen. Ist das im felsigen Boden nicht zu erreichen, muß eine Deckschicht aus gutem Sand vorher eingebracht werden. Das Kabel muß vollständig und in ganzer Länge auf dem Boden aufliegen. Die Kabelgrabenböschungen müssen je nach der Standfestigkeit des Bodens so abgeschrägt sein, daß der Graben nicht immer wieder zufällt und dadurch wesentliche Nacharbeiten erfordert. Insbesondere ist hier auf die Einwirkung von Regen und Sonne zu achten. Auf den Grabenaufwürfen dürfen keinerlei Schaufeln, Hacken und andere Werkzeuge herumliegen, die beim Einbringen des Kabels durch Hineinfallen dieses verletzen könnten.

Bei jeder Richtungsänderung aus der Geraden muß das Kabel in großem Bogen geführt werden. Jede kleine Biegung ist auch bei den Verlegungsarbeiten auf das sorgfältigste zu vermeiden. Die Kabelhersteller schreiben vor, daß der Krümmungshalbmesser

bei Niederspannungskabeln = dem 10 bis 15fachen Durchmesser,
 bei Hochspannungskabeln = dem 20fachen Durchmesser

des Kabels betragen soll.

Führt der Kabelgraben durch Torf oder Sumpf, dann ist zunächst durch chemische Untersuchungen festzustellen, ob der Boden Beimengungen (Erdsäure) enthält, die der Kabelisolation gefährlich werden können. Unter Umständen ist das Kabel in Ton- oder Zementrohre, deren Stoßfugen zu verschmieren sind, zu verlegen, oder wenigstens mit einem äußeren Schutzanstrich zu versehen. Im Kabelgraben ohne Schutzrohre oder Schutzunterlagen muß anderenfalls das Kabel vollständig in eine nach allen Seiten etwa 100 bis 150 mm starke Sandschicht eingebettet werden. Ist zu fürchten, daß im Sumpfgebiet die Lage der Kabel sich mit der Zeit ändert, so daß der Mittenabstand der Kabel nicht gewährleistet ist, oder stößt das Einhalten des Kabelgrabens auf Schwierigkeiten, empfiehlt es sich eine Gasse aus Holzpflocken zu bauen (Abb. 357)¹.

Alle Stellen, die mit Abwässern aus chemischen Fabriken, Gerbereien, Stallungen u. dgl. durchsetzt sind, müssen in entsprechend weitem Bogen oder durch Tieferlegen des Grabens in den gewachsenen unberührten Boden umgangen werden. Besonderer Kabelschutz durch

¹ Beusel, Dipl.-Ing.: Bemerkenswerte Höchstspannungskabelverlegungen. Felten & Guilleaume Rdsch. 1929 Heft 5 S. 2.

Rohre oder starke Sandbettung sind hier trotzdem empfehlenswert. Rohre sind mit Isoliermasse auszugießen, die Kabel mit Teeranstrich zu versehen oder auch in eine Lehmschicht zu betten.

Die Kosten für die Kabelverlegung mit Kabelsteinen (Abb. 358) sind naturgemäß höher, da der Kabelgraben breiter auszuwerfen ist, die Beschaffung und das Einbringen der Kabelsteine und ihre Her-

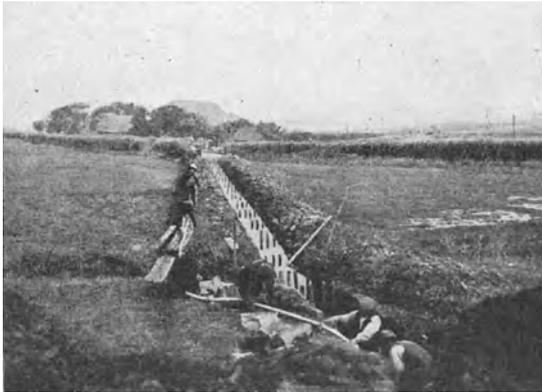


Abb. 357. Kabelgasse mit Holzpfählen durch eine Sumpfstrecke.

richtung, sowie das umständlichere Einlegen der Kabel hinzukommen. Werden die Kabel mit solchen Kabelschutzsteinen nur abgedeckt, dann sind im allgemeinen keine wesentlichen Preisunterschiede gegen einfache Ziegelsteine vorhanden. Technisch haben diese besonderen Kabelsteine den Vorteil, daß sie die Kabel auch gegen-

einander schützen, was bei den nur aufgelegten Ziegelsteinen nicht der Fall ist. Werden Kabelsteine für die Herstellung von vollständigen Kanälen benutzt, so sollen sie auch richtig verlegt werden. Dazu gehört, daß die Fugen vor der Kabelmontage glatt verstrichen werden, damit keine

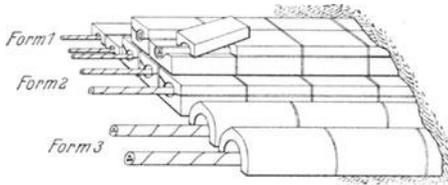


Abb. 358. Verschiedene Formen von Kabelschutzsteinen.

Feuchtigkeit von unten hereindringen kann. Ferner sollen die Kabelsteine nicht unhandlich schwer und lang sein, damit sie von einem Mann getragen werden können. Die Deckel müssen sich leicht abheben lassen und eine solche Form besitzen, daß sie beim Zufüllen und Verstampfen des Kabelgrabens in ihrer richtigen Lage bleiben und beim Einsetzen den lose glattgestrichenen Bettungssand für das Kabel zusammendrücken, so daß das Kabel ohne Luftzwischenräume im Sand eingepreßt liegt.

Bei der Verlegung von Einleiterkabeln ohne Bewehrung in Drehstromanlagen wird es auch aus elektrischen Gründen empfehlenswert sein, die Kabelsteine zu benutzen, um den richtigen und gleichbleibenden Phasenabstand zu gewährleisten. Etwas schwieriger gestaltet sich die Verdrillung der Kabel. Abb. 359 zeigt den Schnitt durch einen Kabelgraben für 50-kV-Einleiterkabel ohne Bewehrung, wie er von dem

E. W. der Stadt Zürich hergestellt worden ist¹. Im gleichen Graben, 250 mm über den Hochspannungskabeln, liegt ein 20 adriges Meß-, Fernsprech- und Meldekabel abgeschirmt gegen die elektrischen Einwirkungen des Feldes und geschützt gegen Überspannungen aus der Kabelanlage durch ein geschlossenes Eisenrohr.

Abb. 360 zeigt die Gestaltung des Kanals für die Kabelverlegung über eine Brücke. Die Tonformsteine liegen in Eisenrahmen und sind mit Holzbohlen abgedeckt. An Stelle letzterer können auch Zementplatten treten, die dann aber in geschlossenen Eisenrahmen liegen und nicht zu schwer sein sollen. Abb. 361 zeigt die Durchbildung einer Betonkabelbrücke, die im Kabelkanal selbst noch belüftet wird. Für den Abfluß eingedrungenen Tageswassers ist Sorge zu tragen und die Sandbettung entsprechend zu wählen.

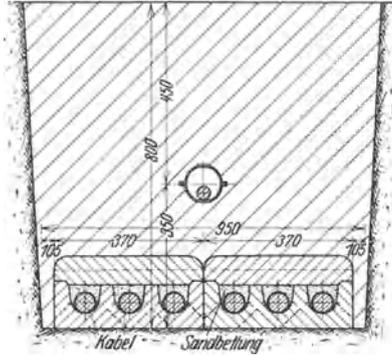


Abb. 359. Kabelkanalquerschnitt der 50-kV-Einleiterkabelstrecke des E.W. der Stadt Zürich.

Bei der Verlegung des Kabels in welligem Gelände, im Gebirge oder unter ähnlichen Verhältnissen muß besonders darauf geachtet werden,

daß das Kabel und besonders jede Kabelmuffe bzw. jeder Kabelkasten nicht auf Zug beansprucht wird. Hier ist das Kabel im Bogen heranzuführen, um die Zugbeanspruchung zu verhüten und gleichzeitig genügenden Vorrat für Nachschneiden der Kabelenden zu erhalten. Auf die Dehnungskabel soll besonders hingewiesen werden.

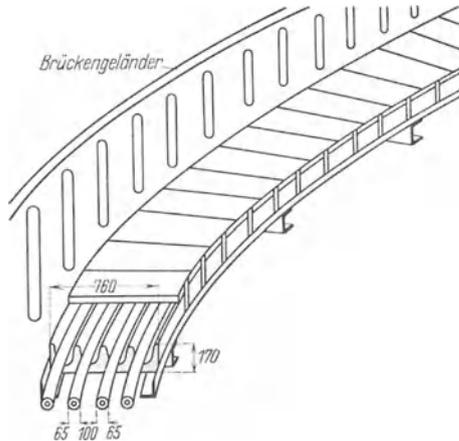


Abb. 360. Kabelkanal über eine Brücke mit Kabelverlegung, Zementformsteine, Holzbohlenabdeckung.

Die günstigste Zeit für die Verlegung von Kabeln ist der Frühling oder der Herbst, weil dann die Lufttemperatur weder zu hoch noch zu tief ist. Im Sommer müssen die Kabel vor der Einwirkung starker Sonnenbestrahlung, im Winter vor Frost geschützt werden. In beiden Fällen kann unter Umständen die Isolierung innere Beschädigungen erfahren, die später zu Betriebsstörungen namentlich bei Hochspannungskabel führen können.

¹ Grob, E.: Die 50-kV-Kabelleitung Manegg-Selnau des E.W. der Stadt Zürich. Bull. des S.E.V. 1930 Heft 6.

Auf die Verlegung von Kabeln durch einen Flußlauf und größere Wasserflächen (Seen, Überschwemmungsgebiete) kann im einzelnen nicht eingegangen werden. Es liegen für diese Verhältnisse heute bei den großen Kabelherstellern bereits so weitgehende Erfahrungen vor, daß eine solche Kabelanlage mit voller Betriebssicherheit ausgeführt werden kann¹.

c) **Die Kabelverlegung in Gebäuden.** Sie kann entweder in Kanälen oder offen erfolgen. Auf Erweiterungen ist hier unter Umständen ganz

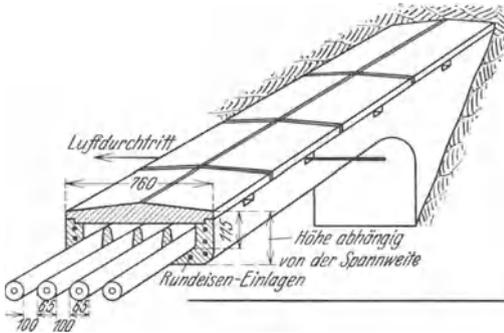


Abb. 361. Kabelkanalbrücke aus Beton.

besonders Rücksicht zu nehmen. Bei Kabeln mit äußerer Juteumspinnung ist diese wie bereits gesagt zu entfernen, da sie leicht brennbar ist und beim Brand starke Rauchentwicklung erzeugt.

Bei Neuanlagen werden die Kabelkanäle wenn irgend möglich im Fußboden von vornherein vorgesehen. Bei nachträglichem Einbau solcher Kanäle werden sie aus Ziegelsteinen mit Zementverputz oder aus Beton mit Abdeckung aus Holz, Riffelblech oder Eisenbetonplatten hergestellt. Die Breite des Kabelkanales richtet sich nach der Anzahl und Art der Kabel, wobei zwischen Nieder- und Hochspannungskabeln in einem Kanal wiederum eine Zwischenwand aus Ziegelsteinen oder Betonplatten vorzusehen ist. An sich sollen die

Kabel mit einem gegenseitigen Abstand von mindestens 50 mm verlegt werden, wenn nicht bei Hochspannung andere Abstände von vornherein notwendig sind. Aus bautechnischen Gründen soll die Kanalbreite nicht über 1000 mm betragen, damit die Abdeckungen mit Rücksicht auf Durchbiegen, Betreten, Befahren nicht zu schwer werden. Muß der Kanal breiter sein, so ist in der Mitte des Kanals ein Pfeiler entweder aus Eisen oder Mauerwerk anzuordnen und die Abdeckung als Doppeldeckung auszuführen. In den

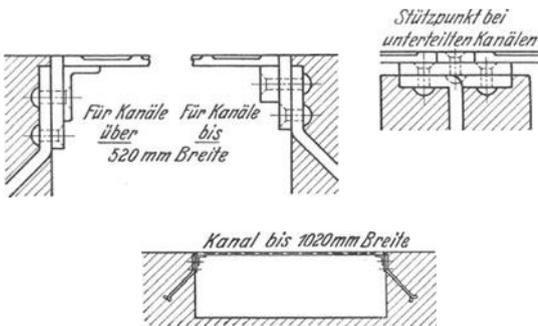


Abb. 362. Kanal mit Riffelblechabdeckung und Baueinheiten.

Kabel mit einem gegenseitigen Abstand von mindestens 50 mm verlegt werden, wenn nicht bei Hochspannung andere Abstände von vornherein notwendig sind. Aus bautechnischen Gründen soll die Kanalbreite nicht über 1000 mm betragen, damit die Abdeckungen mit Rücksicht auf Durchbiegen, Betreten, Befahren nicht zu schwer werden. Muß der Kanal breiter sein, so ist in der Mitte des Kanals ein Pfeiler entweder aus Eisen oder Mauerwerk anzuordnen und die Abdeckung als Doppeldeckung auszuführen. In den Abb. 362 und 363 sind einige Baueinheiten für solche Kanäle ge-

¹ Siehe Fußnote S. 409.

zeichnet. Bei Verwendung von Riffelblechabdeckung ist die Kanalbreite nach den handelsüblichen Blechgrößen so zu bestimmen, daß möglichst wenig Blechabfall also Verlust entsteht.

Die Kanaltiefe richtet sich nach der Höhe der etwa vorhandenen Muffen. Zumeist wird man mit einer Tiefe von etwa 400 bis 600 mm auskommen. Die nutzbare Tiefe ist größer bei Blechabdeckung als bei Eisenbeton- oder ähnlicher Plattenabdeckung. Letztere sollte stets mit Eiseneinfassung versehen werden, damit sie nicht an den Ecken ausbricht. Betonplatten sind zudem schwerer und unhandlicher als Riffelblechplatten.

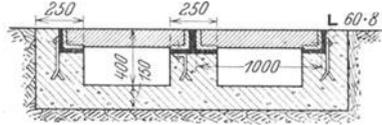


Abb. 363. Doppelkanal mit Plattenabdeckung.

Für alle Kanäle in Gebäuden gelten ebenfalls die Vorschriften, daß sie vor Feuchtigkeit zu schützen sind und wenn die Kabel nicht in Sandbettung liegen, gut belüftet werden, wobei aber darauf zu achten ist, daß durch solche Öffnungen keine Ratten eindringen können. Bei Leistungskabeln sind zum Eindämmen von Kabelbränden streckenweise Zwischenstege über die ganze Kanalbreite zu legen, die andererseits aber die Belüftung nicht behindern dürfen. Die Lage der Kabelkanäle soll ferner so gewählt werden, daß bei Störungen an den Maschinen, Kesseln, Umspannern kein Wasser, Öl, Dampf usw. eindringen kann. Ist das nicht zu erreichen, so müssen die gefährdeten Kanalstrecken mit Gefälle nach der Breite und Länge und mit seitlichen Ablaufrinnen versehen werden. Eine streng durchgeführte Trennung der einzelnen Kabel nach Zweck, Spannung und Stromart ist sehr zu empfehlen. Sie erleichtert die Übersicht und das Auffinden bzw. Beseitigen von Fehlern, vermeidet andererseits die Übertragung von Störungen. Auch das Ausheben oder Einbringen einzelner Kabel wird bequemer. Platz für Erweiterungen ist dann nicht zu vergessen. Eine genaue Bezeichnung sämtlicher Kabel ist auch hier unbedingt durchzuführen. Kreuzungen sind tunlichst zu vermeiden.

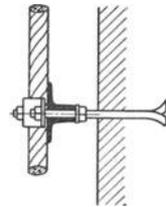


Abb. 364.

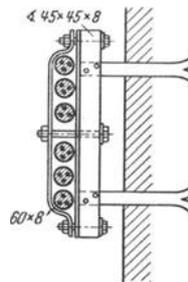


Abb. 365.

Abb. 364 und 365. Schellenbefestigung für Kabelverlegung an der Wand.

Bei der Verlegung der Kabel offen an der Wand sind ebenfalls einige grundsätzliche Gesichtspunkte zu beachten. Im allgemeinen werden einzelne Kabel an eingemauerten Eisen- oder Holzschellen befestigt (Abb. 364). Liegen mehrere Kabel nebeneinander, so sind Befestigungsarten nach Abb. 365 und 366 zu benutzen. Über den seitlichen Kabelabstand gilt das oben Gesagte entsprechend. Bei Kabeln mit verschiedenem Durchmesser erfolgt für die gemeinsame Schellenbefestigung der Ausgleich durch umgewickelte Isolierpappe. Der Längen-

abstand der Schellenstützpunkte richtet sich nach dem Gewicht der Kabel. Er soll nicht über 1000 mm betragen. Für das Verlegen der Kabel an der Decke gelten die gleichen Gesichtspunkte und Befestigungsformen wie für das Verlegen an der Wand.

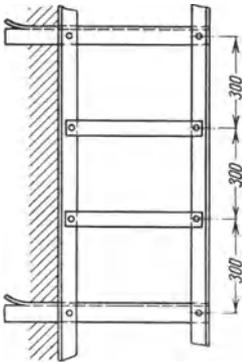
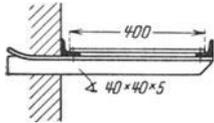


Abb. 366. Kabelbrücke für Wandverlegung.

An Stelle der Schellenverlegung werden oftmals auch Kabelbrücken nach Abb. 366 und 367 benutzt, wenn es sich um eine große Zahl von Kabeln sehr verschiedenen Durchmessers handelt z. B. Melde- und Steuerkabel.

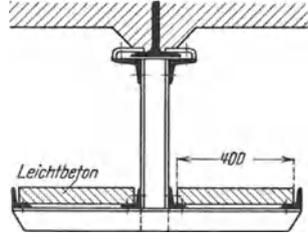


Abb. 367. Doppelbrücke für Kabelverlegung an der Decke.

Eine gute Ausbildung der Kabelanlage für die Meß- und Steuerkabel in einem Kraftwerk unter der Warte zeigt Abb. 368.

Eine neue Art der Kabelbefestigung ist der Kabel-Schnell-Verleger¹. Er besteht aus einer Schelle mit einer Wanne, in die das Kabel gelegt und durch eine Schraube gegen das Winkel- oder

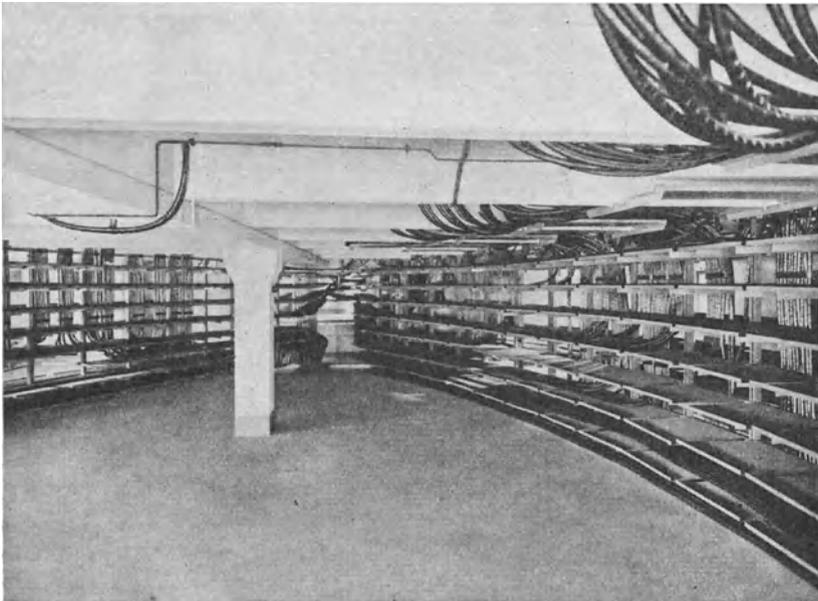


Abb. 368. Kabelkeller eines Kraftwerkes unter der Warte.

¹ Kabel-Schnell-Verleger G. m. b. H. Berlin W 8. Helios-Z. 1931, Nr. 36.

U-Eisen festgedrückt wird, an das der Verleger aufgehängt ist. Abb. 369 zeigt diesen Verleger im Einzelnen und Abb. 370 seine Verwendung bei der Kabelverlegung an der Wand und an der Decke. Die Vorteile gegenüber der Kabelverlegungsform nach Abb. 365 bis 367 sind leicht erkennbar. Das Anbringen und das Herausnehmen eines Kabels ist einfach, der Platzbedarf gering, die Anordnung von Kabeln verschiedenen Durchmessers neben- oder übereinander ist bequem möglich. Unter Umständen lassen sich mit diesem Verleger Ersparnisse in den Kabelverlegungskosten machen.

d) Kabelstollen. Für die Kabelanlage zur Verbindung zwischen Kraftwerk und Umspann- oder Unterwerk und besonders dann, wenn es sich dabei um schwierig zu überwindendes Gelände und eine große Zahl von Kabeln handelt, wird die Verlegung in einem Stollen zu prüfen sein.

Eine nach dieser Richtung besonders interessante Ausführung ist von den Oberhasli-Werken der Bernischen Kraftwerke gebaut worden, die in Abb. 371 wiedergegeben ist. Dieser Stollen ist befahrbar durch eine kleine Benzollokomotive eingerichtet. Einzelheiten sind aus Abb. 371 zu ersehen. Der Stollen führt durch das Gebirge.

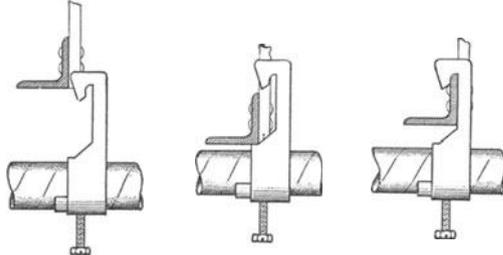


Abb. 369. Kabelschnellverleger bei der Montage.

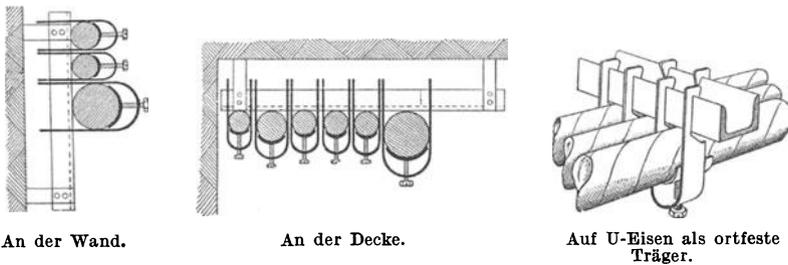


Abb. 370. Kabelschnellverleger für verschiedene Kabellagen und Kabeldurchmesser.

Die Ausführung eines frei an einem Berghang angelegten Kabelkanals für Maschinen- und Steuerleitungen zeigt Abb. 372 wie sie für den Kabelkanal zwischen dem Saaletalsperren-Kraftwerk Bleiloch der A.G. Obere Saale und dem 100/50/10-kV-Umspannwerk des Thüringenwerkes, das auf einem Bergrücken etwa 100 m über dem Maschinenhaus liegt, gewählt worden ist. Aus Gründen der Betriebssicherheit, der Erhaltung des Landschaftsbildes und nicht zuletzt auch der Kosten konnten Freileitungen zur Überwindung des Steilhanges nicht zugelassen werden. Einen offenen, künstlich abzudeckenden Kanal in den Felsen zu sprengen wäre zu teuer gewesen, zumal Begehbarkeit verlangt werden mußte. Offene Kabelverlegung selbst mit entsprechen-

Die Kraftwirkung zwischen zwei stromdurchflossenen Leitern ist:

$$P = 2,04 \frac{i_1 \cdot i_2}{a} 10^{-6} \text{ kg/m}, \quad (327)$$

i_1 = Strom im Leiter 1 in A,

i_2 = Strom im Leiter 2 in A,

a = Abstand der Leiter in cm.

Die mechanische Beanspruchung durch die abstoßenden Kräfte bei Kurzschluß ist auch bei Drehstromkabeln vorhanden. Die Kabelfirmen müssen daher die Angaben auf S. 412 auch für die Beurteilung dieser Verhältnisse kennen. Insbesondere sind Untersuchungen dieser Art anzustellen, wenn es sich um niedrige Spannungen und große Stromstärken auch bei Gleichstrom handelt.

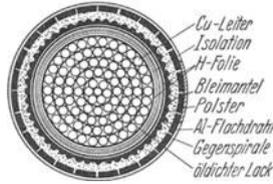


Abb. 372a. Kabelquerschnitt.

2x3 Einleiterkabel + je ein Kabel zur Reserve, $q=800 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$, Isolationsstärke 3 mm, Bleimantelstärke 2,4 mm, Aluminium-Flachdrahtbewehrung 1,7 mm, Außendurchmesser des Kabels 60 mm, Betriebsspannung Drehstrom 10 kV_{eff}, Wattverluste/km: im Dielektrikum 0,8 kW, im Bleimantel und der Bewehrung 6,7 kW, bei Vollast 1450 A, 25000 kVA. Verlegung auf den Ecken eines gleichseitigen Dreiecks, $a=200 \text{ m}$.
(Rheinische Draht- und Kabelwerke, Köln.)

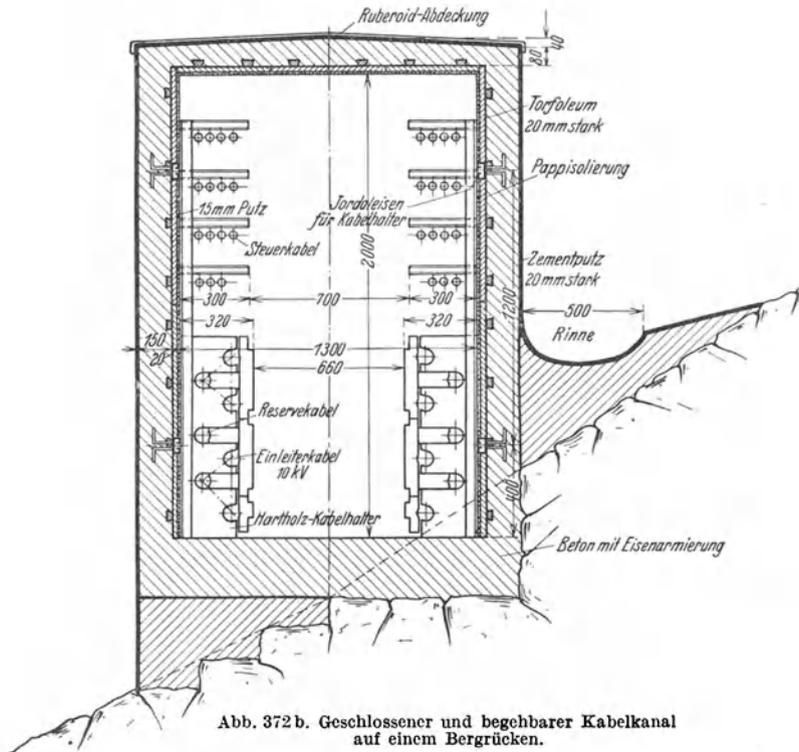


Abb. 372b. Geschlossener und begehrbarer Kabelkanal auf einem Berggrücken.

f) Die Kabelzubehöerteile. Auf Grund der Errichtungsvorschriften des VDE müssen Kabelzubehöerteile verwendet werden, die so beschaffen sind, daß die Isolation des Kabels vor Feuchtigkeit und atmosphärischen

Einflüssen, sowie gegen mechanische und chemische Beschädigungen geschützt ist. Die Verbindungsstellen der Kabeladern müssen gute elektrische Werte und die gleiche Betriebssicherheit aufweisen wie die angeschlossenen Kabel selbst. Es sind daher bei der Auswahl von Kabelzubehörteilen solche erster Kabelhersteller zu berücksichtigen, so daß Gewähr für einwandfreie Bauform und Verwendung bester Werkstoffe gegeben ist. Insbesondere gilt das auch für die Vergußmasse¹ und die gesamte Montage.

Im folgenden werden nur grundsätzlich zu beachtende Gesichtspunkte behandelt. Beschreibungen einzelner Bauformen werden nicht gegeben, da sie bei den verschiedenen Herstellern keine wesentlichen Abweichungen zeigen.

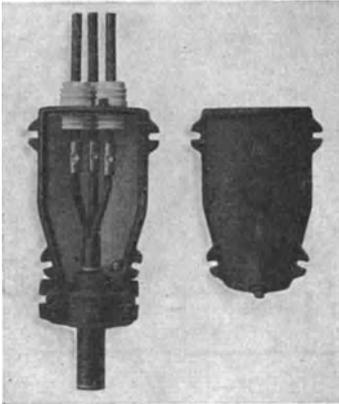


Abb. 373. Runder gußeiserner Endverschluß für Dreileiterkabel bei 6 kV in Innenräumen, Gummiladeranschluß.

Alle Kabelzubehörteile richten sich in Gestalt, Ausführung und innerer Durchbildung nach der Stromart, Spannung und Art der Verlegung. Bei der Montage und Erdung der Zubehörteile, Bleimäntel und Bewehrung der Kabel sind die Vorschriften des VDE zu beachten.

1. Die Kabelendverschlüsse. Sie dienen zum Abschluß des Kabels gegen äußere Einflüsse für den Zweck der Überführung der Kabeladern in den Anschluß an die Sammelschienen, Maschinen, Schaltgeräte usw.

Die Verbindung der Kabelenden mit den Anschlußleitern erfolgt für Spannungen bis 25 kV entweder im Innern des Endverschlusses durch Schraubhülsen (Abb. 373) oder außerhalb des Gehäuses (Abb. 374 a und b), indem die isolierten Kabeladern unmittelbar ausgeführt werden. Im ersteren Falle müssen die Anschlußleiter für die gleiche Spannung isoliert sein wie die Kabelleiter, da die im Endverschluß befestigten Porzellanbuchsen nur als mechanischer Schutz für die Anschlußleiter dienen.

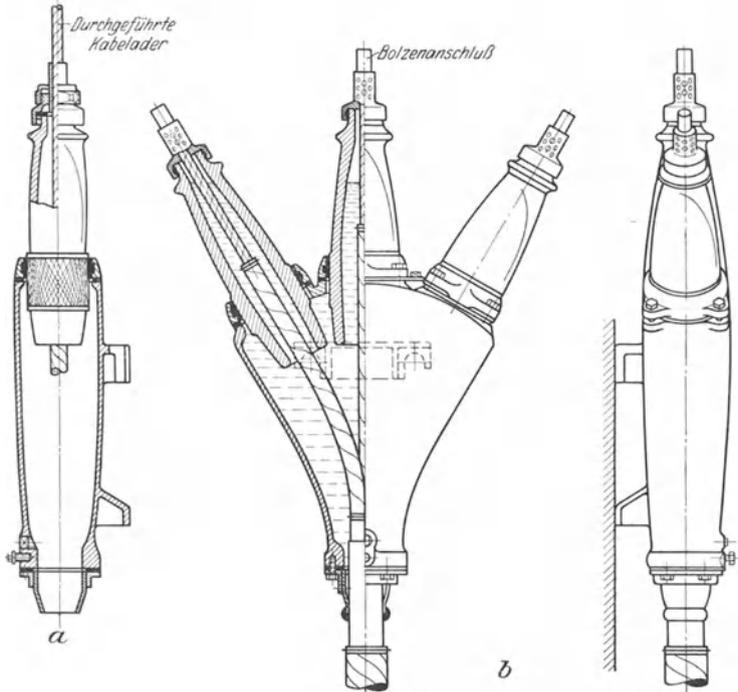
Bei der Verbindungsform nach Abb. 374 a sind die Kabeladern in die aufsetzbaren Kappenschraubhülsen geführt, die einen Anschlußzapfen für die Anschlußleiter tragen. Die Verbindungsform nach Abb. 374 b weicht insofern ab, als hier die blanken Kabeladern unmittelbar durch die Isolatoren durchgeführt sind und zum Anschluß dienen. Der Abschluß auf den Porzellandurchführungen wird dann mit Hilfe von Stopfbuchsenkappen vorgenommen, welche die an dieser Stelle massiv durchgelöteten Kabeladern stopfbuchsartig abdichten.

Die Wahl der Verbindungsformen richtet sich nach der Höhe der Spannung mit Rücksicht auf die Isolation der Anschlußleiter und

¹ Siehe Vorschriften des VDE für die Bewertung und Prüfung von Vergußmassen für Kabelzubehörteile.

weiter ganz besonders nach der Größe der Kurzschlußstromstärke, die für den Kabelanschluß zu erwarten ist. Je größer diese Stromstärke ist, um so besser und sicherer muß der Anschluß sein. Dann ist die Ausführung nach Abb. 374 b die zuverlässigste.

Für Spannungen bis 1 kV werden einfache Weichgummiendverschlüsse dort verwendet, wo sie in Innenräumen vor Feuchtigkeit, erheblichen Temperaturschwankungen, Sonnenbestrahlung, chemischen und mechanischen Angriffen geschützt sind. Treffen diese Voraus-



Blanker Anschluß an Anschlußbolzen

Durchgeführte Kabelader

Abb. 374 a und b, Dreileiter-Flachendverschlüsse.

setzungen nicht zu, so werden Blei-, Eisenblech- oder Gußeisenendverschlüsse je nach den örtlichen Verhältnissen gewählt. Bei höheren Spannungen kommen nur gußeisernerne Endverschlüsse zur Verwendung.

Beim Dreileiter-Gürtel- und H-Kabel sind die drei Adern im Endverschluß auseinanderzubiegen. Die Montage erfordert daher besonders an dieser Stelle für höhere Spannung größte Sorgfalt. Die Drei-Einleiterkabel sind nach dieser Richtung wesentlich besser, weil jede Kabelader wie ein Einleiterkabel behandelt werden kann.

Um Gleiches beim Gürtelkabel zu erreichen, hat die AEG den sog. Spreizkopfendverschluß (Abb. 375) durchgebildet. Hier werden auf die freigelegten Einzeladern Bleirohre geschoben, so daß drei Einleiterkabel entstehen. Die Raumbeanspruchung bei diesem Spreizkopfkabel-

abschluß ist allerdings wesentlich größer. Zu bemerken ist hier noch, daß die Einleiterendverschlüsse gleichzeitig als Stromwandler ausgebildet werden können.

Ob das betrieblich zweckmäßig ist, muß besonders untersucht werden. Nachteilig ist dabei, daß bei einer Störung in einem derartigen Stromwandler das ganze Kabel außer Betrieb gesetzt werden muß, während bei der getrennten Ausführung durch Überbrückung des Wandlers der Betrieb schon nach kurzer Zeit fortgeführt werden kann, bis Zeit vorhanden ist den Wandler auszubauen.

Auf eine betrieblich gute besondere Endverschlusßanordnung soll aufmerksam gemacht werden, wie sie von der AEG ausgeführt wird. Die drei Einleiterendverschlüsse eines Dreileiterkabels werden auf einem bogenförmigen Gestell (Abb. 376) so angebracht, daß sie eine fächerförmige Lage erhalten. Dadurch ist es möglich, die Endverschlüsse gegeneinander beliebig zu vertauschen, was für die Phasenlage und Phasenfolge des Anschlusses an die Innenanlage, insbesondere wenn es sich um mehrere Kabel handelt, in der Montage und im Betrieb eine erwünschte Freiheit zuläßt¹.

Liegen die Kabel in größerer Länge auf geneigter Ebene, wird es unter Umständen notwendig sein, die Endverschlüsse mit Ausdehnungsgefäßen für die wandernde Kabelmasse zu versehen. An sich ist dieses aber eine Maßnahme, die der Betrieb ablehnt, weil aus den bereits wiederholt erläuterten Gründen die Kabel in ihrer Sicherheit

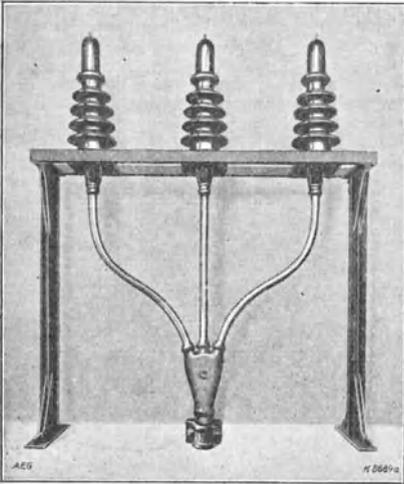


Abb. 375. Spreizkopfendverschlusß der AEG für Dreileiter-Gürtelkabel.

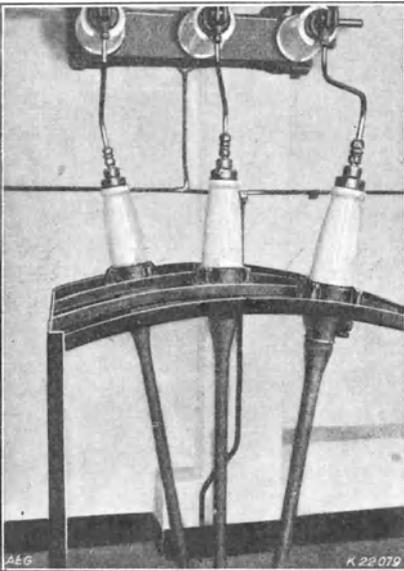


Abb. 376. Gabelgestell für Phasenwechsel zwischen Kabel und Innenleitung (AEG).

¹ Dörfel, E.: Vertauschbarkeit der Phasen beim Kabelendverschlusß. AEG-Mitt. 1930 Heft 3.

geschwächt werden und an Zuverlässigkeit, sowie an Lebensdauer verlieren. Die Kabelbauform selbst soll also den Verhältnissen entsprechend gewählt werden.

Bei Einleiterkabeln muß das Gehäuse des Endverschlusses aus Messingguß hergestellt werden. Ferner müssen die eisernen Befestigungen der Endverschlüsse Isolierzwischenlagen und Bronzeschrauben erhalten, damit an diesen Stellen keine zusätzlichen Eisenverluste durch einen geschlossenen Eisenweg für die magnetischen Kraftlinien entstehen.

Bei metallisierten Kabeln ist die Metallisierung im Endverschluß und auch in der Verbindungsmuffe ganz besonders sorgfältig zu behandeln, damit nicht an dieser Stelle der Zweck und Wert der Metallisierung beeinträchtigt oder aufgehoben wird. In der Hauptsache handelt es sich dabei um eine allmähliche räumliche Überleitung des Feldes. Die Bildung der gefährlichen Lufträume muß auch an dieser Stelle vermieden werden¹. Abb. 377 läßt die Ausführung gut erkennen.

Für Innenräume stellt neuerdings der Betrieb das Verlangen, öl- und massegefüllte Schaltgeräte zu vermeiden, um bei Durchschlägen und Überschlägen Verqualmungs- und Brandgefahr und bei Stromüberlastungen ein Austreten von Öl oder Masse zu beseitigen. Diesen Gesichtspunkten folgen nunmehr auch die Kabelhersteller in der Durchbildung ihrer Endverschlüsse ohne Vergußmasse. Als besondere zusätzliche Bedingung ist von diesen Neukonstruktionen zu verlangen, daß sie auch gegen Feuchtigkeitsaufnahme sicher schützen.

Bis etwa 10 kV wird ein solcher Endverschluß durch Aufwickeln von Isolierband besonderer Güte mit Isolierlackanstrichen auf die einzelnen Kabeladern hergestellt.

Bei höheren Spannungen bis etwa 50 kV wird das Kabelende mit einer sog. Wickelkeule (Abb. 378) versehen², die in Aufbau und Gestaltung der elektrischen Feldverteilung Rechnung trägt.

Während beim Einleiter- und Drei-Einleiterkabel diese neue Art des Endverschlusses keine besonderen betrieblichen Bedenken hat, ist das beim Dreileiter-Gürtelkabel nicht immer der Fall. Hier muß darauf geachtet werden, daß aus Beilauf und Zwickel bei Temperaturerhöhungen im Kabel keine Tränkmasse heraustreten kann. Um diese Unsicherheit zu beseitigen, werden solche Mehrleiterkabel mit einer besonderen Dichtungskappe versehen, die um den gemeinsamen Bleimantel gelegt wird und durch ihre Form die Kabeladern in Einzelkabel trennt. Die bisher gemachten Erfahrungen mit dieser Art der Herstellung eines

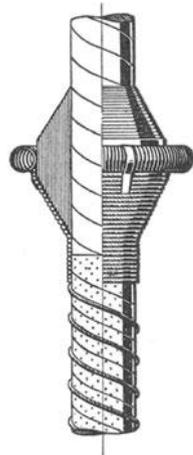


Abb. 377. Endausbildung der Metallisierung eines Kabels für Einführung in einen Endverschluß.

¹ Steiner, W.: Metallisierungsauslauf in Endverschlüssen für Hochspannungskabel. AEG-Mitt. 1928 Heft 3.

² Euler, A.: Die bisherige Entwicklung der Kabelendverschlüsse ohne Vergußmasse. Siemens-Z. 1931 Heft 2.

Kabelendverschlusses sind befriedigend. Abb. 379 zeigt eine alte und eine neue Ausführung, aus der auch die Bleidichtungskappe ersichtlich ist.

Aus den bereits erläuterten Sicherheitsgründen gehen die Kabelhersteller immer mehr dazu über, für Spannungen über 30 kV Ölkabel in Vorschlag zu bringen. Diese Ausführung steht allerdings in unmittelbarem Widerspruch zu dem oben genannten Verlangen des Betriebes, Öl aus den Schaltanlagen zu entfernen. Solche Ölkabel erfordern Druckausgleichsgefäße an den Endverschlüssen und auch an den Muffen, die infolgedessen nur in besondere Zellen eingebaut werden sollen, um

von diesen Stellen aus keine Feuers- und Verqualmungsgefahr befürchten zu müssen. Die Ausgleichsgefäße erhalten noch Druck- und Ölstandsanzeiger zur Überprüfung des Kabelzustandes und der Ölverhältnisse. Abb. 380

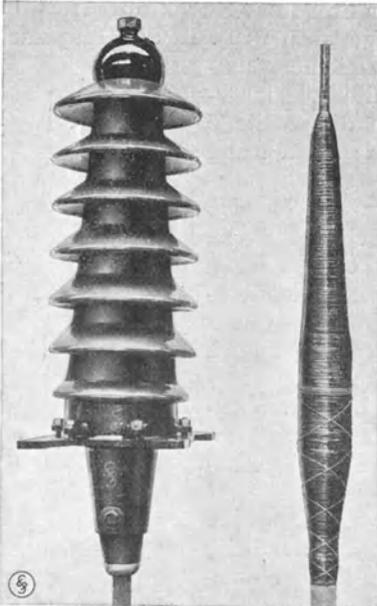


Abb. 378. Wickelkeule für Einleiterkabel (Freiluftausführung).

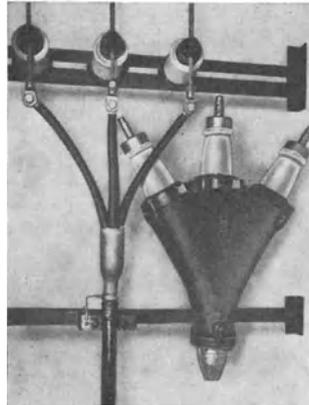


Abb. 379. Vergleich eines Dreileiter-Flachendverschlusses mit Winkelkeulen-Endabschluß.

zeigt die neueste Durchbildung dieser Endverschlüsse für die 100 kV Einleiterkabel des Großkraftwerk Franken A.G. Nürnberg im Speisepunkt Tullnau.

Für Endverschlüsse in Freileitungs- und Freiluftanlagen sind besondere Bauformen durchgebildet, die auf die Eigenart dieser Verlegung entsprechend Rücksicht nehmen. Die Form der Isolatoren richtet sich nach den gleichen Bedingungen wie sie für die Freileitungsisolatoren im einzelnen besprochen sind (Selbstreinigung, Ruß- und Staubablagerung u. dgl.). Solche Freileitungsendverschlüsse werden neuerdings einfach am Mast befestigt und die Verbindung mit der Freileitung selbst durch blanke oder der Spannung entsprechend isolierte Leiter hergestellt. Für gewöhnlich verzichtet man neuerdings auf den Einbau eines Überspannungsschutzes an der Übergangsstelle, sofern die Überschlags- und Durchschlagsfestigkeit der Kabel und Endverschlüsse

höhere Werte haben als die der Freileitungsisolatoren. Auch die öfters geübte Gepflogenheit für Kabel, die an Freileitungen angeschlossen werden, eine Isolation gleich dem 1,5fachen der jeweiligen Betriebsspannung zu wählen, ist, wie bereits früher gesagt, verlassen worden, da die Kabelbauformen und die Durchschlagsfestigkeit der Isolation genügende Sicherheit gegen diese Gefahren bieten. Will man aus besonderen Gründen die Kabelendverschlüsse nach der gleichen Normenreihe wählen wie die Streckenisolatoren, ist der Einbau von Kathodenfallableitern zu empfehlen.

Bei den normalen Bauarten von Kabelendverschlüssen werden die Durchführungsisolatoren auf dem Gehäuse mit einem Metallflansch aufge kittet. Die Kittung muß gleichzeitig die Aufgabe übernehmen, das Eindringen von Feuchtigkeit in den Endverschluß zu verhindern. Das Innere des Kabelendverschlusses wird mit einer Isoliermasse ausgegossen, die jedoch den Hohlraum nicht völlig ausfüllen darf, um bei Temperaturschwankungen Platz für die dann eintretende Raumänderung der Ausgußmasse zu lassen. Nach diesem Grundsatz sind auch z. B. die Endverschlüsse nach DIN ausgebildet. Der be-

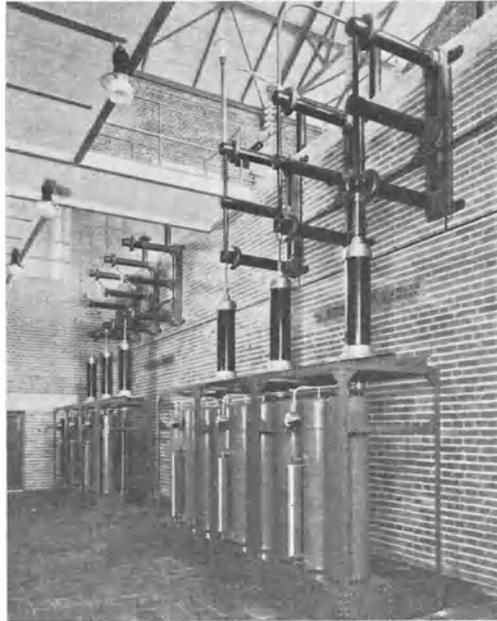


Abb. 380. Kabelendverschlüsse der 100 kV Einleiter-Ölkabel im Schalt haus Tull nau (SSW).

schriebenen Bauart haften jedoch Mängel an. Die zum Befestigen der Metallflanschen benutzten Kitten und Zemente haben Nachteile, die denjenigen bei gekitteten Isolatoren entsprechen. Im Lauf der Zeit tritt unter Umständen eine Raumänderung auf, das sogenannte Treiben, das zur Zerstörung des Endverschlusses führen kann. Außerdem neigen diese Stoffe vielfach zum Rissigwerden und sind zudem nicht völlig wasserundurchlässig. Die eindringende Feuchtigkeit hat unbedingt Durchschlag zwischen Kabelleiter und Gehäuse des Endverschlusses zur Folge. Am besten haben sich bisher die Mischungen aus Bleigliätte und Glycerin bewährt, während Zemente aller Art trotz der vielfach versuchten Verbesserungen durch abdichtende Zusätze ziemlich stark wasseraufnahmefähig sind und Rißbildungen zulassen. Eine andere Aus-

zuweisen, die Metallflanschen mechanisch zu befestigen, während man die Abdichtung zwischen Metallgehäuse und Durchführungsisolator legt. Aber auch dieser Aufgabe sind die Kitte und Zemente nur mangelhaft gewachsen, da ihre mechanische Festigkeit von verschiedenen schlecht überwachbaren Umständen abhängt und oft versagt. Von den Rheinischen Draht- und Kabelwerken ist eine andere Befestigungsart

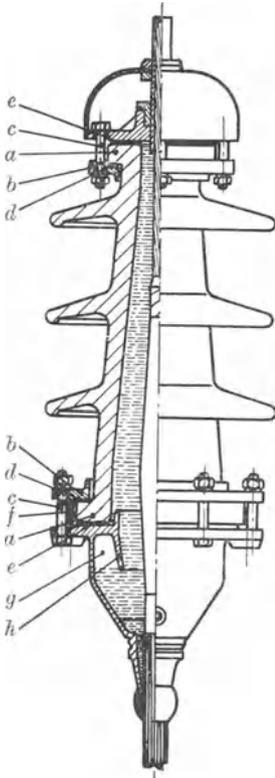


Abb. 381. Kittloser Kabelendverschluß mit Ausdehnungsraum der Rhein. Draht- und Kabelwerke, Köln-Riehl. (Erläuterung siehe Text.)

entwickelt, die auf jegliche Verbindung durch Kitt oder Zement verzichtet und die Befestigung sowohl des Isolators auf dem Gehäuse als auch der Kopfausrüstung auf dem Isolator durch Verschraubungen vornimmt. Ferner wird im Gehäuse ein reichlich großer Hohlraum vorgesehen, der als Ausdehnungsgefäß für die zum Ausgießen verwendete Isoliermasse dient und gestattet, das Innere des Isolators bis unter den Kopfteil völlig mit Masse zu füllen, ohne daß bei Temperaturschwankungen in diesem Zustand irgendeine Veränderung eintritt. Zum Ausgießen wird eine bei den vorkommenden Temperaturen noch nachgiebig bleibende Masse verwendet, die vom Kabel durch untergegossene Masse von fester innerer Zusammensetzung abgeschlossen ist. An Stelle der weichen Ausgußmasse kann man auch ein mehr oder minder dünnflüssiges Isolieröl benutzen. Bei dem neuen Endverschluß (Abb. 381) sind an dem Porzellankörper zwei dicke Wulste *a* angebracht, die mittels der Ringe *b* und der Schrauben *c* auf den Hals des Endverschlusses bzw. auf die Strahlungskappe beliebig fest aufgedrückt werden. Die Polster *d* verhüten dabei eine ungleichmäßige Druckbeanspruchung des Porzellans. An dem Porzellankörper liegt oben und unten je ein Dichtungsring *e* aus einem Sonderwerkstoff an. Diese Ringe sind einerseits durch die Strahlungskappe und andererseits durch den Metallring *f* gegen unmittelbaren Feuchtigkeitszutritt geschützt. Der konische Hals des Endverschlusses ist so ausgebildet, daß zwischen Zylinder *h*

und dem Gehäuse ein Raum *g* entsteht, der beim Eingießen der Masse luftgefüllt bleibt. Die eingeschlossene Luft wirkt als Polster, wenn alle anderen Hohlräume mit Vergußmasse gefüllt sind. Dieser neue Endverschluß ist vollständig dicht, wetterfest, mechanisch fest und unempfindlich gegen Temperaturschwankungen, denn der Ausdehnungsraum gibt den Raumänderungen des Ausgußwerkstoffes nach. Die Füllmasse kann nicht tropfen, Lunker können sich nicht bilden.

Sind Drei-Einleiterkabel vorhanden, ist der Übergang zur Freileitung sehr einfach und sicher durchführbar. Jede Phase hat ihr eigenes Kabel

und kann infolgedessen mit ihrem Endverschluß dort am Mast hingesezt werden, wo die Freileitungsphase dieses am besten erfordert (Abb. 382)¹. Bei Gürtelkabeln ist diese einfache Übergangsform nur möglich, wenn die Spreizkopfendverschlüsse nach Abb. 375 gewählt werden.

2. Die Kabelverbindungsmuffen. Sie dienen zur Verbindung der Kabelenden auf der Strecke und müssen den Streckenverhältnissen entsprechend durchgebildet sein. Die Verbindungsstellen der Kabeladern müssen wiederum gute elektrische Werte und die gleiche Betriebssicherheit aufweisen wie die angeschlossenen Kabel selbst.

Die Muffen bestehen bei Einphasenkabeln aus Messing, bei Gleichstrom- und Mehrphasenkabeln im allgemeinen aus einem geteilten Gußgehäuse, in welchem die Verbindungsstellen in Vergußmasse eingebettet sind (Abb. 383). In trockenen Verlegungsgebieten genügen einfache Gußmuffen. Im feuchten Boden, sowie bei Spannungen über 10 kV erhalten die Muffen neuerdings durchweg eine verlötete Innenmuffe (Abb. 384), die jeglichen Feuchtigkeitszutritt zu den Kabeladern verhindert. Die Verbindung der einzelnen Kabeladern selbst erfolgt durch Hülsen und Verlötung, bei Spannungen über 10 kV noch mit einer Papierbewicklung zur Erhöhung der elektrischen Festigkeit. An Stelle der Verbindungshülsen tritt bei höheren Spannungen die Spleißung der Kabeladern und Verlötung. Auch ein Wickelverfahren wird angewendet, für das jeder Kabelhersteller seine eigenen Erfahrungen hat (Abb. 385). Durch Stege aus Isolierstoff werden an der Verbindungsstelle die einzelnen Leiterauseinander gehalten, wie aus Abb. 383 bis 385 ersichtlich.

Die Verbindungsmuffen bei Ölkabeln erhalten kleine Ölausdehnungsgefäße, die entweder im Graben aufgestellt und eingegraben werden oder bei größeren Anlagen in besonderen Kästen ähnlich den Kabelkästen oder Senkgruben zur Aufstellung kommen.

Zur Verbindung von Kabeln in Gegenden, in denen Bodenverschiebungen und Senkungen zu befürchten sind z. B. in Bergwerksgebieten werden neben Dehnungskabeln für die Muffen Sonderausführungen mit

¹ Abb. 382 zeigt ein 60 kV Ölkabel. Unter den Endverschlüssen liegen die Ölausdehnungsgefäße.



Abb. 382. Überführung eines 60 kV Dreileiter-Ölkabels in Freileitung.

dehnbaren Klemmen gewählt (Abb. 386). Diese sind in isolierten Rohren derart verschiebbar gelagert, daß sie etwaigen Längenschiebungen des eingeschraubten und verlöteten Kabelleiters ohne Schwierigkeiten nachgeben.

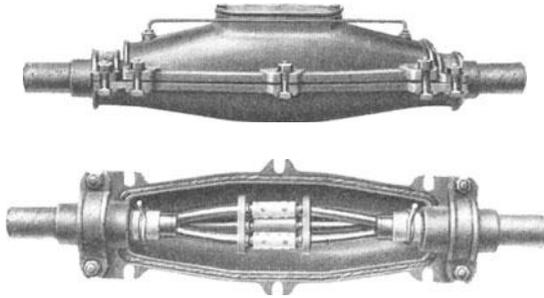


Abb. 383. Verbindungsmuffe für Mehrleiterkabel bei trockener Bodenbeschaffenheit (10 kV).

Bei drahtbewehrten Kabeln empfiehlt es sich, außer den dehnbaren Klemmen Abspannvorrichtungen über der Muffe einzubauen, welche die Bewehrungsdrähte der beiden Kabelenden fest verankern und mittels

einstellbarer Verbindungsstangen zugsicher verbinden (Abb. 387), um schon bei der Montage eine gewisse Vorspannung in der Kabelbewehrung zu erzielen, die die in der Muffe liegenden Leiter und Verbindungsstellen

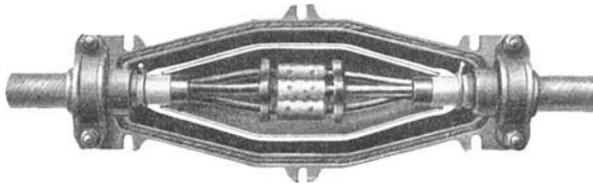


Abb. 384. Verbindungsmuffe für Mehrleiterkabel mit Blei-Innenmuffe bei feuchter Bodenbeschaffenheit.

beim Ziehen des Kabels vor dem Zerreißen schützt. Die gußeiserne Muffe selbst kann Zugbeanspruchungen nur in geringem Maß aufnehmen.

Für andere Zwecke z. B. für Abzweigungen, Hausanschlüsse, Kreuzungen u. dgl. sind Muffen in entsprechender Form durchgebildet, auf die im einzelnen einzugehen nicht erforderlich erscheint.

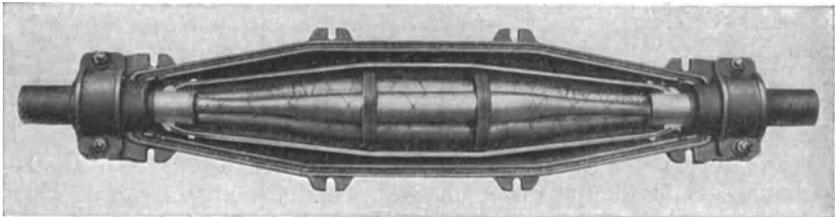


Abb. 385. Verbindungsmuffe für Mehrleiterkabel (Winkelverbindung) mit Blei-Innenmuffe (30 kV).

Kabel im Bereich elektrischer Bahnen werden durch Irrströme so empfindlich angegriffen, daß eine Zerstörung der Bleimäntel durch Korrosion eintritt. Um dieses zu verhüten und somit die Lebensdauer der

Kabel zu erhöhen, werden Isolierstellen in Form von Isoliermuffen nach Abb. 388 eingefügt. Hierdurch wird die Durchleitung der Irrströme durch Bleimantel oder Bewehrung bzw. Bleimantel und Bewehrung verhindert. Zur Unterbrechung der Stromdurchleitung wird aus dem Bleimantel ein etwa 10 mm breiter Ring herausgeschnitten. Der so entstandene Zwischenraum wird mit Kabelwickelpapier ausgefüllt. Hierüber wird ein besonderer, durch Preßspanband versteifter Bandwickel gelegt.

Damit diese Bewicklungsstelle durch Zug-, Druck- oder Verdrehungskräfte des Kabels nicht beschädigt werden kann, ist auf beiden Seiten je ein zweiseitiger Kabelabfang-

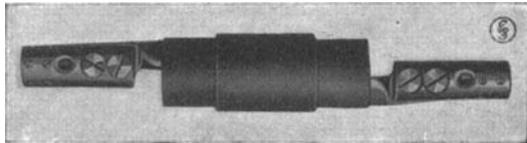


Abb. 386. Dehnungsklemme.

flansch angebracht, mit dem der Bleimantel und die Bewehrung des Kabels verlötet werden. Durch das Ausgießen mit heißer Masse nach der Montage erfolgt eine innige Verbindung des Bandwickels mit dem Bleimantel, so daß jeder Feuchtigkeitzutritt an der Unterbrechungsstelle verhindert ist.

3. Die Kabelkästen. Kabelkästen werden bei Nieder- und Mittelspannungen bis 6 kV an Kreuzungs- und Verteilungspunkten in die Kabelnetze eingebaut. Sie bestehen aus dem eigentlichen Kabelkasten

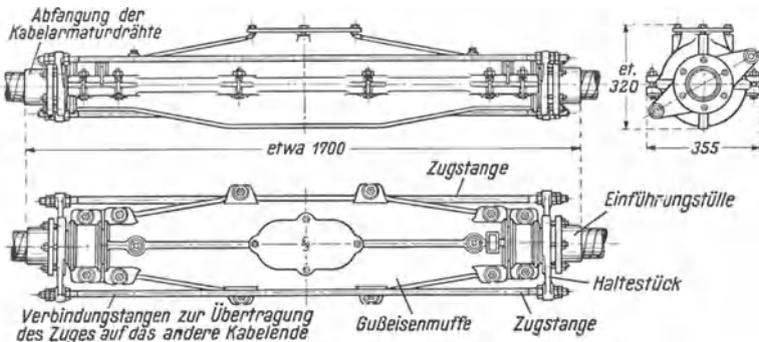


Abb. 387. Muffe für besondere Zugbeanspruchung.

mit Inneneinrichtung, anschraubbaren Stützen oder Blindflanschen und dem aufschraubbaren Deckel mit zwischenliegender wasserdichter Gummidichtung.

Je nach den örtlichen Verhältnissen und der Höhe der Spannung, sowie der Stromart und Anzahl der ein- und auszuführenden Kabel werden die Kabelkästen rund oder viereckig geliefert. Für höhere Spannungen als 6000 V kommen mit Rücksicht auf die elektrischen und baulichen Abmessungen Kabelkästen nicht mehr zur Verwendung. Für Trennstellen werden solche Kästen bis 10 kV gebaut.

Für Spannungen bis 250 V Gleichstrom oder 500 V Wechsel- oder Drehstrom werden zum Schutz der Kabel, sowie bei Betriebsstörungen usw.

zum schnellen Trennen der einzelnen Kabelstrecken Abschmelzsicherungen benutzt. Die Trennung geschieht durch Herausnahme der Sicherungen (Abb. 389). Bei höheren Spannungen (Abb. 390) wird diese Trennung durch Herausnahme von Kupferverbindungsstücken vorgenommen, welche in diesem Fall an Stelle der Sicherungen verwendet werden müssen. Die Klemmen und Sammelstücke im Kasten sind mit

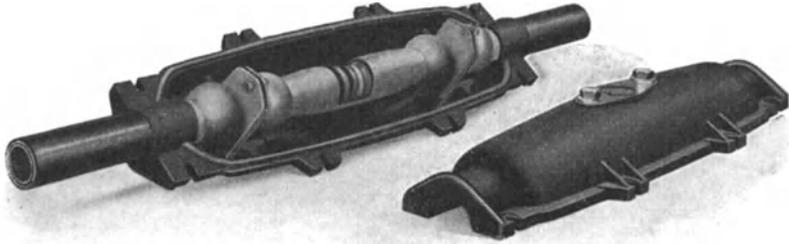


Abb. 388. Isoliermuffe.

Kontaktmessern versehen, auf die ein federnder Stecker mit Handgriff gesteckt wird. Die Schmelzeinsätze oder Kupferverbindungsstücke werden an diesem Stecker festgeschraubt. Diese Ausführung hat den Vorteil, daß das Einsetzen ohne Zuhilfenahme eines Schraubenschlüssels erfolgen



Abb. 389. Runder Kabelkasten bis 3 kV für Schmelzstreifensicherungen.

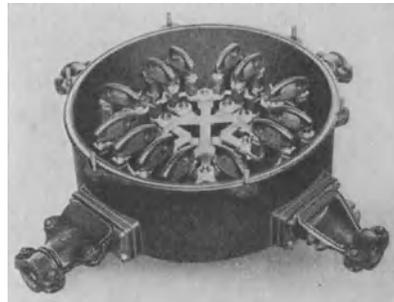


Abb. 390. Runder Kabelkasten mit Kontakttrennstücken.

kann. Beim Einsetzen und Auswechseln der Sicherungen und Kupferverbindungsstücke, sowie beim Trennen einzelner Kabelstrecken sind die Sicherheitsvorschriften des VDE zu beachten. Das gleiche gilt für die Erdung.

Für die Beurteilung der Kabelkastendurchbildung ist darauf aufmerksam zu machen, daß aufschraubbare, offene Streifensicherungen nicht mehr den Anforderungen entsprechen, die heute in bezug auf Sicherung und Schutz der Bedienung gestellt werden müssen. Patronen- oder Stecksicherungen mit isoliertem Mittelstück bieten zwar einen etwas besseren Schutz gegen Brandverletzungen bei unvorsichtigem

Hantieren, sie weisen aber in elektrischer Beziehung Nachteile auf, die von dem Einbau abraten. Die hierbei verwendeten federnden Kontakte bedeuten fast immer eine Gefahr für die Betriebssicherheit. Abgesehen davon, daß die üblichen Federkontakte durch schlechtes Passen und durch Verziehen bei nachlässigem Einsetzen der Sicherungen leicht Beschädigungen mechanischer Natur oder durch späteres Ausglühen ausgesetzt sind, stellen sie an und für sich nicht die technisch beste Verbindung dar, die für diesen Fall zu fordern ist. Da im Kabelkasten durch den vollständigen Abschluß eine Luftkühlung nicht stattfindet, führt die dauernde Erwärmung der Federn zu einem Nachlassen der Federkraft, was wiederum eine Erhöhung des Übergangswiderstandes der Kontakte und damit weitere Wärmeentwicklung zur Folge hat. Werden geschwächte Federn nicht rechtzeitig erneuert, so ist das Ausbrennen des Kastens schließlich die letzte Folge. Es sollen daher nur Schraubenverbindungen für die Sicherungen bzw. Kontaktstücke verwendet werden, die mit einem isolierten Steckschlüssel zu bedienen sind. Ferner muß genügend freier Raum zum Auswechseln vorhanden sein sowohl zwischen Kastenswand als auch benachbartem Pol, damit beim Arbeiten kein Kurzschluß entstehen kann.

Für Spannungen über 6 kV werden an Stelle von Kabelkästen Abzweigmuffen ähnlich den Verbindungsmuffen verwendet.

Für den Einbau der Kabelkästen müssen die örtlichen Verhältnisse vorher beurteilt werden, weil die Kästen leicht zugänglich sein sollen, andererseits äußere Einwirkungen jeglicher Art nicht eintreten dürfen. Im Straßenpflaster, Fahrdamm, Bürgersteig u. dgl. werden zum Schutz Brunnenrahmen verwendet, die auf Beton- oder gußeisernen Böcken ruhen. Der Kabelkasten selbst wird auf eine genügend und richtig entwässerte Betonsohle aufgesetzt (Abb. 391). Handelt es sich um große Kabelkästen, ist es gegebenenfalls notwendig, den Kastenschacht zu belüften und besonders zu entwässern, um Gas- und Feuchtigkeitsbildung zu verhüten. Liegen Gas- und Wasserrohre neben dem Kabelkasten, so ist der Einbau so tief vorzunehmen, daß Störungen durch Gas- oder Wasserrohrbruch im Kabelkasten nicht eintreten können. Unter Umständen ist die Ausführung ähnlich den Kanal- und Straßensinkschächten durchzubilden.

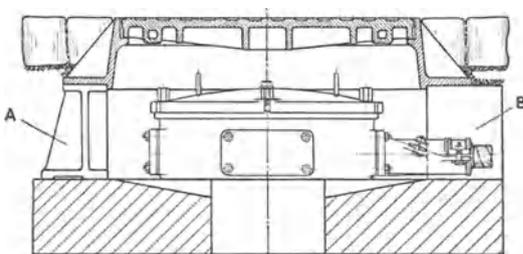


Abb. 391. Kabelkasten mit Brunnenrahmen für Einbau in Straßendamm.

A auf gußeisernen Böcken, B auf Betonklötzen.

18. Wirtschaftliche und betriebstechnische Einzelheiten.

a) **Kabel statt Freileitungen.** Zu dem auf S. 161 bereits Gesagten sind noch einige Ergänzungen zu machen. Kabel statt Freileitungen werden bei Nieder- und Mittelspannungen vornehmlich dort zur Ver-

wendung kommen müssen, wo es sich um Leitungen in dicht besiedelten Gebieten, Industriezentren und Städten handelt, ferner für die Überquerung besonders breiter Täler, Flüsse und Verkehrsstraßen. Neuerdings ist man aber noch einen Schritt weitergegangen und hat mit der Verkabelung der Mittelspannungsnetze der Überlandkraftwerke begonnen.

Die Gründe für den Ersatz der Freileitungen durch Kabel sind für die Weiterentwicklung der Hochspannungskraftübertragung von so hervorragender Bedeutung, daß sie immer mehr Veranlassung dafür geben, die Hoch- und Höchstspannungskabel und ihre Zubehörteile zu verbessern und vor allen Dingen im Preis billiger herzustellen, denn an letzterem scheitern heute noch die Mehrzahl aller Ausführungsmöglichkeiten. Über die Betriebssicherheit von Mittelspannungskabeln bis etwa 30 kV liegen schon umfangreiche Erfahrungen bei Verwendung normaler Kabelbauformen vor, doch scheinen diese dem Verfasser noch nicht ausreichend genug zu sein, um sie auf die Höchstspannungskabel zu übertragen und den Erfahrungen mit Freileitungen vollwertig gegenüberzustellen. Insbesondere bezieht sich das auf die Lebensdauer. Erst wenn innerhalb eines Zeitraumes von mehr als 15 Jahren sich auch die Lebensdauer von Hoch- und Höchstspannungskabeln (Lebensdauer = Betriebsicherheit) als genügend erwiesen hat so jedenfalls, daß die Beschaffungskosten mit erträglichem Prozentsatz jährlich abgeschrieben werden können, wird der ausgedehnteren Einführung der Hochspannungskabel in die Netze der Kraftübertragungsanlagen der Weg freigemacht sein immer vorausgesetzt, daß die Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Es mag dieses noch durch den Hinweis auf folgendes unterstrichen werden. Als vor nunmehr etwa 10 Jahren plötzlich in allen Freileitungen umfangreiche Störungen an den Isolatoren auftraten, stand man vor ersten Schwierigkeiten, die indessen sowohl geldlich als auch betrieblich verhältnismäßig rasch zu überwinden waren und nach außen zwar durch häufigere Störungen der Stromlieferung bemerkt wurden, aber kaum ernstlich die Ausbreitung der elektrischen Kraftübertragung verzögert haben. Man stelle sich ähnliches vor in einem ausgedehnteren Hochspannungsnetz, wenn durch irgendwelche neuartigen Einflüsse elektrischer, mechanischer oder betrieblicher Natur Allgemeinstörungen und Zerstörungen in den Kabeln und Zubehörteilen auftreten würden. Der Gesamtbetrieb müßte auf längere Zeit völlig lahmgelegt werden, wobei immer wieder zu berücksichtigen ist, daß die Auffindung von Kabelfehlern und ihre Beseitigung unverhältnismäßig viel mehr Zeit und Mühe verursacht als bei Freileitungen. Darum ist zu wiederholen, daß die genügende Lebensdauer der Kabel über 30 kV mit ihrem Zubehör erst noch nachgewiesen werden muß.

Als erwiesen kann angesehen werden, daß atmosphärische Störungen bei Kabelanlagen nicht vorkommen können. Die mit diesen verbundenen Überspannungen kehren aber in anderer Form als Gefahrenquellen bei Kabelanlagen wieder, und zwar in Schaltvorgängen, die nicht zu vermeiden sind. Berücksichtigt man die völlige Wertverschiebung für

Induktivität und Kapazität bei Kabelanlagen gegenüber Freileitungen, so erhellt hieraus bereits, daß dieser oft zu findende Hinweis auf den Vorzug der Kabelanlagen nur dann gilt, wenn das gesamte Netz einer Anlage in Kabeln verlegt ist. Daß die Gefährdung der Kraftübertragung durch Sturm und Rauhrefortfällt, ist zwar zuzugeben, sollte aber unvoreingenommen und richtig gewertet werden. Bei großen Freileitungsanlagen mit doppelter Speisung und Wahlschutz gebaut nach den neuesten Erfahrungen und Berechnungen gehört diese Art von Störungen des Betriebes immer mehr zu den Seltenheiten. Aus Vorkommnissen bei Mittelspannungsanlagen, die mit einfachsten und billigsten Mitteln zu erstellen sind, um die Stromlieferung wirtschaftlich überhaupt zu ermöglichen, dürfen keine verkehrten Schlüsse für die Verwendung von Kabeln gezogen werden. Würde man nur verhältnismäßig geringe Mehrkosten bei diesen Freileitungs-Mittelspannungsnetzen zulassen, würde man die Zahl der Betriebsstörungen unverhältnismäßig stark herabdrücken können, nur verbietet in der Mehrzahl der Fälle das Verhältnis der Anlagekosten zu dem erzielten Gewinn aus der Stromlieferung die Übernahme höherer Kosten für die Leitungen. Stellt man diesen die Kosten für eine Kabelanlage gegenüber, so erreichen letztere fast stets ein Mehrfaches der Freileitungskosten. Bleibt das unberücksichtigt, dann allerdings trifft die Behauptung betriebstechnisch zu. Anschlüsse von besonderem Wert scheiden bei dieser Betrachtung natürlich aus.

Berücksichtigt man weiter die wesentlich leichtere Beaufsichtigung und Instandsetzung der Freileitungen aller Spannungen gegenüber Kabelanlagen, dann wird vom betriebstechnischen und auch vom betriebswirtschaftlichen Standpunkt aus stets bei der Entwurfsbearbeitung neuer oder auszuwechselnder alter Strecken sorgfältigste Prüfung aller Gesichtspunkte voranzugehen haben, ehe man sich für die eine oder andere Bauform entscheidet.

b) Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen. Allgemeine Angaben für den Kostenvergleich lassen sich nur sehr schwer machen und bieten nicht die Gewähr, bei Vorentwürfen Anspruch auf die dabei notwendige Sicherheit zu haben. Die Beschaffenheit der Strecke gibt für die Beurteilung der Anlagekosten den Ausschlag. Will man einen überschläglichen Vergleich durchführen, so ist für den erfahrenen Entwurfsingenieur die Streckenbeschaffenheit aus den genauen Karten der Landesaufnahmen im allgemeinen ersichtlich, wenn diese vervollständigt werden durch die Einzelheiten, die bei der Besprechung der Strecke für beide Arten von Leitungen gekennzeichnet worden sind. Fehlen solche Unterlagen, ist eine den späteren tatsächlichen Verhältnissen entsprechende Kostenermittlung für beide Leitungsführungen nicht durchführbar. Das Ergebnis wird falsch, der Vergleich kann völlig unrichtig werden. Es ist häufig festzustellen, daß Schätzungen mit ungenügenden Unterlagen Irrtümer bis zu 50 vH mehr ergeben haben. Dann ist aber auch jeder wirtschaftliche Vergleich irreführend und sogar unzulässig. Es ist daher dringend abzuraten. Zahlenwerte solcher Art für den Vergleich zwischen Kabel und Freileitung ernstern wirtschaftlichen Unter-

suchungen zugrunde zu legen. Besser ist es schon, die sich immer lohnenden verhältnismäßig geringen Kosten für Voruntersuchungen und erste Streckenaufnahmen aufzuwenden, um für einen Vergleich brauchbare Unterlagen zu erhalten.

Sind die Streckenverhältnisse für einen solchen Kostenvergleich geklärt, Art und Ausführungsform für die Leitungsanlage nach allen Einzelheiten bestimmt, dann ist die Wirtschaftlichkeitsberechnung zunächst entscheidend. Einzuschließen sind in diese auch alle besonderen elektrischen Verhältnisse wie z. B. Ableitungsverluste und die aus besonderen Betriebseinrichtungen wie Spannungsregelung, Drosselspulen usw. entspringenden jährlichen Kosten an Kapitaleinstellung, Unterhaltung, Verlusten u. dgl. Demgegenüber müssen andererseits aber auch die Vorteile entsprechend bewertet werden so z. B. durch Verbesserung des Leistungsfaktors, wenn sich das im Stromtarif auswirkt, durch einfachere und billigere Reserve, durch geringere Störungsmöglichkeiten. Eine solche wirtschaftliche Untersuchung ist daher nicht ganz einfach und erfordert schon Überlegung und praktische Erfahrungen. Auf einen recht oft zu treffenden Irrtum ist dabei aufmerksam zu machen. Es trifft nach Ansicht des Verfassers nicht zu, wie von den Kabelherstellern vielfach behauptet, daß eine einfache Drehstromkabelleitung hinsichtlich der Betriebssicherheit und damit der Anlagekosten gleichgesetzt werden muß einer Doppelleitung bei der Freileitungsanlage. Der einfache Stromkreis bleibt für den Betrieb immer nur der einfache Stromkreis gleichgültig ob Kabel oder Freileitung. Andere Annahmen müssen vom Betrieb und damit für wirtschaftliche Untersuchungen als unzutreffend bezeichnet werden. Bei Drehstromkabeln aus Einleiterkabeln ein Reservekabel zuzulegen ist nichts anderes als bei Freileitungen die vierte Phase. Die Freileitungskosten durch Berücksichtigung dieser Reservephase zu erhöhen, beim Kabel aber die vierte Phase im Hinblick auf größere Betriebssicherheit nicht zu berücksichtigen oder nur ein verseiltes Kabel anzunehmen und dadurch die Kabelanlagekosten künstlich herabzudrücken, ist ebenfalls nicht zulässig. Dabei ist der spätere Ausbau auf den vollen zweiten Stromkreis bei Freileitungen wesentlich einfacher, billiger und schneller vorzunehmen als bei Kabelanlagen. Die Überlastungsfähigkeit der Kabel vorübergehend bei Störungen ist gefährlich und wesentlich begrenzter als bei Freileitungen, die „innere“ Reserve daher bei Freileitungen größer als bei Kabeln.

Im allgemeinen kann man bei den derzeitigen Preisen für die Kabel selbst annehmen, daß bei guten Streckenverhältnissen und entsprechend zweckmäßigem, sicherem Bau der Freileitung mit einem Stromkreis ohne Zusatzeinrichtungen die gegenseitigen Kosten sich verhalten für:

Mittelspannung bis 15 kV Freileitung: Kabel 1 : 1,6 bis 1,7 bei kleineren Querschnitten bis 50 mm² und 1 : 1,4 bis 1,5, bei 70 bis 95 mm²;

Höchstspannung bei 60 kV: 1 : 3,5 bis 4,0, bei 100 kV: 1 : 4,0 bis 4,5.

Die Zahlentafel 54 gibt einen Vergleich für eine 60-kV-Drehstrom-Einfachleitung bei 40 km Streckenlänge mit vierter Phase für die Freileitung, aber ohne Zusatzeinrichtungen¹. Als Kabel ist ein Ölkabel zugrunde gelegt. Die Strecke soll eben sein, was für die Ölanlagen besonders zu beachten ist, da Gebirgsgelände nicht unerhebliche Mehrkosten verursachen würden. Die Preise gelten unter heutigen Herstellungs- und Preisverhältnissen.

Die Übertragungsleistung ist gleich der zulässigen Kabelbelastung gewählt worden. Das Ölkabel hat einen Querschnitt von $3 \times 70 \text{ mm}^2$, seine zulässige Belastung bei Verlegung in Erde und Abdeckung durch Tonhauben beträgt 240 A bzw. 25000 kVA. Um diese Leistung mit einem Drehstrommassekabel zu übertragen, müßte man nach VDE ein Dreileitermassekabel mit einem Querschnitt von $3 \times 150 \text{ mm}^2$ verwenden. Zu der Ausführung des Kabels selbst ist zu bemerken, daß ein Dreileiter-Gürtelkabel mit normalen Leiterseilen und Metallisierung

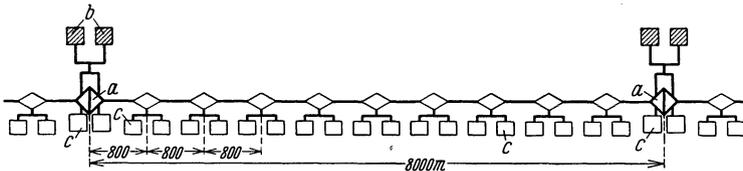


Abb. 392. Ölkabelstrecke (zu Zahlentafel 54).

a Sperrmuffe, b Vorratsgefäß; 2 Kessel je 100 Liter, c je 2 Ölfässer an den Verbindungsmuffen.

gewählt wurde. Über dem Bleimantel, der eine Stärke von 3,5 mm besitzt, folgt zwischen verschiedenen Compound- und Papierlagen eine einfache Bandeisenbewehrung, die Eisenflachdrahtbewehrung und äußere Juteasphaltierung.

Das Eisenband über dem Bleimantel wirkt als Druckschutz gegen vom Innern des Kabels kommende radiale Druckbeanspruchung des Bleimantels. Die Eisenflachdrahtbewehrung wirkt neben ihrer Aufgabe als Bewehrung in gleichem Sinn hinsichtlich auftretender Druckbeanspruchungen in der Längsrichtung.

Die 40 km lange Strecke wird durch 4 Sperrmuffen in 5 Abschnitte mit je 8 km Länge unterteilt. An den Sperrmuffen werden Vorratsgefäße mit 200 l Ölinhalt zum Nachspeisen angeschlossen. An den beiden Endverschlüssen sind Vorratsgefäße gleicher Größe vorgesehen. Für den Druckausgleich bei Erwärmung und Abkühlung sind je Verbindungsmuffe 2 mit Öl gefüllte Druckgefäße vorhanden, desgleichen ein solches Gefäß an jeder Sperrmuffenhälfte und an jedem Endverschluß. Das Bild der Ölversorgung eines Unterabschnittes von 8 km Länge ist in Abb. 392 gezeichnet.

Die Freileitung mit vierter Phase ist in normaler Ausführung zugrunde gelegt.

¹ Das Beispiel entspricht also nicht der obigen Ansicht, ist aber trotzdem durchgeführt, um selbst dann noch den großen Preisunterschied zu zeigen.

Zu dem Ergebnis der Untersuchung ist nichts Besonderes mehr zu bemerken, da alle Einzelheiten nach dem zuvor Gesagten beurteilt werden können.

Zahlentafel 54. Vergleich einer Drehstrom-Freileitung mit einem Drehstrom-Ölkabel für 60 kV Betriebsspannung.

1. Wirkleistung am Ende der Leitung			20000 kW
2. Leistungsfaktor am Ende der Leitung			$\cos \varphi = 0,8$
3. Scheinleistung am Ende der Leitung			25000 kVA
4. Verkettete Spannung am Ende der Leitung			60000 V
5. Phasenstrom am Ende der Leitung			241 A
6. Periodenzahl			50 Hertz
7. Leiterquerschnitt jeder Phase			70 mm ²
8. Leiterwerkstoff			Kupfer
9. Übertragungsentfernung			40 km
10. Leitungsausführung	Freileitung mit Reservephase		Kabel, Dreileiterölkabel
11. Tatsächlicher Leiterquerschnitt	66 mm ²		ohne Reserve 70 mm ²
12. Besondere Daten	Leiterzug 16 kg/mm ² , Spannweite 220 m, Durchhang 6,74 m, Gestänge □, Eisengittermaste m. Schwellen- bzw. Betonfundamenten, Leiteranordnung  , Isolation 4 Glieder Ha 613, in den Kreuzungen 5 Glieder Ha 613		Bleimantelstärke 3,5 mm, äußerer Kabel \varnothing 80 mm, Kabelgewicht 17,5 kg/m, Herstellungslänge 800 m, Trommeldurchmesser 3,1 m, Trommelbreite 2,3 m, Stückgewicht 16,5 t. (Kabel + Trommel)
13. Dauernd zulässige Belastung A		255	240
14. Leiterwiderstand bei +20° C . Ohm/km		0,278	0,255
15. Leiterwiderstand bei Betriebstemperatur Ohm/km		0,324	0,302
16. Kapazität je Phase Mf/km		0,0085	0,21
17. Induktivität je Phase mH/km		1,35	0,4
18. Dielektrische Verluste je Phase bei Betriebsspannung W/km		60	400
19. Leerlauf der Übertragung:		Freileitung	Kabel
		Ende Anfang	Ende Anfang
a) Spannung V		60055 60000	60400 60000
b) Strom A		0 3,7	0 91,1
c) Leistung kW		0 8	0 135
20. Leerlaufverluste:			
a) durch Kapazität kW		8	87
b) dielektrische Verluste kW		—	48
21. Vollast der Übertragung:		Ende Anfang	Ende Anfang
a) Spannung V		60000 68574	60000 64950
b) Strom A		241 238	241 200
c) Leistung kW		20000 22240	20000 21790
d) Leistungsfaktor		0,8 0,795	0,8 0,97
22. Vollastverluste:			
a) Spannungsabfall V		8574	4950
b) Leistungsverlust kW		2240	1790
c) prozentualer Spannungsabfall . vH		12,5	7,62
d) prozentualer Leistungsverlust . vH		10,0	8,22

Die prozentualen Verluste sind in vH der Werte am Leitungsanfang angegeben.

Zahlentafel 54. Kostenzusammenstellung

für 40 km Freileitung:

1. Kosten für den Leiterwerkstoff:	
Kupferstand RM 70/00 kg	
	<u>RM 100000</u>
2. Kosten für 148 Tragmaste, 24 Abspann- oder Winkel- maste, 24 Bahn- oder Post- kreuzungsmaste mit Erd- platten, sowie Schwellen, Be- ton- und Kleinbaustoffe	RM 104800
Kosten für Isolatoren und Zubehör	RM 66000
	<u>Zusammen RM 170800</u>
3. Kosten für die Montage: An- fuhr, Maste zusammenbauen und aufstellen, Erd- und Be- tonarbeiten, Ketten- u. Seil- montage	RM 80800
Streckenaufnahme	RM 6000
	<u>Zusammen RM 86800</u>
	<u>Gesamtkosten RM 357600</u>

für 40 km Kabel:

1. Kosten für das Kabel selbst:	
Kupferstand RM 70/00 kg,	
Blei RM 25/00 kg . . .	<u>RM 128000</u>
2. Kosten f. 2 Endverschlüsse, 4 Sperr- und 45 Verbindungs- muffen, für die Zellen- druckgefäße und Ölvorrats- kessel, Gasflaschen, Arma- turen und für das Öl	RM 73000
Kosten für die Abdeckhau- ben, 3 Stück/m . . .	RM 50000
	<u>Zusammen RM 123000</u>
3. Kosten für die Montage:	
Elektrische Montage .	RM 75000
Erdarbeiten für Kabel	RM 80000
Erd- und Maurerarbeiten an den Speiseanlagen und Muf- fenabdeckungen . . .	RM 14000
	<u>Zusammen RM 169000</u>
	<u>Gesamtkosten RM 1572000</u>

Die jährlichen Kosten für Unterhaltung und Abschreibung lassen sich nach den bisherigen Erfahrungen nur für Kabelanlagen bis 30 kV angeben. Sie können etwa mit folgenden Werten angesetzt werden, normale Gelände- verhältnisse und Belastungsbeanspruchungen der Kabel vorausgesetzt: Unterhaltung: 0,5 bis 1 vH des Anlagewertes, Abschreibung: 2 „ 4 „ „ „

Bei höheren Spannungen liegen aus der Praxis entsprechende Beurteilungen zur Zeit noch nicht mit genügender Sicherheit vor. Ökabel und Druckkabel werden höhere Unterhaltungskosten verursachen als Massekabel, in den Abschreibungssätzen letzteren etwa gleichzusetzen sein.

Sind die Bodenverhältnisse ungünstig, werden naturgemäß recht erheblich höhere jährliche Ausgaben insgesamt der Wirtschaftlichkeitsberechnung zugrunde zu legen sein.

c) **Kosten der Kabelverlegung.** Für diese preisliche Unterlagen zu geben ist außerordentlich schwer, da hierfür stark bestimmend sind das Gelände, die Zahl der Arbeiter und Aufsichtsbeamten, die Löhne, das Heran- und Abführen der Arbeiter zu den Arbeitsstellen und zur Unterkunft, ferner die Zahl und der Querschnitt der Kabel, die Jahreszeit für die Verlegung und vieles mehr. In gutem Gelände kann man nach bisherigen Erfahrungen rechnen, daß eine Kolonne von etwa 60 bis 80 Mann innerhalb normaler Arbeitszeit von 8 Stunden in 3 Tagen 1 km Dreileiterkabel mittlerer Spannung fertig verlegt, einschließlich Herstellung des Grabens, Abdecken des Kabels mit Ziegelsteinen, Verfüllen und Einebnen der Baustelle. Das Heranschaffen des Kabels

und der sonstigen Baustoffe selbst ist dabei nicht berücksichtigt. Das hat parallel zur Arbeit am Kabelgraben zu erfolgen. In ungünstigem Gelände können die Kosten für 1 km verlegtes Kabel ganz wesentlich steigen. Es empfiehlt sich daher bei Vorentwürfen und später natur-

Zahlentafel 55. Preise für Kabelgrabenherstellung.

Nr.		Lfd. m	RM
1	Kabelgraben ausschachten bis 0,8 m Tiefe und Wiedereinfüllen in Sand oder Lettenboden, sowie Einfüllung der Sandbettung	1	1,15
2	desgl. in Hackboden	1	1,25
3	desgl. in Felsboden einschl. Sprengstoff und Absperrmaßnahmen bei der Sprengung	1	3,10
4	Lockerer Boden aufbrechen und wiederherstellen	1	1,—
5	Rasenfläche abstechen und wiedereinsetzen	1	0,22
6	Kiesfußwegschüttung aufnehmen und wiederherstellen . . .	1	0,45
7	Klinkerplatten aufbrechen, wieder verlegen und mit Zement ausgießen einschl. Herstellen der Sandbettung	1	1,50
8	Fußwegmosaikpflaster aufbrechen und wiederherstellen einschließlich Lieferung der Sandbettung	1	1,45
9	Künstliches Zementmischungs-Fußwegpflaster (kleine Zementplättchen) abbrechen und ordnungsgemäß wiederherstellen	1	1,65
10	Zementgußpflaster (Zementbeton) aufbrechen und in den ursprünglichen Zustand wiederherstellen einschl. Lieferung der Baustoffe	1	1,90
11	Zementplattenpflaster aufbrechen und in ursprünglichen Zustand neu verlegen einschl. Lieferung der fehlenden Platten	1	1,55
12	Granitpflaster aufbrechen und in ordnungsmäßigen Zustand wieder verlegen einschl. Lieferung der fehlenden Steine und des Sandes	1	1,10
13	Kleinsteinpflaster ohne Betonunterlage aufbrechen und wieder verlegen, vergießen der Fugen, sowie Herstellung der Sandbettung und Lieferung des fehlenden Sandes	1	1,30
14	desgl. mit Betonunterlage	1	2,70
15	Gewöhnliches Straßenpflaster (Kopfsteinpflaster) aufbrechen und ordnungsgemäß wiederherstellen einschl. Lieferung der fehlenden Sandbettung und der zerstörten Pflastersteine . .	1	1,10
16	Glattes Straßenpflaster (Schlacken) aufbrechen usw. wie Nr. 15	1	1,30
17	Schotter aufbrechen, wiedereinlegen und walzen bis 30 cm Tiefe	1	0,85
18	Asphaltdecke mit Zementbeton-Unterlage aufbrechen und in den gleichen Zustand wiederherstellen, sowie den Beton vorübergehend mit Brettern auslegen einschl. der Beton- und Asphaltstoffe	1	4,10
19	desgl. ohne Betonunterlage	1	2,75

Das Anfahren und Verlegen der Kabel innerhalb einer Stadt ist in den Preisen eingeschlossen.

Für Überlandanlagen sind diese Preise nicht gültig.

gemäß bei Auftragserteilung einen bis ins einzelne gehenden Kostenschlag über die gesamte Verlegungsarbeit der Kabelanlage aufzustellen.

In Zahlentafel 55 sind einige Preise für die Tiefbauarbeiten im Gebiet einer Stadt zusammengestellt. Sie gelten unter den derzeitigen Arbeitsverhältnissen.

Bei günstigen Geländeverhältnissen auf weiten Strecken kann das Kabelverlegen einschließlich des Auf- und Zuwerfens des Grabens durch Maschinen¹ erfolgen. Werden, wie das das zweckmäßigste ist und vom Betrieb am vorteilhaftesten erachtet wird, die Straßenseiten für die Kabelgräben benutzt, so wird oft kein genügender Raum für den Einsatz maschineller Einrichtungen vorhanden sein. Erleichtert und verbilligt wird die Grabenarbeit, wenn eine Grabenmaschine (Grabenbagger) für das Ausheben benutzt werden kann. Auch das Einstampfen kann maschinell durch Stampfer (Explosionsstampfer) vorgenommen werden, die etwa die 6- bis 8fache Tagesleistung eines Arbeiters erreichen lassen. Häufige auf einer Strecke eingestreute Geländeschwierigkeiten können die Vorteile maschineller Verlegung sehr schnell aufheben oder gar in das Gegenteil verwandeln. Es muß daher, um keinen Fehlgriff zu tun, die Gesamtstrecke sorgfältigst durchgeprüft werden.

Besondere Kostenfeststellungen sind vorzunehmen für die elektrische Montage der Kabel also für die Verbindungsmuffen, Endverschlüsse, Kabelkästen, Prüfung usw., die nur nach Zahl, örtlichen Verhältnissen und Höhe der Spannung festgestellt werden können.

d) Kabelschutzeinrichtungen. Die Eigenart einer Kabelanlage gestattet nicht, innere Fehler schon kurz nach ihrem Entstehen örtlich schnell festzustellen bzw. solche Fehler zu verhüten oder einzuschränken. Die Kabelhersteller haben daher mit der fortschreitenden Entwicklung der Kabeltechnik nach Einrichtungen gesucht, die es ermöglichen, die Fehler über Hilfseinrichtungen an bestimmte Punkte zu melden und gegebenenfalls die Abschaltung einer kranken Kabelstrecke noch rechtzeitig genug aus dem Netz zu bewirken, bevor größere Zerstörungen eintreten. Solche Schutzeinrichtungen werden als Kabelschutzeinrichtungen bezeichnet. Zu nennen sind hier das AEG-System² „Pfannkuch“, das SSW-System ZD, das System nach Dr. Glaser der Rhein. Draht- und Kabelwerke. Alle diese Einrichtungen haben zur Voraussetzung, daß das Kabel selbst von vornherein für die Anwendung der Schutzeinrichtung gebaut ist entweder mit eingelegten isolierten Drähten oder mit Metallbändern für die einzelnen Leiter, die zur Übertragung der Meldung dienen. Ferner gehören zu den Systemen reichlich umfangreiche Schalt- und Meldeinrichtungen.

Es kann hier nicht Aufgabe sein, die Einzelheiten dieser Schutzeinrichtungen zu beschreiben, da die Druckschriften der Hersteller genügenden Aufschluß geben. Nur kritisch und allgemein ist zu diesen Einrichtungen zu bemerken, daß sie bisher verhältnismäßig wenig Eingang in den praktischen Betrieb gefunden haben. Ein Kabelfehler hat mit oder ohne Schutzeinrichtung eine Betriebsstörung zur Folge. Meldet der Kabelschutz einen sich ausbildenden Fehler, dann kann, falls ein

¹ Hartmann, R.: Über die Verkabelung von Hochspannungsfreileitungsnetzen in Überlandzentralen. Elektr.-Wirtsch. 1927 S. 563. Dahl, F. M.: Über die Verkabelung von Mittelspannungsfreileitungen. Elektrotechn. Z. 1928 S. 333 und: Wirtschaftliche Verlegung von Hochspannungskabeln. Elektr.-Wirtsch. 1931 Nr. 17 August.

² Rottsieper, K.: Fortentwicklung des Kabelschutzsystems. AEG-Mitt. 1931 Heft 8 S. 473.

Stromkreiswechsel die Betriebsstörung für die Abnehmer vermeiden läßt, die erforderliche Umschaltung zu spät kommen. Die Betriebsstörung ist nicht verhindert worden. Wirkt der Schutz auf die Kabelschalter, kann das Ansprechen dieser Schalter schneller erfolgen als die Umschaltung durchführbar ist, denn das gemeldete Kabel muß so schnell wie möglich abgeschaltet werden, um den Wert des Schutzsystems, die Kabelzerstörung zu verhindern, auszunutzen. Der Fehler kann vorübergehender Art sein (Muffe). Das Kabel aber ist als unsicher gekennzeichnet und so lange dem Betrieb zu entziehen, bis der Fehler gefunden oder auch nicht gefunden worden ist. Nichts wird daran geändert, wenn der Fehler zur vollständigen Zerstörung der Kabelstelle führt. Aufgegraben und geflickt muß das Kabel in beiden Fällen werden. Dann aber ist es dem Betrieb immer noch erwünschter, der Fehler wird in der Kabelstrecke sofort vollständig, als daß er zunächst schleichend bleibt und dann doch ausgebrannt werden muß. An Instandsetzungszeit wird auch nichts gewonnen.

Der Verfasser steht auf dem Standpunkt nur die heute als erprobt anzusehenden Wahlschutzeinrichtungen für die Kabelschalter zu benutzen, die auch in Freileitungsanlagen zur Anwendung kommen, und auf besondere Schutzeinrichtungen zu verzichten. Es wird die Sonderausführung des Kabels an sich vermieden, die immer teurer ist als das gewöhnliche Kabel, und die zudem schon beim Verlegen des Kabels unter Umständen beschädigt werden kann, womit das ganze System unbrauchbar oder zum mindesten in seiner umfassenden Sicherheit eingeschränkt wird. Außerdem will der Betrieb von der Erhöhung der Zahl kleiner Schaltkontakte, Relais usw. heute immer weniger wissen, weil die Betriebsüberwachung dadurch nur erschwert wird und zusätzliche Fehlerquellen entstehen.

e) Prüfung, Fehlerortbestimmung. Für die Prüfung des Kabels im Werk des Herstellers und nach der Verlegung geben die V.S.K. 1928 Vorschriften, die für Spannungen bis 30 kV gelten. Es kann daher davon abgesehen werden, diese Prüfvorschriften zu wiederholen. Für höhere Spannungen werden die Prüfbedingungen neu festzulegen sein, wobei im allgemeinen als Richtlinien die V.S.K. 1928 zugrunde zu legen sind. Die Prüfung verlegter Hochspannungskabel erfolgt neuerdings mit Gleichspannung, da die hohe Kapazität solcher Kabel für eine Wechselstromprobe Transformatoren hoher Leistungen erfordern würde, deren Heranbringen und Anschluß am Prüfort zumeist zu große Schwierigkeiten und Kosten verursacht. Die Gleichspannung wird mit einem Gleichrichter erzeugt, der leichter und billiger in einem Wagen unterzubringen ist. Die Leistung des Gleichrichters ist nur so groß zu bemessen, daß der Ladeverlust durch die Ableitungswiderstände von Kabel und Muffen gedeckt ist. Es können mit solchen Gleichrichtern Spannungen bis 200 kV erzeugt werden.

Bei der Bemessung einer derartigen Prüfeinrichtung, wenn sie für den Betrieb benutzt werden soll, ist darauf zu achten, daß sie dann auch zum Ausbrennen von Kabelfehlern mit hohem Übergangswiderstand ausreicht.

In großen Hochspannungskabelanlagen wird diese Gleichrichter-Prüfanlage fahrbar nicht fehlen dürfen, da sie schon während der Verlegung und Montage, dann zur Inbetriebsetzung und später für eine dauernde Überwachung, für Erweiterungen und bei Störungen notwendig gebraucht wird.

Die Fehlerortsbestimmung. Es gibt eine große Zahl von Meßformen zur Bestimmung des Ortes eines Kabelfehlers. Auf sie im einzelnen einzugehen, muß unterbleiben. Der Vollständigkeit wegen soll hier kurz nur die Brückenmeßform behandelt werden. Wesentlich für eine schnelle Auswertung von Messungen ist die genaue Länge des zu messenden Kabels, weshalb die dazu erforderlichen Kabelpläne sehr sorgsam aufgestellt und immer ergänzt sein sollen.

Vor Beginn jeder Fehlermessung ist zunächst mit Hilfe eines Kurbelinduktors festzustellen, ob Erdschluß, Aderschluß oder Aderunterbrechung vorliegt. Ist nur einer dieser Fehler vorhanden,

läßt sich der Fehlerort verhältnismäßig sicher und leicht finden. Schwieriger und nur mit Erfahrungen auf diesem Meßgebiete ist die Fehlerortermittlung, wenn mehrere Fehler gleichzeitig auftreten und besonders, wenn der Erd- und Aderschluß nur unvollständig ist.

Kabel hat Erdschluß: Bei Einleiterkabeln legt man gegen Erde isoliert einen Meßdraht aus Kupfer oder Eisen von 6 bis 10 mm² Querschnitt zwischen beide Kabelenden und bildet eine Meßbrücke nach Abb. 393.

Den Anschlußpunkt *K* verschiebt man so lange auf dem Meßdraht,

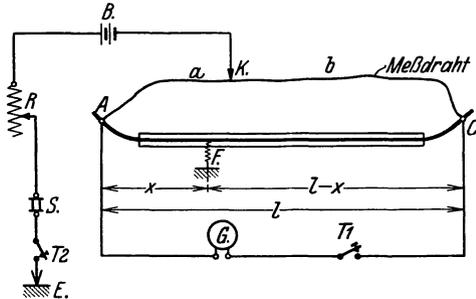


Abb. 393. Fehlerortbestimmung (Erdschluß beim Einleiterkabel).

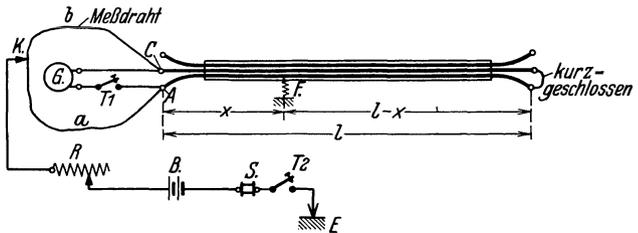


Abb. 394. Fehlerortbestimmung (Erdschluß beim Mehrleiterkabel).

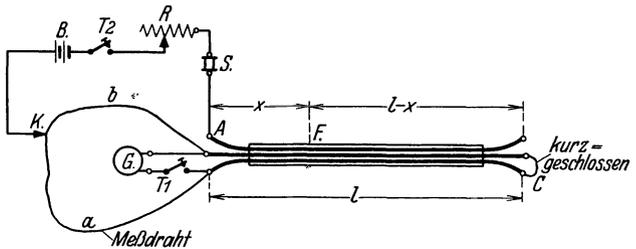


Abb. 395. Fehlerortbestimmung (Aderschluß).
B Batterie, *E* Erde, *F* Fehlerstelle, *G* Galvanometer,
K Gleitkontakt, *S* Sicherung, *T1*, *T2* Taster, *R* Widerstand.

bis das Galvanometer G beim Schließen der Taste T_1 keinen Ausschlag mehr zeigt.

Die Entfernung des Fehlers vom Kabelende A ist dann:

$$x = l \cdot \frac{a}{a+b}.$$

Die Messung ist mit vertauschten Polen der Batterie zu wiederholen und aus den beiden gefundenen Werten das Mittel zu nehmen.

Bei Mehrleiterkabeln benutzt man eine gesunde Ader als Rückleitung und bildet die Brücke nach Abb. 394. Durch Verschieben des Anschlusses K erreicht man schließlich Stromlosigkeit im Galvanometer G . Dann ist:

$$x = 2l \cdot \frac{a}{a+b}.$$

Kabel hat Aderschluß: Bei Dreileiterkabeln wird die gesunde Ader als Rückleitung benutzt. Die Brückenschaltung wird nach Abb. 395 gebildet.

Ist das Galvanometer G stromlos, dann ist:

$$x = 2l \cdot \frac{b}{a+b}.$$

Kabel hat Aderbruch. Ist beim Aderbruch die Isolierung unbeschädigt, so kann der Fehler nur durch Kapazitätsmessung gefunden werden, für die besondere Meßgeräte zu benutzen sind.

Sachverzeichnis.

(Das Sachverzeichnis ist nur eine Ergänzung des ausführlichen Inhaltsverzeichnisses und weist auf Textstellen hin, die durch das Inhaltsverzeichnis nicht gekennzeichnet werden.)

- Abirrender Strom 428, 470.
Abklopfen der Leitung 211.
Ableitung 61, 476.
Ableitungsstrom 125, 149.
Ableitungsverlust 127, 134.
Abschirmung 455.
Abschreibung 1.
— bei Freileitung 378.
— für Kabel 478.
— für Maste 378.
Abstand (siehe Leiterabstand).
Abteufanlagen 161.
Akkumulatorenbatterie 32, 33.
Aldrey 218.
Altwert von Leiterwerkstoffen 179, 185, 186, 189.
Aluminium 13, 40, 62, 205, 208, 211, 353, 354, 367, 426.
— bei Kabeln 387, 414.
Anlagekosten, allgemeine (siehe auch Kosten) 3, 142, 161, 475.
Anlaufstrom 8, 11, 21, 32.
Anschlußbedingungen 9.
Anstrich (siehe Mastanstrich).
Antriebsmaschinen 32, 142.
Außenleiter bei Drehstrom 58, 59.
— bei Gleichstrom 33, 38.
Auslöseklemme (siehe Rutschklemme).
Ausschwingwinkel 204, 317.
Ausstrahlung (siehe Strahlung).
- Bahnanlagen 5, 74, 178, 470.
Banderdung 369.
Baukosten, allgemeine (siehe auch Anlagekosten, Kosten) 373.
Bauzeit 372, 479.
— bei Kabeln 452, 455.
Beaufortskala 204.
Bebauungsplan 449, 451.
Belastung bei Eis (siehe auch Rauheif) 206, 213.
— induktionsfreie 40, 65, 139.
— induktive 41, 65, 139.
— bei Phasen- 53.
— bei Schnee- 207.
— bei Wind- 178, 201, 203.
Bergbaugebiet (siehe auch Grubengelände) 410, 469.
- Beton, Fundament (siehe auch Fundament) 296, 303, 327, 331, 335, 373.
— Glattstrich 336.
Betrieb, asynchroner 74, 86, 119, 167.
— aussetzender 3, 11, 16, 17.
— Dauer- 4, 15, 21.
— synchroner 74, 86, 119, 167.
— Überlastung 4.
Betriebsbeschaffenheit 336.
Betriebsfernsprecher 379, 412.
Bewehrung bei Einleiterkabeln (siehe auch Einleiterkabel) 430, 436, 460.
Bleimantelverlust 427.
Blindlast bei Kabeln 446.
Blindstrom 39, 47.
Blitzschutzseil (siehe Erdseil).
Bodenbeschaffenheit für Kabel 453.
Bodenpressung 303, 335, 343.
Bronze 113, 353.
Bruchsicherheit 358.
Büschelentladung 225.
- Chemische Anlagen 178, 182, 221, 453.
Cobra-Imprägnierung 275.
- Dehnungsklemme 470.
Dehnungsmuffe 411.
Dehnungskabel 452, 469.
Delta-Isolator 235.
Dielektrikum 61, 91, 413.
Dielektrischer Verlust 432.
Dissonanzspule 118.
Drehungsbeanspruchung 299.
Drehungsfreies Seil 173.
Drehstrommotoren (siehe Motoren).
Drehtransformator 44.
Drehwuchs 269.
Dreiecksschaltung 51.
Dreileiteranlagen 12.
Drosselspule 120, 447, 476.
Druckausgleichgefäß bei Ölkabel 466, 479.
Druckkabel 395, 479.
Druckstrebe 346.
Durchbruchspannung, kritische 128, 132.
Durchführung, Hartpapier- 262, 265.
Durchhang 193, 198, 213.

- Durchschlagsfestigkeit bei Kabeln 402, 466.
 — der Luft 128.
 Durchschlagsspannung, spezifische 413.
- Eingrabungstiefe, Mast- 343.
 Einheitsmast 325.
 Einleiterkabel (siehe auch Bewehrung)
 396, 417, 427, 429, 436, 437, 441,
 450, 454, 460, 465, 476.
 Einrohrdurchführung 264.
 Eisbelastung 213.
 Eisen 13, 43, 63, 70.
 Eisenrohr bei Kabeln 450.
 Eisenverlust bei Kabeln 429, 465.
 Elastizität bei Betonmasten 310.
 — bei Eisenmasten 294.
 — bei Holzmasten 295.
 Elektrisches Feld bei Kabeln 389, 394.
 Elektrochemische Anlagen 63, 83.
 Elektrometallurgische Anlagen 83.
 Enteignung 164.
 Entladung, gleitende 241.
 — stille 240.
 Entlastungsklemme (siehe Rutsch-
 klemme).
 Entschädigungen 373, 375.
 Erddruck (siehe Bodenpressung).
 Erdfeld 109, 112.
 Erdlast 335.
 Erdschluß 87, 91, 101, 103, 154, 226,
 314, 349.
 Erdschlußfehlerstrom 115, 116, 118.
 Erdschlußstrom 193, 256, 441.
 — bei Kabeln 418.
 Erdseil 101, 108, 132, 155, 170, 192,
 268, 369.
 — Schutzwert 112.
 Erdung 119, 350, 357, 368, 376.
 — bei Betonmasten 312.
 — bei Eisenmasten 320.
 — bei Holzmasten 288, 369.
 — Mittelleiter 36.
 Erdungskette 371.
 Erdungsstange 370.
 Erdungswiderstand 109, 193.
 Erwärmung (siehe auch Strombe-
 lastung).
 — bei Kabeln 422, 459, 476.
 — bei Leitern 10, 15, 20, 22, 206.
- Fabrikanlagen 4, 7, 21.
 Fäulnispilz (siehe auch Holzfäule) 269,
 272, 376.
 Fehler bei Kabeln 482.
 Fehlerstrom (siehe Erdschlußstrom).
 Fernmeldeanlagen (auch Fernspre-
 chanlagen).
 — Beeinflussung 101, 109.
 — Gefährdungsgrenze 157.
- Fernmeldeanlagen, Näherung 158.
 — Störbereich 156.
 — Störung in 36, 113, 154.
 — Störungslänge 158.
 Feuersgefahr 264, 265, 456, 465, 466.
 Feuerversicherung 10.
 Feuerverzinkung bei Eisenmasten 307.
 Fiktive Leitungslänge 18.
 Flurschaden 166.
 Flußkreuzung 189, 363, 409, 474.
 Förderanlagen 4, 11.
 Fundament, allgemein (siehe auch Plat-
 tenfundament, Schwellenfundament)
 165, 167.
 — bei Betonmasten 312, 335.
 — an Böschungen 336.
 — bei Eisenmasten 292, 296, 305.
 — bei Holzmasten 289, 334.
 — in Moorboden 337.
- Gebirgsgelände 162, 164, 167, 181, 183,
 201, 203, 206, 221, 292, 305, 367,
 477.
 Gefährdungsgrad 154.
 Gegenseitige Induktion 65.
 Generator, Drehstrom 39, 60, 89, 113,
 117, 136.
 — Gleichstrom 5, 32.
 — Nullpunkt 159.
 Gewicht von Betonmasten 374.
 — von Eisenmasten 326, 374.
 — Mast- 77.
 Gewichtsziffer 228.
 Gewitter 109, 112, 164, 221, 231, 253,
 316, 355.
 Glasplattendurchführung 266.
 Glasur bei Isolatoren 223, 224, 260.
 Gleichstromgenerator (siehe Generator).
 Gleichstromhochspannung 5.
 Gleichstrommotor (siehe Motoren).
 Gleitbüschel 241.
 Gleitfunken 225.
 Glimmentladung 128, 131, 133, 173,
 225, 263.
 — bei Kabeln 390.
 Glühlampen 6, 34.
 Grubenanlagen 2, 7.
 Grubengelände (siehe auch Bergbau-
 gebiet) 164, 182, 410, 451.
 Grunderwerb 373.
 Güteziffer 228.
 Gummiaderleitung 21, 43, 50.
- Hafenanlagen 2, 3, 16, 17.
 Hartpapier 222.
 Härtezahlen bei Isolatoren 222.
 Hausanschluß 9, 10.
 Hautwirkung (siehe Skineffekt).
 Heimatschutz 170.
 Heizleiter 209.

- Heizspannung 209.
 Heizstrom 209.
 Heizung-Leiter- 208.
 Hewlettisolator 241.
 Hintereinanderschaltung 4.
 Hochfrequenz, Fernsprecher 385.
 — Schwingungen 232.
 — Überschlagsspannung 232.
 Hohlraumbildung bei Durchführungen 263.
 — bei Kabeln 263, 390, 395, 432.
 Hohlseil 130, 173, 177, 367, 387, 414.
 Holzfäule (siehe auch Fäulnispilz) 272.
 Holzgittermast 358.
 Holzkäfer 269.
 Hüttenwerke 182.
- Impedanz** 74.
 Impfpistole 275.
 Induktion, elektrostatische 153.
 — gegenseitige bei Fernsprechleitungen 153.
 — — bei Hochspannungsleitungen 69.
 Induktivität 69.
 — bei Kabeln 437, 475.
 Instandhaltung (siehe auch Kosten) 1, 162, 165, 250, 290, 292, 315, 450, 475.
 Ionisierung 228, 390, 432.
 Isolatoren 113, 118, 126.
 — Baulänge 249.
 — Farbe der — 260.
 — Festigkeit 223.
 — Gliederzahl 248, 250, 255.
 — Oberflächenzustand 126.
 — Schutzanstrich 237.
 — Sicherheitsgrad 230, 266.
 — Spannungsverteilung 255.
 — Stütze, Holz 240, 285.
 — verlängerter Klöppel 249.
 — Zusammenglasieren 238.
 — Zusammenhanfung 237.
 — Zusammenkittung 237.
 Isolationsstaffelung 232.
 Isolationsstärke, Kabel- 437.
 Isolationszustand, Leitungs- 1, 36, 61, 126, 161, 220.
 — bei Kabeln 419, 474.
 Isoliermuffe 429, 471.
- Jahreswirkungsgrad** (siehe auch Wirkungsgrad) 144, 427, 433.
- Kabel**, allgemein (siehe auch Tränkmasse), Instandhaltung 2, 15, 17, 20, 26, 43, 50, 161, 263.
 Kabelabdeckung 426, 450.
 Kabelbrücke 455, 458.
 Kabel, Dehnungs- 452.
 — -endverschluß 384, 397, 462.
- Kabelendverschluß**, Phasenvertauschung 464.
 — — Spreizkopf- 463, 469.
 — Fernsprech- 384.
 — -grabenabmessung 452.
 — -isolationsstärke 418, 423.
 — -kanal 162, 363.
 — -kanalabdeckung 456.
 — -kanalbelüftung 468.
 — -kanal im Bürgersteig 449, 473.
 — -kanal-Wärmeschutz 460.
 — -kasten 451.
 — -kreuzung 363, 458.
 — -Markierung 450, 451.
 — -krümmungshalbmesser 453.
 — -muffen 163, 397, 400, 450, 451, 469.
 — Segment- 406.
 — Sektor- 404.
 — -Sicherheitsgrad 414, 422.
 Kabelmasse 263, 464, 468.
 — -Abwanderung 263.
 Kabelschnellverleger 458.
 Kabelsteine 450, 453, 454.
 Kabelstollen 459.
 Kabeltunnel 459.
 Kabelverlegung mit maschinellen Einrichtungen 481.
 Kapazität 10, 39.
 — Betriebs- 92, 148, 441.
 — Eigen- 92, 107.
 — gegenseitige 92, 107.
 — bei Isolatoren 251.
 — Eigen- bei Isolatoren 255.
 — Kabel- 475.
 Kapazitätsabstufung bei Isolatoren 252.
 Kapazitätssuszeptanz 93.
 Kathodenfallelektrode 363, 467.
 Kerbverbinder 353.
 Kitt-Treiben von 467.
 Kleinkettenisolator 238, 241, 256, 288, 295.
 — Schutzvorrichtung 257.
 Klemmenbefestigung 354.
 Knallgeräusche 113, 154, 156.
 Knicksicherheit 344.
 Kondensator 45, 61, 91.
 Korbbildung bei Seilen 172.
 Koronaverlust 127, 130, 149, 173.
 Korrosion bei Leiterwerkstoffen 178, 182, 185, 186, 191.
 — bei Kabel 470.
 Korrosionsschutz bei Kabeln 429.
 Kosten von Betonmasten 374.
 — Betriebs-, allgemein 32.
 — von Eisenmasten 302.
 — von Eisenmastleitungen 299, 303, 373.
 — von Freileitungen 475, 476.
 — für Gestänge 71.
 — von Holzmasten 272, 280, 287.
 — für Holzmastleitungen 372.

- Kosten von Isolatoren** 256.
 — von Kabelanlagen 400, 459, 475, 476.
 — von Kabelgraben 480.
 — Leitungs- allgemein 15.
 — für Mastanstrich 306.
 — für Maste, allgemein 71.
 — Montage- 6, 71, 145, 162, 165.
 — Unterhaltungs- 32, 161, 162, 215, 244, 375.
Kraftwerks-Kapazitätsbelastung 124.
Krananlagen 16, 17, 32.
Kreuzung bei Kabeln 450.
Kronenriß 269.
Kupfer 13, 40, 62, 113, 426.
Kupferpanzerstahl 63, 70, 193.
Kurzschluß 103.
 — -belastung 422.
 — Kraftwirkung 460.
Kurzschlußschalter 4.
Kurzschlußspannung 147.
Kurzschlußstange 370.
Kurzschlußstrom 29, 178, 186, 209, 263, 435, 463.

Ladeleistung 105, 116, 124, 149.
Ladestrom 61, 93, 148, 441.
Landschaftsbild 170.
Landwirtschaft 164, 291, 375.
Lebensdauer von Betonmasten 308, 312, 378.
 — von Eisenmasten 375, 378.
 — von Glühlampen 6, 34.
 — von Holzmasten 271, 378.
 — von Kabeln 390, 393, 395, 465, 470, 474.
 — von Leiterwerkstoffen 178, 192.
 — von Mastanstrich 306.
Leerlauf 90, 124, 137.
Leerlaufstrom 445.
Leistung, Blind- 39, 47.
 — Schein- 39, 47.
 — Wirk- 39, 47.
Leistungsfaktor 39, 45, 89, 138, 426, 476.
 — mittlerer 46.
Leistungsverlust 3, 138.
 — prozentualer 38, 40.
Leiterabstand 315.
 — vom Erdboden 202.
 — von Gebäuden 202.
Leiteranordnung, symmetrische 77, 87, 97, 101.
 — unsymmetrische 77, 88, 92, 100, 105, 130.
 — Verdrellung (siehe Verdrellung).
Leitung, geschlossene 21, 50.
Leuchtkraft 6.
Leuchtspannung, kritische 133.
Lichtbogenschutz bei Isolatoren 249, 256.
- Löschtransformator** 118, 229, 253.
Lötverbindung 353.
Luftrisse bei Holzmasten 269.
Luftströmung 205, 367.
Luftwirbel 204.
Lyratraverse 287.

Maschinenkabel 457, 460.
Massekabel 388, 477.
Mastanker 345.
Mastanstrich (siehe auch Schutzanstrich) bei Eisenmasten 306, 366, 376.
Mastbaustoffe 269.
Mastbezeichnung 376.
Mastelastizität (siehe Elastizität).
Masterdung (siehe auch Erdseil, Erdung) 109.
Mastformen 325.
Mastfuß 342, 378.
Mastlänge 166, 218.
Meeresküste 126, 133, 178, 182, 201, 203, 208, 221, 227, 231.
Mehrrohrdurchführung 264.
Meßstange 243.
Mindestquerschnitt 211.
Mittelleiter bei Gleichstrom 33, 34, 38.
 — bei Gleichstrom, Querschnitt 34, 38.
 — bei Zweiphasenstrom 51.
Mittelspannungsnetze, Verkabelung 474.
Montagekosten (siehe Kosten).
Moorboden (siehe auch Sumpfgelände) 162, 305, 337, 453.
Moßsche Zahlenreihe 222, 224.
Motoren, asynchrone 142.
 — Drehmoment 11, 17.
 — Drehstrom- 8, 11, 39.
 — Drehzahl 11, 14, 17.
 — Gleichstrom- 4, 5, 11, 17, 23, 33.
 — Kollektor- 39, 45.
 — synchrone 39, 45.
 — Zweiphasenstrom- 51.
Motorisolator 255.
Motorleistungsfaktor 39.

Nachimprägnieren bei Holzmasten 275.
Nebel 133, 267.
 — bei Isolatoren 226, 230.
Netzbildung 25, 121, 209, 449.
Netzspeisung 29.
Nietverbinder 353.
Nulleiter (siehe auch Mittelleiter) blank bei Kabel 450.
 — bei Drehstrom 57, 59.
 — bei Gleichstrom 33.
Nullpunktserdung (siehe auch Erdung) 231, 389.

Überschwingungen 121.
Ölausehnungsgefäß bei Durchführungen 264.

- Ölausdehnungsgefäß bei Kabeln 469.
 Ölbeschaffenheit 264.
 Ölbrand 264.
 Öldurchführung 264.
 Ölkabel 388, 395, 399, 466, 469, 477.
 Ortsnetz 2, 21, 176, 190.
- Parallelschaltung 5, 10, 45.
 Parallelwiderstand 5.
 Pendeln der Spannung 120.
 Permeabilität 63, 70.
 Petersenspule 118, 229, 253.
 Pfannkuchsystem 481.
 Phasenbelastung, ungleiche 53.
 Phasenverschiebung 38.
 — bei Eisenleitern 67.
 Plattenerdung 369.
 Plattenfundament (siehe auch Fundament, Schwellenfundament) 303, 331.
 Prelldraht 268, 325, 362.
 Prellpfahl 290.
 Prismakabel 398.
 Prüfdraht 411.
 Pufferbatterie 11.
 Pumpwerke 161.
- Querschnitt gefährlicher, bei Holzmasten 342.
- Radialleitung 145.
 Randentladung 225.
 Randziffer 228.
 Rauhreif 133, 146, 161, 164, 178, 181, 189, 190, 202, 253, 291, 299, 313, 342, 349, 356, 367.
 Reaktanz 70, 79, 140, 148.
 Reaktanzspule (siehe Drosselspule).
 Regeltransformator 90.
 Regen 133, 206, 267.
 — bei Isolatoren 226, 235.
 Regenüberschlagsspannung 225, 231, 241, 242.
 Reihenschaltung 4.
 Ringleitung 21, 25, 50, 145.
 Ringnetz 21.
 Ritterzange 278.
 Rohrerdung 369.
 Rostschutz bei Eisenmasten 308, 376.
 Rutschklemme 299, 330, 348.
- Schalter, selbsttätiger 22, 29.
 Schaltstange 350.
 Schnee 133, 267.
 Schutzanstrich bei Holzmasten 272.
 — bei Kabeln 453.
 Schutzbandage 272, 276.
 Schutzgitter 352.
 Schutzhorn 252, 258.
 Schutzimpfung 272.
- Schutzkreuz 258.
 Schutznetz 325, 342, 357.
 Schutzring 252, 258.
 Schutztransformator bei Fernsprechanlagen 158.
 Schutzzone 232, 253.
 Schweißung bei Eisenmasten 348.
 Schwellenfundament (siehe auch Fundament) 296, 303, 327, 331, 335, 337, 373.
 Schwengetraverse 299, 330, 348.
 Schwinghebedämpfer 366.
 Schwingungen, Leiter- 193, 208.
 Segmentleiter 406.
 Seilschwingung 366.
 Sektorleiter 404.
 Selbstinduktion 10, 67.
 Selbstreinigung bei Isolatoren 227, 235.
 Serienschaltung 4.
 Sicherheitsbügel 358.
 Sicherheitsfeder 302.
 Sicherheitsgrad der Anlage 230, 253.
 — der Freileitung 230.
 — bei Isolatoren 230, 266.
 — bei Kabel 414, 422.
 — Leiter 211, 214.
 Sicherungen 4, 22, 29, 472.
 — Mittelleiter- 36.
 Skineffekt 40, 43, 62.
 Spannung, Außenleiter- 33.
 — kritische 132.
 Spannungsabfall, allgemein 1, 6, 26, 60, 139.
 — durch Anlaufstrom 8, 11.
 — in Dreileiteranlagen 12, 35, 36.
 — bei Glühlampen 6, 12, 36, 59.
 — Längswert 43, 139.
 — prozentualer 26, 32, 40.
 — Querwert 43, 46.
 — in Ringleitung 24.
 — wirtschaftlicher 2.
 — zulässiger 10, 12, 15.
 Spannungserhöhung in Dreileiteranlagen 36.
 — in Wechselstromanlagen 137.
 Spannungsfahrplan 90, 140.
 Spannungsgradient 129, 132.
 Spannungsregelung 10, 12, 44, 60, 89, 90, 136, 141, 476.
 Spannungsverlust (siehe Spannungsabfall) 9.
 Spannungsverteilung bei Isolatoren 251, 255, 258.
 Spannweite, Grenz- 212.
 — kritische 215, 218.
 — wirtschaftliche 215.
 Spinnereien 16.
 Spitzenbelastung 144, 401, 422.
 Spitzenzug 292, 295, 330, 332, 373.
 Spleißung von Kabeladern 469.

- Stahl 63, 70, 211.
 — gekupfelter 193.
 — nichtrostender 193.
 — rosticherer bei Masten 294.
 Stahlluminium 353.
 Steinbruch 164.
 Sternschaltung 51.
 Stockschutz 272.
 Stoßbeanspruchung 253.
 Strahlung 61.
 — Haube 266.
 — Verlust 61, 266.
 Strahlungsfreies Kabel 394.
 Streckenplan 165, 376, 449, 451.
 Streckenwärter 165.
 Strombelastung (siehe auch Erwärmung, Stromdichte) 10, 12, 15, 25, 49, 181, 191, 206, 263, 268.
 — bei Kabeln 390, 398, 400, 422, 465.
 Stromdichte 10, 63, 70.
 Strompreis 1, 7.
 Stromwandler-Einbau bei Kabeln 464.
 Stromzeiger 29, 36.
 Sumpfgelände (siehe auch Moorboden) 162, 164, 167, 181, 203, 305, 453.
 Talkreuzung (siehe auch Flußkreuzung) 189.
 Teilkapazität 442.
 Trägheitsmoment b. Holzmasten 342, 344.
 Tränkmasse 390, 397, 399, 422, 466.
 Transformatoren 55.
 — Anzapfung 44.
 — Größenbestimmung 39, 60, 89, 136, 140.
 — Spannungsänderung 147.
 — Übersetzungsverhältnis 152.
 — Verluste 138, 140, 147.
 Trockenüberschlagsspannung 225.
 Überlastungsfähigkeit bei Kabel 422.
 Überschlagweg bei Isolatoren 226, 259.
 Überschwemmungsgebiet 162, 290, 335, 337.
 Überspannungen 62, 101, 109, 118, 119, 145, 161, 231, 253, 363.
 — Resonanz- 121.
 Überspannungsschutz (siehe auch Kathodenfallableiter) 113, 466.
 Umformer 142.
 Umwandlung von Leiterwerkstoffen 173, 185, 186.
 Unterhaltungskosten (siehe auch Kosten allgemein) 376.
 Vektordiagramm 42, 46, 76, 87, 136.
 Verbrennungserscheinungen bei Kabeln 390.
 Verdrillung 74, 77, 80, 101, 105, 117, 132, 148, 156, 314, 355.
 — bei Einleiterkabeln 454.
 — Fernmeldeleitungen 153, 381.
 Verladeanlagen 3.
 Verlustwinkel 432.
 Verschmutzung bei Isolatoren 227, 231, 250.
 Vierte Phase 146, 206, 476.
 Vogelgefahr 257, 284, 297, 349.
 Vogelschutz 284, 287, 288, 297, 311.
 Verqualmung (siehe auch Feuersgefahr) 465, 466.
 Wärmefeld 389, 390, 394.
 Wahlanruf 386.
 Waldauftrieb 368.
 Waldgebiet 164, 166, 203, 313, 357, 367, 451.
 Walzwerksanlagen 4, 11.
 Wahlschutz 475, 482.
 Wanderwellen 101, 109, 113, 232.
 Warnungsschild 168, 372.
 Weitschirmisolator 239.
 Werkzeugmaschinenantrieb 11, 32.
 Wetterwarte 164.
 Wickelkeule 465.
 Widerstand, Gleichstrom- 62, 436.
 — induktionsfreier 39.
 — induktiver 38.
 — bei Kabeln 427, 436.
 — Ohmscher 10, 12.
 — bei Wechselstrom 62, 436.
 Widerstandsmoment bei Holzmasten 281, 344.
 Wiesengelände (siehe auch Moorboden, Sumpfgelände) 163.
 Winddruck 204, 213.
 Windgeschwindigkeit 204, 209, 367.
 Wirkstrom 39, 47.
 Wirkungsgrad (siehe auch Jahreswirkungsgrad) 1, 3, 47, 62, 128, 132, 144, 427.
 Wirtschaftlichkeit, Allgemeines 1, 2, 5, 22, 142, 173, 179, 257, 293, 474, 479.
 — bei Fernsprechanlagen 386.
 — bei Kabelanlagen 400, 474.
 Wolmannsalze 277.
 Zähler 9, 10.
 Zeitdurchschlagskennlinie bei Kabeln 422.
 Zopfstärke 338.
 Zuganker 346.
 Zugausgleichsvorrichtung 364.
 Zugspannung für Leiterwerkstoffe, zulässige 212.
 Zweiphasenstrom 50.

Die elektrische Kraftübertragung. Von Oberbaurat. Dipl.-Ing. Herbert Kysar.

*Erster Band: Die Motoren, Umformer und Transformatoren. Ihre Arbeitsweise, Schaltung, Anwendung und Ausführung. Dritte, vollständig umgearbeitete und erweiterte Auflage. Mit 440 Abbildungen, 33 Zahlentafeln, 7 einfarbigen und einer mehrfarbigen Tafel. X, 544 Seiten. 1930. Gebunden RM 36.—

Der aus den früheren Auflagen bekannte reiche Inhalt hat in der jetzt vorliegenden Behandlung noch beträchtlich an Wert gewonnen. Dafür spricht zunächst, daß der Entwicklung der letzten Jahre ausführlich Rechnung getragen ist. In noch viel höherem Maße trägt aber dazu bei, daß mit ganz besonderem Nachdruck an allen Stellen die Anforderungen des Betriebes und die im Betrieb gesammelten Erfahrungen in den Vordergrund gerückt sind.

Das Buch wird somit in noch gründlicherer Weise als bisher ein Ratgeber bleiben für den Betriebsleiter, der nicht nur ein Sondergebiet beherrschen soll, sondern das ganze Gebiet der Kraftübertragung schnell überblicken muß, und für den planenden Ingenieur, für den eine umfassende Kenntnis der Betriebsanforderungen und bestehenden Lösungsmöglichkeiten Vorbedingung zum Erfolg ist. Aber auch dem Bearbeiter von Sonderaufgaben auf den behandelten Gebieten wird das Buch manche Anregung vermitteln und dem Studierenden einen klaren, durch keine Einzelheiten getrübbten Einblick in die Wirkungsweise und Anwendungsmöglichkeiten der einzelnen Maschinen und Apparate bieten. „Zeitschrift des Vereins Deutscher Ingenieure“.

*Dritter Band: Die maschinellen und elektrischen Einrichtungen des Kraftwerkes und die wirtschaftlichen Gesichtspunkte für die Projektierung. Zweite, umgearbeitete und erweiterte Auflage. Mit 665 Textfiguren, 2 Tafeln und 87 Tabellen. XII, 930 Seiten. 1923. Unveränderter Neudruck 1929. Gebunden RM 54.—

Berechnung von Gleichstrom-Kraftübertragungen. Von Oberingenieur Oswald Burger. Mit 24 Abbildungen im Text. VIII, 82 Seiten. 1932. RM 6.40

Berechnung von Drehstrom-Kraftübertragungen. Von Oberingenieur Oswald Burger. Zweite, verbesserte Auflage. Mit 55 Abbildungen im Text. VI, 183 Seiten. 1931. RM 12.—; gebunden RM 13.50

***Theorie der Wechselstromübertragung.** (Fernleitung und Umspannung.) Von Dr.-Ing. Hans Grünholz. Mit 130 Abbildungen im Text und auf 12 Tafeln. VI, 222 Seiten. 1928. Gebunden RM 36.75

Elektrische Hochleistungsübertragung auf weite Entfernung. Vorträge von zahlreichen Fachgelehrten. Veranstaltet durch den Elektrotechnischen Verein, e. V. zu Berlin in Gemeinschaft mit dem Außeninstitut der Technischen Hochschule zu Berlin. Herausgegeben von Professor Dr.-Ing. und Dr.-Ing. e. h. Reinhold Rüdberg. Mit 240 Textabbildungen. VI, 370 Seiten. 1932. Gebunden RM 31.50

* Auf alle vor dem 1. Juli 1931 erschienenen Bücher wird ein Notnachlaß von 10% gewährt.

* **Hochspannungsforschung und Hochspannungspraxis.**

Georg Stern, Direktor der AEG-Transformatorfabrik zum 31. März 1931 gewidmet von seinen Mitarbeitern. Herausgegeben von J. Biermanns und O. Mayr. Mit dem Bildnis Georg Sterns und 264 Abbildungen im Text. VIII, 384 Seiten. 1931. Gebunden RM 28.—

* **Hochspannungstechnik.**

Von Dr.-Ing. Arnold Roth. Mit 437 Abbildungen im Text und auf 3 Tafeln sowie 75 Tabellen. VIII, 534 Seiten. 1927. Gebunden RM 31.50

Lichtbogen-Stromrichter

für sehr hohe Spannungen und Leistungen. Von Professor Dr.-Ing. Erwin Marx, Braunschweig. Mit 103 Abbildungen im Text. VI, 167 Seiten. 1932.

RM 17.—; gebunden RM 18.50

* **Herzog-Feldmann, Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze in Theorie und Praxis.**

Vierte, völlig umgearbeitete Auflage. Von Professor Clarence Feldmann, Delft. Mit 485 Textabbildungen. X, 554 Seiten. 1927. Gebunden RM 38.—

* **Überströme in Hochspannungsanlagen.**

Von J. Biermanns, Chefelektriker der AEG-Fabriken für Transformatoren und Hochspannungsmaterial. Mit 322 Textabbildungen. VIII, 452 Seiten. 1926.

Gebunden RM 30.—

Die Hochspannungsfreileitung,

ihr Durchhang, ihre Stützpunkte, ihre Fundierung und deren Berechnung. Von Ingenieur Karl Stöckinger †. Mit 114 Textabbildungen und 18 Tabellen. IV, 131 Seiten. 1931. RM 10.50

* **Eiserne Gittermaste für Starkstrom-Freileitungen.**

Berechnung und Beispiele. Von Wilhelm Taenzer. Mit 209 Textabbildungen. IV, 65 Seiten. 1930. RM 13.50

* **Elektrische Festigkeitslehre.**

Von Professor Dr.-Ing. A. Schwaiger, München. Zweite, vollständig umgearbeitete und erweiterte Auflage des „Lehrbuchs der elektrischen Festigkeit der Isoliermaterialien“. Mit 448 Textabbildungen, 9 Tafeln und 10 Tabellen. VIII, 474 Seiten. 1925.

Gebunden RM 27.—

* *Auf alle vor dem 1. Juli 1931 erschienenen Bücher wird ein Notnachlaß von 10% gewährt.*

- * **Kabeltechnik.** Die Theorie, Berechnung und Herstellung des elektrischen Kabels. Von Dipl.-Ing. Dr. phil. M. Klein, Berlin. Mit 474 Textabbildungen und 149 Tabellen. VIII, 487 Seiten. 1929. Gebunden RM 57.—

Das Erscheinen eines Werkes über Kabeltechnik dürfte heute wohl jedem Fachmann willkommen sein, nachdem in den beiden, seit Erscheinen des bekannten Buches von Baur vergangenen Jahrzehnten dieser Zweig der Elektrotechnik eine lebhaftere Weiterentwicklung erfahren hat. Der Verfasser hat es unternommen, in seinem Buch die Theorie, Berechnung und Herstellung des elektrischen Kabels zu beschreiben, eine Aufgabe, die durch die Verzweigung der Kabeltechnik in die Teilgebiete der Starkstrom- und Schwachstromkabel gekennzeichnet ist. Entsprechend sind die Abschnitte über Theorie, Berechnung und Konstruktion, sowie die Herstellung der Kabel in solche der Starkstrom- und Schwachstromkabel unterteilt.

Der Wert des vorliegenden Werkes besteht vor allen Dingen in der großen Fülle des Materials. Dies ermöglicht den auf dem Gebiet der Kabeltechnik arbeitenden Ingenieuren, sich nicht nur über ihr meist spezialisiertes Arbeitsgebiet, sondern auch über die weit verzweigten Randgebiete zu orientieren.

„Zeitschrift für technische Physik“

- * **Die Herstellung papierisolierter Starkstromkabel.** Von Dr.-Ing. H. Müller, Meißen. Mit 43 Textabbildungen. IV, 132 Seiten. 1931. RM 14.50; gebunden RM 16.—

- * **Isolierte Leitungen und Kabel.** Erläuterungen zu den für isolierte Leitungen und Kabel geltenden Vorschriften und Normen des Verbandes Deutscher Elektrotechniker. Im Auftrage des Verbandes Deutscher Elektrotechniker herausgegeben von Dr. Richard Apt. Dritte, neubearbeitete Auflage. Mit 20 Textabbildungen. IX, 235 Seiten. 1928. Mit Ergänzungsheft. 1929. RM 15.—

* Erstes Ergänzungsheft zur dritten Auflage. 42 Seiten. 1929. Einzeln RM 3.—

- * **Die Isolierstoffe der Elektrotechnik.** Vortragsreihe, veranstaltet von dem Elektrotechnischen Verein E. V. und der Technischen Hochschule Berlin. Herausgegeben im Auftrage des Elektrotechnischen Vereins E. V. von Professor Dr. H. Schering. Mit 197 Abbildungen im Text. IV, 392 Seiten. 1924. Gebunden RM 16.—
-

- * **Elektrophysik der Isolierstoffe.** Von Dr. Andreas Gemant, Privatdozent an der Technischen Hochschule Berlin, Mitglied der Forschungsabteilung des Siemens-Schuckert-Kabelwerkes. Mit 76 Textabbildungen. VI, 222 Seiten. 1930. RM 20.—; gebunden RM 21.50
-

- * **Gummifreie Isolierstoffe.** Technisches und Wirtschaftliches. Unter Mitarbeit von Fachgenossen verfaßt von Dr.-Ing. Arthur Sommerfeld, Süddeutsche Isolatorenwerke G. m. b. H., Freiburg i. B. Herausgegeben vom Zentralverband der deutschen elektrotechnischen Industrie E. V., Berlin. Mit zahlreichen Abbildungen. 103 Seiten. 1927. RM 2.80; gebunden RM 3.60
-

- * **Die Porzellan-Isolatoren.** Von Professor Dr. Gustav Benischke. Zweite, erweiterte Auflage. Mit 162 Abbildungen im Text. 116 Seiten. 1923. RM 4.80; gebunden RM 5.60
-

* Auf alle vor dem 1. Juli 1931 erschienenen Bücher wird ein Notnachlaß von 10% gewährt.

Wegweiser für die vorschriftsgemäße Ausführung von Starkstromanlagen. Im Einverständnis mit dem Verbands Deutscher Elektrotechniker herausgegeben von Prof. Dr.-Ing. E. h. Georg Dettmar, Hannover. Zweite, neubearbeitete Auflage. VI, 372 Seiten. 1932.
RM 10.50; gebunden RM 11.25

Auskunftsbuch für die vorschriftsgemäße Unterhaltung und Betriebsführung von Starkstromanlagen. Von Prof. Dr.-Ing. E. h. Georg Dettmar, Hannover. Zweite, neubearbeitete Auflage. VII, 285 Seiten. 1932.
RM 9.60; gebunden RM 10.60

* **Erläuterungen zu den Vorschriften für die Errichtung von Starkstromanlagen mit Betriebsspannungen unter 1000 V.** Herausgegeben von Dr. C. L. Weber†, Geh. Regierungsrat. Im Auftrage des Verbandes Deutscher Elektrotechniker nach dem Stande vom 1. Januar 1930 neubearbeitet von R. Zaudy. Siebzehnte Auflage. VII, 129 Seiten. 1930. Neudruck 1931.
RM 6.—

* **Elektrische Starkstromanlagen.** Maschinen, Apparate, Schaltungen, Betrieb. Kurzgefaßtes Hilfsbuch für Ingenieure und Techniker sowie zum Gebrauch an technischen Lehranstalten. Von Oberstudienrat Dipl.-Ing. Emil Kosack, Magdeburg. Siebente, durchgesehene und ergänzte Auflage. Mit 308 Textabbildungen. XI, 342 Seiten. 1928.
RM 8.50; gebunden RM 9.50

* **Schaltungsbuch für Gleich- und Wechselstromanlagen.** Dynamomaschinen, Motoren und Transformatoren, Lichtanlagen, Kraftwerke und Umformerstationen. Ein Lehr- und Hilfsbuch von Oberstudienrat Dipl.-Ing. Emil Kosack, Magdeburg. Dritte, erweiterte Auflage. Mit 292 Abbildungen im Text und auf 2 Tafeln. X, 213 Seiten. 1931. RM 8.50; gebunden RM 9.50

* **Relais und Schutzschaltungen in elektrischen Kraftwerken und Netzen.** Vorträge von Oberbaurat Direktor A. Rachel, Dresden; Professor Dr.-Ing. R. Rüdberg, Berlin; Oberingenieur Dr.-Ing. M. Schleicher, Berlin; Oberingenieur Dr.-Ing. E. Sommer, Dresden; Oberingenieur O. Mayr, Berlin; Chefelektriker Dr.-Ing. E. Rühle, Berlin; Direktor M. Neustätter, Berlin. Veranstaltet durch den Elektrotechnischen Verein E. V. zu Berlin, in Gemeinschaft mit dem Außeninstitut der Technischen Hochschule zu Berlin. Herausgegeben von Professor Dr.-Ing. und Dr.-Ing. e. h. Reinhold Rüdberg, Chefelektriker der Siemens-Schuckertwerke A.-G. Mit 336 Textabbildungen. VIII, 281 Seiten. 1929. Gebunden RM 25.50

Die elektrische Fernüberwachung und Fernbedienung für Starkstromanlagen und Kraftbetriebe. Von Dr.-Ing. Manfred Schleicher. Mit 155 Textabbildungen. V, 238 Seiten. 1932.
RM 19.50; gebunden RM 21.—

* Auf alle vor dem 1. Juli 1931 erschienenen Bücher wird ein Notnachlaß von 10 % gewährt.

Druckfehlerberichtigung.

Seite 223, Zeile 22 von oben muß es heißen

Zugfestigkeit: unglasiert: 240 bis 320, glasiert: 400 bis 520 kg/cm²,

Biegungsfestigkeit: unglasiert: 400 bis 650, glasiert: 700 bis 900 kg/cm².

Kyser, Kraftübertragung. II. 3. Aufl.