

# Die elektrische Kraftübertragung

Von

Dipl.-Ing. **Herbert Kyser**  
Oberingenieur

Zweiter Band

**Die Niederspannungs-  
und Hochspannungs-Leitungsanlagen**

Ihre Projektierung, Berechnung, elektrische und  
mechanische Ausführung und Untersuchung

Zweite, umgearbeitete und erweiterte Auflage

Mit 319 Textfiguren und 44 Tabellen



**Berlin**

Verlag von Julius Springer

1921

ISBN 978-3-642-90007-5      ISBN 978-3-642-91864-3 (eBook)  
DOI 10.1007/978-3-642-91864-3

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

Copyright 1921 by Julius Springer in Berlin.  
Softcover reprint of the hardcover 2nd edition 1921

## Vorwort zur ersten Auflage.

Im Vorworte zum I. Bande sind Zweck und Aufgaben des ganzen Werkes gekennzeichnet worden. Der II. Band beschäftigt sich nun mit der Berechnung und dem Bau der Leitungsanlagen, ferner mit der Stromerzeugung und allen dazugehörigen Nebeneinrichtungen, den Apparaten und Instrumenten für die Betriebsführung, den Schaltanlagen und schließlich mit den Einrichtungen und der Ausgestaltung des Kraftwerkes einschließlich wirtschaftlichen Betrachtungen. Das Inhaltsverzeichnis gibt über den Umfang des behandelten Stoffes in weitestem Maße Auskunft, und zwar ist bei der Einteilung der einzelnen Abschnitte und Kapitel besonderer Wert auf genaue Gliederung der Stoffeinzelheiten gelegt worden.

Bei der großen Mannigfaltigkeit in allen zu einer elektrischen Kraftübertragungsanlage notwendigen Maschinen, Apparaten und Instrumenten war es mein Bestreben, nur das Neueste zu behandeln und auch hier wiederum von der Beschreibung von Konstruktionen so gut wie gänzlich abzusehen mit Rücksicht darauf, daß sie infolge von Verbesserungen heutzutage verhältnismäßig schnell veralten. Der Wert des Buches würde dadurch nur beeinträchtigt werden. Es interessiert den projektierenden Ingenieur und in erhöhtem Maße den Sachverständigen oder Begutachter eines Projektes viel mehr in erster Linie, welche Gesichtspunkte bei der Auswahl der einzelnen Teile einer Anlage zu berücksichtigen sind, und welche Arbeitsweise, Schaltung oder grundsätzliche Ausführung für dieselben zu wählen ist, damit die Anlage wirtschaftlich arbeitet, sowie Betriebssicherheit und Betriebselastizität besitzt. Über die Konstruktionen selbst, die natürlich für denselben Gegenstand bei jeder Firma verschieden sind, geben die Beschreibungen und Preislisten der Fabrikanten zumeist genügenden Aufschluß, so daß an Hand solcher Angaben dann die Zweckmäßigkeit und Brauchbarkeit unter Zugrundelegung der hier erörterten allgemeinen Gesichtspunkte geprüft werden kann. So sei z. B. auf die Grundbedingungen für die Auswahl der Leitungsmaterialien, der Maste, Isolatoren, Leitungsstrecken, Schalter, Sicherheitsapparate usw. ganz besonders aufmerksam gemacht.

Neben derartigen, jedesmal das Kapitel einleitenden Betrachtungen wurde weiter ein Hauptaugenmerk darauf gelegt, daß die Angaben über Berechnungen, Ausführungen u. dgl. einfach und ohne umfangreiche theoretische Ableitungen den besonderen Bedürfnissen der

Praxis angepaßt sind. Vielfache Hinweise auf stofflich zusammenhängende oder bei bestimmten Gelegenheiten mit in Rücksicht zu ziehende, frühere oder folgende Bemerkungen sollen unterstützend und für das Gedächtnis festigend wirken. Das Nachschlagen im Sachregister wird dadurch zum Teil entbehrlich.

Formeln, die zur Berechnung wesentlicher Teile der Anlagen z. B. der Leitungsnetze notwendig sind, wurden durch Anwendung auf praktische Beispiele leichter verständlich gemacht. Auch zahlreiche rechnerische Vergleiche z. B. für die wirtschaftliche und technische Brauchbarkeit der einzelnen Leitungsmaterialien, für die Ausführung großer Kraftübertragungsanlagen mit Freileitung oder Kabel usw. sind eingehend durchgeführt worden. Der projektierende Ingenieur wird daraus leicht die Wege erkennen können, die einzuschlagen sind, um keinen Vorteil bei der Bearbeitung eines größeren Projektes unbeachtet zu lassen. Zweckmäßigkeit zusammen mit Wirtschaftlichkeit gewinnen dadurch natürlich.

Zahlreiche Beschreibungen ausgeführter Anlagen unterstützen die Erörterungen allgemeiner Natur. Das ist besonders bei den Schaltanlagen der Fall und hier auch ohne Bedenken zulässig, weil heute die Ansichten über diesen Teil einer Anlage als im wesentlichen abgeklärt gelten können.

Leider war es mit Rücksicht auf den I. Band nicht immer möglich, in den Formeln die Zeichen zu benutzen, die von dem Ausschuß für Einheiten und Formelgrößen zurzeit aufgestellt worden sind.

Da der I. Band bisher eine wohlwollende Aufnahme in Fachkreisen gefunden hat, so darf ich hoffen, daß sich auch der II. Band Freunde erwerben wird.

Den Firmen, die mich bei der Bearbeitung unterstützt haben, sage ich an dieser Stelle nochmals meinen besten Dank.

Berlin-Friedenau, September 1914.

Kyser.

---

## Vorwort zur zweiten Auflage.

Die vorliegende zweite Auflage des II. Bandes erscheint in einer vollständig neuen, umgearbeiteten und wesentlich erweiterten Form und umfaßt aus der ersten Auflage nur die den Leitungsbau behandelnden Teile. Die außerordentlich schnell fortschreitende Entwicklung der elektrischen Kraftübertragung und die mit der staatlichen Elektrisierung großer Landesgebiete verbundenen Fragen der Ausgestaltung der Leitungsanlagen elektrisch und mechanisch erfordern heute das gründlichste Studium der mannigfaltigen dabei auftretenden Fragen. Es erschien daher notwendig, den Stoff der ersten Auflage wesentlich zu erweitern und zu vertiefen.

Um das Erscheinen des II. Bandes nicht allzusehr herauszuzögern, ist dieser Teil desselben als selbständiges Ganzes vorweg genommen worden.

Erweiterungen haben die Kapitel über die Netzberechnung, die Selbstinduktion, die Kapazität und die Querschnitts- und Spannungsverhältnisse erfahren. Vollständig umgestaltet wurde die Behandlung des mechanischen Baues, neu ist die Berechnung der Erdschlußströme, der Kapazitätsverschiebungen und der Spannungsbestimmungen bei großen Überlandkraftwerken. Auch die Berechnung der Holzmasten ist vervollständigt und erweitert worden.

Veraltete Ausführungen im mechanischen Bau von Freileitungen wurden fast durchweg durch neue ersetzt, oder wo sie geblieben sind, sind sie als charakteristisch anzusehen und dann kritisch beleuchtet worden, um die immer wieder von Zeit zu Zeit auftauchenden Fragen hinsichtlich derartiger Konstruktionen beantworten zu können.

An allen Stellen wurde auf die neueste Fassung der Verbandsnormalien Rücksicht genommen, der Stoff indessen nur so weit mit entsprechenden Hinweisen versehen, als es die allgemeine Verwendung der Angaben auch für andere, als die Verbandsvorschriften erwünscht erscheinen ließ.

Daß das Werk trotz seines Umfanges Lücken aufweisen wird, bin ich mir bewußt. Es ist indessen kaum möglich, eine so weitgehende und erschöpfende Behandlung des Stoffes vorzunehmen, daß jede Frage aus der Praxis aus den einzelnen Kapiteln ihre Antwort erhält. Dort, wo z. B. die rechnerische Behandlung einer Aufgabe nicht vollständig verallgemeinert worden ist, wurden Fingerzeige gegeben, um die Lösung anderer einschlägiger Probleme zu ermöglichen.

Auf die Kriegsvorschriften ist nicht eingegangen, da man endlich bestrebt ist, sie allerorten weiter abzubauen.

Die zahlreichen Beispiele der einzelnen Kapitel sind der Praxis entnommen und aus der ersten Auflage teilweise umgearbeitet worden. Aus ihnen lassen sich die Folgerungen für andere Fälle leicht herleiten.

Der Mitarbeit aus dem Leserkreise bin ich mit besonderem Interesse gefolgt und habe den zahlreichen Vorschlägen fast durchweg entsprechen können. Ich verfehle nicht, auch an dieser Stelle dafür zu danken und um weitere Unterstützung bzw. Mitteilung zu bitten, da ich derartigen Anregungen und Kritiken ganz besonderen Wert beimesse.

Auch den großen Elektrizitätsfirmen sei für ihre Mitarbeit durch Überlassung neuerer Abbildungen und der Verlagsbuchhandlung für das große Entgegenkommen bei der Drucklegung ebenfalls der Dank ausgesprochen.

Der sich in Vorbereitung befindende III. Band des Gesamtwerkes baut sich auf den vierten Abschnitt des nun in zwei Teile zerlegten bisherigen II. Bandes auf. Er wird somit das Kraftwerk mit seinen Einrichtungen jeglicher Art in umfassender Weise behandeln.

Charlottenburg, im April 1921.

Kyser.

# Inhaltsverzeichnis.

## I. Abschnitt.

### Der elektrische Bau der Leitungsanlage.

	Seite
1. Allgemeine Gesichtspunkte für die Projektierung einer Leitungsanlage	1
2. Die Verteilungsleitungen im allgemeinen	3
a) Die Berechnungsgrundlagen	3
b) Die Verbindung der Stromverbraucher miteinander (Reihen- und Parallelschaltung)	4
c) Gemischte und reine Stromkreise	7
d) Der Spannungsverlust	10
3. Die Gleichstrom-Verteilungsleitungen	13
a) Die offenen Leitungen	13
b) Die geschlossenen Leitungen (Ring- und Netzbildungen)	23
c) Das Dreileitersystem	32
4. Die Gleichstrom-Fernleitungen (Speiseleitungen)	37
5. Die Wechselstrom-Verteilungsleitungen	39
a) Phasenverschiebung, induktive Widerstände	39
b) Einphasenstrom	41
c) Zweiphasenstrom	48
d) Dreiphasen- oder Drehstrom	50
$\alpha$ ) Dreieckschaltung	50
$\beta$ ) Sternschaltung	53
6. Die Wechselstrom-Fernleitungen	56
a) Allgemeine Grundlagen, Grundgleichungen	56
b) Der ohmsche Widerstand und der Skineffekt	59
c) Selbstinduktion und gegenseitige Induktion	62
$\alpha$ ) Das Einphasensystem	66
$\beta$ ) Das Dreiphasensystem	74
Sechseckanordnung	79
Dreieckanordnung	80
Zwei verschiedene Stromkreise an einem Mast bzw. die gegenseitige Induktion einer Drehstromlinie auf eine zweite	82
d) Die Kapazität	83
$\alpha$ ) Das Einphasensystem	86
$\beta$ ) Das Dreiphasensystem	90
e) Die Erdschlußströme in Dreiphasennetzen ohne und mit Erdungsseil	93
$\alpha$ ) Rechnungsgrundlagen	93
$\beta$ ) Das Schutz- und Erdungsseil	103
$\gamma$ ) Praktische Anwendung der Ergebnisse	111
f) Elektrische Wirkungen der Hochspannungsleitungen auf nebeneinanderlaufende Schwachstromleitungen	116
$\alpha$ ) Die Beeinflussung der öffentlichen Fernsprech- und Telegraphenleitungen	116
$\beta$ ) Die Betriebsfernsprechanlagen	122
1) Das Drahtsystem	123
2) Das drahtlose System	132
g) Die Ableitung	138
h) Die Strahlungsverluste (Koronaverluste)	141

	Seite
i) Die Berechnung von Querschnitt, Spannung, Leistung und Leistungsfaktor am Anfange der Linie . . . . .	149
$\alpha$ ) Die Querschnittsberechnung . . . . .	149
$\beta$ ) Spannung, Leistung und Leistungsfaktor am Anfange der Fernleitung . . . . .	168
$\gamma$ ) Fernleitung mit ohmschem Widerstand und Selbstinduktion	170
$\delta$ ) Fernleitung mit ohmschem Widerstand, Selbstinduktion und Kapazität . . . . .	177
$\epsilon$ ) Fernleitung mit ohmschem Widerstand, Selbstinduktion, Kapazität und Wattverlusten durch Ableitung und Korona . . . . .	180

## II. Abschnitt.

### Der mechanische Bau der Fernleitungen.

7. Allgemeines über die Wahl der Ausführung als Freileitung oder Kabel	185
8. Das Material für Freileitungen . . . . .	188
a) Das Material im allgemeinen . . . . .	188
b) Kupfer . . . . .	189
c) Bronze . . . . .	193
d) Aluminium . . . . .	195
e) Stahl . . . . .	198
f) Kupferpanzerstahl . . . . .	199
9. Die Festigkeitsberechnung der Freileitungen . . . . .	202
a) Allgemeine Gesichtspunkte . . . . .	202
b) Die Belastung $G$ . . . . .	204
c) Der Mastabstand oder die Spannweite $a$ . . . . .	209
d) Die Beanspruchung $p$ des Leitermaterials . . . . .	209
e) Berechnung des Durchhanges auf ebener Leitungsstrecke . . . . .	210
f) Berechnung des Durchhanges auf geneigter Leitungsstrecke . . . . .	217
10. Die Masten . . . . .	220
a) Allgemeine Gesichtspunkte . . . . .	220
b) Die Holzmasten . . . . .	222
$\alpha$ ) Das Kupfervitriolverfahren . . . . .	223
$\beta$ ) Das Quecksilbersublimatverfahren (Kyanisieren) . . . . .	224
$\gamma$ ) Das Teerölverfahren (Kreosotieren) . . . . .	225
$\delta$ ) Das Nitrolverfahren . . . . .	227
$\epsilon$ ) Allgemeine Angaben . . . . .	227
c) Die Eisenmasten . . . . .	235
$\alpha$ ) Die Rohrmasten . . . . .	236
$\beta$ ) Die Gittermasten . . . . .	238
d) Die Gittertürme . . . . .	242
e) Die Betonmasten . . . . .	253
11. Die Freileitungsisolatoren . . . . .	260
a) Allgemeine Bedingungen . . . . .	260
b) Das Material . . . . .	261
$\alpha$ ) Porzellan . . . . .	261
$\beta$ ) Ambroin . . . . .	264
$\gamma$ ) Glas . . . . .	265
c) Die Forderungen in elektrischer Beziehung . . . . .	266
$\alpha$ ) Die Randentladung und die Überschlagsspannung . . . . .	266
$\beta$ ) Die Durchschlagfestigkeit . . . . .	273
$\gamma$ ) Die Oberflächenisolation . . . . .	274
d) Die Isolatorformen . . . . .	275
$\alpha$ ) Die Stütz- oder Tragisolatoren . . . . .	275
$\beta$ ) Die Isolatorstützen . . . . .	288
$\gamma$ ) Die Hängeisolatoren . . . . .	289
$\delta$ ) Die Mauerdurchführungen . . . . .	313

	Seite
12. Der Ausbau der Freileitungsstrecken . . . . .	319
a) Allgemeines . . . . .	319
b) Die Streckentrennschalter . . . . .	325
c) Die Isolatorbefestigungen am Mast (Querarme, Traversen, Leiterträger) . . . . .	328
d) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdung durch Isolatorbruch . . . . .	335
e) Die Leiterverbindungen . . . . .	337
f) Die Leiterbefestigung an den Isolatoren . . . . .	338
g) Die Anordnung der Leiter am Mast; der Abstand der Leiter voneinander . . . . .	342
h) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdung durch Leiterbruch . . . . .	343
$\alpha$ ) Schutznetze und ähnliche Konstruktionen . . . . .	344
$\beta$ ) Bruchsichere Aufhängungen . . . . .	348
$\gamma$ ) Unterirdische Wegkreuzungen . . . . .	350
$\delta$ ) Leiterkupplungen . . . . .	352
$\epsilon$ ) Drahtbruchrelais . . . . .	354
i) Die Zugausgleichsvorrichtungen; große Flußkreuzungen . . . . .	354
13. Die Berechnung der Masten . . . . .	358
a) Allgemeines . . . . .	358
b) Die Druckbeanspruchung . . . . .	359
c) Die Knickbeanspruchung . . . . .	359
d) Die Biegungsbeanspruchung . . . . .	359
e) Ermittlung der äußeren Kräfte für die Mastberechnung . . . . .	362
1) Tragmaste . . . . .	362
2) Winkelmaste . . . . .	362
3) Abspannmaste . . . . .	363
4) Endmaste . . . . .	363
5) Kreuzungsmaste . . . . .	363
6) Stützpunkte an Bauwerken . . . . .	363
f) Die Beanspruchung der Baustoffe . . . . .	363
1) Hölzer . . . . .	363
2) Metalle . . . . .	366
3) Steine und Bindemittel . . . . .	367
g) Die Aufstellung der Gestänge . . . . .	369
h) Die Mastverankerungen . . . . .	370
1) Mast mit Zuganker . . . . .	370
2) Mast mit Druckstrebe . . . . .	371
i) Angaben für die Berechnung hölzerner Masten . . . . .	372
1) Einfachmast . . . . .	372
2) A-Mast . . . . .	376
3) Abspann- und Endmast . . . . .	378
4) Eckmast . . . . .	379
5) Kreuzungsmast . . . . .	379
14. Die Kabelleitungen . . . . .	379
a) Material und Ausführung der Kabel im allgemeinen . . . . .	379
b) Die blanken Bleikabel . . . . .	381
c) Die asphaltierten Bleikabel . . . . .	383
d) Die armierten asphaltierten Bleikabel . . . . .	383
e) Die Querschnittsform der Leiter . . . . .	385
f) Die Berechnung des Leiterquerschnittes . . . . .	386
15. Hochspannungskabel für große Kraftübertragungsanlagen . . . . .	387
a) Die Anlagekosten . . . . .	388
b) Die jährlichen Kosten für Aufsicht und Instandhaltung . . . . .	388
c) Die Betriebssicherheit . . . . .	389
d) Vergleichsrechnung für eine Freileitungs- und Kabelanlage und weitere Angaben allgemeiner Art . . . . .	389

## I. Abschnitt.

# Der elektrische Bau der Leitungsanlage.

### 1. Allgemeine Gesichtspunkte für die Projektierung 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 Stromerzeugern 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 Spannungsverlust in den Leitungen gerechnet vom Generator im Kraftwerke bzw. 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 mit in erster Linie in die Erscheinung. Andererseits steigen bei unzweckmäßigem Entwürfe 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 Fabrikationsausfall bei Störungen auf der Strecke auf eine Höhe, die die Wirtschaftlichkeit stark beeinträchtigen. Es muß daher der projektierende Ingenieur einen guten Teil von Geschicklichkeit entwickeln und vor allen Dingen bei jeder Gelegenheit auch Erfahrungen zu sammeln versuchen, um die Aufgabe eines Leitungsentwurfes gut und zweckentsprechend lösen zu können. Es kommt, wie bereits angedeutet, 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 das Material, aus welchem die Leitungen isoliert oder unisoliert zu

verwenden sind, um allen durch die Eigentümlichkeit der Anlage bedingten Anforderungen auf Brauchbarkeit, Haltbarkeit und Gestehtungskosten 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 Kraftwerke handelt. Erstere sollen kurz mit „Verteilungsleitungen“, letztere mit „Fernleitungen“ bezeichnet werden unberücksichtigt der Art ihrer Verlegung und zwar ob oberirdisch oder unterirdisch d. h. an den Wänden, Decken, auf Masten, Gestängen usw., oder im Gebäudefußboden, im Straßenpflaster, durch Flüsse in Form von besonders hergerichteten Kabeln usw.

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 und 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 tabellarisch zusammenzustellen.

Über den Spannungsverlust, 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 Spannungsverlustes 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 werden<sup>1)</sup>, 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.

<sup>1)</sup> Über Wirtschaftlichkeitsberechnungen siehe Herzog u. Feldmann: Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze. — Teichmüller: Die elektrischen Leitungen. — Dr.-Ing. F. W. Meyer: Die Berechnung elektrischer Anlagen auf wirtschaftlichen Grundlagen.

## 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 Beleuchtungsstromkreise und vielfach verzweigter Stadtnetze<sup>1)</sup> abgesehen wird, weil dieses nicht in den Rahmen des Werkes paßt.

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

Die Führung der Leitung<sup>2)</sup> zu den einzelnen Stromverbrauchern bzw. der Anschluß derselben an ein Verteilungsnetz wird zumeist durch die Eigentümlichkeit der Anlage, den Aufstellungsort der Motoren und sonstigen Stromverbraucher bedingt sein, so daß die Leitungslängen als gegeben anzusehen sind. Man hat sich jedoch bei dem Entwurfe des Leitungsplanes nach Möglichkeit zu befeißigen, 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 in Aussicht genommene Erweiterungen oder später zu erwartende Verschiebungen in dem 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 Entwurfe, wie sie beim Bau der Anlage in der Regel nicht zu vermeiden sind, müssen insbesondere hinsichtlich der Leiterquerschnitte<sup>2)</sup> ohne bedeutende Mehrkosten ausführbar sein, und es empfiehlt sich daher, die Querschnitte der Leiter nicht zu knapp zu bemessen. Bei den Hauptverteilungsleitungen sollte stets auf Erweiterungen Bedacht genommen werden, sofern solche in absehbarer Zeit zu erwarten sind.

Aus dem Plane 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 beson-

<sup>1)</sup> Siehe Herzog u. Feldmann: Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze.

<sup>2)</sup> 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“.

ders 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 Material, 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 intermittierend ist<sup>1)</sup>, also nur stets ein Teil aller angeschlossenen Motoren gleichzeitig läuft, während der andere Teil stillsteht, so wird der Leiterquerschnitt anders bemessen werden können als bei Dauerbetrieb. Also auch die Art des Betriebes muß bekannt sein.

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

**b) Die Verbindung der Stromverbraucher miteinander (Reihen- und Parallelschaltung).** Bei der Reihenschaltung (Serien- oder Hintereinanderschaltung) liegen alle Stromverbraucher hintereinander in einem Stromkreise. Die Fig. 1 läßt diese Art der Anordnung erkennen.

Handelt es sich z. B. um Gleichstrommotoren verschiedener Leistungen, und bezeichnet  $e_1, e_2, e_3, \dots, e_n$  die Klemmenspannung jedes derselben,  $i_1, i_2, i_3, \dots, i_n$  die entsprechende Stromstärke, so ist die Klemmenspannung an den Sammelschienen zunächst abgesehen vom Spannungsverluste in der Leitung:

$$E'_{k,s} = e_1 + e_2 + e_3 + \dots + e_n, \quad (1)$$

und die den Stromkreis durchfließende Stromstärke:

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

Der Vorteil der Reihenschaltung besteht demnach darin, daß an Material und Montage 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 heute diese Schaltung mit Ausnahme bei Bahnmotoren eines Triebwagens und bei Bogenlampen nicht mehr anwendet. Diese Nachteile liegen darin, daß beim Stillsetzen eines Motors, Ausschalten einer Lampe, plötzlichen 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 Fig. 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

<sup>1)</sup> Siehe I. Bd., Inhaltsverzeichnis.

Leistungsstrang vorhanden ist, denn sonst würden sämtliche anderen Stromkreise mit in Leidenschaft gezogen werden. Wird der Parallelwiderstand gewährt, der entweder für jeden Motor oder an den Sammelschienen (regelbar) für alle Stromverbraucher gemeinsam vorhanden sein muß, so wird, wenn keine Spannungsänderung möglich ist, die zum Betriebe des ausgeschalteten Motors verfügbare elektrische Leistung nutzlos vernichtet. Diese Betriebsform ist naturgemäß wegen der Unwirtschaftlichkeit unbenutzbar.

Haben die an einem Leitungsstrange liegenden Motoren verschiedene Leistung, so müssen dieselben bei Reihenschaltung, weil die Stromstärke unverändert dem jeweiligen Höchstwerte des größten Stromverbrauches entspricht, für verschiedene Spannungen gewickelt werden, was mit Rücksicht auf die Herstellung, die Auswechslung, die Reserve- teile usw. einen weiteren Nachteil bedeutet.

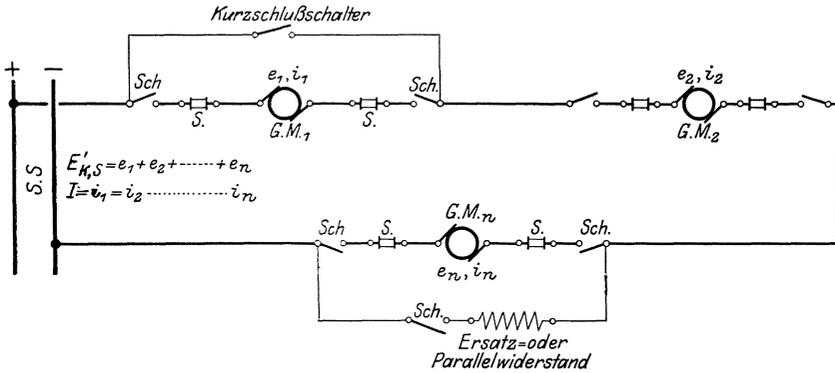


Fig. 1. Reihenschaltung der Stromverbraucher.

Schließlich sei noch auf das Verhalten der Motoren an sich bei Reihenschaltung hingewiesen, das nach den im I. Bd., S. 21 und 43 gegebenen Erklärungen für Gleichstrom-Hauptstrom- und Nebenschlußmotoren ebenfalls ungünstig ist.

Aus diesen Betrachtungen folgt somit, daß bei der Reihenschaltung eine Elastizität hinsichtlich des Zu- und Abschaltens 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 etwa 15 Jahren allerdings wiederholt für die Zwecke der Kraftübertragung, und zwar um hohe Gleichstrom-Fernleitungsspannungen zu erzielen, benutzt wurde. Heute wird diese Form wieder aufgegriffen, um Gleichstrom-Hochspannung für Bahnzwecke zu erzeugen.

Bei der Parallelschaltung ist, wie schon aus der Benennung dieser Schaltung hervorgeht, jeder Stromverbraucher parallel zu den anderen an eine Hauptleitung angeschlossen. Die Fig. 2 bringt dieses zur Darstellung; sie bedarf keiner weiteren Erklärung.

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

$$E'_{k,S} = e_1 = e_2 = e_3 = \dots = e_n, \quad (3)$$

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 Spannungsverlustes 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

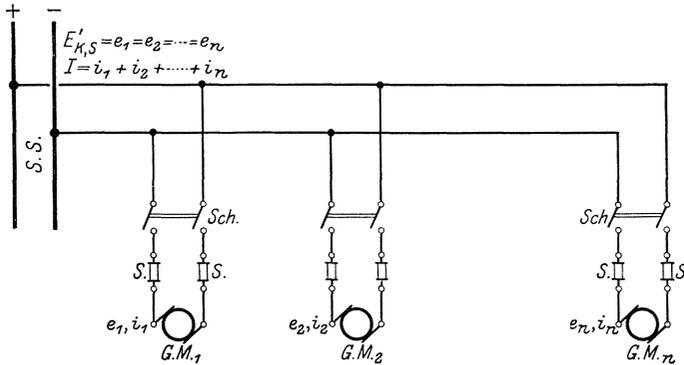


Fig. 2. Parallelschaltung der Stromverbraucher.

entsprechend erhöht werden muß bzw. herabgeht. Es ist also bei dieser Schaltung stets gleichbleibende Spannung an den Sammelschienen zu halten. Der größere Aufwand an Leitungsmaterial und Montagekosten bei der Parallelschaltung spielt gegenüber den vorteilhafteren Betriebsverhältnissen keine Rolle.

Die Vorzüge dieser Schaltung liegen demnach in der vollständigen und wirtschaftlichen Elastizität hinsichtlich des Ein- und Ausschaltens eines Stromverbrauchers oder ganzer Teile einer größeren Anlage und ferner in dem besseren und gegenseitig unabhängigen Arbeiten der Motoren.

Bei Wechselstrommotoren und Transformatoren kann aus leicht erklärlichen Gründen nur die Parallelschaltung Anwendung finden. Es ist deshalb im folgenden auch stets nur diese Schaltung der Stromverbraucher bei der Berechnung der Leiterquerschnitte usw. vorausgesetzt.

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

Die gemischten Stromkreise sind solche, von denen sowohl Motoren als auch Glühlampen gespeist werden, während an die reinen Stromkreise nur Motoren oder nur Glühlampen angeschlossen sind. Wird der Querschnitt der Hauptleitung bei gemischten Stromkreisen nicht reichlich stark, d. h. der Spannungsverlust (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 Metallfadenlampen sind nach dieser Richtung nicht ganz so empfindlich wie die Kohlenfadenlampen, weil die Metallfäden einen günstigeren Temperaturkoeffizienten besitzen. Es empfiehlt sich daher, in solchen Fällen Erkundigungen über die Empfindlichkeit der Lampen einzuziehen, damit Unzuträglichkeiten nach der Inbetriebsetzung der Anlage vermieden werden.

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 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 Elektrizitätswerke oder einem Überlandkraftwerke bezogen, so zwingen zur Anlage reiner Motor- und Beleuchtungsstromkreise in der Mehrzahl der Fälle schon die verschiedenen Preise für die kW-Stunde, die für Kraft niedriger sind als für Licht.

Für Bogenlampen sind stets besondere Leitungen zu verlegen, an die andere Stromverbraucher insbesondere Glühlampen nicht angeschlossen werden dürfen, weil beim selbständigen Regeln der Bogenlampen immer Spannungsschwankungen hervorgerufen werden. Hierauf ist ganz besonders in Gleichstrom-Dreileiternetzen und in Drehstromanlagen zu achten. Durch die Querschnittsbemessung allein wird ein

Zucken der Glühlampen nicht verhindert. Auch durch Beruhigungswiderstände oder Spannungstransformatoren bei Wechselstrom kann hier keine Abhilfe geschaffen werden.

In Fig. 3 ist nun eine kleinere Fabrikanlage skizziert, und es sind die Stromkreise für Motoren, Bogenlampen und Glühlampen eingetragen. Aus dem Verlaufe der einzelnen Leitungen ist zu erkennen, in welcher Form 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.

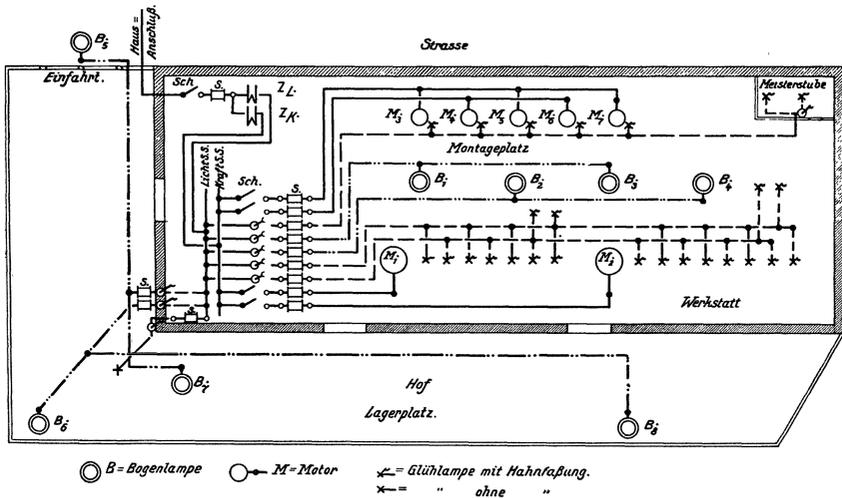


Fig. 3. Leitungsplan für die elektrische Kraft- und Lichtanlage in einer Fabrik.

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 zu Montagezwecken. Auf dem geräumigen Hofe befinden sich Materiallager und Stapelplätze. Der Strom wird von einem fremden Elektrizitätswerke geliefert, das für Kraft und Licht nur eine Leitung hat, aber gesonderte kW-Stundenpreise berechnet.

Die Motoren  $M_1$  und  $M_2$  dienen zum Antriebe großer, getrennter Transmissionsstränge und werden zweckmäßig mit gesonderten Zuleitungen an die Kraft-Sammelschienen angeschlossen, um keine zu starken Leiterquerschnitte zu erhalten. Die Motoren  $M_3$  bis  $M_7$  sind dagegen mit den Arbeitsmaschinen zusammengebaut. Wegen leichterer Erweiterungsfähigkeit, geringerer Querschnitte und möglicher Unabhängigkeit der motorischen Antriebe voneinander sind hier zwei Stromkreise vorgesehen, an die die Motoren abwechselnd angeschlossen werden.

Das ist insbesondere dann vorteilhaft, wenn es sich z. B. um Drehstrom-Kurzschlußbankermotoren 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 würde. Welcher Mehraufwand an Leitungsmaterial 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 Anfange der einzelnen Stromkreise haben nur den Zweck, einmal die Sammelschienen und damit die Hauptsicherung in der Hausanschlußleitung vor Kurzschlüssen in den einzelnen Verteilungsstromkreisen zu schützen, und ferner jede Verteilungsleitung für sich spannungslos machen zu können, ohne andere Teile der Anlage oder gar den Hauptschalter ausschalten zu müssen<sup>1)</sup>.

Die Beleuchtung im Arbeitssaale soll durch Bogenlampen 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 Bogenlampen brennen stets zwei zusammen und zwar  $B_1.$ ,  $B_3.$  und  $B_2.$ ,  $B_4.$  Diese Schaltung ist gewählt worden, um möglichste Ersparnis im Stromverbrauche zu erzielen und zwar dadurch, daß je nach den Arbeitsverhältnissen der eine oder der andere Stromkreis eingeschaltet wird. Lichtschwankungen beim Regeln oder plötzliches Verlöschen und erneutes Anspringen der Lampen machen sich ferner bei dieser Unterteilung auf einem Arbeitsplatze nicht ebenso stark bemerkbar, als wenn  $B_1.$ ,  $B_2.$  und  $B_3.$ ,  $B_4.$  zusammen brennen würden. Schließlich kann bei richtiger Verteilung der vier Lampen über den Raum 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 voll belegt ist.

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 Abzweigung bis zur Lampe also z. B. die Leitung, die in dem Rohre eines Lampenpendels liegt, besitzt. Da diese letztere in der Regel schwächer ist als die Hauptleitung, so ist die Stromstärke durch die Belastungsfähigkeit der Abzweigung begrenzt, um nicht an jeder Abzweigstelle

<sup>1)</sup> Es sei auch auf das im I. Bd. S. 26, 46 und 103 über diese Punkte Gesagte verwiesen. Werden die neuerdings auch für große Stromstärken hergestellten Stöpselsicherungen statt der Lamellensicherungen verwendet, so ist die Anordnung der Sicherung vor dem Schalter empfehlenswerter.

eine Sicherung einschalten zu müssen, was erforderlich ist, wenn die Vorschriften des V. D. E. maßgebend sein sollen<sup>1)</sup>.

Die Stromkreise für die Hofbeleuchtung, die ebenfalls durch Bogenlampen 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 sie sowohl nach dem Eingange als auch nach dem hinteren Teile des Hofes leuchtet. Die in Fig. 3 bei  $B_7$  gezeichnete Glühlampe dient zur Nachtbeleuchtung und erhält deswegen einen Schalter, der außen am Gebäude montiert ist. In der Anlage teurerer wäre die Benutzung von hochkerzigen Metallfadenlampen, die hier ferner auch deswegen nicht gewählt worden ist, weil Bogenlampen schon in den Arbeitssälen verwendet werden.

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 beim 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 Fig. 3 nur ein kleines Beispiel für die Projektierung 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 Spannungsverlust.** Als Spannungsverlust bezeichnet man den Unterschied zwischen der Spannung  $E'_{k,s}$  an den Sammelschienen und  $E_{k,s}$  an den Stromverbrauchern, der infolge des Stromdurchganges durch die Verbindungsleiter auftritt, also:

$$\begin{aligned} \varepsilon &= E'_{k,s} - E_{k,s} = I \cdot R_l, \\ R_l &= \text{Leitungswiderstand.} \end{aligned} \quad (5)$$

Derselbe ist von dem Querschnitte, der Länge und dem Material der Leiter abhängig und ändert sich proportional mit der Belastung. Über die Berechnung von  $\varepsilon$  wird in den einzelnen Kapiteln jedesmal besonders gesprochen werden, weil derselbe je nach der Stromart ver-

<sup>1)</sup> Die Verbandsvorschriften für die Errichtung und den Betrieb elektrischer Starkstromanlagen besagen in § 14 Absatz f: „Bei Querschnittsverkleinerungen sind in den Fällen, wo die vorhergehende Sicherung (im dem Falle der Fig. 3 die Sicherung an den Sammelschienen) den schwächeren Querschnitt schützt, weitere Sicherungen nicht mehr erforderlich.“

schieden ist und bei Wechselstrom durch die Erscheinungen der Selbstinduktion und Kapazität beeinflusst wird. Es soll indessen schon hier einiges ganz allgemeiner Art über die Höhe des zuzulassenden Spannungsverlustes 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 nicht erfolgt, kann man den Spannungsverlust d. h. den Verlust, der durch den ohmschen Widerstand der Leiter verursacht wird, in folgenden Grenzen wählen:

für reine Motorstromkreise . . . . .  $\epsilon_M = 5$  bis  $10\%$ ,  
 für reine Beleuchtungsstromkreise . . . . .  $\epsilon_B = 2$  bis  $2,5\%$ ,  
 für gemischte Stromkreise je nach den in der Mehrzahl vorhandenen Stromverbrauchern einer Art und den Forderungen für gleichmäßiges Licht .  $\epsilon = 2$  bis  $3\%$ .

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

Ist der Querschnitt einer Verteilungsleitung nach dem Spannungsverluste ermittelt, so ist ferner zu prüfen, ob die Strombelastung der Leiter  $\left( \text{Stromdichte } j = \frac{I}{q} \right)$  nicht zu hoch ist, d. h. ob keine unzulässige Erwärmung befürchtet werden muß. Der V. D. E. hat nach dieser Richtung besondere Normalien<sup>1)</sup> aufgestellt, die für Deutschland maßgebend sind und auch durch die Feuerversicherungsgesellschaften vorgeschrieben werden. In den nachfolgenden Beispielen wird auf diesen Umstand jedesmal noch besonders hingewiesen.

Tabelle I.

Belastung für gummiisolierte Kupferleiter nach den V.D.E.-Normalien.

Querschnitt $q$ in mm <sup>2</sup>	Höchste dauernd zulässige Strom- stärke für den Leiter in Amp.	Querschnitt $q$ in mm <sup>2</sup>	Höchste dauernd zulässige Strom- stärke für den Leiter in Amp.
0,50	7,5	25	100
0,75	9	35	125
1,00	11	50	160
1,5	14	70	200
2,5	20	95	240
4	25	120	280
6	31	150	325
10	43	185	380
16	75		

Bei intermittierenden Betrieben ist die zeitweilige Erhöhung der Belastung über die Werte der Tabelle I zulässig, sofern dadurch keine größere Erwärmung als bei der der Tab. I entsprechenden Dauerbelastung entsteht.

<sup>1)</sup> Vorschriften für die Errichtung elektrischer Starkstromanlagen und Normalien für isolierte Leitungen in Starkstromanlagen des V. D. E.

**Tabelle II.**  
Belastung für Bleikabel (Kupfer) und Aluminium nach den V. D. E.-Normalien.

Querschnitt mm <sup>2</sup>	Höchste dauernd zulässige Stromstärke in Amp. bei Verlegung im Erdboden. (Kupfer.)										Aluminium	
	Einleiterkabel bis		Versilte Zweileiterkabel bis		Versilte Dreileiterkabel bis		Konzentr. Zweileiterkabel bis		Konzentr. Dreileiterkabel bis		Einleiterleiter für Gleichstrom bis	
	700 Volt	3000 Volt	10000 Volt	3000 Volt	8000 Volt	10000 Volt	3000 Volt	8000 Volt	3000 Volt	3000 Volt	700 Volt	700 Volt
1	24	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,5	31	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2,5	41	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	55	42	—	37	—	—	—	—	—	—	42	—
6	70	53	—	47	—	—	—	—	—	—	55	—
10	95	70	65	65	60	60	70	70	75	75	75	—
16	130	95	90	85	80	80	90	90	75	100	100	—
25	170	125	115	110	105	105	120	120	100	130	130	—
35	210	150	140	135	125	125	145	145	120	160	160	—
50	260	190	175	165	155	155	180	180	150	200	200	—
70	320	230	215	200	190	190	220	220	185	245	245	—
95	385	275	255	240	225	225	270	270	220	295	295	—
120	450	315	290	280	260	260	310	310	255	345	345	—
150	510	360	335	315	300	300	360	360	290	390	390	—
185	575	405	380	360	340	340	405	405	330	440	440	—

Bei Verlegung von Kabeln in Luft oder bei Anordnung in Kanälen und dergleichen, Anhäufung von Kabeln im Erdboden oder ähnlichen, ungünstigen Verhältnissen empfiehlt es sich, die Belastung auf  $\frac{3}{4}$  der in Tab. II angegebenen Werte zu ermäßigen. Ferner ist eine Übertemperatur von 25° C bei Dauerbelastung und die übliche Verlegungstiefe von etwa 70 cm zugrunde gelegt. Die Belastungswerte gelten, solange nicht mehr als zwei Kabel im gleichen Graben nebeneinander liegen. Gesondert verlegte Mittelleiter bleiben hierbei unberücksichtigt.

Bei intermittierendem Betriebe ist die zeitweilige Erhöhung der Belastung über die Tabellenwerte zulässig, sofern dadurch keine größere Erwärmung als bei der der Tab. II entsprechenden Dauerbelastung entsteht.  
Die Tab. I und II enthalten nicht alle vom V. D. E. festgelegten Werte.

Liegen eine Anzahl von Motoren verschiedener Leistungen in einem Stromkreise, so kommt es weiter darauf an, ob, wie auf S. 9 bereits erwähnt, ein häufiges Zu- und Abschalten einzelner Motoren eintritt, und wie groß die jedesmaligen Anlaufströme sind, denn bei Anlauf unter Vollast können durch letztere so starke Spannungsabfälle in den Zuleitungen hervorgerufen werden, daß die im Betriebe befindlichen Motoren in ihrer Drehzahl und Zugkraft 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 dann, wenn sie mit schwachgesättigtem Felde arbeiten (I. Bd., S. 30). Auch bei Drehstrommotoren ist hierauf besonders zu achten, weil das Drehmoment derselben sich proportional mit dem Quadrate der Spannung ändert (I. Bd., S. 65).

Bei sehr großen Lastschwankungen (Förderanlagen, schwere Werkzeugmaschinenbetriebe, Walzenstraßen) werden die Spannungsschwankungen vorteilhafter durch Hilfsmaschinen, Pufferbatterien u. dgl. ausgeglichen, worüber im III. Bande näheres zu finden ist. Die Verteilungsleitungen für derartige Betriebe werden für die normale Vollaststromstärke der Motoren und unter Zugrundelegung des für reine Motorstromkreise gültigen Spannungsverlustes berechnet und die Leiterquerschnitte nur hinsichtlich ihrer Strombelastung nach den Verbandsvorschriften geprüft.

Bei reinen Beleuchtungsstromkreisen entspricht  $\varepsilon_B = 2\%$  einem Erfahrungswerte, 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.

Für Gleichstrom-Dreileiteranlagen, an deren Außenleitern Motoren und an deren beiden Netzhälften gleichzeitig Beleuchtungsstromkreise angeschlossen sind, wird der Spannungsverlust, sofern die Motoren häufiger ein- und ausgeschaltet werden, nur  $0,75 \cdot \varepsilon_B$  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 Fig. 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.

Bezeichnet:

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

$\mathcal{L}$  die Gesamtleitungslänge (Hin- und Rückleitung) in Metern,  
 $q$  den Querschnitt des Leiters in  $\text{mm}^2$ ,  
 $\rho$  den spezifischen Widerstand des Leitermaterials,  
 so ist bekanntlich für Fig. 4 der ohmsche Widerstand des Hin- und Rückleiters:

$$R_l = \frac{2 \cdot l}{q} \rho = \frac{\mathcal{L}}{q} \rho,$$

worin also:

$$2l = l_1 + l_2 = \mathcal{L}.$$

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

$$\varepsilon = \frac{\mathcal{L} \cdot I}{q} \rho. \quad (6)$$

Ist die Belastung  $I$  bekannt, so errechnet sich, wenn die Höhe des Spannungsverlustes angenommen wird, der Querschnitt für die gebräuchlichsten Leitermaterialien<sup>1)</sup>

$$\left. \begin{array}{l} \text{bei Kupfer:} \quad q_{Cu} = \frac{\mathcal{L} \cdot I}{\varepsilon} \cdot 0,0175 \text{ mm}^2 \\ \text{bei Aluminium:} \quad q_{Al} = \frac{\mathcal{L} \cdot I}{\varepsilon} \cdot 0,029 \text{ mm}^2 \\ \text{bei Eisen:} \quad q_{Fe} = \frac{\mathcal{L} \cdot I}{\varepsilon} \cdot 0,135 \text{ mm}^2 \end{array} \right\} \quad (6a)$$

Um nun nicht mit den umständlichen Dezimalstellen bei  $q$  zu rechnen, benutzt man einfacher den reziproken Wert der Leitfähigkeit  $\lambda$ , so daß also zu setzen ist für  $q = \frac{1}{\lambda}$ . Die Gl. (6 a) können infolgedessen geschrieben werden:

$$\left. \begin{array}{l} \text{bei Kupfer:} \quad q_{Cu} = \frac{\mathcal{L} \cdot I}{57 \cdot \varepsilon} \text{ mm}^2 \\ \text{bei Aluminium:} \quad q_{Al} = \frac{\mathcal{L} \cdot I}{34,5 \cdot \varepsilon} \text{ mm}^2 \\ \text{bei Eisen:} \quad q_{Fe} = \frac{\mathcal{L} \cdot I}{7,4 \cdot \varepsilon} \text{ mm}^2 \end{array} \right\} \quad (7)$$

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

<sup>1)</sup> Zinkleiter, die während des Krieges zugelassen waren, sind hier nicht mehr berücksichtigt, weil sie sich nicht immer bewährt haben und allmählich aus dem Installationsmaterial verschwinden werden. Der spezifische Widerstand soll für Zink  $\rho_z = 0,066$  höchstens betragen.

Die einfache Form des Stromkreises nach Fig. 4 kommt nur selten und zwar in der Regel nur für einzelne große Motoren vor. In der Mehrzahl der Fälle werden eine ganze Reihe von Stromverbrauchern parallel an eine durchgehende Hauptleitung angeschlossen entsprechend der Fig. 6. In diesem Fall ist es am zweckmäßigsten, für eine solche Hauptleitung, die, wie leicht einzusehen, bei gleichem Spannungsverluste für die einzelnen Abschnitte aus verschiedenen Querschnitten zusammengesetzt sein müßte, weil die Stromstärken wechseln, nur

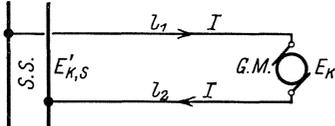


Fig. 4. Offener Gleichstrom-Leitungsstrang (zweipolige Darstellung).

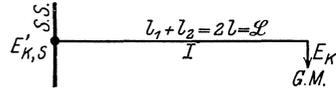


Fig. 5. Offener Gleichstrom-Leitungsstrang (einpolige Darstellung).

einen durchgehend gleichen Querschnitt bis zum letzten Stromverbraucher zu verlegen. Das hat die Vorteile, daß erstlich die Montage und die Materialbeschaffung einfacher wird. Ferner können Sicherungen gespart werden, weil andernfalls bei der Querschnittabstufung nach den Vorschriften des V. D. E.<sup>1)</sup> der geringere Querschnitt wiederum gesichert werden müßte. In den nun folgenden Erörterungen ist daher auch stets nur ein gleichbleibender Querschnitt für die Hauptleitungen den Berechnungen zugrunde gelegt.

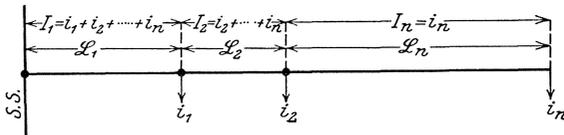


Fig. 6. Mehrfach belastete offene Gleichstromleitung.

Werden in Fig. 6 mit  $\mathcal{L}_1, \mathcal{L}_2, \mathcal{L}_2 \dots \mathcal{L}_n$  die einzelnen Leitungslängen zwischen je zwei Abzweigungen und mit  $i_1, i_2, i_3 \dots i_n$  die Ströme der einzelnen Anschlüsse bezeichnet, so ist der Querschnitt der Hauptleitung<sup>2)</sup> aus (Gl. 8) zu ermitteln:

<sup>1)</sup> Siehe Fußnote auf S. 10.

<sup>2)</sup> Die Gl. (8) ist folgendermaßen gefunden worden: Der Spannungsverlust bis zum Ende der Hauptleitung ist:

$$\varepsilon_n = \frac{1}{\lambda} \left[ \frac{I_1 \cdot \mathcal{L}_1}{q_1} + \frac{I_2 \cdot \mathcal{L}_2}{q_2} + \dots + \frac{I_n \cdot \mathcal{L}_n}{q_n} \right],$$

oder da:  $q_1 = q_2 = \dots = q_n = q_n$

sein soll, so folgt:  $\varepsilon_n = \frac{1}{\lambda \cdot q_n} [I_1 \cdot \mathcal{L}_1 + I_2 \cdot \mathcal{L}_2 + \dots + I_n \cdot \mathcal{L}_n]$ ,

und daraus:  $q_n = \frac{1}{\lambda \cdot \varepsilon_n} \sum_1^n I \cdot \mathcal{L}$ .

$$q_h = \frac{1}{\lambda \cdot \varepsilon_h} \sum_1^n I \cdot \mathcal{L}, \quad (8)$$

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 der Spannungsverlust  $\varepsilon_h$  in der Hauptleitung gewählt, so findet man den Spannungsverlust an den einzelnen Abzweigpunkten, dessen Größe bekannt sein muß, um die Querschnitte der von diesen abgehenden Zweigleitungen berechnen zu können, aus der Gl. (7):

$$\begin{aligned} \varepsilon_h &= \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \dots + \varepsilon_n \\ \varepsilon_1 &= \frac{I_1 \cdot \mathcal{L}_1}{\lambda \cdot q_h}, \quad \varepsilon_2 = \frac{I_2 \cdot \mathcal{L}_2}{\lambda \cdot q_h} + \varepsilon_1 \quad \text{usw.} \end{aligned}$$

Das folgende Beispiel wird den Gang der Rechnung klar erkennen lassen.

1. Beispiel. Die Hauptleitung in einem Maschinensaal ist in der in Fig. 7 angegebenen Form durch Nebenschlußmotoren belastet. An den Sammelschienen steht eine Spannung von 220 Volt zur Verfügung, die nicht geändert werden kann. Die Motoren sollen mit Rücksicht auf die leichtere Auswechselbarkeit für andere, bereits vorhandene Motoren und nach den Normalien des V. D. E. für eine Klemmenspannung von ebenfalls 220 Volt gewickelt sein. Es wird vorgeschrieben, daß der Motor am Ende der Leitung dann, wenn die Hauptleitung voll belastet ist, höchstens eine um 5% geringere Spannung erhalten darf. Der hierdurch bedingte Drehzahlabfall (siehe I. Bd., S. 30) sei für die anzutreibende Maschine noch zulässig.

Aus der Tab. III ist die Stromstärke jedes Motors nach der Gleichung:

$$I = \frac{736 \cdot N_n(\text{PS})}{E_K \cdot \eta_M} = \frac{N_n(\text{kW}) \cdot 1000}{E_K \cdot \eta_M}$$

zu ersehen:

Tabelle III.

Anschlußpunkt	Motorleistung		Wirkungsgrad $\eta_M$	Stromstärke $I$
	PS	kW		
<i>b</i>	5	3,68	0,80	21
<i>d</i>	7,5	5,5	0,81	31
<i>e</i>	1,4	1,08	0,70	7
<i>e</i>	1,4	1,08	0,70	7
<i>f</i>	10	7,4	0,82	41
<i>g</i>	26	18,9	0,86	100

In Fig. 7 sind die tatsächlichen Leitungslängen also die doppelte Entfernung  $= 2l = \mathcal{L}$  eingetragen. Somit ergibt sich für:

$$\begin{aligned} \text{Strecke } \overline{ab} \quad I_1 \cdot \mathcal{L}_1 &= (21 + 45 + 41 + 100) \cdot 80 = 16\,560 \\ \text{„ } \overline{bc} \quad I_2 \cdot \mathcal{L}_2 &= \quad (45 + 41 + 100) \cdot 30 = 5\,580 \\ \text{„ } \overline{cf} \quad I_5 \cdot \mathcal{L}_5 &= \quad (41 + 100) \cdot 40 = 5\,640 \\ \text{„ } \overline{fg} \quad I_6 \cdot \mathcal{L}_6 &= \quad \quad \quad 100 \cdot 35 = 3\,500 \\ \hline \Sigma I \cdot \mathcal{L} &= 31\,280 \end{aligned}$$

und daraus bei  $\varepsilon_h = 0,05 \cdot 220 = 11$  Volt der Querschnitt der Hauptleitung:

$$q_h = \frac{31280}{57 \cdot 11} \cong 50 \text{ mm}^2.$$

Dieser Querschnitt ist noch auf seine Zulässigkeit hinsichtlich der Strombelastung bei Dauerbetrieb, der hier angenommen werden soll, nach den V. D. E.-Normalien (Tab. I bzw. II) zu prüfen. Soll die Leitung als Einleiterkabel ausgeführt werden, das im Erdboden eingebettet ist, so ist der Querschnitt zulässig<sup>1)</sup>. Wird indessen Gummiaderleitung oberirdisch z. B. an der Wand oder an der Decke auf Porzellanrollen bzw. in Rohr verlegt, so muß  $q_h$  nach Tab. I zum mindesten für die Strecken  $\overline{ab}$  und  $\overline{bc}$  auf  $70 \text{ mm}^2$  erhöht werden, während auf den Strecken  $\overline{cf}$  und  $\overline{fg}$   $50 \text{ mm}^2$  ausreichen würden. Trotzdem ist es empfehlenswert, durchweg  $70 \text{ mm}^2$  zu wählen, einmal um wegen des vorgeschriebenen Spannungsverlustes 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  $70 \text{ mm}^2$  Querschnitt allerdings nur dann statthaft, wenn die Leitung dabei nie längere Zeit hindurch voll belastet werden würde, denn  $70 \text{ mm}^2$  dürfen bei der oberirdischen Verlegungsart nur mit 200 Amp. im Dauerbetriebe beansprucht werden.

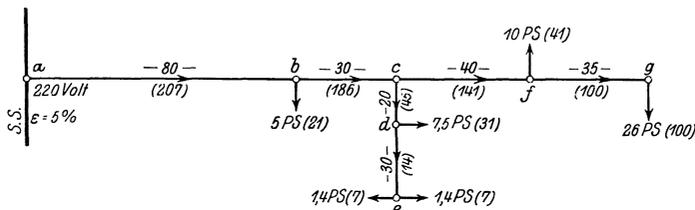


Fig. 7. Beispiel für die Berechnung einer offenen Gleichstromleitung.

Ein Einwand, der dahin gemacht werden könnte, daß bei  $70 \text{ mm}^2$  eine gewisse Materialverschwendung vorhanden sein würde, ist durch folgende Kostenberechnung zu entkräften.

Der Preis betrage:

$$\begin{aligned} \text{für } 1000 \text{ m } 50 \text{ mm}^2 & \text{ M. } 1600,-^2) \\ \text{für } 1000 \text{ m } 70 \text{ mm}^2 & \text{ M. } 2150,-, \end{aligned}$$

so errechnet sich der Preisunterschied:

$$\begin{aligned} \text{bei } 185 \text{ m } 70 \text{ mm}^2 & = \text{M. } 397,75 \\ \text{oder } 110 \text{ m } 70 \text{ mm}^2 & = \text{M. } 236,50 \\ \text{und } 75 \text{ m } 50 \text{ mm}^2 & = \text{M. } 120,- \quad \underline{356,50} \\ & \text{zu M. } 41,25 \end{aligned}$$

ein Betrag, der mit Rücksicht auf die genannten Vorteile belanglos ist, zumal beträchtlich höhere Montagekosten kaum in Frage kommen.

Der Querschnitt für die Leitungsstrecke  $\overline{ce}$  wird auf die gleiche Weise gefunden, und zwar ist:

$$\begin{aligned} \text{Strecke } \overline{cd} &= I_3 \cdot \mathcal{L}_3 = (31 + 7 + 7) \cdot 20 = 900 \\ \text{„ } \overline{de} &= I_4 \cdot \mathcal{L}_4 = \frac{(7 + 7) \cdot 30 = 420}{\Sigma I \cdot \mathcal{L} = 1320} \end{aligned}$$

1) Über die Verlegung mehrerer Kabel in einem Kanale und die dann hinsichtlich der Erwärmung zu beachtenden Punkte siehe S. 12.

2) Da es sich hier nur um Vergleichszahlen handelt, ist auf die heutigen Preise keine Rücksicht genommen worden.

$$q_{c, \epsilon} = \frac{1320}{57[\epsilon_h - (\epsilon_1 + \epsilon_2)]},$$

$$\epsilon_1 = \frac{16500}{57 \cdot 70} = 4,15,$$

$$\epsilon_2 = \frac{5580}{57 \cdot 70} = 1,40,$$

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

Auch dieser Querschnitt müßte wegen der Überschreitung der zulässigen Strombelastung für den  $\text{mm}^2$  verstärkt und zwar bis auf  $10 \text{ mm}^2$  aufgerundet werden. Da aber die beiden 1,4-PS-Motoren intermittierend arbeiten sollen, so ist ein Querschnitt von  $6 \text{ mm}^2$  zu wählen.

Dieses Beispiel wurde mit Absicht 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 und zwar insofern, als die einzelnen Abzweigungen bei gleichen Zweigströmen in gleichen oder annähernd gleichen Abständen

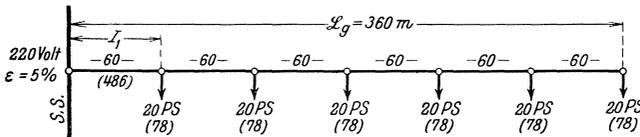


Fig. 8. Offene Gleichstromleitung mit gleichmäßig verteilter Belastung.

zueinander liegen (Fig. 8). Es wird auch hier zweckmäßig durchgehend nur ein gleicher Querschnitt für die Hauptleitung verlegt. Derselbe wird aus Gl. (9) gefunden<sup>1)</sup>:

$$q_h = \frac{1 + \frac{1}{a} \cdot I_1 \cdot \mathcal{L}_g}{2} \cdot \frac{1}{\lambda \cdot \epsilon_k}, \quad (9)$$

<sup>1)</sup> Ableitung der Gl. (9): Es war nach Gl. (8):

$$q_h = \frac{1}{\lambda \cdot \epsilon_h} \sum_1^n I \cdot \mathcal{L},$$

oder da:

$$\mathcal{L} = \frac{\mathcal{L}_g}{a} \quad \text{und} \quad \sum_1^n I = [a + (a-1) + (a-2) + \dots + 2 + 1] \cdot i,$$

sowie:

$$I_1 = a \cdot i,$$

so geht Gl. (8) über in die Form:

$$q_h = \frac{1 + \frac{1}{a} \cdot I_1 \cdot \mathcal{L}_g}{2} \cdot \frac{1}{\lambda \cdot \epsilon_h}.$$

worin  $a$  die Anzahl der Anschlüsse und  $\mathcal{L}_g$  die ganze Entfernung (Fig. 8) bezeichnet.  $I_1$  ist  $= a \cdot i$  ( $i$  = Stromstärke einer Abzweigung).

2. Beispiel. An der Ladestelle eines Hafens sollen 6 Kräne mit je einem 14,7 kW (20-PS-)Hauptstrommotor in einer Entfernung von je 30 m ( $\mathcal{L} = 60$  m) aufgestellt werden. Der Strom steht aus einem öffentlichen Elektrizitätswerke mit 220 Volt am Hafenanfange zur Verfügung.

Der Spannungsverlust bis zum letzten Kran soll bei vollbelasteter Leitung wiederum 5% nicht überschreiten.

Demnach ist nach Gl. (9)

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

Dieser Querschnitt wird auf den nächsten Normalquerschnitt, d. i. 150 mm<sup>2</sup>, abgerundet, der auch mit Rücksicht auf die Strombelastung zulässig ist, weil die Leitung als unterirdisches Kabel verlegt werden muß<sup>1)</sup>.

Da Kranmotoren intermittierend arbeiten, so sind für die endgültige Querschnittsbemessung noch einige andere Erwägungen anzustellen. Zunächst fragt es sich, ob man überhaupt die Vollaststromstärke in die Gl. (9) einsetzen soll. Das ist stets empfehlenswert, weil es besonders im Hafensbetriebe Zeiten gibt, in denen Tag und Nacht gearbeitet werden muß, und eine Störung des Betriebes durch eine Kabelverletzung außerordentlich unangenehm sein kann. Ferner kann man nur so die Schwankungen der Stromstärke infolge Abschalten 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 Spannungsverlust 5% 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., S. 6 näher erläutert worden ist.

Da Betriebsstörungen an den Kabeln, wie schon angedeutet, nicht vorkommen dürfen, so legt man die beiden Leiter nicht dicht nebeneinander in denselben Kabelgraben, sondern wählt zwei Kanäle, um vollständige Poltrennung zu erreichen. Erdschlüsse können sich dann nicht zu Kurzschlüssen ausbilden, und die Vornahme von Ausbesserungen, die Prüfung u. dgl. sind bequemer und schneller ausführbar.

Neben diesen einfachen Leitungsanlagen treten nun aber z. B. in Ortsnetzen und Fabrikanlagen auch Verzweigungen der Hauptleitungen ähnlich der in Fig. 9 dargestellten Form auf. Für die Querschnittsbemessung wird dann zumeist die Bedingung gestellt, daß in den Punkten  $C$  und  $D$  gleiche Spannung herrschen soll.

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

Bezeichnet  $\varepsilon_0$  den Spannungsverlust in der Strecke  $\overline{AB}$  und  $\varepsilon_1$  denjenigen, der sowohl in  $\overline{BC}$  als auch in  $\overline{BD}$  auftreten darf, damit die

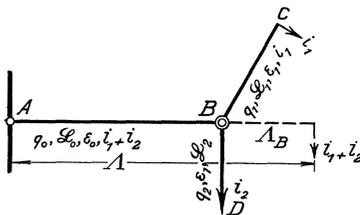


Fig. 9. Verzweigtes Leitungsnetz.

<sup>1)</sup> Siehe Fußnote 1) auf S. 12.

Bedingung gleicher Spannungen in den Punkten  $C$  und  $D$  erfüllt ist, also  $\varepsilon_{\max} = \varepsilon_0 + \varepsilon_1$  und entsprechend  $q_0$ ,  $\mathcal{L}_0$ ,  $q_1$ ,  $\mathcal{L}_1$ ,  $q_2$ ,  $\mathcal{L}_2$  die Querschnitte bzw. Leitungslängen der einzelnen Teilstrecken nach Fig. 9, so ist:

$$\varepsilon_1 = \frac{\mathcal{L}_1 \cdot i_1}{\lambda \cdot q_1} = \frac{\mathcal{L}_2 \cdot i_2}{\lambda \cdot q_2}.$$

Man kann also die beiden Leitungsstücke  $\overline{BC}$  und  $\overline{BD}$  durch einen Leiter  $\mathcal{A}_B$  ersetzen, in welchem derselbe Spannungsverlust  $\varepsilon_1$  auftritt; demnach ist:

$$\varepsilon_1 = \frac{\mathcal{A}_B(i_1 + i_2)}{\lambda \cdot q_x} = \frac{\mathcal{L}_1 \cdot i_1}{\lambda \cdot q_1} = \frac{\mathcal{L}_2 \cdot i_2}{\lambda \cdot q_2}.$$

Daraus folgt:

$$q_1 = \frac{\mathcal{L}_1 \cdot i_1 \cdot q_x}{\mathcal{A}_B(i_1 + i_2)}$$

bzw.

$$q_2 = \frac{\mathcal{L}_2 \cdot i_2 \cdot q_x}{\mathcal{A}_B(i_1 + i_2)}.$$

Nach der Voraussetzung soll nun:

$$q_x = q_1 + q_2$$

sein, und somit wird die neue Leitungslänge:

$$\mathcal{A}_B = \frac{\mathcal{L}_1 \cdot i_1 + \mathcal{L}_2 \cdot i_2}{i_1 + i_2}. \quad (10)$$

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

$$\mathcal{A}_n = \frac{\sum_1^n (\mathcal{L} \cdot i)}{\sum_1^n i}. \quad (11)$$

Diese neue Leitungslänge  $\mathcal{A}_B$  nennt man die fiktive Leitungslänge<sup>1)</sup>, und mit Hilfe der Gl. (11) kann die Lösung der Aufgabe in einfacher Weise vorgenommen werden.

In Fig. 9 handelte es sich um einen Hauptstrang mit nur 2 Abzweigungen. Ist  $\mathcal{A}_B$  für die letzteren berechnet, so wird diese fiktive Leitungslänge mit der Strecke  $\overline{AB}$  zu einer neuen fiktiven Leitungslänge zusammengesetzt, an deren Ende die Summe der Abzweigströme abgenommen zu denken ist. Also:

$$\mathcal{A} = \mathcal{L}_0 + \mathcal{A}_B,$$

<sup>1)</sup> Herzog und 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 Normalquerschnitte abgerundet werden.

und mit  $\mathcal{A}$  ergibt sich aus Gl. (12) der Querschnitt:

$$q_0 = \frac{\mathcal{A}(i_1 + i_2)}{\varepsilon_{\max} \cdot \lambda}. \quad (12)$$

Aus diesem Querschnitte und der tatsächlichen Leitungslänge findet man den wirklich auftretenden Spannungsverlust  $\varepsilon_0$ . Mit dem dann noch verbleibenden Spannungsverluste  $\varepsilon_1 = \varepsilon_{\max} - \varepsilon_0$  und den eigentlichen Leitungslängen werden schließlich die Querschnitte der Abzweigstromkreise  $\overline{BC}$  und  $\overline{BD}$  berechnet.

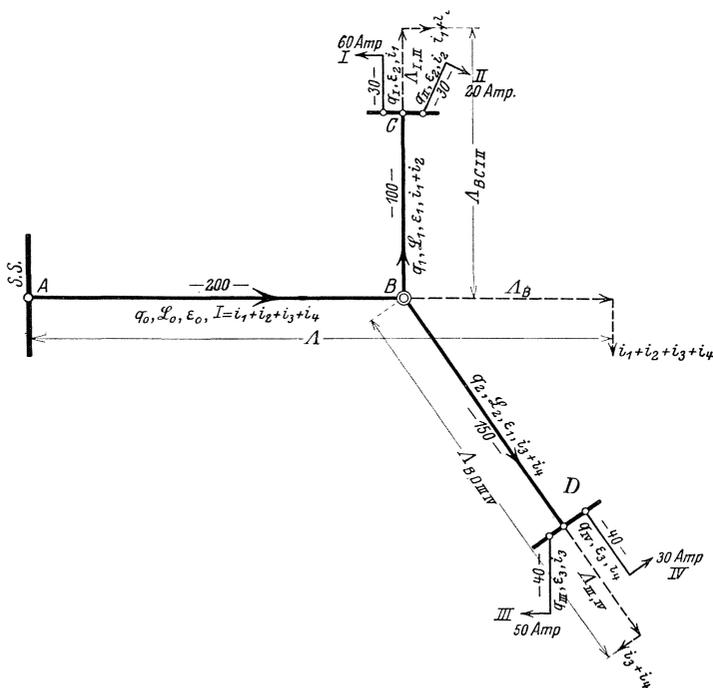


Fig. 10. Beispiel für die Berechnung einer verzweigten Leitungsanlage.

Sind mehrere Abzweigleitungen vorhanden (Fig. 10), so werden mit den äußersten Abzweigungen 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 dem ganzen Systeme gleichkommende fiktive Leitungslänge ermittelt ist, die demnach der Größe  $\mathcal{A}$  in Gl. (12) entspricht. Die Querschnittsberechnung geschieht dann in der gleichen Weise wie oben.

Um den Gang der Berechnung verständlicher zu machen, soll wiederum ein Beispiel durchgearbeitet werden.

3. Beispiel. Der Leitungsplan für die Stromverteilung innerhalb eines Fabrikgrundstückes habe die Gestalt der Fig. 10. Die den einzelnen Strängen

beigeschriebenen Zahlen geben die Leitungslängen an. In den Punkten  $C$  und  $D$  befinden sich Hauptverteilungstafeln, von denen die Zweige  $I, II, III, IV$  zu den einzelnen Werkstattmotoren führen. Die Motorspannung soll 440 Volt betragen, während an den Sammelschienen bei Vollast 460 Volt gehalten werden. Demnach ist  $\varepsilon_{\max} = 20$  Volt.

Die Leitungen bis zu den Punkten  $C$  und  $D$  sollen als Kabel im Erdboden, die Motorleitungen als Gummiaderleiter oberirdisch auf Porzellanrollen verlegt werden.

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

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

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

$$A_{B,C,I,II} = 100 + 30 = 130.$$

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

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

$$A_{B,D,III,IV} = 150 + 40 = 190.$$

Für alle von  $B$  ausgehenden Zweige ist die fiktive Leitungslänge:

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

und somit die gesamte fiktive Leitungslänge bis zum Punkte  $A$ :

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

Nach Vorhergehendem denkt man sich die Summe aller Ströme am Ende von  $A$  abgenommen. Der Querschnitt  $q_0$  errechnet sich demnach zu:

$$q_0 = \frac{A \cdot \Sigma i}{57 \cdot \varepsilon_{\max}} = \frac{360 \cdot 160}{57 \cdot 20} = 50,5 \text{ mm}^2.$$

Da die Leitungen als Kabel im Erdboden verlegt werden sollen, ist der Querschnitt von rund  $50 \text{ mm}^2$  unter Berücksichtigung der Verbandsnormalien auch hinsichtlich der Strombelastung noch zulässig.

Der Spannungsverlust, der bei  $q_0 = 50$  auf der Strecke  $\overline{AB}$  eintritt, ist:

$$\varepsilon_0 = \frac{160 \cdot 200}{57 \cdot 50} = 11,25 \text{ Volt,}$$

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

Es wird somit gefunden:

$$q_I = \frac{A_{B,C,I,II} \cdot (i_1 + i_2)}{57 \cdot \varepsilon_1} = \frac{130 \cdot 80}{57 \cdot 8,75} = 20,8 [25]^1),$$

$$\varepsilon_{\overline{BC}} = \frac{80 \cdot 100}{57 \cdot 20,8} = 6,72 \text{ Volt } (5,61)^2),$$

$$q_{II} = \frac{60 \cdot 30}{57 \cdot 2,03} = 15,5 [16], \quad q_{III} = \frac{20 \cdot 30}{57 \cdot 2,03} = 5,17 [4],$$

$$q_2 = \frac{A_{B,D,III,IV} \cdot (i_3 + i_4)}{57 \cdot \varepsilon_1} = \frac{190 \cdot 80}{57 \cdot 8,75} = 30,4 [35],$$

1) Die in [ ] gesetzten Zahlen geben die tatsächlich zu verlegenden Querschnitte an.

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

$$\varepsilon_{BD} = \frac{80 \cdot 150}{57 \cdot 30,4} = 6,95 \text{ Volt (6),}$$

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

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 Spannungsverluste ermittelt. Sowohl  $q_1$  und  $q_2$  als Kabel als auch  $q_I$  bis  $q_{IV}$  als Gummiaderleiter auf Porzellanisolatoren oberirdisch verlegt sind nach den Verbandsnormalien zulässig.

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

Wie man aus den bisherigen Beispielen ersehen kann, erfordert die Wahl des Querschnittes der einzelnen Leitungen nach der Berechnung desselben recht sorgfältige Überlegungen, wenn man unliebsamen Erscheinungen bei der Inbetriebsetzung der Anlage bzw. beim späteren Dauerbetriebe vorbeugen, zu große Spannungsverluste z. B. beim gleichzeitigen Anlauf mehrerer an eine Leitung angeschlossener Motoren vermeiden und die Erweiterungsfähigkeit nicht stark beschränken will.

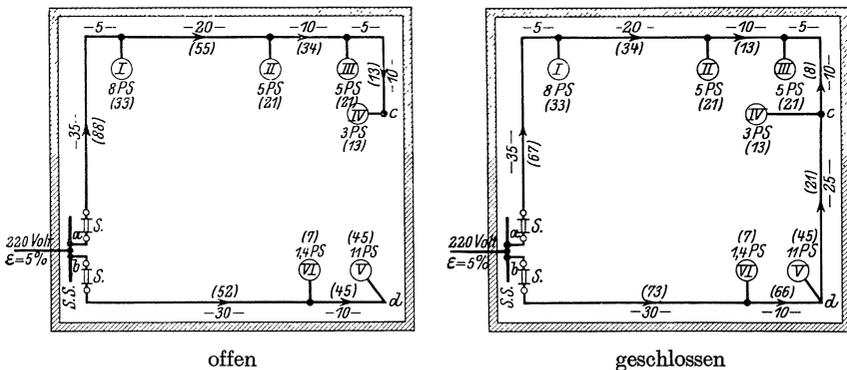


Fig. 11 u. 12. Leitungsführung.

b) Die geschlossenen Leitungen (Ring- und Netzbildung). Es ist, wie auf S. 7 bereits gesagt, bei ausgedehnteren Anlagen unzweckmäßig, 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 zusammenziehen. Die Fig. 11 zeigt eine derartige Ausführung 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 (Fig. 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. Tritt aus irgendeinem Grunde eine Stromunterbrechung z. B. bei der Sicherung *a* ein, so wird trotzdem der Betrieb noch nicht gestört, weil nunmehr die gesamte Leistung über den Leitungsanschluß *b* geliefert wird, wie das die Fig. 12 deutlich erkennen läßt.

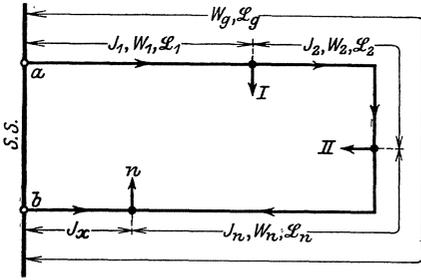


Fig. 13. Geschlossene- oder Ringleitung.

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 Hauptsteigeleitungen durch die Geschosse zusammen. Für Motorstromkreise ist die Ringleitung indessen nicht immer günstig und zwar dann nicht, 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 durch Anwendung der Ringleitung mindestens gleichviel, unter Umständen sogar weniger Leitungsmaterial gebraucht wird als bei getrennten Stromkreisen, und zwar weil eben die Stromverteilung innerhalb des Ringes und damit die Strombelastung

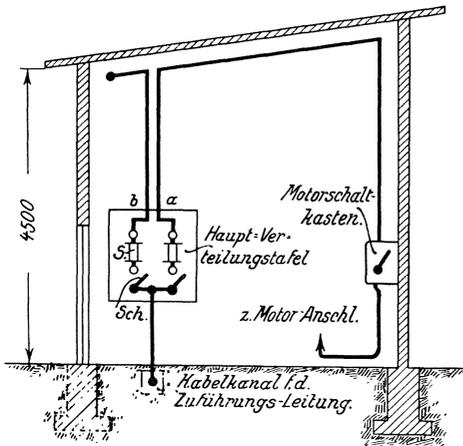


Fig. 14. Gebäudequerschnitt zu Fig. 12.

der Leiter günstiger wird, so besteht andererseits der Nachteil, daß die Leitung 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 wird. Die Erwärmung kann dann auf eine derartige Höhe steigen, daß die Isolation gefährdet und z. B. dort, wo zwei Leiter in einem Rohre liegen, Kurzschluß verursacht wird. Außerdem können die Sicherungen auch bei *b*, wenn sie richtig bemessen sind, infolge der Überlastung ebenfalls bald zum Schmelzen kommen, bzw. ein etwa vorhandener selbsttätiger Schalter auslösen. Dann aber hat man eine vollkommene Betriebsstörung an allen Arbeitsstellen und weiter die erhöhte Ausgabe, nunmehr bei den Schmelzsicherungen 4 statt 2 Sicherungspatronen ersetzen zu müssen.

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 Hauptsteigeleitungen durch die Geschosse zusammen. Für Motorstromkreise ist die Ringleitung indessen nicht immer günstig und zwar dann nicht, 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 durch Anwendung der Ringleitung mindestens gleichviel, unter Umständen sogar weniger Leitungsmaterial gebraucht wird als bei getrennten Stromkreisen, und zwar weil eben die Stromverteilung innerhalb des Ringes und damit die Strombelastung der Leiter günstiger wird, so besteht andererseits der Nachteil, daß die Leitung 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 wird. Die Erwärmung kann dann auf eine derartige Höhe steigen, daß die Isolation gefährdet und z. B. dort, wo zwei Leiter in einem Rohre liegen, Kurzschluß verursacht wird. Außerdem können die Sicherungen auch bei *b*, wenn sie richtig bemessen

In Beleuchtungsanlagen dagegen, bei denen die Stromstärken verhältnismäßig gering sind, ist, wie bereits gesagt, das Ringleitungssystem viel häufiger am Platze. Es sollte sich daher der projektierende Ingenieur bei größeren Anlagen stets der geringen Mühe unterziehen und rechnerisch prüfen, welches Leitungssystem er anwenden muß, um ein, wie auf S. 1 gesagt, wirtschaftliches und hinsichtlich des Betriebes einwandfreies Projekt aufzustellen. Auf S. 30 wird das Ringsystem 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 —:

$$\sum_1^n I \cdot R + I_x \cdot R_g = 0, \quad (13)$$

worin  $R$  die Widerstände der einzelnen Teilstrecken,  $I_x$  eine zunächst unbekannte Stromstärke und  $\mathcal{L}_g$  bzw.  $R_g$  die Gesamtlänge bzw. den Gesamtwiderstand der Ringleitung von  $a$  bis  $b$  bezeichnet (Fig. 13).

Nach Auflösung und Umformung erhält man:

$$\frac{\sum_1^n I \cdot \mathcal{L}}{\mathcal{L}_g} = -I_x. \quad (14)$$

Die Gl. (14) kann folgendermaßen gedeutet werden: Den Stromverbrauchern wird zunächst von  $a$  der Strom zugeführt (Fig. 13); von  $b$  aus lagert sich diesem Strome ein zweiter  $-I_x$  in entgegengesetzter Richtung über, der den Spannungsverlust am Ende der Strecke zum Verschwinden bringen würde, wenn er tatsächlich abgezweigt wäre.  $I_x$  ist also diejenige Stromstärke, die in Fig. 13 vom Punkte  $b$  in die Ringleitung eintritt, wenn  $\sum_1^n I \cdot \mathcal{L}$  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.

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

4. Beispiel. Es sind in einem Arbeitssaale mehrere Gleichstrom-Nebenschlußmotoren verschiedener Leistungen für 220 Volt aufgestellt. Untersucht soll werden, welche Querschnitte die Hauptleitungen erhalten müssen, wenn erstens zwei getrennte Stromkreise (Fig. 11) und zweitens eine Ringleitung (Fig. 12) gebaut wird. Der Spannungsverlust soll 5% (11 Volt) betragen. Die Leitungen sind oberirdisch zu verlegen. Bei den in Fig. 11 und 12 eingetragenen Leitungslängen wurden die Steigleitungen (Fig. 14) bereits berücksichtigt, was bei der Ermittlung von  $\mathcal{L}$  nicht vergessen werden darf.

Fall I. Es ist:

$$\begin{aligned} \text{für Strecke } \bar{ac}: \sum_1^n I \cdot \mathcal{L} &= 88 \cdot 40 = 3520 \\ &+ 55 \cdot 20 = 1100 \\ &+ 34 \cdot 10 = 340 \\ &+ 13 \cdot 15 = 195 \\ &\hline &5155 \\ q_{\bar{ac}} &= \frac{5155}{57 \cdot 11} = 8,25 \text{ mm}^2. \end{aligned}$$

Infolge zu hoher Strombelastung nach den Verbandsvorschriften muß eine wesentliche Leiterverstärkung eintreten und zwar bis auf 25 mm<sup>2</sup>.

Für die Strecke  $\bar{bd}$  ergibt sich:

$$\begin{aligned} \sum_1^n I \cdot \mathcal{L} &= 52 \cdot 30 = 1560 \\ &+ 45 \cdot 10 = 450 \\ &\hline &2010 \\ q_{\bar{bd}} &= \frac{2010}{57 \cdot 11} = 3,2 \text{ mm}^2, \end{aligned}$$

auch hier erhöht und zwar auf 16 mm<sup>2</sup>.

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

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

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

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

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

aufgerundet auf den zulässigen Verbandsquerschnitt von 16 mm<sup>2</sup>.

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

$$\begin{aligned} \text{bei Fall I} \quad 85 \text{ m Leiter von } 25 \text{ mm}^2 &\cong 19 \text{ kg} \\ + 40 \text{ m} \quad \text{,,} \quad \text{,,} \quad 16 \text{ mm}^2 &\cong 6 \text{ ,,} \\ &\hline &\text{zus. } 25 \text{ kg} \\ \text{bei Fall II } 150 \text{ m Leiter von } 16 \text{ mm}^2 &\cong 22 \text{ kg.} \end{aligned}$$

Demnach sind beide Ausführungen hinsichtlich der Material- und Montagekosten als gleichwertig zu bezeichnen. Für die Entscheidung müssen daher

andere Gesichtspunkte betrachtet werden. Als solche sind zu nennen der Spannungsverlust und die Leiter- bzw. Sicherungsbelastung dann, wenn entweder bei  $a$  oder bei  $b$  die Stromzuführung plötzlich unterbrochen wird.

Der Spannungsverlust beträgt, wenn z. B. die Sicherung bei  $b$  schmilzt, und Punkt  $a$  die ganze Stromlieferung zu übernehmen hat, am Motor  $IV$ :

$$\varepsilon = \frac{\sum_1^n I \cdot \mathcal{L}}{57 \cdot q} = \frac{10945}{57 \cdot 16} = 12 \text{ Volt,}$$

ist also rund 10% größer als vorgeschrieben. Für das gute Arbeiten der Motoren ist das indessen belanglos. Dagegen tritt der auf S. 24 erwähnte Nachteil der unzulässigen Leiterüberlastung hier ganz besonders in die Erscheinung, denn es darf ein Querschnitt von 16 mm<sup>2</sup> höchstens mit 75 Amp. belastet werden, gegenüber 140 Amp., die nunmehr auftreten. Diese Strombelastung ist, selbst wenn sie nur vorübergehend vorhanden ist, gefährlich. Um wenigstens einigermaßen sicherzugehen, müßten die Anfangsstrecken wesentlich verstärkt werden.

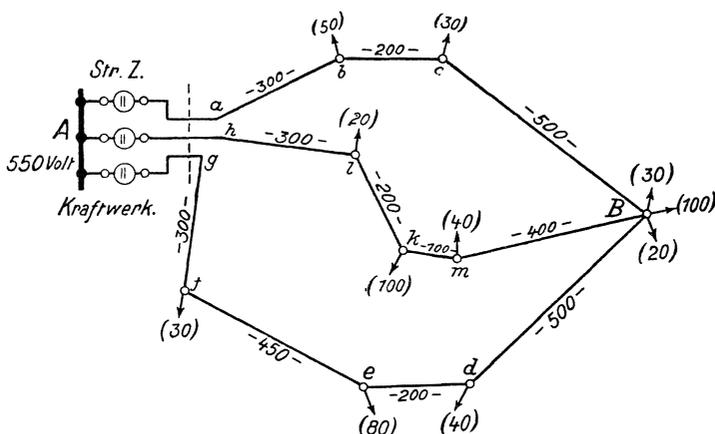


Fig. 15. Mehrfach geschlossenes oder vermaschtes Leitungsnetz.

Schließlich würden auch die Sicherungen  $S$ . bei  $a$ , die normal gleich denen bei  $b$  zu 75 Amp. 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 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 Fig. 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  $\mathcal{L} = 2l$  in m und die Belastungen in kW angegeben.

Es gibt für die Querschnittsbestimmung 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 Rechnungsformen ein für die Praxis hinreichend genauer Weg für die Querschnittsermittlung durch ungefähre Feststellung der Stromverteilung

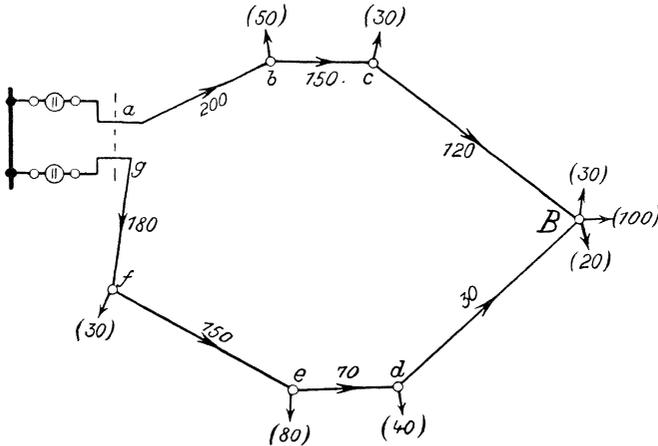


Fig. 16. Äußerer Ring des Leitungsnetzes der Fig. 15.

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 resultierende 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 Projektes zunächst nichts Bestimmtes zu erfahren, 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 Spannungs- oder Leistungsverlustes (etwa 75%

des eigentlich 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. 14a). Sie erhält dann die Form:

$$\frac{\sum_1^n N \cdot \mathcal{L}}{\mathcal{L}_g} = - N_x \quad (14a)$$

und unter Aufteilung des gefundenen Wertes für  $N_x$  wie auf S. 25 aus den dann auftretenden Belastungen  $N'$  der einzelnen Streckenabschnitte der Querschnitt:

$$q = \frac{10^5 \sum_1^n N' \cdot \mathcal{L}}{\lambda \cdot E_2^2 \cdot p} \quad (14b)$$

worin  $\sum_1^n N' \cdot \mathcal{L}$  für die einzelnen Leitungsstrecken genau so zu bilden ist wie in Gl. (8)  $\sum_1^n I \cdot \mathcal{L}$ .

Ein Beispiel wird das Gesagte leicht verständlich und für die Praxis brauchbar machen.

5. Beispiel: Die Fig. 15 zeigt das zu berechnende Netz mit eingetragenen Entfernungen  $\mathcal{L}$  in m und Belastungen  $N$  in kW. Letztere sollen im Höchsthalle und gleichzeitig auftreten. Die Spannung betrage im Kraftwerke 550 Volt; der Leistungsverlust bei störungsfreiem Netz soll 10% der Netzbelastung nicht übersteigen. Über die Querschnitte der Speiseleitung  $A-a$  usw. wird am Schluß der Rechnung gesprochen werden. Als Leitermaterial ist Kupferkabel im Erdboden verlegt zu nehmen.

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

$$\begin{array}{r} \frac{\sum_1^n N \cdot \mathcal{L}}{\mathcal{L}_g} = 380 \cdot 300 = 114\,000 \\ + 330 \cdot 200 = 66\,000 \\ + 300 \cdot 500 = 150\,000 \\ + 150 \cdot 500 = 75\,000 \\ + 110 \cdot 200 = 22\,000 \\ + 30 \cdot 450 = 13\,500 \\ \hline \frac{440\,500}{2450} \cong 180 = - N_x \end{array}$$

Demnach gestaltet sich die Belastungsverteilung nach Fig. 16. Der Querschnitt ergibt sich nach Gl. (14b):

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

Gewählt  $q = 95 \text{ mm}^2$ .

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

$$\frac{\sum_1^n N \cdot \mathcal{L}}{\mathcal{L}_g} = 390 \cdot 300 = 117\,000$$

$$\begin{aligned} &+ 340 \cdot 200 = 68\,000 \\ &+ 310 \cdot 500 = 155\,000 \\ &+ 160 \cdot 400 = 64\,000 \\ &+ 120 \cdot 100 = 12\,000 \\ &+ 20 \cdot 200 = 4\,000 \\ &\hline &\frac{420\,000}{2000} = 210 = -N_x \end{aligned}$$

Die Belastungsverteilung ist in Fig. 17 angegeben.

Querschnitt:

$$q = 7,02 \cdot 10^{-4} [ \begin{array}{l} 180 \cdot 300 = 54\,000 \\ + 130 \cdot 200 = 26\,000 \\ + 100 \cdot 500 = 50\,000 \end{array} ] = 7,02 \cdot 10^{-4} \cdot 130\,000 \cong 91,5 \text{ mm}^2.$$

Gewählt  $q = 95 \text{ mm}^2$ .

c) Südliche Netzhälfte  $\overline{hBg}$  (Fig. 18):

$$\frac{\sum_1^n N \cdot \mathcal{L}}{\mathcal{L}_g} = 460 \cdot 300 = 138\,000$$

$$\begin{aligned} &+ 440 \cdot 200 = 88\,000 \\ &+ 340 \cdot 100 = 34\,000 \\ &+ 300 \cdot 400 = 120\,000 \\ &+ 150 \cdot 500 = 75\,000 \\ &+ 110 \cdot 200 = 22\,000 \\ &+ 30 \cdot 450 = 13\,500 \\ &\hline &\frac{490\,500}{2450} \cong 200 = -N_x. \end{aligned}$$

Die Belastungsverteilung ist in Fig. 18 angegeben.

Querschnitt:

$$q = 7,02 \cdot 10^{-4} [ \begin{array}{l} 260 \cdot 300 \\ + 240 \cdot 200 \\ + 140 \cdot 100 \\ + 100 \cdot 400 \end{array} ] = 18\,000 \cdot 7,02 \cdot 10^{-4} = 126,5 \text{ mm}^2.$$

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 Fig. 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  $95 \text{ mm}^2$  für alle Strecken auskommen. Die Prüfung der Störungsfälle wird letzten Endes den Ausschlag geben, ob eine Querschnittserhöhung gerechtfertigt erscheint. Schon allein durch die Änderung der Querschnitte ändert sich die Belastungsverteilung, so daß das einleitend zu diesem Beispiele über die Ungenauigkeit jeder Rechnung Gesagte klar erkennbar ist.

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

tungen entstehen. Zur Vervollständigung sind in der Zusammenstellung Tab. IV einige ungünstige Fälle berechnet.

Aus dieser Zusammenstellung der Leistungsverluste 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

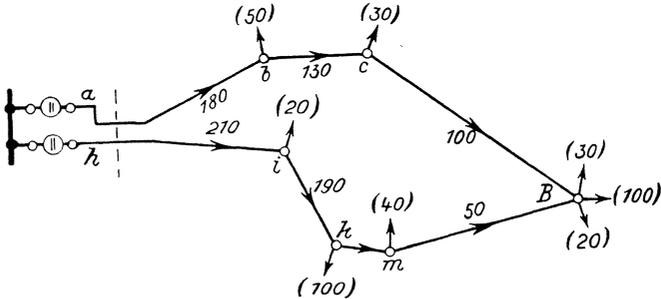


Fig. 17. Nördliche Netzhälfte des Leitungsnetzes der Fig. 15.

entziehen zu berauben. Auch hinsichtlich der Wahl und Einstellung der Überstromsicherungen ist eine derartige Untersuchung der Netze besonders zweckmäßig. 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 wäre auch eine Erhöhung der Querschnitte auf die nächstgrößeren Verbandsquerschnitte ein vorbeugendes Mittel.

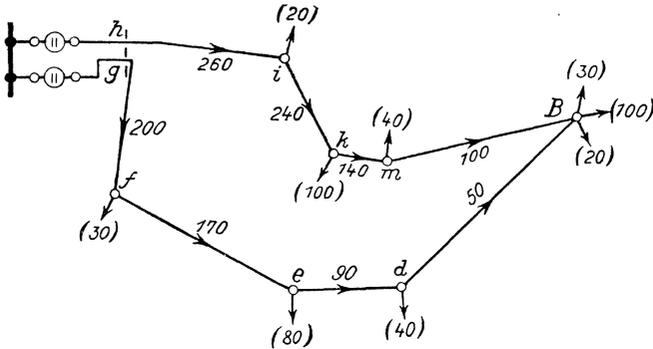


Fig. 18. Südliche Netzhälfte des Leitungsnetzes der Fig. 15.

Die Berechnung der Leitung vom Kraftwerke bis Punkt  $A$  bietet nichts Neues und kann daher hier unterbleiben. Für den auf dieser Strecke auftretenden Spannungsverlust ist der im Netz vorhandene zu berücksichtigen.

Eine andere, ebenfalls häufig zu findende Form des Netzes ist in Fig. 19 dargestellt. Der Unterschied gegenüber Fig. 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 Fig. 15 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 Dreileitersystem.** 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 Spannungsverlust zu hoch oder die Leiterquerschnitte zu stark werden. Beides ist aus leicht erklärlichen Gründen unwirtschaftlich. Die Verwendung von zwei Spannungen, etwa 500 Volt für Kraft und 110 oder 220 Volt für Licht, wie sie vereinzelt anzutreffen sind, ist

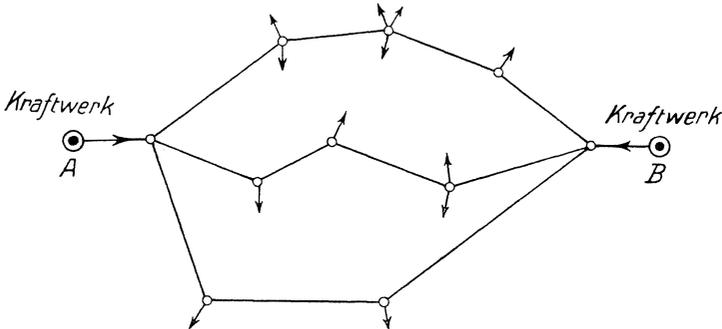


Fig. 19. Von zwei Kraftwerken gespeistes, vermaschtes Leitungsnetz.

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 angestregteren 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  $N_2 = \frac{E_2 \cdot I}{1000}$  die nützlich abzugebende Leistung in kW

an den Sammelschienen eines Verteilungspunktes und mit  $\varepsilon = \frac{p}{100} \cdot E_2$  der Spannungsverlust in % der Sekundärspannung bezeichnet, so ist der Querschnitt der Zuführungsleitung:

$$q = \frac{N_2 \cdot \mathcal{L} \cdot 10^3}{\lambda \cdot \varepsilon \cdot E_2} = \frac{N_2 \cdot \mathcal{L} \cdot 10^5}{\lambda \cdot p \cdot E_2^2}, \quad (15)$$

d. h. der Querschnitt der Leitung ist umgekehrt proportional dem Quadrate der Spannung, wenn  $\varepsilon$  gegeben also etwa vorge-schrieben ist. Löst man Gl. (15) nach  $\mathcal{L}$  auf, so erhält man:

$$\mathcal{L} = \frac{p \cdot E_2^2 \cdot q \cdot \lambda}{N_2 \cdot 10^5}, \quad (16)$$

oder in Worten: Die Entfernung, auf die eine gegebene Leistung bei gegebenem Querschnitte und prozentualen Spannungsverluste übertragen werden kann, wächst mit dem Quadrate der Spannung.

Diese Erwägungen haben dazu geführt, das Gleichstrom-Mehrleitersystem durchzubilden. Insbesondere ist es das sog. Dreileitersystem, das in ausgedehntestem Maße in der Praxis Eingang gefunden hat.

Das Dreileitersystem wird z. B. dadurch hergestellt, daß man zwei Zweileitersgeneratoren ( $G_1$  und  $G_2$  in Fig. 20) gleicher Leistung und Spannung hintereinanderschaltet. Nach Fig. 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 der Außenleiter. Diesen gemeinschaftlichen dritten Leiter nennt man den Mittelleiter (Nullleiter). 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 beim Zweileitersystem. Hierzu kommt noch der Mittelleiter für den gesamten Aufwand an Leitungsmaterial. Bei der Benutzung dieser Schaltung kann man somit z. B. Motoren größerer

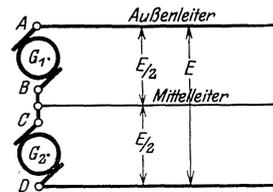


Fig. 20. Bildung eines Dreileiternetzes mit zwei Generatoren.

Leistung an die Außenleiter anschließen, während die Beleuchtung und kleine Motoren auf je einen Außen- und den Mittelleiter verteilt werden (Fig. 21). Andere Bildungen des Dreileiternetzes durch Maschinen und Akkumulatoren sind im III. Bande behandelt.

Es ist leicht einzusehen, daß der Mittelleiter stets die Differenz 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 Strome versorgten Nebenbetriebe des Kraftwerkes auf mehrere Stromkreise zu verteilen und durch Umschalter  $U$ . an die Sammelschienen anzuschließen (Fig. 21), um damit dem Schalttafelwärter die Möglichkeit zu geben,

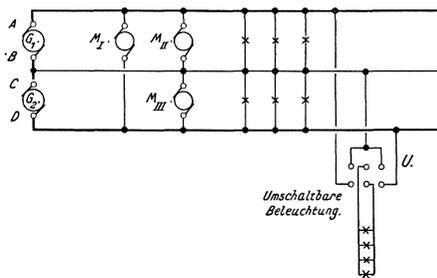


Fig. 21. Verteilung von Licht und Kraft auf ein Dreileiternetz.

einen annähernden Ausgleich in der Belastung der beiden Netzhälften herstellen zu können. Dabei ist aber zu bemerken, daß Bogenlampen nur dann umgeschaltet werden dürfen, wenn damit auch gleichzeitig ein Wechsel der Stromrichtung erfolgt, da sie anderenfalls verkehrt brennen, was aus bekannten Gründen (verschiedene Stärke der positiven und negativen Kohlenstäbe) unzulässig ist.

Die Berechnung der Außenleiterquerschnitte erfolgt nach denselben Gleichungen, wie sie für das Zweileitersystem 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. Das System unterscheidet sich dann von demjenigen mit zwei Leitern nur dadurch, daß die Stromverbraucher für die halbe Spannung stets in Gruppen hintereinander zu schalten sind. Über die Höhe des zu wählenden Spannungsverlustes wird auf S. 37 noch besonders gesprochen werden.

Die Querschnittsbestimmung des Mittelleiters wird zumeist nicht rechnerisch vorgenommen, weil sie dann besonders umständlich ist, wenn verhältnismäßig starke Belastungsverschiedenheiten in den beiden Netzhälften auftreten. Man wird bei dem Entwerfe einer Anlage auch nicht annähernd voraussehen können, in welchem Umfange eine Belastungsverschiedenheit zu erwarten ist. Ferner ist zu berücksichtigen, daß der Spannungsverlust im Mittelleiter, wie das nachfolgende Beispiel zeigt, für die stärker belastete Netzhälfte eine Abnahme des Spannungsverlustes 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, so kann in reinen oder gemischten Beleuchtungsstromkreisen 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 Zweileitersysteme durchzuführen.

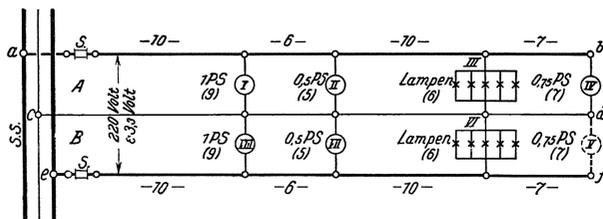


Fig. 22. Beispiel für eine Dreileiter-Verteilungsanlage.

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

Der Querschnitt der Außenleiter berechnet sich bei gleicher Belastung, wenn die Spannung zwischen denselben 220 Volt und der Spannungsverlust 0,75 · 2% = 3,3 Volt beträgt, nach Gl. (8) zu:

$$\begin{aligned}
 q_A &= \frac{\Sigma I \cdot \mathcal{L}}{57 \cdot \varepsilon} = 27 \cdot 20 = 540 \\
 &+ 18 \cdot 12 = 216 \\
 &+ 13 \cdot 20 = 260 \\
 &+ 7 \cdot 14 = 98 \\
 &\hline
 &= \frac{1114}{57 \cdot 3,3} \approx 6 \text{ mm}^2,
 \end{aligned}$$

der auch hinsichtlich der Strombelastung zulässig ist. Die 3,3 Volt Spannungsverlust verteilen sich dabei gleichmäßig auf die beiden Leiter  $\overline{ab}$  und  $\overline{ef}$  mit je 1,65 Volt. Für den Mittelleiter sollen 2,5 mm<sup>2</sup> Querschnitt gewählt werden.

Wird nun der Motor V (0,75 PS) in der Netzhälfte B abgeschaltet, so verschieben sich die Spannungsverluste folgendermaßen:

$$\begin{aligned}
 \text{Leiter } \overline{ab}: \varepsilon_{a,b} &= 27 \cdot 10 = 270 \\
 &+ 18 \cdot 6 = 108 \\
 &+ 13 \cdot 10 = 130 \\
 &+ 7 \cdot 7 = 49 \\
 &\hline
 &= \frac{557}{57 \cdot 6} = 1,63 \text{ Volt.} \\
 \text{Mittelleiter } \overline{cd}: \varepsilon_{c,a} &= \frac{7 \cdot 33}{57 \cdot 2,5} = 1,62 \text{ Volt.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{array}{r}
 \text{Leiter } \overline{ef}: \varepsilon_{e,f} = 20 \cdot 10 = 200 \\
 + 11 \cdot 6 = 66 \\
 + 6 \cdot 10 = 60 \\
 \hline
 \phantom{+ 6 \cdot 10 = 60} 326 \\
 \hline
 \phantom{+ 6 \cdot 10 = 60} 57 \cdot 6 = 0,95 \text{ Volt.}
 \end{array}$$

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

im Netzteile  $A$ :  $110 - (1,63 + 1,61) = 106,76$  Volt,

„ „  $B$ :  $110 - (0,95 - 1,61) = 110,66$  Volt.

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 Beispiele 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 Querschnitte 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 die 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, und aus diesem Grunde hat der V. D. E. vorgeschrieben, 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 V. D. E. vorgeschrieben ist. 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 aber nicht nur einen dauernden Stromverlust zur Folge, sondern bilden sich allmählich zu einem sog. schleichenden Kurzschlusse 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 Fernsprechtbetrieb durch Nebengeräusche in den Apparaten 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 Erdschlusse in einem Außenleiter sofort ein Kurzschluß oder zum mindesten ein so starker Erdstrom auftritt, daß er im Kraftwerke bemerkt werden muß und zur Beseitigung zwingt. Wählt man außerdem den Spannungsverlust im Mittelleiter sehr gering, so können die Fernsprechstörungen außerordentlich herabgemindert werden.

Um schließlich auch hinsichtlich der Elastizität in reinen oder gemischten Beleuchtungsstromkreisen ganz sicher zu gehen und beim Ausschalten einzelner Lampen, Lampengruppen oder Motoren kleinerer Leistung kein Zucken des Lichtes zu verursachen, wählt man den Spannungsverlust in den Außenleitern in der Regel nur zu 75% der bei Zweileiteranlagen angegebenen Werte.

Muß eine bestehende Anlage, die ursprünglich nach dem Zweileitersysteme gebaut war, umfangreiche Erweiterungen erfahren, für die die Spannung nicht mehr ausreicht, ohne daß die vorhandenen Leitungen durch solche stärkeren Querschnittes ersetzt werden, so ist auch hier eine Umänderung in das Dreileitersystem am Platze. 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 vom Zweileiter-später zum Dreileitersysteme zu empfehlen. Als Leiter sind, wenn keine Kabel in Frage kommen, gummiaderisierte Leiter zu verlegen, die nach den Vorschriften des V. D. E. in der Regel eine Spannung bis 700 Volt aushalten. 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 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 Fabrikanlagen mit eigenem Stromerzeugungswerke werden die Speiseleitungen in der Regel als Kabel, seltener als blanke, oberirdisch verlegte Leitungen ausgeführt. Dieses hat seinen Grund darin, daß Masten wegen der Platzbeanspruchung auf den Fabrikhöfen 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 Leitungen auf Dachgestängen ist nicht immer angängig, weil die Dachkonstruktionen der Gebäude für die Befestigung der Leiterträger oftmals ungeeignet sind. Für Hochspannungsanlagen<sup>1)</sup> (über 250 Volt gegen Erde) 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 Entwurfe sorgfältigst zu achten, denn sie sind für die Zweckmäßigkeit und in erster Linie auch für die Betriebssicherheit von größter Bedeutung.

Über die eigentliche Ausführung der Fernleitungen und das hierfür bei dem Entwurfe zu Berücksichtigende wird im 12. Kapitel 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 (Motoren) 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  $E_2$  aus und nimmt an Stelle des prozentualen Spannungsverlustes  $\varepsilon$  einen prozentualen Leistungsverlust an.

Bezeichnet:

$N_1$  die zu übertragende Leistung in kW bei  $E_1$  Volt,

$N_2$  die an den Verbrauchspunkten verlangte Leistung in kW bei  $E_2$  Volt,

$e$  den Leistungsverlust in der Speiseleitung in Prozenten der abzugebenden Leistung also:

$$e = \frac{p''}{100} \cdot N_2, \quad (17)$$

<sup>1)</sup> Die in diesem Sinne gebrauchte „Hochspannung“ bezieht sich auch auf Gleichstromanlagen, die mit mehr als 250 Volt gegen Erde arbeiten.

so ist beim Zweileiternetze zunächst der Leistungsverlust:

$$e = N_1 - N_2 = \frac{I^2 \cdot R_l}{1000} = \frac{I^2 \cdot \mathcal{L}}{1000 \cdot \lambda \cdot q}, \quad (18)$$

oder da: 
$$\frac{E_2 \cdot I}{1000} = N_2, \quad I = \frac{1000 N_2}{E_2},$$

so folgt: 
$$e = \frac{N_2^2 \cdot \mathcal{L} \cdot 10^3}{\lambda \cdot E_2^2 \cdot q},$$

und daraus mit Gl. (17):

$$\begin{aligned} q &= \frac{N_2^2 \cdot \mathcal{L} \cdot 10^3}{\lambda \cdot E_2^2 \cdot e}, \\ &= \frac{N_2 \cdot \mathcal{L} \cdot 10^5}{\lambda \cdot E_2^2 \cdot p''}. \end{aligned} \quad (19)$$

Für eine Dreileiteranlage ist der Querschnitt der Außenleiter gleichfalls nach Gl. (19) 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 erfolgte in einfachster Weise auf Grund des ohmschen Gesetzes  $E = I \cdot R$ . Bei Wechselstrom dagegen hat dieses Gesetz bekanntlich die Form:

$$E = I \cdot R + \left( L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \cdot \int i dt \right), \quad (20)$$

worin  $R$  den ohmschen Widerstand,

$L$  den Selbstinduktionskoeffizienten (Induktivität),

$C$  die Kapazität

bezeichnet und zwar geltend für einen Stromkreis, in welchem die EMK  $E$  als Funktion der Zeit einen Strom  $i$  unter gleichzeitiger Erzeugung magnetischer und elektrischer Felder hervorruft. Ferner ist bei Wechselstrom die Leistung nicht immer gleich dem Produkte aus Stromstärke  $\times$  Spannung, sondern kleiner, je mehr  $I$  infolge der Selbstinduktion der stromerzeugenden Maschine und des äußeren Stromkreises mit den Stromverbrauchern gegenüber der Spannung in der Phase zurückbleibt. In Fig. 23 und 24 ist dieses vektoriell zur Darstellung gebracht. Man nennt den Winkel  $\varphi$  zwischen  $I$  und  $E$  den Phasenverschiebungswinkel.

Die Ableitung der Gl. (21) für die Leistung ist in jedem Lehrbuche der Elektrotechnik zu finden und kann hier übergangen werden. Es ist die tatsächliche oder wirkliche Leistung:

$$N = E \cdot I \cdot \cos \varphi, \quad (21)$$

während man das Produkt  $E \cdot I$  als scheinbare Leistung bezeichnet. Demnach wird die wirkliche Leistung, die nebenbei bemerkt durch ein Wattmeter (Leistungszeiger) unmittelbar angezeigt wird, durch Multiplikation von  $E \cdot I$  mit dem Kosinus des Phasenverschiebungswinkels gefunden. Die Größe  $\cos \varphi$  nennt man den Leistungsfaktor, also:

$$\cos \varphi = \frac{N}{E \cdot I} . \quad (21a)$$

Verursacht der an eine Leitung angeschlossene Stromverbraucher keine Phasenverschiebung, ist der Leistungsfaktor desselben also  $= 1$ , so ist derselbe induktionsfreier Natur (induktionsfreier Widerstand), im anderen Falle handelt es sich um einen induktiven Widerstand, dessen  $\cos \varphi$  für die Leistungsberechnung und auch für die Größenbestimmung der Generatoren und Transformatoren (I. Bd., S. 244) bekannt sein muß. Zu den induktionsfreien Widerständen gehören alle Glühlampen. Induktive Widerstände sind alle Induktionsmotoren, Transformatoren, Magnete u. dgl., kurz alle solche Apparate 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 nun nicht allein durch die angeschlossenen induktiven Widerstände, sondern auch durch die Zuführungsleitungen selbst hervorgerufen und zwar infolge der auftretenden Selbstinduktion und der 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 zunächst zu betrachtenden Wechselstrom-Verteilungsleitungen ist nur die Art der Stromverbraucher von Belang, während Selbstinduktion und Kapazität der Leitungen, ohne einen merkbaren Fehler zu machen, vernachlässigt werden können. Es wird daher erst bei der Behandlung der Wechselstrom-Fernleitungen auf diese Größen ausführlicher eingegangen werden. Auch die Zunahme des ohmschen Widerstandes infolge des sog. Skineffektes<sup>1)</sup> kann für die Verteilungsleitungen bei den üblichen Periodenzahlen bis 60 in der Sekunde praktisch unberücksichtigt bleiben, sofern sie aus Kupfer oder Aluminium, also unmagnetischem Material bestehen.

Es ist ferner darauf zu achten, daß je nach der Art der Belastung der prozentuale Spannungsverlust nicht gleich dem prozentualen Leistungsverluste ist, und daß die Anfangsspannung nicht einfach aus der Addition von Endspannung und Spannungsverlust gefunden wird,

<sup>1)</sup> Über den Skineffekt siehe S. 59.

wie das bei Gleichstrom der Fall ist. Wann hingegen hiervon Abweichungen ohne belangreichen Fehler zulässig sind, wird besonders erwähnt werden.

b) **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.

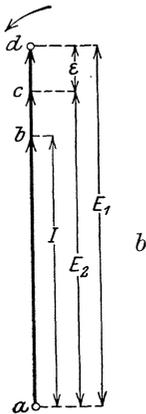
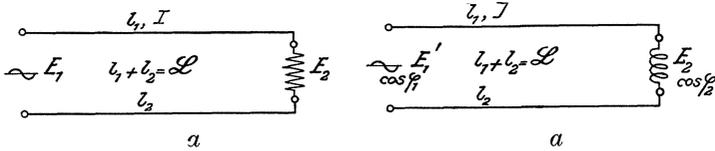


Fig. 23. Spannungsdiagramm eines Einphasen-Wechselstromkreises mit induktionsfreier Belastung.

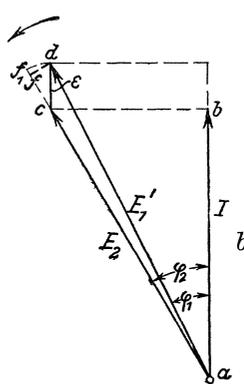


Fig. 24. Spannungsdiagramm eines Einphasen-Wechselstromkreises mit induktiver Belastung.

Handelt es sich um induktionsfreie Widerstände<sup>1)</sup>, also  $\cos \varphi = 1$ , so ist:

die sekundäre Leistung:  $N_2 = E_2 \cdot I$ , (22)

die Anfangsleistung:  $N_1 = E_1 \cdot I$ , (23)

der Spannungsverlust:  $\epsilon = E_1 - E_2 = I \cdot R_l$ , (24)

die Anfangsspannung:  $E_1 = E_2 + \epsilon$ , (25)

der Leistungsverlust:  $e = I^2 \cdot R_l = I (E_1 - E_2) = I \cdot \epsilon$ . (26)

Für die Leitungsberechnung wird also gegenüber den Angaben bei Gleichstrom nichts geändert. Aus Fig. 23 ist dieses nach der in der Wechselstromtechnik üblichen vektoriellen Darstellung leicht zu er-

<sup>1)</sup> Man achte in den Figuren darauf, daß induktionsfreie Widerstände durch gerade gezeichnete Spiralen, solche induktiver Natur durch gewundene Spiralen dargestellt werden (mit Ausnahme der Transformatorenwirkung, obgleich sie ebenfalls induktive Eigenschaften besitzen).

kennen. Die Spannung  $E_2 = \overline{ac}$  und der Spannungsabfall  $\varepsilon = \overline{cd}$ , die in diesem Falle die gleiche Phase wie der Strom  $I = \overline{ab}$  haben, fallen mit  $I$  zusammen, und die Anfangsspannung  $E_1$  ist gleich der Strecke  $\overline{ac} + \overline{cd} = \overline{ad}$ .

Sind die Widerstände induktiver Natur und zwar zunächst nur mit Selbstinduktion behaftet, so nimmt das Vektordiagramm die Form der Fig. 24 an. Der Strom  $I = \overline{ab}$  eilt der Spannung  $E_2 = \overline{ac}$  um den Winkel  $\varphi_2$  nach. Da die Zuleitungen als induktions- und kapazitätsfrei angesehen werden, so ist der Spannungsabfall  $\varepsilon = I \cdot R_l = \overline{cd}$  in Phase mit dem Strome  $I$  und muß an  $E_2$  im Punkte  $c$  parallel zur Strecke  $\overline{ab}$  angetragen werden. Die Anfangsspannung wird dann nach Größe und Richtung durch die Strecke  $\overline{ad}$  dargestellt. Aus Fig. 24b ergibt sich:

$$\left. \begin{aligned} E'_1 &= \sqrt{(E_2 \cdot \cos \varphi_2 + \varepsilon)^2 + (E_2 \cdot \sin \varphi_2)^2} \\ &= \sqrt{E_2^2 + I^2 \cdot R_l^2 + 2 \cdot E_2 \cdot I \cdot R_l \cdot \cos \varphi_2} \end{aligned} \right\} \quad (27)$$

Die Anfangsspannung  $E'_1$  ist kleiner als  $E_1$  bei induktionsfreier Belastung. Aus diesem Grunde wurde auch  $E'_1$  statt  $E_1$  geschrieben. In den späteren Erörterungen soll aber dieser Unterschied in der Schreibweise für die Spannung nicht mehr gemacht werden.

Es ist ferner:

$$\text{die sekundäre Leistung: } N_2 = E_2 \cdot I \cdot \cos \varphi_2, \quad (28)$$

$$\text{die Anfangsleistung: } N_1 = E_2 \cdot I \cdot \cos \varphi_2 + I^2 \cdot R_l = E'_1 \cdot I \cdot \cos \varphi_1. \quad (29)$$

Der Spannungsabfall weicht ebenfalls ab, weil an Stelle von  $E_1$  jetzt  $E'_1$  gesetzt werden muß, und zwar ist nach Fig. 24, wenn man  $\overline{cf}_1 = \overline{cf}$  setzt:

$$\varepsilon' = E'_1 - E_2 = \varepsilon \cdot \cos \varphi_2. \quad (30)$$

Hinsichtlich des prozentualen Spannungs- und Leistungsverlustes gilt schließlich folgendes. Entsprechend der Gl. (18) ist bezogen auf die Entspannung bzw. abgenommene Leistung:

$$\varepsilon' = \frac{p'}{100} E_2,$$

$$e = \frac{p''}{100} N_2.$$

Daraus folgt:

$$\frac{\varepsilon' \cdot I}{1000} = \frac{p'}{100} \cdot \frac{E_2 \cdot I}{1000}; \quad e = \frac{p''}{100} \cdot \frac{E_2 \cdot I \cdot \cos \varphi_2}{1000},$$

und somit:

$$p'' = \frac{p'}{\cos \varphi_2}, \quad (31)$$

d. h. der prozentuale Leistungsverlust ist bei induktiver Belastung größer als der prozentuale Spannungsverlust.

Nunmehr können die Ausgangsgleichungen für die Querschnittsberechnung von Einphasen-Wechselstrom-Verteilungsleitungen bei induktiver Belastung in kW aufgestellt werden. Wird ein prozentualer Spannungsabfall zugrunde gelegt, so ist:

$$q = \frac{I \cdot \mathcal{L}}{\lambda \cdot \varepsilon \cdot \cos \varphi_2} = \frac{q_G}{\cos \varphi_2}, \quad (32)$$

$q_G =$  Querschnitt bei Gleichstrom.

Soll mit einem prozentualen Leistungsverluste gerechnet werden, so ist:

$$q = \frac{N_2 \cdot \mathcal{L} \cdot 10^5}{\lambda \cdot E_2^2 \cdot p'' \cdot \cos^2 \varphi_2} = \frac{q_G}{\cos^2 \varphi_2}. \quad (33)$$

Aus Gl. (32) und (33) erkennt man, daß bei Wechselstrom und induktiver Belastung die Leiterquerschnitte größer ausfallen als bei Gleichstrom, gleichen prozentualen Spannungs- 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., S. 148 auf die Verbesserung des Leistungsfaktors durch übererregte Synchronmotoren usw. 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 z. B. von Motoren in Parallelschaltung angeschlossen sind. Handelt es sich dabei um induktionsfreie Belastungen, also auch mit  $\cos \varphi = 1$  arbeitende Synchron- und Kommutatormotoren, 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. In diesem Falle können zwei verschiedene Wege eingeschlagen werden, die beide ausführlicher behandelt werden sollen. Der eine Rechnungsgang basiert auf dem Leistungsverluste, der zweite auf dem Spannungsabfall. Legt man der Berechnung den Leistungsverlust zugrunde, so hat man den Vorteil, auf etwaige Phasenverschiebung keine Rücksicht nehmen zu müssen, während sich der Begriff des Spannungsverlustes bzw. Spannungsabfalles<sup>1)</sup> in Wechselstromanlagen nicht immer mit dem bei Gleichstrom deckt.

<sup>1)</sup> Solange auf die Selbstinduktion und die Kapazität der Zuleitungen keine Rücksicht zu nehmen ist, soll im folgenden die Änderung der Spannung als „Spannungsverlust“ bezeichnet werden. Erst im entgegengesetzten Falle wird vom „Spannungsabfall“ gesprochen.

Der Leistungsverlust beim Einphasensystem ist:

$$e = I^2 \cdot R_l = \frac{I^2 \cdot \mathcal{L}}{\lambda \cdot q} \text{ Watt}, \tag{34}$$

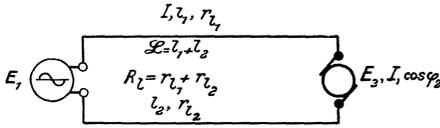


Fig. 25. Einphasen-Wechselstromkreis.

worin:

$$I = \frac{N_2 \cdot 1000}{E_2 \cdot \cos \varphi_2},$$

wenn mit dem Index 2 auf den Stromverbraucher hingewiesen wird (Fig. 25). Aus Gl. (34) folgt:

$$q = \frac{I^2 \cdot \mathcal{L}}{\lambda \cdot e}, \tag{35}$$

und für eine mehrfach belastete Leitung (Fig. 26) geht Gl. (35) ähnlich wie bei Gleichstrom über in die Form:

$$q = \frac{1}{\lambda \cdot e} \sum_1^n I^2 \cdot \mathcal{L}. \tag{36}$$

Eine genauere, wenn auch etwas zeitraubendere Berechnungsform ist die zweite mit Benutzung des Spannungsverlustes. Man ermittelt

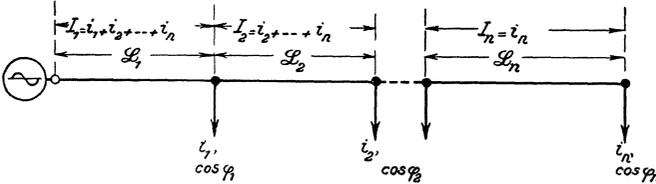


Fig. 26. Mehrfach belastete, offene Wechselstromleitung.

die Stromverteilung nach Wattströmen und wattlosen Strömen, die in den einzelnen Leiterstücken fließen.

Bekanntlich ist:

$$\left. \begin{aligned} I &= \sqrt{I_w^2 + I_{wl}^2} = \sqrt{(I \cdot \cos \varphi)^2 + (I \cdot \sin \varphi)^2}, \\ I_w &= I \cdot \cos \varphi = \text{Wattstrom}, \\ I_{wl} &= I \cdot \sin \varphi = \text{wattloser Strom}, \\ \cos \varphi &= \text{Leistungsfaktor des Stromverbrauchers.} \end{aligned} \right\} \tag{37}$$

Man bestimmt nun getrennt für die einzelnen angeschlossenen Widerstände mit Hilfe der denselben zukommenden Leistungsfaktoren die Stromkomponenten und bildet für die einzelnen Leiterabschnitte die geometrische Summe. Für Fig. 27 wäre also:

$$\left. \begin{aligned} i_{w_1} &= i_1 \cdot \cos \varphi_1 & i_{wl_1} &= i_1 \cdot \sin \varphi_1 \\ i_{w_2} &= i_2 \cdot \cos \varphi_2 & i_{wl_2} &= i_2 \cdot \sin \varphi_2 \\ i_{w_n} &= i_n \cdot \cos \varphi_n & i_{wl_n} &= i_n \cdot \sin \varphi_n \end{aligned} \right\} \tag{38}$$

Alle Wattströme für sich und alle wattlosen Ströme für sich können algebraisch addiert werden, so daß:

$$\left. \begin{aligned} I_{w_1} &= i_{w_1} + i_{w_2} + \dots + i_{w_n} & I_{wl_1} &= i_{wl_1} + i_{wl_2} + \dots + i_{wl_n} \\ I_{w_2} &= & i_{w_2} + \dots + i_{w_n} & & I_{wl_2} &= & i_{wl_2} + \dots + i_{wl_n} \\ I_{w_n} &= & i_{w_n} & & I_{wl_n} &= & i_{wl_n} \end{aligned} \right\} \quad (39)$$

und somit ergeben sich die einzelnen Leiterströme zu:

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= \sqrt{I_{w_1}^2 + I_{wl_1}^2} \\ I_2 &= \sqrt{I_{w_2}^2 + I_{wl_2}^2} \\ I_n &= \sqrt{I_{w_n}^2 + I_{wl_n}^2} \end{aligned} \right\} \quad (40)$$

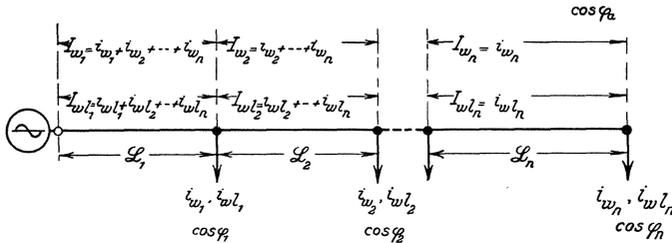


Fig. 27. Mehrfach belastete, offene Wechselstromleitung; Stromverteilung nach Watt- und wattlosen Strömen.

Der Leistungsfaktor am Anfange der Linie ist dann:

$$\cos \varphi_a = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{I_{wl_1}}{I_{w_1}}\right)^2}}, \quad (41)$$

und der Querschnitt wird gefunden aus der Gl. (42)

$$q = \frac{1}{\lambda \cdot \varepsilon} \sum_1^n I \cdot \mathcal{L}. \quad (42)$$

Die Änderung des Leistungsfaktors  $\cos \varphi_a$  infolge des ohmschen Verlustes in der Hauptleitung, auf die in Gl. (30) Rücksicht genommen wurde, kann hier vernachlässigt werden, erstlich weil der Fehler praktisch völlig belanglos ist und ferner, weil die Rechnungen mit dem Rechenschieber, die Zahlenwerte für  $\cos \varphi$  und  $\sin \varphi$  und schließlich die Abrundung der gefundenen Querschnitte auf verbandsnormale eine ganze Reihe von kleinen Ungenauigkeiten mit sich bringen.

Zum leichteren Verständnisse soll nun ebenfalls ein praktisches Beispiel in allen Einzelheiten durchgerechnet und betrachtet werden. Um bequem Vergleiche zwischen Wechselstrom und Gleichstrom an-

stellen zu können, ist die Motorenanlage nach Fig. 7 (1 Beispiel) zugrunde gelegt (Fig. 28).

7. Beispiel. Die Motorspannung beträgt 220 Volt; der Spannungsverlust  $\varepsilon = 5\% = 11$  Volt soll bei vollbelasteter Leitung am letzten Motor nicht überschritten werden. Die Frequenz des Wechselstromes ist  $\nu = 50$ . Dem Spannungsverluste entsprechend soll der Querschnitt der Hauptleitung auch für einen Leistungsverlust von  $\varepsilon = 5\%$  der ganzen zu übertragenden Leistung berechnet werden.

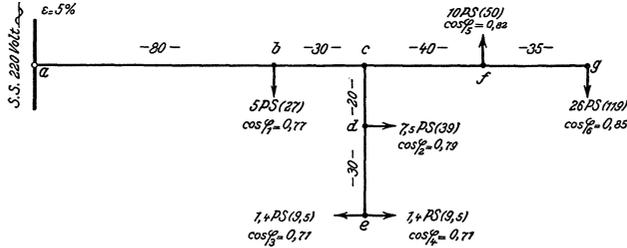


Fig. 28. Beispiel für eine Wechselstrom-Verteilungsanlage.

In Tab. V sind die Motorleistungen und die sonst gegebenen bzw. errechneten Daten zusammengestellt. Der Strom ergibt sich aus der Gl. (43).

$$I = \frac{736 \cdot N_{PS}}{E_2 \cdot \cos \varphi_M \cdot \eta_M} \quad (43)$$

Tabelle V.

Motorleistung		Leistungsfaktor	$\sin \varphi_M$	Wirkungsgrad	Stromstärke	$\frac{N_2}{\eta_M} = \frac{736 \cdot N_{PS}}{\eta_M}$ Watt
PS	kW	$\cos \varphi_M$		$\eta_M$	$I$	
5	3,68	0,77	0,64	0,80	27	4 600
7,5	5,5	0,79	0,61	0,81	39	6 800
1,4	1,08	0,71	0,70	0,70	9,5	1 470
1,4	1,08	0,71	0,70	0,70	9,5	1 470
10	7,4	0,82	0,57	0,82	50	9 000
26	18,9	0,85	0,53	0,86	119	22 200

### I. Querschnitt bei vorausgesetztem Leistungsverluste.

Für die Hauptleitung ergibt sich:

$$\begin{aligned}
 254^2 \cdot 80 &= 5\,161\,280 \\
 227^2 \cdot 30 &= 1\,545\,870 \\
 169^2 \cdot 40 &= 1\,142\,440 \\
 119^2 \cdot 35 &= 495\,635 \\
 \hline
 &8\,345\,225 \\
 q &= \frac{8\,345\,225}{57 \cdot 2270} = 64,5 \text{ mm}^2.
 \end{aligned}$$

Den Leistungsfaktor am Anfange der Leitung kann man in diesem Falle rechnerisch nicht ermitteln. Er muß geschätzt werden. Die Grenzen, zwischen denen  $\cos \varphi_a$  liegen kann, sind zum mindesten durch die Motorleistungsfaktoren gegeben, und man begeht keinen großen Fehler, wenn man  $\cos \varphi_a = 0,75$  bis  $0,80$  annimmt.

II. Stromverteilung nach Watt- und wattlosen Strömen.

Querschnitt bei vorausgesetztem Spannungsverluste.

Wattströme:		Wattlose Ströme:	
$i_{w_1} = i_1 \cdot \cos \varphi_1 = 27 \cdot 0,77 = 20,8$		$i_{wl_1} = i_1 \cdot \sin \varphi_1 = 27 \cdot 0,64 = 17,3$	
$i_{w_2} = i_2 \cdot \cos \varphi_2 = 39 \cdot 0,79 = 30,9$		$i_{wl_2} = i_2 \cdot \sin \varphi_2 = 39 \cdot 0,61 = 23,8$	
$i_{w_3} = i_3 \cdot \cos \varphi_3 = 9,5 \cdot 0,71 = 6,75$		$i_{wl_3} = i_3 \cdot \sin \varphi_3 = 9,5 \cdot 0,71 = 6,75$	
$i_{w_4} = i_{w_3} = 6,75$		$i_{wl_4} = i_{wl_3} = 6,75$	
$i_{w_5} = i_5 \cdot \cos \varphi_5 = 50 \cdot 0,82 = 41,0$		$i_{wl_5} = i_5 \cdot \sin \varphi_5 = 50 \cdot 0,57 = 28,5$	
$i_{w_6} = i_6 \cdot \cos \varphi_6 = 119 \cdot 0,85 = 101,0$		$i_{wl_6} = i_6 \cdot \sin \varphi_6 = 119 \cdot 0,53 = 63,0$	

Da an die Hauptleitung im Punkte *c* noch eine längere Abzweigung angeschlossen ist, so 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:

$i_{w_2} = 30,90$	$i_{wl_2} = 23,80$
$i_{w_3} = 6,75$	$i_{wl_3} = 6,75$
$i_{w_4} = 6,75$	$i_{wl_4} = 6,75$
$I_{w_2} = 44,40$	$I_{wl_2} = 37,30$
$I_{w_3} = 13,50$	$I_{wl_3} = 13,50$

$$I_c = \sqrt{44,4^2 + 37,30^2} = 58,00 \text{ Amp.}, \quad I_d = 18,3 \text{ Amp.},$$

$$\cos \varphi_c = 0,768.$$

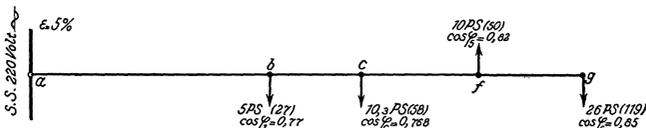


Fig. 29.

Die Fig. 28 geht somit über in die Fig. 29, und nunmehr kann die Querschnittsberechnung für die Hauptleitung erfolgen. In der gleichen Weise wie  $I_2$  werden die einzelnen Leiterströme gefunden.

Es ergibt sich:

$I_1 = 267$	$I_1 \cdot \mathcal{L}_1 = 267 \cdot 80 = 21\ 360$
$I_2 \cong 227$	$I_2 \cdot \mathcal{L}_2 = 227 \cdot 30 = 6\ 810$
$I_5 \cong 169$	$I_5 \cdot \mathcal{L}_5 = 169 \cdot 40 = 6\ 760$
$I_6 = 119$	$I_6 \cdot \mathcal{L}_6 = 119 \cdot 35 = 4\ 165$
	<hr style="width: 100%; border: 0; border-top: 1px solid black; margin-bottom: 5px;"/> 39 095

$$q = \frac{1}{57 \cdot 11} 39\ 095 = 62,3 \text{ mm}^2,$$

$$\cos \varphi_a = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{146,1}{207,2}\right)^2}} = 0,82.$$

Hier kann  $\cos \varphi_a$  rechnerisch gefunden werden, weil die Stromkomponenten bekannt sind. Man sieht, daß die Annahme auf S. 46 einigermaßen zutreffenden Wert geben wird.

Haben die einzelnen Motoren sehr schlechte Leistungsfaktoren, oder handelt es sich um eine sehr große Anzahl kleiner Motoren wie z. B. für die Kleinhandwerker in den Netzen von Elektrizitätswerken und Überlandkraftwerken, dann

ist allerdings bei der Annahme des Leistungsfaktors an den verschiedenen Anschlußpunkten Vorsicht zu üben. Leistungsfaktoren zu 0,7 bis 0,65 herunter sind wiederholt festgestellt worden. Was das auf die Stromerzeugungsanlage ausmacht, wird im III. Bande besonders erläutert.

Die Sammelschienspannung ist entgegen der Gleichung (27), und ebenfalls ohne einen praktisch belangreichen Fehler zu machen, durch einfache Addition von  $E_2$  und  $\varepsilon$  wie bei Gleichstrom zu ermitteln, also:

$$E_1 = E_2 + \varepsilon.$$

Das Ergebnis aus einer Rechnung oder aus der graphischen Konstruktion für  $E_1$  ist für die Verteilungsleitungen so wenig von der algebraischen Addition verschieden, daß es praktisch schon gar nicht möglich ist, die Spannung  $E_1$  z. B. durch Regeln des Generators oder bei einem Transformator einzustellen.

Schließlich ist in Gegenüberstellung mit  $\varepsilon\%$  noch der prozentuale Leistungsverlust beachtenswert. Wenn zunächst der errechnete Querschnitt von 62,3 mm<sup>2</sup> zugrunde gelegt wird, so ist der Leistungsverlust:

$$\begin{aligned} e &= I_1^2 \cdot \frac{\mathcal{L}_1}{\lambda \cdot q} + I_2^2 \cdot \frac{\mathcal{L}_2}{\lambda \cdot q} + I_3^2 \cdot \frac{\mathcal{L}_3}{\lambda \cdot q} + I_4^2 \cdot \frac{\mathcal{L}_4}{\lambda \cdot q} \\ &= \frac{1}{57 \cdot 62,3} (267^2 \cdot 80 + 227^2 \cdot 30 + 169^2 \cdot 40 + 119^2 \cdot 35) = 2500 \text{ Watt.} \end{aligned}$$

Die von den Sammelschiens abzugebende Wattleistung beträgt:

$$231 \cdot 267 \cdot 0,82 = 50\,500 \text{ Watt,}$$

und somit ist der Leistungsverlust 4,95%, gegenüber dem Spannungsverluste 5%; dieser Unterschied ist praktisch belanglos.

Dieses Beispiel zeigt also, daß man für die Berechnung der Querschnitte von Wechselstromverteilungsleitungen ohne Bedenken den Leistungsverlust zugrunde legen kann. Wünscht man einen größeren Genauigkeitsgrad, oder will man sich namentlich bei ausgedehnteren Anlagen Gewißheit über den Leistungsfaktor am Anfange der Linie verschaffen, so hat man in den Gleichstromgleichungen für die Ströme die aus den Wattströmen und wattlosen Strömen ermittelten Werte einzusetzen.

Die Prüfung des rechnerisch gefundenen mit dem nach den Verbandsvorschriften hinsichtlich der Strombelastung zulässigen Querschnitte ergibt, daß bei verseiltem Zweileiterkabel im Erdboden verlegt  $q = 95 \text{ mm}^2$  und bei Gummiaderleitung oberirdisch montiert  $q = 120 \text{ mm}^2$  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 Spannungsverlustes. Soll der Leistungsverlust die gleiche Höhe aufweisen, so ist der Vergleich der Querschnitte nach Gl. 19 bzw. 33 ohne weiteres gegeben.

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

c) **Zweiphasenstrom.** Wie schon im I. Bd., S. 249 angegeben unterscheidet man beim Zweiphasenstrom das unverkettete und das verkettete System. Obgleich Zweiphasenstromanlagen heute nur noch verschwindend wenig gebaut werden, sollen hier der Vollständigkeit wegen doch die notwendigen Angaben über die Querschnittsberechnung gemacht werden.

Beim unverketteten System (Fig. 30), das aus zwei völlig getrennten und unabhängigen Einphasensystemen besteht, tritt eine Abweichung in der Leitungsberechnung gegenüber den Angaben beim Einphasensystem nicht ein. Bezeichnet  $E_1$  die Spannung am Generator bzw. den Sammelschienen eines Verteilungspunktes,  $E_2$  die Spannung am Stromverbraucher,  $r_l$  den Widerstand eines Leiters<sup>1)</sup> und  $I$  die Stromstärke in einer Systemhälfte, so ist unter der Voraussetzung, daß die Zuleitungen wiederum induktionsfrei sind und die vier Leiter gleiche Ströme führen:

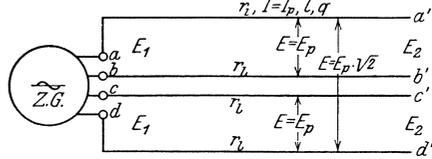


Fig. 30. Unverketteter Zweiphasen-Wechselstromkreis.

Der Spannungsverlust:

$$\varepsilon = E_1 - E_2 = 2 \cdot I \cdot r_l = \frac{2 \cdot I \cdot l}{\lambda \cdot q} \quad (44)$$

Aus dem auf S. 42 genannten Grunde kann auch hier, ohne einen praktisch belangreichen Fehler zu machen, für die Berechnung der Sammelschienenenspannung die algebraische statt der geometrischen Addition von  $E_2$  und  $\varepsilon$  gewählt werden, also:

$$E_1 = E_2 + \varepsilon.$$

Der Leistungsverlust in allen vier Leitern, d. h. für das ganze System, ist:

$$e = 4 \cdot I^2 \cdot r_l = \frac{4 \cdot I^2 \cdot l}{\lambda \cdot q} \quad (45)$$

Beim verketteten System (Fig. 31) sind die Leiter  $bb'$  und  $cc'$  in Fig. 30 zu einem Leiter zusammengelegt, der mit dem Namen „Mittelleiter“ bezeichnet wird. Ist  $r_R$  der Widerstand des Mittelleiters und  $I_R = I \cdot \sqrt{2}$  der Strom, der in demselben fließt, so ist unter

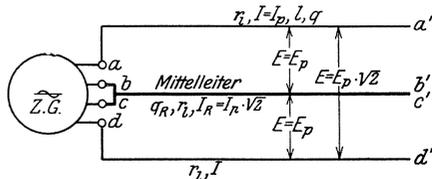


Fig. 31. Verketteter Zweiphasen-Wechselstromkreis.

den gleichen Voraussetzungen wie beim unverketteten Systeme mit hinreichender Genauigkeit der Spannungsverlust für jede Systemhälfte:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon = E_1 - E_2 &= I (r_l + r_R) \\ &= \frac{I \cdot l}{\lambda} \left( \frac{1}{q} + \frac{1}{q_R} \right) \end{aligned} \right\} \quad (46)$$

<sup>1)</sup> Durch den kleinen Buchstaben  $r$  soll angedeutet werden, daß es sich um den Widerstand nur eines Leiters z. B. auf Gleichstrom bezogen der Hin- oder der Rückleitung handelt. Dasselbe gilt für den kleinen Buchstaben  $l$  (siehe S. 14).

und der Leistungsverlust im ganzen System:

$$\left. \begin{aligned} e &= 2 \cdot I^2 \cdot r_l + I^2_R \cdot r_R \\ &= \frac{l}{\lambda} \left( \frac{2 \cdot I^2}{q} + \frac{I^2_R}{q_R} \right) \end{aligned} \right\} \quad (47)$$

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

Bei Zweiphasenmotoren berechnet sich die Stromstärke aus der Gl. (48):

$$I = \frac{736 \cdot N_{PS}}{2 \cdot E_2 \cdot \cos \varphi_M \cdot \eta_M} = \frac{N_{kW} \cdot 1000}{2 \cdot E_2 \cdot \cos \varphi_M \cdot \eta_M} \quad (48)$$

Sind mehrere Stromverbraucher parallel an eine Hauptleitung angeschlossen und sind dieselben induktiver Natur also z. B. Motoren, so sind in der Gl. (47) die aus den Watt- und wattlosen Komponenten der einzelnen Teilströme berechneten Leiterströme wie beim Einphasensystem einzusetzen.

**d) Dreiphasen- oder Drehstrom.** Dieses ist das für die Wechselstrom-Kraftübertragung am häufigsten benutzte System. Wie im I. Bd. S. 251 ebenfalls bereits erwähnt, ist dabei die Dreieck- und die Sternschaltung zu unterscheiden, letztere entweder ohne oder mit viertem (Null-)Leiter. Die als bekannt vorausgesetzten Strom-

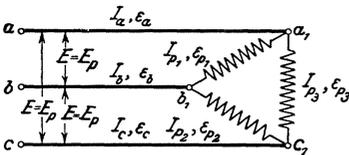


Fig. 32. Dreiphasen-Wechselstromkreis (Dreieckschaltung).

und Spannungsverhältnisse sind in den Fig. 32, 36 und 37 angegeben. Bei den folgenden Erörterungen ist auf die Wicklungsschaltung des Stromerzeugers bzw. des Transformators beim Anschluß einer Verteilungsanlage an ein Hochspannungsnetz nicht Rücksicht genommen und zwar, weil diese Schaltung oft nicht bekannt ist. Sie ist auch für

die Berechnung der Verteilungsleitungen belanglos. Alle Angaben oder Annahmen nach dieser Richtung beziehen sich daher im folgenden nur auf die angeschlossenen Stromverbraucher.

**a) Dreiecksschaltung (Fig. 32).** Bezeichnet  $I_p$  den Phasenstrom,  $I_a$  den Leiterstrom,  $E_p$  die Phasenspannung,  $E$  die verkettete Spannung und  $r_l$  den Widerstand eines Leiters, so ist unter der Voraussetzung gleicher Belastung aller drei Phasen:

$$I_a = I_b = I_c = \sqrt{3} \cdot I_p \quad (49)$$

und:

$$I_{p_1} = I_{p_2} = I_{p_3}.$$

Der Spannungsverlust in den Leitern wird dann, wenn dieselben wiederum als induktions- und kapazitätsfrei angesehen werden:

$$\varepsilon_a = \varepsilon_b = \varepsilon_c = I_a \cdot r_l \quad (50)$$

bzw. f. j. Phase:

$$\varepsilon_{p_1} = \sqrt{3} \cdot \varepsilon_a, \quad \varepsilon_{p_2} = \sqrt{3} \cdot \varepsilon_b, \quad \varepsilon_{p_3} = \sqrt{3} \cdot \varepsilon_c. \quad (51)$$

Mit Gl. (50) ergibt sich:

$$\varepsilon_{p_1} = \sqrt{3} \cdot I_a \cdot r_l = 3 \cdot I_{p_1} \cdot r_l = 3 \cdot I_{p_1} \cdot \frac{l}{\lambda \cdot q},$$

oder:

$$q = \frac{3 \cdot I_{p_1} \cdot l}{\lambda \cdot \varepsilon_{p_1}}. \quad (52)$$

In Gl. (52) bedeutet also  $I_p$  den Phasen- oder Belastungsstrom und  $\varepsilon_p$  den Spannungsverlust, der bei diesem Strome auftritt (gleichbedeutend mit dem Spannungsverluste z. B. beim Gleichstromzweileitersystem).

Der Leistungsverlust in den drei Leitern ist:

$$e = 3 \cdot I_a^2 \cdot r_l = \frac{3 \cdot I_a^2 \cdot l}{\lambda \cdot q}$$

und somit:

$$q = \frac{3 \cdot I_a^2 \cdot l}{\lambda \cdot e}, \quad (53)$$

bzw. wenn mit dem Belastungsstrom gerechnet wird:

$$q = \frac{9 \cdot I_p^2 \cdot l}{\lambda \cdot e}. \quad (54)$$

Eines besonderen Hinweises bedarf die ungleiche Belastung der drei Phasen und zwar wegen des dann in den einzelnen Leitern bzw. Phasen auftretenden Spannungsverlustes.

Des besseren Verständnisses wegen sollen die Betrachtungen zunächst auf induktionsfreie Belastung bezogen werden. In Fig. 33 ist das der Fig. 32 entsprechende Strom- und Spannungsdiagramm dargestellt. Es ist  $\overline{Oa} = I_{p_1}$ ,  $\overline{Ob} = I_{p_2}$ ,  $\overline{Oc} = I_{p_3}$  der Belastungsstrom jeder Phase; die Leiterströme sind dann gleich den Strecken  $\overline{ac} = I_a$ ,  $\overline{ab} = I_b$ ,  $\overline{bc} = I_c$ . Da die Belastungen durch induktionsfreie Widerstände gebildet sein sollen, so fallen die Vektoren der Spannungen  $\underline{E}$  und der Spannungsverluste  $\underline{\varepsilon}$  mit den Stromvektoren zusammen, und es ist infolgedessen in einem anderen Maßstabe gemessen  $\overline{Oa} = \varepsilon_{p_1}$ ,  $\overline{Ob} = \varepsilon_{p_2}$ ,  $\overline{Oc} = \varepsilon_{p_3}$

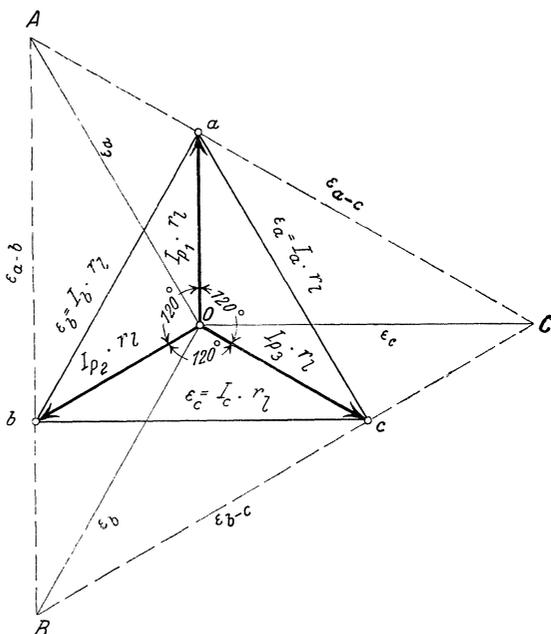


Fig. 33. Spannungsdiagramm für ein Drehstromnetz mit Dreieckschaltung (gleiche Phasenbelastung).

bzw.  $\overline{ac} = \overline{OA} = \varepsilon_a$ ,  $\overline{ab} = \overline{OB} = \varepsilon_b$  und  $\overline{bc} = \overline{OC} = \varepsilon_c$ . Der Spannungsverlust i. j. Phase ergibt sich durch geometrische Addition der Spannungsverluste der beiden zugehörigen Leiter, so daß also der Spannungsverlust für die Phase  $ab$  gleich ist der Strecke  $\overline{AB}$  usw. Die Konstruktion von  $\overline{AB}$  ist aus der Fig. 33 leicht zu ersehen, indem im Nullpunkte  $O$  die beiden geometrisch zu addierenden Spannungskomponenten 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 Fig. 34, die ohne weiteres verständlich ist. Der ungünstigste Fall ist der, bei welchem nur in einer Phase die Vollaststromstärke fließt, während die beiden

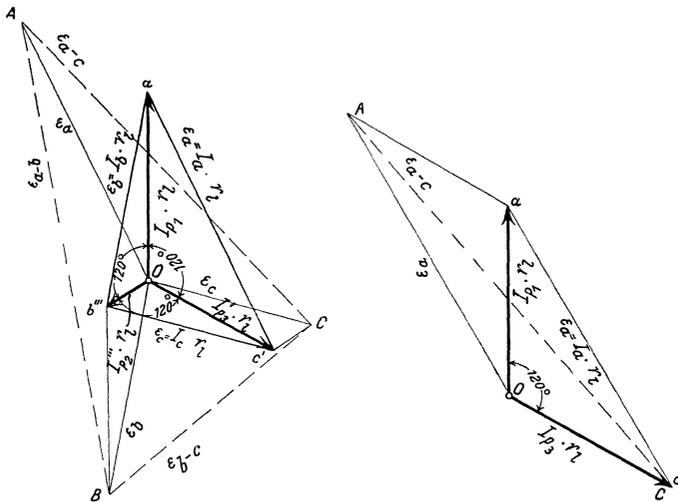


Fig. 34 u. 35. Spannungsdiagramm für ein Drehstromnetz in Dreieckschaltung (ungleiche Phasenbelastung).

anderen Phasen unbelastet sind. Dann erhält das Diagramm die Gestalt der Fig. 35. Man erkennt aus diesen Diagrammen, daß bei beliebigen Belastungsänderungen die Spannungsschwankungen nie größer werden können als bis zum höchsten Spannungsverluste, der bei gleicher Vollbelastung aller drei Phasen vorhanden ist.

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

Bereits im I. Bd., S. 250 bis 255 wurde bei der Wicklungsschaltung der Drehstromtransformatoren auf die Vorzüge der Dreieckschaltung

auch nach dieser Richtung aufmerksam gemacht. Es empfiehlt sich, die dort gegebenen Erklärungen mit den obigen Angaben etwas eingehender zu studieren.

β) Sternschaltung. Bei dieser Schaltung hat man bekanntlich zwischen zwei Ausführungsformen zu unterscheiden und zwar zwischen einer solchen ohne und einer solchen mit vierten- oder Nulleiter (Fig. 36 und 37). Im I. Bd., S. 252 sind die Strom- und Spannungsverhältnisse auch dieses Systems bereits erläutert worden, und es

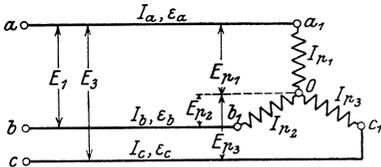


Fig. 36. Dreiphasen-Wechselstromkreis (Sternschaltung der Stromverbraucher).

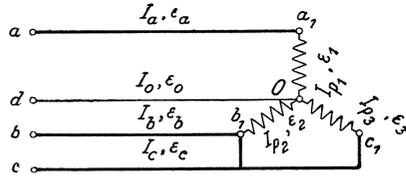


Fig. 37. Dreiphasen-Wechselstromkreis (Sternschaltung mit Nulleiter).

soll daher hier nur kurz darauf hingewiesen werden. Unter der Voraussetzung gleicher Belastung der drei Phasen ist der Nulleiter stromlos. Der in jedem Leiter fließende Strom ist:

$$I_a = I_{p_1}, \quad I_b = I_{p_2}, \quad I_c = I_{p_3}. \quad (55)$$

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

$$E_p = \frac{E}{\sqrt{3}}. \quad (56)$$

Somit ist der Spannungsverlust in einer Phase:

$$\epsilon_a = I_a \cdot r_l = I_a \cdot \frac{l}{\lambda \cdot q},$$

und daraus folgt der Querschnitt eines Leiters:

$$q = \frac{I_a \cdot l}{\lambda \cdot \epsilon_a}. \quad (57)$$

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

$$e = 3 \cdot I_a^2 \cdot r_l = 3 \cdot I_{p_1}^2 \cdot \frac{l}{\lambda \cdot q}$$

und hieraus:

$$q = \frac{3 \cdot I_{p_1}^2 \cdot l}{\lambda \cdot e} \quad (58)$$

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

$$q = \frac{N_2 \cdot l \cdot 10^5}{E_2^2 \cdot \cos^2 \varphi_2 \cdot \lambda \cdot p''}, \quad (59)$$

unter der Voraussetzung, daß man von der sekundären Leistung ausgeht.

Wie bei der Dreieckschaltung soll noch untersucht werden, in welcher Weise sich der Spannungsverlust 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 Nullleiters zu verwenden, da sonst starke Unsymmetrien im Systeme auftreten, die einen einwandfreien Betrieb sehr erschweren. Es soll daher die nun folgende Betrachtung auch nur auf das Vierleitersystem ausgedehnt werden.

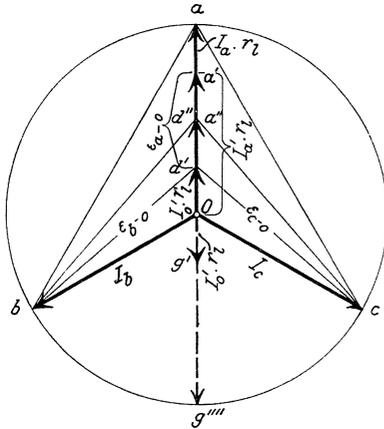


Fig. 38. Spannungsdiagramm für ein Drehstromnetz in Sternschaltung mit Nulleiter.

Tritt in Fig. 37 eine Abnahme in der Belastung der Phase  $a_1O$  ein, während die beiden anderen Phasen vollbelastet sind, so fließt im Nulleiter der Strom  $I'_0 = I_a - I'_a$ , wenn mit  $I'_a$  der neue, geringere Strom bezeichnet wird. Das entsprechende Strom- und in einem anderen Maßstabe gemessene Spannungsdiagramm ist in Fig. 38 dargestellt wiederum unter der Voraussetzung, daß es sich um induktionsfreie Belastungswiderstände handelt und die Leitung induktions- und kapazitätsfrei ist. Der Strom  $Oa$  ist auf  $Oa'$  gesunken und der Strom im Nulleiter von Null

auf  $Og'$  gestiegen. Der Spannungsverlust im Leiter  $aa_1$  (Fig. 37) beträgt jetzt  $\epsilon'_a = I'_a \cdot r_l$ , während sich die Verluste in den Leitern  $bb_1$  und  $cc_1$  nicht geändert haben. Die Spannungsverluste sind nunmehr aber in allen drei Phasen von den Werten bei gleicher Belastung abweichend und zwar für:

$$\text{Fig. 37} \left\{ \begin{array}{l} \text{Phase } aa_1: \quad \widehat{I'_a \cdot r_l - I'_0 \cdot r_l} = a'd' = \epsilon_{a-0}, \\ \text{,, } bb_1: \quad \widehat{I_b \cdot r_l - I'_0 \cdot r_l} = bd' = \epsilon_{b-0}, \\ \text{,, } cc_1: \quad \widehat{I_c \cdot r_l - I'_0 \cdot r_l} = cd' = \epsilon_{c-0}. \end{array} \right\} \text{Fig. 38}$$

Das Zeichen  $\widehat{\phantom{x}}$  soll die geometrische Zusammensetzung der einzelnen Vektoren andeuten. Geht der Strom  $I_a$  weiter zurück, also z. B. nach  $a''$  in Fig. 38, so ist der negative Verlust im Nulleiter gleich dem positiven Verluste in dem Hauptleiter. Wird schließlich  $I_a = 0$ , so ist der Verlust im Nulleiter gleich der geometrischen Summe der Verluste in den beiden Hauptleitern  $bb_1$  und  $cc_1$ , oder mit anderen Worten: Die Spannung der entlasteten Phase  $aa_1$  steigt um den Betrag des Spannungsverlustes im Nulleiter.

Bezieht man die Verschiebung der Spannungsverluste wegen der leichteren Beurteilung auf einen Spannungsverlust  $\varepsilon_g$ , 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:

$$\left. \begin{aligned} I_a &= 0 \quad \text{und} \quad I_b = I_c = \max: \\ \varepsilon_a &= \varepsilon_g \\ \varepsilon_b &= \sqrt{3} \cdot \varepsilon_g \\ \varepsilon_c &= \sqrt{3} \cdot \varepsilon_g \end{aligned} \right\} \quad (60)$$

Hieraus erkennt man, daß bei Entlastung einer Phase die Spannungsverluste 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 Anfange der Leitung.

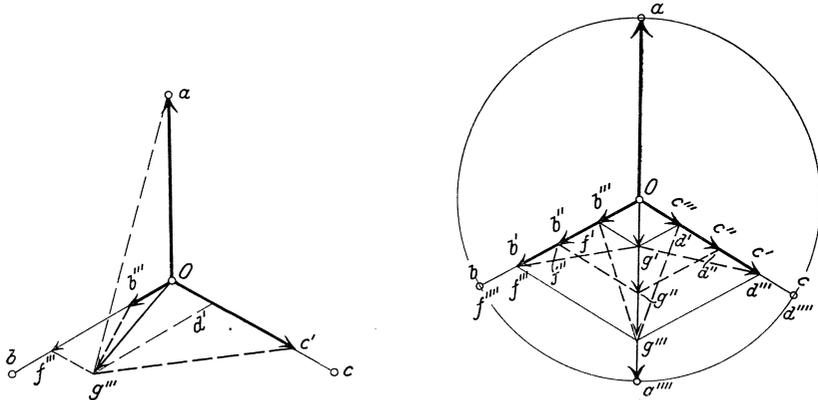


Fig. 39 u. 40. Spannungsdiagramm für ein Drehstromnetz in Sternschaltung mit Nulleiter (ungleiche Phasenbelastung).

Wie sich die Verhältnisse ändern, wenn alle drei Phasen ungleich belastet sind, zeigt die Fig. 39, die einer besonderen Erklärung nicht mehr bedarf.

Schließlich soll in Gegenüberstellung mit der Dreieckschaltung auch noch der ungünstigste Fall untersucht werden, wenn zwei Phasen unbelastet und die dritte vollbelastet sind. In Fig. 40 ist dieses zur Darstellung gebracht. Mit dem gleichmäßigen, allmählichen Abnehmen der Belastungsströme  $I_b$  und  $I_c$  (Punkte  $b', b'', b'''$  bzw.  $c', c'', c'''$  in Fig. 40) steigt der Strom im Nulleiter, und der durch ihn verursachte Spannungsverlust fällt in die Richtung der Strecke  $\overline{Og}$  (vgl. auch  $Og$  in Fig. 38). Die Spannungsverluste für die Phasen  $b$  und  $c$  werden aus der geometrischen Addition der Strecken  $\overline{Ob}$  und  $\overline{Oc}$  mit  $\overline{Og}$  gefunden, sind also gleich  $b'g'$  bzw.  $c'g'$  usw., während der Spannungs-

verlust in der Phase  $a$  um den Spannungsverlust  $I_0 \cdot r_l$  im Nulleiter ansteigt. Bei vollkommener Entlastung der Phasen  $b$  und  $c$  erreicht demnach der Spannungsverlust in der Phase  $a$  den doppelten Wert desjenigen bei symmetrischer Vollbelastung aller Phasen.

Ähnlich wie für die Gl. (60) ergibt sich somit, wenn:

$$\left. \begin{aligned} I_b = I_c = 0 \quad \text{und} \quad I_a = \max: \\ \varepsilon_a = 2 \cdot \varepsilon_g \\ \varepsilon_b = \varepsilon_g \\ \varepsilon_c = \varepsilon_g \end{aligned} \right\} \quad (61)$$

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 Anfange derselben.

Ist also ein verhältnismäßig hoher Spannungsverlust in Beleuchtungsanlagen mit Glühlampen 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 beim Einphasensystem gegebenen Gleichungen. Den Nulleiterquerschnitt wählt man entgegen der Annahme auf S. 55 in der Regel gleich der Hälfte eines Außenleiters und hat damit bisher gute Erfahrungen gemacht. Wie sich dann die Spannungsverluste bzw. Spannungsabfälle<sup>1)</sup> bei ungleicher Phasenbelastung gestalten, ist nach den obigen rechnerischen und zeichnerischen Erläuterungen nicht mehr schwer zu finden, und es kann infolgedessen ein Eingehen auch auf diesen Fall unterbleiben. Bildet der Nulleiter bei Abzweigen zwischen einer Phase und dem Haupt-Nulleiter den zweiten Leiter, so ist eine solche Leitung für beide Leiter wie eine Einphasenleitung zu berechnen.

## 6. Die Wechselstrom-Fernleitungen.

a) Allgemeine Grundlagen, Grundgleichungen. Wenn bei der Berechnung der Wechselstrom-Verteilungsleitungen die in den Zuführungsleitungen auftretende Selbstinduktion und die Kapazität nicht berücksichtigt wurde, so ist das bei den Fernleitungen 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<sup>1)</sup> bzw. auf die Spannung im Kraftwerke, an einem Transformator oder an einem ähnlichen Punkte eines Stromkreises und auf die Regelung desselben bei Belastungsänderungen. Der Unterschied in den Belastungsarten, ob es sich also um solche induktionsloser oder induktiver Natur handelt, muß natürlich gleichfalls gemacht werden.

<sup>1)</sup> Siehe Fußnote auf S. 43.

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 exakten Berechnung überhaupt nicht zugänglich. Kenelly, Rößler, Breisig, Herzog und Feldmann und eine ganze Reihe anderer bekannter Autoren haben sich dem Studium dieser Aufgaben gewidmet, und es ist gewiß hochinteressant, die theoretischen Entwicklungen zu verfolgen. Indessen fehlt dem projektierenden Ingenieur zumeist die Zeit, umständliche und schwierige, ein großes mathematisches Wissen voraussetzende Rechnungen anzustellen, um eine Leitungsanlage zu entwerfen und die Anfangsspannungen, Spannungsabfälle usw. zu bestimmen. Es soll infolgedessen 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.

Es ist für ein Leiterelement von der Länge  $dx$ , das den Strom  $i_x$  führt:

der ohmsche Spannungsverlust:  $(r_w \cdot dx)i_x$  und die EMK der Selbstinduktion:  $(L \cdot dx) \frac{di_x}{dt}$ . Der Spannungsunterschied an den Enden dieses Leiterelementes ist dann:

$$-\frac{de_x}{dx} = r_w \cdot i_x + L \cdot \frac{di_x}{dt}. \quad (62)$$

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  $e_x$  ist, so ist:

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

der von dem Dielektrikum durchgelassene Strom, weil die Isolation nicht vollkommen erreicht werden kann:  $(\lambda_3 \cdot dx)e_x$ ,  
und der durch Ausstrahlung für die Nutzanwendung verlorengehende Strom:  $(\alpha \cdot dx)e_x$ .

Die Änderung der die Leitung durchfließenden Stromstärke ist dann:

$$-\frac{di_x}{dx} = (\lambda_3 + \alpha)e_x + C \cdot \frac{de_x}{dt}. \quad (63)$$

In den Gl. (62) und (63) bezeichnet:

$r_w$  den ohmschen Widerstand der Leitung bei Wechselstrom,

$L$  den Koeffizienten der Selbstinduktion (Induktivität),

$C$  die Kapazität,

$\lambda_3$  die Leitfähigkeit der Isoliermaterialien, maßgebend für die Ableitung,  
 $\alpha$  den Koeffizienten für die Ausstrahlung der Elektrizität in den Luftraum.

Es sollen nun die einzelnen Größen  $r_w$ ,  $L$ ,  $C$ ,  $\lambda_3$  und  $\alpha$  der Reihe nach betrachtet 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. stationäre Zustand des Betriebes 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  $dx$ :

$$\frac{d(e \cdot i)}{dx} = -e \frac{di}{dx} - i \frac{de}{dx},$$

bzw. wenn die Gl. (62) und (63) eingeführt werden:

$$\frac{d(e \cdot i)}{dx} = (i^2 \cdot r_w + e^2 \cdot \lambda_3 + e^2 \cdot \alpha) + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{2} L \cdot i^2 + \frac{1}{2} C \cdot e^2 \right). \quad (64)$$

Diese Gl. (64) 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 ( $i^2 \cdot r_w$ ,  $e^2 \cdot \lambda_3$  und  $e^2 \cdot \alpha$ ) aufzuwenden, die zur Überwindung des ohmschen Widerstandes der Leiter ( $i^2 \cdot r_w$ ), des Widerstandes des Dielektrikums  $e^2 \cdot \lambda_3$  und zur Deckung des Strahlungsverlustes  $e^2 \cdot \alpha$  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  $\frac{1}{2} C \cdot e^2$ . Die Beträge  $i^2 \cdot r_w$ ,  $e^2 \cdot \lambda_3$  und  $e^2 \cdot \alpha$  werden in Wärme umgesetzt und sind für die Nutzleistung verloren. Sie bestimmen somit den Wirkungsgrad der Leitung  $\eta_L$ , und

zwar ist, wenn  $N_2 = \frac{E_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2}{1000}$  die abgegebene Nutzleistung und  $V_L$

den Verlust in der Leitung bezeichnet, die vom Kraftwerke zu erzeugende Leistung ohne Berücksichtigung der Verluste in den Transformatoren:

$$\frac{E_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1}{1000} = \frac{E_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2}{1000} + V_L \text{ kW}$$

$$V_L = \frac{i^2 \cdot r_w + e^2 \cdot \lambda_3 + e^2 \cdot \alpha}{1000} \text{ kW}$$

und

$$\eta_L = \frac{E_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2}{(i^2 \cdot r_w + e^2 \cdot \lambda_3 + e^2 \cdot \alpha) + E_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2}. \quad (64a)$$

Die Beträge  $\frac{1}{2} L \cdot i^2$  und  $\frac{1}{2} C \cdot e^2$  sind dagegen in den magnetischen und elektrischen Feldern aufgespeichert und werden beim Ausschalten bzw. Unterbrechen des belasteten Stromkreises wieder frei. Es ent-

stehen dann Überspannungen. Diese Beträge bestimmen die scheinbare Leistung der Generatoren mit.

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

$$r_g = \frac{2 \cdot l}{\lambda \cdot q}.$$

Die EMK der Selbstinduktion bei Wechselstrom bewirkt nun aber, 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 Periodenzahl des Wechselstroms und der Durchmesser des Leiters ist. Besteht der letztere aus unmagnetischem Material (Kupfer oder Aluminium), so ist angenähert, wenn mit  $d$  der Durchmesser in cm und mit  $r_g$  der entsprechende Widerstand bei Gleichstrom bezeichnet wird:

$$r_w = r_g(1 + 7,5 \nu^2 \cdot d^4 \cdot 10^{-7}) \text{ Ohm.} \quad (65)$$

Bei den üblichen Frequenzen ( $\nu = 25$  bis  $50$ ) 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.

8. Beispiel. Ist für Kupfer:

$q = 50 \text{ mm}^2$ , also  $d = 0,798 \text{ cm}$  und  $r_g$  bei  $\lambda = 57$  für 1 km =  $0,350 \text{ Ohm}$ ,  
so ist bei  $\nu = 25$ :

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

bei  $\nu = 50$ :

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

also die Widerstandszunahme auch bei der für Beleuchtungsanlagen im allgemeinen in Deutschland gebräuchlichen Frequenz  $\nu = 50$  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 Skineneffektes wird durch diese Unterteilung noch weiter bedeutend vermindert. Kupferquerschnitte aus massivem Draht werden bei Kraftübertragungsleitungen aber über  $16 \text{ mm}^2$ , und solche aus Aluminium überhaupt nicht verlegt. Kupferseile dagegen kommen im Durchschnitt bis etwa  $95 \text{ mm}^2$  und Aluminiumseile bis etwa  $120 \text{ mm}^2$  zur Verwendung. Indessen ist auch dann noch die Widerstandszunahme infolge des Skineneffektes ohne Bedenken zu vernachlässigen.

Nur in elektrochemischen Anlagen (Karbidgewinning) und bei Schalttafelleitungen (Sammelschienen) kommen massive Leiter größeren Querschnittes zur Anwendung. Da aber dann, zumeist die Längen sehr

gering sind, so kann man ebenfalls ohne großen Fehler  $r_w = r_g = r$  annehmen (siehe III. Band).

Handelt es sich um magnetisches Material z. B. Eisen oder Kupferpanzerstahldraht<sup>1)</sup>, so ist der ohmsche Widerstand nach der folgenden Gl. (66) zu berechnen, in welcher  $\mu$  die Permeabilität des Leiters bezeichnet:

$$r_{w, \text{Eisen}} = r_g \left[ 1 + \frac{1}{12} \left( \frac{2\pi \cdot \nu \cdot l \cdot \mu}{10^9 \cdot r_g} \right)^2 - \frac{1}{180} \left( \frac{2\pi \cdot \nu \cdot l \cdot \mu}{10^9 \cdot r_g} \right)^4 \right], \quad (66 \text{ a})$$

oder wenn:

$$r_g = \frac{l}{\lambda \cdot q} \quad (q \text{ in cm}^2, l \text{ in cm}),$$

so wird:

$$r_{w, \text{Eisen}} = r_g \left[ 1 + \frac{1}{12} (2\pi \cdot \nu \cdot \mu \cdot q \cdot \lambda)^2 - \frac{1}{180} (2\pi \cdot \nu \cdot \mu \cdot q \cdot \lambda)^4 \right]. \quad (66 \text{ b})$$

Die Widerstandszunahme infolge des Skin效ektes kann hier recht erheblich sein. Von der Felten- und Guilleaume-Carlswerk A.-G. sind eine Reihe von Versuchen an Eisendrähten und -seilen gemacht worden, deren Ergebnisse in den Tab. VI und VII zusammengestellt sind. Die Messungen erstreckten sich auf die Feststellung des wirksamen Widerstandes  $r_{w, \text{Eisen}}$  verschiedener Materialsorten und verschiedener Durchmesser bei Belastung mit annähernd sinusförmigem Wechselstrom von  $\nu = 50$  in Abhängigkeit von der mittleren Stromdichte  $j = \frac{\text{Belastungsstrom}}{\text{Querschnitt}}$ . Die Bezeichnung des Materials ist  $H_{00}$  und  $H_{000}$ , wobei das letztere reiner und infolgedessen im Preise teurer ist als  $H_{00}$ . Die Leitfähigkeit beträgt bei Gleichstrom:

bei Material  $H_{00}$  blank verzinkt, 70 kg/mm<sup>2</sup> Bruchfestigkeit

hart im Mittel 7,34

$H_{00}$  gegläht „ 40 „ „ „ weich „ „ 7,77

bei Material  $H_{000}$  blank verzinkt, 70 „ „ „ hart im Mittel 8,81

$H_{000}$  gegläht „ 40 „ „ „ weich „ „ 8,87

Also ist bei  $H_{000}$   $\lambda$  um 17% höher und wird noch größer bei Wechselstrom infolge der durch seine größere Permeabilität  $\mu$  gesteigerten Widerstandszunahme. Aus diesem Grunde ist daher  $H_{00}$  besser für Wechselstromleitungen zu verwenden. Auf diese Erscheinung muß bei dem Vergleiche verschiedener Eisensorten besonders geachtet werden. Das Ausglühen bewirkt eine weitere Steigerung der Widerstandszunahme bei Wechselstrom.

Für die Benutzung der Tab. VI und VII gilt, daß bei induktionsfreier Belastung und Einphasenstrom alleine mit dem Werte von  $r_{w, E}$  zu rechnen ist, und zwar wird der entsprechende Wert von  $r_{w, E}$  je nach der mittleren Stromdichte entweder unmittelbar oder durch Interpolieren gefunden. Bei Drehstrom ist der halbe Wert von  $r_{w, E}$  und außerdem  $I \sqrt{3}$  zu rechnen. Bei induktiver Belastung gelten entsprechend die Gl. 27 bzw. die Vektordiagramme Fig. 24. Auf die

<sup>1)</sup> Siehe S. 199.

sonstigen Eigenschaften des Materials und das bei der Auswahl zu Beachtende wird auf S. 188 verwiesen. Auch die Art der Verseilung und die Bildung des Querschnittes aus mehrdrähtigen Litzen und Seilen ändert den wirksamen Widerstand, was aus den Schaulinien der Fig. 41 und 42 erkennbar ist. In Fig. 41 sind bei den Schaulinien

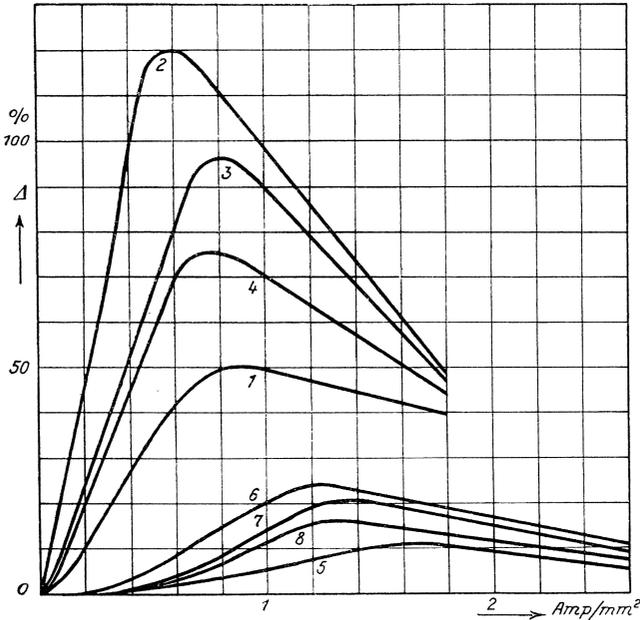


Fig. 41. Widerstandsvergrößerung bei Eisenleitungen und Wechselstrom durch Hautwirkung (Skinneffekt).

$\Delta$  = Zunahme des wirksamen Widerstandes, abhängig von der mittleren Strombelastung,  $\nu = 50$ .

Material H<sub>00</sub> blank verzinkt, hart mit 70 kg/mm<sup>2</sup> Bruchfestigkeit.

Schaulinie	Drahtdurchmesser mm	Konstruktion
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

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, 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 Tab. VI und VII

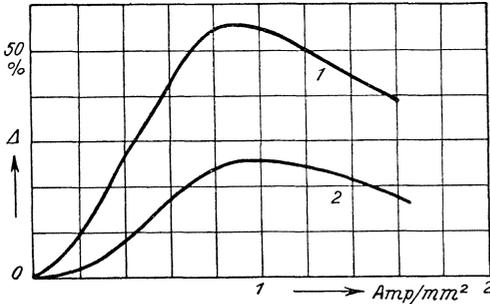


Fig. 42. Zunahme des wirksamen Widerstandes ( $\Delta$ ) bei Eisenleitungen, abhängig von der mittleren Strombelastung durch Wechselstrom von  $\nu = 50$ .

Schaulinie	Material	Konstruktion
1	H <sub>00</sub> , 1,0 mm Durchmesser, blank verzinkt, hart, 70 kg/mm <sup>2</sup> Bruchfestigkeit	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

und Fig. 42). In Fig. 43 und 44 sind Schaulinien von Messungen der A.E.G dargestellt, die mit Stahl-drahtseilen von 65, 150 und 450 mm<sup>2</sup> Querschnitt (Zugfestigkeit 120 kg/mm<sup>2</sup>) zur Ermittlung des Gleichstrom- und Wechselstrom-Spannungsverlustes vorgenommen wurden<sup>1)</sup>. Eine Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung war nicht festzustellen, so daß also Spannungsabfall und Wattverlust proportional 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, und es wird infolgedessen in dem Leiter eine EMK induziert, die nach dem Induktionsgesetze der Änderung des Stromes entgegenwirkt und in der Gl. (62) 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 Selbstinduktionskoeffizienten des Stromkreises. Befinden sich neben dem Leiter noch ein oder mehrere

<sup>1)</sup> Siehe E. T. Z. 1905, S. 350.

andere Leiter, also z. B. der zweite Leiter bei einer Einphasenlinie, die beiden anderen Phasenleiter bei einer Dreiphasenlinie usw., so wird ein Teil des die Leiter umgebenden magnetischen Feldes gegenseitig auch alle übrigen Leiter treffen und in diesen bei Veränderung des Feldes EMKe induzieren. Man nennt diese die EMKe der gegenseitigen Induktion, die unter Umständen bei unzureichender An-

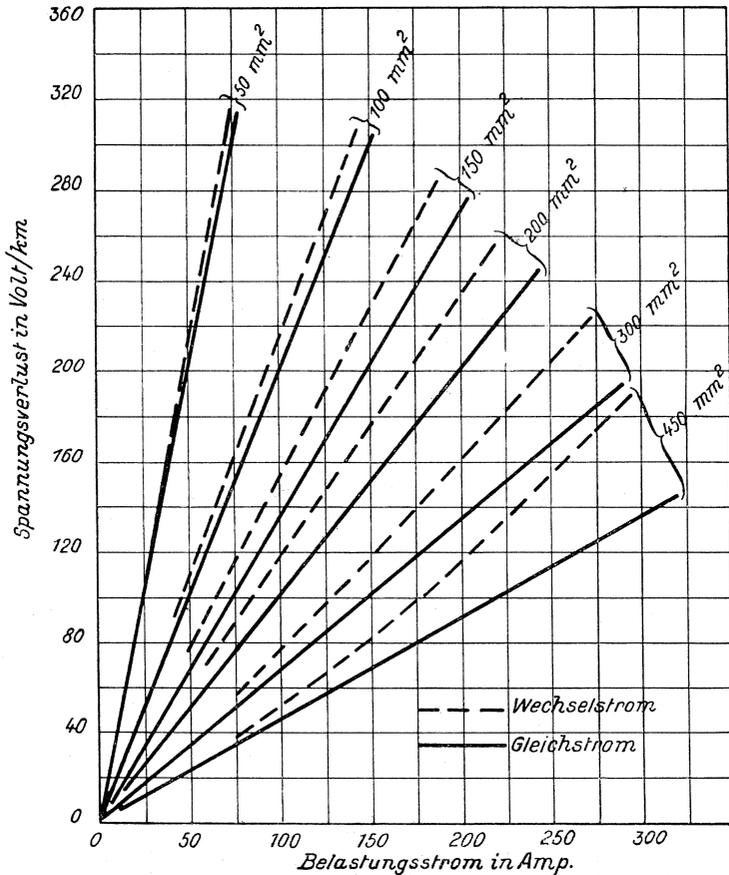


Fig. 43. Spannungsverlust in Eisenseilen bei Gleichstrom und Wechselstrom.

ordnung der Leiter und bei zwei nebeneinander verlaufenden Leitungen ungleiche Spannungen an den Enden derselben zur Folge haben können (siehe S. 176). Der Koeffizient 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 Gesetze derart gerichtet sind, daß sie den Leiterströmen entgegenwirken. Sie verursachen ein Nacheilen des Stromes gegenüber der Spannung. So ist, wenn z. B. in Fig. 45 für einen Zeitmoment 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 Teile der folgenden Figuren durch neben die Leiter gesetzte

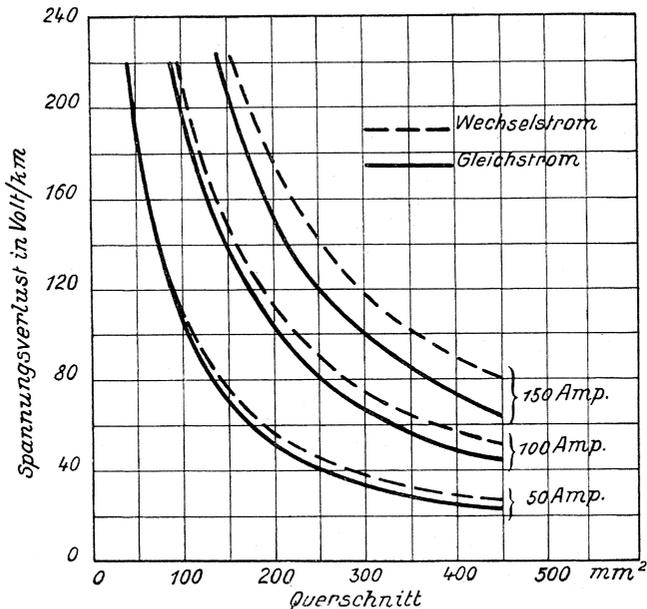


Fig. 44. Spannungsverlust in Eisenseilen bei Gleichstrom und Wechselstrom.

Pfeile jedesmal angedeutet. Das wird die Ermittlung des Wertes der Gesamtinduktion später wesentlich erleichtern. Für den Fall paralleler Leiter, die von gleichgerichteten Strömen durchflossen werden (Querschnittsunterteilung f. j. Phase), ist die Richtung von  $L$  und  $M$  in Fig. 46 dargestellt.

Die Berechnung des induktiven Spannungsverlustes 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:

$$L = 2l \left( \ln \frac{2l}{r} - 1 + \frac{\mu}{4} \right), \quad (67)$$

worin:

- $l$  die Länge des Leiters in cm,
- $\ln$  den natürlichen Logarithmus,
- $r$  den Halbmesser des Leiters in cm,
- $\mu$  die Permeabilität des umgebenden Mediums

bezeichnet.

Setzt man für blanke Leiter in freier Luft  $\mu = 1$ , statt des natürlichen bequemer den Briggschen Logarithmus ( $\ln = 2,3 \log 10$ ) und rechnet  $L$  in Henry, so geht die Gl. (67) über in die Form:

$$L_1 = \frac{2 \cdot l}{10^4} \left( 2,3 \log \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right) \text{ H.} \quad (68)$$

Der Koeffizient der gegenseitigen Induktion  $M$  eines zweiten, parallel verlaufenden Leiters auf den betrachteten ist, wenn  $a$  in cm den Achsenabstand der beiden benachbarten Leiter (Fig. 45) bezeichnet:

$$M_{2,1} = 2l \left( \ln \frac{2l}{a} - 1 \right), \quad (69)$$

oder wie oben umgerechnet:

$$M_{2,1} = \frac{2 \cdot l}{10^4} \left( 2,3 \log \frac{2 \cdot l}{a} - 1 \right) \text{ H.} \quad (70)$$

Die Induktivität für den Leiter  $AB$  (Fig. 45) von  $l$  km Länge, dem der Leiter  $DC$  benachbart ist, ergibt sich somit:

$$L_g = L_1 - M_{2,1} = \frac{l}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a}{r} + 0,5 \right) \text{ H.} \quad (71)$$

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

Um den projektierenden Ingenieur in den Stand zu setzen, auch für andere vorkommende 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 Systeme teilweise für die gesamte Leitung, teilweise für die einzelnen Leiter selbst kurz abgeleitet werden. Der Wert für die

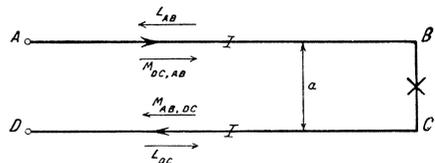


Fig. 45. Richtung der Induktionsströme bei einer Einphasenleitung.

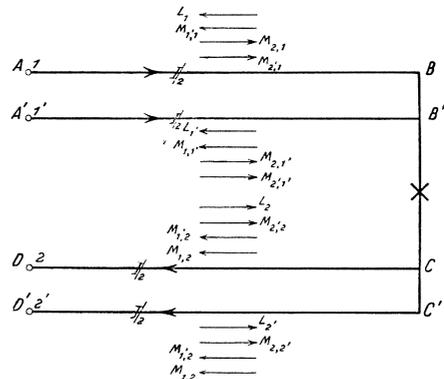


Fig. 46. Richtung der Induktionsströme bei einer Einphasen-Doppelleitung.

gesamte Induktivität  $L_g$  einer Leitung hängt natürlich von der Lage der Leiter zueinander, der Zahl der Drähte für jede Phase und dem Stromsysteme ab, und es wird daher sowohl das Ein- als auch das Mehrphasensystem behandelt.

Die Reaktanz einer Leitungsanlage ist ferner:

$$x_l = \omega \cdot L_g = 2\pi \cdot \nu \cdot L_g, \quad (72)$$

und der induktive Spannungsverlust:

$$\varepsilon_s = I \cdot x_l = I \cdot 2\pi \cdot \nu \cdot L_g, \quad (73)$$

worin  $I$  den in der Leitung fließenden Strom und  $\nu$  die Frequenz bezeichnet.

a) Das Einphasensystem. Die Einphasenlinie mit nur je einem Leiter für Hin- und Rückleitung. Dieser einfachste Fall ist in Fig. 47 dargestellt. Zum leichteren Verständnisse sind für  $I$ ,  $L$  und  $M$  die Richtungen — natürlich nur bildlich zu verstehen — durch Pfeile angedeutet. Somit ist nach Gl. (67)

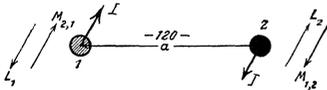


Fig. 47. Einphasenlinie.

und (69):

$$\begin{aligned} L_1 &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right), & L_2 &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right), \\ M_{2,1} &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a} - 1 \right), & M_{1,2} &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a} - 1 \right), \\ L_{g_1} &= L_1 - M_{2,1}, & L_{g_2} &= L_2 - M_{1,2}, \end{aligned}$$

und schließlich:

$$L_g = L_{g_1} + L_{g_2},$$

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:

$$L_g = \frac{2}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a}{r} + 0,5 \right) \text{ H/km.} \quad (74)$$

Bestehen die Leiter aus magnetischem Material, also aus Eisen, Stahl, Kupferpanzerstahl, so muß die Permeabilität des Materials mit berücksichtigt werden, um die Berechnung des induktiven Spannungsverlustes durchführen zu können. Die Werte für die wirksame Permeabilität  $\mu$  bei Wechselstrom mit sinusförmigem Verlauf und  $\nu = 50$  sind aus den Tab. VI und VII zu ersehen wiederum in Abhängigkeit von der Stromdichte. Die Benutzung der Tab. VI und VII für  $\mu$  hat nach den gleichen Gesichtspunkten wie für  $r_{w,E}$  zu geschehen. Die Gl. (74) für eine Einphasenlinie (einfache Leiterschleife) erhält nach Maxwell die Form:

$$L_g = \frac{1}{2} \left[ \mu_1 + \mu_2 + 4\mu \cdot \ln \frac{(a - r_1)(a - r_2)}{r_1 \cdot r_2} \right] l \text{ (cgs)}, \quad (75)$$

Tabelle VI.

Ohmscher Wechselstromwiderstand  $r_{w,E}$  für 1 km Eisenleitung<sup>1)</sup> bei  $\nu = 50$  Perioden.

Material  $H_{00}$ , blank verzinkt, etwa 70 kg/mm<sup>2</sup> Bruchfestigkeit.

Die aufgeführten Querschnitte sind nur Nennquerschnitte. Die Widerstandswerte sind Höchstwerte.

Eisen- quer- schnitt mm <sup>2</sup>	Konstruktion des Leiters mm	bei 0,4 Amp/mm <sup>2</sup> Stromdichte		0,7 Amp/mm <sup>2</sup> Stromdichte		1,0 Amp/mm <sup>2</sup> Stromdichte		1,3 Amp/mm <sup>2</sup> Stromdichte	
		$r_{w,E}$	$\mu$	$r_{w,E}$	$\mu$	$r_{w,E}$	$\mu$	$r_{w,E}$	$\mu$
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

worin  $\mu_1$  die Permeabilität des Leiters 1 vom Radius  $r_1$ ,  
 $\mu_2$  „ „ „ „ 2 „ „  $r_2$ ,  
 $\mu_0$  „ „ „ „ Zwischenmediums,  
 $a$  den Abstand wie in Gl. (74)

bedeutet. Ist  $r_1 = r_2$  und für gleiches Material  $\mu_1 = \mu_2$ , ferner für Luft wiederum  $\mu_0 = 1$ , so geht Gl. (75) über in:

$$L_g = \frac{1}{2} \left[ 2\mu + 4 \ln \frac{(a-r)^2}{r^2} \right] l \text{ (cgs)} \quad (76)$$

<sup>1)</sup> Siehe die Bemerkung auf S. 60.

Tabelle VII.

Ohmscher Wechselstromwiderstand  $r_{w,E}$  für 1 km Eisenleitung<sup>1)</sup> bei  $\nu = 50$  Perioden.

Material  $H_{000}$ , blank verzinkt, etwa 70 kg/mm<sup>2</sup> Bruchfestigkeit.

Die aufgeführten Querschnitte sind nur Nennquerschnitte. Die Widerstandswerte sind Höchstwerte.

Eisen- quer- schnitt mm <sup>2</sup>	Konstruktion des Leiters mm	bei 0,4 Amp./mm <sup>2</sup> Stromdichte		0,7 Amp./mm <sup>2</sup> Stromdichte		1,0 Amp./mm <sup>2</sup> Stromdichte		1,3 Amp./mm <sup>2</sup> Stromdichte	
		$r_{w,E}$	$\mu$	$r_{w,E}$	$\mu$	$r_{w,E}$	$\mu$	$r_{w,E}$	$\mu$
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

oder durch Umformung:

$$L_g = \frac{2}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a}{r} + \frac{\mu}{2} \right) \text{H/km.} \quad (77)$$

9. Beispiel. Es ist der Spannungsabfall für den Kilometer längs einer Einphasen-Fernleitung zu berechnen, die aus je einem Leiter für die Phase besteht. Die Spannung am Ende der Leitung betrage  $E_s = 40000$  Volt, die Stromstärke  $I = 10$  Amp., die Frequenz  $\nu = 50$ . Die Kupferseile mit einem Querschnitt von  $q = 50$  mm<sup>2</sup> ( $r = 0,45$  cm) sollen in einem Abstände von  $a = 120$  cm verlegt werden.

<sup>1)</sup> Siehe die Bemerkungen auf S. 60.

Der ohmsche Widerstand der Leitung ist:

$$r_l = \frac{2 \cdot l}{\lambda \cdot q} = \frac{2 \cdot 1000}{57 \cdot 50} = 0,7 \text{ Ohm.}$$

und somit der ohmsche Spannungsverlust:

$$I \cdot r_l = 10 \cdot 0,7 = 7 \text{ Volt.}$$

Die Induktivität der Leitung berechnet sich nach Gl. (74) zu:

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

und infolgedessen der induktive Spannungsverlust:

$$\varepsilon_s = I \cdot x_l = I \cdot 2\pi \cdot \nu \cdot L_g = 10 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,00235 \cong 7,4 \text{ Volt.}$$

Einphasenlinien bestehen aus mehreren parallelgeschalteten Leitern für jede Phase. Eine Unterteilung des Leiterquerschnittes einer Phase ist dann zu wählen, wenn infolge der Stromstärke oder des Spannungs- 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 120 mm<sup>2</sup>). Über die betriebstechnischen Vorteile dieser Anordnung wird auf S. 192 weiteres erwähnt werden.

Man kann nun zwei oder drei, seltener noch mehr Leiter für jede Phase wählen und die einzelnen Leiter nach den in den Fig. 48, 49 und in der Tab. VIII dargestellten Formen hinsichtlich der räumlichen Anordnung einerseits und der Lage der einzelnen Phasenleiter (1, 1' bzw. 2, 2' sollen gleichartig sein, d. h. 1, 1' Hinleiter, 2, 2' Rückleiter) zueinander andererseits auf dem Maste anordnen. Die Leiter

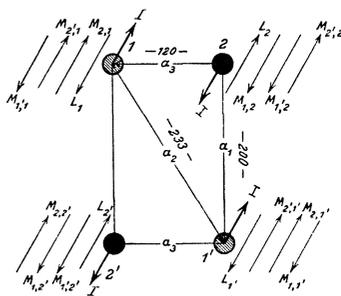


Fig. 48. Einphasenleitung mit 4 Leitern (gemischte Anordnung).

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 ausführlicher durchgerechnet werden. Zu diesem Zwecke sind in Fig. 48 und 49 wiederum die Richtungen für  $L$  und  $M$  in bezug auf diejenige des Stromes durch Pfeile gekennzeichnet. Die Gesamtinduktivität z. B. zweier paralleler Leiter von den ohmschen Widerständen  $r_{w_1}$  und  $r_{w_1'}$  ist dann:

$$L_{g1,1'} = \frac{r_{w_1}^2 \cdot L_1 + r_{w_1'}^2 \cdot L_1'}{r_{w_1} + r_{w_1'}}.$$

Ist  $r_{w_1} = r_{w_1'}$ , was im nachfolgenden vorausgesetzt wird, so wird:

$$L_{g1,1'} = \frac{r_{w_1} \cdot (L_1 + L_1')}{2}.$$

In Fig. 48 bilden die vier Leiter die Ecken eines Rechteckes; die gleichartigen Leiter liegen in der Diagonale. Es genügt, die Einzelkoeffizienten eines Leiters zu ermitteln und dann den Gesamtwert der Induktivität ähnlich wie für Fig. 47 festzustellen. Mit den in Fig. 48 angegebenen Bezeichnungen für die verschiedenen Leiterabstände vom Drahte 1 ergeben sich:

$$\begin{aligned} L_1 &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right), \\ M_{2,1} &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a_3} - 1 \right), \\ M_{1',1} &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a_2} - 1 \right), \\ M_{2',1} &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a_1} - 1 \right). \end{aligned}$$

Da nun die Leiter 1 und 1' bzw. 2 und 2' parallel geschaltet sind, so ist die Induktivität des Leiters (1,1'):

$$\begin{aligned} L_{g1,1'} &= \frac{1}{2} L_{g1} = \frac{1}{2} L_{g1'} \\ &= \frac{1}{2} \left[ (L_1 + M_{1',1}) - (M_{2,1} + M_{2',1}) \right] = l \left( \ln \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0,25 \right), \end{aligned}$$

entsprechend diejenigen für den Leiter (2,2'):

$$L_{g2,2'} = l \left( \ln \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0,25 \right),$$

und die Gesamtinduktivität der Linie:

$$\left. \begin{aligned} L_g &= L_{g1,1'} + L_{g2,2'} = 2l \left( \ln \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0,25 \right) \text{ H.} \\ &= \frac{1}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a_1 \cdot a_3}{r \cdot a_2} + 0,5 \right) \text{ H/km.} \end{aligned} \right\} (78)$$

10. Beispiel. In diesem sowohl wie in den nun folgenden Beispielen für die Berechnung der Induktivität werden die Daten aus dem Beispiele 9 benutzt. Soweit noch andere Leiterentfernungen berücksichtigt werden müssen, sind sie in den zugehörigen Abbildungen vermerkt (z. B. Fig. 48).

Es ist:

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

$$x_l = \omega \cdot L_g = 0,356 \text{ Ohm,}$$

und bei:

$$I = 10 \text{ Amp.}$$

$$\varepsilon_s = I \cdot x_l = 3,56 \text{ Volt.}$$

In Fig. 49 bilden sechs Leiter die Ecken eines Sechsecks. Die Drähte der Phasen sind untereinander vermischt. Die Koeffizienten für den Leiter 1 sind dann:

$$L_1 = 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right),$$

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

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

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

und somit:

$$L_{g_1} = (L_1 + M_{1',1} + M_{1'',1}) - (M_{2,1} + M_{2',1} + M_{2'',1}).$$

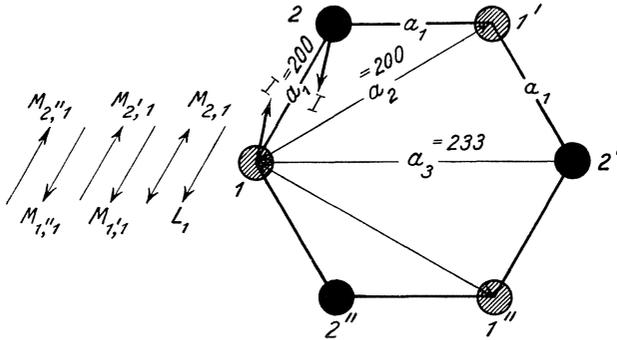


Fig. 49. Einphasenleitung mit 6 Leitern (gemischte Anordnung).

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

$$L_{g_{1,1',1''}} = \frac{1}{3} L_{g_1} = \frac{1}{3} L_{g_{1'}} = \frac{1}{3} L_{g_{1''}},$$

bzw.:

$$L_{g_{2,2',2''}} = \frac{1}{3} L_{g_2} = \frac{1}{3} L_{g_{2'}} = \frac{1}{3} L_{g_{2''}}$$

gesetzt werden kann, so ergibt sich:

$$L_g = \frac{2}{3 \cdot 10^4} \left( 4,6 \log \frac{a_1^2 \cdot a_3}{r \cdot a_2^2} + 0,5 \right) \text{ H/km.} \quad (79)$$

11. Beispiel. Für die Anordnung nach Fig. 49 ist:

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

$$x_l = 314 \cdot 0,000731 = 0,2295 \text{ Ohm,}$$

$$\varepsilon_s = 10 \cdot 0,2295 = 2,295 \text{ Volt.}$$

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 projektierende Ingenieur nunmehr wohl ohne Schwierigkeit für jede beliebige andere Anordnung von Einphasenleitern  $L_g$  feststellen kann.

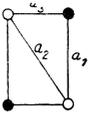
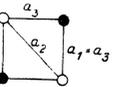
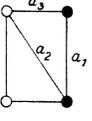
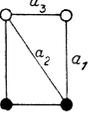
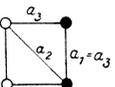
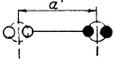
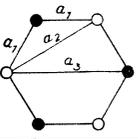
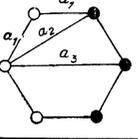
In der Tab. VIII sind nun die Gl. (74) bis (79) und die sich für verschiedene andere Leiteranordnungen ergebenden zusammengestellt und die entsprechenden Werte des Beispiels ebenfalls eingetragen, so daß ein Vergleich hinsichtlich der günstigsten Ausführung bequem möglich ist. Die Werte der Spalte 5 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 Standpunkte 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  $90^\circ$  gedreht werden. Unter diesen Gesichtspunkten ist der Betrieb, wenn auf einer der Leitungen Störungen eintreten, weiter aufrecht erhaltbar, und Arbeiten auf den Masten wären möglich, wenn z. B. Schutznetze zwischen den Isolatoren jedes Stromkreises während der Instandsetzungsarbeiten benutzt werden (Fig. 263). Zumeist wird heute die rechteckige oder quadratische Leiteranordnung in der Form abgeändert, daß der Abstand der unteren Leiter größer gemacht wird als der der oberen. Die Betriebssicherheit der Linie wird dadurch erhöht, weil ein gerissener emporschnellender unterer Leiter die über ihm liegenden oberen nicht treffen kann (siehe auch S. 206). Die Ermittlung der Induktivität für diesen Fall bietet nach dem bisher Gesagten keine Schwierigkeit und kann infolgedessen hier unterbleiben.

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 Betriebe ist ein solcher

**Tabelle VIII.**  
Induktivitäten für Einphasenleitungen.

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

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 Verdrillung der Leiter in ähnlicher Weise wie es auf S. 78 bei der Dreiphasenlinie angegeben ist, und erreicht dadurch praktisch gleiche Induktivitäten.

Der Gesamtspannungsabfall  $\varepsilon_w$  setzt sich nun geometrisch zusammen aus dem ohmschen- und dem induktiven Spannungsverluste. Die Impedanz der Leitung ist:

$$z_l = \sqrt{r_{w,l}^2 + x_l^2}, \quad (80)$$

$$\text{also:} \quad \varepsilon_w = I \cdot z_l = I \sqrt{r_{w,l}^2 + x_l^2}, \quad (81)$$

oder vektoriell geschrieben:

$$\varepsilon_w \underline{\wedge} I \cdot r_{w,l} + I \cdot x_l \underline{\wedge} I \cdot r_{w,l} + I \cdot 2\pi \cdot \nu \cdot L_g. \quad (82)$$

Weiteres über die vektorielle Darstellung dieser Gleichung und die Berechnung der Anfangsspannung wird im Zusammenhange mit der vollständigen Berechnung der Leitungsanlage auf S. 168 u. f. erwähnt werden.

β) Das Dreiphasensystem. 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 hinsichtlich der Verlegung der Leiter am Maste zwischen der symmetrischen und der unsymmetrischen Anordnung, und zwar sind für die erstere in Fig. 50, für die letztere in Fig. 51 einige Beispiele gezeichnet, die häufiger in der Praxis anzutreffen sind und daher im nachfolgenden behandelt werden sollen. Die unsymmetrische Anordnung hat ungleiche Induktivitäten der einzelnen Phasen und dadurch ungleiche Spannungsabfälle zur Folge. Diesem Übelstande kann man aber dadurch begegnen, daß man die Leiter „verdrillt“, worauf auf S. 78 besonders eingegangen wird.

Handelt es sich um zwei Stromkreise an einem Mast, oder muß der Leiterquerschnitt für jede Phase infolge der Strombelastung ein- oder mehrmals unterteilt werden, so können die einzelnen Leiter bzw. Stromkreise getrennt zu beiden Seiten des Mastes oder untereinander vertauscht verlegt werden. Es wird im folgenden wiederum untersucht werden, welche Anordnung mit Rücksicht auf die Induktivität am günstigsten ist, und ob andererseits diese Verlegungsformen auch vom betriebstechnischen Standpunkte aus empfehlenswert sind.

I. Fall. Die Dreiphasenlinie mit nur einem Leiter für jede Phase. Symmetrische Anordnung. (Fig. 50 a, b, e.) Bei dieser

Form bilden die Leiter die Ecken eines gleichseitigen Dreiecks. Sie ergibt gleiche Induktivität jeder Phase, ist betriebstechnisch gut und wird daher häufig benutzt. Die Masten werden allerdings höher als bei der Anordnung nach Fig. 51 a oder b, was indessen bei den Anlagekosten kaum nennenswert ins Gewicht fällt, wenn man berücksichtigt, daß sich die Leiterverdrillungen, die auch bei diesem einfachen Stromkreise erforderlich werden, sobald parallel mit der

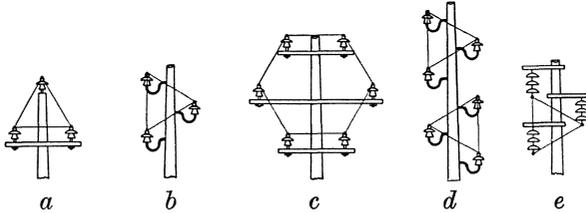


Fig. 50. Symmetrische Leiteranordnungen bei Drehstromfernleitungen.

Hochspannungsleitung Fernsprech- und Telegraphenleitungen in verhältnismäßig geringer Entfernung laufen, bequem und billig herstellen lassen. Das ist bei der Verlegung der Leiter nach Fig. 51 a nicht ohne weiteres möglich. Ferner hat die Anordnung nach Fig. 50 a/c und Fig. 51 b/d den Vorteil, daß bei einem Leiterbruch oder beim plötzlichen Abfallen schwerer Eisbelastung bzw. bei Sturmwirbelbildungen

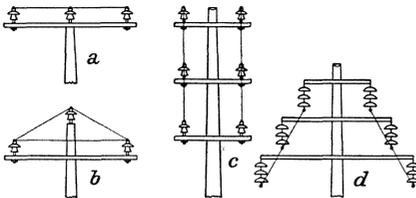


Fig. 51. Unsymmetrische Leiteranordnungen bei Drehstromfernleitungen.

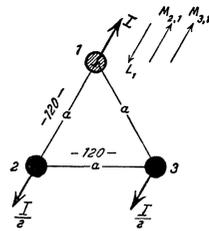


Fig. 52. Symmetrische Leiteranordnung bei Drehstrom.

infolge des Emporschnellens eines Leiters ein Kurzschluß zwischen den Phasen durch den sich mit denselben fangenden oder berührenden Leiter weniger wahrscheinlich ist als bei Fig. 50 b, d, c und 51 a/c. Schließlich erfordert die Montage nach Fig. 51 a stets eine Traverse für die Isolatoren, während z. B. bei Fig. 50 b die Isolatorstützen bei geringeren Spannweiten und Spannungen bis etwa 15 000 Volt unmittelbar in den Mast eingeschraubt werden können (siehe S. 329).

Die Berechnung der Induktivität und des Spannungsabfalles gestaltet sich nun folgendermaßen: Der magnetische Fluß, der mit dem Leiter 1 (Fig. 52) verkettet ist, ergibt sich zu:

$$\Phi_1 = L_1 \cdot i_1 + M_{2,1} \cdot i_2 + M_{3,1} \cdot i_3 .$$

Da dem Drehstromsystem an sich zur Folge stets:

$$\dot{i}_1 + \dot{i}_2 + \dot{i}_3 = 0 \quad \text{oder} \quad \dot{i}_1 = -(\dot{i}_2 + \dot{i}_3),$$

und aus Symmetriegründen für Fig. 52:

$$M_{2,1} = M_{3,1} = M_{2,3} = M$$

sein muß, so folgt:

$$\Phi_1 = (L_1 - M) \cdot \dot{i}_1. \quad (83)$$

Setzt man in die Gl. (83) die Werte für  $L_1$  und  $M$  nach Gl. (68) und (70) ein, so erhält man die Induktivität der Phase 1:

$$\left. \begin{aligned} L_{g_1} &= \frac{1}{10^4} \left[ \left( 4,6 \log \frac{2 \cdot l}{r} - 1,5 \right) - \left( 4,6 \log \frac{2 \cdot l}{a} - 2 \right) \right] \text{H.} \\ &= \frac{1}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a}{r} + 0,5 \right) \text{H/km.} \end{aligned} \right\} \quad (84)$$

Zu dem gleichen Ergebnisse kommt man natürlich, wenn die Pfeilmethode benutzt wird, nur ist hierbei zu berücksichtigen, daß die Gleichung der gegenseitigen Induktion mit dem Faktor 0,5 zu multiplizieren ist. Als Hilfsregel kann man sich etwa merken, daß im Leiter 1 der volle Belastungsstrom zum Stromverbraucher hinfließt, während er je zur Hälfte in den beiden anderen Phasen zum Kraftwerke zurückkehrt. Zur leichteren Nachprüfung der später angegebenen Formeln für die Induktivität einer Phase soll hier die Ermittlung von  $L_1$  nach der Pfeilmethode ausführlich angegeben werden.

Es ist:

$$L_{g_1} = L_1 - (M_{2,1} + M_{3,1}),$$

oder da:

$$L_1 = 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right),$$

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

$$M_{3,1} = 0,5 \cdot 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a} - 1 \right),$$

so folgt durch Umrechnung:

$$L_{g_1} = \frac{1}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a}{r} + 0,5 \right) \text{H/km,}$$

und für Fig. 52 selbstverständlich:

$$L_{g_1} = L_{g_2} = L_{g_3}.$$

Die Reaktanz für jede Phase ist dann:

$$x_1 = 2\pi \cdot \nu \cdot L_{g_1} = 2\pi \cdot \nu \cdot \left( 4,6 \log \frac{a}{r} + 0,5 \right) 10^{-4} \text{ Ohm/km,} \quad (85)$$

der induktive Spannungsverlust:

$$I_1 \cdot x_1 = I \cdot 2\pi \cdot \nu \cdot L_{g_1} = I_1 \cdot \omega \cdot L_{g_1} \text{ Volt/km,} \quad (86)$$

und die Vektorgleichung für den Gesamtspannungsabfall für jede Phase lautet:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_1 &\triangleq I_1 \cdot r_{w,1} + I_1 \cdot \omega \cdot L_1 + I_2 \cdot \omega \cdot M_{2,1} + I_3 \cdot \omega \cdot M_{3,1} \\ &= I_1 \cdot z_1 = I_1 \sqrt{r_{w,1}^2 + (\omega \cdot L_{g1})^2}. \end{aligned} \right\} \quad (87)$$

12. Beispiel. Es sollen auch für die Beispiele beim Dreiphasensystem die gleichen Daten für die Leiteranordnung, die Leiterdurchmesser usw. zugrunde gelegt werden wie beim Einphasensystem, also:

$$r = 0,45 \text{ cm}, \quad I = 10 \text{ Amp. (Phasenstrom)}, \quad \nu = 50.$$

Die Leiterabstände sind in den zugehörigen Abbildungen jedesmal angegeben. Für die einfache Drehstromleitung ergibt sich für jede Phase:

$$\text{die Induktivität: } L_{g1} = \frac{1}{10^4} \left( 4, \log \frac{120}{0,45} + 0,5 \right) = 0,00117 \text{ H/km},$$

$$\text{die Reaktanz: } x_1 = \omega \cdot L_{g1} = 314 \cdot 0,00117 = 0,367 \text{ Ohm},$$

$$\text{der induktive Spannungsverlust: } \varepsilon_1 = I \cdot x_1 = 10 \cdot 0,367 = 3,67 \text{ Volt.}$$

II. Fall. Ein Stromkreis mit nur einem Leiter f. j. Phase. Unsymmetrische Anordnung (Fig. 53). Als unsymmetrische Verlegung der Leiter eines Drehstromsystems bezeichnet man alle die Formen, bei denen ungleiche gegenseitige Leiterabstände vorhanden

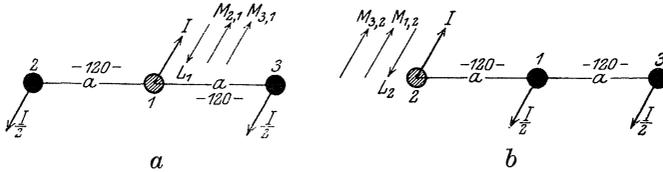


Fig. 53. Dreiphasenleitung (unsymmetrische Leiteranordnung).

sind. Den Grenzfall bildet die Lage der Leiter in einer Ebene entweder über- oder nebeneinander. Sie ergibt, wie die nunmehrige Rechnung zeigen wird, ungleiche Induktivitäten und dadurch ungleiche Spannungsabfälle in den einzelnen Phasen. Aus Fig. 53 folgt nach der Pfeilmethode:

für die mittlere Phase (Fig. 53a):

$$L_{g1} = L_1 - (M_{2,1} + M_{3,1}),$$

oder da:

$$L_1 = 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right); \quad M_{2,1} = 0,5 \cdot 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a} - 1 \right);$$

$$M_{3,1} = 0,5 \cdot 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a} - 1 \right),$$

so wird die Gesamtinduktivität:

$$L_{g1} = \frac{1}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a}{r} + 0,5 \right) \text{ H/km}; \quad (88 a)$$

für die äußeren Phasen (Fig. 53 b):

$$L_2 = L_3 = \frac{1}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a\sqrt{2}}{r} + 0,5 \right) \text{ H/km,} \quad (88b)$$

also größer als für die mittlere Phase.

13. Beispiel: Für den II. Fall berechnet sich:

die Induktivität der Phase 1:  $L_{g_1} = 0,00117 \text{ H/km,}$

die Induktivität der Phase 2 bzw. 3:  $L_{g_2} = L_{g_3} = \frac{1}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{120}{0,45} + 1,19 \right) = 0,00124.$

Um diese Verschiedenheit in den Spannungsabfällen der einzelnen Phasen zu beseitigen, verdreht man die Leiter, d. h. man wechselt die Lage der Leiter zueinander, wie das die Fig. 54 zeigt und zwar

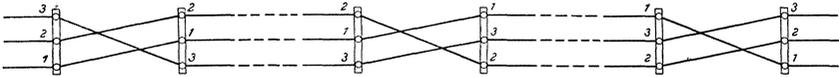
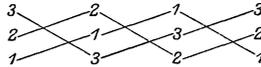


Fig. 54. Einfache Verdrehung einer Drehstromleitung.

derart, daß z. B. auf einem Kilometer Streckenlänge ein vollständiger Wechsel von Ausgangspunkt zu Ausgangspunkt eingetreten ist. Demnach würde also alle 330 m ein Verdrehungspunkt vorhanden und die Lage der Leiter folgende sein:



Die Induktivität jeder Phase ist dann praktisch gleich und ergibt sich für diese Verlegungsart zu:

$$L_{g_1} = L_{g_2} = L_{g_3} = \frac{1}{10^4} \left[ 4,6 \left( \frac{2}{3} \log \frac{a}{r} + \frac{1}{3} \log \frac{2a}{r} \right) + 0,5 \right] \text{ H/km.} \quad (89)$$

14. Beispiel. Durch die Verdrehung sinkt die im 13. Beispiele berechnete Induktivität für jede Phase auf:

$$L_{g_1} = \frac{1}{10^4} \left[ 4,6 \left( \frac{2}{3} \log \frac{120}{0,45} + \frac{1}{3} \log \frac{240}{0,45} \right) + 0,5 \right] = 0,00116 \text{ H/km.}$$

III. Fall. Dreiphasenlinie mit zwei Leitern in Parallelschaltung f. j. Phase. Hier handelt es sich also um die Anordnung von insgesamt 6 Leitern, von denen je zwei für eine Phase bestimmt sind. Es leuchtet ohne weiteres ein, daß die Form für die Leiterverlegung eine große Zahl von Abweichungen aufweisen kann, die mehr oder weniger günstig in bezug auf die Induktivität oder in betriebstechnischer Hinsicht sein werden. Die Berechnung der Induktivität für jede Phase ist auch für diese Fälle ohne jede Schwierigkeit möglich.

Die nun folgenden Betrachtungen setzen voraus, daß der Betrieb synchron ist, wiederum die Phasen gleichmäßig belastet sind, die beiden Leiter jeder Phase den gleichen Querschnitt und die gleiche Leitfähigkeit besitzen. Bezeichnet werden die einzelnen Phasen mit 1, 1' - 2, 2' - 3, 3'.

*Sechseckanordnung:* Die Stromkreise sind ineinander geschachtelt (Fig. 55). Für diese Form ist die Induktivität jeder Phase<sup>1)</sup>:

$$L_{1,1'} = \frac{1}{10^4} \left( 2,3 \log \frac{a_1 \cdot a_2}{r \cdot a_3} + 0,25 \right) \text{H/km.} \quad (90)$$

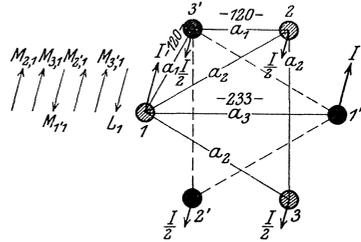


Fig. 55. Dreiphasenleitung mit 6 Leitern (gemischte Anordnung).

15. Beispiel. Unter der Voraussetzung gleicher Leiterabstände wie beim Einphasensystem wird hier:

$$L_{g_{1,1'}} = \frac{1}{10^4} \left( 2,3 \log \frac{120 \cdot 200}{0,45 \cdot 233} + 0,25 \right) = 0,00057 \text{H/km.}$$

In elektrischer Beziehung ist diese Anordnung günstig, da sie in jedem Falle also auch dann, wenn nur je 1 Leiter für jede Phase im Betriebe ist, infolge der Symmetrie gleiche Spannungsabfälle in allen Phasen ergibt. Die Verdrillung ist bei dieser Lage der

<sup>1)</sup> Die Gl. (90) wird nach der Pfeilmethode folgendermaßen gefunden:  
Es ist:

$$\begin{aligned} L_1 &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{r} - 0,75 \right), \\ - M_{2,1} &= 0,5 \cdot 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a_2} - 1 \right), \\ - M_{3,1} &= 0,5 \cdot 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a_2} - 1 \right), \\ + M_{1,1'} &= 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a_3} - 1 \right), \\ - M_{2',1} &= 0,5 \cdot 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a_1} - 1 \right), \\ - M_{3',1} &= 0,5 \cdot 2l \left( \ln \frac{2 \cdot l}{a_1} - 1 \right), \end{aligned}$$

oder ausgerechnet:

$$L_{g_1} = 2l \left( \ln \frac{a_1}{r} + \ln \frac{a_2}{a_3} + 0,25 \right),$$

und da aus Symmetriegründen  $L_{1'} = L_1$ , ferner  $L_1$  und  $L_{1'}$  parallel geschaltet sind, so folgt:

$$L_{g_{1,1'}} = \frac{L_{g_1}}{2} = l \left( \ln \frac{a_1 \cdot a_2}{r \cdot a_3} + 0,25 \right) = \frac{1}{10^4} \left( 2,3 \log \frac{a_1 \cdot a_2}{r \cdot a_3} + 0,25 \right) \text{H/km}$$

wenn in Gl. (86) der Gesamtstrom  $I_1$ , der sich aus der zu übertragenden Leistung ergibt, eingesetzt wird. Wird  $L_{g_1}$  statt  $\frac{L_{g_1}}{2}$  gesetzt, so muß mit  $\frac{I_1}{2}$  gerechnet werden.

Leiter also nicht erforderlich, sofern Schwachstromleitungen nicht parallel laufen (s. S. 116). Die Montage der Linie wird einfacher und

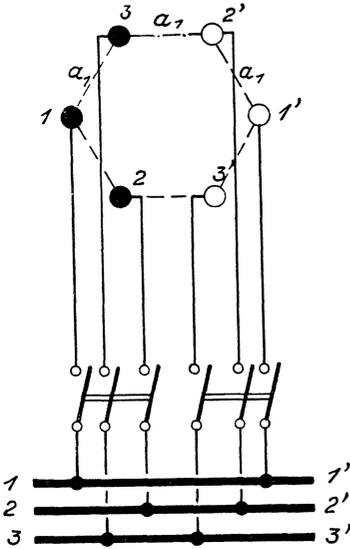


Fig. 56. Betriebschaltung einer Dreiphasenleitung mit 6 Leitern zur Vermeidung der Verdrillung.

durch den Fortfall besonderer Mastkonstruktionen für Verdrillungspunkte billiger. Die Phasenfolge der Leiter muß der in Fig. 55 angegebenen entsprechen. Wird der Sammelschienenanschluß nach Fig. 56 vorgenommen, so sind auch vom betriebstechnischen Standpunkte aus keine Bedenken zu erheben, was aus der Fig. 56<sup>1)</sup> klar hervorgeht, denn treten Störungen an einem Stromkreise auf, so ist der zweite nur mit der sich dann von selbst ergebenden Verschiebung der Leiterlage zu den Sammelschienen als vollständiger Stromkreis im Betriebe. Es tritt Unsymmetrie ein, was allerdings nur dann von Bedeutung ist, wenn Dauerbetrieb in Frage kommt. Es gilt für letzteren Fall:

für den mittleren Leiter 1 (bzw. 1')

$$L_{q1} = \frac{1}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a_1}{r} + 0,5 \right) \text{ H/km,}$$

für die beiden äußeren Leiter 2 und 3 (bzw. 2' und 3')

$$L_{q2} = L_{q3} = \frac{1}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a_1 \sqrt{2}}{r^2} + 0,5 \right) \text{ H/km.}$$

Wird nach Fig. 57 geschaltet, so treten Unsymmetrien und dadurch ungleiche Spannungsabfälle in den einzelnen Phasen auch dann auf, wenn beide Leitungen im Betriebe sind und von den gleichen Strömen durchflossen werden. Die Ermittlung der Induktivität kann nach den Angaben auf S. 79 (in der Fußnote) ohne Schwierigkeit vorgenommen werden. Da diese Form elektrisch ungünstig ist und betriebstechnisch gegenüber Fig. 55 keine Vorteile bietet, soll nicht weiter auf dieselbe eingegangen werden.

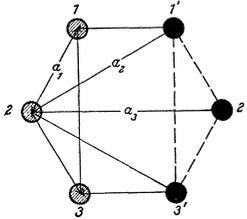


Fig. 57. Dreiphasenleitung mit 6 Leitern (zusammengefaßte Stromkreise).

*Dreieckanordnung.* Verlegt man die Drähte nach Fig. 58, so weisen auch hier die Werte der Induktivität für jeden Leiter einer Phase

Verschiedenheiten auf, die ungleiche Phasenspannungen ergeben. Elektrisch ist also die Anordnung nicht vorteilhaft; das gleiche gilt in betriebstechnischer Hinsicht.

<sup>1)</sup> D. R. P. angemeldet.

Werden in Fig. 59 die Leiter einer Phase zu einer Gruppe zusammengelegt, und der Abstand  $a$  zwischen den beiden Leitern sehr gering gewählt, so daß er vernachlässigt werden kann, wofür in Fig. 274 ein Ausführungsbeispiel gegeben ist, so kann man, ohne einen Fehler von Bedeutung zu begehen, die Fig. 59 auf die Fig. 52 zurückführen, und die Induktivität jeder Phase für beide parallelgeschaltete Leiter zusammen ist dann mit hinreichender Genauigkeit:

$$L_{\eta 1,1'} = \frac{1}{10^4} \left( 2,3 \log \frac{a}{r} + 0,25 \right) \text{ H/km,}$$

worin für  $a$  ein mittlerer Abstand und für  $r$  ebenfalls ein mittlerer Radius beider Leiter zusammen einzusetzen ist.

Es sind nun neben diesen Verlegungsformen naturgemäß noch eine ganze Anzahl anderer Anordnungen möglich, die aber sämtlich unsymmetrisch sind und daher elektrisch keine Vorteile aufweisen. Betriebstechnisch wird dagegen die Anordnung nach Fig. 51d neuerdings vielfach gewählt, worauf auf S. 343 noch besonders eingegangen werden

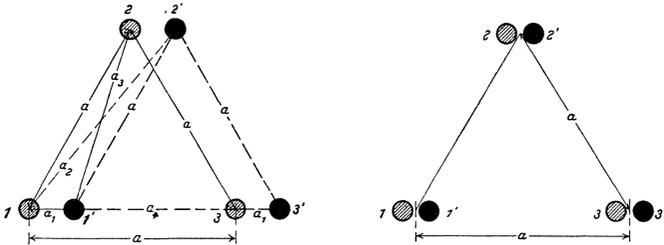


Fig. 58 und 59. Dreiphasenleitung mit 6 Leitern (Dreieckanordnung).

wird. Es würde zu weit führen, sie hier zu behandeln, zumal einige andere Beispiele nunmehr noch zur Erörterung kommen, bei denen es sich um zwei getrennte Leitungen, also zwei verschiedene Stromkreise handelt. Nach der Pfeilmethode bietet aber die Berechnung der Induktivität auch für jede andere Figur keine Schwierigkeiten.

Die Unterteilung der Leiter für jede Phase eines Stromkreises wird besonders in elektrochemischen Anlagen z. B. bei den Anschlußleitungen der Ofentransformatoren für Karbidgewinnung notwendig. Es handelt sich dabei um einzelne Stromstärken bis zu 50 000 Amp. in jedem Leiter. Die Entfernung ist zumeist sehr gering. Trotzdem ist hierfür die Berechnung der Induktivität und daraus der Stromerwärmung der Leiter notwendig. Es wird sich immer zeigen, daß die Vermischung der Phasen nach Fig. 55 und einer entsprechenden Erweiterung derselben besondere Vorteile bietet und gestattet, den geringsten Wert für die Induktivität zu finden. Ungleiche Spannungsabfälle und daraus sich ergebende ungleiche Leiterbelastungen können vermieden werden. Gegebenenfalls muß z. B. bei Kabelanlagen die Verdrillung angewendet werden. Die Leistungsfaktor- und Wirkungsgradverbesserung

rung, letztere sich aus dem erhöhten Ausnutzungsfaktor der Leiter ergebend, kann recht bedeutend ausfallen.

Zwei verschiedene Stromkreise an einem Mast bzw. die gegenseitige Induktion einer Drehstromlinie auf eine zweite (Fig. 60). Zunächst ist für diesen Fall zu unterscheiden, ob es sich um synchronen Betrieb also um zwei Stromkreise handelt, die von denselben Sammelschienen gespeist werden, oder asynchronen Betrieb, d. h. daß die Stromkreise an verschiedene, nicht parallel arbeitende Generatoren unter Umständen auch abweichender Frequenz angeschlossen sind und von Strömen unterschiedlicher Stärke durchflossen werden. Ist besonders

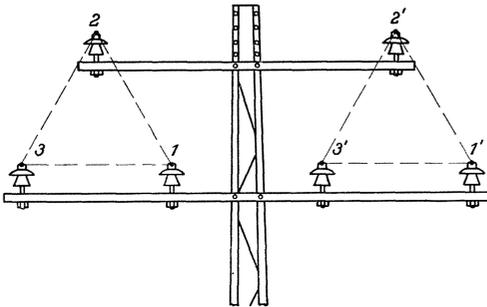


Fig. 60. Dreiphasenleitungen (zwei verschiedene Stromkreise).

die Verschiedenheit in den zu übertragenden Leistungen vorhanden, so gestaltet sich die Berechnung der Induktivität jeder Phase einer Drehstromlinie außerordentlich umständlich, und es lohnt für den projektierenden Ingenieur auch hier nicht der Mühe, die rechnerische oder auch die vektorielle Ermittlung der Gesamtinduktivität jeder Phase durchzuführen. Herzog und Feldmann haben festgestellt, daß die Unsymmetrien, also die ungleichen Spannungsabfälle in den einzelnen Phasen dadurch zum größten Teile — praktisch so gut wie vollkommen — beseitigt werden können, daß man beide Leitungen wiederum verdrillt und zwar, wie in Fig. 61 dargestellt, den einen Stromkreis einmal, den zweiten dreimal auf der gleichen Streckenlänge. Hierdurch wird die magnetische Wirkung des einen Stromkreises auf den zweiten fast vollkommen aufgehoben. Für die Berechnung der Induktivität jedes Stromkreises kommen dann die Gl. (84) bis (87)

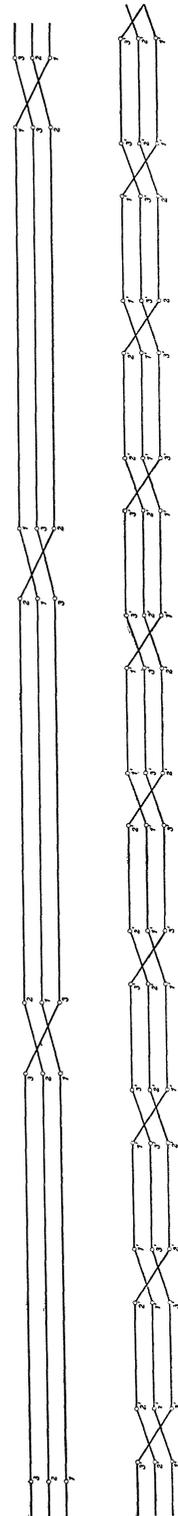


Fig. 61. Verdrillung bei zwei parallelen Drehstromlinien.

in Frage. Diese Ausführung ist aber teuer sowohl in der Beschaffung der Masten und Gestänge, als auch in der Montage und daher selten anzutreffen. Bei der Leiteranordnung nach Fig. 62, die heute namentlich bei Spannungen über 100 000 Volt, wenn also Hängeisolatoren verwendet werden, gewählt wird, ist neben der Anordnung nach Fig. 51d die Verdrillung nach Fig. 61 oft praktisch besonders schwer durchführbar, und man unterläßt daher bei synchronem Betriebe die Verdrillung. Bei asynchronem Betriebe dagegen muß, um unzulässige Spannungssteigerung infolge elektrostatischer Induktion zu verhüten, die Verdrillung ausgeführt werden.

Wenn nur eine Leitung verdrillt wird, die andere dagegen unverdrillt bleibt, so übt die verdrillte Leitung auf die letztere keinen Einfluß aus, wohl aber ist das umgekehrt der Fall, und infolgedessen sind die Spannungswerte des einen Stromkreises gegen diejenigen des anderen unterschiedlich. Man erreicht durch diese nur teilweise Verdrillung der parallelen Linien elektrisch nichts besonderes, und aus diesem Grunde sieht man in der Regel davon ab, die höheren Montagekosten aufzuwenden.

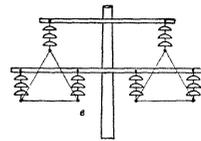


Fig. 62. Dreiphasen-Doppelleitung.

Die bisherigen Erörterungen gaben darüber Aufschluß, welche Spannungsveränderung längs einer Wechselstrom-Oberleitung durch ohmschen Widerstand und infolge der Selbst- und gegenseitigen Induktion hervorgerufen wird. Hiermit sind aber noch keineswegs alle Erscheinungen bei Wechselstrom-Fernleitungen berücksichtigt, die für die Verluste von Bedeutung sind, denn die Gl. (63) sagt, daß auch der die Leitung durchfließende Strom noch Veränderungen unterworfen ist. Diese sind bedingt durch die Kapazität, die sog. Ableitung und die Strahlungsverluste, die nunmehr in gleicher Weise wie der ohmsche Verlust und die Induktivität behandelt 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:

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

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 Oberleitungsverlegung zu ermitteln. Da aber mit der wachsenden Ausdehnung der Hochspannungsleitungsnetze und der gesteigerten 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 beim Einphasensystem, die drei Leiter bei Drehstrom usw.), so ist ein solches System 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 Freileitung (auf Kabel wird erst im Abschnitte 15 eingegangen), 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 Freileitungstrecke geben will, so ist zu empfehlen, die Ermittlung von  $C$  auf diese genauere Weise vorzunehmen und nicht, wie es häufig anzutreffen ist, den Einfluß der Erde unberücksichtigt zu lassen.

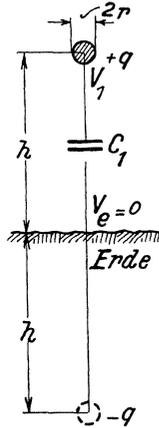


Fig. 63. Kapazitätsverhältnis eines Leiters.

Für die Berechnung soll zunächst von einem Leiter ausgegangen werden, dem andere Leiter nicht benachbart sind. Der Leiter soll die Ladung  $+q$ , den Halbmesser  $r$  (cm) und den Abstand  $h$  (cm) vom Erdboden besitzen (Fig. 63).

Nach Steinmetz ist der Verlauf der von dem Oberleiter 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 Oberleiters für diesen Fall<sup>1)</sup>:

$$V_{11} = 2q \ln \frac{2h}{r} \quad (91)$$

Da das Potential der Erde  $V_e = 0$  zu setzen ist, ist die Potentialdifferenz, durch welche die Spannung des Leiters gegen Erde gemessen wird:

$$V_{11} - V_e = E_0 = 2q \ln \frac{2h}{r}$$

<sup>1)</sup> Näheres siehe Gallileo Ferraris: Die wissenschaftlichen Grundlagen der Elektrotechnik.

und daraus die Kapazität:

$$C_b = \frac{q}{V_{11} - V_e} = \frac{q}{E_0} = \frac{1}{2q \ln \frac{2h}{r}}, \quad (92a)$$

oder auf den Briggschen Logarithmus und in Mikrofarad (Mf/km) umgerechnet:

$$C_b = \frac{1}{9 \cdot 2 \cdot 2,3 \log \frac{2h}{r}} = \frac{0,00483}{2 \log \frac{2h}{r}} \text{ Mf/km.} \quad (92b)$$

Befindet sich neben dem betrachteten noch ein zweiter Leiter, so hat man, wie bereits gesagt, auch die Wirkung des letzteren und seines Spiegelbildes unter der Erdoberfläche — wenn genauer der Einfluß der Erde mit berücksichtigt wird — auf den ersteren mit in Rechnung zu ziehen. In ähnlicher Weise, wie das bei der Berechnung der Induktivität geschehen ist, ist nun 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 die Kapazitätswerte auch verwickelter Leiteranordnungen und der Schutzwert von Erdungsseilen 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 auf allen Leitern vorausgesetzt werden, ohne daß dadurch die Rechnungen für die Praxis an Genauigkeit wesentlich einbüßen.

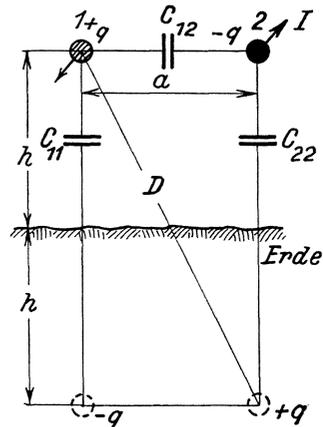


Fig. 64. Kapazitätsverhältnis einer Einphasenleitung.

Das gegenseitige Potential  $V_{12}$  zwischen zwei Leitern 1 und 2 — immer unter Berücksichtigung des Einflusses der Erde — ist nun (Fig. 64):

$$V_{12} = 2q \ln \frac{D}{a}, \quad (93)$$

während das Eigenpotential ausgedrückt wird durch Gl. (91).

Bemerkt man hier der Bequemlichkeit wegen bei jedem Leiter und seinem Spiegelbilde das Plus- oder Minuszeichen für die Art der Ladung  $q$ , so gestaltet sich die Berechnung 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 eines Systems parallel geschalteter 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 des Systems.

Ist  $C_b$  ermittelt, so ist die sog. Kapazitätssuszeptanz f. d. km:

$$b = 2\pi \cdot \nu \cdot C_b \cdot 10^{-6} = \omega \cdot C_b \cdot 10^{-6} \text{ Mho.} \quad (94)$$

und der Ladestrom der Leitung:

$$I_c = b \cdot E_0 = 2\pi \cdot \nu \cdot C_b \cdot E_0 \cdot 10^{-6} \text{ Amp/km.} \quad (95)$$

Nach diesen allgemeinen Erörterungen soll nunmehr dazu übergegangen werden, die Werte von  $C_b$  für bestimmte Stromsysteme und Leiteranordnungen zu berechnen und dann die Wirkungen der Kapazität bei Änderung des Betriebszustandes der Leitung festzustellen.

a) Das Einphasensystem. Die Einphasenleitung mit je einem Leiter für Hin- und Rückleitung (Fig. 65).

Für diesen einfachsten Fall ist:

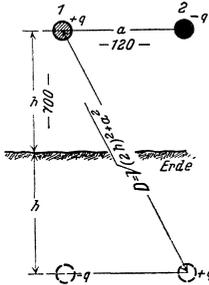


Fig. 65. Beispiel für die Kapazitätsberechnung einer Einphasenleitung.

$$V_{11} = 2q_1 \cdot \ln \frac{2h}{r};$$

$$V_{22} = 2q_2 \cdot \ln \frac{2h}{r};$$

$$V_{12} = 2q_2 \cdot \ln \frac{D}{a};$$

$$V_{21} = 2q_1 \cdot \ln \frac{D}{a}.$$

Da  $q_1 = q_2$  sein soll, ist das Gesamtpotential des Leiters 1:

$$V_1 = V_{11} - V_{21}, \quad (96)$$

das des Leiters 2:

$$V_2 = V_{22} - V_{12} \quad (97)$$

und die Kapazität des Leiters 1:

$$C_1 = \frac{0,0483}{2 \left( \log \frac{2h}{r} - \log \frac{D}{a} \right)}. \quad (98)$$

Die Kapazität des Leiters 2 ist gleich groß, und da beide Kondensatoren hintereinander geschaltet sind, so ist die Betriebskapazität der Einphasenlinie:

$$C_b = \frac{C_1 \cdot C_2}{C_1 + C_2} = \frac{C_1}{2} = \frac{0,0483}{4 \left( \log \frac{2h}{r} - \log \frac{D}{a} \right)}. \quad (99)$$

In den folgenden Gleichungen für Mehrleitersysteme werden die einzelnen Entfernungen 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. (99) angegeben und nicht » $D = \sqrt{(2h)^2 + a^2}$ «. Die Gleichungen erhalten in der 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.

16. Beispiel. Für Fig. 65 ist:

$$V_{11} = V_{22} = 4,6 \cdot q \cdot \log \cdot \frac{2h}{r} = 4,6 \cdot q \cdot \log \frac{1400}{0,45} = 16,1 \cdot q,$$

$$V_{21} = V_{12} = 4,6 \cdot q \cdot \log \frac{D}{a} = 4,6 \cdot q \cdot \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} = 4,93 \cdot q,$$

also:

$$V_1 = V_2 = 11,17 \cdot q,$$

und:

$$C_1 = C_2 = \frac{q}{9 \cdot q \cdot 11,17} = \frac{1}{9 \cdot 11,17} = 0,00995 \text{ Mf/km.}$$

Die Betriebskapazität der ganzen Linie ist somit:

$$C_b = \frac{C_1 \cdot C_2}{C_1 + C_2} = \frac{1}{2} C_1 = 0,004975 \text{ Mf/km.}$$

Ferner ist die Kapazitätssuszeptanz:

$$b = 2\pi \cdot \nu \cdot C_b \cdot 10^{-6} = 2\pi \cdot 50 \cdot 0,004975 \cdot 10^{-6} = 1,26 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km,}$$

und der Ladestrom:

$$J_C = b \cdot E = 1,26 \cdot 10^{-6} \cdot 40\,000 = 0,0504 \text{ Amp/km.}$$

Aus diesem Beispiel geht hervor, daß die Kapazität der Leitung schon bei verhältnismäßig geringen Übertragungsentfernungen, aber hohen Spannungen eine nennenswerte Rolle spielt.

Einphasenlinie bestehend aus mehreren parallelgeschalteten Leitern für jede Phase.

I. Fall. Vier Leiter bilden die Ecken eines Rechteckes; die Leiter gleicher Polarität liegen in der Diagonale (entsprechend der Fig. 66). Es ist:

$$\begin{aligned} V_{11} &= + 2q \cdot \ln \frac{2h_1}{r}, & V_{1'1'} &= + 2q \cdot \ln \frac{2h_2}{r}, \\ V_{11'} &= + 2q \cdot \ln \frac{D_1}{a_2}, & V_{1'1} &= + 2q \cdot \ln \frac{D_1}{a_2}, \\ V_{21} &= - 2q \cdot \ln \frac{D_2}{a_3}, & V_{21'} &= - 2q \cdot \ln \frac{h_1 + h_2}{a_1}, \\ V_{2'1} &= - 2q \cdot \ln \frac{h_1 + h_2}{a_1}, & V_{2'1'} &= - 2q \cdot \ln \frac{D_2}{a_3}. \end{aligned}$$



Die Kapazität der Leitung ist dann:

$$C_b = \frac{1}{2} C_{1\ 1'} = \frac{1}{2} C_{2\ 2'} = 0,01028 \text{ Mf/km}$$

und der Ladestrom:

$$J_c = 0,129 \text{ Amp/km.}$$

Da die Ermittlung von  $C$  für den I. Fall ausführlich behandelt worden ist, erübrigt es sich, noch die Gleichungen für die anderen in der Tab. VIII zusammengestellten Fälle abzuleiten, weil deren Aufstellung keine Schwierigkeiten mehr bietet, und sich auch durch Umrechnungen keine Vereinfachungen in den Schlußgleichungen ergeben. Es sollen daher die verschiedenen Leiteranordnungen unmittelbar durch die Beispiele untersucht werden.

II. Fall. 18. Beispiel. Die vier Leiter bilden die Ecken eines Quadrates, sonst wie Fall I. Bei dieser Anordnung ergibt sich, da  $a_3 = a_1$  und  $a_2 = a_1 \sqrt{2}$ :

$$V_1 = V_2 = 4,6 \cdot q \left[ \left( \log \frac{1640}{0,45} + \log \frac{\sqrt{1520^2 + 120^2}}{171} \right) - \left( \log \frac{\sqrt{1640^2 + 120^2}}{120} + \log \frac{1520}{120} \right) \right] = 10,47,$$

$$C_1 = C_2 = \frac{1}{9 \cdot 10,47} = 0,0106 \text{ Mf/km,}$$

$$V_{1'} = V_{2'} = 4,6 \cdot q \left[ \left( \log \frac{1400}{0,45} + \log \frac{\sqrt{1520^2 + 120^2}}{171} \right) - \left( \log \frac{1520}{120} + \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} \right) \right] = 10,47,$$

$$C_{1'} = C_{2'} = \frac{1}{9 \cdot 10,49} = 0,0106 \text{ Mf/km.}$$

Demnach ist die Betriebskapazität der gesamten Leitung:

$$C_b = 0,0106 \text{ Mf/km.}$$

Hieraus ersieht man, daß mit abnehmendem Leiterabstande die Kapazität steigt, und zwar hat das seinen Grund darin, daß die elektrostatische Wirkung der entgegengesetzt gerichteten Ströme zunimmt.

III. Fall. 19. Beispiel. Die vier Leiter bilden die Ecken eines Rechteckes; die Leiter gleicher Polarität liegen beieinander (nach Fall 4, Tab. VIII).

Unter Beibehaltung der Leiterabstände voneinander und von Erde nach Fig. 66 wird:

$$V_1 = V_2 = 4,6 \cdot q \left[ \left( \log \frac{1800}{0,45} + \log \frac{1600}{200} \right) - \left( \log \frac{\sqrt{1800^2 + 120^2}}{120} + \log \frac{\sqrt{1600^2 + 120^2}}{233} \right) \right] = 11,46,$$

$$C_1 = C_2 = \frac{1}{9 \cdot 11,46} = 0,0097 \text{ Mf/km,}$$

$$V_{1'} = V_{2'} = 4,6 \cdot q \left[ \left( \log \frac{1400}{0,45} + \log \frac{1600}{200} \right) - \left( \log \frac{\sqrt{1600^2 + 120^2}}{233} + \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} \right) \right] = 11,90,$$

$$C_{1'} = C_{2'} = \frac{1}{9 \cdot 11,90} = 0,00935 \text{ Mf/km.}$$

Daraus ergibt sich:

$$C_{1\ 1'} = C_{2\ 2'} = C_1 + C_{1'} = 0,01905 \text{ Mf/km,}$$

und die Betriebskapazität der gesamten Leitung:

$$C_b = 0,009525 \text{ Mf/km.}$$

Vergleicht man dieses Ergebnis mit demjenigen für den I. Fall, so erkennt man, daß die Kapazität kleiner geworden ist. Die Vereinigung der Leiter gleicher Polarität auf einer Mastseite, also zu Gruppen, ist demnach für die 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. 72), und in letzter Linie geben die Rücksichten auf eine gute Betriebsführung und besonders auf leichte Instandsetzungsmöglichkeit den Ausschlag.

Nach diesen Erörterungen erscheint es überflüssig, noch auf die Fälle 5÷9 der Tab. VIII näher einzugehen. Mit einer weitergehenden Unterteilung des Leiterquerschnittes für jede Phase steigt der Wert der Kapazität recht erheblich, wie ebenfalls aus einem Vergleiche der Ergebnisse für die verschiedenen durchgerechneten Fälle gegenüber der einfachen Einphasenleitung zu erkennen ist.

β) Das Dreiphasensystem. Die Dreiphasenlinie mit nur einem Leiter für jede Phase. Symmetrische Anordnung (Fig. 67). Mit Benutzung der bisherigen vereinfachten Ermittlungsform soll zunächst auch das Dreiphasensystem untersucht werden. Später folgt die streng mathematisch richtige Lösung. Es sei  $q_1 = q_2 = q_3$ , also der Strom in jeder Phase gleich. Daß die Kapazität der Leiter 1 und 3 unter Berücksichtigung des Einflusses der Erde von derjenigen des Leiters 2 verschieden sein wird, ist unschwer zu sehen, denn

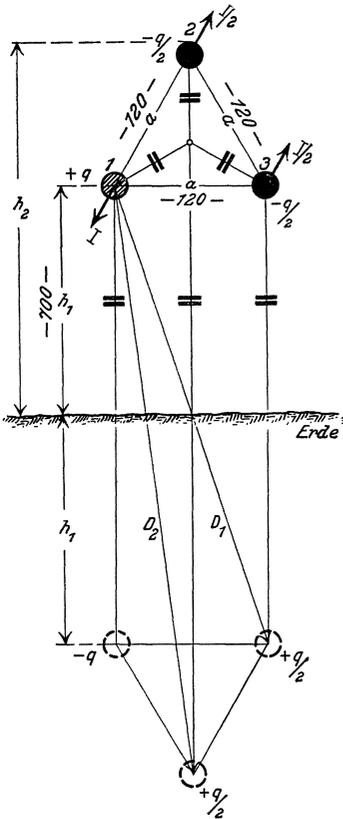


Fig. 67. Kapazitätsverhältnisse einer Drehstromleitung (symmetrische Leiteranordnung).

für 1 und 3 kommt der Abstand  $h_1$ , dagegen für 2 der Abstand  $h_2 = h_1 + 0,87 \cdot a$  in Frage. Man kann aber, ohne einen belangreichen Fehler zu begehen,  $h_2 \cong h_1$  setzen, und rechnet so mit gleichen Kapazitätswerten für alle Phasen. In ähnlicher Weise wie für das Einphasensystem und in Anlehnung an das auf S. 76 Gesagte haben nun das Eigen- und das gegenseitige Potential für Fig. 67 die Werte, wenn man wiederum annimmt, daß der Strom in Phase 1 zum Stromverbraucher hin- und je zur Hälfte in den Phasen 2 und 3

zurückfließt, also für Phase 1 die Ladung  $q$ , für Phase 2 und 3 die Ladung  $0,5 q$  einführt:

$$V_{11} = + 2 \cdot 2,3 \cdot q \cdot \log \frac{2h_1}{r},$$

$$V_{21} = - 0,5 \cdot 2 \cdot 2,3 \cdot q \cdot \log \frac{D_1}{a},$$

$$V_{31} = - 0,5 \cdot 2 \cdot 2,3 \cdot q \cdot \log \frac{D_1}{a},$$

und daraus das Gesamtpotential der Phase 1:

$$V_1 = V_{11} - (V_{21} + V_{31}) = 4,6 \cdot q \left( \log \frac{2h_1}{r} - \log \frac{D_1}{a} \right). \quad (101)$$

Demnach ist die Kapazität der Phase 1:

$$C_1 = \frac{1}{9 \cdot V_1} = \frac{0,0483}{2 \left( \log \frac{2h_1}{r} \cdot \frac{a}{D_1} \right)} \text{ Mf/km.} \quad (102a)$$

Führt man statt  $h_1$  nunmehr  $h_2$  ein, so geht die Gl. (102a) über in:

$$C_1 = \frac{0,0483}{2 \log \frac{2h_2 \cdot a}{r \cdot \sqrt{D_2^2 + a^2}}}. \quad (102b)$$

Weichen die Werte für  $2h_2$  und  $D_2$  nicht wesentlich von einander ab, was zumeist der Fall ist, so kann man  $\frac{2h_2}{D_2} = 1$  setzen und erhält dann:

$$C_{b_1} = \frac{0,0483}{2 \log \frac{a}{r}} \text{ Mf/km.} \quad (102c)$$

Auf die gleiche Weise ergibt sich die Kapazität für den Leiter 2 bzw. 3:

$$C_{b_2} = C_{b_3} = \frac{0,0483}{2 \left( \log \frac{2h \cdot a}{r \cdot D_2} \right)}. \quad (103)$$

Vergleicht man die Gl. (103) mit der Gl. (99), so sieht man, daß die Kapazität einer Dreiphasenleitung für jede Phase rund zweimal größer ist als die Kapazität eines Einphasenstromkreises unter der Voraussetzung, daß in beiden Fällen die Leiter gleichen Abstand von der Erde haben:

Für die Ermittlung des Ladestromes für jede Phase ist nun weiter: die Kapazitätssuszeptanz:

$$\left. \begin{aligned} b &= 2 \cdot \pi \cdot \nu \cdot C_b \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km} \\ &= 2 \cdot \pi \cdot \nu \cdot \frac{0,0483}{2 \log \left( \frac{2h}{r} \cdot \frac{a}{D_2} \right)} 10^{-6} \end{aligned} \right\} \quad (104)$$

und der Ladestrom:

$$I_C = b \cdot E_0 \quad (E_0 = \text{Phasenspannung}). \quad (105)$$

20. Beispiel. Beträgt der gegenseitige Phasenabstand  $a = 120$  cm, der Abstand der Leiter 1 und 3 von der Erde 700 cm, und ist:

$$E_p = E_0 = \frac{E}{\sqrt{3}} = \frac{40\,000}{1,73} = 23\,000 \text{ Volt},$$

so ist genauer berechnet:

$$V_1 = 2q \cdot 2,3 \log \frac{1400}{0,45} - q \cdot 2,3 \log \frac{\sqrt{(1400 + 0,87 \cdot 120)^2 + 60^2}}{120} - q \cdot 2,3 \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} = 11,1 \cdot q;$$

ferner:

die Kapazität:  $C_b = \frac{1}{9 \cdot 11,1} = 0,01 \text{ Mf/km},$

die Kapazitätssuszeptanz:  $b_1 = 314 \cdot 0,01 \cdot 10^{-6} = 3,14 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km},$

der Ladestrom:  $J_C = 314 \cdot 23\,000 \cdot 10^{-6} = 0,0725 \text{ Amp/km}.$

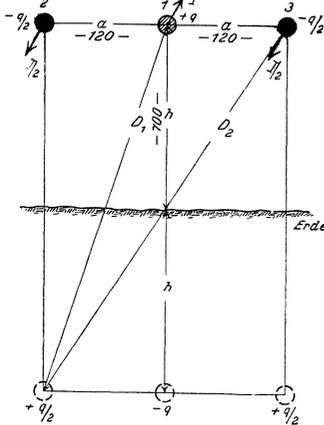
Setzt man nun  $h_2 = h_1$ , so wird:

$$V_1 = 2q \cdot 2,3 \log \frac{1400}{0,45} - q \cdot 2,3 \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} - q \cdot 2,3 \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} = 11,17 \cdot q;$$

ferner:  $C_b = 0,00995 \text{ Mf/km}.$

Man macht demnach keinen belangreichen Fehler, wenn man  $h_2 = h_1$  annimmt.

Ein Stromkreis mit nur einem Leiter für jede Phase. Unsymmetrische Anordnung (Fig. 68). Bei einem derartigen



Systeme sind die Ladungen  $q$  der einzelnen Leiter nicht mehr einander gleich, was ohne weiteres aus der Unsymmetrie erklärlich ist. In solchen Fällen, die z. B. auch vorliegen, wenn mehrere Leiter für jede Phase vorhanden sind, ist die Berechnung von  $C_b$  strenggenommen recht umständlich und wird bei verwickelteren Leiteranordnungen unter Umständen undurchführbar. Wenn man indessen trotz der an sich vorhandenen ungleichen Spannungen und der dadurch bedingten Ströme in jeder Phase annimmt, daß  $q_1 = q_2 = q_3$  ist, so folgt aus der Fig. 68 für die mittlere Phase:

Fig. 68. Kapazitätsverhältnisse einer Drehstromleitung (unsymmetrische Leiteranordnung).

$$C_{b_1} = \frac{0,0483}{2 \left( \log \frac{2h}{r} \cdot \frac{a}{D_1} \right)} \text{ Mf/km},$$

für jede äußere Phase:

$$V_{22} = V_{33} = + 2 \cdot q \cdot 2,3 \log \frac{2h}{r},$$

$$V_{12} = V_{13} = - 0,5 \cdot 2 \cdot q \cdot 2,3 \log \frac{D_1}{a},$$

$$V_{32} = V_{23} = - 0,5 \cdot 2 \cdot q \cdot 2,3 \log \frac{D_2}{2a}.$$

Daraus ergibt sich:

$$V_2 = V_3 = q \left( 4,6 \log \frac{2h}{r} - 2,3 \log \frac{D_1 \cdot D_2}{2a^2} \right),$$

und somit:

$$\begin{aligned} C_{b_2} = C_{b_3} &= \frac{1}{9 \left( 4,6 \log \frac{2h}{r} - 2,3 \log \frac{D_1 \cdot D_2}{2a^2} \right)} \text{Mf/km} \\ &= \frac{0,0483}{2 \log \frac{2h}{r} - \log \frac{D_1 \cdot D_2}{2a^2}} \text{Mf/km}. \end{aligned} \quad (106)$$

21. Beispiel. Für die unsymmetrische Anordnung der Leiter werden die Kapazitäten der Phasen voneinander abweichen.

Für die mittlere Phase 1 ist:

$$C_{b_1} = 0,01 \text{ Mf/km},$$

für Phase 2 bzw. 3 wird dagegen:

$$C_{b_2} = C_{b_3} = \frac{0,0483}{2,3 \log \frac{1400}{0,45} - \log \frac{\sqrt{1400^2 + 120^2}}{120} \cdot \frac{\sqrt{1400^2 + 240^2}}{240}} = 0,00803 \text{ Mf/km},$$

$$b_2 = b_3 = 314 \cdot 0,00803 \cdot 10^{-6} = 2,53 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km},$$

und

$$I_c = 2,53 \cdot 23\,000 \cdot 10^{-6} = 0,0585 \text{ Amp/km}.$$

Um sowohl bei der symmetrischen als auch bei der unsymmetrischen Leiteranordnung gleichen Kapazitätswert für jede Phase zu erhalten, ist die Leitung wiederum zu verdrillen und zwar in gleicher Weise wie für die Induktivität in Fig. 54 gezeichnet. Diese Verdrillung wird bei Spannungen über 30 000 Volt zumeist vorgenommen. Bei niedrigeren Spannungen und geringeren Leitungslängen kann im allgemeinen von der Verdrillung abgesehen werden.

Bei Erdschluß einer Phase verliert dagegen die Verdrillung ihre Bedeutung vollständig. Die Kapazitäten der einzelnen Leiter und die Ladeströme werden ungleich, wie die nun folgenden Untersuchungen zeigen werden.

e) Die Erdschlußströme in Dreiphasennetzen ohne und mit Erdungsseilen. a) Rechnungsgrundlagen. Die Kenntnis der Kapazität ist nicht nur für die Berechnung des Ladestromes, der Lade-

leistung und die Beurteilung der Spannungsregelung notwendig, sondern sie dient auch in besonderem Maße zur Prüfung der Verhältnisse, die sich beim Auftreten von Erdschlüssen in Hochspannungsnetzen ergeben, ferner zur Ermittlung des Schutzwertes von Erdungsseilen, der Beeinflussung von Fernsprechleitungen im Zuge der Hochspannungsstrecken und der Überspannungsfahren. Namentlich die Erdschlüsse sind in den sich ständig ausdehnenden Netzen unter Umständen die

Quellen gefährlicher Betriebsstörungen, worauf weiter unten noch näher eingegangen werden wird.

Um daher wenigstens die hauptsächlichsten, den projektierenden Ingenieur interessierenden Fragen zu behandeln, kann die auf S. 84 u. f. benutzte einfache Feststellung der Kapazitätswerte nicht mehr genügen. Es muß vielmehr auf eine ausführlichere mathematische Darstellung zurückgegriffen werden, um einen genaueren Einblick in die Verhältnisse zu erhalten und die Schlüsse, die gezogen werden, zu verstehen.

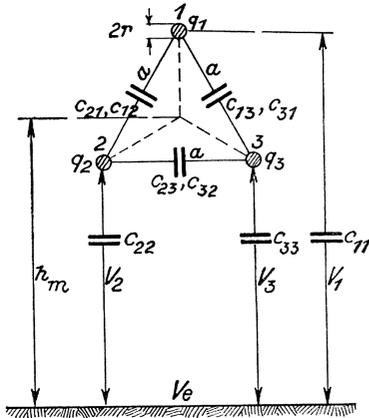


Fig. 69. Eigen- und gegenseitige Kapazität einer Drehstromleitung.

Es genügt, der Behandlung die symmetrische Dreiphasenleitung nach Fig. 69 zugrunde zu legen.

Nach Maxwell ist das Potential jedes Leiters einer Drehstromlinie, deren Leiter gleichen Querschnitt besitzen:

$$\left. \begin{aligned} V_1 &= 2q_1 \ln \frac{2h_1}{r} + 2q_2 \ln \frac{D_{21}}{a_{21}} + 2q_3 \ln \frac{D_{31}}{a_{31}} \\ V_2 &= 2q_1 \ln \frac{D_{12}}{a_{12}} + 2q_2 \ln \frac{2h_2}{r} + 2q_3 \ln \frac{D_{32}}{a_{32}} \\ V_3 &= 2q_1 \ln \frac{D_{13}}{a_{13}} + 2q_2 \ln \frac{D_{23}}{a_{23}} + 2q_3 \ln \frac{2h_3}{r} \end{aligned} \right\} \quad (107)$$

Setzt man, ohne einen belangreichen Fehler zu machen, zur Vereinfachung die Abstände  $D_{21}$ ,  $D_{31}$  usw. der Leiter von ihren Spiegelbildern gleich den Höhen  $h$ , für letztere ferner einen Mittelwert  $h_m$  unter der Voraussetzung, daß die Leitung gleichmäßig verdreht ist, und sind die Abstände zwischen den Leitern  $a_{12} = a_{21} = a_{31} = a$  einander gleich, so gehen die Gl. (107) über in die einfache Form:

$$\left. \begin{aligned} V_1 &= 2q_1 \ln \frac{2h_m}{r} + 2q_2 \ln \frac{2h_m}{a} + 2q_3 \ln \frac{2h_m}{a} \\ &\dots \dots \dots \end{aligned} \right\} \quad (108)$$

und zwar ist in dieser Gleichung:

$$2 \ln \frac{2h_m}{r} = \alpha_{11} = \alpha_{22} = \alpha_{33} \quad (108a)$$

die Eigenkapazität des Leiters 1, 2 oder 3,

$$2 \ln \frac{2h_m}{a} = \alpha_{12} = \alpha_{13} = \alpha_{23} \cdot \cdot \cdot \quad (108b)$$

die gegenseitige Kapazität.

Mit diesen Abkürzungen erhält die Gl. (107) die Gestalt:

$$\left. \begin{aligned} V_1 &= \alpha_{11} q_1 + \alpha_{21} q_2 + \alpha_{31} q_3 \\ V_2 &= \alpha_{21} q_1 + \alpha_{22} q_2 + \alpha_{32} q_3 \\ V_3 &= \alpha_{31} q_1 + \alpha_{32} q_2 + \alpha_{33} q_3 \end{aligned} \right\} \quad (109)$$

Durch Umrechnung findet man aus Gl. (109) z. B. die Ladung des Leiters 1:

$$q_1 = \frac{V_1 (\alpha_{11} - \alpha_{12}) - \alpha_{12} V_2 - \alpha_{12} V_3}{(\alpha_{11} - \alpha_{12}) (\alpha_{11} + 2\alpha_{12})}. \quad (110)$$

Die Glieder der Gl. (110) sind:

$$\frac{\alpha_{11} - \alpha_{12}}{(\alpha_{11} - \alpha_{12}) (\alpha_{11} + 2\alpha_{12})} = \frac{1}{\alpha_{11} + 2\alpha_{12}} = C_e \quad (111)$$

die kilometrische Eigenkapazität der Leiter gegen Erde,

$$\frac{\alpha_{12}}{(\alpha_{11} - \alpha_{12}) (\alpha_{11} + 2\alpha_{12})} = C_e \frac{\alpha_{12}}{\alpha_{11} - \alpha_{12}} = C_p \quad (112)$$

die kilometrische gegenseitige Kapazität der Phasen untereinander.

Es sind also zunächst  $C_e$  und  $C_p$  für jeden Leiter unveränderliche Verhältnisse und nur von der technischen Ausführung der Leitungen abhängig. Irgendwelche Vorgänge elektrischer Natur in der Leitungsanlage üben keinen Einfluß auf die Kapazitäten, sondern nur auf die Potentiale  $V$  aus. Ohne auf weitere Zwischenrechnungen einzugehen<sup>1)</sup>, wird schließlich unter der Voraussetzung gleicher Ladung auf jedem Leiter

bei störungsfreiem Betriebe:

$$q = q_1 = q_2 = q_3 = E_p (C_e + 3C_p) \quad (113)$$

worin

$$(C_e + 3C_p) = C_b = \frac{\alpha_{11} + 2\alpha_{12}}{(\alpha_{11} - \alpha_{12}) (\alpha_{11} + 2\alpha_{12})} = \frac{1}{\alpha_{11} - \alpha_{12}} \quad (114)$$

<sup>1)</sup> Die genauere Ableitung der Gl. (110) siehe H. Behrend: Der Einfluß von Isolationsfehlern auf Ableitungs- und Kapazitätsströme bei Dreiphasen-Fernleitungen mit und ohne Schutzseil. E. T. Z. 1916, Heft 9.

die kilometrische Drehstromkapazität der Leitung (Betriebskapazität) darstellt, also:

$$q = E_p \cdot C_b \tag{115}$$

und der betriebsmäßige Ladestrom<sup>1)</sup>

$$I_c = 2 \cdot \pi \cdot \nu \cdot E_p (C_e + 3 C_p) l \cdot 10^{-6} \text{ Amp.} \tag{116}$$

Befindet sich über der Drehstromleitung ein Erdungs- und Schutzseil (Fig. 70), so ändern sich die Gl. (108) in:

$$\left. \begin{aligned} V_1 &= 2q_1 \ln \frac{2h_m}{r} + 2q_2 \ln \frac{2h_m}{a} + 2q_3 \ln \frac{2h_m}{a} + 2q_4 \ln \frac{2h_s}{a_{sm}} \\ &\dots \dots \\ V_4 &= 2q_1 \ln \frac{2h_s}{a_{sm}} + 2q_2 \ln \frac{2h_s}{a_{sm}} + 2q_3 \ln \frac{2h_s}{a_{sm}} + 2q_4 \ln \frac{2h_s}{r_s} = 0 \end{aligned} \right\} \tag{117}$$

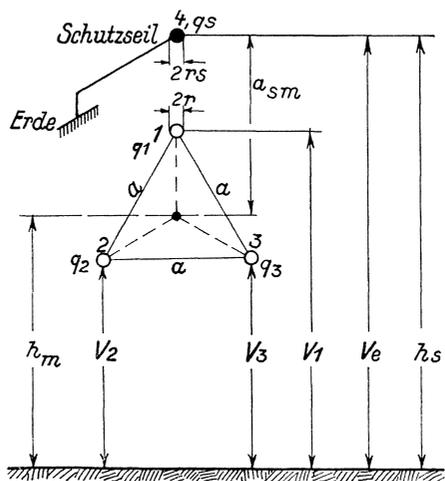


Fig. 70. Dreiphasenleitung mit Schutz- und Erdungsseil (Potentialverteilung).

oder wenn wieder  $\alpha_{11}$  und  $\alpha_{12}$  unter den gleichen Voraussetzungen wie früher und für:

$$2 \frac{\ln \frac{2h_m}{a} \cdot \ln \frac{2h_s}{a_{sm}}}{\ln \frac{2h_s}{r_s}} = -\alpha_s$$

<sup>1)</sup> Werden in Gl. (116) die Werte für  $\alpha_{11}$  und  $\alpha_{12}$  nach Gl. (108) eingesetzt, so wird  $C_b = \frac{1}{2 \ln \frac{a}{r}}$ .

eingeführt und  $q_4$  eliminiert wird, so wird:

$$\left. \begin{aligned} V_1 &= (\alpha_{11} - \alpha_s) q_1 + (\alpha_{21} - \alpha_s) q_2 + (\alpha_{31} - \alpha_s) q_3 \\ V_2 &= (\alpha_{12} - \alpha_s) q_1 + (\alpha_{22} - \alpha_s) q_2 + (\alpha_{32} - \alpha_s) q_3 \\ V_3 &= (\alpha_{13} - \alpha_s) q_1 + (\alpha_{23} - \alpha_s) q_2 + (\alpha_{33} - \alpha_s) q_3 \end{aligned} \right\} \quad (117a)$$

Mit den Abkürzungen:

$$\left. \begin{aligned} \alpha_{11} - \alpha_s &= \alpha_{22} - \alpha_s = \alpha_{33} - \alpha_s = A_{11} \\ \alpha_{12} - \alpha_s &= \alpha_{23} - \alpha_s = \alpha_{13} - \alpha_s \dots = A_{12} \end{aligned} \right\} \quad (118)$$

erhält man die kilometrischen Teilkapazitäten:

$$C_e = C_{11} = \frac{1}{A_{11} + 2A_{12}} \quad (119)$$

$$C_p = C_{12} = C_e \cdot \frac{A_{12}}{A_{11} - A_{12}} \quad (120)$$

und die Betriebskapazität:

$$C_b = \frac{1}{A_{11} - A_{12}} \quad (121)$$

Schließlich interessiert besonders noch der Fall, daß zwei Drehstromleitungen (Fig. 73) nebeneinander laufen. Dann sind nach dem bisher Gesagten, wenn die Leiter nicht verdreht sind, oder wenn die Wirkung der Verdrehung bei Erdschluß einer Phase einer Leitung aufgehoben ist:

die Werte für  $A$  in den Gl. (119) bzw. (120) ohne Schutzseil:

$$\left. \begin{aligned} A_{11} &= \alpha_{11} + \alpha_{11}' \\ A_{12} &= \alpha_{12} + \alpha_{12}' \end{aligned} \right\} \quad (122)$$

mit Schutzseil:

$$\left. \begin{aligned} A_{11} &= \alpha_{11} + \alpha_{11}' - \alpha_s \\ A_{12} &= \alpha_{12} + \alpha_{12}' - \alpha_s \end{aligned} \right\} \quad (123)$$

und daraus lassen sich die kilometrischen Teilkapazitäten und die Betriebskapazität ohne besondere Schwierigkeiten berechnen. Der besseren Übersicht wegen ist diese Schreibearbeit hier nicht mehr durchgeführt.

Für die in der Praxis am häufigsten vorkommenden Fälle sind im folgenden die Gleichungen für die Berechnung der Kapazitätswerte mit den für sie geltenden Leiteranordnungen zusammengestellt. Die Indizes deuten auf die Abmessungen hin; wo erforderlich sind auch die Mittelwerte angegeben. Die zugeordneten Figuren 71 bis 76 enthalten die entsprechenden Unterlagen.

I. Dreiphasenleitung ohne Schutzseil (Fig. 71):

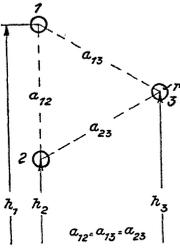


Fig. 71.

$$\alpha_{11} = 4,6 \log \frac{2h_m}{r} \cdot 9 \cdot 10^{11};$$

$$h_m = \frac{h_1 + h_2 + h_3}{3};$$

$$r = r_1 = r_2 = r_3$$

$$\alpha_{12} = 2,3 \log \left( \frac{4h_m^2}{a_m^2} + 1 \right) \cdot 9 \cdot 10^{11}$$

$$a_m = \frac{a_{12} + a_{23} + a_{31}}{3}.$$

II. Dreiphasenleitung mit einem Schutzseil (Fig. 72):

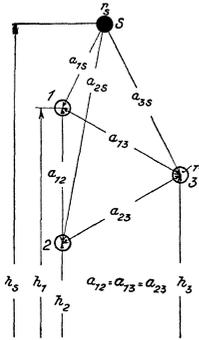


Fig. 72.

$$\alpha_s = \frac{\alpha_{1s}^2}{\alpha_{ss}};$$

$$a_{sm}^2 = \sqrt[3]{a_{1s}^2 \cdot a_{2s}^2 \cdot a_{3s}^2}$$

$$\alpha_{1s} = 2,3 \log \left( \frac{4h_m \cdot h_s}{a_{sm}^2} + 1 \right) \cdot 9 \cdot 10^{11}$$

$$\alpha_{ss} = 4,6 \log \frac{2h_s}{r_s} \cdot 9 \cdot 10^{11}$$

alle anderen Werte wie unter I. :

III. Doppelleitung ohne Schutzseil (Fig. 73):

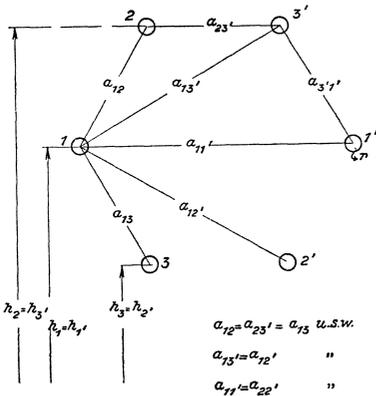


Fig. 73.

$$\alpha_{11'} = 2,3 \log \left( \frac{4h_m^2}{a_{nn}^2} + 1 \right) \cdot 9 \cdot 10^{11}$$

$$a_{nn} = \frac{a_{11'} + a_{22'} + a_{33'}}{3}$$

$$\alpha_{12'} = 2,3 \log \left( \frac{4h_m^2}{a_{n'}^2} + 1 \right) \cdot 9 \cdot 10^{11}$$

$$a_{n'} = \frac{a_{12'} + a_{21'} + a_{33'}}{3}$$

alle anderen Werte wie unter I.

$a_{12} = a_{23} = a_{13}$  u. s. w.  
 $a_{13'} = a_{12'}$  "  
 $a_{11'} = a_{22'}$  "

IV. Doppelleitung mit einem Schutzseil (Fig. 74):

$$\alpha_s = \frac{\alpha_{1s}^2}{\alpha_{ss}}$$

alle Werte wie unter II. und III.

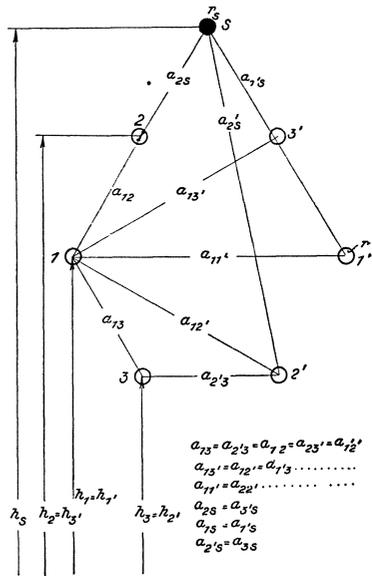


Fig. 74.

V. Doppelleitung mit zwei Schutzseilen (Fig. 75):

$$\alpha_s = \frac{2\alpha_{1s}^2}{\alpha_{ss} + \alpha_{uz}}$$

$$\alpha_{1s} = 2,3 \log \left( \frac{4 h_m \cdot h_{sm}}{a_{uzm}^2} + 1 \right) \cdot 9 \cdot 10^{11}$$

$$a_{uzm} = \frac{a_{um} + a_{uz}}{2};$$

$$a_{uzm}^3 = \sqrt[3]{a_{1u}^2 \cdot a_{2u}^2 \cdot a_{3u}^2}$$

$$\alpha_{ss} = 4,6 \log \frac{2 h_{sm}}{r_s} \cdot 9 \cdot 10^{11};$$

$$a_{um}^2 = \sqrt[3]{a_{1'u}^2 \cdot a_{2'u}^2 \cdot a_{3'u}^2}$$

$$\alpha_{uz} = 2,3 \log \left( \frac{4 h_{sm}^2}{a_{uz}^2} + 1 \right) \cdot 9 \cdot 10^{11};$$

$$a_{um} = \frac{a_{um'} + a_{um''}}{2}$$

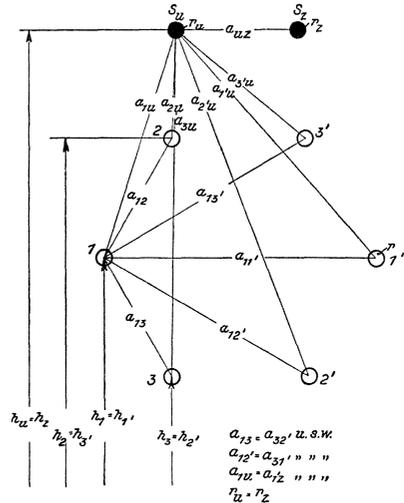


Fig. 75.

$a_{zm}$  ist entsprechend  $a_{um}$  zu bilden,  
alle anderen Werte wie unter II. und III.

VI. Doppelleitung mit drei Schutzseilen (Fig. 76):

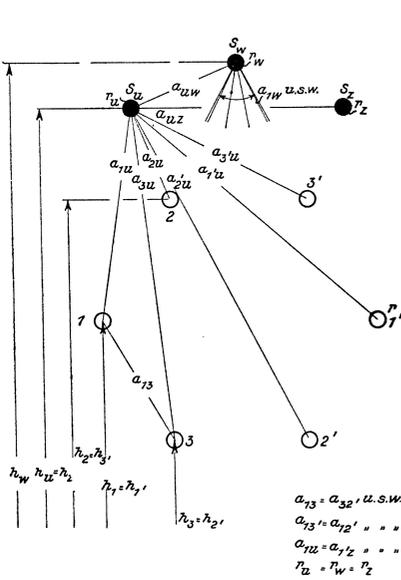


Fig. 76.

$$\alpha_s = \frac{3\alpha_{1s}^2}{\alpha_{ss} + 2\alpha_{uw}}$$

$$\alpha_{1s} = 2,3 \log \left( \frac{4h_m \cdot h_{sm}}{a_{uwm}^2} + 1 \right) \cdot 9 \cdot 10^{11}$$

$$\alpha_{ss} = 4,6 \log \frac{2h_{sm}}{r_s} \cdot 9 \cdot 10^{11}$$

$$a_{uwm} = \frac{a_{uw} + a_{wz} + a_{uz}}{3}$$

$$h_{sm} = \frac{h_u + h_w + h_z}{3}$$

$a_{uw}, a_{wz}, a_{uz}$  wie unter V. als Mittelwerte zu bilden;

$$\alpha_{uw} = 2,3 \log \left( \frac{4h_{sm}^2}{a_{uz}} + 1 \right) \cdot 9 \cdot 10^{11}$$

$$a_{uz} = \frac{a_{uw} + a_{wz} + a_{uz}}{3}$$

alle anderen Werte wie unter II. und III.

Sämtliche Abmessungen sind in cm einzusetzen; an Stelle des natürlichen Logarithmus (ln) ist der Briggsche Logarithmus (log) eingeführt worden.

Mit welchen Werten für die Kapazitätsbelastung bei Dreiphasen-Freileitungen

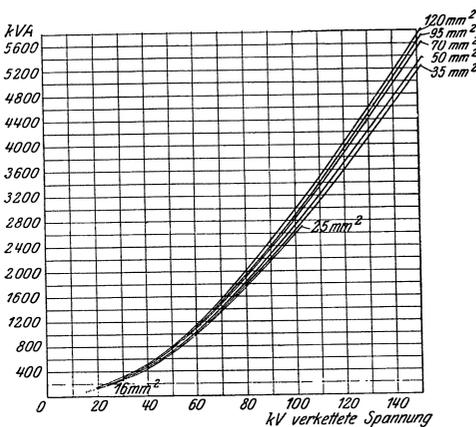


Fig. 77. Kennlinien für die Kapazitätsbelastung von Kraftwerken durch den Ladestrom unbelasteter Freileitungen (Drehstrom,  $\nu = 50$ , 100km Länge, übliche Leiterabstände, Dreieckanordnung).

betriebe zu rechnen ist, geht aus der Tabelle IX und den mit den Werten dieser Tabelle gezeichneten Schaulinien der Fig. 77 hervor. Für den Phasenabstand der Leiter  $a$  ist die Gleich. (214) zugrunde gelegt worden. Die Leiter sind verdreht, so daß die Kapazitäten als gleich anzusehen sind. Die Kapazität der Isolatoren ist nicht berücksichtigt worden. Die Ladestromstärke der Leitung ist nach Gl. (116):

$$I_c = \frac{E}{\sqrt{3}} 2 \pi \cdot \nu \cdot l \cdot C_b \cdot 10^{-6} \text{ Amp.}$$

und die Kapazitätsbelastung des Kraftwerkes:

$$N_c = \sqrt{3} \cdot E \cdot I_c \cdot 10^{-3} \text{ kVA.} \quad (124)$$

**Tabelle IX.**

Kapazitätsbelastung von Kraftwerken durch den Ladestrom unbelasteter Freileitungen (Drehstrom, Frequenz 50, 100 km Länge, übliche Abstände).

Querschnitt mm <sup>2</sup>	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	2850	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 weiter unten noch gezeigt werden wird, ist aber nicht  $N_c$  bei störungsfreiem Betriebe, sondern die scheinbare Leistung bei Erdschluß einer Phase für die Unterteilung bzw. die Größenbestimmung der Generatoren des Kraftwerkes ausschlaggebend. Bei 100 und 150 kV und 100 km Leitungslänge ist  $N_c = 2900$  bzw. 5730 kVA bei 120 mm<sup>2</sup> Leiterquerschnitt. Da bei diesen Spannungen die Entfernung zwischen Kraftwerk und Haupttransformatorstationen meistens beträchtlich größer als 100 km ist, so bedarf es sorgfältiger Untersuchung, wie bei diesen hohen Spannungen die Größenbestimmung der Generatoren in kVA am vorteilhaftesten und wirtschaftlichsten durchzuführen ist.

Andererseits verbessert die Kapazitätsbelastung den Leistungsfaktor der Fernleitung. Die Diagramme Fig. 123 geben hierüber Aufschluß.

Von Einfluß auf  $N_c$  sind weiter der Leiterabstand, der Leiterradius, die Frequenz der Übertragung und das Vorhandensein von Schutzseilen (abgesehen von den Isolatoren). Der Leiterabstand wird gegenüber den zugrunde gelegten Werten kaum praktisch verändert werden können. Der Leiterquerschnitt ist mit steigender Spannung ebenfalls nach unten begrenzt (s. Tab. XI) und bedingt in mechanischer Hinsicht durch den Mastabstand (Weitspannsystem), sowie elektrisch durch die Koronaverluste und den zuzulassenden Leistungsverlust. Die Frequenz  $\nu$  zu ändern, ist zumeist ebenfalls nicht an-

gänglich, weil das an den Verbrauchsstellen Periodenumformer nötig machen würde, die die Anlage unter Umständen wesentlich verteuern. Der Einfluß des Schutzseiles wird unten näher behandelt.

Nach diesen Ermittlungen soll nunmehr kurz auf die Störungen durch Erdschluß, die von großer betriebstechnischer Wichtigkeit sind und für den projektierenden Ingenieur hinsichtlich der Wahl der Überspannungs-, Überstrom- und Erdschluß-Schutzvorrichtung bekannt sein müssen, eingegangen werden.

Tritt ein Erdschluß auf einer Phase einer Dreiphasenleitung ein, so wird die Kapazität dieser Phase nach Erde  $C_{11}$  (z. B. bei Erdschluß der Phase 1) kurzgeschlossen. Während bei störungsfreiem

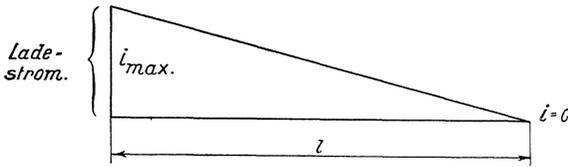


Fig. 78. Störungsfreier Betrieb.

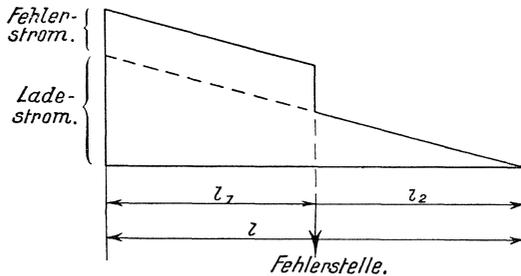


Fig. 79. Gestörter Betrieb (Erdschluß).

Verlauf des Ladestromes längs einer Leitung.

Betriebe die den Teilkapazitäten  $C_{12}$  von ihrem Höchstwerte am Anfange der Leitung bis auf Null am Ende der Leitung gleichmäßig abnehmen (Fig. 78), überlagert sich im Falle des Erdschlusses der zur Erde fließende Strom bis zur Fehlerstelle (Fig. 79). Das Spannungsdreieck im Vektordiagramm hebt sich um die Phasenspannung der an Erde liegenden Phase und die Kapazitäten der Phasen 2 und 3 stehen nunmehr unter der vollen verketteten Spannung. Der Erdschlußstrom (Fehlerstrom) ergibt sich dann zu:

$$I_f = 3 E_p \cdot 2 \pi \cdot \nu \cdot C_e \cdot l \cdot 10^{-6} \text{ Amp.}, \quad (125)$$

und der im erdgeschlossenen Leiter außer dem Erdschlußstrom noch fließende Ladestrom der Teilkapazitäten  $C_p$ , der ebenfalls vom Kraftwerke zu liefern ist:

$$I_{fp} = 3 \cdot E_p \cdot 2 \pi \cdot \nu \cdot l \cdot (C_e + C_p) \cdot 10^{-6} \text{ Amp.} \quad (126)$$

In jedem der beiden nicht erdgeschlossenen Leiter fließt schließlich bei symmetrischen Teilkapazitäten der Strom:

$$I_l = E \cdot 2 \pi \cdot \nu \cdot l \cdot \sqrt{C_e^2 + 3C_p} (C_e + C_p) \cdot 10^{-6} \text{ Amp.} \quad (127)$$

Die scheinbare Ladeleistung an den Sammelschienen des Kraftwerkes ist im störungsfreien Betriebe:

$$\begin{aligned} N_{wl} &= \sqrt{3} \cdot E \cdot I_c \cdot 10^{-3} \text{ kVA} \\ &= E^2 \cdot 2 \pi \cdot \nu \cdot l \cdot C_b \cdot 10^{-9} \text{ kVA} \\ &= E^2 \cdot 2 \pi \cdot \nu \cdot l \cdot (C_e + 3C_p) \cdot 10^{-9} \text{ kVA} \end{aligned} \quad (128)$$

und bei Erdschluß einer Phase:

$$N_{fwl} = E^2 \cdot 2 \pi \cdot \nu \cdot l \cdot (2C_e + 3C_p) \cdot 10^{-9} \text{ kVA} \quad (129)$$

Für die Kapazitätswerte  $C_e$  und  $C_p$  sind, je nachdem ein und mehrere Schutzseile vorhanden sind oder nicht, die Gl. (111) und (112) (ohne Schutzseil) bzw. (119) und (120) mit Berücksichtigung der Gl. (122) und (123) maßgebend. Die Durchführung der Rechnungen verlangt von dem projektierenden Ingenieur ziemlich umfangreiche Schreibearbeit und große Genauigkeit, wird aber, wie auf S. 101 erwähnt, für große Hochspannungs-Kraftübertragungsanlagen notwendigerweise ausgeführt werden müssen.

$\beta$ ) Das Schutz- und Erdungsseil. In den letzten Jahren ist in großem Umfange das sog. „Blitzschutzseil“ in Hochspannungsfreileitungen zur Anwendung gekommen. Unter Blitzschutzseil versteht man ein über oder unter der Hochspannungsleitung verlegtes Metallseil, das geerdet ist. Die Bezeichnung „Blitzschutzseil“ ist unglücklich gewählt; es wird daher im folgenden vom dem „Schutz- oder Erdungsseil“ gesprochen werden, denn das Seil schützt nicht gegen unmittelbare Blitzschläge in die Fernleitungen, sondern soll die folgenden Aufgaben erfüllen:

- a) die durch niedergehende Blitzschläge in der Nähe der Leitungen hervorgerufene 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 Fernsprech- und Telegraphenleitungen abzuschwächen;
- c) eine zuverlässige Erdung der Masten herbeizuführen.

In Anlagen bis etwa 30 kV wird das Schutzseil seltener benutzt. Bei höheren Spannungen werden je nach den Geländebeziehungen ein oder bei Doppelleitungen in gewitterreichen Gegenden zwei bis drei Seile streckenweise bzw. über die ganze Leitungslänge gespannt.

Zur Beurteilung der Aufgabe a) muß ebenfalls eine kurze rechnerische Behandlung des Problems eingefügt werden<sup>1)</sup>. Die Untersuchungen sollen sich wiederum auf eine Drehstromleitung beschränken.

<sup>1)</sup> Siehe auch W. Petersen: Der Schutzwert von Blitzseilen, E. T. Z. 1914, Heft 1, Seite 1.

Das Schutzseil ist geerdet; die 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 Fig. 80 sind alle für die Rechnung notwendigen Daten eingetragen.

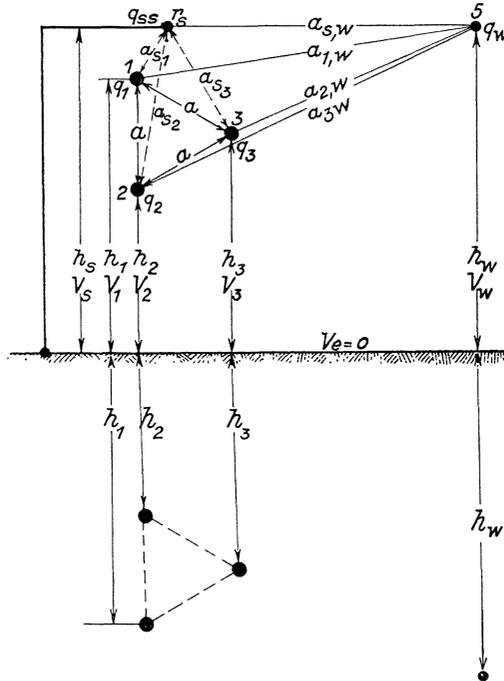


Fig. 80. Potentialverteilung bei einer Drehstromleitung mit Erdungsseil und Wolkennähe.

Entsprechend der Gl. (109) ist für diesen Fall:

$$\left. \begin{aligned}
 V_1 &= \alpha_{11} q_1 + \alpha_{21} q_2 + \alpha_{31} q_3 + \alpha_{s1} q_s + \alpha_{w1} q_w \\
 V_2 &= \alpha_{12} q_1 + \alpha_{22} q_2 + \alpha_{32} q_3 + \alpha_{s2} q_s + \alpha_{w2} q_w \\
 V_3 &= \alpha_{13} q_1 + \alpha_{23} q_2 + \alpha_{33} q_3 + \alpha_{s3} q_s + \alpha_{w3} q_w \\
 V_s &= \alpha_{1s} q_1 + \alpha_{2s} q_2 + \alpha_{3s} q_3 + \alpha_{ss} q_s + \alpha_{ws} q_w \\
 V_w &= \alpha_{1w} q_1 + \alpha_{2w} q_2 + \alpha_{3w} q_3 + \alpha_{sw} q_s + \alpha_{ww} q_w
 \end{aligned} \right\} (130)$$

Zur Vereinfachung der Rechnung wird vorausgesetzt, daß die Leitung gleichmäßig verdreht ist. Es können dann wiederum hinsichtlich der Abstände der Leiter von Erde, vom Schutzseil und von der Wolke Mittelwerte zugrunde gelegt werden. Die Kapazitäten gegen Erde  $C_e$  und diejenigen Leiter gegen Leiter  $C_p$  ergeben gleiche Werte.

Ist kein Erdseil vorhanden, so erhält die Gl. (130) die Form:

$$\left. \begin{aligned} V_1 &= (\alpha_{11} + 2\alpha_{21})q_1 + \alpha_{w1}q_w \\ \cdot \quad \cdot \\ V_w &= 3\alpha_{w1}q_1 + \alpha_{ww}q_w \end{aligned} \right\} \quad (131)$$

Für die geschützte Leitung also mit Erdungsseil geht die Gl. (130) über in:

$$\left. \begin{aligned} V_{1g} &= (\alpha_{11} + 2\alpha_{21})q_1 + \alpha_{sm}q_s + \alpha_{w1}q_w \\ \cdot \quad \cdot \\ V_s &= 0 = 3\alpha_{12}q_1 + \alpha_{ss}q_s + \alpha_{ws}q_w \\ V_w &= 3\alpha_{w1}q_1 + \alpha_{sw}q_s + \alpha_{ww}q_w \end{aligned} \right\} \quad (132)$$

In den Gl. (130) und (132) ist auch das Potential der Wolke und die Einwirkung derselben auf die Potentiale der Leiter und des Seiles berücksichtigt, so daß klar erkannt werden kann, wie sich die Potentiale der Leiter ändern, wenn z. B. die geladene Wolke näher an die Leitung heranrückt, oder im Gebirge die Leitung durch solche Luftschichten führt, in denen das Zusammenballen von Gewitterwolken und häufige Entladungen auftreten. Für eine zahlenmäßige Verfolgung der Potentialänderungen der Leitung und damit der Kapazitätswerte liegen praktische Meßergebnisse hinsichtlich der Stärke der Wolkenentladung und des Potentials  $V_w$  nur ungenau vor. Es ist auch müßig, diese Verhältnisse rechnerisch verfolgen zu wollen, da die zu benutzenden Unterlagen zu große Unsicherheiten enthalten. Im III. Bande wird über die Überspannungen, die durch atmosphärische Verhältnisse entstehen, eingehender gesprochen<sup>1)</sup>.

<sup>1)</sup> Sind die Leiter vollkommen isoliert im gleichmäßigen Erdfelde, dann ist  $q_1, q_2, q_3, q_4 = 0$  und die Gl. (130) erhalten die Form:

$$\begin{aligned} V_1 &= \alpha_{w1}q_w \\ \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ V_w &= \alpha_{ww}q_w. \end{aligned}$$

Daraus folgt dann:

$$V_1 = V_w \frac{\alpha_{w1}}{\alpha_{ww}} = h_1 \cdot F \quad (F = \text{Stärke des Erdfeldes}).$$

Da die Leiter aber stets wie oben gesagt über irgendwelche Widerstände geerdet sind, so ist das Potential der Leiter gegen Erde = Null, also:

$$\begin{aligned} V_1 = 0 &= (\alpha_{11} + 2\alpha_{21})q_1 + \alpha_{s1}q_s + \alpha_{w1}q_w \\ \cdot \quad \cdot \\ V_w &= 3\alpha_{1w}q_1 + \alpha_{sw}q_s + \alpha_{ww}q_w \end{aligned}$$

und für  $q_s = 0$  für Leiter 1:

$$q_1 = V_w \frac{\alpha_{w1}}{3\alpha_{w1}^2 - (\alpha_{11} + 2\alpha_{12})\alpha_{ww}}$$



Mit den auf S. 98 angegebenen Werten für  $\alpha_{11}$  usw lassen sich  $\mathcal{A}V\%$  und  $\gamma_\alpha\%$  leicht berechnen.

Gl. (139) gibt an, um welchen Betrag die der Wanderwelle noch innewohnende elektrostatische Leistung auf die nächsten Reflektionsstellen (Leitungszweige und scharfe Streckenrichtungsänderungen, Transformatorenstationen und das Kraftwerk) aufprallen, wobei zu beachten ist, daß die Wanderwelle vom Entstehungspunkte nach beiden Seiten abwandert.

Wie aus der Rechnung ersichtlich hat der Durchmesser des Schutzseiles keinen nennenswerten Einfluß auf die Schutzwirkung, 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 projektierenden Ingenieurs, festzustellen, ob die Kosten für ein oder mehrere Schutzseile mit den erzielbaren Vorteilen der Potentialherabsetzung noch in wirtschaftlichem Einklange 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 Haupttransformatorenstationen und das Kraftwerk mit Schutzseilen zu versehen. Bei Spannungen über 60 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 eine Drehstromleitung. Liegen zwei Leitungen an demselben Mast, so ist der Schutzwert etwa um 30 % des berechneten größer, wenn die Drehstromleitungen beide verdreht und störungsfrei sind.

Ein gewisser Schutzwert kann also dem Schutz- oder Erdungsseile nicht abgesprochen werden. Andererseits ist mit demselben ein vollständiger Schutz gegen die durch benachbarte Blitzschläge in der Leitung ausgelösten Überspannungen nicht zu erreichen und besonders aus letzterem Grunde erscheint es daher nicht unbedingt notwendig, alle Hochspannungsfernleitungen mit Schutzseilen auszurüsten, insonderheit dann nicht, wenn auch noch die Bemerkungen zur Aufgabe c) mit in Rücksicht gezogen werden.

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 Hoch-

spannungsleitungen zum Ausgleich der Wolkenladungen führen. Je nach der Stärke des Erdfeldes ist daher auch der prozentuale Schutzwert. Beträgt z. B.  $F = 200$  Volt/cm, ein Wert der als recht hoch anzusehen ist, so ist das Potential eines Leiters der Leitung ( $V_1 = -h_m F$ ) bei  $h_m = 10$  m:  $V_1 = 200000$  Volt, bei  $h_m = 20$  m:  $V_1 = 400000$  Volt. Wird der Schutzwert  $\Delta V\%$  berechnet im ersten Falle zu 50%, im zweiten Falle zu 30%, so wird entsprechend die Überspannung einen Wert von 100000 Volt, im zweiten von 340000 Volt aufweisen. Bei einer Betriebsspannung von 60000 Volt im ersten Falle wird die Anlage des Schutzseiles noch gerade gerechtfertigt, im zweiten Falle bietet dasselbe keinen Schutz mehr. Auch durch Vergrößerung der Zahl der Schutzseile wird nicht viel erreicht.

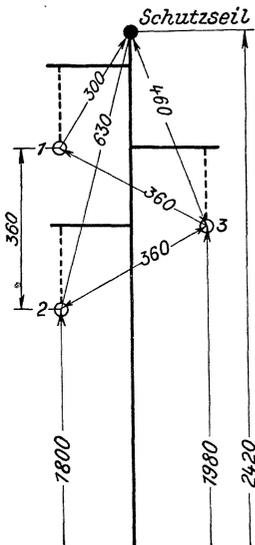


Fig. 81. Beispiel für die Berechnung des Schutzwertes eines Erdungsseiles.

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. Würde der rechnungsmäßig zu erwartende Schutz tatsächlich sicher eintreten, so würde diese jedenfalls glückliche Lösung des Überspannungsproblems bereits allgemein eingeführt worden sein. Das ist aber nicht der Fall. Streng zu verurteilen

ist es jedenfalls, wenn die Verlegung des Schutzseiles etwa die Veranlassung dafür sein würde, die Isolatoren der Strecke im Sicherheitsgrade kleiner und den Überspannungsschutz in den Anlagen in beschränkterem Umfange zu wählen. Isolatoren, Isolatorenabstände, Überspannungsschutzapparate und verstärkte Wicklungen bei Transformatoren und Maschinen sollen vielmehr ohne Rücksicht auf die Benutzung von Schutzseilen bestimmt werden. Gegen unmittelbare Blitzschläge in die Leitungsanlagen schützen die Seile, wie bereits angedeutet, in keiner Weise, was durch die Praxis genügend bewiesen worden ist.

Tritt Erdschluß in einem der Leiter der Hochspannungsleitungen ein, so fließt auch im Schutzseil ein Strom, der unter Umständen so groß werden kann, daß bei Eisen oder Stahl als Material

die Erwärmung den Durchhang unzulässig vergrößert, und die Gefahr des Zusammenschlagens mit den Hochspannungsleitungen besteht. Es muß dann Kupfer- oder Bronzeseil verlegt werden, wodurch natürlich die Anlagekosten noch weiter anwachsen, ohne die wirtschaftlichen und elektrischen Vorteile zu erhöhen.

22. Beispiel. Es soll der Schutzwert eines Schutzseiles, das über den Leitern einer einfachen Drehstromlinie für 150 000 Volt zu verlegen ist, ermittelt werden. Die Leiteranordnung und Mastmaße sind aus Fig. 81 zu ersehen. Es empfiehlt sich der Einfachheit wegen für derartige Berechnungen stets, ein solches Mastbild zu zeichnen und die Entfernungen durch Abmessen festzustellen.

Leitermaterial: Kupferseil,  
 Leiterquerschnitt: 70 mm<sup>2</sup> ( $r = 0,57$  cm),  
 Schutzseilmaterial: Stahlseil,  
 Schutzseilquerschnitt: 70 mm<sup>2</sup> ( $r = 0,57$  cm).

Es ist:

$$h_m = \frac{h_1 + h_2 + h_3}{3} = \frac{1800 + 2160 + 1980}{3} = 1980 \text{ cm,}$$

$$h_s = 2420 \text{ cm}$$

$$a_{ms}^2 = \sqrt[3]{a_1^2 \cdot a_2^2 \cdot a_3^2} = \sqrt[3]{630^2 \cdot 300^2 \cdot 460^2} = 213\,000 \text{ cm}^2$$

$$\alpha_{ms} = 2,3 \log \left( \frac{4 \cdot 1980 \cdot 2420}{213\,000} + 1 \right) = 4,53$$

$$\alpha_{ss} = 4,6 \log \frac{2 \cdot 2420}{0,57} = 17,5;$$

somit wird der Schutzwert:

$$\Delta V\% = \frac{\alpha_{ms}}{\alpha_{ss}} \cdot \frac{h_s}{h_m} \cdot 100 = 31,6\%.$$

Bei einem Durchhange von 890 cm bei +40° C. für das Kupferseil und 650 cm für das Eisenseil wird  $\Delta V\%$  um weitere 30% geringer, was besonders zu beachten ist. Hat ferner das Erdfeld bei starker atmosphärischer Entladung eine Stärke von  $F = 200$  Volt/cm<sup>1</sup>), so ist:

$$\text{bei } h_m = 1980 \text{ cm, } F \cdot h_m = 200 \cdot 1980 = 396 \text{ kV und } \Delta V\% = 31,6\%.$$

Also wird durch das Schutzseil die Überspannung von 396 auf 271 kV herabgesetzt, was ungenügend und für die Anlage an sich ohne wesentliche Bedeutung ist.

Die Aufgabe b) wird in beschränktem Maße von den Schutz- oder Erdungsseilen aus den unter a) ohne weiteres erkennbaren Gründen ebenfalls erfüllt. Die induzierende Wirkung der bei Blitzschlägen oder Erdschlüssen auftretenden Wanderwellen, sowie der bei dem Ein- und Ausschalten von Hochspannungsleitungen ausgelösten hochfrequenten Schwingungen werden durch das Schutzseil zwar gedämpft, aber nicht in einem so starken Maße, daß das Auftreten der gesundheitsschädlichen Knallgeräusche in den Fernsprechapparaten parallellaufender Fernsprechleitungen vermieden wird. Ein völliger Schutzwert nach dieser Richtung kommt dem Erdungsseil also nicht zu.

<sup>1)</sup> Siehe H. Gerdien: Die atmosphärische Elektrizität; Handbuch der Physik 1905, S. 718.

Die Aufgabe c) erstreckt sich nur auf die reine Erdungsfrage in Hochspannungsleitungen. Über diese sind bis heute alle Einzelheiten noch nicht so sicher geklärt, daß darüber ein abschließendes Urteil gefällt werden kann.

Bei der Beurteilung der Zweckmäßigkeit des Schutz- oder Erdungsseiles nach dieser Richtung ist zu unterscheiden, ob es sich um Holzmasten oder Eisenmasten handelt. Der Hauptzweck des Erdungsseiles nach dieser Aufgabe c) soll 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 Traversen und Isolatorenstützen nicht nur unzuverlässig, 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, und die Zahl der Durchschläge und Überschläge sowie der besonders unangenehmen Erdschlüsse durch Vögel steigt erfahrungsgemäß beträchtlich. Es ist daher nicht zu empfehlen, die Stützen und auch die eisernen Traversen mit dem Erdseil zu verbinden. Schließlich sind bei nicht geerdeten Eisenteilen Isolationsfehler an den Isolatoren schneller bemerkbar und aufzufinden, als wenn die Erdung vorhanden ist. Werden bei der Verlegung des Erdungsseiles nicht alle Holzmasten noch besonders geerdet, so wird die Zersplitterungs- und Brandgefahr durch Blitzschläge, die für die nicht geerdeten Masten besteht, für diese nicht aufgehoben. Im Gegenteil sind Fälle in der Praxis bekannt, wo trotz des Erdungsseiles die nicht unmittelbar geerdeten Holzmasten durch Blitzschläge zersplittert wurden; es blieben nur die unmittelbar geerdeten Masten verschont.

Bei Eisenmasten läßt sich die Erdung auch ohne Schutzseil für jeden Mast durchführen, wenn das Gelände eine solche Erdung überhaupt zuläßt. Nur dort, wo der Erdboden z. B. in Gebirgsgegenden oder bei sehr tief liegendem Grundwasser eine zuverlässige Erdung nicht gewährleistet bzw. ermöglicht, muß das Erdungsseil angewendet werden, weil dann die Erdung mit Hilfe dieses Seiles an der Stelle getroffen werden kann, wo unbedingt Zuverlässigkeit für solche besteht.

Ein durch die Praxis vollwertig bestätigtes allgemeines Urteil über das Schutz- oder Erdungsseil läßt sich nicht abgeben, weil nicht genügend praktische Ergebnisse aus Anlagen mit und ohne Schutzseil zu erhalten sind. Aus den Ergebnissen der Aufgabe a) bis c) ist indessen der Schluß berechtigt, daß bei schwierigen Erdungsverhältnissen für die Masten das Erdseil streckenweise angewendet werden muß. Für solche Gegenden, in welchen mit häufigen und starken Gewittern zu rechnen ist, wird die streckenweise Verlegung des Schutzseiles zur Milderung der Überspannungsgefahr bei Anlagen bis etwa 60 000 Volt

ebenfalls Vorteil bieten. Darüber hinaus wird, wenn von der Erdungsfrage an sich abgesehen wird, die Benutzung eines oder mehrerer Schutzseile kaum besondere elektrische Vorzüge aufweisen, und es erscheint dann ratsamer, die hohen Kosten für die Schutzseile lieber für die Verbesserung der Isolation der Anlage an sich und für die Ausbildung des Überspannungsschutzes im Kraftwerk und in den Stationen zu verwenden.

γ) **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 Hochspannungsfernleitung bei störungsfreiem und gestörtem Betriebe ziehen zu können, sollen nunmehr noch einige Erläuterungen folgen.

1. Ein Stromkreis am Mast. Um gleiche Werte für die Eigenkapazitäten und die gegenseitigen Kapazitäten bei ungestörtem Zustande der Leitung zu erhalten, ist der Stromkreis wie auf S. 78 angegeben zu verdrillen. Die Betriebskapazität  $C_b$  ergibt sich aus Gl. (102), wobei der Einfluß eines oder mehrerer Schutzseile zu berücksichtigen ist.

Bei gestörtem Betrieb durch Erdschluß einer Phase ist, wenn es sich um eine einfache Leitung handelt, 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 Verdrillung hört auf. Die scheinbare Leistung der Generatoren des Kraftwerkes steigt und kann namentlich dann, wenn die Belastung des Netzes gering ist, unter Umständen zu einer Überlastung der Maschinen führen. Also ist hierauf bei der Bemessung der Generatoren Rücksicht zu nehmen, sofern nicht die besonderen, auf S. 112 angegebenen Schutzmittel zur Unterdrückung des Erdschlußlichtbogens angewendet werden. Außerdem bedingt der Ladestrom eine Spannungserhöhung an den Enden der Leitung, die namentlich bei Spannungen über etwa 30 000 Volt nicht mehr unberücksichtigt bleiben darf. Die Erregung der Generatoren muß daher so weit herabgemindert werden können, daß am Ende der Leitung eine vorgeschriebene Spannung tatsächlich erreicht wird. Andernfalls werden besonders bei geringer Belastung die Stromverbraucher (in erster Linie die Glühlampen) stark gefährdet. Der Spannungsregelung ist infolgedessen mit steigender Fernleitungsspannung hervorragende Aufmerksamkeit zu schenken, wenn der Betrieb eines großen Überlandkraftwerkes für die Abnehmer befriedigend durchgeführt werden soll. Zur Regelung der Spannung — abgesehen von dem induktiven und ohmschen Spannungsverluste bei wechselnder Belastung — müssen in den Haupttransformatorenstationen, oder im Kraftwerke selbst, Drehtransformatoren zur Aufstellung kommen.

Der Erdschluß auf der Strecke, der in den meisten Fällen durch Isolatordurch- und Überschläge, durch Vögel, trockene Äste, die

in die Leitung hineingetrieben werden, und ähnliche Vorkommnisse hervorgerufen wird, hat aber noch andere Gefahren im Gefolge und zwar Störungen in benachbarten Fernsprech- und Telegraphenanlagen 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 Amp., der sich nach der Länge der zwischen der Erdschlußstelle und dem Kraftwerke liegenden Strecke und dem Widerstande der Erdschlußleitung richtet, 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 nicht mehr um nur eine Fernleitung, sondern um ein ausgedehntes Netz von beträchtlicher Länge, mehreren Transformatorstationen und höherer Spannung — immer noch vorerst in der Voraussetzung, daß die Maste nur einen Stromkreis tragen — so verlöscht der Lichtbogen nicht mehr selbsttätig, und es werden die mit ihm verbundenen Gefahren besonders scharf ausgeprägt. Der stehengebliebene Lichtbogen kann sich zu großer Länge ausziehen, und dann Kurzschluß zwischen den Phasen der Leitung herbeiführen. Es entstehen ferner durch das mit jeder Halbperiode verbundene Verlöschen und Neuzünden des Lichtbogens (intermittierender 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 Isolatoren<sup>1)</sup>, ferner die Maschinen- und Transformatorenwicklungen außerordentlich gefährden. Der Lichtbogen greift das Metall der Leiter stark an. Namentlich Aluminium ist sehr empfindlich und schmilzt eher als Kupfer. Aus diesem Grunde sind auch die Phasenabstände zwischen den einzelnen Leitern bei Aluminium größer zu wählen als bei Kupferseilen. Auch die Drahtbunde an den Isolatoren sind bei Isolatorbeschädigungen besonders schneller Zerstörung unterworfen und haben ein Abrutschen der Leiter, damit unter Umständen einen weiteren Erdschluß, bei Hängeisolatoren die Gefahr des Leiterzusammenschlagens zur Folge.

Die neuerdings zum schnellen Verlöschen des Erdschlußlichtbogens angewendeten Mittel, z. B. Erdschlußschalter, Petersenspulen der A.E.G., Löschtransformator der S.S.W. haben, soweit bisher aus praktischen Betrieben bekannt geworden ist, recht befriedigende Ergebnisse gehabt, doch fehlen noch sichere Bestätigungen besonders aus großen Kraftübertragungsanlagen. 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

---

<sup>1)</sup> Siehe S. 273: Sicherheitsgrad der Isolatoren.

der Gesamtkapazitäten aller Leitungsstrecken bis zur Fehlerstelle, soweit sie für die Speisung letzterer vom Kraftwerke in Mitleidenschaft gezogen werden. Die Kapazitäten der Transformatoren und sonstiger Maschinen und Apparate können unberücksichtigt bleiben. Für erste Vorarbeiten bei Spannungen bis etwa 25 kV genügt im allgemeinen die folgende empirische Gleichung, die einen brauchbaren Mittelwert ergibt. Es ist:

$$I_f = \frac{E(l_F + 25l_K)}{350 \cdot 10^3} \text{ Amp.}, \quad (140)$$

worin  $E$  die Betriebsspannung in Volt

$l_F$  die Länge der Freileitung in km

$l_K$  die Länge der vorhandenen und mit der Fehlerstelle in Verbindung stehenden Kabelstrecken in km

bezeichnet. Sind Erdungsseile vorhanden, so ist  $I_f$  um etwa 50% geringer.

Über die Fernsprechstörungen wird auf S. 117 eingehender gesprochen.

2. Zwei Stromkreise am Mast. Diese Form für den Bau einer Hochspannungskraftübertragung ist heute die gebräuchlichste und billigste, wenngleich sie nicht immer auch als die technisch beste bezeichnet werden kann. Wenn irgend zugänglich und durch die Lage der Haupttransformatorenstationen möglich, wird besser die Doppelleitung vermieden und dafür je eine Leitung auf getrennten Mastreihen verlegt, die durch Zusammenschluß zu einem Ringe die zu fordernde Sicherheit in der Stromlieferung bei Störung auf einem Leitungsabschnitte gewährleistet. Hierauf wird auf S. 167 näher eingegangen werden. Hier interessieren zunächst nur die elektrischen Verhältnisse und zwar bei ungestörtem Betriebe, bei Erdschluß einer Phase, bei synchronem und asynchronem Betriebe der beiden Stromkreise.

Bei ungestörtem und synchronem Betriebe müssen zur Erzielung gleicher Kapazitätswerte, also zur Aufhebung der gegenseitigen elektrostatischen Beeinflussung beide Stromkreise in der auf S. 82 angegebenen Weise verdreht werden. Dann ist die Betriebskapazität jeder Leitung unter Berücksichtigung vorhandener Schutzseile nach Gl. (121) zu berechnen, also keine Rücksicht auf den zweiten Stromkreis zu nehmen.

Wird jeder Stromkreis getrennt für sich von besonderen Maschinen aus betrieben (asynchroner Betrieb) so ist die gegenseitige Verdrehung 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. (141) feststellen läßt. Es ist also in jedem Falle auch ein nicht unter Spannung stehender, parallel zu einer im Betriebe befindlichen Hochspannungsleitung verlaufender Stromkreis vorzüglich zu erden,

wenn an demselben irgendwelche Arbeiten vorzunehmen sind. Zu-  
meist wird besser auch der zweite Stromkreis ausgeschaltet, wenn  
umfangreichere Leitungsinstanzsetzungen ausgeführt werden müssen.

Bei Erdschluß einer Phase eines Stromkreises und  
synchronem Betriebe wird wiederum zunächst die Wirkung der  
gegenseitigen Verdrillungen aufgehoben. Der Erdschlußstrom usw. sind  
nach den Gl. S. 98 u. f. für die gestörte Leitung zu berechnen, wobei das

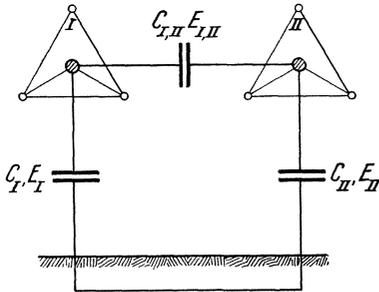


Fig. 82. Kapazitätsverteilung bei einer  
Doppelleitung (einfache Darstellung).

in Fig. 82 dargestellte Ersatzbild zweier Dreiphasenstromkreise heran-  
gezogen. Es bezeichnet  $C_I$  und  $C_{II}$  je die Gesamtkapazität des  
Stromkreises gegen Erde und  $C_{I,II}$  die Gesamtheit aller gegenseitigen  
Kapazitäten. Aus Fig. 82 ergibt sich:

$$V_{II} \cdot (C_{II} + C_{I,II}) - E_p \cdot C_{I,II} = 0,$$

woraus die induzierte Spannung des ungestörten Systems (das Po-  
tential desselben gegen Erde):

$$V_{II} = E_p \frac{C_{I,II}}{C_{II} + C_{I,II}} \text{ Volt.} \quad (141)$$

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 Betriebe dagegen hat die induzierte Spannung  
 $V_{II}$  ein Pendeln der Spannungen gegen Erde zur Folge und zwar ent-  
sprechend dem Gangunterschiede der auf die Leitungen arbeitenden  
getrennten Maschinen.

Bei 100000 Volt Fernleitungsspannung und den üblichen Leiter-  
abständen kann  $V_{II} \cong 15 \text{ kV}$  und mehr betragen, so daß bei Störung  
auf einer der parallellaufenden Leitungen die Spannung der ungestörten  
Strecke zwischen  $\frac{100000}{\sqrt{3}} + 15000$  und  $\frac{100000}{\sqrt{3}} - 15000$  Volt hin-  
und herschwankt.

auf S. 101 für ausgedehnte Netze ge-  
sagte sinngemäß gilt. Da aber das  
Spannungsdreieck der gestörten Lei-  
tung 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 Stromkreise eine  
Spannung gegen Erde indu-  
ziert wird. Zur rechnerischen Er-  
mittlung dieser Spannung wird das

Haben die beiden Stromkreise keine Störung, werden die Leitungen aber mit verschiedenen Spannungen betrieben, so kann — wenn die vorerwähnte Verdrillung nicht vorgenommen wird — eine gefährliche Spannungserhöhung auch dann nach Gl. (141) hervorgerufen werden, die nicht nur die Isolatoren und Maschinen der Anlage mit niedrigerer Spannung gefährdet, sondern infolge der Pendelerscheinung den Betrieb zur Undurchführbarkeit bringen kann.

Diese gegenseitige elektrische Induzierung läßt sich auch für den Fall des gestörten Betriebes zum größten Teil dadurch aufheben, daß zwischen die Nullpunkte beider Systeme eine induktive Ausgleichspule (Drosselspule) geschaltet wird (Fig. 83), deren scheinbarer Widerstand  $2\pi \cdot \nu \cdot L_{II}$  gleich gemacht wird dem Werte

$\frac{1}{2\pi \cdot \nu \cdot C_{III}}$ . 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 Faktoren nicht berücksichtigt werden können (z. B. die Isolatoren, Einführungen, Durchhang usw.). Auch bei einer zu einem Ringe zusammenschlossenen Leitung, ferner bei einem zweiten, gleichzeitig auf einer anderen Phase des zweiten Stromkreises auftretenden geringen Erdschlusses, dann bei einem Blitzschlage in der Nähe der Leitungen werden die Rechnungen so verwickelt, daß ihre Durchführung nicht mehr lohnt. Es ist daher das empfehlenswerteste, für eine zu projektierende Anlage zunächst alle Daten so genau wie möglich vorzubestimmen und dann mit einem Sicherheitskoeffizienten 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 fast unmöglich durchzuführen, insbesondere dann, wenn infolge zu geringer Dämpfung von den Generatoren Oberschwingungen erzeugt werden, von denen diejenigen mit der 3. und 5. Grundperiodenzahl verlaufenden am gefährlichsten sind und Resonanzüberspannungen zur Folge haben können. Unterschiede der Meßergebnisse gegenüber den Rechnungsergebnissen bis zu 100 % werden bei sehr ausgedehnten, verschachtelten 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 Strom und Spannung erzeugen.

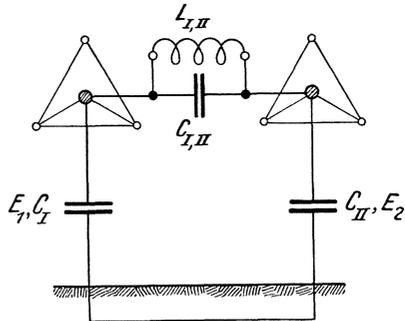


Fig. 83. Drosselspulschaltung bei Drehstrom-Doppelleitungen.

f) **Elektrische Wirkungen der Hochspannungsleitungen auf nebeneinanderlaufenden Schwachstromleitungen.** a) Die Beeinflussung der öffentlichen Fernsprech- und Telegraphenleitungen. Bei der großen Ausdehnung der Leitungsnetze der Überlandkraftwerke und dem teilweisen Zwange der Benutzung öffentlicher Wege für die Verlegung der Leitungen ist es oft nicht zu vermeiden, daß Hochspannungsleitungen mit öffentlichen Fernsprech- und Telegraphenleitungen streckenweise in verhältnismäßig geringem Abstände (Straßenbreite) nebeneinanderlaufen. Aus dem bereits Gesagten geht hervor, daß dann die Starkstromleitung eine elektromagnetische und elektrostatische Induktionswirkung auf die Schwachstromleitung ausübt.

Für die elektromagnetische Wirkung ist unter Hinweis auf die Erläuterungen im Abschnitt 6 Selbstinduktion und gegenseitige

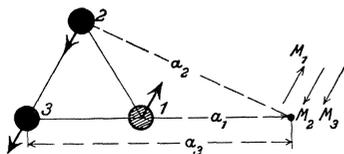


Fig. 84. Induktionswirkung einer Drehstromleitung auf einem Schwachstromleiter.

Induktion der Koeffizient der gegenseitigen Induktion  $M$  für die Schwachstromleitung mit den dort angegebenen Gleichungen nach der Pfeilmethode 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 Koeffizient  $M$  zu ermitteln, der für den in Fig. 84 dargestellten Fall (Drehstromleitung und ein Schwachstromleiter) beträgt:

$$M_{Schw} = \frac{2,3}{10^4} \left( \log \frac{a_2 \cdot a_3}{a_1^2} \right) \text{ H/km.} \quad (142)$$

Die hierdurch hervorgerufene Spannung ist abhängig von der Länge der Leitung, dem in der Starkstromleitung fließenden Strom und der Frequenz.

Die einpolige Verlegung der Schwachstromleitungen mit Rückleitung durch die Erde ist schon infolge der elektromagnetischen Induktion nicht statthaft. Da die Hochspannungsanlage stets mit Erdung des Nullpunktes der Generatoren und Transformatoren und der Sammelschienen über hohe induktive Widerstände in irgendeiner Form versehen ist, fließt zwischen dieser und der geerdeten Schwachstromleitung ein ständiger Ausgleichstrom, der durch die Fernsprech- und Telegraphenapparate verläuft und den Betrieb derselben unmöglich macht. Es ist daher unbedingt erforderlich, daß die Schwachstromanlagen mit Doppelleitungen (isolierte Hin- und Rückleiter) versehen werden. Da aber auch bei dieser Ausführung ungleiche Abstände zwischen den Schwachstromleitern 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 Span-

nung durch Verdrillen der Schwachstromleitungen 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 Zustande 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 Fig. 82 herangezogen wird. Wenn mit  $H$  die Hochspannungs- und mit  $Schw$  die Schwachstromleitungen bezeichnet werden, so lautet hier die Gleichung:

$$E_{Schw} = E_H \frac{C_{H,Schw}}{C_{H,Schw} + C_{Schw}} \text{ Volt.} \quad (143)$$

Wird eine Schwachstromleitung z. B. durch einen Isolationsfehler oder durch Ansprechen eines Blitzableiters geerdet, so ist der Erdstrom:

$$I_{Schw,e} = E_{Schw} \cdot 2\pi \cdot \nu \cdot C_{H,Schw} \text{ Amp.} \quad (144)$$

wobei zu beachten ist, daß eine Stromstärke von 0,1 Amp. bereits tödlich wirken kann. Es sei daher schon hier bemerkt, daß parallel zu Hochspannungsleitungen laufende Schwachstromleitungen auf das beste zu erden sind, bevor an ihnen irgendwelche Arbeiten vorgenommen werden dürfen.

O. Brauns<sup>1)</sup> hat die statische Beeinflussung der Schwachstromleitungen durch nebeneinanderlaufende Hochspannungsleitungen eingehend untersucht und durch Rechnung und Messungen festgestellt, welche Bedingungen erfüllt werden müssen, damit eine Gefährdung des Schwachstrombetriebes praktisch vermieden wird. Sind Stark- und Schwachstromleitungen verdrillt und ohne Isolationsfehler, also störungsfrei, so ist ein befriedigender Schwachstrombetrieb ohne weiteres möglich. Tritt aber Erdschluß in der Hochspannungsleitung auf, so verursacht die nach Erde abfließende Ladeleistung sogenannte Knallgeräusche in den Fernsprechhörnern, die gesundheitsschädliche Wirkungen hervorrufen können. Außerdem darf der in der Schwachstromleitung induzierte Strom eine bestimmte Höhe nicht überschreiten, da andernfalls die Blitzableiter zum Ansprechen kommen und die Schwachstromleitung erden, wodurch der Schwachstrombetrieb stark beeinträchtigt bzw. unmöglich gemacht wird.

Nach Brauns ist die in der Schwachstromleitung bei Erdschluß einer Phase der Hochspannungsleitung induzierte Spannung unter Zugrundelegung der Fig. 85:

<sup>1)</sup> Telegraphen- und Fernsprechtechnik 1919 und 1920 und E.T.Z. 1920 S. 604.

$$V'_{H, Schw} = 0,26 \cdot E \frac{h_m \cdot h_F}{\alpha_{H,F}^2 + h_m^2 + h_F^2} (1 - m) \text{ Volt.} \quad (145)$$

$E$  = Betriebsspannung.

Ist  $\alpha_{H,F}$  bekannt also z. B. durch die Streckenverhältnisse gegeben, so kann  $V'_{H, Schw}$  leicht berechnet werden. Besitzt die Hochspannungsleitung Erdungsseile, die eine spannungssenkende (schirmende) Wirkung hervorrufen, so kann dieses durch einen Koeffizienten  $m = 0,25$  berücksichtigt werden. Parallele Baumreihen, Häuser usw. schirmen zwar auch, doch bleibt dieser Einfluß besser unberücksichtigt, da er zu ungenau bewertet werden kann. Wenn  $V'_{H, Schw} \leq 100 \text{ Volt}$ <sup>1)</sup>, so ist das Ansprechen eines Blitzableiters nicht zu erwarten, und besonders störende Knallgeräusche werden sich nicht zeigen.

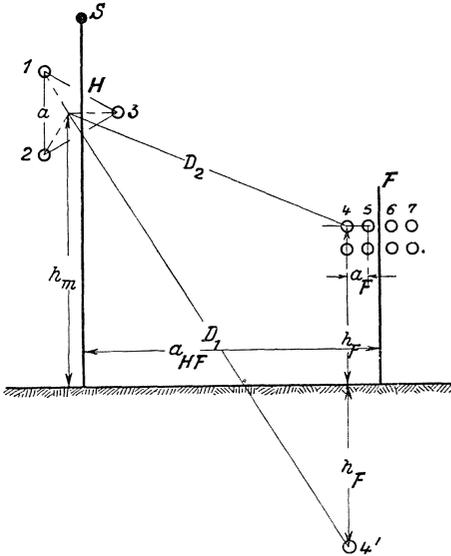


Fig. 85. Elektrostatistische Beeinflussung einer Schwachstromleitung durch eine Drehstromleitung.

gegenseitigen Kapazitäten ergibt sich die zulässige Spannung in einer aus ZDrähten bestehenden, auf  $l$  km nebeneinanderlaufenden Schwachstromanlage:

$$V'_{H, Schw} = \frac{1}{1 - m} \sqrt{\frac{1,13 (Z + 2,7) \cdot 10^5}{l}} \text{ Volt.} \quad (146)$$

Diese Spannung muß gleich sein der induzierten Spannung nach Gl. (145), woraus durch Umrechnung folgt:

$$\alpha_{H, F} = \sqrt{\frac{0,26 \cdot E \cdot h_m \cdot h_F}{\sqrt{1,13 (Z + 2,5) 10^5} - h_m^2 - h_F^2}}. \quad (147)$$

<sup>1)</sup> Diese Spannung entspricht dem vom V. D. E. festgesetzten Werte von 250 Volt als Grenze einer Niederspannungsanlage gegen Erde insofern, als infolge von Wanderwellen und Schaltvorgängen die induzierte Spannung auf den 2,8fachen Wert anwachsen kann, und mit Rücksicht hierauf die durchschnittliche Ansprechspannung der Blitzableiter bzw. Spannungssicherungen in den Schwachstromanlagen auf 300 Volt gegen Erde festgesetzt ist.

Ist  $a_{H,F}$  ermittelt, so ergibt sich bei fehlerfreier Hochspannungsleitung die Induktionsspannung in der Schwachstromleitung zu:

$$V_{H, Schw} = 0,17 E \frac{h_F \cdot a_{H,F}}{D_1 \cdot D_2} \leq 100 \text{ Volt.} \quad (148)$$

Die Abstände  $D_1$  und  $D_2$  können aus einer Zeichnung abgegriffen oder auch aus der Fig. 85 leicht errechnet werden. Wird  $V_{H, Schw} > 100$  Volt, so muß der Abstand  $a_{H,F}$  vergrößert werden. Im allgemeinen kann man etwa damit rechnen, daß bei Spannungen von 100 kV und mehr  $a_{H,F}$  mit 120–150 m ausreichend bemessen ist. Eine Nachrechnung sollte indessen stets vorgenommen werden.

Die induzierte Spannung zusammen mit der Kapazität zwischen den Leitern und nach Erde ergibt die in der Schwachstromleitung 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:

$$(2,8 V'_{H, Schw})^2 \cdot l \cdot \frac{C}{2} \leq 10^{-2} \text{ Joule} \quad (149)$$

sein, wobei in dem Zahlenwerte 2,8 wie oben bereits erwähnt, die Spannungserhöhung durch Wanderwellen und durch das Zu- und Abschalten der Hochspannungsleitung berücksichtigt ist.

Die zweite Ursache für dauernde Störung des Schwachstrombetriebes bei fehlerfreier Hochspannungsstrecke ist der durch statische Induktion hervorgerufene Strom, der

bei Einzelleitung:

$$I_{Schw} = 6 \cdot \omega \cdot l \cdot V_{H, Schw} 10^{-9} \leq 6 \cdot 10^{-6} \text{ Amp.} \quad (150)$$

$$\omega = 2\pi \cdot \nu = 314 \ (\nu = 50)$$

nicht mehr als  $6 \cdot 10^{-6}$  Amp. betragen darf.

Bei mehreren Einzelleitungen ist:

$$I_{Schw} = 1,7 (Z + 2,7) 10^{-6} \leq 6 \cdot 10^{-6} \text{ Amp.} \quad (151)$$

Für Doppelleitungen, also Hin- und Rückleiter, gilt:

$$I_{Schw} = 4 \cdot \omega \cdot l \cdot \frac{a_F}{D_1} \cdot V_{H, Schw} \cdot 10^{-9} \leq 6 \cdot 10^{-6} \text{ Amp.} \quad (152)$$

$a_F$  in der Regel = 50 cm.

Alle Maße sind in Gl. (145) bis (152) wiederum in cm einzusetzen.

Wird  $I_{Schw}$  größer, so ist jede Verständigung auch bei fehlerfreier Hochspannungsanlage ausgeschlossen; es muß dann die Hochspannungsleitung auf der ganzen Länge des Nebeneinanderlaufens verdrillt werden. Diese Verdrillung ist auf jede 3 km einmal vollständig durchzuführen. Bei  $a_{H,F} > 40$  m genügt es, alle 6 km eine vollständige Verdrillung nach den auf S. 117 angegebenen Gesichtspunkten vorzunehmen.

Da die Rechnungen aus leicht erklärlichen Gründen keine genauen und demnach völlig zuverlässigen Werte ergeben können, im allgemeinen sogar etwas niedrigere Werte für die induzierte Spannung zu erwarten sein werden, weil zu der Wirkung der Verdrehung noch besondere schirmende Wirkungen von Baumreihen u. dgl. wie bereits erwähnt hinzukommen, so ist es andererseits aber auch möglich, daß bei Störungen in den Hochspannungsstrecken höhere Werte für  $V_{H, Schw}$  also auch für die Ladeleistung und den induzierten Strom auftreten und dann vielleicht durch Zufälle Gefährdungen in den Schwachstromanlagen zur Folge haben.

Um hiergegen vollständig zu schützen, haben die Siemens & Halske A.-G. neuerdings einen besonderen kleinen Transformator (Schutztransformator) konstruiert, der jede Gefährdung der Bedienung der Schwachstromanlagen ausschließt.

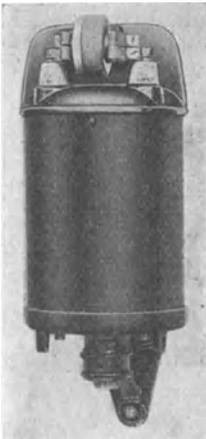


Fig. 86. Hochspannungs-Schutztransformator für Fernsprechanlagen der S. & H. A.-G.

Der Transformator besteht, wie Fig. 86 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 Apparaten führende geschützte Leitung so angeordnet sind, daß sich zwischen den beiden Klemmenpaaren 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 Porzellanklemmen gegen Gehäusekörper beträgt bei vollkommen reiner und trockener Oberfläche etwa 9000–10000 Volt. 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 Volt bei 50 Perioden dauernd verträgt, zu vermeiden, wird jeder Transformator mit einer leicht auswechselbaren Funkenstrecke (Fig. 87) versehen, welche zwischen den beiden Hochspannungsklemmen angeordnet ist und bei Spannungen von etwa 500 Volt 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 Amp. gesichert. Zweckmäßig werden diese Feinsicherungen noch

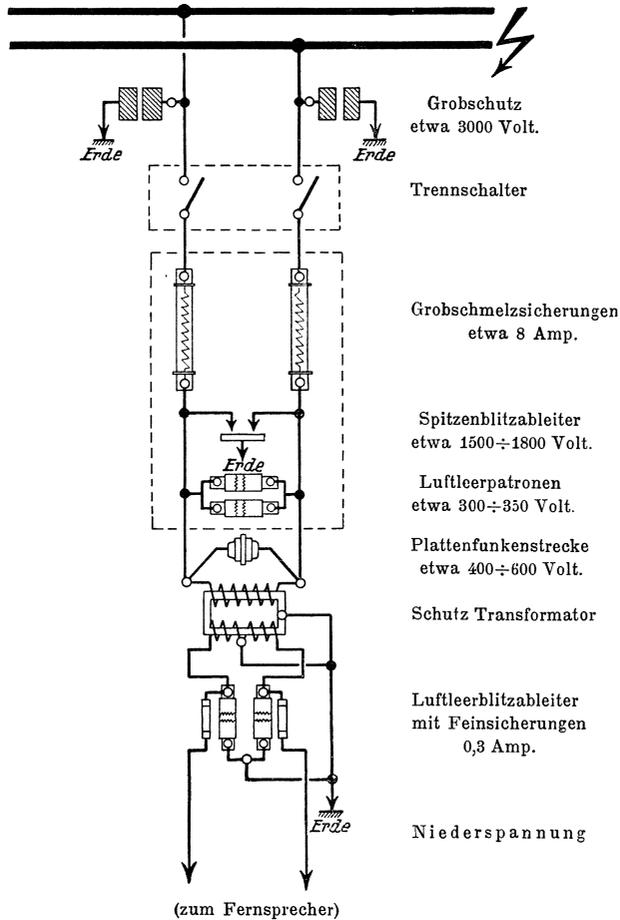


Fig. 87. Hochspannungsschutz für Fernsprechanlagen der S. & H. A.-G.

mit Luftleerblitzableitern (Fig. 87) verbunden, welche bei angeschlossenen Freileitungen einen guten Schutz der Wicklung gegen atmosphärische Entladungen bieten. Oscillographische Aufnahmen haben gezeigt, daß auf der Niederspannungsseite weder durch induktive, noch durch statische Übertragung eine höhere Spannung als etwa 200 Volt entstehen kann. Die allgemeine Schaltung zeigt Fig. 87.

Der Hochspannungsschutz (D. R. P.) setzt sich aus folgenden Teilen zusammen:

einem Grobspannungsschutz in Form eines Einführungsisolators, der unmittelbar hinter der starkstrommäßig auszuführenden Wanddurchführung derart anzuordnen ist, daß jede der beiden Freileiter an einem der 2 Einführungsisolatoren angeschlossen wird. Diese enthalten eine auswechselbare Funkenstrecke, die bei 2500–3000 Volt sicher anspricht, so daß es möglich ist, alle hinter diesem Grobspannungsschutz liegenden Apparate, Leiter usw. nur für etwa 4000–5000 Volt zu isolieren, da höhere Spannungen nicht auftreten können,

einem doppelpoligen Trennschalter, durch den alle Innenleiter und Apparate von der Freileitung abgetrennt werden können,

1 Sicherungskasten mit Schutzkappe aus Isoliermaterial, enthaltend:

2 Hochspannungsabschmelzsicherungen mit auswechselbaren Schmelzeinsätzen für 5000 Volt (Schmelzdraht von 0,2 mm aus Reinsilber),

1 Spitzenblitzableiter für 2 Leiter,

2 Luftleerpatronen,

1 Fernsprech-Transformator in rundem Metallgehäuse mit angebaute, auswechselbarer Funkenstrecke (ca. 500 Volt) 2 Klemmen auf der Hochspannungsseite, 3 Klemmen und 1 Erdklemme auf der Niederspannungsseite,

2 Feinsicherungen (Bosepatronen) für 0,3 Amp.

Eingehende Prüfungen haben gezeigt, daß der Transformator einschl. der auf seiner Hochspannungs- und Niederspannungsseite angeordneten Sicherungen für alle möglichen Betriebsfälle (auch bei unmittelbarem Stromübergang) einen ausreichenden Schutz bietet, und daß auf der Niederspannungsseite höhere Spannungen als 250 Volt nicht auftreten.

Der Transformator darf nur in Verbindung mit einer besonderen Sicherungseinrichtung und bei Spannungen über 3000 Volt 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 Schwachstromanlagen 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 Stark- und Schwachstromleitungen in vielen Gegenden außerordentlich groß sind.

β) Die Betriebsfernsprechanlagen. In ausgedehnten Kraftübertragungsanlagen kommt den Betriebsfernsprecheinrichtungen eine besondere Bedeutung zu; es soll daher auch auf diese näher eingegangen werden. Man unterscheidet:

a) das Drahtsystem

b) das drahtlose System.

Da sich der gesamte Aufbau des Drahtsystems nur nach seiner Anordnung zur Hochspannungsanlage richtet, erscheint es zweckmäßig, dasselbe schon hier vollständig zu behandeln.

1. Das Drahtsystem. Die Verständigung zwischen den einzelnen Umformer-, Transformatoren- und Schaltstationen und dem Betriebsbureau bzw. dem Kraftwerke ist sowohl bei kleinen, als ganz besonders bei großen und ausgedehnten Überlandkraftanlagen eine unbedingte Betriebsnotwendigkeit (Fehlermeldungen, Berichte, Übermittlung der Meßinstrumentenangaben, Parallelbetrieb mehrerer Werke untereinander). 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 Erreichung dieser Forderungen gibt es verschiedene Lösungen, die stets genauestens untersucht werden sollten, um das Beste zu finden.

Die eine Lösung besteht darin, daß die öffentlichen Fernsprechanlagen benutzt werden. 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 zum Kraftwerke 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.

Eine zweite Lösung besteht darin, daß eine eigene Anlage errichtet wird, bei der mit Rücksicht auf die jederzeit gefahrlose Bedienung der Apparate 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 so groß, daß diese Form sehr selten benutzt werden dürfte. Außerdem sind heute die Einrichtungen der Fernsprechapparate derart gut herstellbar, daß bei der Ausführung mit Leitungen an den Hochspannungsmasten, die als dritte Lösung nunmehr behandelt werden soll, keine Gefährdungen des Bedienungspersonals mehr besteht, und daher diese Form in vergleichbaren Wettbewerb zu der ersten Lösung treten kann.

Bei der Verlegung der Fernsprechleiter an den Masten der Hochspannungsleitungen muß die elektrische Ausführung der Anlagen und Einrichtungen mit Rücksicht auf die elektrischen Wirkungen der Hochspannungs- auf die Schwachstromleitungen besonderen Bedingungen genügen.

In Fig. 88 ist eine derartige Strecke abgebildet. Der Abstand  $a_{H, Schw}$  ist nicht mehr frei zu wählen, sondern ergibt sich aus der Höhe der Masten, die natürlich für das Anbringen der Fernsprechleitungen von vornherein bemessen sein muß. Nach den Vorschriften des V.D.E. soll  $a_{H, Schw}$  mindestens 2 bis 3 m betragen. Das hat zur Folge, daß die elektrostatische Wirkung der Hochspannungsleitungen wesentlich

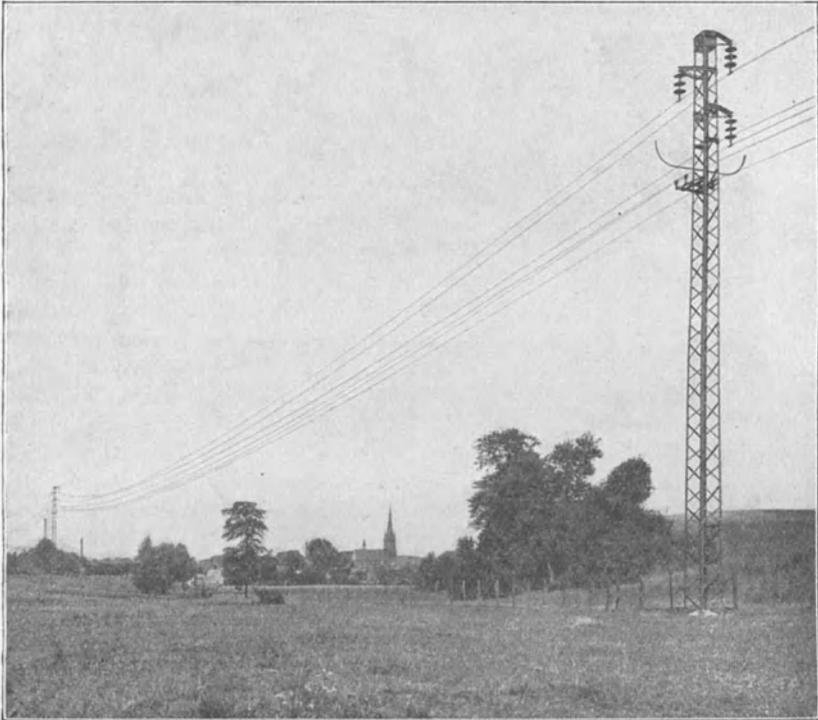


Fig. 88. Hochspannungsstrecke (Drehstrom, 30000 Volt, Hängeisolatoren, Weit-  
spannung) mit Betriebs-Fernsprechleitung.

größer, demnach gefährlicher ist, als bei den öffentlichen Fernsprechleitungen. Hinsichtlich der Verdrillung gilt alles, was im Abschnitte a) gesagt worden ist, sinngemäß. Es ist selbstverständlich, daß nur die Doppelleitung in Frage kommt. Da hier der Abstand  $a_F$  der beiden Leiter sehr gering ist, werden sie in dem gleichen Sinne induziert. 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 Apparate gefährden können und den Sprechbetrieb durch die im Telephon auftretenden Geräusche (Knallgeräusche) stören (Fig. 89). Um dieser Erscheinung wirksam

zu begegnen, ist es daher 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

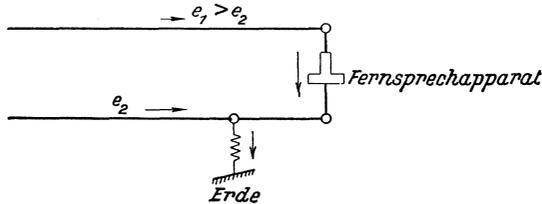


Fig. 89. Störungsstrom im Fernsprechnetz.

auch störend bemerkbar macht, wird dadurch begegnet, daß die Isolatorstützen auf einer gemeinsamen eisernen Traverse (Fig. 90) montiert und letztere besonders gut geerdet wird.

Tritt Erdschluß in der Hochspannungsstrecke auf, so erreicht die in der Fernsprechleitung induzierte Spannung außerordentlich hohe Werte, die bei der Konstruktion der Apparate berücksichtigt werden müssen. Als Beispiel sei ein Versuch der Siemens & Halske A.-G., angeführt:

Auf einer Versuchsstrecke von 25 km Länge, die Drehstrom von 15000 Volt führte, wurde die Beeinflussung einer im Abstände von 1,5 m von der Starkstromleitung verlegten Fernsprechdoppelleitung gemessen. Jede der beiden Schwachstromleitungen zeigte eine Spannung von etwa 300 Volt gegen Erde, wenn die Starkstromleitungen sämtlich fehlerfrei waren, dagegen etwa 2100 Volt, wenn eine der 3 Leiter Erdschluß hatte. Zur Spannungsmessung wurden ein statisches Voltmeter benutzt.

Ferner kommt die Gefährdung der Fernsprechanlagen beim Bruch eines Leiters der Hochspannungsleitung hinzu, weil dann ein unmittelbarer Stromübergang in die Schwachstromleitung eintritt. Gleiche Gefährdungen entstehen durch Baumzweige, Drachenschnüre u. dgl., die beide Leitungen gleichzeitig berühren.

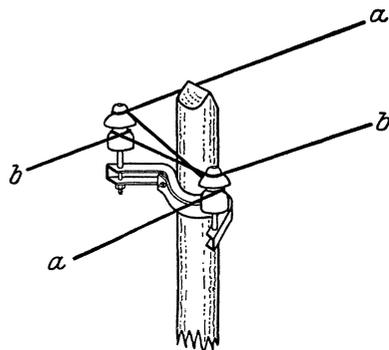


Fig. 90. Verdrillung einer Betriebs-Fernsprechleitung.

Die Spannungen und Leistungen, die in diesem dritten Falle in die Schwachstromleitung gelangen, können naturgemäß um ein Vielfaches größer sein, als wenn sie nur durch Induktion der Hochspannungsleitungen hervorgerufen werden. Die eingeschalteten Apparate und

die telephonierenden Personen, sowie die Schwachstromleitungen selbst erscheinen im Hinblick auf die Möglichkeiten eines unmittelbaren Stromüberganges vom Starkstrom- in das Schwachstromnetz ganz besonders gefährdet. Auch infolge schlechter Erdung der Masten kann ein Übertreten von Starkstrom in die Telephonleitung 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 Apparate einen zuverlässigen Schutz gegen Hochspannung erhalten.

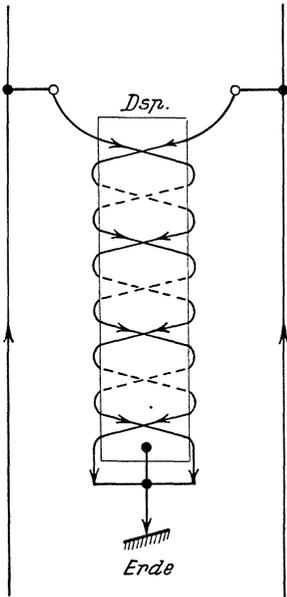


Fig. 91. Erdungsdrosselspule in einer Fernsprechleitung.

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, ein besonders abgestuftes Spannungs- und Stromsicherungssystem zum Schutz der Apparate und Personen zu verwenden und nur erprobte, zweckentsprechende Apparate einzubauen.

Die Erddrosselspulen 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 Fig. 91 ist die Schaltung der Erdungsdrosselspule gezeichnet. Der Sprechstrom wird durch den Einbau auch mehrerer solcher Selbstinduktionen praktisch gar nicht geschwächt; der Leistungsverlust zur Magnetisierung des Eisenkernes ist praktisch ohne große Bedeutung. Für eine längere Fernsprechleitung

müssen die Zahl und Wicklungsverhältnisse der Drosselspulen besonders bestimmt werden.

Die Abstufung des Spannungs- und Stromsicherungssystems ist notwendig, um bei den unter Umständen stark wechselnden Betriebszuständen der gemeinsamen Freileitungsanlage den Sprechbetrieb vor häufigem, selbsttätigen Abschalten bei Ausgleichströmen zu schützen, und andererseits bei unmittelbarem Übertritt von Hochspannung die Apparate und Bedienung vor Gefährdung zu bewahren.

Die Ausbildung der Apparate selbst setzt langjährige Erfahrungen voraus. Es sei hier dringend davor gewarnt, betriebsmäßig nicht lange genug erprobte Konstruktionen zu verwenden, die nicht nur den Zweck der

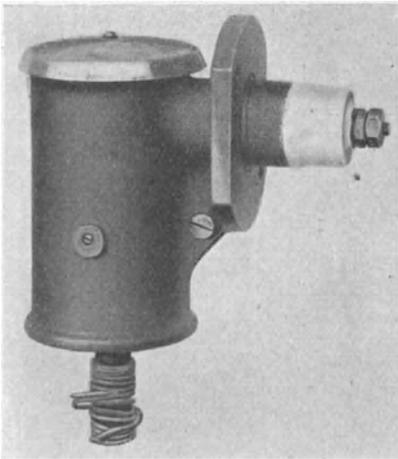


Fig. 92. Einführungsisolator für Betriebsfernsprechanlagen der S. & H. A.-G.

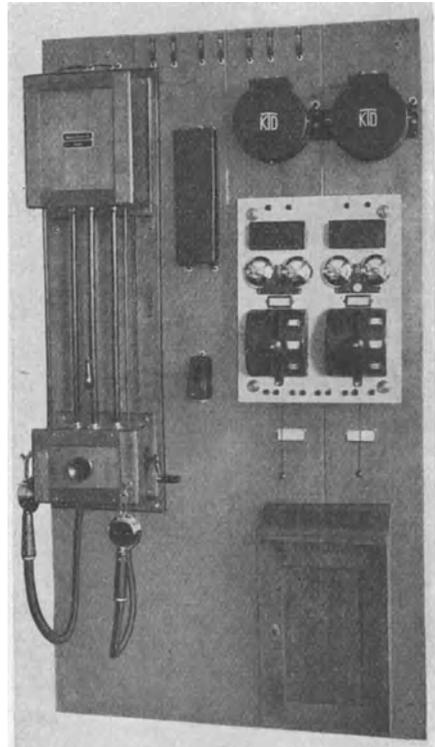


Fig. 93. Hochspannung-Betriebsfernsprechanlage der K.T.D.

Fernsprechanlage vollständig illusorisch machen, sondern auch ernste Gefährdungen herbeiführen können.

Die Siemens & Halske A.-G. benutzt auch für diese Anlagen den besonderen Schutztransformator nach Fig. 86 und dazu noch besondere Einführungen für die Leiter in die Gebäude, die durch eine eingebaute Funkenstrecke die Ableitung der etwa durch Reißen eines Hochspannungsleiters übergetretenen Starkstromspannung zur Erde sicher bewirken (Fig. 92).

Die Fig. 93 zeigt die Apparateanordnung einer vollständigen Sprech-

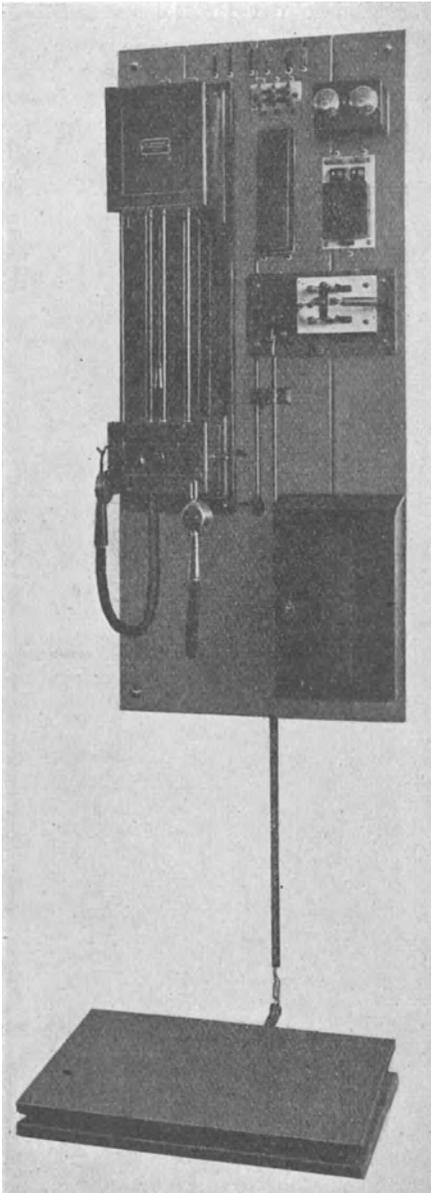


Fig. 94. Betriebs-Fernsprechanlage mit Hochspannungsschutz und Fußschalter der T.K.D.

stelleneinrichtung der T. K. D.<sup>1)</sup> für den Verkehr nach zwei Richtungen. Dieselbe besteht aus:

- 1 Fernsprechapparat in Sonderausführung mit Schutz gegen Hochspannung,
- 1 Schutzvorrichtung (Feinschutz),
- 1 Anrufapparat mit 2 Anruf-läutewerken,
- 2 Hebelschaltern und
- 2 Blitzableitern auf Marmorplatte montiert,
- 2 Erdungsdrosselspulen,
- 1 Schalter zum Ausschalten eines Fortschelläutewerkes und
- 1 Batteriebehälter,

das ganze auf Eichenholzbrettwand montiert. Bedenklich erscheint die Montage auf Holz, und es ist daher ratsam, eine andere Grundplatte und Hochspannungseinführungen zu verlangen, um den Isolationszustand der Anlage zu erhöhen. Das Fortschelläutewerk ist auf dem Bilde nicht sichtbar; es wird in der Regel an entfernter Stelle im Maschinenraum oder einer entsprechenden Stelle angeordnet. Es wird durch die auf der Marmortafel montierten

Wechselstromanrufläutewerke eingeschaltet, welche zu diesem Zwecke mit einer Relaisfallklappe verbunden sind. An der abgefallenen Relaisfallklappe erkennt man auch, welches Läutewerk in Tätigkeit getreten war, bzw. von welcher Richtung der Anruf erfolgte. Das Bild zeigt die rechte Klappe in abgefallenem Zustande.

<sup>1)</sup> Süddeutsche Telephon-Apparate, Kabel- und Drahtwerke A.G. Nürnberg.

In Fig. 94 ist eine Sprechstelleneinrichtung derselben Firma mit selbsttätiger Aus- und Einschaltung durch Fußtritt für Transformatorenhäuser oder ähnliche Stellen abgebildet, an welchen nicht dauernd eine Person anwesend ist. Die Sprechstelle, die sich aus:

- 1 Sprechapparat,
- 1 Feinschutz,
- 1 Anrufläutewerk,
- 1 Blitzableiter,
- 1 Erdungsdrosselspule und
- 1 Schalter

zusammensetzt, wird parallel an die Freileitung angeschaltet, ist im Ruhezustand, aber ohne Verbindung mit derselben. Die Einschaltung der Sprechstelle wird durch das Betreten des Fußtrittes bewirkt.

Die Fig. 95 zeigt die Ausführung einer Sprechstelle der Siemens & Halske A.-G., sie besteht aus:

- a) Einführungsisolator,
- b) Trennschalter,
- c) Schutztransformator,
- d) Relaischalter,
- e) Erdungsdrosselspule,
- f) Sicherungskasten,
- g) Fernsprechstation,
- h) Niederspannungsschutz,
- k) Anrufwecker,

und ist nicht auf einer gemeinsamen Grundplatte zusammengefaßt, sondern jeder Apparat wird für sich an der Wand befestigt.

Da es oftmals erwünscht ist, auch von der Strecke aus mit dem Kraftwerke oder einer bestimmten Schalterstation in Verbindung zu treten, sind von den einzelnen Firmen Streckenapparate entworfen worden, die sich bequem transportieren lassen. In Fig. 96 ist ein solcher der Siemens & Halske A.-G. abgebildet. Er setzt allerdings die Benutzung der Schutztransformatoren an jeder Sprechstelle voraus, um jede Gefährdung des Bedienenden mit Sicherheit auszuschließen. Daher werden diese Schutztransformatoren am vorteilhaftesten an besonders gewünschten, leicht z. B. zu Fahrrad erreichbaren Stellen fest montiert. Der Anschluß des Fernsprechapparates erfolgt durch einen Stöpsel, der mit eingebauter Schutzfunkenstrecke versehen ist. Natürlich muß der Transformator wasserdicht gekapselt sein. Die Benutzung von Stangenkontakten, die in die Fernsprechleitungen eingehängt werden und dadurch die Verbindung zu dem Fernsprechapparat herstellen, kann nicht empfohlen werden, weil sie in der Bedienung sehr umständlich ist und unter Umständen die Gefährdung der Apparate und Personen nicht ausschließt. Andererseits die Verbindung durch Besteigen des Mastes herzustellen, wird ebenfalls als unzulässig angesehen, da nie mit Sicherheit vorher feststeht, daß die Fernsprech-

leitung tatsächlich ohne Gefahr berührt werden kann und die Erdung des Mastes völlig einwandfrei vorhanden ist.

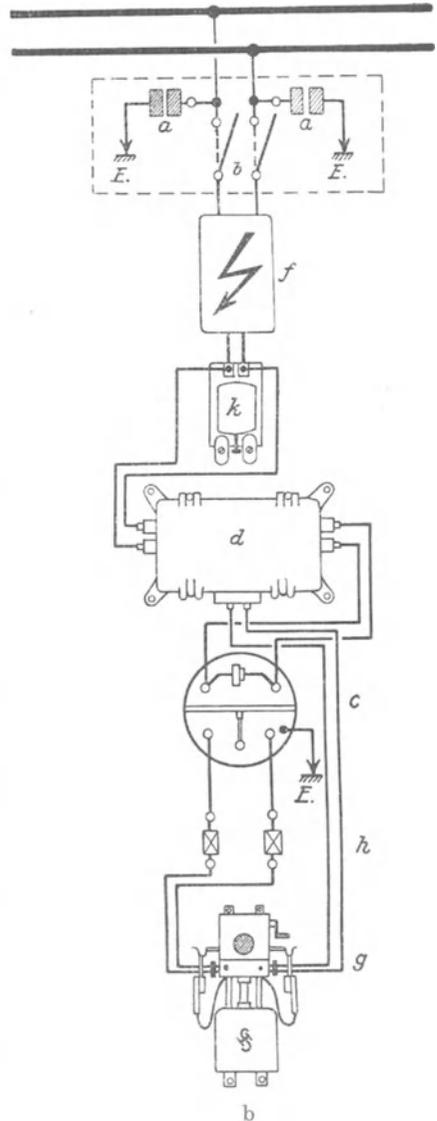
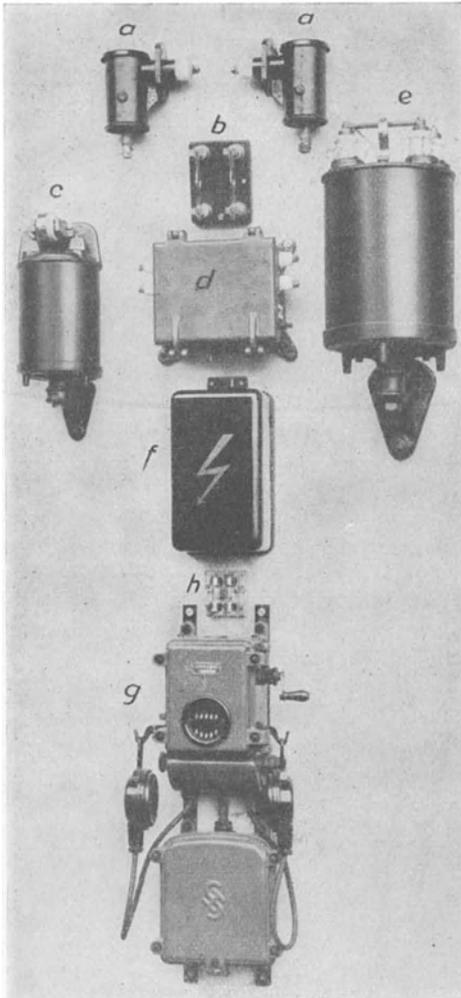


Fig. 95. Betriebs-Fernsprechanlage mit Hochspannungsschutz der S. & H. A.-G.

Wie bei allen anderen Teilen einer Kraftübertragungsanlage, so muß in hervorragendem Maße auch bei den Betriebsfernsprecheinrichtungen als Grundsatz dienen, daß nur bestes Material und tadel-

lose Ausführung die Gewähr bieten, einen ungestörten Sprechbetrieb bei allen Vorkommnissen aufrecht erhalten zu können. Dauernde sachgemäße Wartung ist unerlässlich.

Kabelleitungen. An Stelle der blanken Fernsprechleitungen kann auch Luftkabel benutzt werden, das an den Masten pendelnd

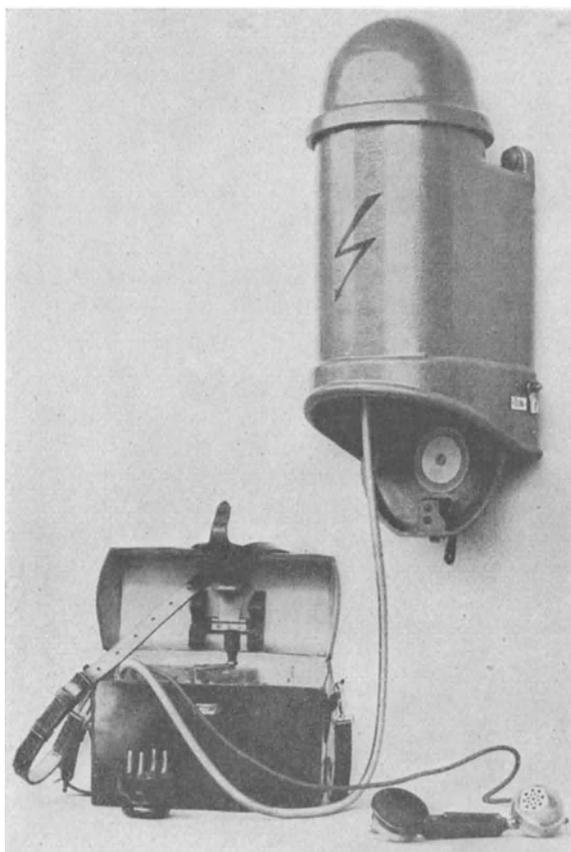


Fig. 96. Tragbare Fernsprechstation mit Schutztransformator der S. & H. A.-G.

aufgehängt derart konstruiert ist, daß es sich an seiner eigenen Armatur selbst trägt. Das Kabel enthält unter der Armatur noch einen Bleimantel. Beide sind häufig, gut und zuverlässig zu erden. Die Benutzung besonderer Trageile 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 Systeme 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 kann gestört werden. Ferner ist natürlich die Auffindung des 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 Systeme wird zugunsten der Freileitung ausfallen. Die geerdete Armatur 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 Armatur erhalten, wenn es überhaupt freitragend herstellbar ist. Für diese Form des Leitungsbaues kommt daher Kabel so gut wie gar nicht in Frage, zumal auch die Masten infolge des größeren Durchhanges des Kabels bedeutend höher gewählt werden müßten, und die Verletzung von Armatur, 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.

2. Das drahtlose System<sup>1)</sup>. Das zweite System hat ebenfalls für die Zwecke der elektrischen Kraftübertragung bereits Eingang in die Praxis gefunden. So weit bekannt, ist bisher in der Hauptsache das „Drahtwellen-System“ der Gesellschaft für drahtlose Telegraphie m. b. H. (Telefunken) praktisch erprobt worden und soll daher hier etwa eingehender behandelt werden.

Der Grundgedanke ist der, in der Nähe der Hochspannungsleitungen elektromagnetische Wellen zu erzeugen, die sich längs der Leiter fortpflanzen und einen abgestimmten Empfänger zum Mitschwingen bringen. Die Leitungen der Überlandkraftwerke werden also zum Zwecke der Übertragung der hochfrequenten Ströme mitbenutzt, letztere gewissermaßen mit den Leitungen „verkoppelt“. In Fig. 97 ist das allgemeine Schaltbild einer Hochfrequenzgeber- und Empfängerstelle unter Zwischenschaltung der Hochspannungsfreileitung dargestellt.

<sup>1)</sup> Die nachstehende Beschreibung schließt sich an den Aufsatz von Dr. Gewecke: „Hochfrequenztelephonie in Überlandzentralen“ an. E. T. Z. 1920, Heft 34; siehe auch: Dr. Graf Arco: Drahtlose Nachrichtenvermittlung für Überlandkraftwerke. E. T. Z. 1920, Heft 40.

Durch die Antenne  $A_s$  überträgt der Röhrensender  $R$ . ungedämpfte Schwingungen auf die Hochspannungsleitungen. Die Stärke der übertragenen Leistung wird beim Sprechen gegen das Mikrophon  $M$ . im Rhythmus der Sprache beeinflusst, indem an den Sekundärklemmen des Transformators  $Tr$ . Wechselspannungen erzeugt werden, die das Potential des Gitters der Röhre, damit ihren Emissionsstrom und damit die ausgesandte Leistung steuern.

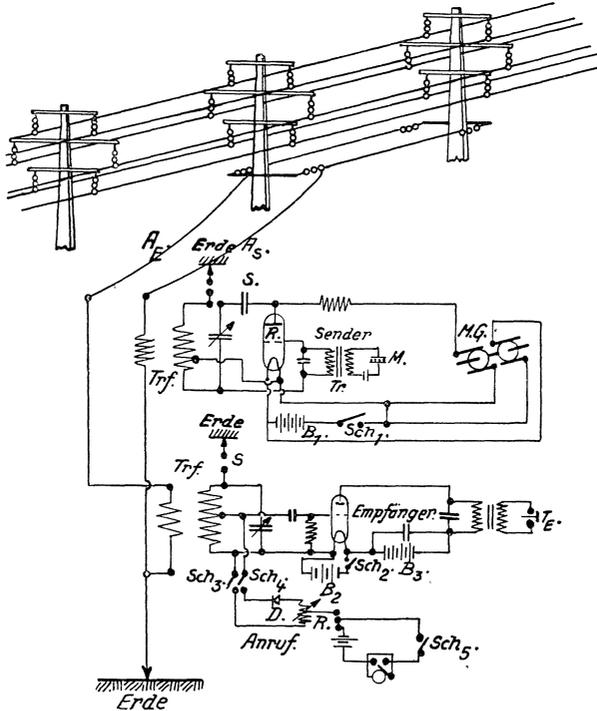


Fig. 97. Schaltbild für eine drahtlose Betriebsfernsprechanlage der Telefunken (Drahtwellensystem).

Die Röhre wird durch eine Batterie  $B_1$ . geheizt. Die Anodenspannung für die Röhre liefert ein Umformer  $U$ ., der entweder vom Lichtnetz oder von der Heizbatterie  $B_1$ . gespeist wird. Der Empfänger ist ebenfalls ein Röhrenempfänger. Die von dem Sender der Gegenstation ausgesandte, im Rhythmus der Sprache schwankende Hochfrequenzleistung wird über die Fernleitung und von da mittels kapazitiver Kopplung durch die Antenne  $A_e$ . dem Empfänger zugeführt. Zur Heizung der Audionröhre dient eine Batterie  $B_2$ . von einigen Volt, die gegebenenfalls mit  $B_1$ . vereinigt werden kann. Die Anodenspannung wird von der Anodenbatterie  $B_2$ . von 80 Volt geliefert. Der Verbrauch dieser letzteren ist außerordentlich gering. Es genügt eine Batterie geringer Kapazität,

die in längeren Zwischenräumen frisch aufzuladen ist. Sämtliche Batterien können in einer Zentralbatterie zusammengefaßt werden.

Der Anruf besteht aus einem wenig erschütterungsempfindlichen und daher unveränderlichen Detektor  $D$ . und einem Relais  $R$ ., das einen Klingelstromkreis schließt. Der Detektor mit Relais liegt am Empfänger-schwingungskreise; der Schalter  $S_2$ . ist dabei geöffnet, die Audionröhre also ungeheizt, ebenso ist der Schalter  $S_1$ . offen. Die Betätigung des Anrufs erfolgt in der Weise, daß lediglich das Mikrophon der anrufenden

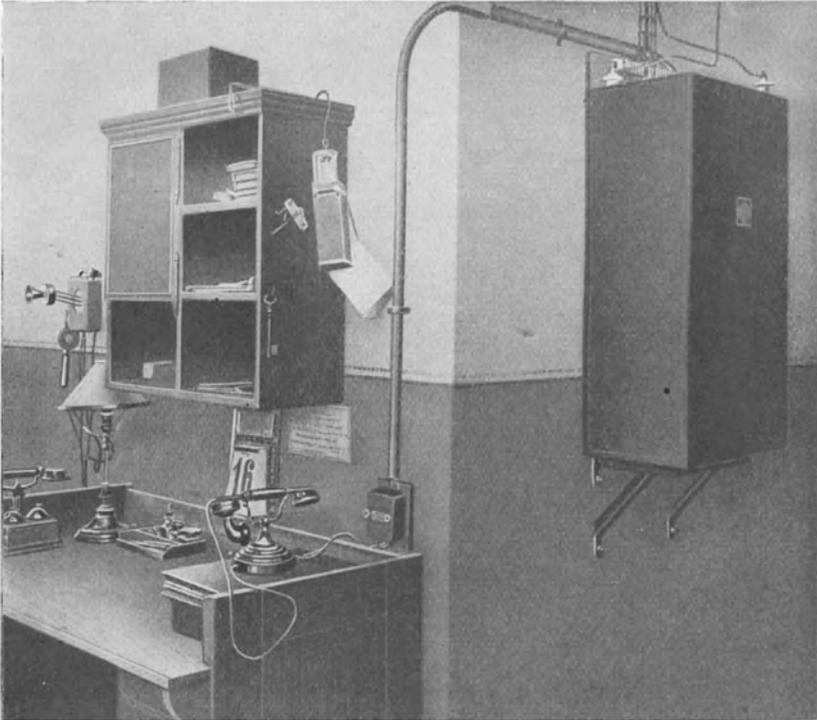


Fig. 98. Drahtlose Fernsprechstelle.

Station von seiner Gabel abgehoben wird, also ganz wie beim normalen Drahttelefon. Sobald dieses geschieht, wird hier der Schalter  $S_1$ . des Senders geschlossen und damit dieser in Tätigkeit gesetzt. Auf der Gegenstation kommen Hochfrequenzwellen an, erregen, da sie auf den Empfangsschwingungskreis abgestimmt sind, den Detektor, bringen das Relais zum Ansprechen, das seinerseits den Stromkreis der elektrischen Glocke schließt. Durch Abheben des Mikrotelefons auf dieser Station bringt der Teilnehmer seine Glocke zum Schweigen, indem durch Abheben von der Gabel der Schalter  $S_5$ ., sowie auch  $S_3$ . und  $S_4$ . geöffnet werden. Sender und Empfänger sind jetzt eingeschaltet, und der Gegen-

sprechverkehr kann beginnen. Die Handhabung der Apparate unterscheidet sich also in keiner Weise vom normalen Postverkehr.

In der praktischen Ausbildung wird Sender, Empfänger und Anruf in einen gemeinsamen kleinen Schrank eingebaut, während der Hörer entweder als Tischtelefon — wie in Fig. 98 gezeigt — oder auch als Wandapparat ausgebildet und von dem Hochfrequenzgerät in beliebiger räumlicher Entfernung aufgestellt werden kann.

In Fig. 99 ist die Kopplung des Senders und Empfängers mit der Hochspannungsleitung abgebildet. Die beiden Kopplungsdrähte sind

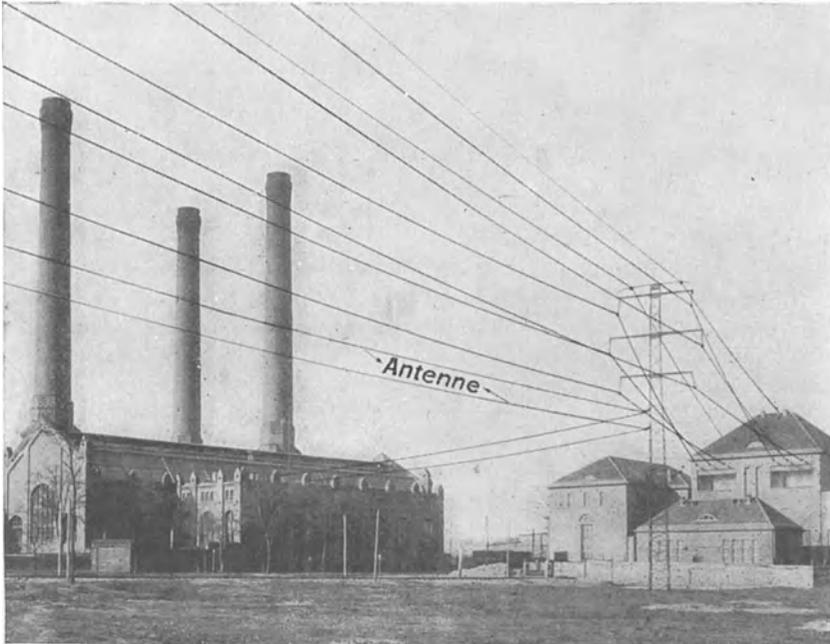


Fig. 99. Kopplungsdrähte einer drahtlosen Fernsprechanlage beim Kraftwerk.

die untersten am letzten Mast rechtwinklig zum Schaltheus abbiegenden Drähte.

Eine Hochfrequenzfernsprechanlage besteht demnach aus folgenden Teilen:

1. Sender,
2. Empfänger,
3. Sprechapparat mit Anrufläutewerk,
4. Umformer,
5. Heizbatterie,
6. Anodenbatterie für das Audion,
7. Drahtleitung zum Koppeln mit der Antenne,
8. Einrichtung zum Laden der Batterien.

Die heute gebauten Stationseinrichtungen gestatten einmal Sprechen und Hören ohne Umschaltung, wobei je eine Antenne und je eine Welle für Sender und Empfänger vorhanden sein muß. Ferner können an jede Station auch mehrere Sprechstellen mittels Drahtleitungen angeschlossen sein. Die für den Betrieb notwendige Leistung wird dem im Kraftwerke vorhandenen Gleichstromnetze entnommen oder z. B. in einer Transformatorenstation durch einen kleinen Gleichrichter erzeugt.

Die bisherigen Betriebserfahrungen lassen noch kein endgültiges Urteil über das Drahtwellensystem zu. Anwendbar ist es 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. Die Verringerung der Zahl der Leiter eines Sprechstromkreises hat nach Versuchen von Telefunken 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 das Drahtwellensystem bisher nicht zur Anwendung gekommen. Jedenfalls scheinen aber auch hierfür unüberwindbare Schwierigkeiten nicht zu bestehen. Es muß, wenn es durchgängig zum Einbau kommt, gestatten, von jeder Stelle des Netzes aus Gespräche zu führen. Über tragbare Stationen wird weiter unten noch einiges gesagt werden.

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 der Projektierung einer Drahtwellenfernsprechanlage 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 natürlich nicht die Hochspannungsfreileitung unterbrechen. Die Vergrößerung der Stationsentfernungen von 30 auf 50 oder 100 km und mehr hat dagegen eine wesentliche Abnahme der Lautstärke zur Folge, die durch Erhöhung der Leistung auszugleichen ist.

Der Sprechbetrieb von festen Stationen gestaltet sich heute im allgemeinen derart, daß der Anruf einer unter mehreren Stationen von allen übrigen Stationen gehört wird, weil alle Stationen auf der gleichen Welle empfangsbereit stehen. Neuerdings geht indessen das Bestreben dahin, den sogenannten Selektivanruf auszubilden, bei dem der Anruf nur auf der gewollten Station ertönt und zwar mit Benutzung verschiedener Unterscheidungsmerkmale wie z. B. verschieden gewählter Takt, unterschiedliche Pausen u. dgl. Die Wellenlänge wird dagegen innerhalb eines Netzes nicht geändert.

Hinsichtlich der Betriebssicherheit gegenüber den Drahtfernsprechanlagen ist folgendes besonders erwähnenswert: Wie auf S. 117 ange-

geben, verursachen bei Störungen im Netz z. B. durch Kurzschluß zwischen zwei Phasen oder Erdschluß die durch den intermittierenden Lichtbogen entstehenden Wanderwellen im Drahtfernsprecher unter Umständen unangenehme, die Verständigung stark störende Geräusche. Das ist beim Drahtwellensystem nicht der Fall. Wie oben bereits bemerkt, behindert selbst teilweise Unterbrechung der mitbenutzten Hochspannungsleitung den Sprechbetrieb nicht. Auch eine Beeinträchtigung oder Gefährdung des Fernsprechverkehrs längs der Hochspannungsleitungen durch Gewitter ist nicht zu befürchten, da die Kopplungsleiter weder in unmittelbarer Verbindung mit der Fernsprechleitung, noch mit dem Stromkreise, der den Fernsprecher enthält, stehen. Zudem werden entsprechende Punkte der Schaltanordnung,

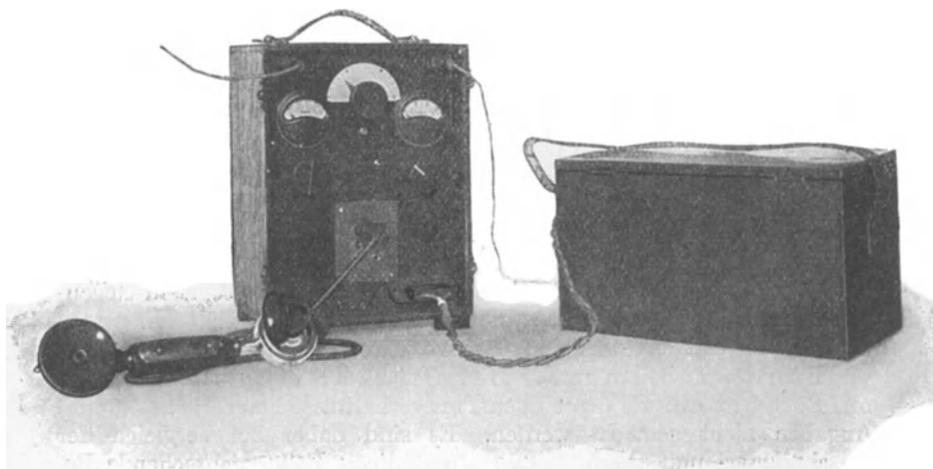


Fig. 100. Tragbares Gerät für Hochfrequenz-Leitungstelephonie.

abgesehen von ausreichendem Abstände nach der Hochspannungsleitung, über Hochfrequenzdrosseln geerdet oder an Durchschlagsicherungen angeschlossen (Fig. 97).

Wie bei den Drahtfernsprechanlagen werden auch bei dem drahtlosen System bewegliche Streckenstationen gebaut und zwar eine etwas größere für weit ausgedehnte Netze, die auf dem Kraftwagen mitgeführt wird, und eine kleinere, die für den Transport mit dem Fahrrad gedacht ist.

Fig. 100 zeigt links das tragbare Gerät, das den gesamten Sender- und Empfängerteil, sowie den Niederfrequenzkreis enthält und das in einem Tornister auf dem Rücken getragen werden kann; der rechts in der Abbildung sichtbare Kasten enthält die Stromquellen und kann vorn auf dem Fahrrad untergebracht werden. Die Kapazität dieser Stromquellen ist so gewählt, daß eine Unterhaltung von insgesamt 3 Stunden möglich ist, eine Zeitdauer, die für den gedachten Zweck völlig ausreicht.

Die Apparate, besonders die Kathodenröhren, sind den starken Beanspruchungen entsprechend gebaut.

Die Antenne wird ebenfalls besonders mitgeführt und aufgebaut. Sie ist in der Regel derart zu bemessen, daß sie zwischen drei Masten ausgespannt werden kann. Die Fig. 101 zeigt den Aufbau einer Streckenstation. Bei genügend geschultem Personal läßt sich eine derartige Streckenstation verhältnismäßig schnell und sicher sprechbereit machen.

Eine Reihe von Anlagen sind bereits von Telefunken in Betrieb gesetzt, und die Praxis wird hoffentlich bald an diesen Anlagen ihre Erfahrungen gesammelt haben, um völlige Klarheit in der Nutzanwendung und Betriebssicherheit zu gewinnen.

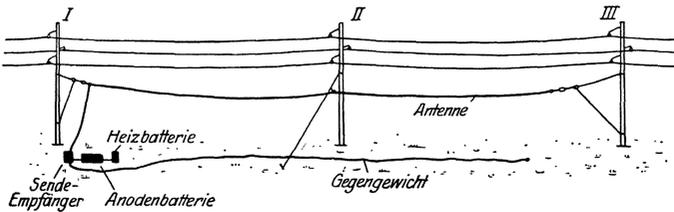


Fig. 101.

Über die Wirtschaftlichkeit des drahtlosen Systems in Gegenüberstellung mit dem Drahtsystem soll hier nichts Näheres gesagt werden, da erst eine längere Betriebszeit die für das erstere notwendigen Daten liefern muß. 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.

g) Die Ableitung. In Gl. (63) war die Ableitung durch das Glied  $e_x \cdot \lambda_3$  zum Ausdruck gebracht, und zwar bezeichnet, wenn nunmehr  $e_x = E_0$  gesetzt wird,  $E_0$  die effektive Phasenspannung und  $\lambda_3$  die Leitfähigkeit der Isolation, also den reziproken Wert des Isolationswiderstandes. Nennt man  $N_{Abl}$  die Ableitung, d. h. den Leistungsverlust, der infolge der Ableitung längs einer Freileitung entsteht, so ist:

$$N_{Abl} = E_0^2 \cdot \lambda_3 \text{ Watt,} \quad (153)$$

und der Ableitungsstrom:

$$I_{Abl} = E_0 \cdot \lambda_3. \quad (154)$$

Die Isolation der Leiter gegeneinander und gegen Erde also gegen die Masten, die man dadurch anstrebt, daß man die Leiter auf oder an Isolatoren befestigt (siehe 11. Kap.), 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 S. 274) 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 Beschmutzung der Isolatoroberflächen durch Staub, Ruß, chemische Niederschläge, Salzablagerungen (z. B. in der Nähe der Meeresküste) usw. zu befürchten sind u. dgl. mehr.

**Tabelle X.**

Leistungsverluste zwischen Leiter und Stütze bei Hochspannungs-Stützisolatoren.

Zustand der Atmosphäre	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 einem andauernden 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 Winde etwa	650	2,2

Der Vollständigkeit wegen sind in Tabelle X einige Zahlen für den Leistungsverlust an Hochspannungsisolatoren angeführt, die von W. Weicker<sup>1)</sup> ermittelt worden sind. Weiteres hierüber ist im 11. Kapitel zu finden.

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, und es ist daher ganz besonders darauf zu achten, daß die

<sup>1)</sup> Dr.-Ing. W. Weicker: Die Prüfung von Hochspannungs-Freileitungsisolatoren in bezug auf Entladungserscheinungen ETZ. 1910.

Leitungsstrecke in der Nähe von Bäumen stets genügend ausgeholt ist (S. 321). Schließlich bewirkt, wie die Tab. X zeigt, Regen, Schnee, Rauheif ebenfalls eine Herabsetzung des Isolationswiderstandes der Leitungsanlage.

Es sei hier bemerkt, daß z. B. der V. D. E. keine bestimmten Werte für den Isolationszustand von Hochspannungs-Freileitungen vorschreibt, die mindestens eingehalten werden müssen, weil sich nach Obigem derselbe dauernd ändert und für alle vorkommenden Verhältnisse gar nicht gewährleistet werden kann.

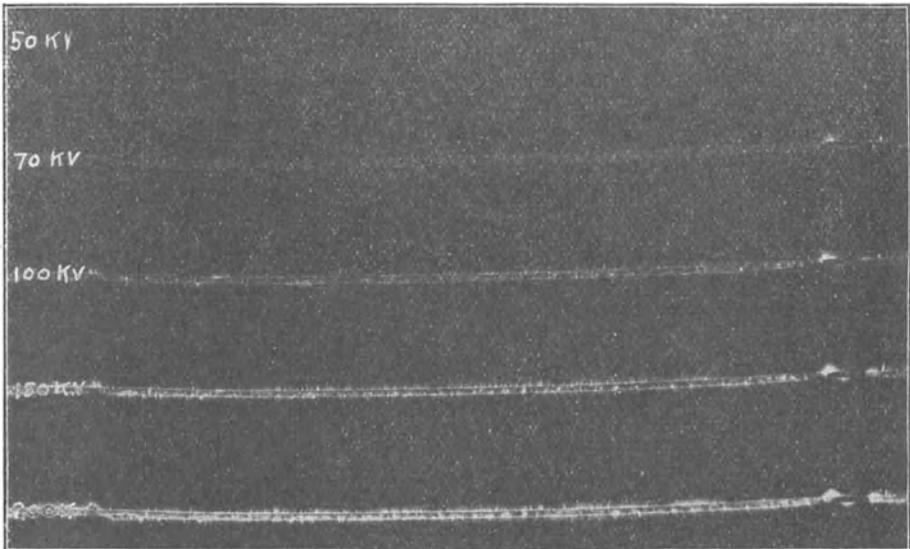


Fig. 102a. Leuchten von Drähten bei 50 bis 200 kV.

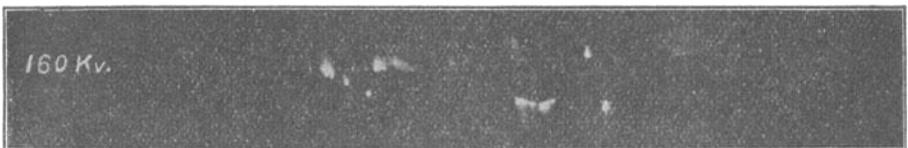


Fig. 102b. Leuchten eines nassen Drahtes bei 160 kV.

Ist der Isolationswiderstand  $R_3$  durch Messung festgestellt, so ist der Ableitungsstrom nach Gl. (154) leicht zu berechnen. Derselbe ist ein Wattstrom und daher in Phase mit der Spannung, was für die vektorielle Behandlung des Stromverlustes beachtet werden muß.

Wie Versuche an der 80 000 Volt Fernleitung Pescara-Neapel gezeigt haben, kann der Ableitungsverlust bei ungünstiger Witterung 0,8 kW/km Drehstromleitung betragen.

**h) Die Strahlungsverluste (Koronaverluste).** Von etwa 70 000 Volt Wechselstrom an aufwärts beginnen die Leiter je nach ihrem Durchmesser und ihrer Ausführung als massive Drähte oder Seile unter Bildung eines knatternden Geräusches entweder über ihre ganze Länge in weißem Lichte zu leuchten oder an einzelnen Stellen Glimmentladungen aufzuweisen wie aus den Fig. 102 a und 102 b erkenntlich. Ersteres ist bei dünneren, letzteres bei stärkeren Drähten und besonders bei 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 nicht zu unterschätzende Größe erreichen kann. Man tut daher gut, bei der Bestimmung des Wirkungsgrades einer Kraftübertragungsanlage auch diesen Verlust zu berücksichtigen, wengleich seine rechnerische Vorausbestimmung wiederum nur sehr ungenau erfolgen kann. Zumeist sind die errechneten Werte für einen großen Teil der Betriebszeit 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. Leider sind bisher unmittelbare Betriebserfahrungen aus Anlagen, die bereits seit mehreren Jahren arbeiten und die auf diese Strahlungsverluste untersucht worden sind, nur sehr wenig veröffentlicht worden, so daß sich die nachfolgenden Angaben und Erörterungen in der Hauptsache auf Ergebnisse stützen, die auf Versuchsstrecken gefunden worden sind.

Ein Strahlungs- oder Koronaverlust bei Freileitungen tritt erst ein, wenn die Betriebsspannung — gleichgültig ob sie zwischen den Leitern oder gegen Erde gemessen wird — um einen bestimmten Betrag höher ist als die Durchschlagsfestigkeit des den Leiter umgebenden Isoliermaterials, in diesem Falle also der Luft. Bezeichnet man mit  $E_0$  die Betriebsspannung des Leiters gegen Erde und mit  $E_{0, krit}$  die Durchbruchsspannung der Luft, so wird der Koronaverlust gegeben sein durch die Gl. (155):

$$V_{Kor} = \alpha \cdot (E_0 - E_{0, krit})^2, \quad (155)$$

worin  $\alpha$  einen Faktor bedeutet, der im folgenden noch eingehender behandelt werden wird.

Die kritische Durchbruchsspannung (Durchschlagsfestigkeit) zunächst ist wie für jedes Isoliermaterial 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 Abstände  $x$  vom Mittelpunkte des Leiters (Fig. 103) gegeben durch:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dE}{dx} &= \frac{E}{2 \cdot 2,3 \cdot x \cdot \log \frac{a}{r}} \quad \text{für Einphasenstrom,} \\ \frac{dE}{dx} &= \frac{E}{\sqrt{3} \cdot 2,3 \cdot x \cdot \log \frac{a}{r}} \quad \text{für Drehstrom,} \end{aligned} \right\} \quad (156)$$

worin:

$E$  die Spannung zwischen zwei Leitern in Volt,  
 $a$  den Abstand der Leiter in cm,  
 $r$  den Radius der Leiter (bei Seilen der tatsächliche Radius nach S. 204, nicht der aus dem Querschnitte errechnete) in cm

bedeutet. Man nennt den Wert  $\frac{dE}{dx}$  den Spannungsgradienten.

Er wird für  $x = r$  also an der Leiteroberfläche ein Maximum. Setzt man nun in die Gl. (156) an Stelle der Spannung  $E$  die kritische Durchbruchspannung  $E_{0, \text{krit}}$  und rechnet weiter der Einfachheit wegen mit den Spannungswerten gemessen gegen Erde, so erhalten die Gl. (156) die Form:

$$\frac{dE}{dx} = g_0 = \frac{E_{0, \text{krit}}}{2,3 \cdot r \cdot \log \frac{a}{r}} \quad (157)$$

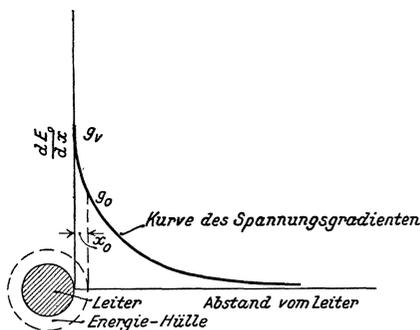


Fig. 103. Kennlinie der dielektrischen Beanspruchung der Luft um einen Leiter.

F. W. Peek<sup>1)</sup> 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  $+ 25^\circ$  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. (157) für  $g_0$  den Höchstwert, der für Drähte gefunden worden ist. Es ist dann:

<sup>1)</sup> F. W. Peek jr.: Die Gesetze der Koronabildung und die elektrischen Eigenschaften der Luft. Proc. of the Am. Inst. of El. Eng. Bd. 80, S. 1485. Außerdem ETZ. 1912, Heft 3, S. 61, EKB. 1911, Heft 26, S. 537 und 1912, Heft 33, S. 711, ETZ. 1913, Heft 11, S. 298.

$m_0 = 1$  für blanke, glatte Drähte,  
 $m_0 = 0,98 \div 0,88$  für rauhe, längere Zeit der Atmosphäre 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 Dichtigkeit der Luft beeinflusst, und zwar ändert sich diese Spannung umgekehrt proportional mit der Luftdichte. Bezeichnet:

$G$  das Gewicht der Luft in  $\text{g/cm}^3$ ,  
 $b$  den Barometerstand in cm Quecksilbersäule,  
 $t^\circ$  die Lufttemperatur in  $^\circ\text{C}$ ,

so ist bekanntlich:

$$G = \frac{0,00465 \cdot b}{273 + t^\circ},$$

und da die hier benutzten, aus Versuchen gefundenen Zahlenwerte von Peek bei  $+25^\circ\text{C}$  und 76 cm Quecksilbersäule erhalten worden sind, so ist das für die kritische Durchbruchsspannung zu berücksichtigende Korrekturglied  $\delta$ , das den Einfluß von  $b$  und  $t^\circ$  bewertet, zu setzen:

$$\delta = \frac{3,92 \cdot b}{273 + t^\circ}.$$

Die Gl. (157) 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:

$$E_{0, \text{krit}} = 21,1 \cdot m_0 \cdot \delta \cdot r \cdot 2,3 \log \frac{a}{r}, \quad (158)$$

oder da  $2,3 \log \frac{a}{r}$  ein Kapazitätswert ist, so kann unter Einführung der Kapazität des Leiters die Gl. (158) geschrieben werden in der Form:

$$E_{0, \text{krit}} = \frac{20,1 \cdot m_0 \cdot \delta \cdot r}{18 \cdot C_b}. \quad (159)$$

Es ist somit:

$$V_{\text{Kor}} = \kappa \left( E_0 - 21,1 \cdot m_0 \cdot \frac{3,92 \cdot b}{273 + t^\circ} r \cdot 2,3 \log \frac{a}{r} \right)^2 10^{-5} \text{ kW/km}. \quad (160)$$

Die Strahlungsverluste sind ferner abhängig von dem Radius der Leiter und ihrem gegenseitigen Abstände. Schließlich beeinflusst auch die Frequenz des Stromes den Koronaverlust, und zwar haben die Versuche bei unveränderter Spannung, aber schwankender Periodenzahl  $\nu$  eine lineare Beziehung zwischen  $\nu$  und  $V_{\text{Kor}}$  ergeben. Alle diese Einflüsse kommen in dem Faktor  $\kappa$  der Gl. (155) zum Ausdruck, für den die Näherungsformel:

$$\kappa = \frac{344}{\delta} \cdot \nu \cdot \sqrt{\frac{r}{a}} \quad (161)$$

ermittelt worden ist.

Nunmehr ergibt sich die Gleichung zur Berechnung der Strahlungsverluste zu:

$$V_{Kor} = \frac{344}{\delta} \cdot \nu \cdot \sqrt{\frac{r}{a}} \left( E_0 - 21,1 \cdot m_0 \cdot \frac{3,92 \cdot b}{273 + t^0} r \cdot 2,3 \log \frac{a}{r} \right)^2 \cdot 10^{-5} \text{ kW/km}$$

$$= \frac{344}{\delta} \cdot \nu \cdot \sqrt{\frac{r}{a}} \left( E_0 - 21,1 \cdot m_0 \cdot \frac{3,92 \cdot b}{273 + t^0} \frac{r}{18 \cdot C_b} \right)^2 \cdot 10^{-5} \text{ kW/km} \quad (162)$$

und daraus der Verluststrom:

$$I_{Kor} = \frac{V_{Kor}}{E_0} = \alpha \cdot E_0. \quad (163)$$

Die Gl. (162) weicht in ihrem Aufbau insofern von der physikalisch richtigen Form ( $\alpha \cdot E_0^2$ ) ab, als mit einem Differenzwerte zweier Spannungen gerechnet wird. Vom physikalischen Standpunkte 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 Fig. 104 zeigt, und zwar 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. 162) gibt für den normalen Betriebszustand der Anlage und gute Witterungsverhältnisse wesentlich zu hohe Verluste, wie das Ergebnis des 23. Beispiels zeigt. Die außerdem in manchen Kreisen gehegten Befürchtungen, daß Anlagen mit 100 kV und mehr infolge des Koronaverlustes hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ungünstiger arbeiten als solche mit Spannungen bis etwa 60 kV, sind durch den nunmehr jahrelangen Betrieb widerlegt worden. Man tut gut, sich bei der Projektbearbeitung über die Koronaverluste ungefähr Aufschluß zu geben, mehr aber hat eine derartige Rechnung keine Bedeutung, denn die Verluste schwanken zu stark und sind während der Hauptzeit des Betriebsjahres vernachlässigbar klein.

Die kritische Spannung nach (Gl. 158) ist aber stets festzustellen. Für die Kapazität  $C_b$  sind die entsprechenden Werte je nach der Leiteranordnung einzusetzen, so daß sich unter Umständen für die verschiedenen Phasenleiter verschiedene kritische Spannungswerte ergeben. Recht verwickelt wird die Rechnung für den Fall, daß zwei Stromkreise nebeneinander liegen. Dann sind die einzelnen Kapazitäten stets ungleich. Werden die Leiter verdreht, so erhält man annähernd gleiche Werte für  $C_b$ , und es genügt daher für Projekt-

rechnungen, die kritischen Spannungen für  $C_b = \frac{0,0483}{2,3 \log \frac{a}{r}} \text{ Mf/km}$

festzustellen. Der Einfluß der Erdungsseile und der Erde können vernachlässigt werden.

Mit wachsendem Leiterabstande und mit größerem Radius  $r$  des Leiters nimmt  $V_{Kor}$  ab.

Wenn hiermit auch die Ermittlung von  $V_{Kor}$  als für den projektierenden 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, wissenswert sind.

Wenn in Gl. (155) mit der kritischen Durchbruchsspannung gerechnet worden ist, so ist das insofern nicht vollständig richtig, als nicht sofort mit dem Überschreiten des Wertes von  $E_{0, krit}$  der Strahlungsverlust eintritt. Es muß vielmehr der Spannungsgradient  $g_0$  nicht an der Leiteroberfläche, sondern an

einem Punkte herrschen, der um einen bestimmten meßbaren Betrag von der Drahtoberfläche entfernt ist. Ryan<sup>1)</sup> hat festgestellt, daß der Beginn des Durchbruches der Luft nicht nur von einem bestimmten Mindestwerte der elektrischen Beanspruchung, sondern auch von einem bestimmten Mindestwerte der Strecke, auf welche hin die elektrische Beanspruchung einwirkt (kleinste Schlagweite), abhängig ist. Das ist etwa dadurch zu erklären, daß der Spannungsgradient mit abnehmendem Leiterdurchmesser in demselben Abstände  $x_0$  abnimmt. In Fig. 103 war der Verlauf des Spannungsgradienten dargestellt. Die Schichtdicke  $x_0$  ist bei stärkeren

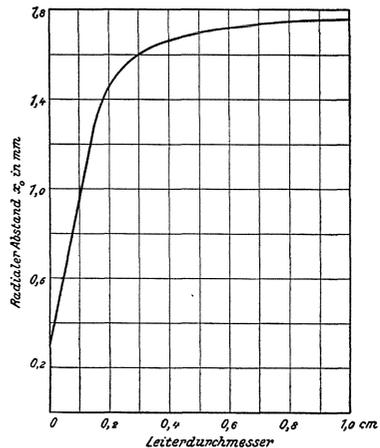


Fig. 104. Verlauf der kritischen Schlagweite bei Zylinderelektroden.

Drähten geringer als bei dünneren, und zwar nähert sich  $x_0$  asymptotisch dem Werte 1,78 mm bei 1,27 cm Leiterdurchmesser (Fig. 104). Die Versuche von Görge<sup>2)</sup> zeigen, daß bei  $r = 0,6$  cm  $x_0 = 1,6$  mm beträgt. In Fig. 104 ist der Verlauf dieser kritischen Schlagweite bei Zylinderelektroden in Abhängigkeit von dem 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 der Leiter auf.

<sup>1)</sup> H. J. Ryan: Luft und Öl als Hochspannungsisolatoren. Glimmen von Freileitungen. Proc. of the Am. Inst. of El. Eng. 13. I. 1913. ETZ. 1911, Heft 44, S. 1104.

<sup>2)</sup> H. Görge, P. Weidig, A. Jaensch: Über Versuche zur Bestimmung der Koronaverluste auf Freileitungen. ETZ. 1911, Heft 43, S. 1071.

Diese über der kritischen Durchbruchsspannung liegende Spannung nennt Peek die „kritische Leuchtspannung“, für die die Gl. (157) zu schreiben ist:

$$g_v = \frac{E_v}{2,3 \cdot r \cdot \log \frac{a}{r}},$$

oder:

$$g_v = \frac{E_v}{2,3 (r + x_0) \log \frac{a}{r}} = \text{konstant.}$$

Die Versuche zeigen, daß zwischen  $g_v$  und  $g_0$  die Beziehung besteht:

$$g_v = g_0 \left( 1 + \frac{k}{\sqrt{r \cdot \delta}} \right) = 21,1 \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{r \cdot \delta}} \right), \quad (164)$$

wobei  $k = 0,301$ , und mit Berücksichtigung der Gl. (164) ergibt sich nunmehr für die kritische Leuchtspannung:

$$\begin{aligned} E_{v, \text{krit}} &= 21,1 \cdot m_0 \cdot \delta \cdot r \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{r \cdot \delta}} \right) 2,3 \log \frac{a}{r} \text{ kV/cm} \quad (165) \\ &= 21,1 \cdot m_0 \cdot \delta \cdot r \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{3 \cdot \delta}} \right) \frac{1}{18 \cdot C_b} \text{ kV/cm.} \end{aligned}$$

Aus Gl. (165) geht hervor, daß mit abnehmendem Drahthalbmesser  $r$  der Spannungsgradient  $g_v$  an der Drahtoberfläche wesentlich zunimmt. Der Wert der kritischen Leuchtspannung liegt dagegen mit abnehmendem Drahthalbmesser immer tiefer. Sehr schwache Drähte beginnen daher schon bei verhältnismäßig niedriger Spannung zu glimmen.

Ferner wird die kritische Durchbruchsspannung und damit der Strahlungsverlust auch noch durch eine ganze Reihe anderer Ursachen beeinflusst. Zu diesen gehören die Beschaffenheit der Leiteroberfläche (raue Stellen, Knicke, Risse, Unsauberkeit, Oxydation, Nässe, Rauch und Ruß) und der Zustand des

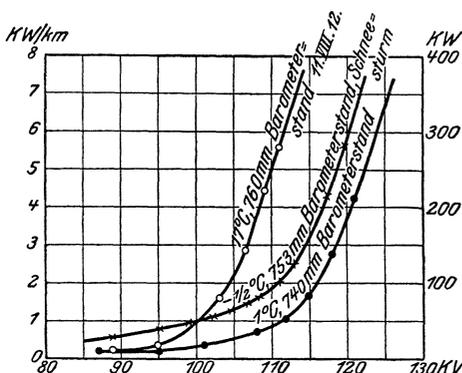


Fig. 105. Koronaverlustkennlinien der Lauchhammer-Fernleitung.

Wetters (Regen, Regenböen, Frost, Nebel, Raureif, 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.

Alle diese Einflüsse rechnerisch zu berücksichtigen, ist naturgemäß nicht möglich, und es führt auch nicht zum Ziele, in Gl. (162) etwa noch ein weiteres Korrekturglied einzuführen. Die aus dieser Gl. (162) erhaltenen Werte sind im allgemeinen als Mittelwerte anzusehen.

Bei der Kraftübertragung Lauchhammer-Gröditz-Riesa<sup>1)</sup>, die als erste Anlage in Europa mit 100 000 Volt arbeitete, sind folgende Strahlungsverluste auf der 50 km langen Fernleitung einschließlich der Isolationsverluste gemessen worden, die auch in Fig. 105 dargestellt sind:

bei 100 000 Volt	0,4 kW/km	bei	0° C
„ 100 000 „	0,9 „	„ „	+ 17° C
„ 110 000 „	0,9 „	„ „	0° C
„ 110 000 „	5,0 „	„ „	+ 17° C

Diese Werte liegen günstiger als die durch Rechnung ermittelten, doch sind sie nicht ohne weiteres als feststehend anzusehen, da bei ihrer Veröffentlichung nicht angegeben worden ist, wie die Witterung zur Zeit der Messungen beschaffen war.

In Fig. 106 sind in Gegenüberstellung zu Fig. 105 die Kennlinien für die gemessenen und auf 1 km umgerechneten Glimmverluste der 100 kV Leitung Goldenberg-Werk-Osterath wiedergegeben. Das Wetter war bei den Versuchen, die zur Gewinnung der hohen Versuchsspannungen im einphasigen Betriebe 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 auch in dieser Anlage bei besserem Wetter wesentlich geringere Verluste zu erwarten sein.

Zwischen 175 und 190 kV wurde mit absteigender Spannung gemessen. Diese Werte liegen infolge des Abtrocknens der

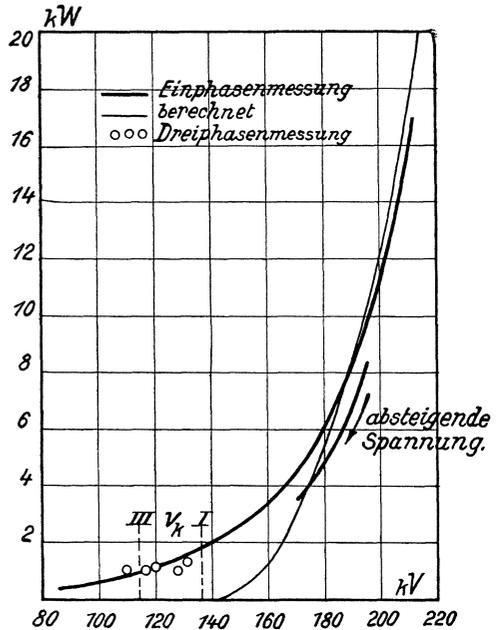


Fig. 106. Koronaverluste der 100 kV-Leitung Goldenberg-Werk-Osterath.

<sup>1)</sup> Dipl.-Ing. K. Krumbiegel: Die Kraftübertragung Lauchhammer-Gröditz-Riesa. Z. Ver. deutsch. Ing. 1913, S. 1205.

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 nach der in Fig. 61 dargestellten Form verdrillt.

23. Beispiel. Es sollen die Strahlungsverluste für die 100 000 Volt-Drehstrom-Hochspannungsleitung der Lauchhammeranlage berechnet werden, für die folgende Daten gegeben sind:

Leiter: Kupferseil:	$q = 42 \text{ mm}^2$ bestehend aus 7 verseilten Drähten von je $6 \text{ mm}^2$ Querschnitt ( $r = 0,42 \text{ cm}$ ),
Leiterabstand:	$a = 178 \text{ cm}$ ,
Barometerstand:	$b = 76 \text{ cm}$ Quecksilbersäule,
Temperatur:	$t = +17^\circ$ (ruhiges Sommerwetter mit Sonnenschein),
Frequenz:	$\nu = 50$ ,
Streckenlänge:	$l = 50 \text{ km}$ ,
Angenommen wird:	$m_0 = 0,89$ (Seile in reinem Zustande).

Demnach ergibt sich:

$$\delta = \frac{3,92 \cdot 76}{273 + 17} = 1,025$$

$$\sqrt{\frac{r}{a}} = \sqrt{\frac{0,42}{178}} = 0,0486$$

$$\log \frac{a}{r} = \log \frac{178}{0,42} = 2,62717,$$

und somit:

$$V_{kor} = \frac{344}{1,025} \cdot 50 \cdot 0,0486 (58 - 21,1 \cdot 0,89 \cdot 1,025 \cdot 0,42 \cdot 2,3 \cdot 2,627)^2 \cdot 10^{-5} \\ = 0,665 \text{ kW/km}$$

also für die Drehstromleitung:

$$3 \cdot 0,665 \cdot 50 = 99,75 \text{ kW}$$

gegenüber 50 kW, die gemessen worden sind.

Die Rechnung ergibt also einen zu großen Verlust. Mit dem im Laufe der Jahre eintretenden, verschlechterten Zustände der Oberflächenbeschaffenheit der Seile wird der Verlust zunehmen. Bei der seinerzeitigen Leistung des Kraftwerkes (6 000 kW) betrug  $V_{kor}$  also noch nicht 1%. Führt man die Rechnung für 110 kV (64 kV Phasenspannung) durch, so erhält man

$$V_{kor} = 277 \text{ kW}$$

gegenüber dem Meßergebnis von 250 kW.

Im oberen Teile stimmt also die Kennlinie verhältnismäßig gut mit der Rechnung überein.

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, die neuerdings zur Anwendung kommen sollen, über diese Verluste Aufschluß durch Versuche zu verschaffen und die gekennzeichneten

Konstruktionsteile in ihrer Ausbildung entsprechend zu gestalten, d. h. möglichst alle scharfen Kanten usw. durch starke Abrundungen, übergeschobene, abgeglättete Hülsen u. dgl. zu beseitigen.

i) Die Berechnung von Querschnitt, Spannung, Leistung und Leistungsfaktor am Anfange der Linie. Nachdem die „Konstanten der Wechselstromleitungen“ in ihren Einzelheiten behandelt worden sind, soll nunmehr dazu übergegangen werden, das bisher Gesagte auf die Praxis anzuwenden, d. h. festzustellen, welchen Querschnitt eine Wechselstromleitung erhalten muß, um eine bestimmte elektrische Leistung auf eine gewisse Entfernung zu übertragen, und welche Leistung und Spannung am Anfange der Linie, also in der Stromerzeugungsstation aufgewendet werden muß, damit die geforderten Größen für Spannung und Leistung am Ende auch tatsächlich vorhanden sind.

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 Linie keine Abzweigungen vorhanden sind, sind die bekannten Gleichungen anzuwenden:

für Einphasenstrom:

$$q = \frac{N_e \cdot 2 \cdot l \cdot 10^8}{\lambda \cdot p \cdot E_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e}, \quad (166)$$

für Drehstrom:

$$q = \frac{N_e \cdot l \cdot 10^8}{\lambda \cdot p \cdot E_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e}, \quad (167)$$

worin bedeuten:

$N_e$  die verlangte Leistung in kW, gemessen bei der Spannung  $E_e$ ,

$l$  die Entfernung in km,

$\lambda$  die Leitfähigkeit des Materials,

$p = \frac{e \cdot 100}{N_e}$  die Prozentzahl des Leistungsverlustes der sekundär abgegebenen Leistung.

Über die Höhe des Leistungsverlustes  $e$  können bestimmte, für alle Fälle zutreffende Angaben nicht gemacht werden, und zwar weil sich ganz selbstverständlich der zuzulassende Verlust nach dem Charakter der Anlage, dem jährlich zu erwartenden Leistungsbezuge, 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., S. 246 gesagt worden ist. Im allgemeinen wird ein Leistungsverlust in den Leitungen bei Vollbelastung von 10–15% im Höchsthalle gewählt. Alle mathematischen Untersuchungen, die zur Aufgabe haben, den wirtschaftlichen Querschnitt bzw. Leistungsverlust zu ermitteln, sind für die Praxis auch hier kaum verwendbar, weil sie eine ganze Reihe von Annahmen voraussetzen, die beim tatsächlichen Betriebe später nur in den seltensten Fällen zutreffen. Das gilt in erster Linie von der Belastung selbst, die naturgemäß außerordentlich schwankt — ver-

einzelte 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.

Für die Querschnittsberechnung und Wahl der Spannung der Hauptspeiseleitungen großer Kraftübertragungsanlagen 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 Sekundärtransformatorstationen. Es baue sich also das Leitungsprojekt derart auf, als ob gewissermaßen ein fremder Unternehmer den Strom ab Generatorsammelschienen beziehe. Man wählt nun zwei Spannungen, die roh geschätzt in solchen Grenzen liegen, daß z. B. ein beachtenswerter Preisunterschied in den Isolatoren, Transformatoren und Schaltapparaten besteht, und stellt in großen Zügen, aber naturgemäß vollkommen gleichlautende Kostenberechnungen zusammen. Je nachdem nun bei gleichem Leistungsverluste (bei Spannungen über 100 kV mit Berücksichtigung der Koronaverluste) das eine der beiden Projekte wesentliche Mehrkosten für den Bau und demnach auch für Verzinsung und Abschreibung gegenüber dem zweiten Projekte verursacht, wird man Schlüsse darauf ziehen können, welche Spannung 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 und Abschreibung der Leitungsanlage, woraus man bald und mit guter Sicherheit für eine wirtschaftliche Lösung des Projektes zur zweckmäßigsten Spannung und zum zweckmäßigsten Leiterquerschnitt kommt. Es wird sich da im Durchschnitt stets zeigen, daß der Leistungsverlust in der Leitung selbst zwischen 8–15% schwankt. Die Verluste in den Transformatoren können für diese Vergleichsrechnungen unberücksichtigt bleiben, da sie zwischen großen Spannungsgrenzen nahezu gleich sind. Für die Ermittlung des Strompreises, den die Abnehmer zu zahlen haben, müssen selbstverständlich alle Verluste beachtet werden, worauf jedoch erst im III. Bande näher eingegangen werden wird.

Hat man auf diese Weise, die nur im ersten Augenblicke umständlich zu sein scheint, die Spannung und den Leistungsverlust, sowie nach Gl. (166) bzw. (167) den Leiterquerschnitt ermittelt, so beginnt erst dann die Berechnung der Spannung am Anfange der Linie, also der hierzu notwendigen Werte des ohmschen- und induktiven Spannungsverlustes, sowie der scheinbaren Leistung, die die Generatoren erzeugen müssen, und der Gesamtverluste durch Ableitung, Ausstrahlung 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. Es lohnt aber auch hier kaum der Mühe, mit Watt- und wattlosen Strömen bei verschiedenen Leistungsfaktoren an den einzelnen Abnahmepunkten zu rechnen, denn Vorausbestimmungen oder Annahmen nach dieser Richtung sind zu unzuverlässig.

Handelt es sich um wenige große zu speisende 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 einer größeren Transformatorstation 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. Bande erläutert. Handelt es sich dagegen um den Anschluß von Umformern, die eine Regelung der im Netz vorhandenen wattlosen Ströme zulassen, so kann man  $\cos\varphi_a = 0,8$  im Mittel an den Sammelschienen der Generatoren voraussetzen.

Daß man namentlich bei großen Kraftübertragungsanlagen tunlichst bestrebt sein muß, den Leistungsfaktor des Netzes zu verbessern, zeigt eine kurze Betrachtung der Gl. (166) und (167), aus der zu ersehen ist, daß der Querschnitt der Leiter im umgekehrten Verhältnisse zum Quadrate des Leistungsfaktors wächst. Es verlohnt der Mühe, bei größeren Projekten zu prüfen, ob es nicht vorteilhafter ist, an Stelle starker Leiterquerschnitte bzw. der bei geringerem Querschnitte jährlich aufzuwendenden Verlust-Kilowattstunden einen Synchronmotor aufzustellen. Näheres hierüber ist im I. Bd., S. 148 zu finden.

Diese Form der ersten Projektbearbeitung 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 ein großes Projekt zu entwerfen, das nicht sofort in der ganzen Ausdehnung, sondern nach und nach ausgebaut werden soll, wie in neuester Zeit z. B. in allen Ländern mit der Elektrisierung ganzer Provinzen begonnen wird, oder 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 Art müssen sehr gewissenhaft und im Hinblick auf einen späteren Endzustand weitschauend behandelt werden, um nicht schon nach dem I. und II. 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 außerordentlich große Ersparnisse in den ersten Anlagekosten, in den aufzuwendenden

Mitteln für die fortschreitenden Erweiterungen und in den gesamten Verlusten gemacht werden, wie weiter unten gezeigt werden wird.

Als erste Grundlage für die Bearbeitung eines Projektes müssen die Höchstleistungen festgestellt werden, die gleichzeitig an den einzelnen Abnahmestellen zu erwarten sind. Das erfordert eine eingehende vorherige Bearbeitung und Kenntnis der gesamten Stromversorgungsgebiete, die in Aussicht genommen werden, und teilweise oft auch eine Schätzung für einzelne Abnehmer, ohne daß mit ängstlicher Vorsicht an die Leistungsermittlung herantreten wird. Diese Zahlen werden in die Geländekarte (Fig. 107) eingetragen. Das mit Strom zu versorgende Gebiet zerlegt sich zumeist schon selbst in einzelne Hauptverteilungs- oder Abnahmepunkte so z. B. gegeben



Fig. 107. Geländekarte und Belastungsplan zum 24. Beispiel.

durch Kreise, größere und kleinere Städte, Ortschaften, Gemeindegebiete, industrielle Anlagen u. dgl., denen vom Überlandkraftwerke an einer bestimmten Stelle mit einer bestimmten Spannung die elektrische Leistung z. B. an den Unterspannungsklemmen einer Transformatorstation zur Verfügung gestellt wird. Hier also treten für die Gesamtanlage schon zwei Spannungen auf:

- a) diejenige der Zuführungsleitungen vom Kraftwerke oder einem Hauptspeisepunkte bis zu den genannten Transformatorstationen,
- b) diejenige zur Verteilung innerhalb der einzelnen Teilgebiete.

Abgesehen von den Verbrauchsstellen, in denen die zugeführte Leistung unmittelbar auf die Gebrauchsspannung von 380/220 Volt transformiert wird (Städte, Industrien, Gutshöfe, Dörfer) muß die Verteilungsspannung

zu b) wiederum derart bestimmt werden, daß die größte Wirtschaftlichkeit erzielt wird. Hierunter ist zu verstehen: größter Aktionsradius bei kleinsten Anlagekosten und geringsten Verlusten.

Die Spannung für a) wird ebenfalls mehrere Lösungen zulassen, so nämlich, ob ein entfernt gelegenes Kraftwerk in Frage kommt, oder ob mehrere Kraftwerke untereinander zu verbinden sind, diese

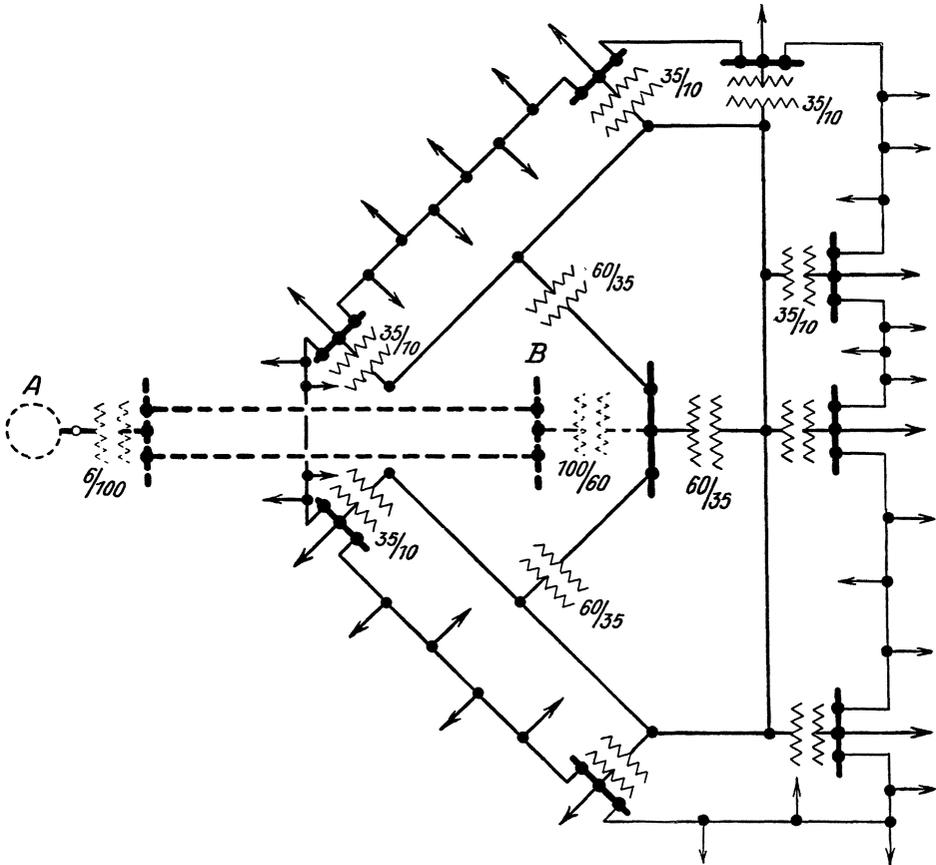


Fig. 108. Spannungs-Verteilungsplan einer großen Kraftübertragungsanlage (5 Spannungen).

nur wenige Hauptzuführungsleitungen benutzen, sie mit besonders hohen Spannungen betreiben, dann mit einer Mittelspannung die Anschlußstellen der einzelnen Abnahmemittelpunkte verbinden und letztere die zu b) erforderliche Spannung verteilen, schließlich ob die Abnahmemittelpunkte ohne Zwischenschaltungen von Transformatoren unmittelbar von den Haupt-Hochspannungsleitungen gespeist werden. Es wären also z. B. die in den Fig. 108 und 109 gezeichneten Fälle

ausführbar, wobei zu bemerken ist, daß sie beide unter bestimmten Verhältnissen wirtschaftliche Lösungen zulassen. Der erste Blick auf die Fig. 108 und 109 täuscht, denn wenn auch bei Fig. 109 die Einfachheit auffällt, so ist nicht ohne umfangreiche Berechnungen zu sagen, daß diese Durchführung der Spannungsverhältnisse immer die günstigere sein wird. Es sind dafür ausschlaggebend — worauf bei den nächstfolgenden Untersuchungen besonders hingewiesen werden wird — die Gesamtkosten für die Leitungsanlagen und die Transformatorstationen, die Querschnitte der Leiter mit Rücksicht auf Verlust und Wirkungsgrad der Kraftübertragung, die Spannungsregelung im gesamten Netze, die Betriebssicherheit (Erdschluß-, Überstrom- und Überspannungsverhältnisse), zuverlässige Gewährleistung dauernder Stromlieferung auch bei Störungen auf einzelnen Leitungsstrecken

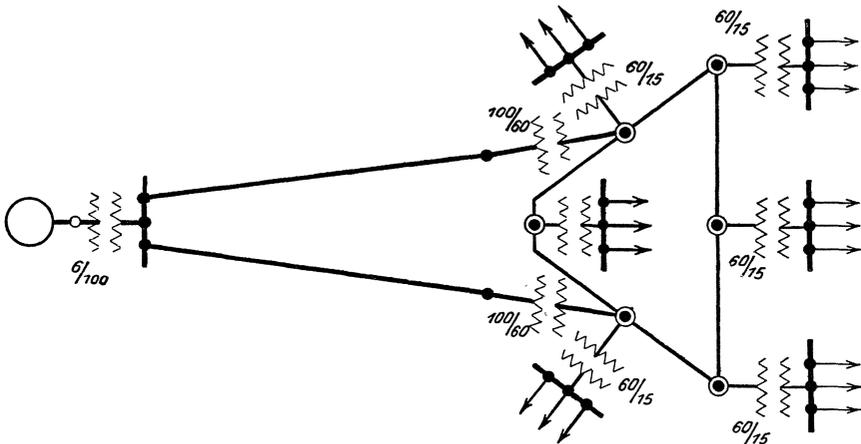


Fig. 109. Spannungs-Verteilungsplan einer großen Kraftübertragungsanlage (4 Spannungen).

und die Eigentümlichkeit bzw. das Wertverhältnis der einzelnen Verbrauchsgebiete. Für letzteres ist in Betracht zu ziehen, ob viele Städte, größere Orte, Industriegebiete, Bahnen u. dgl. versorgt werden sollen, oder ob es sich mehr um groß- oder kleinlandwirtschaftliche Gegenden als Haupt-Stromversorgungsgebiete handelt. Die Ausführung nach Fig. 109 wird sich dann ergeben, wenn das Kraftwerk weit vom gesamten Versorgungsgebiete entfernt ist, und große Leistungen zu übertragen sind. Müssen z. B. 100 kV und mehr gewählt werden, so wird es immer vorteilhafter sein, die großen Transformatorstationen zu beschränken, auf eine Mittelspannung transformieren zu lassen und diese den einzelnen Abnahmemittelpunkten zuzuführen. Also spielt auch die Lage des Kraftwerkes zum Versorgungsgebiet eine wesentliche Rolle. Letzteres tritt noch dann besonders in die Erscheinung, wenn die Verteilungsspannung (z. B. 10 oder 15 kV) bei entsprechender Lage des oder der Kraftwerke von den Generatoren

unmittelbar erzeugt werden kann. Maschinen mit 10 000 Volt sind bereits in größerer Zahl im Betriebe, während für 15 000 Volt Ausführungen bisher nicht bestehen. Bei geringen Drehzahlen und großen Einzelleistungen dürften dem Bau von 15 000 Volt-Generatoren erhebliche konstruktive Schwierigkeiten nicht entgegenstehen. Hierauf wird jedoch erst im III. Bande näher eingegangen werden.

Die Querschnittsberechnung der Leitungen und die Ermittlung der Spannungen. Für die ersten Untersuchungen ist es nicht notwendig, umständliche Berechnungen von Spannungsabfall und Kapazität anzustellen. Die einfache Gl.

$$q = \frac{N_e \cdot l \cdot 10^8}{E_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e \cdot \lambda \cdot \rho_H} \quad (168a) \quad q = \frac{10^8}{E_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e \cdot \lambda \cdot \rho_H} \sum_1^n N_e \cdot l \quad (168b)$$

genügt vollständig für diese Klärungszwecke. Es müssen bekannt sein die Kosten der Leitungen für einen Kilometer bei verschiedenen Spannungen und Querschnitten und bei verschiedenem Leitermaterial. In Tab. XI sind diese Kosten zusammengestellt<sup>1)</sup>.

Tabelle XI.

Kilometerpreise für Freileitungen aus Kupfer (Cu) und Aluminium (Al).  
(Angenommen Kupferpreis  $\cong$  Aluminiumpreis.)

Querschnitt mm <sup>2</sup>	15 kV		25 kV		35 kV		60 kV		100 kV	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
16	3000	—	3300	—	—	—	—	—	—	—
25	3600	—	4000	—	5800	—	—	—	—	—
35	4500	3100	4700	3400	6800	—	—	—	—	—
50	6000	3800	6300	4000	7800	—	8 400	—	8 500	—
70	7200	4500	7800	4700	9000	6800	10 000	7 500	10 000	—
120	—	—	—	—	—	—	—	—	13 000	11 000

Bis 25 kV sind Holzmaste einschl. Abspannungsmast bei einer Spannweite bis 60 m, darüber Eisenmaste mit wirtschaftlichster Spannweite ebenfalls unter Berücksichtigung der erforderlichen Abspannmaste zugrunde gelegt.

Die in der Tab. XI nicht ausgefüllten Spalten zeigen, daß die entsprechenden Querschnitte unter Berücksichtigung der wirtschaftlich günstigsten Spannweiten, der mechanischen Beanspruchung und bei 60 bis 100 kV der Koronaverluste praktisch nicht zur Verlegung kommen. Auch dieses ist zu berücksichtigen, um den nachfolgenden Untersuchungen von vornherein sichere praktische Grundlagen zu geben.

<sup>1)</sup> Die Preise sind Friedenspreise des Jahres 1914. Sie sind also heute nicht gültig und sollen auch nur als Anhalt für die wirtschaftlichen Berechnungen dienen. Sie lassen sich auf heutige Verhältnisse umrechnen, wenn ein bestimmter Multiplikator benutzt wird.

Die nun folgenden Untersuchungen erstrecken sich auf die Wahl der eigentlichen Verteilungsspannung, nach deren Festsetzung die Lage der Haupttransformatoren und schließlich die Spannung für die eigentlichen Hauptzuführungsleitungen vom Kraftwerke ermittelt werden kann.

Für  $\cos \varphi_e$  und  $p_H$  (bzw.  $\epsilon$ ) gilt das auf S. 150 Gesagte sinngemäß. Mit  $p_H = 10$  für die Hauptleitungen und einem Spielraume bis  $p = 15$  also  $p_v = 5$  für die Verteilungsleitungen, soweit die Verrechnung der gelieferten Leistung durch das Kraftwerk erfolgt, ist der Betrieb auch großer Anlagen ohne Bedenken noch wirtschaftlich zu führen, da diese Höhe des Verlustes nur bei voller Beanspruchung auftritt, sich also im Jahresdurchschnitte zumeist wesentlich günstiger gestalten wird. Der Verlust in den Transformatoren soll zunächst nicht mitberücksichtigt werden. Kann aus vorhandenen, oder andersortsähnlichen Belastungsverhältnissen ein Ergebnis über den durchschnittlichen Jahresverbrauch an elektrischer Leistung festgestellt werden, so ist dieses unter Berücksichtigung von Erweiterungen u. dgl. mit in die Berechnung zu ziehen.

Schreibt man die Gl. (168a) in der Form:

$$q = \frac{10^8}{E_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e \cdot \lambda \cdot p_H} \cdot N_e \cdot l, \quad (168c)$$

legt für den Leistungsfaktor einen bestimmten Wert fest und wählt nun verschiedene Spannungen  $E_e$ , so ergibt sich bei einem bestimmten Verlust  $p_H$  für jede Spannung eine einfache Beziehung zwischen  $q$  und  $N_e \cdot l$ , also zwischen dem Querschnitte und dem Produkt aus Leistung und Entfernung.  $N_e \cdot l$  soll kurz mit „Kilowattkilometer“ bezeichnet werden.

Für  $E_e = 15000$  Volt,  $\cos \varphi_e = 0,8$ ,  $p_H = 10$  berechnet sich

$$\text{für Kupfer: } q_{Cu} = 1,21 \cdot 10^{-3} \cdot N_e \cdot l,$$

$$\text{für Aluminium: } q_{Al} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot N_e \cdot l.$$

Für verschiedene Werte  $N_e \cdot l$  und verschiedene Spannungen sind in Fig. 110 Kennlinien gezeichnet, aus denen man nun für bekannte  $N_e \cdot l$  die jeweiligen Leiterquerschnitte für verschiedene Spannungen findet.

Die Kilowattkilometer sind aus dem Leitungsplane festzustellen, den man zu diesem Zwecke in irgendeiner Form entwirft, ausgehend dabei natürlich von den Hauptbelastungspunkten, den gewünschten Anschlußstellen der Kreise, Gemeinden usw. Einfach belastete Leitungen sind dabei nach Gl. (168a), mehrfach belastete nach Gl. (168b) zu berechnen. In einer Tabelle werden dann  $q$  und  $N_e \cdot l$  für verschiedene Spannungen und Leitermaterialien zusammengestellt und zwar für deutsche Verhältnisse  $q$  aufgerundet auf Verbandsquerschnitte, und die Kosten für die Leitungsstrecken beigetragen.

Liegt  $q$  zwischen zwei Verbandsquerschnitten, so ist je nach dem Charakter des von der betreffenden Leitung zu speisenden Gebietes

die Wahl des kleineren oder größeren Querschnittes zu treffen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß sich Gebiete mit Gewerbe und Industrie einerseits und Städten andererseits in den Belastungszeiten für den Höchststrombedarf ergänzen (Tagesbedarf Kraftstrom, Abendbedarf bei stillstehender Industrie Lichtstrom), während bei vorwiegend landwirtschaftlichem Charakter die Abendbelastung stark gegenüber der Tagesbelastung zurückgehen wird (namentlich in der Dreschzeit). 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

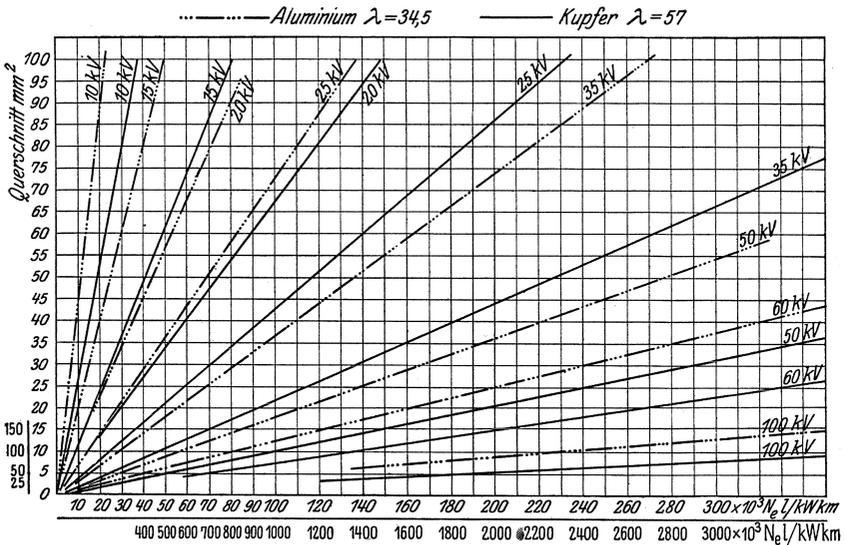


Fig. 110. Kennlinien für die Querschnittsermittlung bei Drehstrom-Freileitungen und verschiedenen Spannungen in Abhängigkeit von den kW km der Strecke (Leistungsverlust 10%).

Zeiten keine „Leitungsreserve“ vorhanden; wird er größer genommen, so kann die „Leitungsreserve“ unter Umständen wirtschaftlich unvorteilhaft groß werden, weil vielleicht eine vollständige Ausnutzung des Querschnittes in Zukunft aus der beschränkten Entwicklung des betreffenden Teiles des Stromversorgungsgebietes nicht erreichbar ist.

Ferner ist anzustreben, daß sich tunlichst nur ein oder wenige der kleinsten Querschnitte ergeben, die Spannung also entsprechend gewählt wird und zwar einmal mit Rücksicht auf die Kosten, zweitens im Hinblick auf die Ausnutzung bzw. spätere Verwertung der Leitungsreserve. Dadurch wird die Gesamtanlage einheitlicher und übersichtlicher. Schließlich ist für deutsche Verhältnisse die Einführung der vom V. D. E. festgelegten Einheitsspannungen (15, 35, 60 kV)

anzustreben und auf bereits vorhandene, benachbarte Netze anderer Überlandkraftwerke Rücksicht zu nehmen.

Hat man auf diese Art die Gesamtanlage untersucht, so ergibt sich für jede Strecke um einen Hauptverteilungspunkt der bestimmte „Aktionsradius“. Die mit diesen verschiedenen Aktionsradien um die Hauptverteilungspunkte geschlagenen Kreise zeigen klar das Begrenzungsgebiet und durch notwendige günstige Verschiebungen dieser Schwerpunkte der Stromversorgungsgebiete die endgültige Aufteilung des gesamten Konsumgebietes, die Leiterquerschnitte und Spannung für diese und die Lage der Schwerpunkte. Letztere sind nun noch mit dem oder den Kraftwerken falls notwendig unter Wahl einer Zwischenspannung zu verbinden, und dann kann die eigentliche Berechnung der Spannungsabfälle, die Beurteilung der Netzregelung und der Wirkungsgrad erfolgen.

An Hand des nun folgenden ausführlich durchgerechneten Beispiels wird das Gesagte leicht verständlich und benutzbar werden.

24. Beispiel. Den Stromversorgungsplan zeigt Fig. 107. Eingetragen sind die Hauptabnahmestellen bzw. die einzelnen Stromversorgungspunkte, von denen aus entweder Niederspannung abgegeben wird, oder weitere Verteilung auf kürzere Strecken für umliegende Ortschaften, Güter u. dgl. erfolgt. Die hierfür zu erwartenden Belastungen sind in den eingetragenen Zahlen mitberücksichtigt.

In<sup>1)</sup> dem zu versorgenden Gebiete liegen die vier großen Städte *A* bis *D*, deren Kraftwerke stillgesetzt bzw. nur dazu benutzt werden sollen, die auftretenden Spitzenbelastungen des Netzes zu decken. Die Stromlieferung erfolge von dem Kraftwerke *K*. Die Belastungszahlen stellen Höchstwerte dar, die voraussichtlich auch im Hinblick auf die Zukunft eintreten können, und sollen für die nachfolgende Berechnung als gleichzeitig auftretend vorausgesetzt werden. Schon in dieser Annahme liegt eine gewisse Reserve, die sowohl auf die Erweiterungsfähigkeit und die Ausbaumöglichkeiten der einzelnen Netzteile als auch auf die Spitzenbelastungen Rücksicht nimmt.

Da die Punkte *A* bis *D* Hauptabnahmestellen sind, empfiehlt es sich, sie auch als Hauptspeisepunkte ins Auge zu fassen, sie also zu den oben erwähnten Schwerpunkten zu wählen und nun zunächst zu untersuchen, welche Spannung von diesen Punkten aus zur Verteilung kommen muß, um einen möglichst großen Aktionsradius bei billigsten Anlagekosten und geringsten Verlusten zu erhalten. Zu diesem Zwecke werden die Belastungspunkte unter Berücksichtigung vorhandener Straßen, möglichst weniger Kreuzungen von Eisenbahnen und Flüssen, Vermeidung von Wäldern und sonstigen Geländeschwierigkeiten, die in Fig. 107 nicht vermerkt aber aus genauen Landesaufnahmekarten leicht feststellbar sind, auf kürzestem Wege ohne Ringbildung mit den Schwerpunkten verbunden. In den Tab. XII und XIII

<sup>1)</sup> Wegen des allgemeineren Inhaltes dieses Beispiels ist dasselbe abweichend nicht in kleinem Druck eingefügt worden.

Tabelle XII.

Zusammenstellung der Rechnungsergebnisse zum 24. Beispiel (Fig. 111).

Streckennummer ○	Leitungsplan	Drehstrom 15 000 Volt																			
		q = 16 mm <sup>2</sup> Cu.			q = 25 mm <sup>2</sup> Cu.			q = 35 mm <sup>2</sup> Cu.			q = 35 mm <sup>2</sup> Al.			q = 50 mm <sup>2</sup> Al.			q = 70 mm <sup>2</sup> Al.				
		$N_e \cdot t_{max}$	$N_e \cdot t_{max} - N_e \cdot t$ (+ oder -)	Preis der ganzen Strecke ε = günstig u = ungünstig	$N_e \cdot t_{max}$	$N_e \cdot t_{max} - N_e \cdot t$ (+ oder -)	Preis der ganzen Strecke ε = günstig u = ungünstig	$N_e \cdot t_{max}$	$N_e \cdot t_{max} - N_e \cdot t$ (+ oder -)	Preis der ganzen Strecke ε = günstig u = ungünstig	$N_e \cdot t_{max}$	$N_e \cdot t_{max} - N_e \cdot t$ (+ oder -)	Preis der ganzen Strecke ε = günstig u = ungünstig	$N_e \cdot t_{max}$	$N_e \cdot t_{max} - N_e \cdot t$ (+ oder -)	Preis der ganzen Strecke ε = günstig u = ungünstig	$N_e \cdot t_{max}$	$N_e \cdot t_{max} - N_e \cdot t$ (+ oder -)	Preis der ganzen Strecke ε = günstig u = ungünstig		
1	10500	10400	- 100	21000 + 10500	g 198000	M. 3600 f. d. km	29000	-	-	18000 + 7500	g 170500	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	M. 3800 f. d. km	35000 + 7500	g 324000	M. 4500 f. d. km	35000 + 7500	g 324000	
2	27500	10400	- 7100	21000	6500	u	29700	+ 1570	g 324000	18000	-	-	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
3	19250	10400	- 1850	21000	8750	g 178000	29000	-	-	18000 + 5750	g 155000	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
4	20000	10400	- 9800	21000	+ 1000	u	29000	+ 9700	g 247500	18000	-	-	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
5	14000	10400	- 3600	21000	+ 7000	g 118200	29000	-	-	18000 + 4000	g 99200	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
6	29000	10400	- 18600	21000	- 8000	u	29000	± 0	u	18000	-	-	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
7	17500	10400	- 7100	21000	+ 9500	g 162000	29000	-	-	18000 + 6250	g 189500	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
8	26800	10400	- 16400	21000	- 5800	u	29000	+ 2270	g 189700	18000	-	-	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
9	11750	10400	- 1350	21000	+ 9250	g 168700	29000	-	-	18000 + 6250	g 189500	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
10	8000	15	10400	+ 7400	g 45000	-	-	-	-	18000	-	-	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
11	14000	47	10400	- 3600	u	21000 + 7000	g 169270	-	-	18000 + 4000	g 145700	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
12	25000	25	10400	- 14610	u	21000	- 4000	u	112500	18000	-	-	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
13	8500	30	10400	+ 1900	g 90000	-	-	-	-	18000	-	-	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
14	29750	55	10400	- 19850	u	21000	- 8750	u	29750	- 750	u	112500	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
15	28200	30	10400	- 11600	u	21000	- 1000	u	29700	+ 7000	g 135700	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
16	29000	45	10400	- 12800	u	21000	- 2000	u	29000	+ 6000	g 302500	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
17	6000	20	10400	+ 4400	g 60000	-	-	-	-	-	-	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
18	19500	25	10400	- 2100	u	21000	+ 8570	g 97000	-	-	-	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
19	5000	20	10400	+ 5400	g 60000	-	-	-	-	-	-	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
20	8000	25	10400	+ 2400	g 75000	-	-	-	-	-	-	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
21	8000	30	10400	+ 2400	g 90000	-	-	-	-	-	-	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000
22	16000	35	10400	- 5600	u	21000	+ 5000	g 126000	-	-	-	M. 3100 f. d. km	25000 + 5000	g 209000	18000	-	-	35000 + 7500	g 324000	35000 + 7500	g 324000

Tabelle XIII.  
Zusammenstellung der Rechnungsergebnisse zum 24. Beispiel (Fig. 111).

Leitungsplan		Drehstrom 20 000 Volt										Drehstrom 25 000 Volt								
		q = 16 mm <sup>2</sup> Cu.					q = 25 mm <sup>2</sup> Cu.					q = 35 mm <sup>2</sup> Al.				q = 16 mm <sup>2</sup> Cu.				
		Streckennummer	Schwerpunktsgebiet	$N_e \cdot l$ nach dem Leitungspläne	Gesamtlänge der Strecke in km	$N_e \cdot l_{max}$	$N_e \cdot l_{max} - N_e \cdot l$ (+ oder -)	$\epsilon = \text{günstig}$ $\text{u} = \text{ungünstig}$	Preis der ganzen Strecke M. 3 200 l. d. km	$N_e \cdot l_{max}$	$N_e \cdot l_{max} - N_e \cdot l$ (+ oder -)	$\epsilon = \text{günstig}$ $\text{u} = \text{ungünstig}$	Preis der ganzen Strecke M. 4 000 l. d. km	$N_e \cdot l_{max}$	$N_e \cdot l_{max} - N_e \cdot l$ (+ oder -)	$\epsilon = \text{günstig}$ $\text{u} = \text{ungünstig}$	Preis der ganzen Strecke M. 3 400 l. d. km	$N_e \cdot l_{max}$	$N_e \cdot l_{max} - N_e \cdot l$ (+ oder -)	$\epsilon = \text{günstig}$ $\text{u} = \text{ungünstig}$
1		10 500	55	28 300	+12 800	g	176 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+26 500	u	181 500
2		27 500	72	28 300	-4 200	u	—	36 500	+9 000	g	288 000	30 600	+3 100	u	—	—	37 000	+9 500	g	297 600
3	A	12 250	50	28 300	+11 050	g	160 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+24 750	u	165 000
4		20 000	55	28 300	+3 300	g	176 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+17 600	u	181 500
5		14 000	32	28 300	+9 900	g	102 400	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+23 000	u	105 500
6		29 000	45	28 300	-5 700	u	—	36 500	+7 500	g	180 000	30 600	+1 600	u	—	—	37 000	+8 000	g	148 500
7	B	17 500	45	28 300	+5 800	g	144 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+19 500	u	148 500
8		26 800	42	28 300	-3 500	u	—	36 500	+9 700	g	168 000	30 600	+3 800	u	—	—	37 000	+10 200	u	188 600
9		11 750	45	28 300	+11 550	u	144 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+25 250	u	148 500
10		3 000	15	28 300	+20 300	g	48 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+84 000	u	49 500
11		14 000	47	28 300	+9 900	g	150 400	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+23 000	u	155 100
12		25 000	25	28 300	-1 700	u	—	26 500	+11 600	g	100 000	30 600	+5 600	g	85 000	—	37 000	+12 000	g	82 500
13		8 500	30	28 300	+14 800	g	96 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+28 500	u	99 000
14		29 750	55	28 300	-6 450	u	—	36 500	+6 750	g	220 000	30 600	+850	u	—	—	37 000	+7 250	g	181 500
15		22 000	30	28 300	-1 900	u	—	36 500	+14 600	g	120 000	30 600	+8 600	g	102 000	—	37 000	+15 000	u	99 000
16		28 000	45	28 300	+300	u	—	36 500	+7 600	g	180 000	30 600	+7 600	g	153 000	—	37 000	+14 000	u	148 500
17		6 000	20	28 300	+7 900	g	64 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+31 000	u	66 000
18		12 500	25	28 300	+10 800	g	80 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+24 500	u	82 500
19	D	5 000	20	28 300	+18 300	g	64 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+32 000	u	66 000
20		8 000	25	28 300	+16 300	g	80 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+29 000	u	82 500
21		8 000	30	28 300	+15 300	g	96 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+29 000	u	99 000
22		16 000	35	28 300	+7 300	g	112 000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37 000	+21 000	u	115 800

sind in den vier ersten Spalten die Daten aus dem Leitungsplan (Fig. 111) und die Kilowattkilometer  $N_e \cdot l$  jeder Strecke zusammengestellt. Die Ermittlung der günstigsten Querschnitte, der in der Leitung jedesmal liegenden Reserve, des hinsichtlich letzterer vorteilhaftesten Leitermaterials, der Kosten und schließlich der Spannung geschieht nun aus diesen Tabellen, indem für die Spannungen 15, 20 und 25 kV die für die Querschnitte 16 bis 35 mm<sup>2</sup> Cu und 35 bis 70 mm<sup>2</sup> Al maximalen Kilowattkilometer nach Fig. 110 eingetragen und in Vergleich zu den tatsächlich zu übertragenden  $N_e \cdot l$  gebracht werden. So ist z. B. die Strecke 1 folgendermaßen zu behandeln: Nach dem Leitungs-

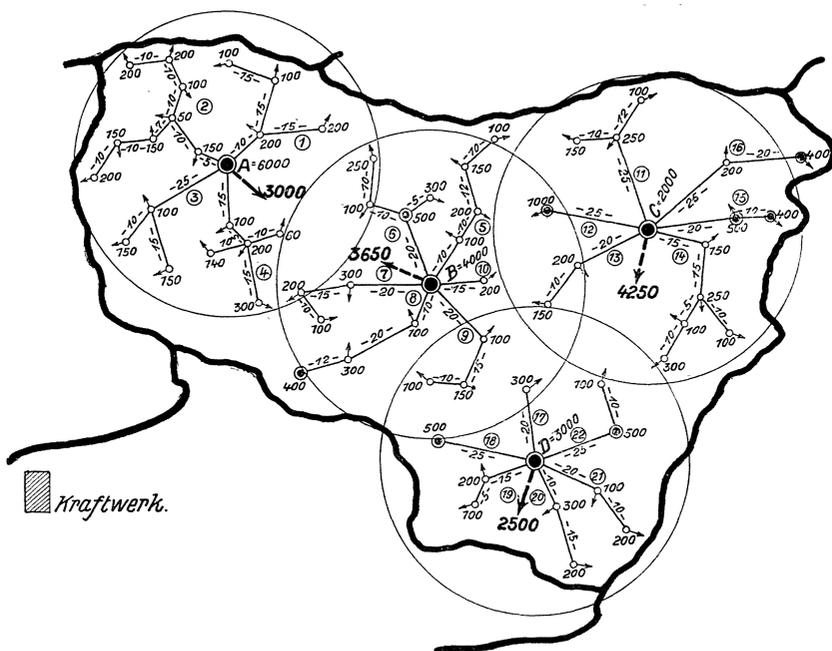


Fig. 111. Vollständiger Leitungsplan mit Aktionsgebieten zum 24. Beispiel.

plan der Fig. 111 ist  $N_e \cdot l = 10\,500$ . Bei 15 kV und 16 mm<sup>2</sup> Cu ist  $N_e \cdot l_{\max}$  (aus Fig. 110) = 10 400, mithin ist dieser Querschnitt zu klein ( $N_e \cdot l_{\max} - N_e \cdot l = -100$ ). Bei 25 mm<sup>2</sup> Cu ist  $N_e \cdot l_{\max} = 21\,000$ ; notwendig sind zunächst nur 10 500, somit liegen bei diesem Querschnitt + 10 500 Kilowattkilometer als Reserve in der Leitung, das sind 100%. Die spätere Entwicklung des aus dieser Strecke zu versorgenden Gebietsteiles läßt 100% als wesentlich zu hoch erscheinen. Da nun mit Aluminium bei 35 mm<sup>2</sup>  $N_e \cdot l_{\max} = 18\,000$  die Differenz  $N_e \cdot l_{\max} - N_e \cdot l = 18\,000 - 10\,500 = +7\,500 \cong 70\%$  und zudem der Preis dieser Leitung bei Aluminium M. 170 500, bei Kupfer M. 198 000 beträgt, also für Aluminium günstiger wird, ist diese Strecke mit

$q = 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$  am vorteilhaftesten zu wählen. Ob die Spannung von 15 kV für die Gesamtanlage günstig ist, wird erst weiter unten entschieden werden.

In der gleichen Weise sind die anderen Strecken untersucht, wobei hinsichtlich des Materials noch auf die Brauchbarkeit des Aluminiums (Nähe der Meeresküste u. dgl., vgl. S. 195 u. f.) zu achten ist.

Die Auswertung der Tab. XII bei 15 kV ergibt schließlich die stark eingerahmten Querschnitte mit ihrer Reserve, ihren Kosten, sowie des günstigsten Materials, wobei die liegend gesetzten Zahlen darauf hinweisen sollen, daß Al vorteilhafter als Cu ausfällt. Bei der Leitungsreserve können im allgemeinen Werte über etwa 30 bis 50 % als zu hoch angesehen werden, wenn von vornherein die der Rechnung zugrunde gelegten Höchstbelastungen vorsichtig und nicht zu niedrig geschätzt oder tatsächlich festgestellt worden sind.

Da sich im vorliegenden Falle bei 15 kV in der Hauptsache Querschnitte von  $25 \text{ mm}^2$  und darüber ergeben, hat eine zweite und unter Umständen eine dritte Vergleichsrechnung zu erfolgen, die für 20 und 25 kV in der Tab. XIII durchgeführt ist. Bei 20 kV lassen bereits 15 Strecken den geringstzulässigen Querschnitt von  $16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$  bei ausreichender Leitungsreserve zu, und auch ein Teil der  $25 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$  Leitungen können billiger mit  $35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$  ausgeführt werden (Leitung 12, 15 und 16), während bei den Strecken 2, 6 und 8 der Querschnitt  $q = 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$  mit Rücksicht auf die Leitungsreserve zu gering ausfällt. Die Durchrechnung bei 25 kV zeigt, daß durchgängig  $16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$  zulässig sind, aber die Leitungsreserve für die einzelnen Strecken zum größten Teil über 40 bis 50 % liegen. Die Gesamtkosten ergeben folgendes Bild:

Tabelle XIV.

Querschnitt und Material	15 kV	20 kV	25 kV
16 mm <sup>2</sup> Cu	420 000	1 692 800	2 782 200
25 mm <sup>2</sup> Cu	288 000	856 000	—
35 mm <sup>2</sup> Cu	415 000	—	—
35 mm <sup>2</sup> Al	787 400	340 000	—
50 mm <sup>2</sup> Al	323 000	—	—
70 mm <sup>2</sup> Al	1 063 000	—	—
Gesamtsumme	3 296 400	2 888 800	2 782 200

Die Spannung von 25 kV hat für die Leitungsanlage allein die geringsten Kosten, diejenige von 15 kV die höchsten. Zu diesen Zahlen sind nun hinzuzurechnen die jeweiligen Kosten für die Transformatoren und die Inneneinrichtungen der Transformatorenhäuser.

Zur Beurteilung dieser Frage sind in Tab. XV die elektrischen Daten und die Preise für Transformatoren von 175 und 250 kVA

zusammengestellt. Es ergeben sich die Kosten für 58 Stationen des Leitungsplanes, wenn die wenigen über 400 kVA zunächst unberück-

Tabelle XV.

Bezeichnung		15 000 Volt	20 000 Volt	25 000 Volt
Leistung. . . . .	kVA	175	175	175
Wirkungsgrad bei $\cos \varphi = 1$ . . . . .	%	97,65	97,54	96,95
„ „ $\cos \varphi = 0,8$ . . . . .	%	96,5	96,1	95,8
Spannungsänderung bei induktions- freier Vollast . . . . .	%	1,70	1,72	2,24
Kurzschlußspannung . . . . .	%	3,15	3,12	3,45
Leerlaufsleistung . . . . .	Watt	1240	1400	1600
Preis einschließlich Öl <sup>1)</sup> . . . . .	Mk.	4300	4500	4900
Preis einer einfachen Station <sup>1)</sup> . . . . .	Mk.	10 000	11 000	12 500
Leistung. . . . .	kVA	250	250	250
Wirkungsgrad bei $\cos \varphi = 1$ . . . . .	%	97,67	97,5	97,15
„ „ $\cos \varphi = 0,8$ . . . . .	%	96,5	96,1	95,9
Spannungsänderung bei induktions- freier Vollast . . . . .	%	1,55	1,82	2,16
Kurzschlußspannung . . . . .	%	3,52	3,60	3,70
Leerlaufsleistung . . . . .	Watt	1550	1670	1810
Preis einschließlich Öl <sup>1)</sup> . . . . .	Mk.	5650	5800	6200
Preis einer einfachen Station <sup>1)</sup> . . . . .	Mk.	12 500	14 000	16 000

sichtigt bleiben, bei einer Gesamtleistung von 10 300 kVA oder im Durchschnitt 175 kVA für jede Station die überschlägigen Gesamtkosten der Anlage:

Tabelle XVI.

Spannung		15 000 Volt	20 000 Volt	25 000 Volt
Leitungsanlagen . . . . .	Mk.	3 296 400	2 888 800	2 782 200
Transformatorstationen . . . . .	Mk.	580 000	638 000	725 000
Gesamtkosten . . . . .	Mk.	3 876 400	3 526 800	3 507 200

Nunmehr kann über die zu wählende Spannung Entscheidung getroffen werden.

<sup>1)</sup> Wiederum Friedenspreise.

Die Gesamtkosten unterscheiden sich bei 20 und 25 kV unbedeutend; bei 15 kV liegen sie 10% höher, aber auch dieser Mehraufwand fällt nicht ins Gewicht. Wesentlich verschiebt sich indessen dieses Zahlenverhältnis, wenn die Transformatoren an den einzelnen Abnahmestellen nicht mit den Leistungen von 100 bis 400 kVA eingesetzt werden, sondern eine Unterteilung auf viele kleine Transformatoren eintritt, wie das der Wirklichkeit entspricht.

Die elektrischen Daten der Transformatoren zeigen besonders hinsichtlich des Wirkungsgrades keine nennenswerte Abweichungen; bei 25 kV sind sie um ein wenig schlechter als bei 15 kV. Die Betriebssicherheit ist bei allen Spannungen, sofern es sich um festeingebaute Transformatoren handelt, gleich zu setzen.

Der Jahreswirkungsgrad

$$\eta_j = \frac{N_e \cdot t_B}{N_e \cdot t_B + V_K \cdot t_B + V_E \cdot t_j}$$

zeigt bei den drei Spannungen keine Unterschiede, die ausschlaggebend sein könnten. Wohl aber ist die Leerlaufleistung, die zusammen mit der Leerlaufleistung der Leitungen für die Unterteilung der Leistungen der Generatoren beachtenswert ist, verschieden und zwar beträgt dieselbe, wenn sie für die Transformatoren rund als reine wattlose Leistung aufgefaßt wird, nach der Tab. XV und der Tab. IX;

	Transformatoren 58 Stück zu 175 kVA bei 4750 Leerlaufstun- den kWh	Mehrverlust gegen- über 15 kV kWh	Mehrverlust, kapitalisiert bei 5% Verzinsung, 5% Abschreibung und Mk. 0,50 Selbsterzeugungskosten <sup>1)</sup>	Kapazitätsbelastung des Kraftwerkes durch die Leitungsanlage rund 850 km, $q = 25 \text{ mm}^2$ kVA
15 kV	343 000	1	1	590
20 kV	388 000	45 000	225 000	1015
25 kV	440 000	97 000	485 000	1690

so daß hier die Spannung von 15 kV als am günstigsten anzusehen ist. Der Leerlaufstundenzahl ist bei einer Jahresstundenzahl von  $t_j = 8750$  eine Vollast-Betriebsstundenzahl von  $t_B = 4000$  zugrunde gelegt worden. Da selbstverständlich auch die Erzeugung der scheinbaren Leistung Betriebsausgaben zum mindesten in Höhe der Ausgaben für die Nachtbedienung und die Verzinsung und Abschreibung der Anlagen und Einrichtungen, sowie bei Kohlenfeuerung der Leerlauf-Antriebsleistung der im Betriebe befindlichen Kessel und Maschinen verursacht, erscheint auch vom wirtschaftlichen Standpunkte aus die Wahl von 15 kV als die vorteilhafteste.

Beim Vergleich der Gesamtkosten der Anlagen und unter kritischer Berücksichtigung der Ergebnisse der technischen Einzeluntersuchungen scheidet also die Spannung von 25 kV endgültig aus. Berücksichtigt man ferner, daß die Transformatoren namentlich kleinerer

<sup>1)</sup> Nur Kohlenpreis für die kWh bei derzeitigen Kohlenpreisen.

Leistung von 15 bis 50 kVA, die in den eigentlichen Verteilungsgebieten in der Hauptsache in Frage kommen, bei 20 kV gegenüber 15 kV um etwa 6 bis 8 % teurer sind, und daß Masttransformatoren, die bei 15 bis 30 kVA des öfteren in landwirtschaftlichen Anlagen gewählt werden, ungern für 20 kV gebaut werden, so fällt die letzte Entscheidung zugunsten einer Verteilungsspannung von 15 kV. Damit würde für deutsche Verhältnisse zugleich dem Wunsche nach Einführung von Einheitsspannungen des V. D. E. nachgekommen werden. Die damit verbundenen Vorteile liegen in der bequemeren, einfacheren und beschränkteren Reservehaltung von Transformatoren und Apparaten, weil alle großen deutschen Elektrizitätsfirmen neuerdings dazu übergehen, die Einheitsformen bevorzugt zu bauen und auf Lager zu halten.

Schließlich wäre der Zusammenschluß mit den Netzen benachbarter Überlandkraftwerke leichter durchführbar und gegenseitige Unterstützung möglich.

Die Spannung von 10 kV ist nicht weiter untersucht worden, weil aus dem Vorstehenden leicht zu ersehen ist, daß sie hinsichtlich der Anlagekosten und daraus der Ausgaben für Verzinsung und Amortisation keine wirtschaftlichen Vorteile bietet. Bei anders gearteten Verhältnissen wäre indessen auch diese Spannung in Vergleich zu stellen insbesondere z. B. dann, wenn mehrere Kraftwerke mit mittleren Maschinenleistungen günstig zu ihrem Stromversorgungsgebiete liegen und, wie auf S. 155 bereits angedeutet, 10 kV unmittelbar erzeugen könnten. Es würde in diesem Falle die Zwischentransformierung entfallen bzw. nur für die Verbindungsleitungen der Kraftwerke untereinander in Frage kommen.

Der Ausbau des Netzes hat somit am zweckmäßigsten in der in Fig. 111 gezeichneten Form zu erfolgen. Es werden nur wenige Hauptspeisepunkte *A* bis *D* — also Haupttransformatorenstationen — gewählt derart gelegen, daß sich um jede ein stets in radialer Richtung zu versorgendes Gebiet erstreckt. Der Aktionsradius ergibt sich aus den Werten der Tab. XII bzw. XIII. Zeichnet man die Aktionskreise ein, so wird das Gesamtbild der Stromversorgungsgebiete sofort deutlich und klar.

Eine derartige rechnerische und zeichnerische Behandlung der Aufgabe sollte nicht nur für neu zu erschließende Gebiete, sondern besonders in der jetzigen Zeit des weiteren Ausbaues auch für bereits bestehende Anlagen vorgenommen werden. Sie läßt jede Erweiterungsmöglichkeit sofort erkennen und beurteilen. Das oft anzutreffende ungewisse Tasten im weiteren Ausbau, in der Wahl neuer Speise- oder Stützpunkte, in dem Zusammenschließen einzelner Strecken oder ganzer Gebiete zu Ringen wird vermieden, und die Betriebsführung wird in vielen Fällen einfacher und sicherer. Die neuerdings nicht nur über besondere Schaltstationen vorübergehende, sondern ständige, feste, vielfach anzutreffende Ringbildung ist als Fehler für ausgedehnte Mittelspannungsnetze zu bezeichnen, wenn sie so weit geht, daß sogar mehrere zusammenhängende Maschen entstehen. In solchen Fällen ist die Beherrschung der Netze in bezug auf Störungen ungemein schwer, teilweise sogar unmöglich, weil

ein Erd- oder Kurzschluß an einer Stelle des Maschennetzes in der Regel eine oder mehrere gesunde Strecken in Mitleidenschaft zieht (Wanderwellen, Transformatorendurch- und Überschläge, Isolatorbeschädigungen, Schalterauslösungen u. dgl.). Die Lokalisierung und enge Begrenzung der Fehlerstelle ist nur durch den Einbau teurer und schwer in ordnungsmäßigem Zustande zu erhaltender Überstrom- und Überspannungsschutzapparate zu erreichen, ohne daß volle Gewähr dafür geboten wird, daß das Ansprechen der einzelnen Vorrichtungen in dem gewollten Sinne zuverlässig erfolgt. So können z. B. zufällig stark belastete oder überlastete gesunde Strecken durch den hinzutretenden Erdschlußstrom oder den zur Fehlerstelle fließenden Ausgleichsstrom in der eingestellten Auslösestromstärke der selbsttätigen Schalter überansprucht werden und zur Unterbrechung kommen.

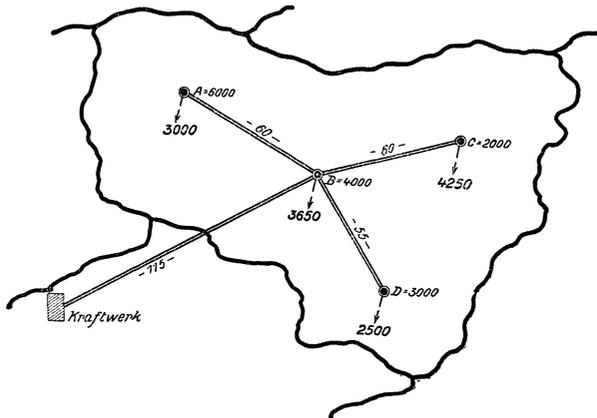


Fig. 112. Radialsystem mit Doppelleitungen.

Auch das Selektivschutzsystem (III. Band) wird hier kaum sichere Abhilfe schaffen können. Es sollten daher die Betriebsleiter größerer Überlandkraftwerke die vollständige Untersuchung ihrer Netze namentlich dann, wenn sie mit häufigen Störungen zu kämpfen haben, einmal gründlich rechnerisch durchführen und selbst die Verlegung bisheriger Stütz- und Zusammenschließungspunkte nicht scheuen, um den Gesamtbetrieb störungsfreier zu gestalten. Nur vereinzelt ist dauernde oder vorübergehende einfache Ringbildung zu empfehlen. Es sei hierbei auch auf das 4. Beispiel verwiesen, das schon für Gleichstromanlagen die auftretenden Schwierigkeiten erkennen läßt. In Wechselstromanlagen kommen zu den Streckenüberlastungen und Spannungsverschiebungen noch die bereits erwähnten, außerordentlich unangenehmen Wirkungen der Kapazität langer Leitungsstrecken in Betracht.

Die einfache, radial von den Hauptstationen ausgehende Leistungsverteilung birgt die geschilderten Gefahren nicht in sich, wenn die Unterteilung der Stromkreise auf Doppel- oder Dreifachsammelschienen

erfolgt und gegebenenfalls entsprechende Schutzvorkehrungen (Drosselspulen u. dgl.) in den Sammelschienenanschlüssen der Leitungen vorgesehen werden. Mit dieser Ausführung ist dann der zweite Vorteil verbunden, daß die einzelnen Mittelspannungsleitungen nicht über 30 bis höchstens 50 km lang werden, und infolgedessen leichter auf Störungen beherrscht und schneller durch das Streckenpersonal abgesehen werden können.

Die eigentlichen Speiseleitungen bzw. die Hochspannungsverbindungsleitungen der Stütz- oder Haupttransformatorenstationen sollten möglichst als Doppelleitungen gewählt, aber aufgeteilt, entweder zu Doppelsammelschienen geführt oder je nach den Verhältnissen auf besonderen Mastreihen angeordnet und zu einem oder zwei — dann aber für den Dauerbetrieb ständig be-

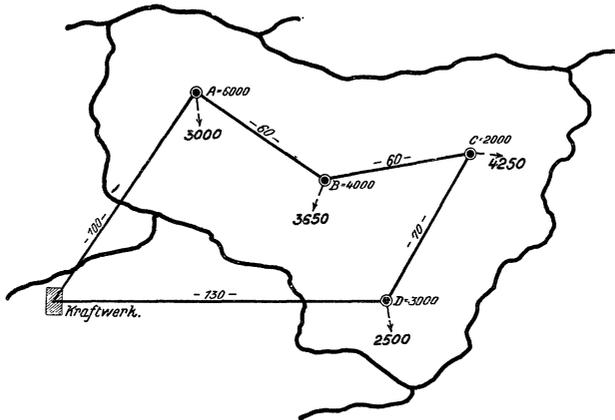


Fig. 113. Ringsystem mit Einfachleitungen.

stehenden — Ringen zusammengeschlossen werden, wie das in den Fig. 112 und 113 zur Darstellung gebracht ist. Das öftere Zu- und Abschalten von Leitungen unter sehr hohen Spannungen ist wegen der jedesmal auftretenden Schaltwellen (Überspannungen) unbedingt zu vermeiden. Doppelleitungen auf einem Maste zwingen zumeist dazu, den ganzen Betrieb auf einer Strecke bei Instandsetzungsarbeiten an einer Leitung wenigstens kurzzeitig einzustellen, während die aufgelösten und einer Station von zwei Seiten zugeführten Speiseleitungen (Fig. 113) die Stromunterbrechung vermeiden lassen.

Die vermehrten Ausgaben für die zweite Mastreihe 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 Vermeidung von Verzugstrafen, die z. B. angeschlossene Industrien bei Stromunterbrechungen durch Arbeitsausfall und unnötig gezahlte Löhne fordern.

Natürlich ist es notwendig, rechnerisch zu prüfen, ob in einem solchen Falle die gesamte elektrische Leistung von einer Leitung noch übertragen werden kann. Auch die Elastizität bei starken Belastungsschwankungen also die Spannungsregelung z. B. durch Synchronmotoren, Drehtransformatoren, Einankerumformer u. dgl. in den Hauptstationen läßt sich einfacher und billiger gestalten und vor allen Dingen sicherer durchführen, als wenn sie an vielen Punkten in den Mittelspannungsnetzen vorgenommen werden muß.

Da das Kraftwerk *K* weit von den Stützpunkten *A* bis *D* entfernt liegt, zeigt eine kurze Überschlagsrechnung, daß für die Hauptleitungen nur 100 kV in Frage kommen können. Die Verbindung der 4 Schwerpunkte untereinander und mit dem Kraftwerke wird zweckmäßig nach der in Fig. 112 gezeichneten Form durchgeführt, bei der die 100 kV-Leitungen auf getrennten Mastreihen verlegt werden. Die Ausführung nach Fig. 113, die als zweite Lösung gezeichnet ist, ergab zwar kürzere Strecken, ist also billiger, weist aber dagegen keine nennenswerten Vorteile auf, sofern nicht ebenfalls Doppelleitungen gewählt werden, was in Fig. 113 nicht gezeichnet ist. Bleibt die einfache Verbindung, die bei sorgfältigem Bau keineswegs betriebsunsicherer ist als die Doppelleitung, so ist aus wirtschaftlichen Gründen noch zu prüfen, ob die ersparten Anlagekosten gegenüber der Ausführung nach Fig. 112 im Einklange stehen mit den Kosten für den erhöhten Verlust, der entsteht, wenn auf einer ungünstigsten Stelle eine Störung auftritt und die Leistung dann über lange Strecken umgeleitet werden muß. Bei zweckmäßiger Streckenwärterverteilung läßt sich aber auch hier Befriedigendes in wirtschaftlicher und betriebstechnischer Hinsicht erreichen. Eine Zwischentransformierung etwa auf 60 000 Volt erscheint nicht empfehlenswert, denn erstlich werden die Anlagekosten für die Transformatoren und Stationen teurer als der Unterschied in den Leitungskosten, und ferner sind dann die Kraftwerks- und Stationstransformatoren hintereinander geschaltet, so daß der Gesamtwirkungsgrad durch Multiplikation der Einzelwirkungsgrade für die 100 und 60 kV-Transformatoren gefunden wird, der eine weitere unwirtschaftliche Beeinträchtigung der Anlage hervorruft. Die 100 kV-Ringbildung über die 4 Schwerpunkte, zumal diese gleichzeitig Hauptstrombezugsstellen sind, ist die wirtschaftlichste Lösung dieses zweiten Teiles des Aufbaues des Gesamtprojektes.

β) Spannung, Leistung und Leistungsfaktor am Anfange der Fernleitung (Spannungsabfall, Spannungsregelung, Stromanstieg usw.). Ist der Querschnitt für die Hochspannungsleitung bestimmt und sind die charakteristischen Daten für die Strecke berechnet, dann erst ist es möglich, für bestimmte Werte von Spannung, Leistung und Leistungsfaktor am Ende einer Strecke die zugehörigen Werte an der Stromerzeugungsstelle, an den Haupttransformatorstationen oder ähnlichen Punkten zu bestimmen. Hand in Hand mit dieser Schlußarbeit für die Projektierung der elektrischen Seite einer Fernleitung geht ferner die Untersuchung über Spannungsabfall, Strom-

verlust, Stromanstieg, Leistungsfaktor bei Änderung der Belastung, Änderung des sekundären Leistungsfaktors usw.

Die vektorielle Darstellung der Wechselstromgrößen führt für diese Arbeiten am schnellsten und bequemsten zum Ziele, und es wird daher im Nachfolgenden von diesen Diagrammen weitgehendster Gebrauch gemacht werden.

Bevor man an die Lösung dieser Aufgaben herantritt, muß man sich noch Klarheit über die Art der Belastung und der Belastungsänderungen verschaffen. Die Art der Belastung wird fast ausschließlich induktiv sein, also einen bestimmten Leistungsfaktor sekundär ( $\cos \varphi_e$ ) zur Voraussetzung haben. Denselben nun aber etwa durch umständliche Rechnungen ermitteln zu wollen, wäre müßiges Unterfangen. Man schätzt  $\cos \varphi_e$  vielmehr. Hierbei ist aber nach den Angaben auf S. 151 Vorsicht geboten, da ein zu hoher der Berechnung zugrunde gelegter Wert für  $\cos \varphi_e$ , der nacher nicht erreicht werden kann, zur Folge hat, daß die Maschinen im Kraftwerke bzw. die Transformatoren in ihrer kVA-Leistung zu klein sind, und die Antriebsmaschinen nicht voll ausgenutzt werden können. Ein Beispiel wird das sofort erkennen lassen:

25. Beispiel. Bei  $E_e = 10000$  Volt,  $I = 100$  Amp. Drehstrom und  $\cos \varphi_e = 0,8$  beträgt die von der Antriebsmaschine herzugebende Leistung, wenn der Wirkungsgrad des Generators  $\eta_G = 0,92$  ist:

$$\frac{10000 \cdot 100 \cdot 0,8 \cdot 1,73}{736 \cdot 0,92} = 2030 \text{ PS.}$$

Ist für diese Leistung die Antriebsmaschine beschafft, und stellt es sich heraus, daß  $\cos \varphi_e$  nur 0,6 beträgt, so müßte der Generator, der für eine Leistung von 1730 kVA gebaut ist, nunmehr 2300 kVA abgeben können. Die Stromstärke würde dann 133 Amp. betragen, und der Generator würde sich übermäßig erwärmen, also an Betriebssicherheit und an Lebensdauer einbüßen, wenn man die Leistung der Antriebsmaschine voll ausnützen wollte. Man muß vielmehr auf 100 Amp. bei  $\cos \varphi_e = 0,6$  zurückgehen und erhält dann eine Antriebsleistung von nur 1530 PS, mithin rund 34% kleiner. Das ist hinsichtlich der Ausnützung des Anlagekapitals nicht nur für die Maschinen, sondern auch für die Apparate und, nicht zu vergessen, für die Grundfläche des Maschinenhauses von besonderer wirtschaftlicher Bedeutung.

Die zweite Frage, die vor Inangriffnahme der endgültigen Leistungsberechnung geklärt werden muß, bezieht sich auf die Art der Belastungsänderung, weil davon die Spannungsänderung und der Verlust, sowie der primäre Leistungsfaktor abhängen.

Handelt es sich um reine Beleuchtungsanschlüsse, so bleibt  $\cos \varphi_e$  unverändert und der Strom  $I_e$  ändert sich proportional mit der Belastung. Dasselbe gilt, wenn die Regelung des Leistungsfaktors durch Synchronmotoren oder dgl. erfolgt.

Ist die Belastung dagegen induktiv, so sind im wesentlichen drei Fälle für die Belastungsänderung zu unterscheiden, und zwar:

- a) Speisung von großen Induktionsmotoren (Kraftübertragungsanlagen für Bergwerke, Hütten- und Walzwerk, Pumptanlagen, Umformerstationen mit Asynchronmotoren); die Motoren sind ständig im Betriebe und arbeiten mit wechselnder Belastung zwischen

Leerlauf und Vollast. Dann ändert sich  $\cos \varphi_e$  beträchtlich, während die Stromstärke  $I_e$  annähernd unverändert bleibt, was z. B. aus Gl. (168d) hervorgeht, wenn man auch die Änderung des Wirkungsgrades berücksichtigt:

$$I = \frac{736 \cdot N_{PS}}{E_e \cdot \cos \varphi_M \cdot \eta_M}. \quad (168d)$$

Das Produkt  $\cos \varphi_M \cdot \eta_M$  nimmt annähernd proportional mit abnehmender Belastung ab.

- b) Stromlieferung für Kraft und Licht entsprechend den üblichen Belastungsformen der öffentlichen Elektrizitätswerke, Überlandkraftwerke u. dgl. Hier ist die Belastung und auch der Leistungsfaktor veränderlich; indessen schwankt letzterer nicht in den Grenzen wie unter a), sondern z. B. zwischen 0,8 und 0,6 (bei vorwiegendem Großmotorenanschluß) oder 0,6 und 0,5 (wenn Kleinmotoren überwiegen). Die Beleuchtung wirkt zumeist etwas im günstigen Sinne regelnd auf den Leistungsfaktor. Die Stromstärke ist infolgedessen ebenfalls veränderlich.
- c) Stromlieferung wie für Fall b) indessen gleichbleibenden Leistungsfaktors durch Regelmaschinen. Dann ändert sich mit der Belastung die Stromstärke  $I_e$ .
- d) Leerlauf der Linie, der bei Kraftübertragungsanlagen mit hohen Spannungen von ganz besonderer Bedeutung ist, und zwar weil infolge von Kapazität nach dem Ende der Leitung Spannungserhöhungen auftreten können, die unter Umständen ganz erstaunliche Werte aufweisen und die Spannungsregelung im Kraftwerke außerordentlich erschweren.

Vorausgeschickt sei ferner, daß alle Diagramme und Berechnungen von der Stromabnahmestelle beginnend durchgeführt werden, weil die sekundären Verhältnisse bekannt oder so geschätzt werden können, wie sie im späteren Betriebe tatsächlich zu erwarten sind. Auf Erweiterungen, insbesondere wenn viel Kleinmotorenbetrieb vorhanden ist, muß gebührend Rücksicht genommen werden.

Jede Wechselstromleitung ist, wie auf S. 56 bereits erwähnt, neben dem ohmschen Widerstande noch mit Selbstinduktion, Kapazität, Ableitungs- und Koronaverlusten behaftet. Die letzten drei Eigenschaften sind nach den Angaben in den Abschnitten d), e), f) proportional der Spannung, und es wird daher bei verhältnismäßig niedrigen Spannungen bis etwa 10000 Volt, wie Überschlagsrechnungen leicht erweisen werden, nur die Selbstinduktion neben dem ohmschen Spannungsverluste in Rücksicht zu ziehen sein. Bei hohen Spannungen ist dagegen diese Vernachlässigung von  $C_b$ ,  $N_{Abi}$  und  $V_{Kor}$  nicht mehr zulässig. Die nachfolgenden Erläuterungen werden des leichteren Verständnisses wegen an Einphasenstromkreisen durchgeführt, und erst zum Schluß der einzelnen Abschnitte wird gezeigt, wie die Gleichungen usw. auf Dreiphasenstrom anzuwenden sind. Es wird fehlerfreier Zustand der Leitungsanlagen vorausgesetzt.

γ) Fernleitung mit ohmschem Widerstande und Selbstinduktion. In Fig. 114 ist das Schaltbild für diesen einfachsten Fall gezeichnet. Der bequemeren Übersicht wegen seien hier die im folgenden und in den Diagrammen benutzten Bezeichnungen zusammengestellt. Es bedeutet:

- $N_e$  die am Ende der Linie verlangte Leistung in kW,
- $E_e$  die sekundäre Spannung, die unverändert zu halten ist, in Volt,
- $I_e$  den Belastungsstrom in Amp. bei der Spannung  $E_e$ ,
- $\cos \varphi_e$  den Leistungsfaktor am Ende der Linie,
- $I_l$  den in der Fernleitung fließenden Strom in Amp.,
- $I_a$  den primär zu erzeugenden Strom in Amp.,
- $E_a$  die primäre Spannung in Volt,
- $N_a$  die primäre Leistung in kW,
- $\cos \varphi_a$  den primären Leistungsfaktor.

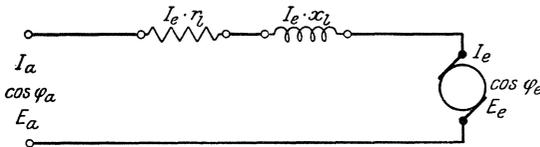


Fig. 114. Einphasen-Wechselstromfernleitung mit ohmschem Widerstand und Selbstinduktion.

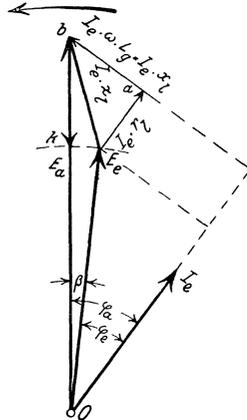


Fig. 115. Allgemeines Spannungsdiagramm zu Fig. 114.

Die Fig. 115 zeigt das Diagramm dieses Stromkreises. Der Strom  $I_e$  eile der Spannung  $E_e$  um den Winkel  $\varphi_e$  nach. Die Anfangsspannung  $E_a$  ergibt sich durch geometrische Addition von  $E_e$  mit dem Spannungsabfall  $I_e \cdot z_l$ , und zwar ist hier  $I_l = I_e$ . Der Vektor des ohmschen Spannungsverlustes  $I_e \cdot r_l = \overline{E_e a}$  ist in Phase mit dem Strome  $I_e$  und somit parallel zu  $I_e$  im Punkte  $E_e$  an den Vektor der Endspannung  $\overline{OE_e}$  anzutragen. Der Vektor des induktiven Spannungsverlustes  $I_e \cdot x_l = I_e \cdot \omega \cdot L_g = \overline{ab}$  eilt dem Strome  $I_e$  um  $90^\circ$  voraus und ist senkrecht zu  $I_e$  im Punkte  $a$  anzutragen. Die Schlußlinie  $\overline{E_e b}$  ist dann gleich dem Gesamtspannungsabfalle in der Fernleitung, also  $= I_e \cdot z_l$ , und die Verbindungslinie  $\overline{Ob}$  stellt nach Richtung und Größe die Anfangsspannung dar, die nunmehr mit dem Strome  $I_e$  den Phasenverschiebungswinkel  $\varphi_a$  einschließt. Die Phasenverschiebung ist um den Winkel  $\beta$  größer geworden.

Die gesuchten Größen  $E_a$ ,  $\cos \varphi_a$  und  $\beta$  lassen sich, wenn das Diagramm möglichst groß und genau gezeichnet ist, aus demselben messen. Rechnerisch ergibt sich aus Fig. 115:

die Anfangsspannung:

$$E_a = \sqrt{(E_e \cdot \cos \varphi_e + I_e \cdot r_l)^2 + (E_e \cdot \sin \varphi_e + I_e \cdot x_l)^2}, \quad (169)$$

der primäre Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_a = \frac{E_e \cdot \cos \varphi_e + I_e \cdot r_l}{E_a}, \quad (170)$$

die Anfangsleistung:

$$N_a = \frac{E_a \cdot I_e \cdot \cos \varphi_a}{1000}. \quad (171)$$

Ein Vergleich der Fig. 115 mit der Fig. 24 läßt unschwer erkennen, daß die Selbstinduktion der Fernleitung einen bedeutenden Einfluß auf die Anfangsspannung und den primären Leistungsfaktor und infolgedessen naturgemäß auch auf die vom Kraftwerke abzugebende Leistung ausübt.

An Hand eines solchen Diagrammes können nun in einfachster Weise alle Verhältnisse untersucht werden, die eintreten, wenn sich die Belastung am Ende der Linie ändert. Für die auf S. 170 gekennzeichneten Fälle ergibt sich folgendes:

Zu Fall a):

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

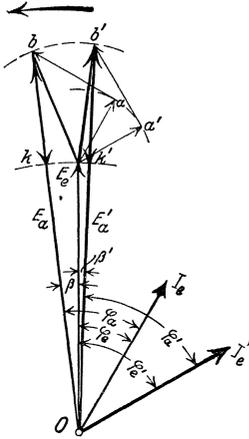


Fig. 116. Spannungsdiagramm zu Fig. 114.

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

Das zugehörige Diagramm (Fig. 116) zeigt, daß mit abnehmender Belastung die Anfangsspannung bis zu einem bestimmten Grade erhöht werden muß, um  $E_e$  unverändert zu halten, darüber hinaus ist

sie zu vermindern. Die Strecke  $\overline{kb}$  gibt den Betrag an, um den  $E_a$  höher sein muß als  $E_e$ . Da die Vektoren  $I_e \cdot r_l = \overline{E_e a}$  und  $I_e \cdot x_l = \overline{a b}$  unveränderte Größe behalten und sich mit abnehmender Belastung nur um den Punkt  $E_e$  drehen, so bewegt sich der Punkt  $b$  auf einem Kreise mit  $I_e \cdot z_l$  als Radius, während der Punkt  $k$  auf einem Kreise wandert, der  $\overline{OE_e}$  zum Radius hat. Im allgemeinen wird  $\overline{b k} = \overline{b' k'}$  gesetzt werden können, und daraus folgt, daß für den Belastungsfall a) die Anfangsspannung auch auf gleicher Höhe gehalten werden kann. Das ist insofern ganz besonders günstig, weil man bei derartigen Betrieben (vorwiegend große, in ihrer Leistungsbeanspruchung schwankende Induktionsmotoren) die Anfangsspannung durch besondere, selbsttätig arbeitende Spannungsregler (Schnell-, Eilregler) auf einen bestimmten Wert einstellen kann, der auch dann nicht schwankt, wenn plötzliche stoßweise Be- und Überlastungen (z. B. Anlassen) auftreten. Dadurch wird die Betriebsführung im Kraftwerke sehr vereinfacht und gleichmäßig gestaltet. Sind in die Fernleitung Trans-



Muß man die Endspannungen verschiedener Transformatorstationen mit stark voneinander abweichenden Anschlußwerten bzw. Belastungen unter Garantie zwischen bestimmten Grenzwerten halten, dann ist es notwendig, die im I. Bd. behandelten Formen der Spannungsregelung durch ab- und zuschaltbare Windungen oder durch Zusatz- oder Drehtransformatoren anzuwenden.

Zu Fall c):  $N_e$  veränderlich,  
 $\cos \varphi_e$  unveränderlich,  
 $I_e$  veränderlich.

Wird der Leistungsfaktor  $\cos \varphi_e$  durch besondere Mittel unabhängig von der Belastungsart und -stärke unveränderlich gehalten, so erhält man das Diagramm Fig. 118. Mit abnehmender Belastung wird der Leistungsfaktor  $\cos \varphi_a$  günstiger. Die Punkte  $b$  der Strecke  $\overline{kb}$  bewegen sich in diesem Falle auf der Impedanzlinie, da proportional mit  $I_e$  auch der ohmsche und der induktive Spannungsverlust abnehmen. Hier lassen sich selbsttätige Regler sicherer verwenden, wenn dieselben auf veränderliche Stromstärke ansprechen und proportional mit der Belastungszu- oder -abnahme die Spannung der Generatoren ändern.

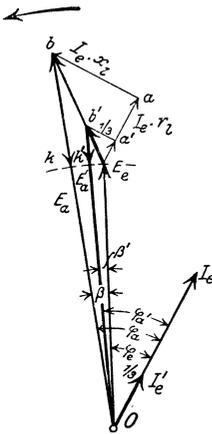


Fig. 118. Spannungsdiagramm zu Fig. 114.  $N_e$  veränderlich,  $\cos \varphi_e$  unveränderlich,  $I_e$  veränderlich.

Zu Fall d): Leerlauf der Linie.

Zum Leerlauf der Linie ist für diesen einfachsten Fall der Leitungsanlage nichts Besonderes zu bemerken; die Anfangsspannung erreicht ihren tiefsten Wert und ist annähernd gleich der Endspannung. Der Leistungsfaktor  $\cos \varphi_e$  ist indessen sehr schlecht (etwa 0,5 bis 0,1). Auch für diesen Fall ein Diagramm zu geben, erscheint überflüssig. Aus der Fig. 115 können die erforderlichen Schlüsse leicht auch für den einfachen Stromkreis mit Selbstinduktion gezogen werden.

Dreiphasenstrom. Alles bisher für Einphasenanlagen Gesagte gilt für Drehstrom dann, wenn es sich um einen Stromkreis mit symmetrischer, verdrehter Leiteranordnung handelt, bzw. wenn bei zwei benachbarten Stromkreisen die Verdrehung beider Leitungen zur Anwendung kommt, und wenn ferner die Phasen gleichmäßig belastet sind. Es ist nur zu setzen für:

die Stromstärke:

$$I_e = \frac{N_e \cdot 1000}{E_e \cdot \cos \varphi_e \cdot \sqrt{3}}, \tag{172}$$

und die Spannung:

$$E_e = \frac{\text{verkettete Spannung}}{\sqrt{3}} = E_{p,e}. \tag{173}$$

Das gleiche gilt sinngemäß für die Werte am Anfang der Linie.

Zum Vergleiche mit Fig. 115 ist in Fig. 119 das vollständige Diagramm für eine Dreiphasenlinie unter den vorgenannten Voraussetzungen wiedergegeben. Die Phasenspannungen sind um  $120^\circ$  gegeneinander verschoben; die Ströme bilden mit diesen den Winkel  $\varphi_e$  am Ende der Linie.

Auf S. 65 ist die Gesamtinduktivität jedes Leiters behandelt worden als die Summe aus Selbst- und gegenseitiger Induktion. Es lassen

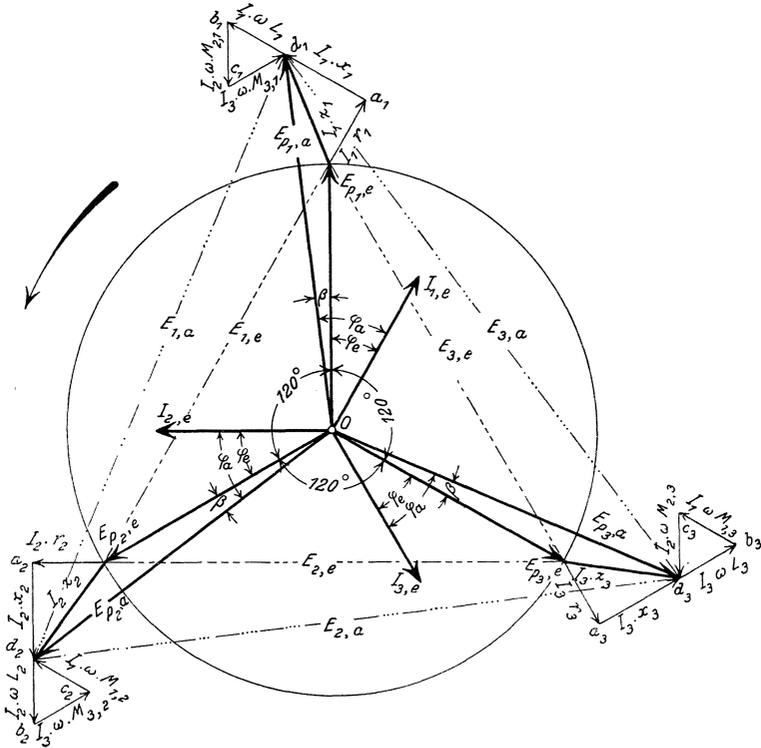


Fig. 119. Spannungsdiagramm für eine Dreiphasenleitung mit ohmschem Widerstand und Selbstinduktion (symmetrische verdrehte Leiteranordnung).

sich nun diese Verhältnisse sehr anschaulich auch vektoriell zur Darstellung bringen, was dann von besonderem Werte ist, wenn die Leiteranordnung unsymmetrisch ist oder wenn eine Phase Erdschluß erhält. Hierauf wird weiter unten noch besonders eingegangen werden.

Um den gesamten induktiven Spannungsverlust zu finden, trägt man an den Vektor des ohmschen Spannungsverlustes  $I_e \cdot r_l$  (in Fig. 119 der Deutlichkeit wegen mit den Indizes der Phasen bezeichnet) zunächst um  $90^\circ$  dem Strome  $I_{1,e}$  voreilend  $I_1 \cdot \omega \cdot L_1 = \overline{ab}$  an. Senkrecht zu den Strömen  $I_{2,e}$  und  $I_{3,e}$ , und diesen wiederum um  $90^\circ$  voreilend,

ist an  $\overline{ab}$  im Punkte  $b$  der Vektor  $I_2 \cdot \omega \cdot M_{2,1}$  und im Punkte  $c$  der Vektor  $I_3 \cdot \omega \cdot M_{3,1}$  anzutragen. Die Strecke  $\overline{ad}$  ist dann nach Größe und Richtung gleich dem gesamten induktiven Spannungsverluste  $I_1 \cdot x_1$ .

Diese Konstruktion wird auch für die Phasen 2 und 3 durchgeführt. Die verketteten Spannungen am Ende und am Anfange der Linie sind gleich den Verbindungslinien der Punkte  $E_{p,e}$  bzw.  $d$ . Infolge der größeren Phasenverschiebung primär hat sich das Dreieck der verketteten Spannungen etwas verschoben, was aus Fig. 119 deutlich zu erkennen ist.

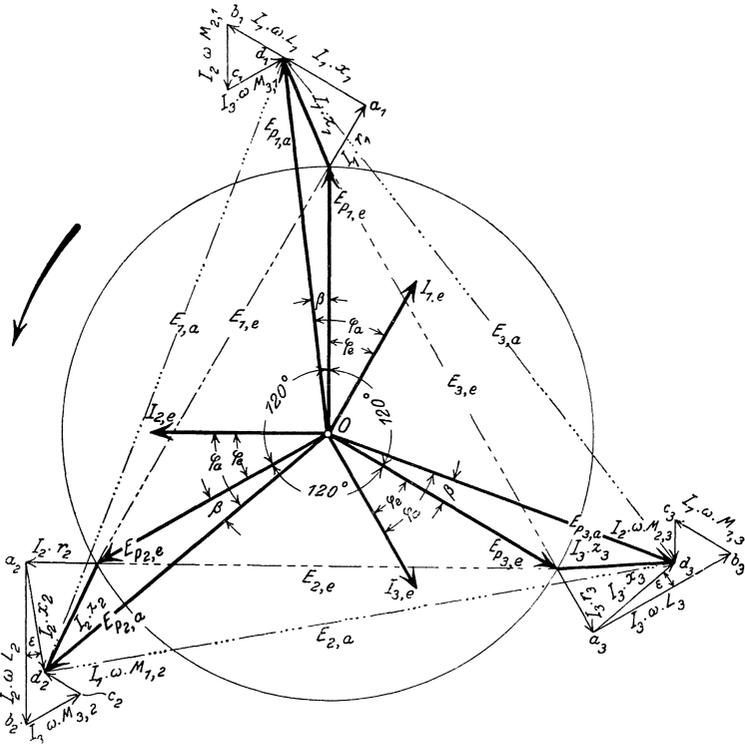


Fig. 120. Spannungsdiagramm für eine Dreiphasenlinie mit ohmschem Widerstand und Selbstinduktion (unsymmetrische unverdrillte Leiteranordnung).

Wie sich die Verhältnisse bei unsymmetrischer Leiteranordnung gestalten, läßt das Diagramm Fig. 120 ersehen, und zwar ist demselben die Verlegung der Leiter nach Fig. 53 zugrunde gelegt. Es treten hier schiefwinklige Reaktanzen in den Phasen auf, und die Phasenspannungen bzw. natürlich auch die verketteten Spannungen am Anfange der Linie sind ungleich. Nach dem Gesagten ist auch der besonders wichtige Fall des Erdschlusses einer Leitung unschwer graphisch zu finden.

d) Fernleitung mit ohmschem Widerstand, Selbstinduktion und Kapazität. Das entsprechende Bild für einen derartigen Stromkreis ist in Fig. 121 dargestellt. Derselbe sei ebenfalls induktiv belastet. Für die Berücksichtigung der Kapazität, die wie die Selbstinduktion und der ohmsche Widerstand gleichmäßig über die ganze

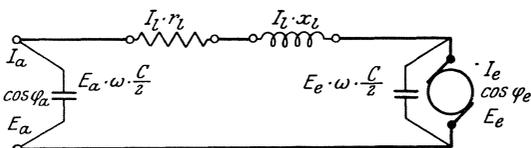


Fig. 121. Einphasen-Wechselstromfernleitung mit ohmschem Widerstand, Selbstinduktion und Kapazität.

Länge der Leitung verteilt ist, genügt es indessen, anzunehmen, daß sich je ein Kondensator am Ende und am Anfange der Linie befinden, die je die Hälfte der Kapazität der Leitung besitzen.

Die Fig. 122 zeigt das Diagramm einer solchen Fernleitung, dessen Aufbau sich von den bisher behandelten Diagrammen in folgendem unterscheidet.

Der Kapazitätsstrom  $I_{C,e} = E_e \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2}$  für den

Kondensator am Ende der Linie ist ein wattloser Strom und steht infolgedessen senkrecht auf dem Spannungsvektor  $E_e$ . Der Liniestrom  $I_l$  wird durch geometrische Addition von  $I_e$  und  $I_C$  erhalten. Mit diesem Liniestrome sind die Werte für den ohmschen- und den induktiven Spannungsverlust zu errechnen und in bezug auf  $I_l$  an den Spannungsvektor  $E_e$  anzutragen. Die Linie  $\overline{Ob}$  ist dann nach Größe und Richtung gleich der Anfangsspannung  $E_a$ . Da aber noch ein Kondensator am Anfange der Linie als vorhanden gedacht ist, ergibt sich die Stromstärke  $I_a$  erst aus der geometrischen

Addition von  $I_l$  mit  $I_{C,a} = E_a \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2}$ , wobei  $I_{C,a}$  mit  $E_a$  einen Winkel von  $90^\circ$  bildet.

Aus Fig. 122 folgt:

der Liniestrom:

$$I_l = \sqrt{(I_e \cdot \cos \varphi_e)^2 + \left(I_e \cdot \sin \varphi_e - E_e \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2}\right)^2}, \quad (174)$$

der Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_l = \frac{I_e \cdot \cos \varphi_e}{I_l}, \quad (175)$$

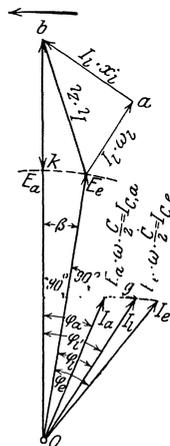


Fig. 122. Strom- und Spannungsdiagramm für Fig. 121.

die Anfangsspannung:

$$\left. \begin{aligned} E_a &= \sqrt{(E_e \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot r_l)^2 + (E_e \cdot \sin \varphi_l + I_l \cdot x_l)^2} \\ \cos \varphi_v &= \frac{E_e \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot r_l}{E_a}, \end{aligned} \right\} (176)$$

der Anfangsstrom:

$$I_a = \sqrt{(I_l \cdot \cos \varphi_v)^2 + \left( I_l \cdot \sin \varphi_v - E_a \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2} \right)^2}, \quad (177)$$

Anfangs-Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_a = \frac{I_l \cdot \cos \varphi_v}{I_a}. \quad (178)$$

Wie aus Fig. 122 weiter zu ersehen ist, steigt der Strom nach dem Ende der Leitung zu an, was auf die Wirkung der Kapazität zurückzuführen ist. Selbstverständlich aber kommt das nicht etwa in der

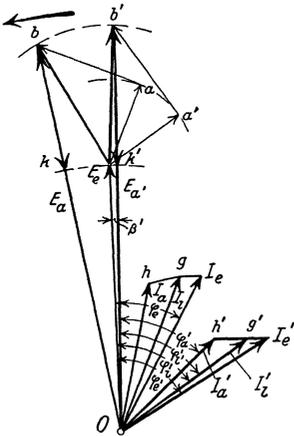


Fig. 123. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 121.  $N_e$  veränderlich,  $\cos \varphi_e$  veränderlich,  $I_e$  unveränderlich.

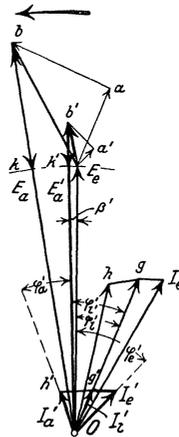


Fig. 124. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 121.  $N_e$  veränderlich,  $\cos \varphi_e$  in geringem Maße veränderlich,  $I_e$  veränderlich.

Watt-, sondern nur in der wattlosen Leistung zum Ausdruck und zwar insofern, als der Leistungsfaktor im Kraftwerke günstiger d. h. größer, die Maschine also besser ausgenutzt wird. Die Wirkung der Kapazität ist in diesem Falle gleichbedeutend mit dem Einschalten eines übererregten Synchronmotors od. dgl., wie das im I. Bd. ausführlich besprochen worden ist.

Wie sich ein solcher Stromkreis hinsichtlich der Spannungsregelung bei Änderung der Belastung, der Stromstärke und des Leistungsfaktors verhält, ist aus den Diagrammen Fig. 123 und 124 zu ersehen.

Zu Fall a) (Fig. 123):

$$\begin{aligned} N_e & \text{ veränderlich,} \\ \cos \varphi_e & \text{ veränderlich,} \\ I_e & \text{ unveränderlich.} \end{aligned}$$

Die Spannungsregelung macht keine besonderen Schwierigkeiten. Das zu Fig. 116 Gesagte gilt zusammen mit den obigen Hinweisen sinngemäß. Die Werte für  $I_{C,e}$  und  $I_{C,a}$  bleiben fast unverändert bei allen Belastungen, denn sowohl  $E_e$  als auch  $E_a$  werden angenähert auf gleicher Höhe gehalten.

Zu Fall b) (Fig. 124):

$$\begin{aligned} N_e & \text{ veränderlich,} \\ \cos \varphi_e & \text{ in geringem Maße veränderlich,} \\ I_e & \text{ veränderlich.} \end{aligned}$$

Hier kann es vorkommen, daß bei geringer Belastung der primäre Leistungsfaktor  $\cos \varphi_a = 1$  oder größer als 1, also negativ wird. Letzteres bedeutet, daß der Strom nunmehr der Spannung vorauseilt, also die Kapazität ganz bedeutend in die Erscheinung tritt. Dieses zeigt sich deutlich in Fig. 124, wenn die Belastung auf den dritten Teil zurückgeht, und ist häufig auch in der Praxis anzutreffen, wenn z. B. ausgedehnte Hochspannungsnetze große Kapazität aufweisen und nur gering belastet sind.

Die Strecke  $g'h' = I_{C,a}$  wird mit abnehmender Belastung kleiner, wenn im Kraftwerke die Spannung so geregelt wird, daß  $E_e$  stets auf gleicher Höhe bleibt. Ist das nicht der Fall, wird also  $E_a$  unverändert gehalten, was aber nicht als günstig anzusehen ist, so steigt bei Entlastung die Spannung  $E_e$  und die Strecke  $I'e'g' = I_{C,e}$  wird größer.

Tritt die Kapazität merkbar in die Erscheinung, so kann es vorkommen, daß umgekehrt wie auf S. 169 angegeben, nunmehr die Antriebsmaschinen, die unter Zugrundelegung eines bestimmten primären Leistungsfaktors gewählt worden waren, zu klein sind, also die anzu-treibenden Generatoren nicht voll ausgenutzt werden. Es sei daher darauf hingewiesen, daß man sich natürlich besonders bei großen Kraftübertragungsanlagen schon bei der Projektbearbeitung über diese Verhältnisse Gewißheit verschafft, weil man dann in der Größenbestimmung der Maschinen und Transformatoren auf den späteren Betrieb gebührend Rücksicht nehmen kann.

Zu Fall c) (Fig. 125):

$$\begin{aligned} N_e & \text{ veränderlich,} \\ \cos \varphi_e & \text{ unveränderlich,} \\ I_e & \text{ veränderlich.} \end{aligned}$$

Zu dem Diagramm Fig. 125, das diesen Verhältnissen entspricht, ist nichts weiter Besonderes zu sagen.

Zu Fall d) (Fig. 126): Leerlauf der Linie.

Hier zeigt sich ein bedeutender Unterschied gegenüber einem Stromkreise, der nur ohmschen Widerstand und Selbstinduktion aufweist.

Während im letzteren Falle mit Ausnahme der Leerlaufsleistung der Transformatoren keine nennenswerte Leistung vom Kraftwerke geliefert werden braucht, ist das, wie Fig. 126 zeigt, nicht mehr zutreffend, denn nun muß ein wattloser Strom zum Laden der Linie erzeugt werden. Selbstverständlich ist dabei, daß die Spannung  $E_a$  geregelt wird. Die Kapazität macht sich bei der leerlaufenden Linie besonders dann bemerkbar, wenn die Fernleitung abgeschaltet wird, denn nun ist eine oft weit unterschätzte wattlose Leistung zu unterbrechen, die im Augenblicke des Abschaltens frei wird. Näheres wird im III. Bande behandelt werden.

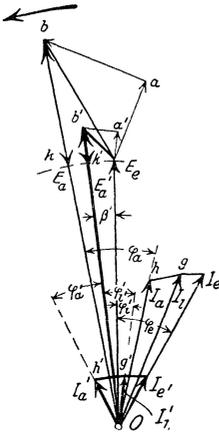


Fig. 125. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 121.  $N_e$  veränderlich,  $\cos \varphi_e$  unveränderlich,  $I_e$  veränderlich.

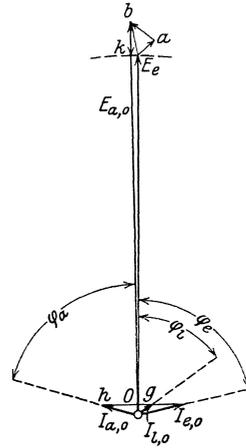


Fig. 126. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 121. Leerlauf der Linie.

Dreiphasenstrom. Alles für die Einphasenlinie Gesagte gilt wiederum auch für Drehstrom, wenn für  $E$  die Phasenspannung und für  $I$  der Leitungsstrom gesetzt werden. Von der Wiedergabe vollständiger Diagramme ähnlich den Fig. 119 und 120 kann abgesehen werden, da sie der projektierende Ingenieur ohne Schwierigkeit selbst wird entwerfen können, und sie an sich keine Abweichungen aufweisen. Man könnte wohl ähnlich der Selbst- und gegenseitigen Induktion auch die Kapazität bzw. den Kapazitätsstrom in seine Komponenten zerlegen, indessen gewinnt man für die vektorielle Darstellung dadurch nicht viel, da die Kapazitätswerte bei Freileitungen nur dann eine beachtenswerte Rolle spielen, wenn es sich um sehr hohe Spannungen handelt.

e) Fernleitung mit ohmschem Widerstand, Selbstinduktion, Kapazität und Wattverlusten durch Ableitung und Korona. Bei dieser Form des Stromkreises sollen schließlich die sämtlichen charakteristischen Daten der Wechselstromfernleitung in

die Erscheinung treten. Das entsprechende Schaltbild ist in Fig. 127 gezeichnet. Die Ableitungs- und Koronaverluste sollen wie die Kapazität je zur Hälfte am Ende und am Anfange der Linie vorhanden gedacht sein.

Ein solcher Stromkreis liegt vor, wenn es sich um Kraftübertragungen auf sehr weite Strecken handelt, und Spannungen von etwa 60 000 Volt und mehr gewählt werden müssen. In solchen Fällen ist es ganz besonders notwendig, daß man sich über alles, was die Fernleitung betrifft, schon bei der Projektbearbeitung 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 Betriebe sehr unangenehm bemerkbar machen. Gleich wichtig ist ferner

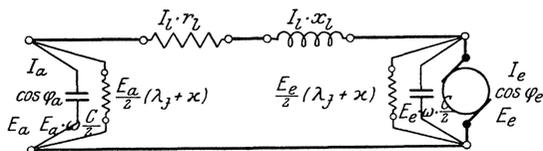


Fig. 127. Einphasen-Wechselstromfernleitung mit ohmschem Widerstand, Selbstinduktion, Kapazität, Ableitung und Korona.

auch die vorherige Ermittlung der Verluste insbesondere natürlich der Wattverluste, da diese die Wirtschaftlichkeit des Betriebes außerordentlich beeinträchtigen können, also auf die Festsetzung der Strompreise von Einfluß sind.

Das Diagramm eines solchen Stromkreises zeigt die Fig. 128. Der Leitungsstrom  $I_l$  ergibt sich hier durch geometrische Addition des Belastungsstromes  $I_e$  und der Ströme für die Kapazität, Ableitung und Korona.

$$I_V = (\lambda_{\Sigma} + \alpha) \frac{E_e}{2} = \overline{I_e \cdot f}$$

sind reine Wattströme und infolgedessen in Phase mit der Spannung  $E_e$ . Senkrecht hierzu ist der Kapazitätsstrom  $I_{C,e} = \overline{f g}$  anzutragen. In der gleichen Weise wird auch die Anfangsstromstärke  $I_a$  gefunden, wobei  $I_V$  und  $I_{C,a}$  auf die Spannung  $E_a$  zu beziehen sind.

Aus der Fig. 128 ergibt sich:

der Linienstrom:

$$I_l = \sqrt{\left( I_e \cdot \cos \varphi_e + (\lambda_{\Sigma} + \alpha) \cdot \frac{E_e}{2} \right)^2 + \left( I_e \cdot \sin \varphi_e - E_e \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2} \right)^2}, \quad (179)$$

der Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_l = \frac{I_e \cdot \cos \varphi_e + (\lambda_{\Sigma} + \alpha) \cdot \frac{E_e}{2}}{I_l}, \quad (180)$$

die Anfangsspannung:

$$\left. \begin{aligned} E_a &= \sqrt{(E_e \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot r_l)^2 + (E_e \cdot \sin \varphi_e + I_l \cdot x_l)^2}, \\ \cos \varphi_l &= \frac{E_e \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot r_l}{E_a}, \end{aligned} \right\} \quad (181)$$

der Anfangsstrom;

$$I_{a_3} = \sqrt{\left( I_l \cdot \cos \varphi_l + (\lambda_3 + \kappa) \cdot \frac{E_a}{2} \right)^2 + \left( I_l \cdot \sin \varphi_l - E_a \cdot \omega \cdot \frac{C_b}{2} \right)^2}, \quad (182)$$

der primäre Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_a = \frac{I_l \cdot \cos \varphi_l + (\lambda_3 + \kappa) \cdot \frac{E_a}{2}}{I_a}. \quad (183)$$

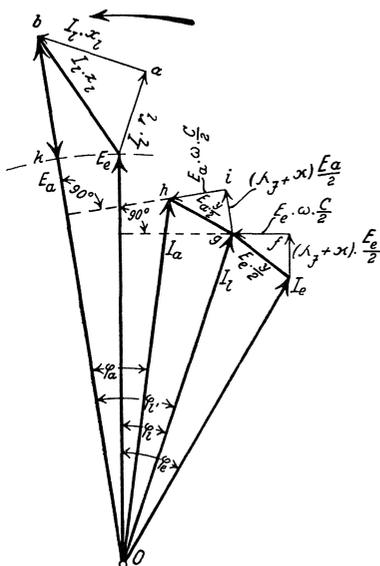


Fig. 128. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 127.

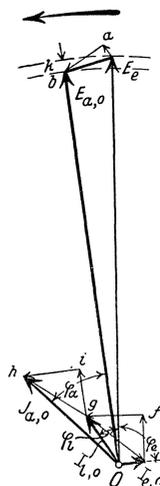


Fig. 129. Strom- und Spannungsdiagramm zu Fig. 127. Leerlauf der Linie.

Die Fig. 128 läßt weiter erkennen, daß der vom Kraftwerke zu liefernde Strom bei einer bestimmten Belastung naturgemäß um den Verluststrom durch Ableitung und Korona größer sein muß, aber nicht unmittelbar proportional, sondern in etwas geringerem Maße, weil die Kapazität hier wiederum abschwächend wirkt, indem der Leistungsfaktor nach dem Anfang der Linie zu verbessert wird.

Über die Spannungsverhältnisse bei wechselnder Belastung nach den drei 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. Nur der Fall d) allerdings soll noch etwas näher besprochen werden.

Fall d): Leerlauf der Linie.

In Fig. 129 ist für diesen Betriebszustand das Diagramm gezeichnet. Aus demselben ist zu ersehen, daß die Anfangsspannung  $E_{a,o}$  kleiner wird als die Endspannung  $E_{e,o}$ , d. h. daß die Spannung nach dem Ende der Linie zu ansteigt. Es ist hierauf bei der Auswahl der Transformatoren und Schaltapparate ganz besonders zu achten, da unter Umständen eine Spannungserhöhung bis zu 10% und mehr auftreten kann.

Ferner eilt auch hier bei Leerlauf der Strom der Spannung voraus.

Um das über die Berechnung von Hochspannungsfernleitungen Gesagte noch an Hand praktischer Zahlen weiter zu erläutern, soll nunmehr ein Beispiel ausführlich durchgerechnet werden.

26. Beispiel. Es sollen auf eine Strecke von 4,3 km dauernd 11 520 kW übertragen werden und zwar mit Einphasenstrom von  $16\frac{2}{3}$  Perioden/sek. Als Leitermaterial ist Aluminium zu verwenden und zwar je zwei Leiter gleichen Querschnittes für Hin- und Rückleiter, wobei jeder Stromkreis die gesamte Leistung zu übertragen imstande sein muß. Die Stromentnahme findet nur am Ende der Linie statt.

Dieses Beispiel erscheint etwas ungewöhnlich, indessen entspricht dasselbe einer zur Ausführung gekommenen Anlage. Die Verhältnisse sind bei den oberirdisch verlegten Reservespeiseleitungen der elektrischen Vollbahnstrecke Dessau-Bitterfeld vorhanden (siehe auch S. 391). Es wurde gewählt mit Rücksicht auf die geringe Entfernung, die hohe Spannung, die große Leistung und die Frequenz.

Gegeben sind also:

$$E_e = 60\,000 \text{ Volt,}$$

$$N_e = 11\,520 \text{ kW,}$$

$$\cos \varphi_e = 0,8,$$

$$\text{scheinbare Leistung: } 14\,400 \text{ kVA,}$$

$$q_{Al} = 100 \text{ mm}^2,$$

$$\nu = 16,67 \text{ Per./sek,}$$

$$l = 4300 \text{ m,}$$

Leitermaterial: Aluminiumseil,

Stromart: Einphasenstrom.

Angenommen wird:

die Verlegung der Leiter ähnlich Tab. VIII Nr. 3 auf den Ecken eines Quadrates mit  $a = 160 \text{ cm}$ ;

Abstand des untersten Leiters von der Erde  $700 \text{ cm}$ .

Als Stromverbraucher sind Einphasen-Kollektormotoren vorhanden, die mit sehr guten  $\cos \varphi$  arbeiten. Mit abnehmender Belastung soll daher der Leistungsfaktor  $\cos \varphi_e$  unverändert bleiben (Fall c, S. 170).

Es ergibt sich somit für einen Stromkreis, da der zweite nicht gleichzeitig im Betriebe ist, sondern nur volle Reserve bilden soll:

der Belastungsstrom:

$$I_e = \frac{N_e \cdot 1000}{E_e \cdot \cos \varphi_e} = \frac{11\,520 \cdot 1000}{60\,000 \cdot 0,8} \cong 240 \text{ Amp.};$$

der Leistungsverlust (Gl. 166):

$$p = \frac{N_e \cdot 2 \cdot l \cdot 10^8}{E_e^2 \cdot \cos^2 \varphi_e \cdot \lambda_{Al} \cdot q_{Al}} = \frac{11\,520 \cdot 2 \cdot 4,3 \cdot 10^8}{60\,000^2 \cdot 0,8^2 \cdot 34,5 \cdot 100} = 1,25\%.$$

Daß dieser Leistungsverlust so gering ist, liegt zum Teil an der hohen Spannung trotz der verhältnismäßig geringen Entfernung, ist aber andererseits darin begründet, daß die Leistungsentnahme ständig Tag und Nacht erfolgt, und fortgesetzt um das Höchstmaß schwankt, und ferner weil als Antriebsmaschinen Dampfturbinen gewählt werden mußten, also der Strom aus Kohle zu erzeugen ist.

Bevor zur Berechnung des Spannungsabfalles übergegangen werden kann, muß zunächst festgestellt werden, ob der Einfluß der Kapazität und der Verluste durch Ableitung zu berücksichtigen sind, um daraus den Linienstrom  $I_l$  zu finden. Koronaverluste und Skineneffekt können vernachlässigt werden.

Die Kapazität ist nach Gl. (98):

$$C_b = \frac{0,0483 \cdot l}{4 \left( \log \frac{2h}{r} \cdot \frac{a}{D} \right)} = \frac{0,0483 \cdot 4,3}{4 \left( \log \frac{2 \cdot 700}{0,65} \cdot \frac{160}{\sqrt{1400^2 + 160^2}} \right)} = 0,0217 \text{ Mf},$$

und somit der Ladestrom am Ende der Linie:

$$I_{C,e} = 2\pi \cdot \nu \cdot E_e \cdot \frac{C_b}{2} 10^{-6} = 2\pi \cdot 16,67 \cdot 60\,000 \cdot \frac{0,0217}{2} \cdot 10^{-6} = 0,068 \text{ Amp.}$$

Dieser Strom ist so gering, daß er unberücksichtigt bleiben kann. Desgleichen wird das zulässig sein für den Strom am Anfange der Linie  $I_{C,a}$ , der annähernd ebenfalls 0,068 Amp. beträgt.

Die Ableitung oder mit anderen Worten der Isolationszustand der Freileitung und damit der Isolationswiderstand muß bei dieser Anlage den erreichbar günstigsten Wert aufweisen und durch ständige Beaufsichtigung auch dauernd gewährleistet sein, weil das als unbedingte Notwendigkeit aus dem Charakter der Anlage entspringt.

Bei der tatsächlich zur Ausführung gekommenen Freileitung, die als zweite Reserve zu den beiden Kabelstrecken verlegt worden ist, sind Hängeisolatoren zur Verwendung gekommen. Rechnet man nun, daß jeder Stromkreis etwa 2 Megohm Isolationswiderstand für den km besitzt, so wäre also:

$$\lambda_{\Sigma} = 0,5 \cdot 10^{-6} \text{ Mho/km},$$

und ferner der Ableitungsstrom am Ende der Linie:

$$I_{Ab} = l \cdot \frac{E_e}{2} \cdot \lambda_{\Sigma} = 4,3 \cdot \frac{60\,000}{2} \cdot 0,5 \cdot 10^{-6} = 0,065 \text{ Amp.},$$

also ebenfalls unbedenklich zu vernachlässigen.

Da schließlich auch der Koronaverlust unberücksichtigt bleiben kann, so ist für die Ermittlung des ohmschen und des induktiven Spannungsverlustes mit  $I_l = I_e$  zu rechnen. Es ergibt sich:

der ohmsche Spannungsverlust:

$$I_l \cdot r_l = I_e \cdot r_l = \frac{240 \cdot 2 \cdot 4,3 \cdot 10^3}{34,5 \cdot 100} \cong 600 \text{ Volt},$$

der induktive Spannungsverlust:

$$\begin{aligned} I_l \cdot x_l &= I_e \cdot x_l, \\ &= I_e \cdot 2\pi \cdot \nu \cdot \frac{2 \cdot l}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{a}{r} + 0,5 \right) \\ &= 240 \cdot 2\pi \cdot 16,67 \cdot \frac{2 \cdot 4,3}{10^4} \left( 4,6 \log \frac{160}{0,65} + 0,5 \right) = 250 \text{ Volt}, \end{aligned}$$

da nur stets ein Stromkreis im Betriebe ist.

Hiermit sind alle charakteristischen Daten der Fernleitung festgestellt, und mit Benutzung des Diagramms Fig. 115 bzw. der Gl. (169) bis (171) beträgt nunmehr:

die Anfangsspannung:

$$E_a = \sqrt{(E_e \cdot \cos \varphi_e + I_e \cdot r_l)^2 + (E_e \cdot \sin \varphi_e + I_e \cdot x_l)^2} \\ = \sqrt{(60\,000 \cdot 0,8 + 600)^2 + (60\,000 \cdot 0,6 + 250)^2} = 60\,500 \text{ Volt,}$$

der Anfangs-Leistungsfaktor:

$$\cos \varphi_a = \frac{E_e \cdot \cos \varphi_e - I_e \cdot r_l}{E_a} = \frac{60\,000 \cdot 0,8 + 600}{60\,500} = 0,805,$$

die Anfangsleistung:

$$N_a = \frac{E_a \cdot I_e \cdot \cos \varphi_a}{1000} = \frac{60\,500 \cdot 240 \cdot 0,805}{1000} = 11\,700 \text{ kW.}$$

Hinsichtlich der Spannungsänderung liegt, wie bereits auf S. 183 angedeutet, der Fall c vor, bei welchem  $N_e$  und  $I_e$  veränderlich und  $\cos \varphi_e = \text{konst.}$  ist.

## II. Abschnitt.

# Der mechanische Bau der Fernleitungen.<sup>1)</sup>

## 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 für mittlere Spannungen bis etwa 35 kV 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 Material-, Anlage- und Unterhaltungskosten die größte Rolle. Hierbei sei auch noch auf das auf S. 387 über die Verwendung von Kabeln für Hochspannung Gesagte besonders hingewiesen.

<sup>1)</sup> Dieser Abschnitt ist eine Erweiterung des Aufsatzes des Verfassers: Der mechanische Bau von Hochspannungsfernleitungen, EKB. 1908 und 1909 und Siemens-Zeitschrift, 1921, Heft 1 und 2.

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 besonderen Charakters — 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, Schnee, Rauhreif, Blitzschläge und dadurch hervorgerufene Mast-, Leiter- oder Isolatorbrüche, oder aber durch absichtliche, bössartige Verletzungen (Zerstörung von Isolatoren durch Steinwürfe und Schüsse, Herabreißen der Leiter u. dgl.). Wenn es sich z. B. um den Anschluß von entfernter liegenden Abteufanlagen, Pumpwerken und ähnlichen Betrieben und Bahnanlagen 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 Nachteile gesellt sich unter Umständen noch die manchmal recht kostspielige Unterhaltung und Beaufsichtigung der Freileitung, die sich z. B. auf die Auswechslung der durch Fäulnis zerstörten Holzmasten, oder der durch Flintenschüsse, Steinwürfe, Blitzschläge u. dgl. zertrümmerten Isolatoren zu erstrecken hat. Soll das alles auf ein geringstes Maß beschränkt werden, dann muß die Freileitungsanlage durch das Verlegen von Reserveleitungen, die Aufstellung eiserner Masten und die Wahl größerer Isolatoren künstlich gegen Betriebsunfälle gesichert werden. Dadurch werden aber die Anlagekosten zumeist so bedeutend steigen, daß der Preisunterschied zwischen Freileitung und Kabel nicht mehr ins Gewicht fällt, und infolgedessen letztere Ausführungsform zu wählen ist.

In solchen Gegenden dagegen, in welchen mit Überschwemmungen gerechnet werden muß, nasse Wiesen zu durchqueren sind u. dgl., ist das Verlegen von Kabeln nicht ratsam, weil das Aufsuchen von Kabel Fehlern zumeist sehr mühsam ist und infolgedessen die Behebung von Betriebsstörungen viel Zeit erfordert, wenn nicht wiederum von vornherein Reservekabel verlegt worden sind. Bei Freileitung kann ein Draht- oder Mastbruch naturgemäß wesentlich leichter entdeckt und ausgebessert werden.

Handelt es sich dagegen um große zu übertragende Leistungen, große Entfernungen und infolgedessen hohe Spannungen, so setzt schon zunächst die Spannung selbst der Anwendung von Kabeln durch die Unausführbarkeit der Isolation bzw. infolge des durch diese bedingten großen Außendurchmessers bald eine Grenze. Kabel für Spannungen bis 50 000 Volt im Höchsthalle sind wohl noch zuverlässig betriebssicher ausführbar (siehe 15. Kap.), doch über diese

Grenze hinaus nimmt die Isolationsstärke und damit die Unhandlichkeit bei den heute bekannten Isolationsmaterialien derart zu, daß eine Verwendung derselben z. Z. noch unratsam und unpraktisch ist. Hierzu kommen weiter die elektrischen Erscheinungen (Ladestrom, Kapazität, Spannungsverhältnisse bei Belastungsänderung), auf die ebenfalls im 15. Kapitel näher eingegangen werden wird. Wenn ferner Kabel bis zu der genannten Spannungsgrenze mit Rücksicht auf die Betriebssicherheit auch verwendbar erscheinen und die Kosten für Beaufsichtigung und Instandhaltung zumeist geringer ausfallen als bei Freileitungen, so sind die Ausgaben für die Kabel und diejenigen für die Montage, also die Verlegung, wesentlich höher als bei 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, der Transport und das Verlegen der Kabel und, wie oben bereits erwähnt, schließlich auch das Aufsuchen und schnelle Beseitigen von Fehlern zu schwierig und zu zeitraubend ist. 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 das Material auch die Montagekosten, d. h. die Ausgaben für die Herstellung der Kabelkanäle bzw. das Aufstellen der Masten, den Transport bis zur Verwendungsstelle und das Ausrollen der Kabel bzw. der blanken Leitungen zu berücksichtigen. Nicht zu vergessen ist schließlich die Montagedauer und die Jahreszeit für die Ausführung der Arbeiten z. B. beim Über- oder Durchqueren von schiffbaren Kanälen, Wasserflächen, Überschreiten von Gebirgskämmen u. dgl.

Es ist nun weiter selbstverständlich, daß der Leitungsanlage, dem Bindegliede zwischen Kraftwerk und Abnahmegebieten, insbesondere wenn es sich um größere Entfernungen und hohe Spannungen handelt, sowohl bei der Projektbearbeitung als auch bei dem Bau zum mindesten gleichviel, wenn nicht noch mehr Aufmerksamkeit geschenkt werden muß, als den Einrichtungen der Maschinen- und Transformatorstationen. In letzteren wird durch vorhandene Reservemaschinen oder mit bereitliegendem Reservematerial eine Störung bald zu beheben sein und vor allen Dingen eine vollständige Stromunterbrechung zumeist vermieden werden können, während das naturgemäß bei den Leitungsanlagen nicht in dem gleichen Umfange und mit der gleichen Schnelligkeit zu erreichen ist. Man denke dabei nur an einen Mast-, Leiter- oder Isolatorbruch bei 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 (Wächterhäuser mit Reserveisolatoren, mit Isolationsteilen, sorgfältige Bezeichnung der Kabelwege, Lage der Muffen usw. auf der Strecke) verringern. Das hat aber immer zur Voraussetzung, daß die Leitungsanlage nicht nur elektrisch gut, sondern auch mechanisch unter richtiger Bewertung des Charakters 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 infolge hoher Konventionalstrafen, Übergang der Abnehmer zu benachbarten Konkurrenzgesellschaften, bei chemischen Fabriken durch Unterbrechung sehr wertvoller Fabrikationsprozesse usw., Ausfälle in den Einnahmen hervorrufen, die in keinem Verhältnisse zu den erstmaligen Bauersparnissen stehen.

## 8. Das Material für Freileitungen.

a) Das Material im allgemeinen. Für den Bau einer Freileitung kommen eine ganze Reihe von Einzelteilen in Betracht und zwar zunächst das Material für die Leiter selbst, dann dasjenige für ihre Verlegung auf hölzernen oder eisernen Masten, ferner die Isolatoren und ihre Befestigung, die Leiterverbindungen u. dgl. Es sollen nun im Nachfolgenden diese einzelnen Teile der Reihe nach ausführlich behandelt werden.

Als Material benutzt man Kupfer, Bronze, Aluminium und für besondere Fälle vereinzelt auch Stahl und zwar nach den elektrisch notwendigen Querschnitten in Form von rundem Draht oder Seil.

Für die Auswahl des Materials ganz allgemein sind zur Beurteilung der wirtschaftlichen Fragen wie z. B. des Preises für dasselbe, für die Masten, die Montage 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), der Wärmeausdehnungs-Koeffizient, die Elastizität und das Verhalten gegenüber der Beschaffenheit der umgebenden Luft.

In Tab. XVII sind die Materialkonstanten der gebräuchlichsten Leitermaterialien zusammengestellt. Eine kritische Beurteilung und ein gegenseitiger Vergleich dieser Daten wird bei den nun folgenden Erörterungen über jedes einzelne Material angestellt werden, so daß hier allgemeine Erklärungen unterbleiben können.

Wie ferner oben bereits angedeutet, kommt der Leiter entweder in Form eines massiven runden Drahtes oder als Seil zur Verlegung. Bei massiven Drähten geht man in der Regel nicht

über 10 bis 16 mm<sup>2</sup> Querschnitt, weil sie darüber hinaus zu unhandlich werden, keine durchweg saubere Montage gestatten (Knicke), und vor allen Dingen vollkommen gleichmäßige Beschaffenheit des Materials über den ganzen Querschnitt nicht mit der notwendigen Sicherheit gewährleistet werden kann. So ist es z. B. bei hartgezogenem Kupfer nicht immer zu erreichen, daß die Härte den Draht vollständig durchdringt; bei Aluminium sind massive Drähte als Einzelleiter durchaus zu verwerfen. Dagegen sind die aus mehreren Drähten hergestellten verseilten Leiter (Seile) ohne Unterschied des Materials bis zu den größten vorkommenden Querschnitten völlig betriebssicher ausführbar. Praktische Versuche haben ergeben, daß man aber den Durchmesser der einzelnen Drähte eines Seiles nicht über etwa 4 mm wählen soll. Die Zahl der Einzeldrähte schwankt je nach dem Querschnitte des Gesamtleiters. Der V. D. E. hat Regeln über Drahtzahl und Schlaglänge aufgestellt. Die Seile haben ferner die Vorteile, daß ihre Oberfläche bei gleichen Querschnitten größer wird als bei massiven Drähten, daß sich dadurch die Strombelastungsverhältnisse günstiger gestalten, und zwar weil für die Abführung der erzeugten Wärme eine größere Abkühlungsfläche zur Verfügung steht, und daß beim Bruch eines einzelnen Drahtes z. B. infolge eines Material- oder Montagefehlers (Verletzung beim Spannen) die Bruchsicherheit des betreffenden Leiters nur unbedeutend verringert wird.

b) Kupfer. 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 Materialien verglichen werden, sondern es werden umgekehrt die anderen Materialien in Gegenüberstellung mit dem Kupfer gebracht.

Dieses Material ist von allen auf S. 188 genannten Materialien im Preise am teuersten, aber hinsichtlich der elektrischen Eigenschaft am vorteilhaftesten, und es besitzt zu diesem letzten Vorzuge noch diejenigen, daß im Vergleich mit den anderen Materialien auch die übrigen Materialkonstanten sehr günstige Werte aufweisen. Infolgedessen wird das Kupfer für die Zwecke der elektrischen Kraftübertragung jedenfalls in Deutschland in erster Linie benutzt.

Je nach der Art der Herstellung unterscheidet man zwischen Weich-, Halbhart- und Hartkupfer. Für den Freileitungsbau werden nur die beiden letzteren benutzt, weil die mechanische Festigkeit derselben wesentlich größer ist als die des Weichkupfers. Halbhartes Kupfer mit 30–35 kg Bruchfestigkeit wird bei Ortsnetzen viel angewendet, weil kurze Mastabstände vorhanden sind, und man nicht über 12 kg/mm<sup>2</sup> Zugbeanspruchung zu gehen braucht. Bei großen Spannweiten kommt dagegen nur Hartkupfer zur Verlegung. Allerdings ist bei Leitern aus Hartkupfer darauf zu achten, daß die Oberfläche des Drahtes nicht verletzt werden darf, denn die Härtung dringt, wie bereits oben kurz erwähnt, nicht tief in

**Tabelle XVII.**

Materialkonstanten für Freileitungsmaterialien.

Bezeichnung	Formelzeichen	Kupfer		Bronze					Aluminium		Duralumin <sup>2)</sup>	Stahl <sup>3)</sup>	Kupferpanzerstahl Draht		
		weich	hart	I	II	III	IV	V	hartgezo- gen, reini <sup>1)</sup>	Spree- aluminium			A	B	
1	Spez. Widerstand bei +15°C in Ohm, m/mm <sup>2</sup>	0,0172	0,0175	0,0177	0,0198	0,0283	0,0423	0,0563	0,029	0,035	0,0495 bis 0,0422	0,23	0,058	0,0436	
2	Spez. Leitfähigkeit bei +15°C m/mm <sup>2</sup>	58	57	56,4	50,5	35,4	23,6	17,7	34,5	29	20,178 bis 21,67	4,35	17,2	22,9	
3	Spez. Gew. in kg/cm <sup>3</sup>		8,8 · 10 <sup>-3</sup>	8,9 · 10 <sup>-3</sup>	8,91 - 8,8 · 10 <sup>-3</sup>				2,75 · 10 <sup>-3</sup>	2,8 · 10 <sup>-3</sup>	2,8 · 10 <sup>-3</sup>	7,8 · 10 <sup>-3</sup>	8,25 · 10 <sup>-3</sup>	8,35 · 10 <sup>-3</sup>	
4	Elastizitätsmodul in kg/mm <sup>2</sup> 4)	10 000	13 300		12 000				6500 bis 7200	7000	7000	20 000	20 000	20 000	
5	Koeffizient der elastischen Dehnung	0,0001	0,000077		0,0000835				0,000154 bis 0,000139	0,000143	—	0,00005	0,00005	0,00005	
6	Koeffizient der linearen Wärmeausdehnung bezogen auf 1°C	0,0000164	0,000017		0,0000176				0,000023	0,000022	0,000022	0,000012	0,000012	0,000012	
7	Bruchfestigkeit in kg/mm <sup>2</sup> bei einem Drahtdurchmesser von mm <sup>5)</sup>	1	26	47					22	35			71	67	
		2	25,6	—					20	30			73	69	
		3	—	45					20	25			68	65	
		4	—	—	46	50	65 bis 60	70 bis 65	80 bis 75	19	—	55 bis 45	120	62	59
		5	—	—						18	—			61	58
		6	23,1	—						18	—			—	—
		8	—	40						—	—			47	45
		10	22,4	—						—	—			—	—

8	Bruchdehnung in % der Bruchfestigkeit bei einem Draht- durchmesser von mm	1	—	1-1,5	1,5	1,0	1,0	1,0	2	un- verzinkt 2-3, verzinkt 4-5	90-95% der Bruch- last 40-60				
		2	26,9	—	—	—	—	—	3						
		3	—	1-1,5	—	—	—	—	3						
		4	—	—	1,5	1,0	1,0	3,2	2-5						
		5	—	—	—	—	—	3,7	3 bis 4						
		6	35,1	—	—	—	—	4	—						
		8	—	1-1,5	—	—	—	—	—						
		10	43,6	—	—	—	—	—	—						
		9	Fließgrenze in kg/mm <sup>2</sup> 5)	—	12	90 bis 95 % der Bruchlast 20-30	30-40	30-40	12-15			20-30	48 bis 38	90-110	90-95% der Bruch- last 40-60
		10	Zulässige Bean- spruchung nach den Vorschriften des V. D. E. in kg/mm <sup>2</sup>	$p_{\max}$	4-4,5	massiv 12 Seil bis 19	12,5-20	12,5-20	9			10-15	—	30-50	15-30
11	Temperaturkoeffizient für 1° C Temperatur- erhöhung	$\alpha$	0,004	0,004	0,004	0,004	0,00392	0,004	0,00218	0,0052	0,0052				
12	Eigengewicht in kg/mm <sup>2</sup> und 1 m	$G_m$	0,0089	0,0087	0,0087	0,0088	0,0087	0,0087	0,0028	0,0028	0,0078	0,0083			

1) Metall mit etwa 99,5% Al.

2) Material der Dürener Metallwerke, Düren, nach Patent 244554. Die Zahlen gelten für Drähte von 1-5 mm Durchmesser und zwar aus der weichsten und härtesten Legierung.

3) Die in dieser Rubrik genannten Werte beziehen sich nur auf Stahl von 120 kg/mm<sup>2</sup> Bruchfestigkeit.

4) Die Werte beziehen sich nur auf Drähte und nicht auf Seile. Sie ändern sich mit dem Durchmesser und sind in geringem Maße auch abhängig von der Temperatur. Die Abnahme beträgt bei 0-100° C Temperaturunterschied etwa für Kupfer 15%, für Bronze 15%, für Aluminium 19%, für Stahl 2,3%.

5) Die Werte sinken bei allen Materialien mit zunehmendem Durchmesser.

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 (Entfernung zwischen zwei Masten) bei gleicher Sicherheit größer gewählt werden als bei Weichkupfer. Dadurch sind ganz erhebliche Ersparnisse in den Anlagekosten für die Strecken zu erzielen.

Für die Verwendung von Kupfer spricht in bezug auf die mechanischen Eigenschaften ferner der Umstand, daß dasselbe hohe Beständigkeit gegen atmosphärische und chemische Einflüsse besitzt.

Die üblichen Kupferquerschnitte bei Freileitungen sind  $10\text{--}120\text{ mm}^2$ , und zwar sind nach den Vorschriften des V. D. E. als massive Leiter (Drähte) nur  $10\text{--}16\text{ mm}^2$  bei Spannweiten bis 80 m, bei Hochspannung auch nur als kurze Stichleitungen zulässig; darüber müssen Seile<sup>1)</sup> gewählt werden. Größere Querschnitte als  $120\text{ mm}^2$  sind, wenn nicht besonders zwingende Gründe vorliegen, unzumutbar, da erstlich die Masten, Traversen und Isolatoren größer, schwerer und teurer werden und zweitens die Montage der Leiter also das Ausrollen, Verlegen und Befestigen derselben außerordentlich schwierig und kostspielig wird. Wie in Tab. XVII angegeben, nimmt außerdem die Bruchfestigkeit mit steigendem Querschnitte ab.

Bei größeren Querschnitten von etwa  $95\text{ mm}^2$  aufwärts zur Fortleitung von Wechselströmen sind schon bei den gebräuchlichen Periodenzahlen von  $50\text{--}60$  in der Sekunde die Seile mit einer Seele aus Hanfschnur<sup>2)</sup> versehen worden, wodurch einmal der Kupferquerschnitt dem aktiven Material entsprechend infolge des Skineffektes (S. 59) besser ausgenutzt wird, und ferner alle Kupferdrähte mechanisch gleichmäßiger beansprucht werden. Die Stromdichte (Strombelastung des Leiters für  $1\text{ mm}^2$  Querschnitt) darf man aber nicht zu hoch wählen, da sonst ein allmähliches Verkohlen der Hanfseele zu befürchten ist, und der Leiter dann an innerer Festigkeit verliert, was besonders an den Bundstellen zweier Leiterenden u. dgl. gefährlich werden kann. Die durch das Einlegen einer Hanfseele geschaffene größere Oberfläche kann ferner dann von Vorteil sein, wenn es sich um Spannungen über etwa 60000 Volt handelt, weil nach den Angaben auf S. 143 die Koronaverluste mit steigendem Leiterdurchmesser geringer werden<sup>3)</sup>. Bei größeren Spannweiten hat man zum Zwecke höherer Sicherheit in vereinzelten Fällen vor dem Verlegen die einzelnen Drähte „gereckt“, d. h. sie bis nahe an die Elastizitätsgrenze

1) Nach den Normalien für Freileitungen des V. D. E. ist als kleinster Querschnitt für Metalle mit mehr als 7,5 spez. Gewicht  $10\text{ mm}^2$ , für Metalle mit weniger als 7,5 spez. Gewicht  $25\text{ mm}^2$  erlaubt.

2) Bei der Kraftübertragung Necaxa in Mexiko sind Kupferleitungen dieser Form benutzt und zwar Seile mit einem Durchmesser von  $12,5\text{ mm}$  ( $120\text{ mm}^2$ ) für max. 180 Amp. f. j. Leiter, Drehstrom, 60000 Volt, Freq. 50. Electr. Review, New-York. Bd. 60, S. 267. — Siehe auch Tab. XXXIII.

3) Nach den neuesten Vorschriften des V. D. E. ist in Deutschland die Hanfseele nicht mehr zulässig.

beansprucht. Ein aus solchen gereckten Drähten hergestelltes Seil mit Hanfseele kann ohne Bedenken bis zu  $20 \text{ kg/mm}^2$  beansprucht werden. In Deutschland wird dieses Recken der Drähte indessen so gut wie gar nicht angewendet.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, daß hartgezogene Kupferdrähte mit steigender Erwärmung an Festigkeit verlieren, und zwar haben Versuche gezeigt, daß z. B. ein massiver Draht von  $16 \text{ mm}^2$ , der in kaltem Zustande ( $+15^\circ \text{C}$ ) bei  $700 \text{ kg}$  also bei einer Belastung von  $43,8 \text{ kg/mm}^2$  riß, in dieser Festigkeit bei einer Erwärmung von  $100^\circ \text{C}$  aber auf  $650 \text{ kg}$  also  $40,5 \text{ kg/mm}^2$  oder um  $7,0\%$  zurückging. Wurde die Erwärmung noch höher getrieben z. B. so weit, daß eine Lötstelle herstellbar war, so trat der Bruch bereits bei etwa  $400 \text{ kg}$  ( $25 \text{ kg/mm}^2$  oder  $43,9\%$ ) ein. Auch wenn die erwärmten Drähte nachher wieder abgekühlt wurden, stieg die Festigkeit nicht mehr auf die ursprünglichen Werte. Temperaturen über  $100^\circ \text{C}$  hervorgerufen durch Strombelastung sind aber bei Freileitungen so gut wie ausgeschlossen, und infolgedessen können die in Tab. XVII angegebenen Werte für die mechanische Belastung f. d.  $\text{mm}^2$  unbedenklich den Festigkeitsrechnungen der Leiter zugrunde gelegt werden. Lötstellen dürfen dagegen bei hartgezogenem Kupferdraht nicht gemacht werden, wie der oben mitgeteilte Versuch deutlich zeigt, und aus diesem Grunde hat der V. D. E. in den „Normalien für Freileitungen“ festgesetzt, daß gelötete Hartkupferdrähte nur mit der bei Weichkupfer zugelassenen Beanspruchung gespannt werden dürfen und von Zug entlastet sein müssen.

Tabelle XVIII.

Vergleichende Zusammenstellung der Materialkonstanten für Kupfer und Bronze bezogen auf Kupfer = 1.

Bezeichnung		Hartkupfer	Bronze				
			I	II	III	IV	V
Spez. Gewicht		8,9	8,91—8,8				
Spez. Leitfähigkeit		100	99	90,5	62	41,5	31,2
Querschnitt	für gleiche Leitfähigkeit	1	1,01	1,13	1,62	2,42	3,23
Durchmesser		1	1	1,06	1,27	1,56	1,80
Gewicht		1	1,01	1,13	1,62	2,42	3,23
Bruchfestigkeit <sup>1)</sup>		1	1,16	1,41	2,42	3,94	6,10
Bruchfestigkeit bei gleichem Querschnitt <sup>1)</sup>		1	1,15	1,25	1,50	1,63	1,88

c) **Bronze.** Soll die mechanische Sicherheit der Leiter gegen Bruch an besonders gefährdeten Stellen (Eisenbahn- und Postkreuzungen)

<sup>1)</sup> Für Kupfer wurde  $K_z = 40$ , für Bronze die jeweils niedrigsten Werte von  $K_z$  zugrunde gelegt.

erhöht oder müssen aus Geländerrücksichten sehr große Spannweiten gewählt werden, so verwendet man an Stelle von Kupfer eine Legierung desselben und zwar Bronze, für das je nach dem Grade der Metallzusammensetzung die wissenswerten Daten in Tab. XVII zusammengestellt sind. Zur bequemeren Beurteilung dieses Materials gegenüber Hartkupfer sind in Tab. XVIII Vergleichszahlen gegenübergestellt für den naturgemäß in der Hauptsache interessierenden Fall, daß die Bronzeleitung die gleiche Leitfähigkeit wie eine Kupferleitung besitzt.

Aus der Tab. XVIII, die einer besonderen Erläuterung nicht bedarf, ist ferner zu ersehen, daß man Bronzen der Marken III bis V (Tab. XVII) nur dann verwenden kann, wenn es sich um die Überbrückung vereinzelter sehr großer Spannweiten handelt, wenn es also lediglich auf die Bruchfestigkeit ankommt, und der höhere Spannungsabfall in solchen kurzen Strecken, die gegenüber der Gesamtleitungslänge ohne Bedeutung sind, vernachlässigt werden kann<sup>1)</sup>. In allen anderen Fällen ist Kupfer vorteilhafter, weil die Masten mit ihren Isolatorenträgern und Fundamenten, sowie auch die Isolatoren und Isolatorenstützen und, was schließlich nicht unberücksichtigt bleiben darf, auch die Frachtkosten und Montage billiger werden. Man wird daher Bronze in langen Fernleitungen nur stellenweise und zwar nur dort verwenden, wo unverhältnismäßig große Spannweiten vorkommen z. B. Überbrückung eines Flusses<sup>2)</sup>, eines Eisenbahngeländes u. dgl. Den Durchmesser und die Materialmarken wählt man in derartigen Fällen dann nicht nach der Leitfähigkeit, sondern nach der Bruchfestigkeit. Auch dort, wo bei verhältnismäßig geringen zu übertragenden Leistungen aber der Entfernung wegen hohe Spannungen benutzt werden müssen, und ausgedehnte Sümpfe oder sonst schwer zugängliche Landstriche zu durchqueren sind, wie das z. B. bei der Anlage München-Moosburg<sup>3)</sup> der Fall war, wird unter Umständen Bronze mit Vorteil zu verlegen sein.

1) Kraftübertragung Dauphinée-Center. La lumière Electrique 25. III. 1911. Fernleitung von 117 km Länge, zwei Drehstromlinien nebeneinander auf einem Mast, 60 000 Volt, 15 000 PS, an besonders stark beanspruchten Stellen mit Spannweiten von 175–300 m Phosphorbronzeseile von 100 mm<sup>2</sup> Querschnitt, bestehend aus 19 Einzeldrähten von 2,6 mm Durchmesser, Bruchfestigkeit 80 kg/mm<sup>2</sup>, max. Beanspruchung 16 kg/mm<sup>2</sup>. Spannweite auf der Strecke 70 m, Aluminiumseile von 88 mm<sup>2</sup> Querschnitt, Bruchfestigkeit 22 kg/mm<sup>2</sup>, Verbindung der Leiter durch 45 cm lange, 3 mm starke Aluminiumhülsen und 5–6 malige Verwürgung.

2) Weserkreuzung bei Farge, 100 000 Volt, Leiter 6 × 35 mm<sup>2</sup>, Bronze von 80 kg/mm<sup>2</sup> Bruchfestigkeit, Höchstbeanspruchung bei –5° C + Eislast 16 kg/mm<sup>2</sup>, Hängeisolatoren-Doppelketten, Spannweite 409 m, freie Höhe der Eisentürme 96 m, ausgeführt von den Siemens-Schuckertwerken, Siemensstadt b. Berlin.

3) Siehe EKB. 1908, Heft 19. Bronzeseil von 16 mm<sup>2</sup> Querschnitt, bestehend aus 7 Drähten von je 2,29 mm Durchmesser, Bruchfestigkeit 30 kg/mm<sup>2</sup>, höchste Beanspruchung 7,6 kg/mm<sup>2</sup> bei 25° C, Drehstrom, 50 000 Volt, Höchststromstärke etwa 49 Amp.

Hinsichtlich der Beständigkeit gegen chemische Einflüsse und der Änderung der Festigkeit bei Erwärmung gilt das gleiche wie für Kupfer.

d) Aluminium. Schon vor einer Reihe von Jahren hat man in Nordamerika begonnen, längere Fernleitungen aus Aluminium herzustellen, und auch in Europa ist man nunmehr in großem Umfange diesem Beispiel gefolgt. Die Daten einiger besonders beachtenswerter Anlagen sind untenstehend aufgeführt<sup>1)</sup> (siehe auch Tab. XXXIII).

Aluminium besitzt gegenüber Kupfer und Bronze den Vorteil wesentlich geringeren Gewichtes, was zunächst darauf schließen läßt, daß die Masten, Isolatoren usw. billiger werden. Dieses trifft indessen nicht vollständig zu, worauf im 9. Kap. noch ausführlicher eingegangen werden wird.

Das Material ist in möglichst reinem Zustande zu verwenden. Reinaluminium an sich ist unbrauchbar, da es zu wenig Härte und zu wenig Bruchfestigkeit besitzt. Es kann leicht z. B. beim Verlegen oder später durch Wind über die Elastizitätsgrenze beansprucht werden, erleidet dadurch eine Änderung im Gefüge und kommt besonders an den Befestigungspunkten zum Bruch. Aluminiumlegierungen, die den Vorteil hoher Zugfestigkeit aufweisen, sind nur in bestimmter Zusammensetzung geeignet, weil die Leitfähigkeit schlechter wird, und vor allen Dingen weil die Widerstandsfähigkeit gegen Witterungseinflüsse wesentlich herabgeht. Der spezifische Widerstand des Aluminiums ist größer als der des Kupfers; infolgedessen wird der Querschnitt stärker, wenn man gleiche Leitfähigkeit für beide Materialien zugrunde legt. In derselben Form wie Bronze sind für Aluminium in der Tab. XIX die Vergleichswerte gegenüber Kupfer, bezogen auf das letztere, zusammengestellt. Man ersieht, daß der Querschnitt etwa 64 % stärker ausfällt.

Demnach wird sich Aluminium nur dann als wirtschaftlich erweisen, wenn der Preis desselben gegenüber dem Kupferpreise entsprechend niedrig ist.

Aus der Gleichung:

$$\begin{aligned} \text{Aluminiumpreis} &= \frac{8,9 \cdot \text{Kupferpreis}}{1,64 \cdot 2,75} & (184) \\ &\cong 2 \cdot \text{Kupferpreis} \end{aligned}$$

<sup>1)</sup> Die mit 110000 Volt arbeitende Überlandzentrale des Staates Ontario (Kanada), E. T. Z. 1911, Heft 39, S. 976. Aluminiumseile von 107 und 85 mm<sup>2</sup> Querschnitt, auf Stahltürmen verlegt, zu übertragende Leistung nach vollem Ausbau etwa 100000 PS, Freq. 25, Spannweiten im allgemeinen 160–170 m, größte vorkommende Spannweite etwa 335 m, hängende fünfteilige Kettenisolatoren. Zunächst wurden 160 t Aluminium verbraucht.

Dr.-Ing. F. Marguerre: Wasserkraftanlage am Rjukanfos. E. K. B. 1912, Heft 12–15. 5 km Länge, davon etwa 3,5 km mit Aluminiumseil von 300 mm<sup>2</sup> und 1,5 km Kupferseil von 150 mm<sup>2</sup> Querschnitt. Spannweite durchschnittlich 100 m, 10600 Volt, Drehstrom, 170000 kVA.

In Deutschland haben die Überlandzentralen Trier, Gröba, Provinz Pommern, Oberhessen u. a. m. Aluminiumleitungen verschiedenster Querschnitte.

folgt, daß erst dann, wenn der Preis für Aluminium das Doppelte des Kupferpreises beträgt, die Kosten bei beiden Materialien gleich sind.

**Tabelle XIX.**

Vergleichende Zusammenstellung der Materialkonstanten für Kupfer und Aluminium bezogen auf Kupfer = 1.

Bezeichnung		Hartkupfer	Hartaluminium
Spez. Gewicht		8,9	2,75
Spez. Leitfähigkeit		100	60,5
Querschnitt	für gleiche Leitfähigkeit	1	1,64
Durchmesser		1	1,28
Gewicht		1	0,499
Bruchfestigkeit <sup>1)</sup>		1	0,745
Bruchfestigkeit für gleichen Querschnitt <sup>1)</sup>		1	0,45

Infolge der großen Spezialfabriken, die sich heute mit der Herstellung von Aluminium für Starkstromzwecke auch in Europa befassen, liegt der Preis dieses Materials zurzeit nur um wenige Procente höher als der Kupferpreis, und deshalb ist auch nach dieser Richtung kein Grund mehr vorhanden, Aluminium nicht auch bei europäischen Kraftübertragungsanlagen zu verwenden, denn wenn also:

Aluminiumpreis = Kupferpreis,

gehen die Kosten für das Leitermaterial selbst auf die Hälfte zurück.

Hinsichtlich der Verbindung zweier Leiterenden sei auf das auf S. 337 Gesagte verwiesen.

So allgemein wie Kupfer und Bronze ist Aluminium aber nicht brauchbar, denn dasselbe ist gegen Alkalien und Chlorverbindungen sehr empfindlich. 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 Leitermaterials sorgfältige Untersuchungen vorangehen, um nicht schon kurze Zeit nach der Inbetriebsetzung einer Anlage vor der Notwendigkeit zu stehen, eine Auswechslung der Aluminium- gegen Kupferleiter vornehmen zu müssen. Drahtbrüche, die beim Aluminium auch infolge der zerstörenden Wirkung schlechter Luft entstehen können, gehören naturgemäß zu den ungünstigsten Vorkommnissen im Betriebe einer

<sup>1)</sup> Für Kupfer wurde  $K_z = 40$ , für Aluminium  $K_z = 18$  zugrunde gelegt.

jeden Kraftübertragungsanlage und erhöhen die Betriebsausgaben unter Umständen in außerordentlich hohem Maße.

Da man bei der Vergleichsberechnung einer Leitungsanlage aus Kupfer bzw. Aluminium hinsichtlich des Durchhanges auch die gleiche Sicherheit gegen Bruch zugrunde legen muß, der Koeffizient der Wärmeausdehnung nach Tab. XVII andererseits aber bei Aluminium größer als bei Kupfer ist, so 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 ausdehnen als ein Kupferseil, und da die spezifische Belastung mit zunehmendem Durchhange rasch abnimmt, so ist bei Aluminium im allgemeinen die Sicherheit gegen Bruch etwas höher als bei Kupfer.

Handelt es sich schließlich um die Fortleitung sehr großer Stromstärken<sup>1)</sup>, dann ist ebenfalls ein Aluminiumseil vorteilhafter, weil die Abkühlungsfläche infolge des größeren Durchmessers erheblich zunimmt. Die spezifische Strombelastung kann deswegen höher angenommen werden als bei Kupfer. Wenn Stromstärke, Erwärmung und Oberflächenbeschaffenheit gleichbleiben sollen, so müssen nach der Gleichung:

$$I^2 = \text{konst. } d^3$$

bei verschiedenen Materialien 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  $\rho_{Cu}$  bzw.  $\rho_{Al}$  die entsprechenden spezifischen Widerstände, so ist also:

$$r_{Al} = r_{Cu} \sqrt[3]{\frac{\rho_{Al}}{\rho_{Cu}}}. \quad (185)$$

Die Abstufungen in den Querschnitten der Aluminiumleiter werden denen der Kupferleiter bezogen auf gleiche Leitfähigkeit in der Regel angepaßt, doch macht es keine fabrikationstechnischen Schwierigkeiten, auch jeden anderen Querschnitt herzustellen. Von der Verwendung massiver Aluminiumdrähte als Einzelleiter ist aber dringend abzuraten, weil das Aluminium in dieser Form als vollständig unzuverlässig angesprochen werden muß.

Das über die Einlage einer Hanfseele<sup>2)</sup> bei großen Seilquerschnitten auf S. 192 Gesagte gilt auch für Aluminium; das „Recken der Leiter“ ist indessen bei diesem Material nicht statthaft.

1) Bei der Kraftübertragungsanlage Rjukanfos, siehe S. 195.

2) Die Ruhrtalsperren-Ges., Aachen, hat auf einer Strecke von etwa 1,2 km Länge bei Spannweiten von 100–120 m Aluminiumseile mit Hanfseele seit 1909 im Betriebe, Seilquerschnitt 50 mm<sup>2</sup>, äußerer Durchmesser 10 mm, Das Aluminiumseil besteht aus 6 Drähten von je 3,26 mm, Durchmesser der Hanfseele etwa 2,5 mm, Gewicht des Seiles für den km 154 kg, Strombelastung 20–25 Amp. Die Strecke hat bisher zu Störungen keine Veranlassung gegeben.

Auf eine besondere Eigenschaft des Aluminiums soll schließlich noch hingewiesen werden, die in der Praxis gefunden worden ist, für die aber eine vollgültige Erklärung zurzeit 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 Montage der Aluminiumleiter ist ferner noch im stärkeren Maße wie bei Hartkupfer 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 Materials ganz erheblich abnimmt. Man muß daher Holzrollen u. dgl. für das Auslegen der Leiter benutzen; die Montage wird infolgedessen etwas teurer, was ebenfalls bei der Vergleichsrechnung mit anderen Materialien zu berücksichtigen ist. Auch das Spannen der Leiter muß sorgfältiger geschehen, da sich Aluminium infolge des geringeren Gewichtes leichter anziehen läßt.

Die A. E. G. bringt ein Sonderfabrikat von Aluminium auf den Markt, das „Spreealuminium“<sup>1)</sup>. Dasselbe ist etwas teurer als das Reinaluminium, besitzt dafür aber den Vorteil einer fast doppelt so hohen Bruchfestigkeit, was für die Wahl des Durchhanges, die Höhe der Masten und die Spannweite also die Anzahl der Masten für den Kilometer von nicht zu unterschätzender Bedeutung ist. Der Wert für die spezifische Leitfähigkeit ist bei Rein- und Spreealuminium gleich, das spezifische Gewicht dagegen für letzteres etwas höher.

Ferner ist auf das „Duralumin“ der Dürener Metallwerke hinzuweisen, für das die Konstanten ebenfalls in Tab. XVII angegeben sind.

Hinsichtlich der Gefährdung durch chemische Einflüsse besteht indessen zwischen allen Aluminiumsorten kein Unterschied.

Der kleinste, nach praktischen Erfahrungen zu empfehlende Querschnitt sollte  $35 \text{ mm}^2$  betragen. Wenngleich der V. D. E. auch neuerdings  $25 \text{ mm}^2 \text{ Al}$  zuläßt, so ist bei der Wahl dieses Querschnittes dennoch Vorsicht geboten, weil Hochspannungsleitungen mit  $25 \text{ mm}^2 \text{ Al}$  häufig zu Störungen und Unglücksfällen Veranlassung geben. Der Mastabstand ist dann auf 40 m zu verringern und der Leiterabstand (siehe S. 343) auf 1 m auch bei 10 000 Volt zu vergrößern. Eine vergleichende Preisgegenüberstellung wird zumeist zugunsten von  $q = 35 \text{ mm}^2 \text{ Al}$  und größerer Spannweite ausfallen.

e) **Stahl.** Handelt es sich um sehr große Spannweiten<sup>2)</sup>, und treten in der Gegend, in der eine solche Stelle liegt, häufiger heftige

1) W. v. Moellendorff: Metalle für Freileitungen. E. T. Z. 1910, Heft 44.

2) Wasserkraftanlage Waipori, Neuseeland (The Electrician, Bd. 60, 1908, S. 435f.): 35 000 Volt, Drehstrom, Überkreuzung eines Flußtales bei einer Länge von 518 m und einem Höhenunterschiede von 200 m.

Stürme auf, so muß man notgedrungen von der Verwendung der bisher genannten Materialien Abstand nehmen und zur Verlegung von Stahlseilen übergehen, weil ein Stahlseil nach Tab. XVII 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, so wird 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 das Quadratmillimeter oder nur die Bruchfestigkeit berücksichtigen. Ähnlich wie bei Bronze kann der in den Leitungsstrecken aus Stahl auftretende höhere ohmsche Verlust bei Gleichstrom wohl in der Regel vernachlässigt werden, da es sich zumeist um kurze Strecken in bezug auf die sonstige Länge des Leitungsnetzes handeln wird. Das gleiche gilt bei Wechselstrom (vgl. S. 194), obgleich das Material magnetischer Natur ist<sup>1)</sup>.

Da Stahlseile nur äußerst selten benutzt werden, erübrigt es sich, noch weiter auf dieses Material einzugehen, zumal an Stelle von Stahl heute Stahl-Aluminium oder Stahl-Zinkseile<sup>2)</sup> treten, die ebenfalls den Vorzug großer Bruchfestigkeit besitzen, aber hinsichtlich des spezifischen Widerstandes günstiger sind.

Stahldrähte 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.

f) **Kupferpanzerstahl**<sup>4)</sup>. Dieses Material 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, homogenes Metall entsteht, frei von Blasen u. dgl., die beim Bimetal 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 Abblättern des Kupfermantels nicht eintrat, was bei den Bimetallen in gleich sicherer Weise nicht zu er-

<sup>1)</sup> G. Niel: Über Hochspannungsleitungen aus verzinktem Eisendraht. L'industrie électr. Paris, 25. VIII. 1908.

<sup>2)</sup> Das in Deutschland während des Krieges vereinzelt zur Verlegung gekommene Stahlaluminium wird kaum in Zukunft weitere Bedeutung finden, so daß ein näheres Eingehen auf dasselbe nicht notwendig erscheint. Dr.-Ing. Fischinger: Aluminiumeisen- und Aluminiumstahlseile für Starkstromleitungen. E.T.Z. 1917, S. 568; ferner E.T.Z. 1919, Heft 33 und Diskussionen.

<sup>4)</sup> In Deutschland wird dieses Material hergestellt von den Hedderheimer Kupferwerken, Frankfurt a. M.

reichen ist. Solche Formveränderungen treten ein, wenn bei dem Auslegen der Leiter Knicke entstehen, die später ausgehämmert werden. Beim gewöhnlichen Bimetal 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 Wärmeausdehnungskoeffizienten 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 diese ungünstigen Eigenschaften der Doppelmetalle sind beim Kupferpanzerstahldraht durch den Herstellungsvorgang beseitigt<sup>1)</sup>.

In nordamerikanischen Anlagen ist dieses Material zuerst für Schwachstromleitungen in Gebrauch genommen worden. Neuerdings wird dasselbe aber auch für Starkstromanlagen benutzt<sup>2)</sup>. Für die Zwecke der Kraftübertragung ist es besonders an Stelle der verzinkten Stahlseile von Vorteil, wie das aus der Tab. XVII 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 Tab. XX ist der Vergleich dieses Materials mit Kupfer und Bronze durchgeführt; man erkennt aus dieser Zusammenstellung leicht die Vorzüge namentlich gegenüber der Bronze, wenn letztere für hohe Bruchfestigkeit gewählt wird.

Die Elastizitätsgrenze liegt beim Kupferpanzerstahl wesentlich höher als bei Hartkupfer; somit ist bei dem ersteren Metall die Bruchsicherheit wesentlich größer als bei dem letzteren. Das ist insbesondere dort von nicht zu unterschätzender Bedeutung, wo mit stark wechselnden klimatischen Verhältnissen zu rechnen ist wie z. B. bei Stürmen,

---

<sup>1)</sup> Stahl mit Kupferüberzug, dessen Eigenschaften und Herstellung: *Metalurgie* 22. II. 1910, E. K. B. 1910, Heft 21, S. 417, E. K. B. 1909, Heft 27, S. 522.

<sup>2)</sup> Ein Teil der Fernleitung der Great Western Power Co. in Kalifornien, die mit 60 Perioden und 100 000 Volt betrieben wird, besteht aus Seilen von Kupferpanzerstahldraht. Auch für die Kreuzung des Niagaraflusses durch zwei Drehstromlinien bei 60 000 Volt, Freq. 25, 30 000 PS, 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 Volt Drehstrom verlegt worden ist. Diese von der Firma A. Gobiet & Co., Kassel, gebaute Strecke hat sich bisher gut gehalten. Die damaligen Untersuchungen ergaben, daß bei Kupfer die Anlage wesentlich teurer geworden wäre. Flußkreuzung der Bayrischen Elektrizitätswerke mit 280 m Spannweite, Seilquerschnitt 35 mm<sup>2</sup>.

heftigen Schneefällen mit plötzlichem Temperatursturz (Eisregen, Rauheif, 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 einen kleineren Wärmeausdehnungskoeffizienten hat als Kupfer und Bronze. Es zieht sich daher dieses Material 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 nicht so groß wie bei Kupfer, und das Zusammenschlagen der Leiter sicherer vermieden. Dazu kommt, daß das spezifische Gewicht um etwa 8% geringer ist als dasjenige von Kupfer und Bronze.

**Tabelle XX.**

Vergleichende Zusammenstellung der Materialkonstanten für Kupfer, Kupferpanzerstahl und Bronze bezogen auf Kupfer = 1.

Bezeichnung	Hart- kupfer	Kupfer- panzerstahl		Bronze					
		A	B	I	II	III	IV	V	
Spez. Gewicht	8,9	8,25	8,35	8,91—8,8					
Spez. Leitfähigkeit	100	30,2	40,3	99	90,5	62	41,5	31,2	
Querschnitt	für gleiche Leit- fähig- keit	1	3,32	2,49	1,01	1,13	1,62	2,42	3,23
Durchmesser		1	1,82	1,58	1	1,06	1,27	1,56	1,80
Gewicht		1	3,05	2,31	1,01	1,13	1,62	2,42	3,23
Bruchfestigkeit <sup>1)</sup>		1	3,90	2,80	1,16	1,41	2,42	3,94	6,10
Bruchfestigkeit bei gleichem Querschnitt <sup>1)</sup>		1	1,17	1,13	1,15	1,25	1,50	1,63	1,88

Besondere Verwendung kann Kupferpanzerstahl schließlich für Tragdrähte (Fig. 283), Erdungsseile (S. 103) und Schutznetze finden. Man benutzt in diesen Fällen die Marke A mit geringerer Kupferauflage. Der Vorteil gegenüber Eisen- und Stahldraht liegt dabei hauptsächlich in der absoluten Rostsicherheit und der damit verbundenen längeren Lebensdauer.

Auch für Fernsprechleitungen (Betriebsfernsprechanlagen) ist dieses Material gut geeignet, und wie bereits auf S. 200 angedeutet in amerikanischen Kraftübertragungsanlagen, Bahnbetrieben, Fernsprech- und Telegraphenbetrieben usw. mit bestem Erfolge und in ausgedehntestem Maße in Benutzung.

<sup>1)</sup> Für Kupfer wurde  $K_z = 40$ , für Kupferpanzerstahl und Bronze die jeweils niedrigsten Werte von  $K_z$  zugrunde gelegt.

## 9. Die Festigkeitsberechnung der Freileitungen.

a) **Allgemeine Gesichtspunkte.** Die Festigkeitsberechnung erstreckt sich auf die Ermittlung des Durchhanges, den ein zwischen zwei Stützpunkten *A* und *B* (Fig. 130) gespannter Leiter unter den ungünstigsten Verhältnissen höchstens aufweisen darf, damit eine bestimmte mechanische Beanspruchung des Leitermaterials nicht überschritten wird. Mit zu geringer Spannung verlegte Leiter hängen zu stark durch, erfordern höhere Masten und können bei heftigem Winde leichter in Schwingungen versetzt werden, was namentlich bei großen Spannweiten und Aluminium beachtet werden muß. Liegen mehrere Leiter nebeneinander an einem Maste, so können sie dann, weil sie nicht stets synchron miteinander schwingen, zur gegenseitigen Berührung kommen, was bei ungleicher Polarität bzw. Phase gleichbedeutend mit einem Kurzschluß ist. Sind die einzelnen Leitungsstrecken im Kraftwerke durch selbsttätige Höchststromschalter ohne Zeitrelais gesichert, so tritt mit dem

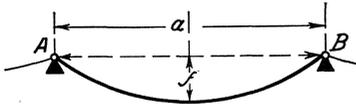


Fig. 130. Durchhang eines Leiters.

Zusammenschlagen jedesmal eine Stromunterbrechung ein, die naturgemäß zu den unangenehmsten Betriebsstörungen führt. Außerdem wird das Material — besonders Aluminium — an solchen Berührungsstellen sofort stark angegriffen, und Leiterbrüche sind dann unvermeidlich. Bei zu gering gespannten Leitern muß infolgedessen der gegenseitige Abstand zwischen den Isolatoren reichlich groß bemessen werden.

Zu stark gespannte Leiter andererseits schließen ebenfalls die Gefahr des Leiterbruches in sich, weil die Beanspruchung des Materials infolge unvorhergesehener Vorkommnisse z. B. bei starkem Frost, durch Wind oder Eis usw. so groß werden kann, daß die Bruchgrenze überschritten wird.

Es muß also durch Rechnung festgestellt werden, welchen Durchhang man einem Leiter geben darf, oder welche Beanspruchung beim Spannen gewählt werden muß, damit auch im ungünstigsten Falle die genügende Sicherheit 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 die Projektierung einer Fernleitung 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 Drahtmaterials 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 projektierende Ingenieur mit größerer Sicherheit an die Lösung dieser Aufgaben herantreten kann.

Bezeichnet (Fig. 130 und 131):

$a$  den Mastabstand oder die Spannweite in Meter,

$f$  den Durchhang in Metern,

$G$  das Gesamtgewicht des Leiters in kg für 1 m und 1 mm<sup>2</sup>,

$p$  die Beanspruchung (Drahtspannung, Zugspannung) im tiefsten Punkte des Leiters in kg/mm<sup>2</sup>,

so lautet nach Blondel die Momentengleichung für den Punkt  $O$  (Mitte des Leiters zwischen zwei Masten) in Fig. 131:

$$f \cdot p = \frac{G \cdot a}{2} \cdot \frac{a}{4},$$

und daraus folgt der Durchhang:

$$f = \frac{G \cdot a^2}{8 \cdot p}, \quad (186)$$

bzw. wenn mit dem Index  $\max$  ein bestimmter und zwar der ungünstigste Zustand bezeichnet wird, bei welchem die Beanspruchung am größten sein soll:

$$f_{\max} = \frac{G_{\max} \cdot a^2}{8 \cdot p_{\max}} \quad (187)$$

Es ist nicht angängig, für alle Gegenden die ungünstigsten Witterungs- und Temperaturverhältnisse, bei denen die stärkste Beanspruchung der Leiter auftritt, als gleich oder annähernd gleich vorauszusetzen, was aus den nachfolgenden Erörterungen leicht zu erkennen sein wird. Wenn der V. D. E. auch Vorschriften für die Festigkeitsberechnung von Freileitungen gegeben hat, so ist dabei zu berücksichtigen, daß dieselben nur für Mitteleuropa Geltung haben. Aber es werden auch hier schon Fälle namentlich 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 Verbandsnormalien gezeigt werden.

Neben der Ermittlung der größten Beanspruchung besteht für den projektierenden Ingenieur 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

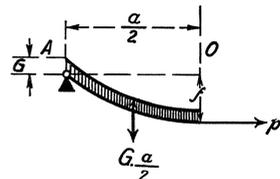


Fig. 131. Momente für die Leiterbeanspruchung.

und zwar insofern, als von ihr die Spannweite (Zahl der Maste für eine Strecke) und das Mastmaterial unmittelbar beeinflusst werden. Aus der Gl. (186) geht hervor, daß der Durchhang  $f$  abhängig ist von dem Gewichte des Leiters (der Belastung), dem Mastabstande und der Beanspruchung.

b) Die Belastung  $G$ . Der Wert für  $G$  schwankt in verhältnismäßig weiten Grenzen. Die Belastung wird entweder nur durch das Eigengewicht des Leitermaterials oder zu diesem noch durch sog. zusätzliche Belastungen hervorgerufen. Als letztere kommen in Betracht: Wind, Schnee, Rauhreif und Eis. Es soll bezeichnen:

$$\left. \begin{array}{l} G_m \text{ das Eigengewicht des Leitermaterials} \\ G_w \text{ die Belastung durch den Winddruck} \\ G_e \text{ das Gewicht der Schnee- oder Eislast} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{in kg für 1 m Leiter-} \\ \text{länge und 1 mm}^2 \\ \text{Querschnitt.} \end{array}$$

In allen frostfreien Zeiten ist entweder nur das Eigengewicht  $G_m$  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 Walde in die freie Ebene, und in einzelnen tropischen Gegenden.

Das Eigengewicht  $G_m$  der verschiedenen Materialien ist aus der Tab. XVII zu ersehen. Bei isolierten Leitern muß außerdem das Gewicht der Isolation hinzugerechnet werden.

Für die Berechnung der Belastung durch Wind  $G_w$  wird stets angenommen, daß der Wind die Leiter genau senkrecht zu ihrer Richtung trifft und zwar für gewöhnlich mit etwa 125÷150 kg für den Quadratmeter senkrecht getroffener Fläche. Nur ausnahmsweise und zwar bei besonders gefährdeten Stellen geht man für  $G_w$  bis auf 200 kg/m<sup>2</sup>. Da die Leiter bei Kraftübertragungsanlagen immer runden Querschnitt haben, der Wind also auf eine Zylinderfläche trifft, so setzt man die sich dem Winde darbietende Fläche nach den Verbandsvorschriften gleich dem 0,5fachen Durchmesser multipliziert mit der Länge, also:

$$G_w = \frac{(125 \div 150) \cdot 0,5 \cdot d}{1000 \cdot q} \text{ kg/m und mm}^2. \quad (188)$$

$d$  = Durchmesser in mm.

Es sei hierbei darauf aufmerksam gemacht, daß der Durchmesser bei Seilen um etwa 12÷15% größer ist, als er sich aus dem Materialquerschnitte errechnet, und man tut gut, dieses zu berücksichtigen.

27. Beispiel. Es soll der Winddruck auf 1 m Länge und 1 mm<sup>2</sup> Querschnitt für ein Kupferseil von 50 mm<sup>2</sup> ermittelt werden.

$$q = 50 \text{ mm}^2 \text{ und daraus } d = 7,98 \text{ mm,}$$

also:

$$G_w = \frac{125 \cdot 0,5 \cdot 7,98}{1000 \cdot 50} = 0,010 \text{ kg.}$$

Ein Kupferseil von  $50 \text{ mm}^2$  bestehend aus 19 Einzeldrähten von je  $1,83 \text{ mm}$  Durchmesser hat dagegen einen tatsächlichen Durchmesser von  $d' = 9,2 \text{ mm}$ , und mit diesem Werte wird:

$$G'_w = \frac{125 \cdot 0,5 \cdot 9,2}{1000 \cdot 50} = 0,0115 \text{ kg},$$

also um rund 15 % größer.

Bei großen Seilquerschnitten kann diese Zunahme der Belastung recht bedeutend werden. Für  $q$  ist natürlich stets nur der eigentliche Materialquerschnitt einzusetzen, weil nur dieser für die Beanspruchung in Frage kommt.

Nach den Vorschriften des V.D.E. ist die Gl. (190), auch für die Windbelastung gültig, da diese Formel die ungünstigsten Verhältnisse für Wind und Eis einschließt.

Die Gesamtbelastung des Leiters durch Eigengewicht und Winddruck ergibt sich nun nach Fig. 132 als die Resultante der Vertikal- und Horizontalkraft zu:

$$G_r = \sqrt{G_m^2 + G_w^2}. \quad (189)$$

Über den bereits auf S. 202 erwähnten Abtrieb der Leiter durch Wind und insbesondere Sturm rechnerische Untersuchungen anzustellen, lohnt kaum der Mühe, da auch nur einigermaßen zutreffende

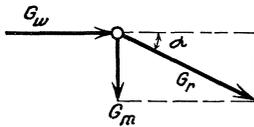


Fig. 132. Belastungen eines Leiters ( $G_w, G_m$ ).

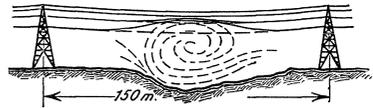


Fig. 133. Schwingungserscheinung durch Luftwirbel bei der Ontarioleitung.

Annahmen über die Windstärke, das Pendeln der Leiter, die Windstöße und den Augenblick, in welchem die letzteren die Leiter treffen, nicht gemacht werden können. Dazu kommt, daß auf den Gang dieser Untersuchungen naturgemäß auch die Befestigung der Leiter an Stütz- oder Hängeisolatoren eine ganz bedeutende Rolle spielt, denn bei Verwendung von Hängeisolatoren werden die Leiter mehr ausschlagen, als wenn sie an Stützisolatoren montiert sind. Für rohe Überschlagsrechnungen kann man die Neigung der Durchhangsebene des Leiters gegen die Horizontale aus der Fig. 132 bestimmen durch:

$$\text{tg } \alpha = \frac{G_m}{G_w},$$

wobei in  $G_m$  das Gesamtgewicht des Leiters also unter Umständen einschließlich zusätzlicher Belastung durch Eis oder Schnee oder bei isoliertem Leiter durch das Gewicht der Isolation zu berücksichtigen ist. Der so berechnete Abtrieb wird nach praktischen Beobachtungen nicht erreicht, ist also zu ungünstig.

Auf eine besondere Erscheinung sei hier ferner kurz hingewiesen, die an Leitungsanlagen mit großen Spannweiten zu beobachten ist. In Talsenkungen, die die Leitungen überspannen oder auch oft auf freier Strecke bilden sich bei sonst ziemlich vollkommener Windstille Luftwirbel, die die Leiter plötzlich und heftig nach oben werfen<sup>1)</sup> (Fig. 133) und Kurzschlüsse mit andern Leitern verursachen. Man kann diese Störungen 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 Projektbearbeitung 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.

Die Eisbelastung  $G_e$ <sup>2)</sup>. Eine zweite unter Umständen wesentlich gefährlichere zusätzliche Belastung 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. Der V.D.E. gibt für die Bewertung dieser Zusatzlast  $G_e$  eine Formel:

$$G_e = \frac{180 \sqrt{d} \cdot 10^{-3}}{9} \text{ kg/cm}^3, \quad (190)$$

die schon recht ungünstige Verhältnisse voraussetzt. Hierin ist  $d$  der Leiterdurchmesser, bei isolierten Leitern der Außendurchmesser in mm.

Bezeichnet  $d_a$  den äußeren Durchmesser eines vollen Eiszylinders um den Leiter mit dem Durchmesser  $d$ , und nimmt man das spezifische Gewicht des Eises = 1 an (es sind Schwankungen im spezifischen Gewichte zwischen 0,1 ÷ 1 beobachtet worden), so ist die Belastung auf 1 m Leiterlänge für 1 mm<sup>2</sup> Querschnitt:

$$G_e = \frac{d_a^2 - d^2}{1000 \cdot d^2} \text{ kg.} \quad (191)$$

Die Näherungsformel des V.D.E. ergibt für Kupferleiter eine Gewichtsvermehrung durch Wind und Eis, welche z. B. bei 95 mm<sup>2</sup> Leiterquerschnitt das Doppelte, bei 10 mm<sup>2</sup> das Sechsfache des Eigengewichtes beträgt. Ob die Grundlagen für Gl. (190) auch für andere Gegenden als Mitteleuropa nur einigermaßen sicher zutreffen, kann natürlich nicht bewiesen werden. So hat z. B. der Verfasser im norwegischen Hochlande ganz außerordentlich viel höhere Eisbelastungen an Telegraphenleitungen innerhalb eines hochstämmigen Waldes feststellen können, wo der Wind nur geringe Möglichkeit hatte, den auf den Drähten liegenden Schnee fortzuwehen. Die Folge davon war, daß sich um diese Leiter nach Tauwetter bei plötzlich einsetzendem

<sup>1)</sup> P. W. Sothmann und J. Teichmüller: Die mit 110 000 Volt arbeitende Überlandzentrale des Staates Ontario (Kanada). E. T. Z. 1911, S. 980.

<sup>2)</sup> W. R. Ring: Eisbildung auf Freileitungen. E. T. Z. 1914, S. 364.

starken Froste fünf bis zehn und teilweise noch mehr volle Eiszyylinder um die Stelle des größten Durchhanges gebildet hatten mit einem Durchmesser von  $20 \div 25$  cm und einer Länge bis zu 1 m. Leiterbrüche waren natürlich unvermeidlich. Es ist daher auch bei der Bewertung dieser zusätzlichen Belastung Vorsicht geboten.

Eisbildung auf den Leitern tritt abgesehen von Rauhrefniederschlägen 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 dagegen kann man fast immer beobachten, daß die Leiter so gut wie vollständig eisfrei sind. Natürlich spielt die Strombelastung f. d. mm<sup>2</sup> eine bedeutende Rolle, denn wenn sich die Leiter infolge des Stromdurchganges erwärmen, ist die Gefahr einer starken Eis- und Rauhrefbelastung so gut wie beseitigt. Bei den hohen Spannungen, die heute für ausgedehntere Kraftübertragungsanlagen angewendet werden, tritt aber zumeist eine nennenswerte Erwärmung der Leiter nicht ein, weil die Querschnitte nicht nach der Strombelastung, sondern nach dem Leistungsverluste bemessen werden müssen. In allen solchen Fällen ist dann natürlich auf die Eisbelastung ganz besonders Rücksicht zu nehmen.

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 Projektbearbeitung mit zu Rate zu ziehen.

Man hat vereinzelt auch versucht, stark unter Eisbelastung leidende Strecken z. B. während der Nacht im Kurzschluß elektrisch anzuwärmen. Das ist aber natürlich nur dann möglich, wenn zu den betreffenden Stromverbrauchsstellen entweder eine zweite Leitung führt oder bei einem Ringsystem Strom an die Verbrauchsstellen von anderen Seiten gegeben werden kann.

Auf isolierte Leiter näher einzugehen, erübrigt sich, weil sie nur in Niederspannungsanlagen vorkommen und auch dort nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Die Gesamtbelastung des Leiters durch Eigengewicht und Eislast ist gleich der algebraischen Summe der Einzelbelastungen.

Hinsichtlich der Schneebelastung hat Dr. Ing. Schaller<sup>1)</sup> in Danzig einige Versuche angestellt und dabei gefunden, daß das spezifische Gewicht:

---

<sup>1)</sup> Beton und Eisen 1909, Heft 12, Z. d. V. d. Ing. Bd. 53, Nr. 41, S. 1695—1909.

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 ÷ 200 m ü. M.	mit	75 kg/m <sup>2</sup>	}	Schneebelastung.
„	2 200 ÷ 500 m	„ „	120 „		
„	3 500 ÷ 1000 m	„ „	340 „		

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 schreibt der V.D.E. für die Festigkeitsberechnung nur die Berücksichtigung der Eisbelastung vor. In

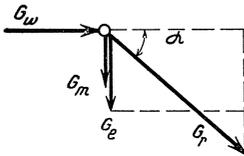


Fig. 134. Belastungen eines Leiters ( $G_w$ ,  $G_m$ ,  $G_e$ ).

den nordischen Gegenden und an Meeresküsten bzw. in der Nähe von freiliegenden Gewässern wird das nicht mehr zutreffen, und man nimmt, um einigermaßen sicher zu gehen, beide Belastungen gleichzeitig auftretend an. Allerdings wird die Windbelastung dann nicht mit 125 kg/m<sup>2</sup>, sondern nur mit 25 ÷ 50 kg/m<sup>2</sup> in die Rechnung eingesetzt, um nicht zu praktischen Unmöglichkeiten zu kommen.

Auf freier Strecke ist es dagegen wohl kaum erforderlich, beide Belastungen als gleichzeitig vorhanden anzunehmen, da in Mitteleuropa in der Regel Winde von beachtenswerter Stärke bei starkem Froste oder bei Temperaturabnahmen unter Null nicht auftreten. Ist der Leiter mit gefrorenem Schnee, Rauhreif 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 Drähte 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 (Fig. 133) 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 Fig. 134:

$$G_r = \sqrt{(G_m + G_e)^2 + G_w^2}, \quad (192)$$

wobei in  $G'_w$  der durch den Eisüberzug hervorgerufene größere Durchmesser, also die größere Fläche in Rücksicht gezogen sein soll.

c) **Der Mastabstand oder die Spannweite  $\alpha$**  richtet sich nach den Geländeverhältnissen und nach dem Material, aus welchem die Masten gewählt werden. Spannweiten auf gerader Strecke bis 100 und 150 m durchgehend sind bei Eisen- und Betonmasten 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 (siehe Tab. XXXIII).

Für die Projektbearbeitung genügt es, eine mittlere Spannweite anzunehmen, um die Masthöhe zu bestimmen, sobald man sich darüber schlüssig geworden ist, ob Holz-, Eisen- oder Betonmasten 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 Leitungstrecken zu erhöhen (siehe auch S. 343).

Über die wirtschaftlichen Spannweiten hat Klingenberg<sup>1)</sup> eingehende Untersuchungen angestellt. Indessen lassen sich allgemeine Regeln zur Ermittlung derselben nicht aufstellen, da sie von der Zahl und dem Querschnitte der an einem Maste zu befestigenden Leiter, von dem Leitermaterial, der Mastform, dem Material für die Masten selbst, den Boden- und Geländeverhältnissen usw. abhängen. Der projektierende Ingenieur wird daher zumeist schneller zum Entschluß über die Spannweite kommen, wenn er durch Überschlagsrechnungen die Kosten für den mechanischen Ausbau der Leitungstrecke unter Zugrundelegung verschiedener Ausführungen ermittelt und dann feststellt, wie hoch sich die Ausgaben für Verzinsung, Abschreibung und Unterhaltung stellen.

In den nachfolgenden Berechnungen soll der Mastabstand als gegeben angesehen werden.

d) **Die Beanspruchung  $p$  des Leitermaterials.** Die richtige Wahl dieser Größe ist für den ganzen Leitungsbau bestimmend; es ist:

$$p = \frac{\text{Bruchfestigkeit}}{\text{gewünschte Sicherheit}}. \quad (193)$$

Der V. D. E. hat auch für die Beanspruchung der verschiedenen zum Leitungsbau benutzten Materialien bestimmte Vorschriften<sup>2)</sup> erlassen. Es sollen im ungünstigsten Falle mit einer Zugkraft von 12 kg/mm<sup>2</sup> massive Kupferleiter, 16–19 kg/mm<sup>2</sup> Kupferseile, 9 kg/mm<sup>2</sup> Aluminiumseile gespannt sein. Bei Aluminium mit bis zu 10% geringerer Festigkeit als in Tab. XVII für Reinaluminium angegeben

<sup>1)</sup> G. Klingenberg: Verteilung elektrischer Energie über große Gebiete. E. T. Z. 1913, Heft 25–29.

<sup>2)</sup> Normalien für Freileitungen des V. D. E. 1920 (Entwurf siehe E. T. Z. 1920, Heft 39).

darf die Höchstspannung  $8 \text{ kg/mm}^2$  nicht überschreiten. Bei Verwendung anderen Materials soll die Zugspannung im ungünstigsten Belastungsfalle für massive Drähte mindestens eine 4fache, für Seile mindestens eine 2,5fache Sicherheit einschließen. Außerdem sollen die Drähte bei dem Festigkeitsversuche in Form eines ausgeprägten Fließkegels zerreißen. In Tab. XVII sind unter 10 die Werte  $p$  unter Berücksichtigung dieser Bedingungen angegeben.

Sollen bei Straßenüberführungen Schutznetze vermieden werden, so darf der Leiter bei:

Kupferseilen nur mit  $12 \text{ kg/mm}^2$ ,  
 Massivkupferleiter nur mit  $8 \text{ kg/mm}^2$ ,  
 Aluminiumleiter nur mit  $5 \text{ kg/mm}^2$ ,

bei anderen Materialien nur mit  $\frac{2}{3}$  der oben genannten, sonst zugelassenen Beanspruchung verlegt werden.

e) **Berechnung des Durchhanges auf ebener Leitungsstrecke.** Wird ein Draht zwischen zwei Stützpunkten gespannt, so ändert sich der Durchhang mit der Zugkraft, die auf ihn wirkt. Mit zunehmender Zugkraft also steigender Beanspruchung f. d.  $\text{mm}^2$  Materialquerschnitt wird der Durchhang geringer und umgekehrt. Wie sich dieses Verhältnis ändert, und welche Faktoren dabei mitsprechen, soll nunmehr untersucht werden, und zwar wird des leichteren Verständnisses wegen von einem bestimmten Zustande ausgegangen.

Der mit irgendeiner Beanspruchung gespannte Leiter habe bei irgendeiner Temperatur und der Belastung nur durch sein Eigengewicht einen gewissen Durchhang. Ändert sich nun zunächst die Temperatur, so dehnt sich das Material aus, der Durchhang wird größer und die Beanspruchung  $p$  nimmt nach Gl. (186) ab. Da aber andererseits jedes Material eine gewisse Elastizität besitzt, so zieht sich dasselbe mit sinkender Spannung zusammen. Dadurch nimmt der Durchhang wieder etwas ab und die Beanspruchung zu. Es geht hieraus hervor, daß  $f$  und  $p$  von der jeweiligen Temperatur abhängen. Ähnliches gilt sinngemäß auch, wenn sich die Belastung des Leiters ändert, wenn also zu dem Eigengewichte noch zusätzliche Belastungen hinzutreten.

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:

$$l = a + \frac{G^2 \cdot a^3}{24 \cdot p^2}, \quad (194)$$

bzw. für den ungünstigsten Fall, wenn also der Durchhang am kleinsten und die Beanspruchung am größten ist:

$$l_0 = a + \frac{G_0^2 \cdot a^3}{24 \cdot p_0^2}. \quad (195)$$

Steigt die Temperatur von  $t_0$  auf  $t_1$ , so nimmt der Durchhang und damit die Drahtlänge zu und zwar um den Betrag:

$$l_0 \cdot \alpha (t_1 - t_0)$$

$\alpha$  = Koeffizient der Wärmeausdehnung (siehe Tab. XVII). Dabei geht die Spannung von  $p_0$  auf  $p_1$  zurück, und die dadurch hervorgerufene Längenabnahme infolge der Zusammenziehung des elastischen Materials ist:

$$l_0 \cdot \beta \cdot (p_2 - p_1).$$

Somit wird die gesamte Längenänderung bei der Temperatur  $t_1$ :

$$l_1 - l_0 = l_0 [\alpha (t_1 - t_0) - \beta (p_0 - p_1)],$$

oder mit Berücksichtigung der Gl. (195) und der dem Temperaturunterschiede entsprechenden Änderung der Leiterbelastung von  $G_0$  auf  $G_1$ :

$$\left( a + \frac{G_1^2 \cdot a^3}{24 \cdot p_1^2} \right) - \left( a + \frac{G_0^2 \cdot a^3}{24 \cdot p_0^2} \right) = l_0 [\alpha (t_1 - t_0) - \beta (p_0 - p_1)]. \quad (196)$$

Durch Umrechnung findet man, wenn man  $\frac{l_0}{a}$  auf der rechten Seite der Gl. (196) = 1 setzt, was zulässig ist, ohne einen praktisch belangreichen Fehler zu machen:

$$p_1 - \frac{G_1^2 \cdot a^2}{24 \cdot \beta \cdot p_1^2} = p_0 - \frac{G_0^2 \cdot a^2}{24 \cdot \beta \cdot p_0^2} - \frac{\alpha}{\beta} (t_1 - t_0). \quad (197)$$

Aus dieser Gleichung läßt sich  $p_1$  berechnen, wenn für  $G_0, G_1$ , die Temperaturen und  $p_0$  bestimmte Werte angenommen werden (z. B. diejenigen nach den Vorschriften des V. D. E.), und mit  $p_1$  ergibt sich dann aus Gl. (186 bzw. 187) der neue Wert des Durchhanges. Will man dagegen anstatt  $p_1$  unmittelbar den Durchhang  $f_1$  erhalten, so geht die Gl. (197), da  $p_1 = \frac{G_1 \cdot a^2}{8 \cdot f_1}$  und  $\frac{G_1^2}{p_1^2} = \frac{64 \cdot f_1^2}{a^4}$  über in die Form:

$$\frac{G_1 \cdot a^2}{8 \cdot f_1} - \frac{8 \cdot f_1^2}{3 \cdot a^2 \cdot \beta} = p_0 - \frac{G_0^2 \cdot a^2}{24 \cdot p_0^2} - \frac{\alpha}{\beta} (t_1 - t_0). \quad (198)$$

Die Gl. (197) und (198) sind die Grundgleichungen für die Berechnung von Freileitungen auf Beanspruchung und Durchhang. Will man die Änderung von  $p$  bzw.  $f$  innerhalb eines bestimmten Abschnittes der Änderung der Temperatur verfolgen, was jedenfalls stets zu untersuchen und für die Aufstellung von Montagekennlinien erforderlich ist, so sind die Gl. (197) und (198) in der Form zu schreiben:

$$t_1 = \frac{G_1^2 \cdot a^2}{24 \cdot \alpha \cdot p_1^2} - \frac{\beta}{\alpha} p_1 - \frac{G_0^2 \cdot a^2}{24 \cdot \alpha \cdot p_0^2} + \frac{\beta}{\alpha} p_0 + t_0, \quad (199)$$

$$t_1 = \frac{8 \cdot f_1^2}{3 \cdot \alpha \cdot a^2} - \frac{\beta}{\alpha} \cdot \frac{G_1 \cdot a^2}{8 \cdot f_1} - \frac{G_0^2 \cdot a^2}{24 \cdot \alpha \cdot p_0^2} + \frac{\beta}{\alpha} p_0 + t_0. \quad (200)$$

Diese Gleichungen gelten allgemein für jede Spannweite  $a$ . Für ein bestimmtes Material sind  $\alpha$  und  $\beta$  bekannt; die Belastungen  $G_1$  und  $G_0$  müssen gewählt werden und zwar entsprechend den Temperatur- und Beanspruchungsverhältnissen  $t_1$  und  $p_1$  bzw.  $t_0$  und  $p_0$ , d. h. z. B. soll  $G_0 =$  Materialgewicht + Zusatzlast (Wind oder Eis), das bei der Temperatur  $t_0$  zu erwarten ist, die größte Beanspruchung  $p_0 = p_{\max}$  (Höchstbeanspruchung) hervorrufen, dann ergibt sich aus Gl. (199) bei Festsetzung eines anderen Belastungszustandes z. B. nur das Eigengewicht der Leitung  $G_1 = G_m$  und einer geringeren Beanspruchung  $p_1$  die Temperatur  $t_1$ , bei der  $p_1$  auftritt. Für Gl. (200) gilt ähnliches nur mit dem Unterschiede, daß an Stelle von  $p_1$  hier der Durchhang gewählt wird.

In die Gl. (199) und (200) sind einzusetzen:

$$\begin{aligned} G_0, G_1, G_m &\text{ in kg pro cm}^2 \text{ und lfd. cm, also in kg/cm}^3, \\ p_0, p_1, p_{\max} &\text{ in kg/cm}^2, \\ a \text{ und } f &\text{ in cm,} \\ t_1, t_0 &\text{ in } ^\circ \text{C unter Berücksichtigung des Vorzeichens.} \end{aligned}$$

Welche Werte für  $G_0$ ,  $p_0 = p_{\max}$  und  $t_0$  der Rechnung zugrunde zu legen sind, bedarf natürlich sehr sorgfältiger Überlegungen, für die als allgemeine Gesichtspunkte bzw. Richtlinien die Erörterungen auf S. 204 bis 210 dienen mögen. Es sei aber hier nochmals ausdrücklich und wiederholt betont, daß neben diesen 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 Hochlande 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 Gefrierpunkte, wohl aber mit höheren Windbelastungen zu rechnen als in Mitteleuropa. Dagegen werden z. B. an der norwegischen Küste neben stärkeren Stürmen auch größere Eisbelastungen zu erwarten sein.

Legt man den Berechnungen die Vorschriften des V. D. E. zugrunde, so sind damit die Grenzfälle bestimmt.

Die Vorschriften des V. D. E. lauten:

„Den Durchhangsberechnungen ist das eine Mal eine Temperatur von  $-20^\circ \text{C}$  ohne zusätzliche Belastung, das andere Mal eine Temperatur von  $-5^\circ \text{C}$  und eine zusätzliche Belastung hervorgerufen durch Wind bzw. Eis zugrunde zu legen. Die Zusatzlast ist in der Richtung der Schwerkraft wirkend anzunehmen, und mit  $180\sqrt{d}$  in  $g$  für 1 m Leiterlänge einzusetzen (siehe S. 358). In keinem dieser Fälle darf die Beanspruchung des Leitermaterials die in Tab. XVII unter 10 angegebenen Werte überschreiten. Bei Ermittlung der größten Durchhänge sind sowohl  $-5^\circ \text{C}$  und zusätzliche Belastung als auch  $+40^\circ \text{C}$  ohne Zusatzlast zugrunde zu legen.

Liegen die Stützpunkte nicht auf gleicher Höhe, so wird unter Spannweite die Entfernung der Stützpunkte, wagerecht gemessen, und

unter Durchhang der Abstand zwischen der Verbindungslinie der Stützpunkte und der dazu parallelen Tangente an die Durchhangslinie, senkrecht gemessen, verstanden“.

Nach diesen Vorschriften müssen für Gegenden, in denen nicht außergewöhnliche Zusatzlasten zu erwarten sind, zwei Zustände der Festigkeitsberechnung zugrunde gelegt werden, bei denen die Höchstbeanspruchung des Leitermaterials nicht überschritten werden darf. Ist nun ein Draht so gespannt worden, daß er bei  $-5^{\circ}\text{C}$  und Zusatzlast, also  $G_0 = G_m + 180\sqrt{d}$ , eine Beanspruchung  $p_0 = p_{\max}$  aufweist, und ändert sich  $G_0$  z. B. dadurch, daß die Zusatzlast verschwindet, während die Temperatur auf  $-5^{\circ}\text{C}$  bleibt, so nimmt die Beanspruchung auch ab. Sinkt dann aber die Temperatur unter  $-5^{\circ}\text{C}$  auf  $-20^{\circ}\text{C}$ , so steigt die Beanspruchung wieder. Es muß also, wenn den Verbandsvorschriften entsprochen werden soll, untersucht werden, wann die Beanspruchung den größten Wert aufweist. In den Tropen wird die Berechnung zweckmäßig für  $0^{\circ}\text{C}$  und Zusatzlast durchgeführt. Der größte Durchhang ist ferner auch für  $+40^{\circ}\text{C}$  festzustellen.

Setzt man in Gl. (199) bzw. (200):

$$p_1 = p_0 = p_{\max},$$

so geht dieselbe über in die Form:

$$\frac{1}{24} (G_m^2 - G_0^2) \frac{a_p^2}{p_{\max}^2} = (t_1 - t_0) \alpha,$$

wobei

$$G_m = G_1 \text{ (reines Materialgewicht)}$$

$$a_p = a \text{ einer bestimmten Spannweite}$$

zu setzen ist; daraus ergibt sich die sogenannte kritische Spannweite:

$$a_p = p_{\max} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (t_0 - t_1)}{G_0^2 - G_m^2}} \text{ m} \quad (201)$$

und zwar errechnet sich dieselbe, wenn für  $t_0 = -5^{\circ}\text{C}$ , für  $t = -20^{\circ}\text{C}$  und für  $\alpha$  die in der Tab. XVII angegebenen Werte der einzelnen Materialien zugrunde gelegt werden:

$$\text{für Hartkupfer und Bronze: } a_{p_{Cu}} = \frac{8,8 \cdot p_{\max}}{\sqrt{\left(\frac{G_0}{G_m}\right)^2 - 1}} \text{ m}, \quad (202)$$

$$\text{für Aluminium: } a_{p_{Al}} = \frac{33,1 \cdot p_{\max}}{\sqrt{\left(\frac{G_0}{G_m}\right)^2 - 1}} \text{ m}, \quad (203)$$

$$\text{für Stahl: } a_{p_{St}} = \frac{7,90 \cdot p_{\max}}{\sqrt{\left(\frac{G_0}{G_m}\right)^2 - 1}} \text{ m}. \quad (204)$$

Durch besondere Berechnungen, die hier weniger interessieren, läßt sich beweisen, daß für alle Spannweiten, die unterhalb der kritischen Spannweite — wohlbemerkt ändert sich diese für jeden Leiterquerschnitt, anderes Material und andere Beanspruchungen  $p_{\max}$  — liegen, die Höchstbeanspruchung bei  $-20^\circ\text{C}$  ohne Zusatzlast, und bei Spannweiten, die über der kritischen liegen, bei  $-5^\circ\text{C}$  und Zusatzlast eintritt<sup>1)</sup>.

28. Beispiel. Es soll der Durchhang eines Kupferseiles von  $95\text{ mm}^2$  bei einer Spannweite von  $a = 200\text{ m}$ ,  $f = 400\text{ cm}$  betragen. Die Verbandsnormalien sind zugrunde zu legen. Die Höchstbeanspruchung darf  $p_{\max} = 16\text{ kg/mm}^2$  nicht überschreiten. Es ist die Temperatur  $t_1$  festzustellen, bei welcher  $f = 400$  erreicht.

Gegeben sind:

$$G_m = 0,0089\text{ kg/cm}^2$$

$$G_o = G_m + 180\sqrt{d} = 8,9 \cdot 10^{-3} + 180\sqrt{12,6} \cdot 10^{-5} = 15,30 \cdot 10^{-3}\text{ kg/cm}^2$$

$$q = 95\text{ mm}^2 \quad d = 12,7\text{ mm}$$

$$a = 200\text{ m}$$

$$t_0 = -5^\circ\text{C}$$

$$p_{\max} = 1600\text{ kg/cm}^2$$

$$f = 400\text{ cm.}$$

Die kritische Spannweite beträgt:

$$a_{p_{Cu}} = \frac{8,8 \cdot 16}{\sqrt{\left(\frac{15,30 \cdot 10^{-3}}{8,9 \cdot 10^{-3}}\right)^2 - 1}} = 101\text{ m.}$$

Da  $a > a_{p_{Cu}}$ , so tritt die höchste Beanspruchung bei  $-5^\circ\text{C}$  + Zusatzlast auf.

Nach Gl. (200) berechnet sich nunmehr die verlangte Temperatur:

$$t_1 = \frac{8 \cdot 400^2}{3 \cdot 17 \cdot 10^{-6} \cdot 20000^2} - \frac{0,77 \cdot 10^{-6}}{17 \cdot 10^{-6}} \cdot \frac{8,9 \cdot 10^{-3} \cdot 20000^2}{8 \cdot 400} - \frac{(15,3 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 20000^2}{24 \cdot 17 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{0,77 \cdot 10^{-6}}{17 \cdot 10^{-6}} \cdot 1600 - 5 \cong -13^\circ\text{C.}$$

**Tabelle XXI.**

Temperatur in °C	Kupferseil 95 mm <sup>2</sup>		Aluminiumseil 150 mm <sup>2</sup>	
	Durchhang $f$ in cm	Zug $p_{\max}$ in kg	Durchhang $f$ in cm	Zug $p_{\max}$ in kg
- 5 + Zusatzlast	480	1520	418	1350
- 20	385	1100	232	890
- 10	408	1038	275	750
± 0	431	980	312	662
+ 10	452	935	349	609
+ 20	475	890	385	536
+ 30	496	850	420	492
+ 40	518	820	454	455

<sup>1)</sup> Siehe R. Weil: Beanspruchung und Durchhang von Freileitungen.

Für andere Temperaturwerte ergeben sich die in Tab. XXI zusammengestellten Werte, denen zum Vergleich die Durchhangswerte für ein Aluminiumseil annähernd gleicher Leitfähigkeit gegenübergestellt sind. Die Beanspruchung des Aluminiumseiles ist mit  $9 \text{ kg/mm}^2$  angenommen worden. Für beide Leitermaterialien werden also die Masthöhen über Erde gleich.

In Fig. 135 sind die Tabellenwerte in Kennlinien (sogenannten Montagekurven) zur Darstellung gebracht, aus denen für jede andere Temperatur die Werte für  $f$  und  $p_{\max}$  leicht festgestellt werden können. Die punktierten Kurven zeigen die Änderung von  $p$  und  $f$  bei Zusatzlast.

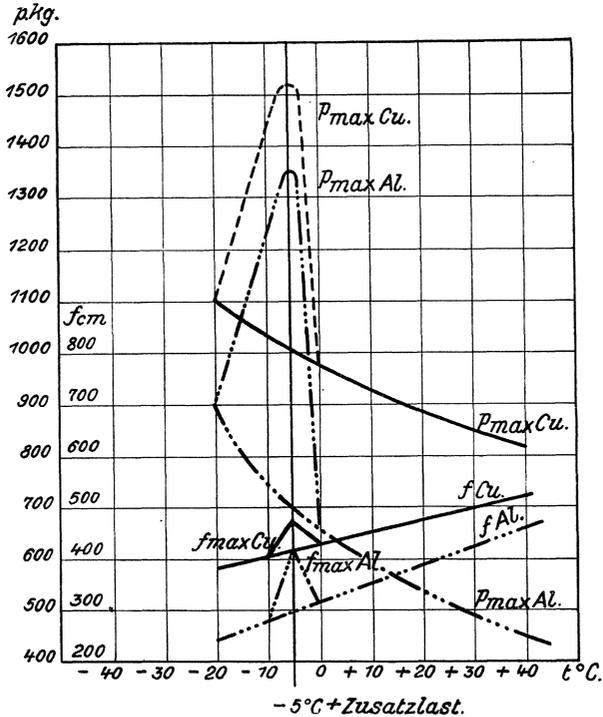


Fig. 135. Belastungs- und Durchhangskurven zum 28. Beispiel.

Um dem projektierenden Ingenieur Unterlagen für die schnelle Bestimmung von Mastlängen über Erde an Hand zu geben, sind in den Fig. 136 bis 138 die bei  $+40^\circ \text{C}$  auftretenden Durchhänge von Kupfer- und Aluminiumseilen bei verschiedenen Spannweiten durch Schaulinien zur Darstellung gebracht. Den Berechnungen liegen die Verbandsnormalien zugrunde. Die Durchhänge bei  $-5^\circ \text{C}$  sind nicht größer als bei  $+40^\circ \text{C}$ . Beigetragen sind ferner zum schnelleren Vergleiche die Kurven für ein Stahlseil von  $50 \text{ mm}^2$  Querschnitt (Erdungsseil).

Bei Leitern verschiedenen Querschnittes an demselben Gestänge sind die Leiter nach dem Durchhänge des schwächsten

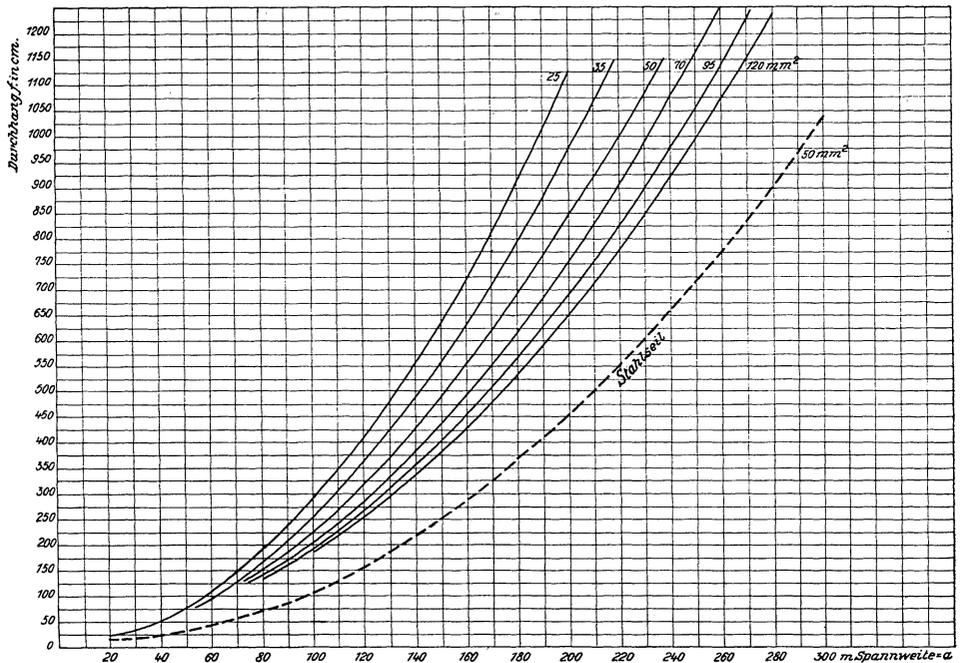


Fig. 136. Durchhang von Kupferseilen (bei  $+40^{\circ}\text{C}$ ,  $p_{\max} = 12 \text{ kg/mm}^2$ ) und Stahlseil von  $50 \text{ mm}^2$  (Rechnungsgrundlagen entsprechend den Normalen des V. D. E. 1920).

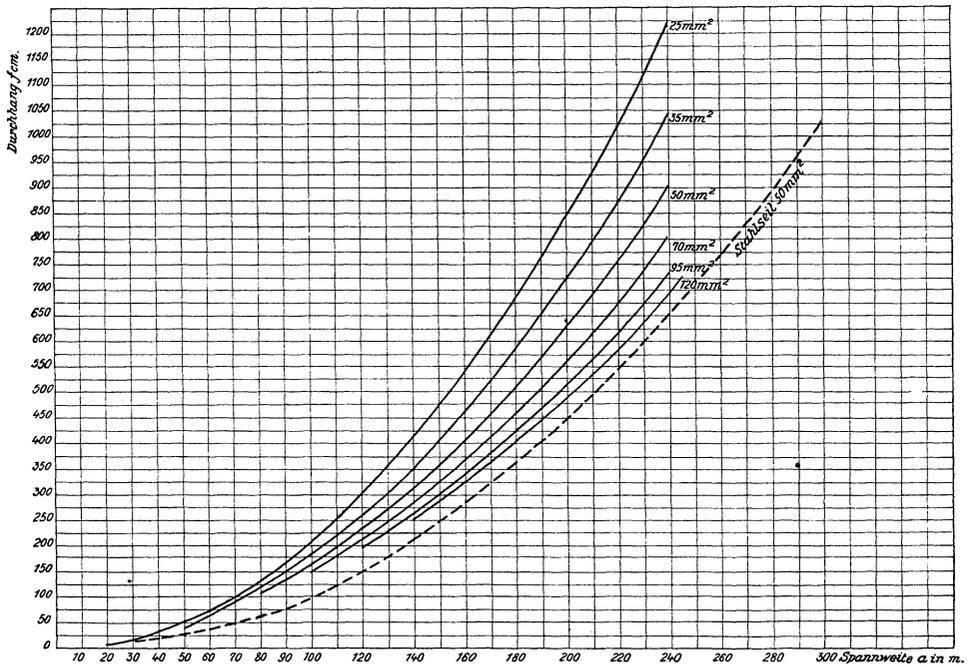


Fig. 137. Durchhang von Kupferseilen (bei  $+40^{\circ}\text{C}$ ,  $p_{\max} = 16 \text{ kg/mm}^2$ ) und Stahlseil von  $50 \text{ mm}^2$  (Rechnungsgrundlagen entsprechend den Normalen des V. D. E. 1920).

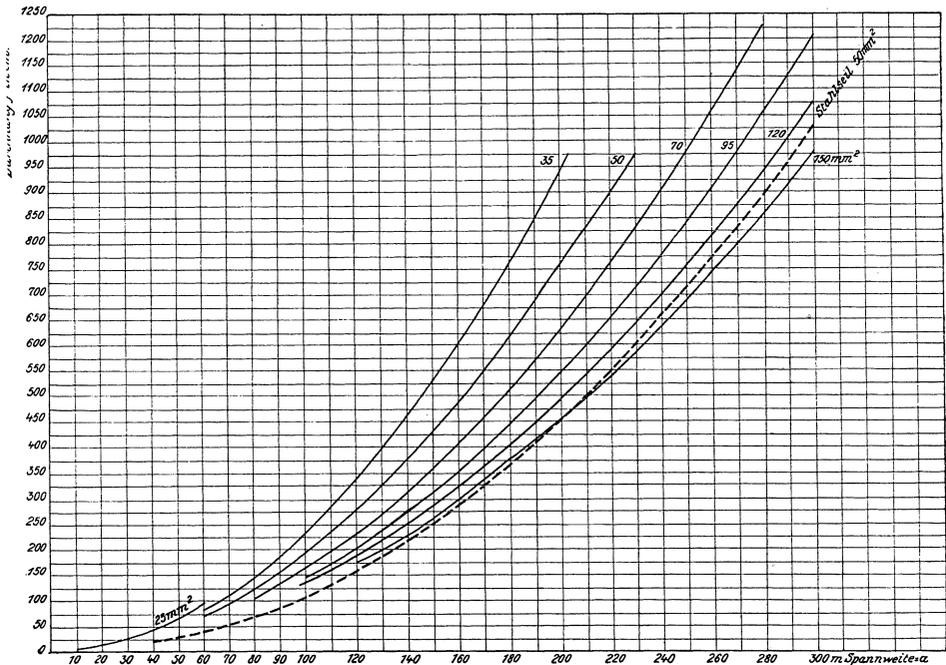


Fig. 138. Durchhang von Aluminiumseilen (bei  $+40^{\circ}\text{C}$ ,  $p_{\max} = 9\text{ kg/mm}^2$ ) und Stahlseil von  $50\text{ mm}^2$  (Rechnungsgrundlagen entsprechend den Normalien des V. D. E. 1920).

Querschnittes zu spannen, sobald die gegenseitige Lage der Drähte ein Zusammenschlagen derselben möglich erscheinen läßt.

f) Berechnung des Durchhanges auf geneigter Leitungsstrecke.

Liegen die Befestigungspunkte der Leiter in verschiedener Höhe, so ist zunächst darauf zu achten, daß je nach dem Mastabstande der tiefste Punkt der Leiter unterhalb, auf gleicher Höhe oder über dem tiefsten Befestigungspunkte 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  $AB$  (Fig. 139) an einem Zwischenpunkte  $c$  ab, der dem tiefer stehenden Maste entsprechen soll, so wird hinsichtlich des Durchhanges bzw. der Beanspruchung nichts geändert. Befindet sich nun 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

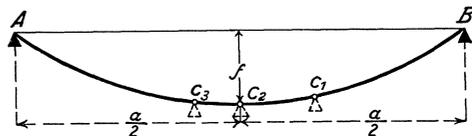


Fig. 139. Durchhangsverhältnisse eines Leiters auf geneigter Strecke.

man den Leiter  $AB$  (Fig. 139) an einem Zwischenpunkte  $c$  ab, der dem tiefer stehenden Maste entsprechen soll, so wird hinsichtlich des Durchhanges bzw. der Beanspruchung nichts geändert. Befindet sich nun 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

Entfernungen gleich. Rückt schließlich  $c$  über die Mitte nach  $A$  (Punkt  $c_3$ ), so ist der Abstand des tiefsten Punktes des Drahtes 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 Wasserstande (schiffbare Flüsse, Seen usw.) unbedingt einzuhalten ist.

Um hierüber schnell Klarheit zu erhalten, 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 (Fig. 140). Aber auch bei

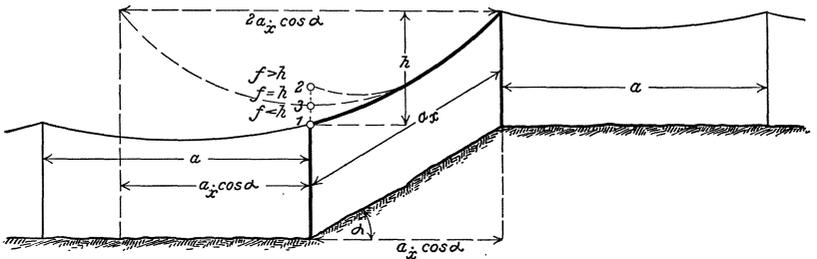


Fig. 140. Durchhang eines Leiters auf geneigter Strecke.

längeren geneigten Strecken, auf denen mehrere Maste zur Aufstellung kommen müssen, ist die Ermittlung der senkrechten Befestigungspunkt-Abweichungen nicht allzu schwer, wenn man sie zeichnerisch durchführt. Die Höhe sämtlicher Maste wird dabei als gleich angenommen, was aus praktischen Gründen zumeist zutrifft, um Masten gleicher Größe zu erhalten. Man errechnet dann den Durchhang des Leiters für einen gewünschten Belastungsfall und die höchstvorkommende Temperatur unter Zugrundelegung eines Mastabstandes  $= 2 \cdot a_x \cdot \cos \alpha$ , worin  $a_x$  den unmittelbaren Mastabstand und  $\alpha$  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 Befestigungspunkte 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 Fig. 140 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. 210 Gesagten keine Schwierigkeiten bietet.

1. Fall. Es sei  $f < h$  (Fig. 141).

Bezeichnet  $f'$  den Durchhang gemessen als senkrechten Abstand zwischen der Verbindungslinie der beiden Stützpunkte und der Tangente an den durchhängende Leiter im tiefsten Punkte parallel zur Verbindungslinie  $\overline{AB}$ , so ist für einen bestimmten z. B. den ungünstigsten Belastungsfall:

$$f'_0 = \frac{G_0 \cdot a_x^2 \cdot \cos \alpha}{8 \cdot p_0}, \tag{205}$$

und zwar aus der Momentengleichung gefunden ähnlich wie Gl. (186) für Fig. 131. Durch Umrechnung ergibt sich:

$$p_1 - \frac{G_1^2 \cdot a_x^2 \cdot \cos^2 \alpha}{24 \cdot \beta \cdot p_1^2} = p_0 - \frac{G_0^2 \cdot a_x^2 \cdot \cos^2 \alpha}{24 \cdot \beta \cdot p_0^2} - \frac{\alpha}{\beta} (t_1 - t_0). \tag{206}$$

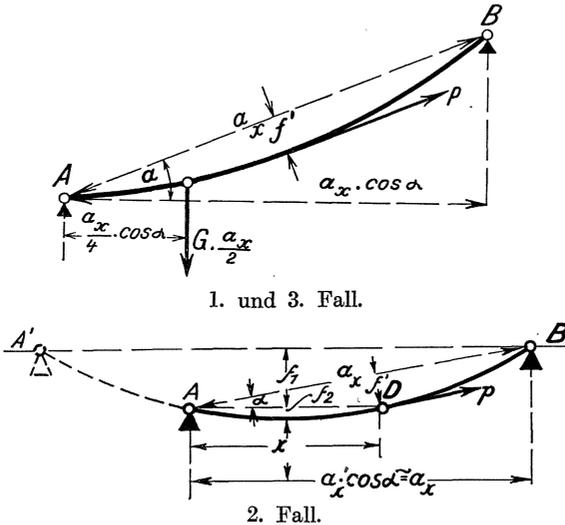


Fig. 141 und 142. Momente für die Leiterberechnung auf geneigter Strecke.

Ganz allgemein ist hierbei noch zu bemerken, daß die Gl. (199 u. 200) auch für diesen Fall ohne Bedenken angewendet werden können, wenn die Neigung etwa  $12^\circ$  nicht überschreitet, denn dann ist  $\cos \alpha = 0,98$ , also wird  $a_x$  nur 2% von der Spannweite auf gerader Strecke abweichen. Das ist aber belanglos, da ein Leiter auf 2% 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  $f > h$  (Fig. 142), hängt also der Leiter unter dem untersten Stützpunkte durch, was nur bei geringen Masthöhenunterschieden und kleinen Spannweiten vorkommt, so kann man hier ohne weiteres den Mastabstand auf der geneigten Strecke gleich einem

solchen für wagerechte Strecke setzen, da  $\sphericalangle \alpha$  kaum über  $10^\circ$  betragen wird ( $\cos \alpha = 0,985$ ).

Für die Ermittlung des Durchhanges unterhalb des Stützpunktes findet man aus der Fig. 141:

$$f_2 = \frac{G \cdot x^2}{8 \cdot p},$$

wenn man sich den Leiter an den Punkten  $A$  und  $D$  befestigt denkt. Wäre dieser Draht an den Punkten  $A'$  um  $B$  aufgehängt, so ergäbe sich für den Durchhang:

$$f = f_1 + f_2 = \frac{G \cdot (2 \cdot a_x - x)^2}{8 \cdot p}.$$

Durch Umrechnung findet man:

$$x = a_x - \frac{2 \cdot f_1 \cdot p}{G \cdot a_x} \quad \text{oder} \quad x = \frac{a_x}{f'} \left( f' - \frac{f_1}{4} \right)$$

bzw.

$$f_2 = \frac{G}{8 \cdot p} \left( a_x - \frac{2 \cdot p \cdot f_1}{G \cdot a_x} \right)^2 \quad \text{oder} \quad f_2 = \frac{1}{f'} \left( f' - \frac{f_1}{4} \right)^2, \quad (207)$$

worin  $f'$  aus der Gl. (205) zu ermitteln ist. Um also  $f_2$  zu finden, ist  $p$  aus einer der Gl. (199) oder (206) festzustellen.

3. Fall. Ist  $f = h$ , so besteht keine Abweichung gegenüber dem 1. Fall. Es ist also hierfür die Gl. (205) zu benutzen.

Über die bei ungleichen Stützpunkthöhen eindeutige Bezeichnung der Spannweite und des Durchhanges sind die Normalien des V.D.E. auf S. 112 angegeben.

## 10. Die Masten.

a) **Allgemeine Gesichtspunkte.** Als Masten kommen zur Verwendung:

- a) Holzmasten (einfache und zusammengesetzte Form),
- b) eiserne Röhren-, Flach- und Gittermasten,
- c) Fachwerkmasten (Stahltürme),
- d) Betonmasten,

und zwar ist die Wahl des Mastenmaterials 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 Masten usw. maßgebend sind der Mastabstand (Spannweite), die Zahl und der Querschnitt sämtlicher Leiter einschließlich der Erdungsseile und Prelldrähte und der Standort des Mastes in der Linienführung (Trag-, Eck- und Abspannmast, Endmaste, Kreuzungsmaste u. dgl.).

Die folgenden Ausführungen erstrecken sich nur auf Angaben über die Formen und den allgemeinen Verwendungszweck der einzelnen

Mastarten, während auf die Materialbeanspruchung und die Berechnung im 13. Kap. und die Isolatorenträger (Traversen) bzw. Isolatorbefestigungsarten im 12. Kap. näher eingegangen wird.

Der Besprechung der unter a) bis d) genannten Mastarten sollen wiederum einige Bemerkungen allgemeiner Natur vorangestellt werden.

Es ist selbstverständlich, daß Holzmasten insbesondere in solchen Gegenden, wo sie leicht und in brauchbarer Beschaffenheit zur Verfügung stehen, erheblich billiger sind als Eisen- und Betonmasten. Sind aber die Bodenverhältnisse der Strecke ungünstig, und kommen große Spannweiten zur Anwendung, dann kann bei der Benutzung von einfachen Holzmasten nicht allein die Betriebssicherheit der Fernleitung im einzelnen ungenügend werden, sondern es können unter Umständen beim Bruch eines Mastes größere Betriebsstörungen dadurch hervorgerufen werden, daß durch die plötzliche Überlastung der dem gebrochenen Maste benachbarten Masten noch mehrere Holzmasten ebenfalls zum Bruch kommen.

Wohin übermäßige Belastung von Holzmasten führen kann, geht aus den häufig in den Zeitschriften zu findenden Mitteilungen über Gestängeunfälle namentlich infolge von Schneestürmen, Erdbewegungen u. dgl. hervor. Über einen solchen unangenehmen Massenbruch von Holzmasten einer der üblichen Leitungen Amerikas berichtet die *Electrical World*<sup>1)</sup> aus Nashville, einer bedeutenden Stadt des amerikanischen Südstaates Tennessee. Von unbekannter Hand war eine Weiche mittels Holzkeils festgelegt worden. Der schwere elektrische Straßenbahnwagen der Nashville Ry. and Light Co. konnte sie daher nicht aufschneiden, entgleiste und fuhr mit großer Gewalt in den benachbarten Holzmast, welcher mit Telephon- und Telegraphendrähten und Starkstromleitungen, besonders aber zehn schweren Bleikabeln der Telephongesellschaft übermäßig belastet war. Der Mast brach und sein Bruch verursachte das unmittelbar darauf folgende Brechen von 60 weiteren Masten, wobei rund 4500 Leitungen außer Betrieb gesetzt wurden, darunter die Feueralarmleitungen und etwa 1500 Starkstromleitungen einschließlich derjenigen der Reihenschlußbogenlampen der Straßenbeleuchtung der Stadt. Wenn auch in Deutschland derartig belastete Masten nicht anzutreffen sind, so ist das Vorkommnis jedoch für die Projektierung von Überseeanlagen lehrreich und zeigt, daß nach dieser Richtung, wenn also Holzmasten mehrere Leitungen zu tragen haben, große Vorsicht zu üben ist.

Ähnlich umfangreiche Störungen sind bei eisernen Masten nicht zu befürchten, und auch die Versuche mit Betonmasten haben, soweit ein abschließendes Urteil schon heute über diese letztere Mastart gefällt werden kann, recht günstige Werte hinsichtlich der Biegefestigkeit ergeben.

Als Grundsatz für die Auswahl des Mastmaterials sollte daher gelten, daß zunächst die technische und dann erst die finan-

<sup>1)</sup> El. World 23. XII. 1909, S. 1505.

zielle 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 Falle höher, als wenn die Leitungsanlage von vornherein auch hinsichtlich der Masten richtig und zweckentsprechend ausgeführt worden wäre.

**b) Die Holzmasten.** Als Material für Holzmasten wählt man in Europa in der Hauptsache Nadelholzstämme 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. Eichenstämme sind zumeist auch so unregelmäßig gewachsen, daß sie als Freileitungsmaste nicht schön wirken. Ferner besitzen sie oft viele 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 fäulniserregenden Pilzen gefördert, was natürlich auf die Lebensdauer der Stämme nachteilig einwirkt.

Die Stangen sollen schlank, rund und gerade gewachsen<sup>1)</sup> sein und keine Ast- und Spaltlöcher enthalten. Ferner müssen sie gesunde Kronen (völlig geschlossene Zopfenden, keine Kronenrisse) besitzen und dürfen nicht den sog. Drehwuchs aufweisen, d. h. in der Längsrichtung spiralförmig gewachsen sein, weil beim Austrocknen der Stangen selbst nach ihrer Aufstellung in der Leitungsanlage die Drehung weiter fortschreitet und die Leiter bzw. die Isolatoren besonders dann, wenn die Stützen der letzteren in den Mast eingeschraubt sind (Fig. 250) mit der Zeit unzulässig beansprucht werden. 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 Holzmasten auch aus völlig gesundem Material sind in der Mehrzahl der Fälle im rohen Zustande, d. h. nur geschält, nicht brauchbar, weil sie schon nach kurzer Zeit durch die Tätigkeit von Bakterien und Pilzen zu faulen beginnen und zwar in erster Linie natürlich am Mastfuß und dort, wo der Mast aus dem Erdreich heraustritt. Sie werden daher nur dort benutzt, wo sie leicht und billig zu beschaffen sind bzw. wo es sich um vorübergehende Anlagen handelt. Um diesem Übelstande zu begegnen, imprägniert man

<sup>1)</sup> 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.

die Masten. Es sind hierfür eine große Zahl von Verfahren<sup>1)</sup> 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 Masten in rohem Zustande mit fäulnishindernden Stoffen zu streichen (Teeröl, Karbolium, Ankohlen des Mastfußes), ist selbst für Stämme in Niederspannungsanlagen vollständig verlassen worden.

Es kommen als Imprägnierungsverfahren in Betracht die Tränkung mit Kupfervitriol, Quecksilbersublimat und Teeröl. Die Reichstelegraphenverwaltungen haben nicht nur mit Stangen, die nach diesen Verfahren behandelt worden sind, langjährige, sehr genaue Untersuchungen angestellt, sondern haben auch anders präparierte Maste beobachtet und dabei festgestellt, daß die Behandlung mit Quecksilbersublimat und Teeröl die längste Lebensdauer ergibt.

α) Das Kupfervitriolverfahren. Dasselbe ist von dem französischen Arzte Boucherie angegeben worden und besteht darin, daß eine 1,5 proz. Kupfervitriollösung unter Druck in den Stamm eingetrieben wird. Der Stamm wird solange getränkt, bis der ganze Saft durch das Kupfervitriol verdrängt worden ist. Es kann nur frisch geschlagenes Holz verwendet werden, da bei längerer Lagerung desselben das Verfahren unbenutzbar wird. Infolgedessen muß das Imprägnieren möglichst am Schlagorte vorgenommen werden.

Im Reichstelegraphenbau sind die mit Kupfervitriol behandelten Masten bis vor wenigen Jahren in überwiegender Zahl zur Anwendung gekommen. Indessen haben die sehr sorgfältig geführten Aufzeichnungen über den Abgang der Stangen infolge Abfaulens der Mastfüße ergeben, daß dieses Verfahren gegenüber den beiden anderen oben genannten so schlechte Ziffern über die Lebensdauer aufwies, daß man die Benutzung desselben heute fast vollständig aufgegeben hat.

Die Nachteile der Kupfervitrioltränkung liegen in folgendem: Das Kupfervitriol spaltet wie alle Metallsalze allmählich, besonders aber in Berührung mit Eisen freie Säuren ab, die zerstörend auf die Holzfasern und die Befestigungsmittel der Isolatoren wirken und mit der Zeit ein Lockern der in den Mast eingeschraubten Isolatorstützen zur Folge haben, sowie das Eisen selbst angreifen. Ferner erleidet Kupfervitriol durch die Bodenbestandteile Veränderungen, die seine imprägnierende Wirkung besonders in kalkhaltigem Boden und bei Anwesenheit kohlenstoffhaltigen Wassers fast gänzlich aufheben. Schließlich ist dieses Tränkungsmittel in Wasser sehr leicht löslich,

---

<sup>1)</sup> Die Bedeutung der Holzkonservierungsfrage beim Bau von Überlandzentralen. Vortrag von Seidenschnur im Dresdener Bezirksverein deutscher Ingenieure, 23. III. 1911. E. T. Z. 1912, Heft 8, S. 200, und Heft 9, S. 222. — Christiani: Über die Gebrauchsdauer und den Gebrauchswert hölzerner Telegraphenstangen. Archiv f. Post u. Telegraphie, Nr. 16, 1905 und Nr. 8, 1911. — Perlewitz: Die Konservierung hölzerner Maste für elektrische Leitungen. E. T. Z. 1910, Heft 36, S. 913. — Konservierung hölzerner Leitungsmaste. E. u. M. 1910, Bd. 28, S. 173.

woraus der Übelstand entspringt, daß die atmosphärischen Niederschläge dasselbe mit der Zeit aus den Masten auswaschen.

β) Das Quecksilbersublimatverfahren (Kyanisieren) wird neuerdings neben der Teerölbehandlung vorzugsweise benutzt und ist unter dem Namen „Kyanisieren“ bekannt (nach dem Erfinder desselben, Kyan). Das Quecksilbersublimat(chlorid) weist von allen zur Holzimprägnierung verwendeten Metallsalzen die stärkste antiseptische Wirkung auf. Da dasselbe aber Metalle sehr stark angreift, kann ein künstliches Einpressen dieser Metallsalzlösung in heißem (sterilisierendem) Zustande unter Druck und Vakuum in den Holzstamm nicht vorgenommen 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 4–6 Wochen an der Luft getrocknet werden, um das eingedrungene Wasser wieder zur Verdampfung zu bringen.

Die Vorzüge dieses Verfahrens bestehen darin, daß alle Holzarten benutzt werden können so in erster Linie 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 Zahlen der Tab. XXII, S. 228, über wirtschaftliche Werte imprägnierter Holzmasse erkennen lassen, sind kyanisierte Maste im Gewicht leichter als die mit Teeröl behandelten, was dann wohl zu beachten ist, wenn es sich wie doch zumeist bei größeren Kraftübertragungsanlagen um erhebliche Stückzahlen und längere Zufuhrwege handelt. Ob die Lebensdauer der kyanisierten Stangen kürzer ist, als die der mit Teeröl getränkten, hängt von der Art der Kyanisierung ab. Infolgedessen wird der projektierende Ingenieur bei dem Vergleiche von Angeboten mehr auf den Preis frei Verwendungsstelle zu sehen haben, die Lebensdauer dagegen annähernd gleichlang annehmen können.

Die Nachteile der Quecksilbersublimatbehandlung äußern sich in erster Linie darin, daß die Tränkungsflüssigkeit nur wenige Millimeter tief in den Mast eindringt, wie das die Fig. 143 a und b erkennen lassen. Außerdem kann nur vollständig trockenes Holz benutzt werden, das zudem noch möglichst viele Luftrisse aufweisen muß, um das Eindringen der Konservierungsflüssigkeit zu erhöhen. Mit dem Auge ist diese Tränkungsart am Mastquerschnitt kaum wahrnehmbar und mit Sicherheit nur durch eine chemische Untersuchung festzustellen.

Daß sich ferner das Quecksilbersublimat vollständig unangreifbar gegen Veränderungen durch die Bodenbestandteile verhält und auch durch Feuchtigkeit nicht aus dem Stamme ausgelaugt wird, erscheint neuerdings zweifelhaft geworden zu sein, denn man versieht die Mastfüße kyanisierter Stangen jetzt noch mit einem besonderen Schutzmittel, um einer frühzeitigen Zerstörung durch Fäulnis vorzubeugen. So benutzt z. B. die Firma Gebr. Himmelsbach ein ihr patentiertes Mittel, den sog. „Stockschutz“, der sich, soweit Erfahrungen zurzeit schon vorliegen, recht gut bewähren soll. Dieser Stockschutz ist aus

lauter antiseptischen Stoffen zusammengesetzt und umgibt den Mastfuß in der gefährdeten Zone mit einem undurchdringlichen Mantel. Selbstverständlich ist beim Hantieren mit derartigen Masten größte Vorsicht geboten, damit beim Abladen und Einsetzen der Stangen der Schutz nicht verletzt und dann unwirksam gemacht wird. Außerdem wird der Preis der Masten und ihr Gewicht erhöht, so daß dann der auf S. 228 erwähnte Unterschied gegenüber teerölgetränkten Masten kaum mehr besteht. In solchem Falle aber ist jedenfalls dem letzteren Imprägnierungsverfahren der Vorzug zu geben, wenn nicht auf besonders schönes Aussehen der Masten Wert gelegt und demnach die Tanne gewählt wird.

γ) Das Teerölverfahren (Kreosotieren). Bei dieser Tränkungsart kommt Kreosotöl (Steinkohlenteeröl) zur Verwendung. Dieses Konservierungsmittel besitzt in hohem Grade eine Pilze und



Fig. 143a. Kyanisierte Kiefer.



Fig. 143b. Kyanisierte Tanne.

Bakterien tötende Eigenschaft, durchdringt das Holzgewebe verhältnismäßig leicht und verharzt in demselben. Ferner geht dasselbe keine Verbindung mit Bestandteilen des Bodens ein, so daß seine antiseptische Wirkung erhalten bleibt, und es greift auch Metallteile nicht an (kein Lockern von Isolatorstützen).

Diese Vorzüge wurden schon frühzeitig erkannt, indessen hatte die zuerst benutzte Volltränkung der Masten mit Teeröl insofern ungünstige Ergebnisse, als für 1 cbm Holz etwa 325 kg Kreosot notwendig waren, deren Beschaffung allein einen Kostenaufwand von 15–20 M. (Vorkriegszeit) ausmachte. Außerdem aber erschwerte auch das lästige Herausquellen des Teeröles aus den vollgesättigten Stangen das Hantieren und das Aufstellen der Masten und verbot deren Benutzung in bewohnten Orten um so mehr, als es auch nicht möglich war, diese Stangen mit einem Ölfarbanstriche zu versehen.

Erst neuerdings und zwar 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 cbm Kiefernholz nur etwa 50–60 kg Teeröl erforderlich sind. Dadurch sind naturgemäß der Preis und das Gewicht der Masten ganz erheblich gesunken.

Nur kurz sei das Sparverfahren nach Rüpung, wie es von Gebr. Himmelsbach, Freiburg i. Bad. und den Rütgerswerken, Berlin, zur Anwendung gebracht wird, erläutert: Die Masten, die sich in lufttrockenem Zustande befinden müssen, werden in größerer Zahl in einen eisernen Zylinder (Imprägnierzylinder) gebracht und dort zunächst einem Luftdruck von etwa 4 Atm. ausgesetzt. Dann erfolgt unter steigendem Druck das Einlassen des erhitzten Teeröles in den

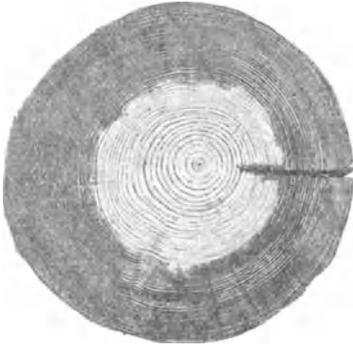


Fig. 144. Kreosotierte Kiefer.

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 Vakuum gesetzt.

Wie sehr sich eine kyanisierte von einer kreosotierten Kiefernstange unterscheidet, zeigen deutlich die Fig. 143 b und 144. Die von den Zellwänden aufgesaugte Teerölmenge bleibt nunmehr vollständig im Holze und kann auch nicht mehr durch Tageswässer ausgelaugt werden. Außerdem ist es möglich, solche Stangen mit einem Farb-anstrich zu versehen, wenn Chromanilinfarben benutzt werden.

Das Rüpingsche Sparverfahren hat seit seiner Erfindung eine außerordentlich große Verbreitung gefunden. Insbesondere wird es neuerdings auch von der deutschen Reichspostverwaltung in umfangreichem Maße angewendet.

Ein Mißstand haftet aber dem Rüpingschen wie überhaupt allen anderen 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 Splinte 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, so ist zu empfehlen, nur kreosotierte kieferne Stangen zu verwenden, zumal die Festigkeitszahlen (siehe S. 364) in bezug auf Druck und Biegung auch etwas günstiger sind als z. B. bei der Fichte. Allerdings ist Fichten- und Tannenholz im Preise billiger als Kiefer, was indessen nach dem auf S. 221 als Grundbedingung für die Auswahl des Mastenmaterials aufgestellten Satze keine allein ausschlaggebende Rolle spielen sollte.

d) Das Nitrolverfahren. Schließlich ist noch zu erwähnen, daß man neuerdings auch versucht hat, andere Holzarten, also in erster Linie Tannen und Fichten vollständiger als durch die einfache Tränkung mit Teeröl zu imprägnieren. So haben die ungarischen Ingenieure Haltenberger und Berdenich ein Perforier-Verfahren angegeben, das darauf beruht, besonders den Mastfuß durch das Eintreiben spitzer Nadeln auf eine Tiefe von etwa 20–25 mm gewissermaßen aufzuschließen, um dem tieferen Eindringen des Teeröles den Weg zu öffnen (Fig. 145 a). Dieses Durchlöchern (nicht anbohren) schwächt den Mastfuß in seiner mechanischen Festigkeit nicht, wie Versuche ergeben haben. Indessen liegen bislang Ergebnisse aus der Praxis hinsichtlich der Lebensdauer solcher perforierter Maste mit Teeröl imprägnierung nicht in ausreichendem Umfange vor.

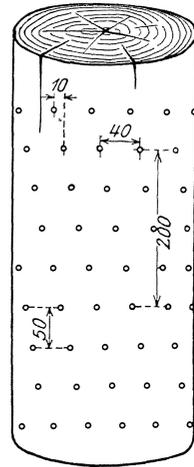


Fig. 145 a. Punktiertes Mastfuß für Nitrol-Imprägnierung.

Die Rütgerswerke A.-G. verwenden zur Imprägnierung Dinitrophenollösung, eine aus Steinkohlenteer gewonnene Teersäure, die durch Behandlung mit Salpetersäurenitrit und durch besondere Zusätze derart hergerichtet wird, daß sie eine etwa fünfmal stärkere antiseptische Wirkung besitzt als die reinen, in dieser Beschaffenheit nicht brauchbaren Teersäuren. Die Dinitrophenollösung wird in heissem, wässrigem Zustande unter Druck und Vakuum in den perforierten und zwar nur im Fußende aufgeschlossenen Mast eingepreßt und durchdringt das Holz fast vollständig wie Fig. 145 b erkennen läßt. Dort, wo der Mast, also besonders Tanne bzw. Fichte, nicht aufgeschlossen ist, entspricht die Imprägnierungstiefe derjenigen nach dem Kyanverfahren. Auch beim Nitrolverfahren wird der Mastfuß gerne noch mit einem äußeren, desinfizierenden Anstrich versehen.

e) Allgemeine Angaben. Über die Lebensdauer der nach den drei Tränkungsverfahren imprägnierten Holzmasten und sonstige wirtschaftliche Werte hat der Geh. Oberpostrat Christiani<sup>1)</sup> an Hand des

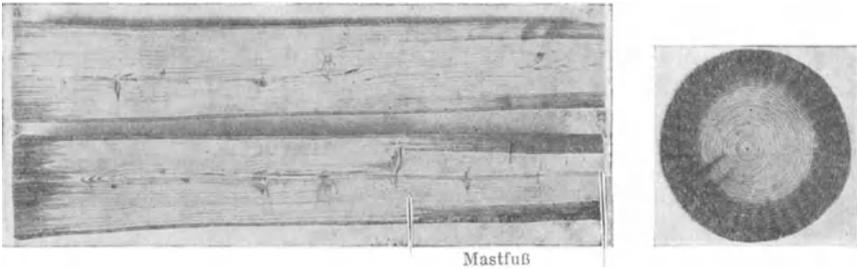


Fig. 145 b. Nach dem Nitrolverfahren imprägnierter Mastfuß.

statistischen Materials der Reichstelegraphenverwaltung sehr eingehende Untersuchungen angestellt, die in der Tab. XXII zusammengestellt sind. Statistische Aufzeichnungen über den Stockschutz liegen, wie bereits

### Tabelle XXII.

Wirtschaftliche Werte verschieden imprägnierter Holzmasten<sup>2)</sup>.

Zubereitungsart mit	Gebrauchsdauer einer Stange Jahre	Auf 1 Festmeter entfallen Kosten für			Mithin entfallen auf 1 Festmeter und 1Gebrauchsjahr M.
		Anschaffungspreis M.	Fracht und Aufstellung M.	Zusammen M.	
Kupfervitriol	13,4	31,87	20,—	51,87	3,87
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

<sup>1)</sup> Archiv für Post und Telegraphie 1911, Nr. 8.

<sup>2)</sup> Die Preise der Tab. XXII sind Vorkriegspreise und haben daher nur relativen Wert. Durch Umrechnung mit einem, den jeweiligen wirtschaftlichen Verhältnissen entsprechenden Multiplikator können auch heute Anhaltswerte festgestellt werden.

auf S. 224 erwähnt, bis heute noch nicht vor. Dieses Zusatzmittel ist daher in der Tab. XXII nicht berücksichtigt worden.

Die Zahlen dieser Tab. XXII sind aber natürlich nur Durchschnittswerte, da die Lebensdauer von der Bodenbeschaffenheit (z. B. feuchter humushaltiger Sandboden und Waldboden, kohlen säure- und schwefel säurehaltige 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 Material für die Projektierungsarbeiten und Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

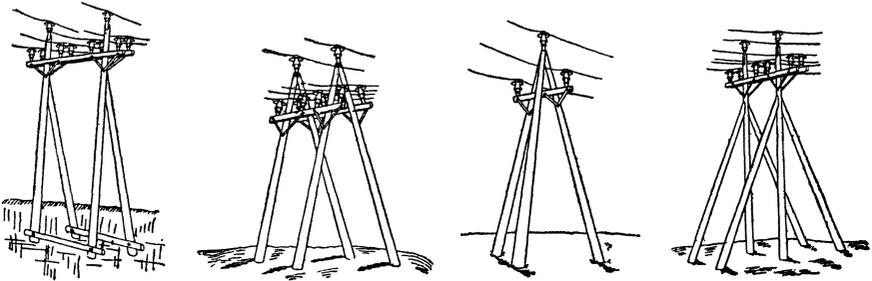


Fig. 146 bis 149. Zusammengesetzte Holzmasten.

Die Holzmasten haben in jüngster Zeit sehr ausgedehnte Anwendung im Bau von Starkstromleitungen gefunden, und zwar sind hier in erster Linie die Überlandkraftwerke zu nennen, die ihre Mittelspannungsnetze (siehe I. Bd., S. 241) und die Ortnetze fast durchweg mit Holzmasten ausbauen. Auf Hauptstrecken mit Spannungen über etwa 40 000 Volt ist es dagegen vorteilhafter, die allerdings etwas teureren Eisen- oder Betonmasten aufzustellen und zwar, weil sonst die Spannweiten infolge der geringen Biegefestigkeit der Holzmasten verhältnismäßig gering gewählt werden müssen, die Zahl der Isolatoren bei ausgedehnten Fernleitungen 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 bei sehr hohen Spannungen die Isolatoren wegen ihres großen Gewichtes und mit Rücksicht auf den Abstand der einzelnen Leiter voneinander von einfachen Holzmasten nicht mehr getragen werden können. Man muß dann besondere Holzkonstruktionen (Fig. 146 bis 149) anwenden (mehrere Masten zusammengesetzt), die im Preise in der Regel nicht billiger sind als Masten aus

besserem Material. Über den zulässigen Mastabstand  $a$  bei Holzmasten nach den Vorschriften des V. D. E. wird auf S. 364 gesprochen werden.

In sehr heißen Gegenden (Tropen) sind Holzmasten 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.

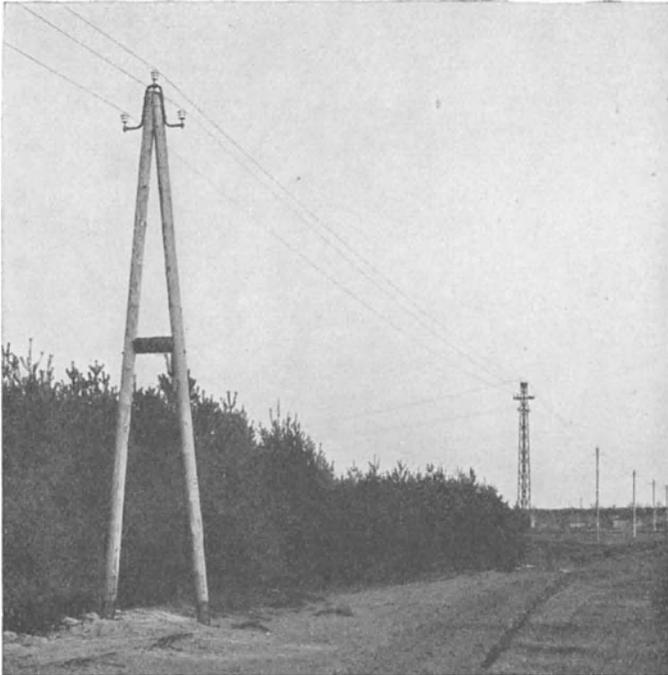


Fig. 150. Einfacher imprägnierter Holzmast (Strecken- oder Tragmast) mit Lyraträger (15000 Volt Drehstrom).

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 Holzmasten nicht zu empfehlen. Schließlich ist für solche Gegenden Vorsicht in der Benutzung von Holzmasten auch bei Teerölimprägnierung geboten, in denen ein besonders häufiger und heftiger Wechsel im Feuchtigkeitsgehalte des Bodens, sowie der Feuchtigkeit der Luft auftritt.

Die Abmessungen der in Deutschland benutzten Holzmasten schwanken zwischen 8,5 und 14 m Länge und 14÷19 cm Zopf. Über die Zopfstärken nach den Vorschriften des V. D. E. sind auf S. 364 Angaben gemacht. Das Zopfende soll beiderseits keilförmig zugeschnitten und mit einem Teeranstriche versehen oder mit einer Metallhaube abgedeckt werden, um das Eindringen von Feuchtigkeit zu verhüten. Auf die Festigkeitsberechnung der Holzstangen, deren

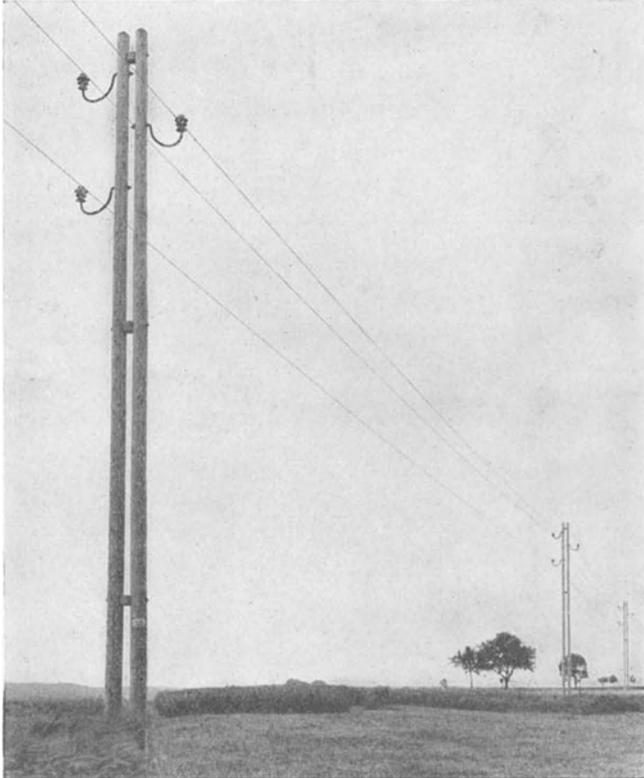


Fig. 151. Hölzerne Doppelmasten als Tragmasten (20000 Volt Drehstrom).

Fußdurchmesser usw. wird im 13. Kapitel eingegangen. Die Fig. 152 zeigt Holzmaste als Trag- und Doppelmaste mit keilförmiger Mastspitze und besonderem Schutz des Mastfußes. Zum Vergleiche mit deutschen Verhältnissen sind in Tab. XXIII die Abmessungen von Holzmasten zusammengestellt, wie sie in Amerika üblich sind und zwar für Zeder, Wacholder und Weißkastanie.

Der Durchmesser  $d_2$  ist gemessen in etwa 1,8 m Abstand vom Fußende.

Tabelle XXIII.

Abmessungen von amerikanischen Holzmasten.

Höhe $h$ in m	Mast- fuß $h_E$ in m	Zeder				Wacholder				Weißkastanie			
		$d_1$ cm	$d_2$ cm	$d_1$ cm	$d_2$ cm	$d_1$ cm	$d_2$ cm	$d_1$ cm	$d_2$ cm	$d_1$ cm	$d_2$ cm	$d_1$ cm	$d_2$ 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

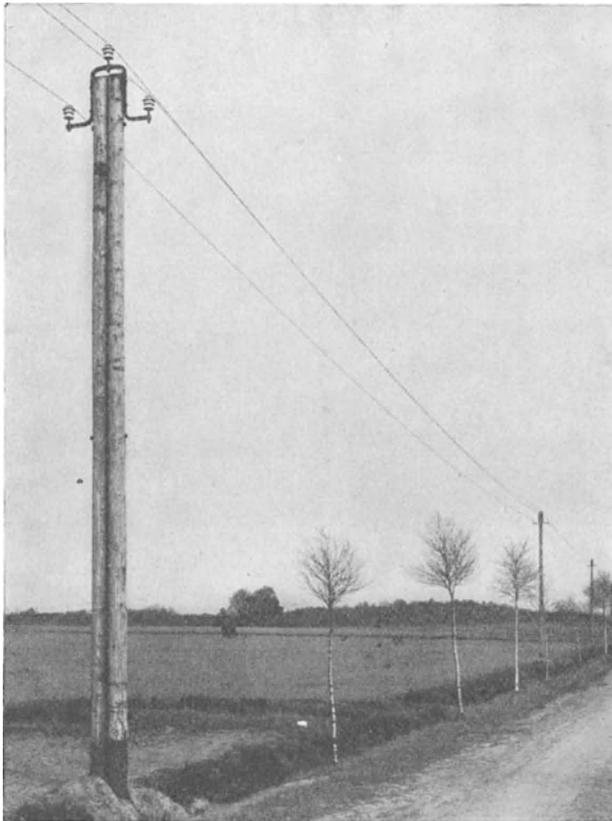


Fig. 152. Hölzerner Winkelpunktmast (Doppelmast, 5000 Volt Drehstrom).

Sind durch die Geländeverhältnisse Mastabstände über 60 m und infolgedessen höhere Masten erwünscht, sind stärkere Leiterquerschnitte zu verlegen oder handelt es sich um Abspannmaste, Endmaste, Kreuzungsmaste, Winkelpunkte, Kurven u. dgl., so müssen stärkere Masten gewählt werden, und zwar gekuppelte oder zusammengesetzte Masten. In Fig. 151 ist eine Strecke mit Doppelmasten als Tragmasten abgebildet, während die Fig. 152 einen Strecken-Winkelpunktmast darstellt. Besonders häufig sind in Deutschland die aus zwei Stangen gebildeten A-Masten nach Fig. 153 und Fig. 245 anzutreffen, bei deren Anwendung man Spannweiten bis zu 120 m und darüber findet<sup>1)</sup>, wenn es sich um Leiterquerschnitte nicht über 16 mm<sup>2</sup> handelt. Die A-Masten sind mit Querhölzern im Boden ausgerüstet, um ein gegenseitiges Verschieben der beiden Stangen zu verhüten.

Die Mastzusammensetzungen nach Fig. 146 bis 149 sind in Deutschland nicht gebräuchlich. Man trifft sie indessen häufig bei den amerikanischen Kraftübertragungsanlagen in solchen Gegenden, wo Wälder mit gutem und geeignetem Holzbestande in unmittelbarer Nähe sind, und daher die Anfuhr von Eisenmasten oder Betonmasten zu teuer ist. Müssen besonders hohe Masten zur Aufstellung kommen, dann benutzt man in der Regel ebenfalls zusammengesetzte Holzmasten nach Fig. 154, die an der Stelle des gefährlichen Querschnittes (in der Nähe des Mastfußes) naturgemäß größere Sicherheit besitzen als einfache Holz-

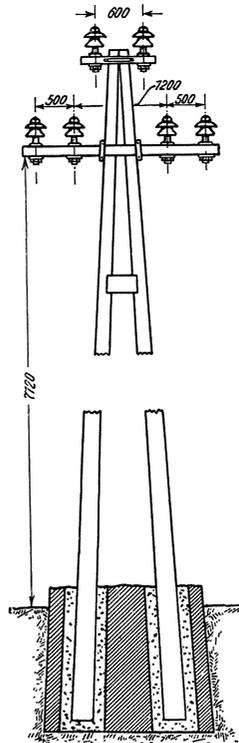


Fig. 153. Holzmast in A-Form (Doppelgestänge).

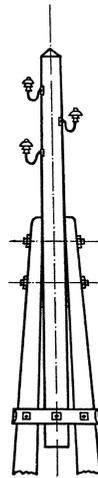


Fig. 154. Holzmast in A-Form mit Aufsatzstück.

<sup>1)</sup> Die A. E. G. hat A-Masten bei Spannweiten bis 120 m in den Leitungsnetzen der Talsperre Marklissa-Mauer (10000 und 20000 Volt) und des E. W. an der Pleiße (30000 Volt) benutzt. Von den S. S. W. ist u. a. eine Strecke bei Osnabrück mit 80 m Spannweite, A-Masten und zwei Drehstromleitungen mit je 25 mm<sup>2</sup> Kupferseil gebaut worden.

stangen. Man kann hierbei kurze Holzstämme als Mittelstück einfügen und vermeidet dadurch die Beschaffung ungewöhnlich hoher und damit besonders teurer Masten. Auf S. 363 ist über Abspannmasten noch Weiteres gesagt.

Die Fundamentierung von Holzmasten (siehe auch S. 369) richtet sich nach den Bodenverhältnissen und dem Standorte in der Linienführung und zwar insofern, ob es genügt, den Mast glatt in den Boden einzusetzen, oder ob es sich empfiehlt, an dem in den Boden zu versenkenden Mastteil eine oder mehrere imprägnierte Querschwellen, verzinkte Bleche u. dgl. anzulegen, um die Standfestigkeit zu erhöhen. 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 4 bis 5 Löcher 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. Auf moorigem Gelände muß der Mast bis auf festen Boden gegründet werden. Für diese Sonderfälle gilt die angegebene Arbeitszeit natürlich nicht mehr.

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 Mastfuß in einem Betonsockel stehen. Ist außerdem zu befürchten, daß bei Hochwasser Eisschollen an die Holzmasten gelangen können, so sind um den Fuß der Masten herum eine Anzahl geeigneter Prellpfähle anzuordnen. Diese sollen die durch das Anschlagen der Eisschollen verursachten Stöße vom Mast abhalten, welche zwar meist den Mast nicht beschädigen dürften, ihn aber unter Umständen in so heftige Schwingungen versetzen, daß dadurch die Isolatoren mechanisch stark beansprucht und Isolatordurchschläge infolge von Brüchen, Sprüngen u. dgl. oder Zusammenschlagen und Reißen der Leiter hervorgerufen werden können.

Wenn der Mastfuß durch Fäulnis derart angegriffen ist, daß ein Mastbruch wahrscheinlich erscheint, so kann man, um nicht den ganzen Mast auswechseln zu müssen, besondere Mastschuhe aus Gußeisen oder ähnlichem Material benutzen, in die der Mastoberteil eingeklemmt wird. Hierdurch können die Kosten für Mastauswechslungen unter Umständen erheblich herabgesetzt werden, selbst wenn man dabei die Ausgaben für das Neufundamentieren in Rücksicht zieht. Die Fig. 155 zeigt einen solchen Klemmschuh, wie er von der Metallgießerei Seebach in Seebach-Zürich<sup>1)</sup> hergestellt wird. Bei allen derartigen Konstruktionen ist aber darauf zu achten, daß der Querschnitt des Mastes durch Schraubenbolzen u. dgl. nicht geschwächt wird, daß ferner das Erdreich nicht an den Mastfuß gelangen kann, und daß schließ-

<sup>1)</sup> Siehe E. T. Z. 1908, S. 791; 1909, S. 192.

lich Regenwasser freien, ungehinderten Abfluß findet. Bei Gußeisen ist stets ein rostsicherer Anstrich zu verwenden (am einfachsten ein Teeranstrich). Auch Mastfüße aus Profileisen mit Zementbetonfüllung sind im Gebrauch<sup>1)</sup>.

Eine namentlich in amerikanischen Anlagen häufiger zu findende Verstärkung<sup>2)</sup> im Erdboden angefaulter Masten wird in der Weise vorgenommen, daß das Fußende bis unter die schadhafte Stelle freigelegt, von schlechten Holzteilen befreit, mit einer Anzahl starker Stahlstäbe armiert und dann mit einem Zementmantel umgeben wird (Fig. 156).

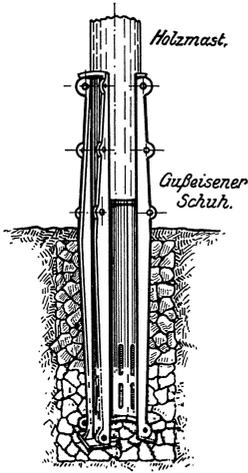


Fig. 155. Eiserner Klemmschuh für Holzmasten.

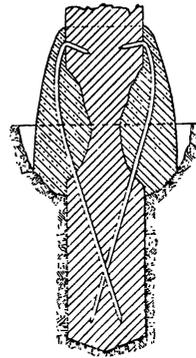


Fig. 156. Mit Eisenstäben und Beton ausgebesserter Fuß bei Holzmasten.

c) Die Eisenmasten. Eiserne Masten sind für den Freileitungsbau in den verschiedenen Formen im Gebrauch. Wenn sie in den Beschaffungskosten auch nicht unerheblich teurer sind als Holzmasten, so besitzen sie aber ganz allgemein eine Reihe von Vorzügen gegenüber letzteren, die in der wesentlich größeren Dauerhaftigkeit und den damit verbundenen geringeren Kosten für Instandhaltung und Erneuerung liegen. Ferner bieten sie größere Sicherheit gegen Beschädigungen durch Blitzschläge (gespaltene Holzmasten) und besitzen hohe Widerstandsfähigkeit gegen Zerstörung durch Feuer (Steppen- und Waldbrände).

Handelt es sich um höhere Spannungen und stärkere Leiterquerschnitte, so kann man bei der Benutzung von Eisenmasten den Mastabstand wesentlich größer wählen als bei einfachen bzw. zusammen-

<sup>1)</sup> Betonfüße für Holzmasten der Firma A. Weber, Chemnitz. E. T. Z. 1912, S. 876.

<sup>2)</sup> El. World 1909, Bd. 53, S. 821.

gesetzten Holzmasten. Man gewinnt dadurch den weiteren auf S. 229 bereits hervorgehobenen Vorteil, an der Gesamtzahl der Masten und Isolatoren sparen zu können. Außerdem sind Eisenmasten auch in Holzmastenstrecken an besonders beanspruchten Punkten wie z. B. Spann-, Winkel-, Kreuzungspunkten mit Straßen und Eisenbahnen, Flüssen, Schluchten usw. aufzustellen und ferner dort besonders empfehlenswert, wo die Freileitungen durch Gegenden laufen, in denen mit heftigen Stürmen, Schneetreiben u. dgl. 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 Masten vorteilhafter und betriebsicherer sein. Schließlich gestatten die Eisenmasten hinsichtlich ihrer Aufstellung ein leichteres Anpassen an das Gelände und die Wünsche der Grundeigentümer bezüglich der Maststandorte, weil man nicht so ängstlich an das genaue Einhalten der Spannweiten gebunden ist wie bei Holzmasten. Man kann infolgedessen die sich bietenden Gelegenheiten für die Aufstellung der Masten z. B. die Schlaggrenzen der Felder auf Gütern u. dgl. durch Änderungen der Spannweiten besser ausnutzen. Als Material wird in der Regel normales bestes Profileisen (Thomas-Flußeisen) mit einer Bruchfestigkeit von etwa  $4000 \text{ kg/cm}^2$  bei mindestens 20 % Dehnung verwendet. Für größere Türme wird Stahl und in Amerika häufig auch Rohr benutzt.

Die Form der Eisenmasten ist sehr verschieden. Sie wechselt von einfachen T- oder Doppel-T-Trägern bzw. einem Eisenrohr bis zu vollständigen Eisenkonstruktionen, sog. Fachwerks- oder Gittermasten und Gittertürmen. Ausschlaggebend für die Form also das Widerstandsmoment (S. 361) ist natürlich einmal die Zahl der Leiter an einem Mast (Spitzenzug), die Spannweite und der Standort in der Linienführung, ferner die Höhe der Spannung, d. h. in diesem Falle die Form der Isolatoren (Stütz- oder Hängeisolatoren) und schließlich der zur Aufstellung (Fundamentierung) benutzbare bzw. zur Verfügung stehende Raum, der unter Umständen recht beschränkt ist (Gebirgsgegenden) und dann Masten mit geringer Grundfläche notwendig macht.

Bei Anlagen, die sehr billig gebaut werden müssen, und bei denen es sich um geringe Spannungen handelt, findet man — allerdings nur ganz vereinzelt — den einfachen T- oder Doppel-T-Träger, der in der Länge aufgerichtet in den Erdboden eingegraben wird, und an dessen oberem Ende die Isolatoren befestigt werden. Da einerseits das Widerstandsmoment dieses Mastes gering, andererseits die sich dem Winde darbietende Fläche groß ist, so muß man, wenn es sich um stärkere Leiterquerschnitte und größere Spannweiten handelt, dazu übergehen, entweder die Rohrmasten oder die Gittermasten zu benutzen.

α) Die Rohrmasten werden für die Zwecke der elektrischen Kraftübertragung selten verwendet. Sie sind nicht wesentlich zuverlässiger als die Holzmasten und bedürfen einer größeren Beaufsichtigung und Instandhaltung wie alle übrigen Eisenmasten, beides mit Rücksicht auf das Anrosten der inneren Rohrfläche. Da andererseits auch das Wider-

standsmoment verhältnismäßig gering ist, so 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 Masten nebeneinander (Fig. 157) oder mehrere Rohre ähnlich den A-Formen

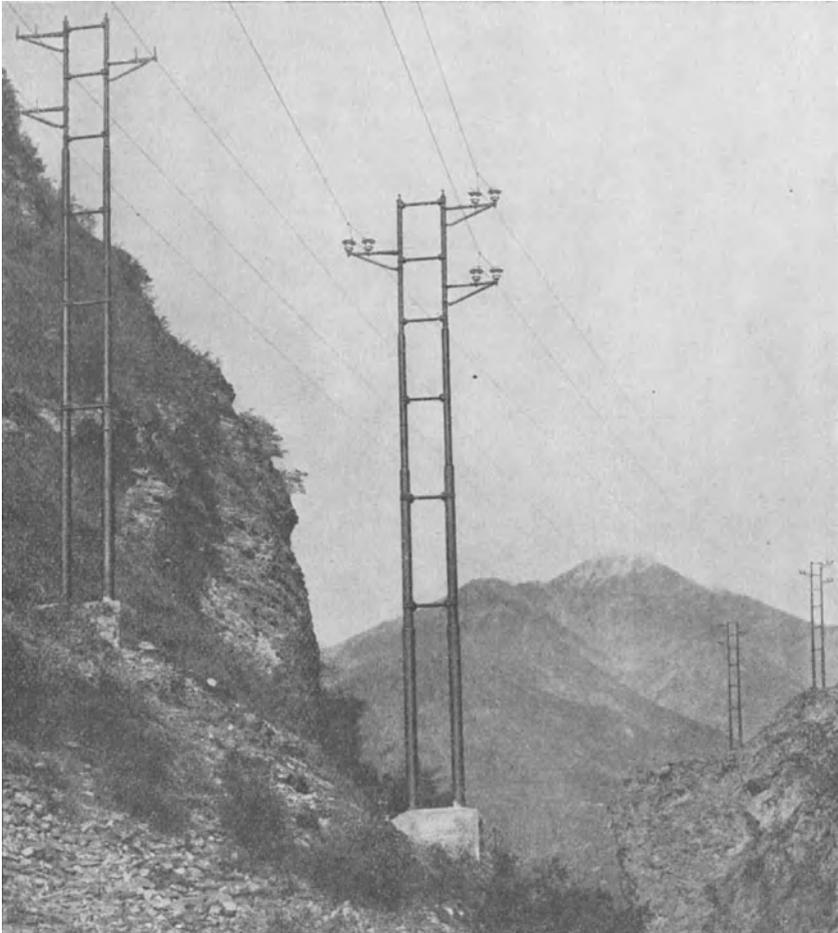


Fig. 157. Telegraphenleitung mit Mannesmannröhren-Doppelmasten. Mastabstand 250 m, 6 Kupferdrähte von je 7 mm Durchmesser.

der Holzmasten zu einem Maste vereinigt werden, wie das die Fig. 158 zeigt. Hierdurch wird der Preis eines vollständigen Mastes natürlich zumeist höher als derjenige entsprechender Gittermaste.

Nach Angaben der Mannesmannröhren-Werke, Düsseldorf, werden die Rohrmasten aus Siemens-Martin-Flußstahl hergestellt und

aus mehreren Rohren, die sich im Durchmesser nach der Mastspitze zu 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 4–7,5 mm. Es können aber auch andere Maststärken und Masthöhen bis zirka 17 m und mehr zusammengestellt werden. Die Mastenden sind möglichst wasserdicht abzuschließen.

Die Fundamentierung erfolgt zu meist in der Form, daß der Mastfuß in einen Sockel aus Beton eingesetzt wird (Fig. 157 und 158).

β) Die Gittermasten werden in den europäischen Anlagen sehr bevorzugt. Sie genügen nicht nur allen an sie zu stellenden 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 Fachwerkskonstruktionen, sog. Gittertürmen.

Bei Tragmasten auf gerader Strecke tritt bei annähernd gleichen Mastabständen eine Zugbeanspruchung der Masten in der Richtung der Leitungen nicht auf, solange alle Leiter in ordnungsmäßigem Zustande sind. Solche Masten müssen daher nur gegen die Windkraft auf Mast und Leiter genügenden Widerstand besitzen. Erst dann, wenn ein teilweiser oder allfälliger Leiterbruch vorkommt, werden die Masten an und in der Nähe der Bruchstelle auf Zug und Verdrehung beansprucht. Hieraus ergibt sich, daß für gerade Strecken verhältnismäßig leichtgebaute Masten zur Aufstellung kommen können, und man bezeichnet daher zum Unterschiede gegen stärkere

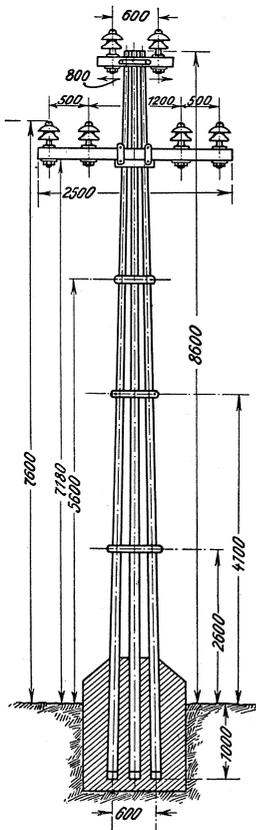


Fig. 158. Zusammengesetzter eiserner Rohrmast (Caffaro-Brescia, Oerlikon), 46 000 Volt, Drehstrom.

Konstruktionen diese Masten mit dem bereits angegebenen Namen „Tragmasten“. Sie werden in kleineren Leitungsanlagen 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 große Elastizität in der ganzen Leitungsanlage, und zwar weil so beim Leiterbruch die Masten nach der Seite der größeren Zugbeanspruchung durchfedern können, ohne zu brechen oder dauernde Formveränderungen anzunehmen, wie in den Fig. 159 und 160 angedeutet ist. Je weiter die Masten von der



Fig. 159. Wirkung eines Drahtbruchs auf die Masten einer Leitungsstrecke.

Bruchstelle entfernt sind, um so geringer ist ihre Durchbiegung. Wie Versuche gezeigt haben, hört dieselbe bei Mastabständen von 50–60 m am fünften oder sechsten Mast vollkommen auf. Infolge dieses Nachgebens der Masten werden die Leiter entspannt, und die Beanspruchung der der Bruchstelle benachbarten Masten und Isolatoren auf Zug nimmt ab. Holzmasten sind hinsichtlich dieser sehr wünschenswerten Elastizität namentlich bei größeren Leiterquerschnitten oder größeren Spannweiten den Gittermasten nicht gleichwertig. Maßgebend ist der Spitzenzug, der beim Reißen einer oder mehrerer Leiter auftritt. Wird das sich aus diesem ergebende Eisenprofil zu schwer, dann wird bei kleineren Mastabständen der Holzmast billiger als der eiserne Mast. Bei größeren Spannweiten (Weitspannung) genügen U-Eisenmasten als Tragmasten nicht mehr, sondern es müssen leichte Gittermasten zur Aufstellung kommen. In der Höhe sind die leichten Tragmasten ebenfalls beschränkt, weil über etwa 15–18 m zu fürchten ist, daß infolge der sich dem Winde darbietenden großen Fläche bei seitlich auftretendem Winde Durchbiegungen in der Richtung der Leitungen eintreten, durch die die Beanspruchung letzterer so stark erhöht werden kann, daß Isolator- oder Leiterbruch erfolgt. Es ist in derartigen Fällen besondere Vorsicht geboten und rechnerische Prüfung anzustellen. Die Fig. 161 zeigt einen Streckenmast für 6 Leiter aus der von der A. E. G. gebauten Kraftübertragung Marklissa-Mauer. Es sind dort für die Zwischenmasten leichte Fachwerkkonstruktionen gewählt worden. Die Höhe schwankt zwischen 8 und durchschnittlich 10 m über Erdboden, doch kommen auch Höhen über 20 m und mehr vor. Diese Mastform ist in Richtung des Leiterzuges ebenfalls elastisch.

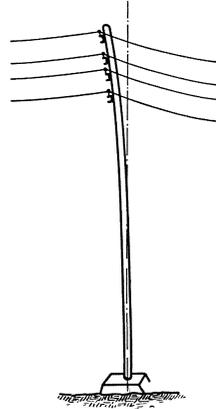


Fig. 160. Eiserner elastischer Streckenmast bei Drahtbruch.

Um die Störungen auf der Strecke beim Bruch von Leitern noch weiter zu begrenzen, da man natürlich nicht voraussehen kann, wieviel Leiter z. B. gleichzeitig reißen, empfiehlt es sich, bei Holzmast-

strecken etwa alle Kilometer, bei Weitspannung und Eisenmasten dagegen nur alle 3 km verstärkte Masten, sog. Abspannmaste, zu verwenden. Unter letzteren versteht man Gittermasten stärkerer Konstruktion, die ohne Verbiegung den ganzen einseitigen Spitzenzug aufnehmen können. Solche Gittermasten haben in der Regel eine

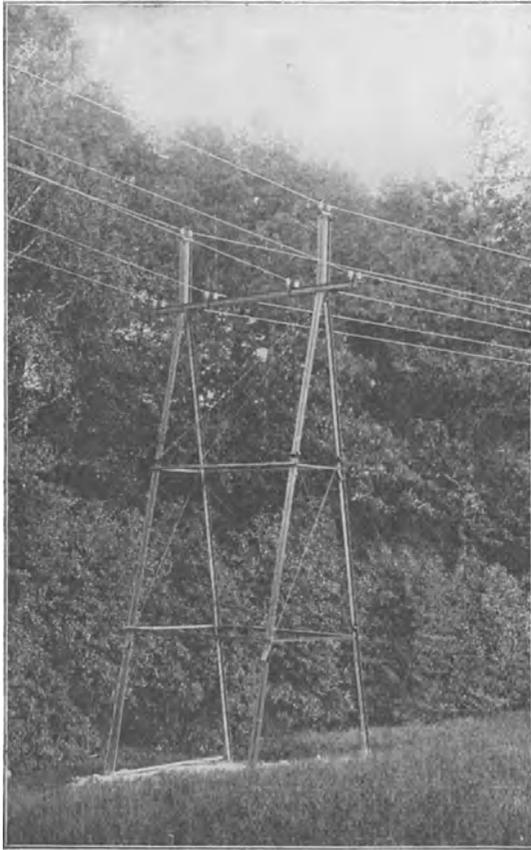


Fig. 161. Elastischer Streckenmast (Fachwerkkonstruktion) der Fernleitung Marklissa-Mauer (A. E. G.).

quadratische Grundfläche und bestehen aus gleichschenkligen Winkel-eisen, die wiederum durch Winkeleisen-Diagonalen, bei leichteren Masten auch durch Flacheisen verstrebt und gesichert werden (Fig. 162). Beim Ausbau der Strecken mit solchen Trag- und Abspannmasten können z. B. gegenüber Betonmasten unter Umständen ganz bedeutende Er-sparnisse in den Anlagekosten gemacht werden, ohne daß die Betriebs-sicherheit der Leitungsanlage in irgendeiner Weise beeinträchtigt wird.

An allen solchen Punkten ferner, die besonderen, dauernden Beanspruchungen durch die Leiter unterworfen sind z. B. bei Richtungsände-

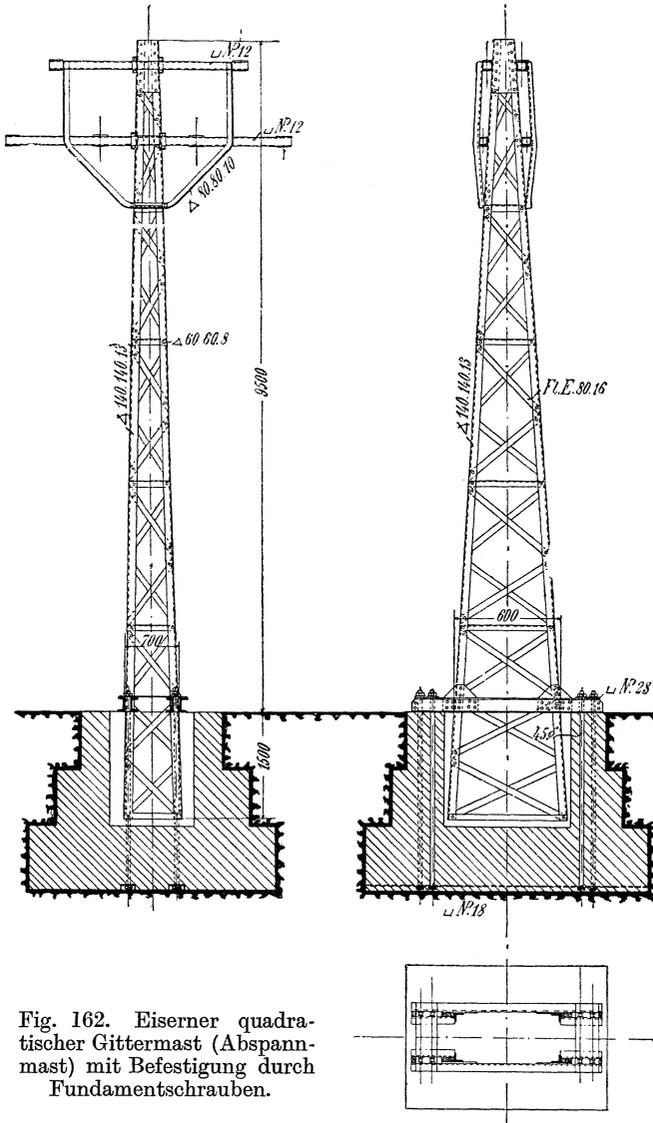


Fig. 162. Eiserner quadratischer Gittermast (Abspannmast) mit Befestigung durch Fundamentschrauben.

rungen, an Abhängen, bei verschiedener Spannweite in benachbarten Feldern, bei großen Kreuzungen usw. sind stets stärkere Masten aufzustellen.

Die Spannweite wird bei diesen Gittermastkonstruktionen und bei der Benutzung von Tragmasten in der Regel zwischen  $80 \div 120$  m

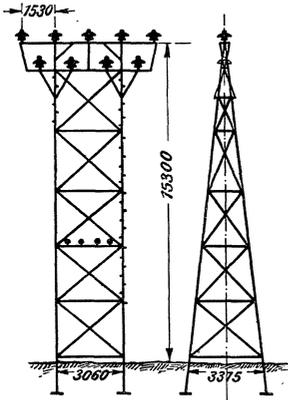


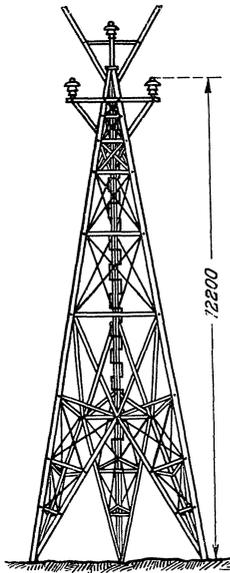
Fig. 163. Stahlturm der Kern-River-Power Co. (Los Angeles).

gewählt. Sie richtet sich aber naturgemäß nach der Stärke der Mastkonstruktion, der Masthöhe, der Zahl und dem Durchhang der Leiter und dem Gelände. Es liegen heute bereits so reichliche Erfahrungen über die sog. wirtschaftlichste Spannweite bei den verschiedenen Mastarten und Mastkonstruktionen vor, daß sich leicht die geringsten Kosten für eine Leitungsstrecke feststellen lassen.

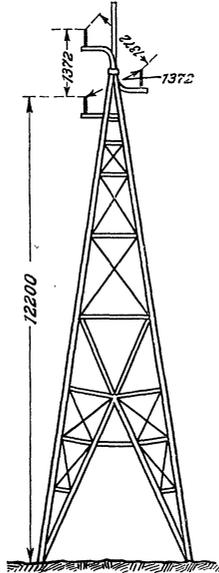
Über die Fundamentierung, Unterhaltung und Montage wird erst auf S. 248 gesprochen.

**d) Die Gittertürme.** Handelt es sich um Übertragungsspannungen von etwa 60 000 Volt aufwärts, dann muß man dazu übergehen, große Spannweiten zu wählen, die bis herauf zu etwa 250 m heute fast durchweg anzutreffen sind (siehe auch Tab. XXXIII). Hierbei können die einfachen Gittermasten nicht mehr Verwendung finden, da sie zu schwer und zu teuer ausfallen und außerdem dem Winde eine zu große Fläche darbieten.

Die nordamerikanische Praxis hat nun schon seit einer Reihe von Jahren für derartig große Anlagen Mastformen, sog. Gittertürme, zur Anwendung gebracht, die neuerdings immer mehr auch in Deutschland für große Hochspannungs-Fernleitungen zur Verwendung kommen und in einigen typischen Formen in Fig. 163 bis 175 abgebildet sind. Es sei hierbei auch auf die Fig. 263 verwiesen, die eine andere Konstruktion derartiger Gittertürme zeigt. Diese Gittertürme sind ähnlich einem Fachwerke aus Winkeleisen, seltener aus Rohr aufgebaut und gestatten Höhen bis zu 100 m.



164 a.



164 b.

Dreifußförmige Stahltürme

für 1350 kg Spitzenzug, 280 kg Isolatorzug, Gewicht 550 kg, Spannweite 160 m.

für 1000 kg Spitzenzug, 200 kg Isolatorzug, Gewicht 410 kg, Spannweite 150 m.

Die Fig. 163 zeigt einen Leitungsturm aus Stahlrohren, wie er in großer Zahl bei der Kraftübertragungsanlage der Kern-Riwer-Power Plant of the Edison Electr. Comp., Los Angeles<sup>1)</sup> Verwendung gefunden hat. Die Höhe über Erdboden beträgt 15,3 m bei einer Grundfläche von  $3,06 \times 3,32 = 10,2 \text{ m}^2$ . Zur leichteren Besteigung des Mastes für Montage- und Besichtigungszwecke ist einer der vier Seitenrohrständer mit Fußseisen versehen, die deutlich in Fig. 163 zu erkennen sind. Diese Auftritte beginnen aber erst über dem ersten

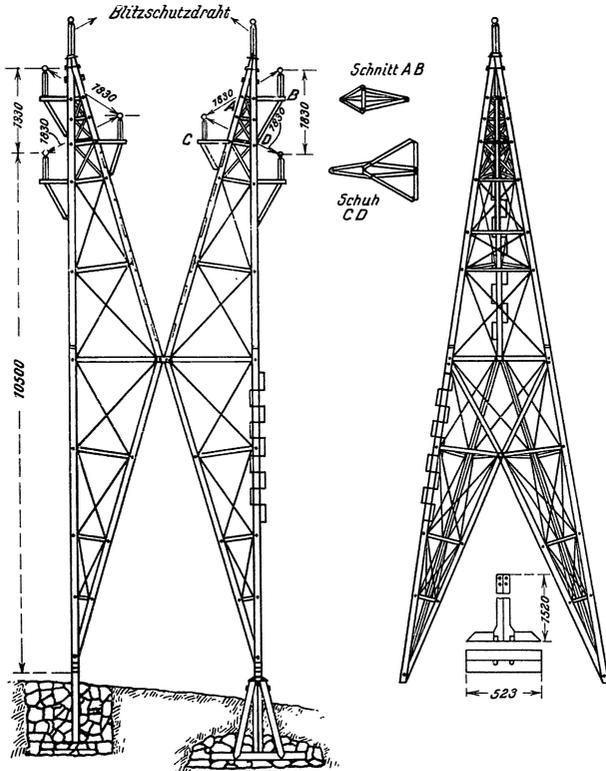


Fig. 165. Eiserner Zwillingsmast für 2 Drehstromlinien (Spitzenzug 3600 kg).

Mastfelde, um Unbefugte von Kletterkünsten fernzuhalten. Die Mastform entspricht in ihrem allgemeinen konstruktiven Aufbau ungefähr der Fig. 162 und kann in gewissem Sinne ebenfalls als elastisch angesprochen werden.

Neben Turmkonstruktionen mit quadratischer oder rechteckiger Grundfläche kommen in Amerika häufig auch dreifußförmige Fachwerkmaste zur Verwendung, wie solche in Fig. 164a und b abgebildet sind. Hier ist als Material Profilmaststahl benutzt worden.

<sup>1)</sup> El. World 1907, 31. VIII., S. 401.

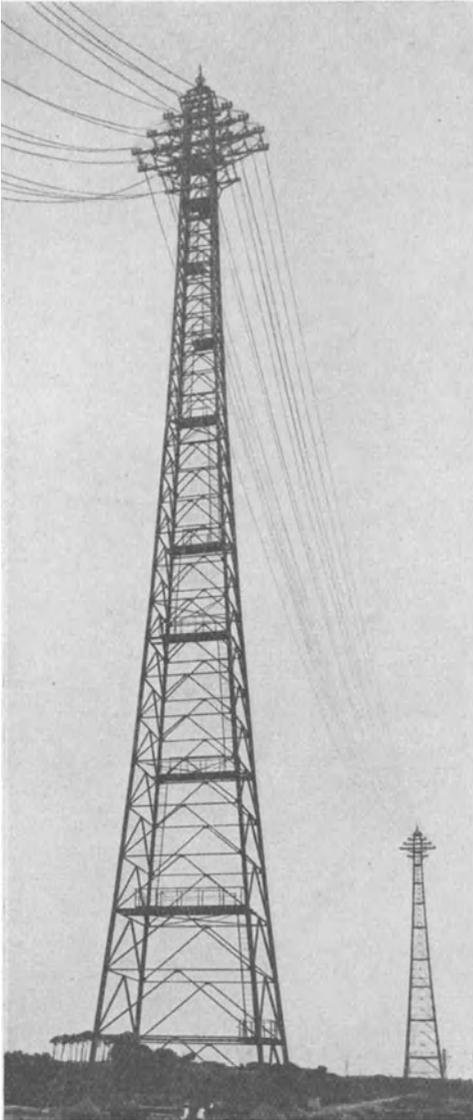


Fig. 166. Travekreuzung bei Lübeck. 30 000 Volt Drehstrom  $6 \times 25 \text{ mm}^2$ , 6000 Volt Drehstrom  $3 \times 50 \text{ mm}^2$  Bronze, Betriebsfernsprecher  $4 \times 16 \text{ mm}^2$ , Dreifachaufhängung, Stützisolatoren, Spannweite 223 m, freie Turmlänge 63,2 m, Spitzenzug 7500 kg (S.S.W.).

Über die Isolatorenträger und Befestigungsvorrichtungen von Erdungseilen wird erst im 12. Kap. gesprochen werden. Die interessierenden Daten über Spitzenzug, Gewicht, Spannweite usw. sind bei den Abbildungen angegeben. Besonders bemerkenswert ist an dem Maste (Fig. 164 a) noch die Konstruktion für den Aufstieg.

Eine andere für einen horizontalen Spitzenzug von 3600 kg konstruierte Mastform — den sog. Zwillingmast — zeigt die Fig. 165. Dieser Stahlurm ist für zwei getrennte Drehstromlinien bestimmt und hat den Vorteil großer Unabhängigkeit der beiden Masthälften voneinander trotz verhältnismäßig geringer Grundfläche. Aus Fig. 165 ist noch besonders die Fundamentierung zu ersehen, die bei gutem Baugrunde in einfachster Weise dadurch vorgenommen wird, daß die Mastfüße in eine mit Feldsteinen gefüllte Grube eingesetzt werden. Alle diese Maste sind für die Aufnahme von Stützisolatoren bestimmt.

Daß auch in den letzten Jahren die deutschen Firmen bei den hiesigen großen Kraftübertragungsanlagen die Gittertürme in hervorragender Weise durchgebildet haben und

hierin Amerika nicht mehr die Führung hat, zeigen Fig. 166 bis 175 und weitere, später noch besonders erwähnte Konstruktionen.

Fig. 166 stellt einen Gitterturm der Travekreuzung bei Lübeck für Stützisolatoren dar. Die Spannweite und sonstige interessierende Daten sind unter der Fig. 166 angegeben. Besonders in die Augen fallend ist der einfache Bau und die technisch schöne Linie der Masten. Auf eisernen Leitern mit Ruhepodesten gelangt man zu den Isolatorenträgern und kann infolgedessen sicher und bequem die von Zeit zu Zeit notwendige Besichtigung dieser wichtigsten Maststellen vornehmen. Gebaut ist die Leitungsanlage von den Siemens-Schuckert-Werken im Jahre 1910.

Handelt es sich dagegen um die Befestigung von Hängeisolatoren, so müssen die oberen Maststücke anders durchgebildet werden, weil auf die Schwingung der Isolatoren Rücksicht zu nehmen ist. Die Fig. 167 zeigt einen Tragmast für 6 Leiter und 2 Erdungsseile einer von der A. E. G. gebauten 100 000 Volt-Leitung und die Fig. 168 die Durchbildung eines Abspann- und Verdrillungsmastes derselben Strecke.

Bei sehr großen Spannweiten z. B. für Flußkreuzungen müssen die Stahltürme als Abspannmasten ausgebildet werden. Sie erhalten dann ganz gewaltige Abmessungen, wie Fig. 166 und 292 zeigt.

Die Rheinkreuzung bei Andernach mit einer Spannweite von 740 m hat eine ganz besondere Konstruktion der Masten notwendig gemacht. Die Masten konnten sehr niedrig gehalten werden, weil beide Rheinufer Höhenrücken besitzen, die für die Kreuzung besondere Vorteile boten. Jeder Leiter hat seinen eigenen Mast erhalten

(Fig. 169) und ist an vier Abspannisolator Ketten befestigt. Die Verbindung zwischen Nachbar- und Kreuzungsfeld geschieht über eine gesonderte Hängekette in einer trapezförmigen Gabel. Die Fig. 170 gibt ein Gesamtbild der Anlage. Die technischen Daten sind unter Fig. 169

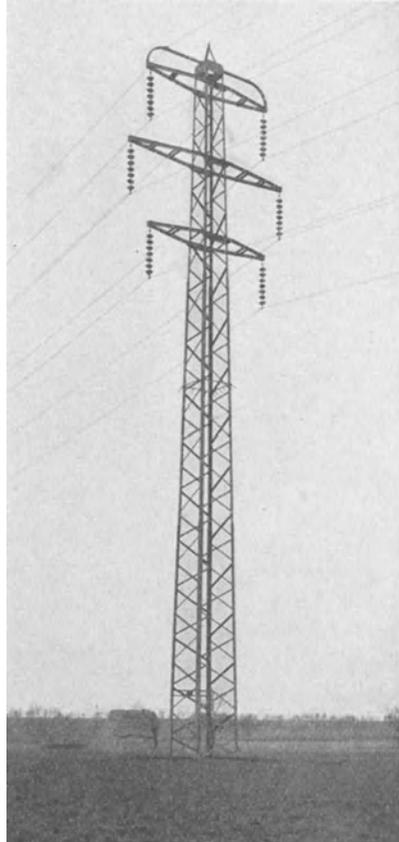


Fig. 167. 100 000 Volt Tragmast für zwei Drehstromlinien und zwei Erdungsseile (A.E.G.).

angegeben. Gebaut ist diese Kreuzung von den Siemens Schuckert-Werken im Jahre 1916. Die Verlegung von Flußkabeln erschien damals selbst bei der verhältnismäßig geringen Spannung von 20 000 Volt nicht ratsam.

Bei der ersten 100 000-Volt-Kraftübertragung in Deutschland hat man die amerikanische Form der Stahltürme wegen der großen Grund-

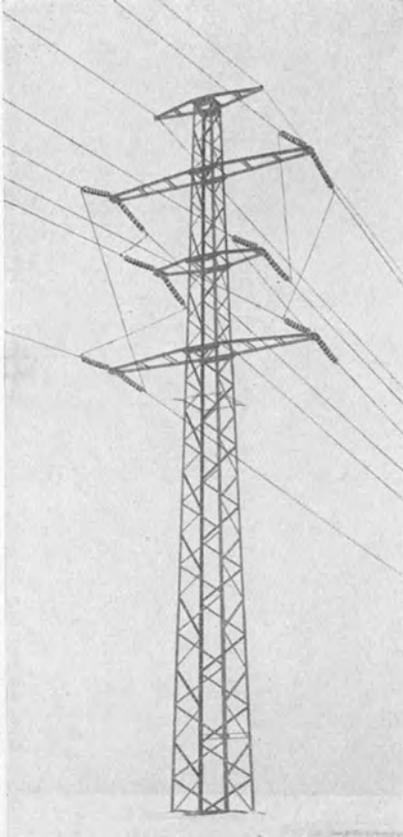


Fig. 168. 100 000 Volt Abspann- und Verdrillungsmast für zwei Drehstromlinien und zwei Erdungsseile (A.E.G.).

fläche (Gründerwerbskosten) nicht angewendet, sondern Konstruktionen ähnlich den Gittermasten (Fig. 162) benutzt. In Fig. 171 ist zum Vergleich ein Streckenmast der Lauchhammer Anlage abgebildet. Besonders beachtenswert ist hier die Form der Träger für die Hängeisolatoren, um die Leiter in einem gleichseitigen Dreieck anordnen zu können<sup>1)</sup>.

Eine neuartige Ausführung der Fachwerkmasten, deren Normalisierung man bereits anstrebt, besteht darin, besondere Erhöhungsfelder von je etwa 3 m Höhe herzustellen, um auf diese Weise jede gewünschte Höhe leicht erreichen zu können.

Der Zusammenbau der Gittertürme wird in Amerika stets auf der Strecke vorgenommen. Die Türme werden in der Fabrik in einzelne Teile zerlegt, an Ort und Stelle zusammengeschraubt und erst dann aufgerichtet. In Deutschland werden einzelne Mastschöße in solchen Längen in der Fabrik fertig vorgerichtet, wie sie mit Rücksicht auf den Bahntransport zulässig sind. Das Aufrichten hoher Gittertürme erfordert geschultes Personal und besondere Aufsicht. Die Fundamente werden in der Regel vor dem Hochrichten fertiggestellt, indem der eigentliche Mastfuß fertig betoniert und später mit dem Mast verschraubt wird. Die Fig. 172 zeigt hierfür ein recht instruktives Bild. Zum Aufrichten selbst werden Hilfsscheren benutzt, die über Seilzug

<sup>1)</sup> E. T. Z. 1911, Heft 35, S. 875.

durch Winden den Gittermast heben. Das Unterstellen von Scheren ist nur bei geringen Mastgewichten möglich, bei Gittertürmen nicht,

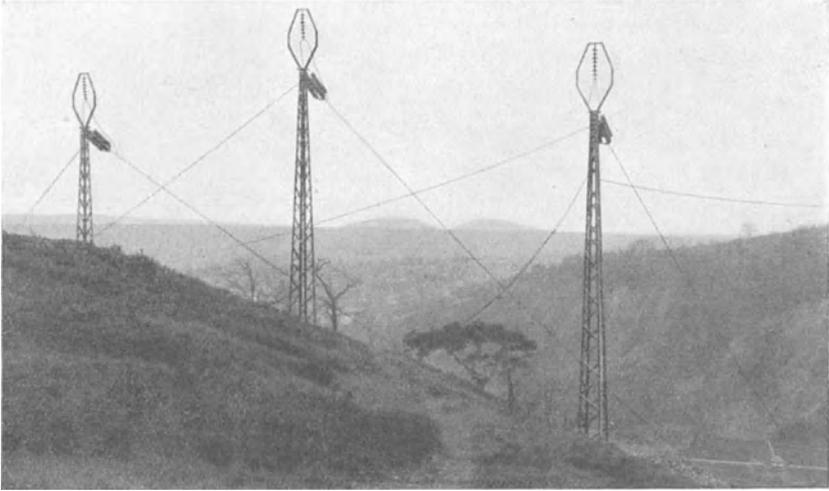


Fig. 169. Rheinkreuzung bei Andernach, 20000 Volt Drehtstrom,  $3 \times 120 \text{ mm}^2$  Stahlseil, Hängeisolatoren, Vierfachaufhängung, 740 m Spannweite, freie Turmlänge 14 und 16 m (S.S.W.).

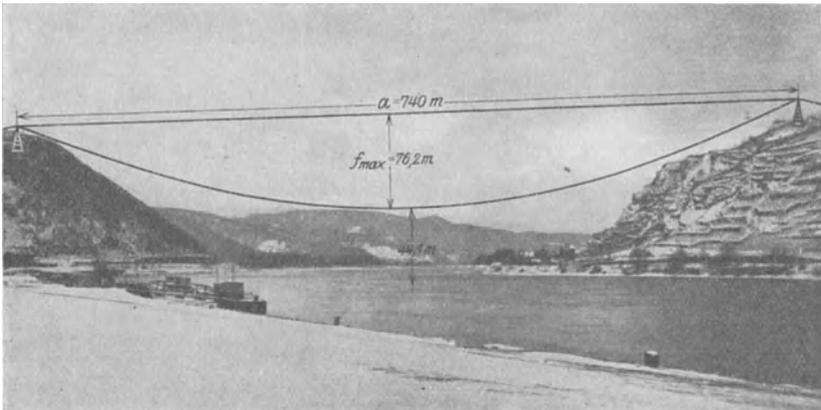


Fig. 170. Rheinkreuzung bei Andernach; Gesamtansicht mit Leiterlage (S.S.W.).

da dabei die Gefahr für das Bedienungspersonal beim Abgleiten von den Scheren zu groß ist und der Mast selbst bei Unfall zu Bruch gehen kann.

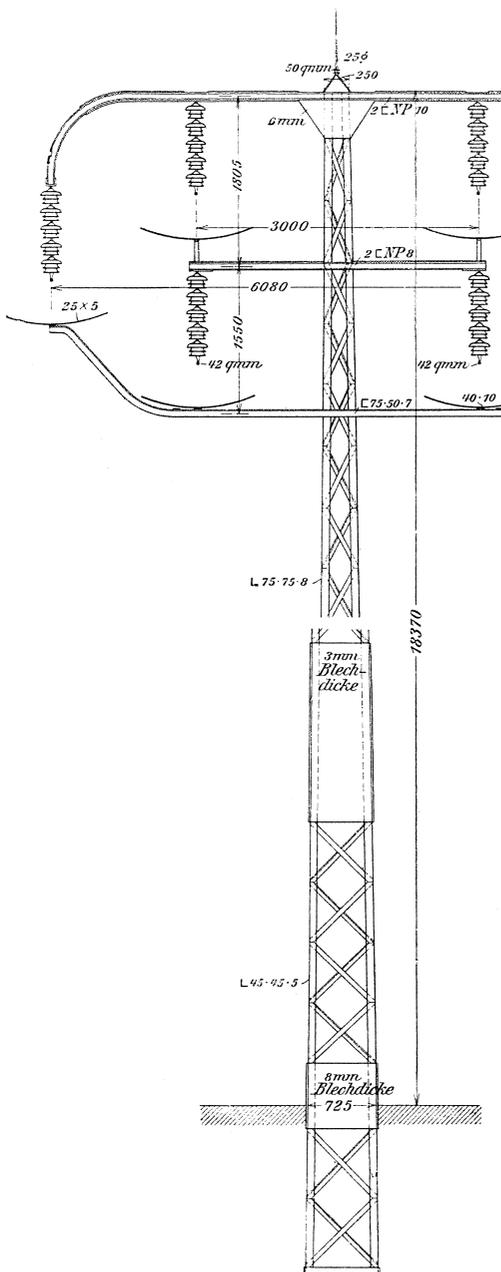


Fig. 171. Leitungsmast der 100000 Volt-Kraftübertragung Lauchhammer-Riesa.

In Fig. 173 bis 175 sind einige interessante Montageaugenblicke beim Bau der 110 000-Volt-Fernleitung des Murgwerkes wiedergegeben und zwar für den von der Brown Boveri & Cie. A.-G. hergestellte Teil. Die Hängeisolatorketten sind hier bereits vor dem Aufrichten der Maste angebracht. Das Einlegen der Leiter in die Traghülsen der Ketten und das Festmachen nach erfolgtem Spannen geschah von besonderen Montagebühnen aus, um vom Personal jede Gefährdung fernzuhalten.

Die Kosten für den Bau derartiger Strecken hängen zu wesentlich von den verschiedensten Umständen ab, als daß Preise oder Zeiten als Pauschale angegeben werden könnten.

Die Betriebssicherheit einer mit Fachwerksmasten ausgerüsteten Fernleitung ist die denkbar größte, weil die Masten auch den stärksten Stürmen standhalten und insbesondere, weil die Zahl der Isolatoren auf das geringst erreichbare Maß beschränkt werden kann. Die Kosten betragen allerdings das Drei- bis Vierfache der Gittermasten.

Die Fundamentierung leichter Eisenmasten erfolgt in der Regel bei Streckenmasten und bei gewachsenem Boden dadurch, daß man den Mastfuß etwa 1,5–2 m eingräbt und den Zwischenraum zwischen den Kanten-eisen mit Beton ausfüllt.

Wenn die Bodenbeschaffenheit dabei noch keine zuverlässige Standsicherheit gewährleistet, müssen, wie das bei allen Abspann-, End-, Kreuzungs- und Winkelpunktmasten erforderlich ist, vollständige Betonsockel hergestellt werden, in denen die Mastfüße stehen. Allerdings besteht dabei die Gefahr, daß an der Austrittsstelle des Mastes aus dem Fundamente ein allmähliches Durchrosten eintritt, wenn der Mast vor dem Betonieren nicht sorgfältig gereinigt, mit Mennige grundiert und gut gestrichen ist, und vor allen Dingen der Anstrich von Zeit zu Zeit gewissenhaft erneuert wird.

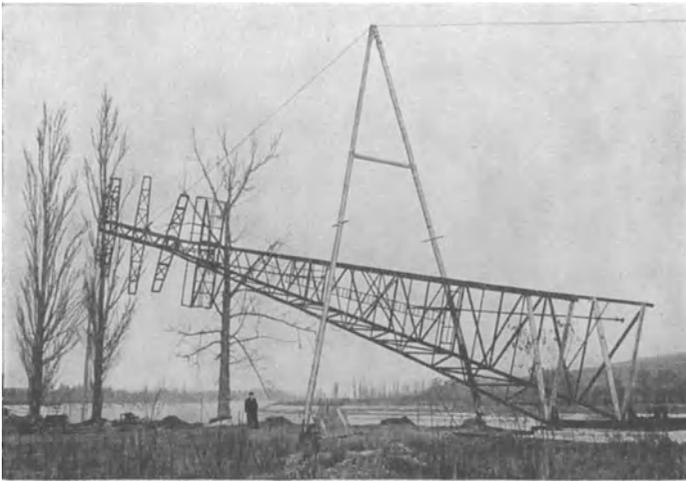


Fig. 172. Aufrichten eines Gitterturmes auf ein vorbetoniertes festes Fundament mittels Schere und Seilzug.

In der Nähe von Flüssen oder in Überschwemmungszonen stehende Maste müssen einen so hohen Fundament-Betonsockel erhalten, daß die Wucht der Eisschollen gebrochen wird, ohne den Mast in Schwingungen versetzen zu können (siehe auch S. 234).

Handelt es sich darum, die Mastfundamente noch vor Eintritt der Frostperiode fertigzustellen, dann kann man in einfacher und doch betriebssicherer Weise derartig vorgehen, daß man die Betonsockel mit eingegossenen Ankerschrauben, noch bevor die Masten zur Aufstellung gelangen, fertig herstellt und die Masten später aufschraubt. Eine andere Ausführung ist auch die, das Fundament mit einer Ausparung zur Aufnahme eines verkürzten Mastfußes zu versehen, die später, wenn der Mast auf die Fundamentschrauben aufgeschraubt ist, vergossen wird. In Fig. 162 war für diese Fundamentierung von Eisenmasten eine Skizze gegeben. Es sei erwähnt, daß diese Fundamentierungsform bei der Fernleitung der Kraftübertragungsanlage der Zeche Rheinpreußen zur Anwendung gekommen ist.

Eine recht interessante Aufstellung von Eisenmasten in Gebirgsgegenden längs Paßstraßen zeigt die Fig. 176, die dann zweckmäßig ist, wenn infolge von vorhandenen Fernsprech- und Telegraphenleitungen auf der einen Seite und Wäldern oder stark unter Steinerschlag leidendem Gebirge auf der anderen Seite der Straße kein geeigneter Platz für die Masten zu finden ist. Man hat sich dort durch das Einbauen eiserner etwa 5,5–6 m über den Abgrund herausragender Konsole geholfen, die an der Wegböschung an Betonklötzen



Fig. 173. 110000 Volt Fernleitung des Murgwerkes. Streckengitterturm vor dem Aufrichten (Fundament fertig, Blick auf den Mast, B.B.C.).

verankert wurden. Außerdem schützen starke Mauern die Eisenkonstruktionen vor den gefährlichen Wirkungen des Steinschlages.

Über die Lebensdauer von Eisenmasten lassen sich völlig zuverlässige Zahlen bis heute nicht geben. Im allgemeinen rechnet man etwa mit 30 Jahren, was allerdings nur unter der Voraussetzung gilt, daß die Masten schon vor dem ersten Anstrich gut gemennigt und grundiert werden, und daß der Anstrich des gesamten Mastes von Zeit

zu Zeit, etwa alle zwei bis drei Jahre, erneuert wird. Letzteres ist besonders in solchen Gegenden Bedingung, in denen durch die klimatischen Verhältnisse und durch die Beschaffenheit der Luft (an Meeresküsten, in der Nähe chemischer Fabriken) ein frühzeitiges Abblättern

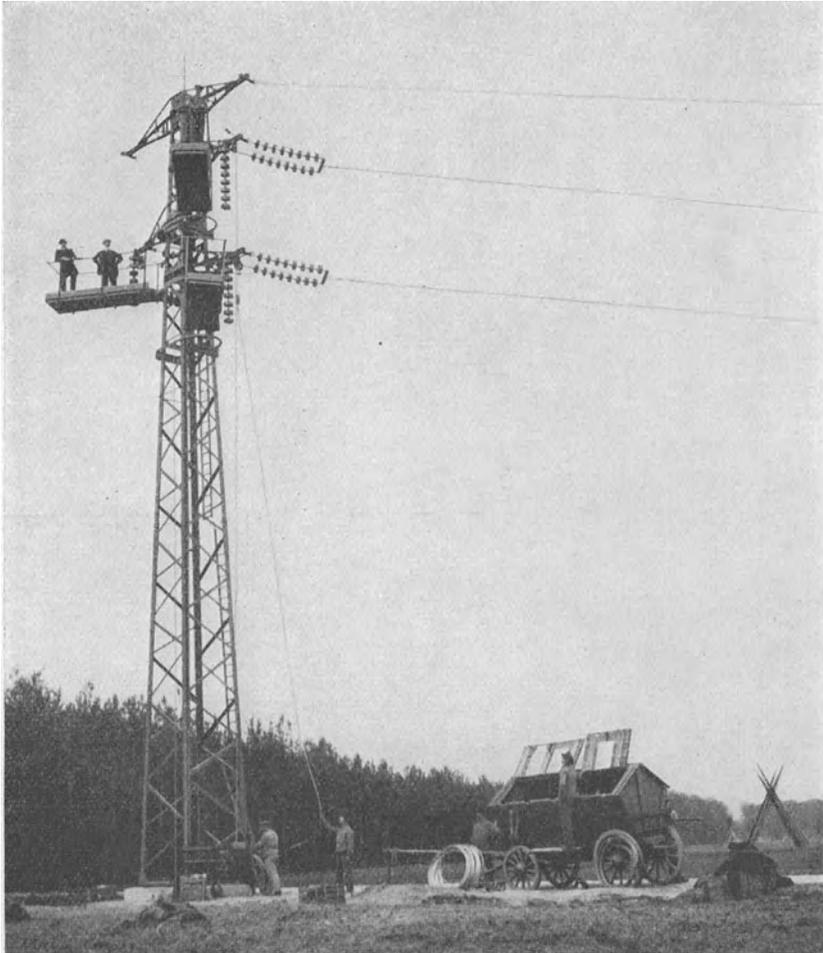


Fig. 174. Gittermast der 100000 Volt Leitung des Murgwerkes mit Montagebühne für die Leitermontage (Brown Boveri & Cie.).

des Anstriches und dann ein Anrosten der Eisenteile zu fürchten ist. Nach eisernen Brückenkonstruktionen zu urteilen, könnte man die Lebensdauer eiserner Masten noch wesentlich länger annehmen, wenn eben gute und sorgfältige Aufsicht vorhanden ist.

Die amerikanischen Firmen sind zum Teil dazu übergegangen, die Masten nicht zu streichen, sondern zu galvanisieren. Löst sich die Galvanisierung ab, so ist dann natürlich der Schutz gegen das Rosten durch einen wetterfesten Ölfarbenanstrich zu bewirken.

Die jährlichen Ausgaben für Reparaturen an einer gut gebauten Leitung mit Eisenmasten sind verhältnismäßig sehr gering. Sie er-

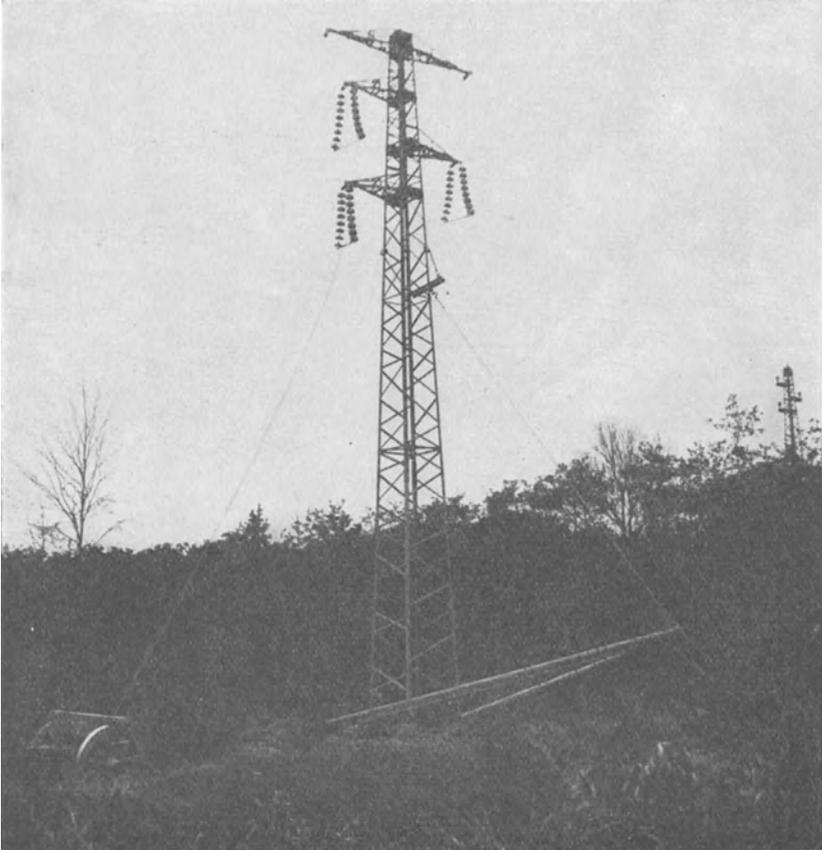


Fig. 175. Gittermast der 100000 Volt Leitung des Murgwerkes aufgerichtet (Brown Boveri & Cie.).

strecken sich neben den Kosten für den Anstrich in der Regel nur auf das gelegentliche Geraderichten eines in seinem Fundament gelockerten Mastes oder auf ein nachträgliches Ausbessern bzw. Neuanlagen eines Fundamentes, wenn ein Mast sich in weichem Boden mehr als erwünscht gesenkt haben sollte. Demgegenüber sind die jährlichen Unterhaltungskosten bei Holzmasten wesentlich höher.

e) **Die Betonmasten.** Ein erst vor wenigen Jahren zur Herstellung von Leitungsmasten in die Praxis eingeführtes Material ist der Zementbeton mit Eisenarmierung. Dieses Material besteht aus Zement mit einer Beimischung von Sand, Kies und Steingrus. Die Eisenarmierung erfolgt in der Form, daß in die Betonmasse Stahl-

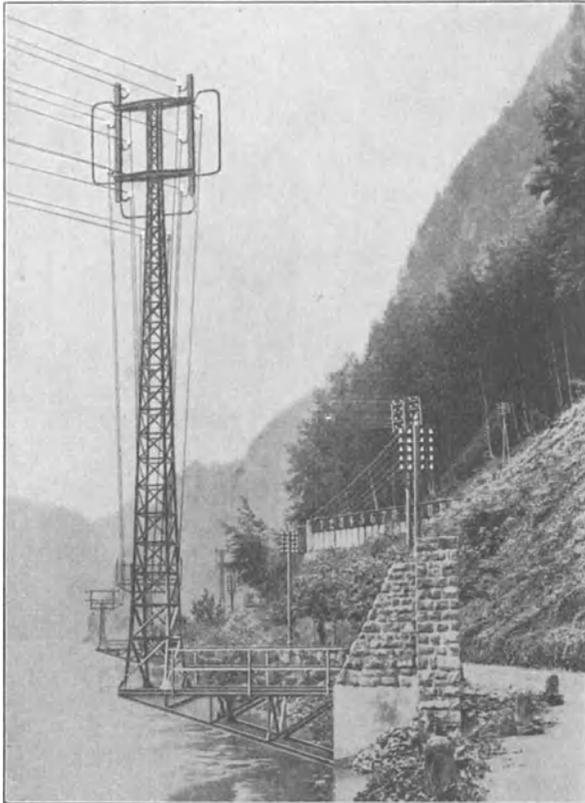


Fig. 176. Hochspannungsleitung auf einer Bergstraße (Spannweite 120 m).

oder Eisenstäbe eingelegt werden. Da das Eisen vollständig von dem Beton umschlossen wird, ist dasselbe der Zerstörung durch Rost nicht ausgesetzt.

Die hohe Beanspruchungsfähigkeit und dazu die Festigkeit gegen Feuer, klimatische und Witterungseinflüsse, Insekten, Rost, Temperaturwechsel usw. scheinen dieses Material ganz besonders für den Bau von Leitungsmasten geeignet zu machen; es sind in Deutschland auch bereits eine größere Anzahl von Anlagen mit Spannungen bis 60 000 Volt seit etwa zehn Jahren im Betriebe, bei denen die eisenarmierten

Betonmasten fast durchgängig benutzt worden sind. Erfahrungen, um ein abschließendes Urteil über die Betonmasten hinsichtlich Lebensdauer und Unterhaltungskosten zu fällen, liegen indessen noch nicht

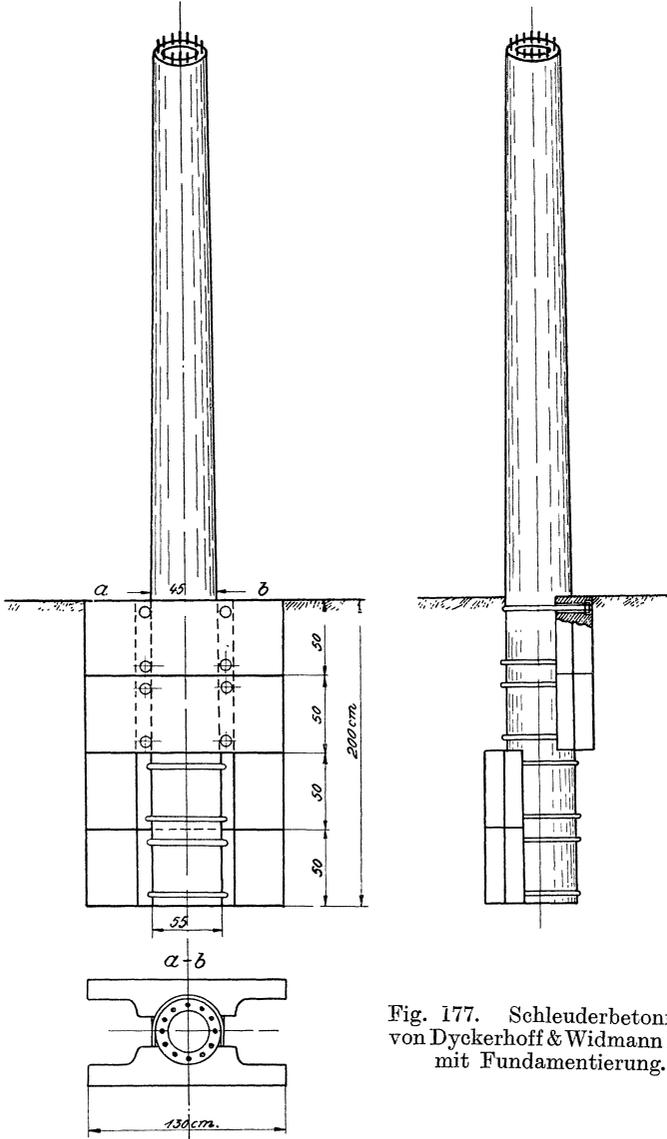


Fig. 177. Schleuderbetonmast von Dyckerhoff & Widmann A.G. mit Fundamentierung.

vor, doch geben andere Eisenbetonkonstruktionen, die noch schwierigere Verhältnisse aufweisen, zur Beurteilung genügenden Aufschluß. Zerstörung des Betons durch elektrische Ströme, die in die Eisen-

armierung eindringen (Erdströme), sind bisher nicht beobachtet worden. Versuche, die Dyckerhoff & Widmann A.-G. an Eisenbeton-Bahnschwellen vorgenommen hat, haben jedenfalls bei Gleichstrom nichts Nachteiliges ergeben. Auch Mitteilungen aus der amerikanischen Praxis bestätigen dieses.

Von deutschen Firmen, die die Betonmasten anfertigen, seien erwähnt Dyckerhoff & Widmann A.-G., Dresden, und Rudolf Wollé in Leipzig. Da die Herstellung der Masten bei beiden Firmen grundverschieden ist, soll etwas näher auf dieselbe eingegangen werden.

Die Dyckerhoff & Widmann A.-G. fertigt ihre Masten nach dem Schleuderverfahren und zwar derart, daß in einer Schleudermaschine der besonders vorbereitete, flüssige Beton durch die Zentrifugalkraft um ein Metallgerippe gepreßt wird (Fig. 177). Dasselbe besteht aus starken gewalzten Stahl- oder Eisenstäben (Siemens-Martin-Stahl mit einer Zugfestigkeit von  $6000\text{--}8000\text{ kg/cm}^2$ ), 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 Spitzenzuge, den der Mast aushalten soll. Diese Masten sind Rohrmasten (glatter oder profilierter Form) in einem Stück mit Längen bis normal zu 20 m, doch stehen der Anfertigung längerer Masten und Doppelmasten technische Schwierigkeiten nicht im Wege. Der äußere Durchmesser beträgt an der Mastspitze  $15\text{--}35\text{ cm}$ , am Mastfuß  $22\text{--}56\text{ cm}$ . Die Wandstärke schwankt zwischen  $3\text{--}12\text{ cm}$ .

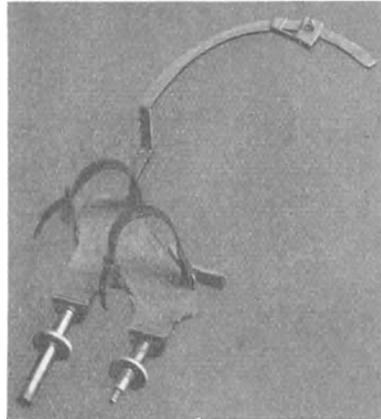


Fig. 178. Steigschuh für Schleuderbetonmasten.

Besonders zu erwähnen ist bei dieser Mastform die Anordnung des Erdungsdrahtes für die Isolatorenträger. Es wird ein Armierungsstab für die Erdung benutzt, der an zwei Stellen Kontaktstücke mit Gewinde erhält. An letztere werden die Erdungsleiter der Traversen und der Erdplatte mittels Schraube und Kabelschuh befestigt. Das Befestigen 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. Der Mast muß aber wie ein Eisenmast behandelt und als spannungsführend bei Erdschluß angesehen werden. Es ist also besondere Vorsicht bei Berührung geboten und durch Warnungsschilder entsprechend auf die

Gefahr aufmerksam zu machen. Von der Verlegung besonderer Erdungsleiter im hohlen Mast muß abgeraten werden, sofern nicht Kupferseil benutzt wird, da bei Eisenseil die Gefahr des Durchrostens besteht.

Neuerdings ist auch die Frage des bequemen Besteigens der Schleudermaste dadurch gelöst worden, daß die Herstellerin einen besonderen Steigschuh (Fig. 178) konstruiert hat, der ähnlich den Steigschuhen bei Holzmasten ausgebildet ist. Praktische Versuche haben ein befriedigendes Ergebnis gehabt.

Der zweite Mast dieser Gattung ist der Saxoniamast der Firma R. Wölle in Leipzig. Er erhält in der Regel rechteckigen Querschnitt mit Öffnungen der mittleren (neutralen) Zone (Fig. 179) und wird genau so wie der Flachgittermast in Richtung seines größten Widerstandsmomentes also mit der Längsseite senkrecht zur größten Beanspruchung (Wind auf Leiter und Mast) aufgestellt. Die Armierung erfolgt in der Längs- und Querrichtung durch eingebettete Eisenstäbe (Fig. 180). Die Öffnungen haben den Zweck, einmal an Material zu sparen, um dadurch den Preis und das Gewicht herabzudrücken, ohne den Mast gegen die Beanspruchungen zu schwächen, ferner die Angriffsfläche für den Wind zu verringern und dadurch die Standsicherheit zu erhöhen und schließlich eine Besteigung ohne besondere Hilfsmittel zu ermöglichen. Sie werden entweder

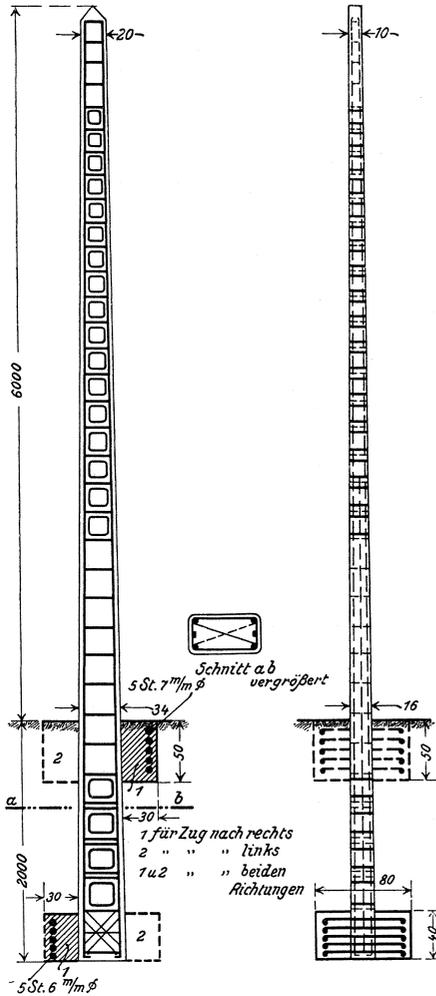


Fig. 179. Saxoniamast mit Fundamentierung.

auf der ganzen Länge oder nur bis etwa 2 m über Erdboden vorgesehen, letzteres, um ein unbefugtes Besteigen zu verhindern.

Die Herstellung des Saxoniamastes erfolgt durch Einstampfen des Betons um das Eisengerippe in hölzernen oder eisernen Formen und ist verhältnismäßig billig.

Die gebräuchlichsten Abmessungen sind 8÷16 m Gesamtlänge und 16,5×30 bis 38×58 cm Fuß- bzw. 10×20 bis 10×24 cm Zopfstärke. Das Gewicht beträgt 520÷3000 kg.

Hinsichtlich der Elastizität<sup>1)</sup> der eisenarmierten Betonmasten und der Bruchsicherheit<sup>1)</sup> sind von den Firmen sehr eingehende Versuche angestellt worden, die durchweg befriedigende Ergebnisse hatten. So zeigt die Fig. 181 einen 9 m langen für 550 kg Spitzen-

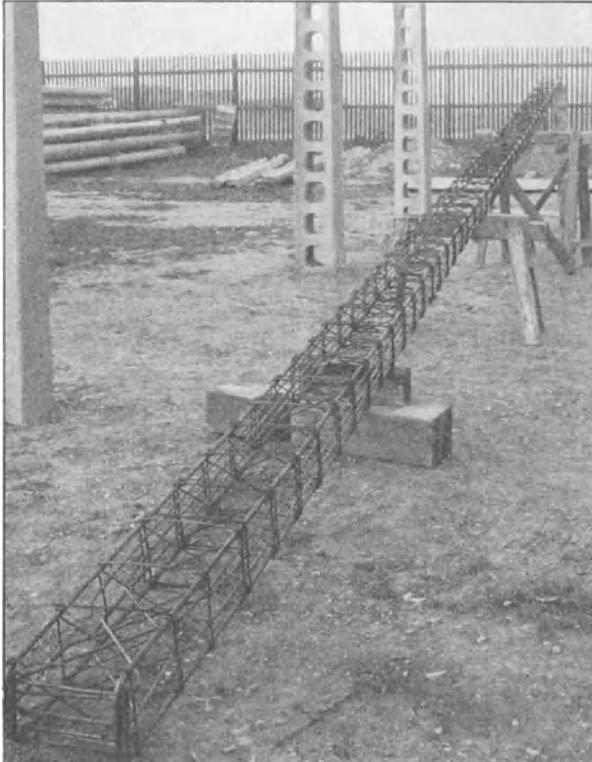


Fig. 180. Eisengerippe eines Saxonia-Eisenbetonmastes.

zug bei 6facher Sicherheit gebauten auf 1,9 m fest eingespannten Mast 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

<sup>1)</sup> Böhmer: Wolles Saxonia- und Bavaria-Masten. Armierter Beton. 1911, Heft 5. — Förster: Probelastungen bei Schleudermasten der Firma Dyckerhoff & Widmann. Armierter Beton. 1913, Heft 1. — Ders.: Neuzeitliche Ausbildungen und Probelastungen von Eisenbeton-Schleudermasten. Der Bauingenieur 1920, Heft 3.

3200 kg. Es zeigten sich nur ganz feine, beim Zurückgange der Belastung wieder verschwindende Haarrisse. Ob letztere nicht aber insofern von besonderer Bedeutung sind, als durch sie Luft und Feuchtigkeit an die Eiseneinlagen gelangen und Rostbildung erzeugen kann, ist bis heute nicht geklärt.

Ähnliche Versuche wurden mit Saxonia-Masten vom E. W. Reichenbach i. V. angestellt, deren Ergebnisse in den Kennlinien der Fig. 182 zur Darstellung gebracht sind.

Nach diesen günstigen Versuchsergebnissen zu urteilen, sind also die Betonmasten 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 Fachwerksmaste. Über das Verhalten beim Bruch nur eines Leiter 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 Erkundigungen eingebracht werden, da es viel häufiger vorkommt, daß nur ein teilweiser, als ein allpoliger Leiterbruch eintritt.

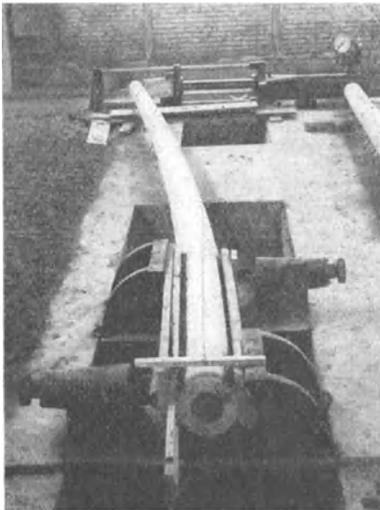


Fig. 181. Schleuderröhren-Betonmast von 13 m Länge während der Biegeprüfung (Dykerhoff & Widmann).

Die Fundamentierung der Betonmasten erfolgt bei Abspannmasten und Winkelpunkten in der Form, daß besondere Betonbalken mit einer ebenen und einer der Mastform angepaßten Fläche (Fig. 177) mit einigen Rundeisenstäben armiert 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 Masten 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.

Da die Betonmasten gleichgültig welcher Form naturgemäß wesentlich schwerer sind als Holz- und Eisenmasten, so spielen die Kosten und die Schwierigkeiten des Hinschaffens zur Verwendungsstelle eine nicht zu unterschätzende Rolle. Dazu kommt ferner, daß die Betonmasten beim Transport unter Umständen zerschlagen werden können.

Diese Gründe haben die Fabrikationsfirmen veranlaßt, dort, wo die Betonmasten 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 Eisenbetonmasten für die 40 000-Volt-Leitungen zum großen Teil an Ort und Stelle selbst hergestellt. Man hatte dort nur notwendig, die Masten bis zu ihrem eigentlichen Standplatze auf guten Kunststraßen zu verfahren.

Der Preis der Betonmasten liegt [annähernd gleiche Belastungsfähigkeit (Spitzenzug) vorausgesetzt] etwa zwischen den Preisen der Holz- und der eisernen Gittermasten.

Eine amerikanische Betonmasten-Anlage, die sich seit 1905, also 15 Jahre hindurch bewährt hat, ist die von der General Electric Co. gebaute Leitungsstrecke am Welland-Kanal der Hamilton Cataract Power, Light and Traction Co. von St. Catharine nach Welland. Die Streckenlänge beträgt 8 km, der Mastabstand durchschnittlich 60 m, die Übertragungsspannung 40 000 Volt. Es sind zwei Dreiphasenstromkreise und zwei zwei-polige Fernsprechnetzstromkreise vorhanden. Die Masthöhe schwankt zwischen 10 ÷ 22 m, der Spitzenzug kann bis zu 750 kg betragen. Das Gewicht eines Mastes von 10 m Länge beträgt etwa 2000 kg, von 16 m Länge etwa 4000 kg. Beim Decew-Fall am Wellandflusse war eine Spannweite von 120 m zu überbrücken.

Ferner sind am alten Welland-Kanal zwei Betonmasten aufgestellt, die eine Höhe von 45 m haben. Diese Masten haben eine Fläche von  $79 \times 79$  cm am Fuß und  $28 \times 28$  cm am Zopf. Das Gewicht

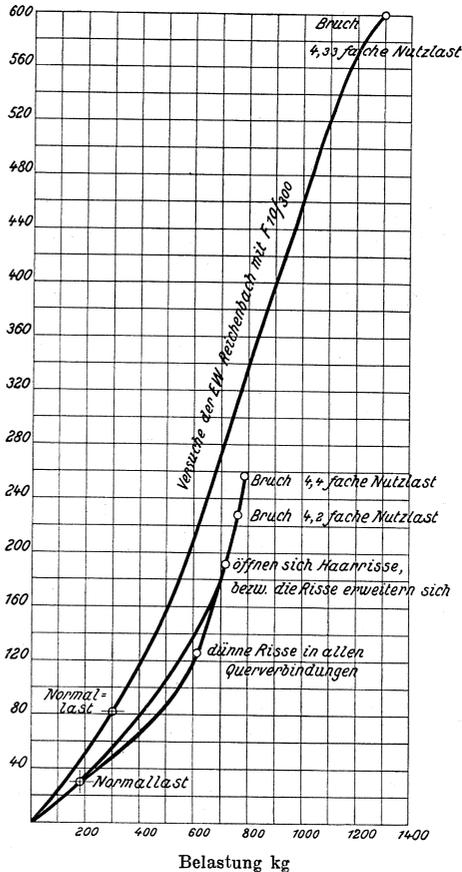


Fig. 182. Belastungskennlinien für verschiedene Saxoniamasten.

eines Mastes beträgt etwa 38 000 kg. Ausgerüstet sind die Masten mit zwei Kreuzarmen, die je 8 Niederspannungsleiter tragen. In die Erde sind sie 4,8 m tief eingegraben und mit großen Betonplatten noch besonders fundamentierte.

Im Gegensatz zu den deutschen Mastformen sind diese Masten als volle quadratische Prismen ausgeführt und mit eingegossenen Steigstangen versehen. Die Armierung der Masten erfolgte durch Stahlstangen (je eine für jede Ecke), die sich nach der Spitze zu verzweigen. Die damalige Preisprüfung hatte ergeben, daß diese Betonmasten fertig aufgestellt billiger waren als Gittertürme.

## 11. Die Freileitungsisolatoren.

a) **Allgemeine Bedingungen.** Die Isolatoren haben in den Freileitungsanlagen die Aufgabe, die Leiter gegeneinander und gegen Erde, d. h. also gegen den Mast bzw. gegen die mit diesem in Verbindung stehenden Isolatorenträger (Stützen, Querarme, Traversen) oder bei Mauerbefestigungen gegen die Mauer zu isolieren und sie ferner gegen Orts- und Lagenveränderungen zu sichern. Da von dem dauernd guten Isolationszustande der Leiter die ungestörte Leistungsübertragung in erster Linie abhängt, ist es selbstverständlich, daß die Isolatoren nach Material, Form und Befestigung bestimmten und zwar sehr scharfen Anforderungen genügen müssen. Für diese gilt:

hinsichtlich des Materials:

Dasselbe darf nicht hygroskopisch und muß gegen Witterungs- und chemische Einflüsse, sowie gegen hohe Temperaturen und plötzlich auftretende große Temperaturunterschiede unempfindlich sein. Ferner muß es sich bequem und zuverlässig fabrikmäßig bearbeiten lassen, damit die Herstellungskosten der Isolatoren in wirtschaftlichen Grenzen liegen;

in elektrischer Beziehung:

Der Isolator muß verhindern, daß bei normalen oder 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. Schließlich muß er eine hohe Festigkeit gegen Spannungsdurchschläge vom Leiter zu seiner metallischen Befestigung besitzen:

in mechanischer Beziehung:

Der Isolator muß genügende Festigkeit in der Richtung der auftretenden oder unter bestimmten Verhältnissen zu erwartenden Zug-, Druck- oder Biegebbeanspruchungen aufweisen und leichten Versand, sowie bequeme Montage auch bei nicht immer sorgfältiger Behandlung ermöglichen.

Schon aus dieser Zusammenstellung der allgemeinen Bedingungen ist zu erkennen, daß der projektierende 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. 167 bereits erwähnte Übelstände 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 Linie führen.

**b) Das Material.** Als Material für die Freileitungsisolatoren kommt zur Verwendung:

- $\alpha$ ) Porzellan,
- $\beta$ ) Ambroin,
- $\gamma$ ) Glas,

und zwar wird, namentlich wenn es sich um höhere Spannungen handelt, Porzellan heute fast ausschließlich benutzt. Trotzdem sollen der Vollständigkeit wegen auch die beiden anderen Materialien eingehender besprochen werden.

$\alpha$ ) Das Porzellan<sup>1)</sup>, ein Gemisch von Feldspat, Quarz und Kaolin, unter hoher Temperatur im Ofen zusammengeschmolzen, ist für diese Zwecke das beste und zuverlässigste Material, und es sei auch hier wiederum darauf hingewiesen, daß das Beste unter voller Berücksichtigung seiner Vorzüge immer noch das Billigste ist. Von den verschiedenen Porzellanarten ist für die Elektrotechnik nur das Edel- oder Hartporzellan mit glasierten Oberflächen brauchbar, das im Nachfolgenden deshalb stets vorausgesetzt wird.

Porzellan ist sowohl im glasierten, als auch im unglasierten Zustande nicht hygroskopisch. Diese Eigenschaft zusammen mit dem geringen Wärmeausdehnungskoeffizienten, der zur Folge hat, daß selbst die schroffsten Temperaturwechsel keinen Einfluß haben, ist hinsichtlich der Forderung der Wetterbeständigkeit und der langen Lebensdauer von hervorragender Bedeutung. Dazu kommt, daß die Glasur

---

<sup>1)</sup> Dr. A. Zöllner: Porzellan als Isolierungsmaterial vom physikalisch-chemischen Standpunkte. E. T. Z. 1908, S. 1257 u. 1909, S. 95. — Rob. M. Friese: Das Porzellan als Isolier- und Konstruktionsmaterial in der Elektrotechnik, bearbeitet im Auftrage der Porzellanfabrik Hermsdorf, Klosterlausnitz.

auch gegen chemische Einflüsse außerordentlich widerstandsfähig ist<sup>1)</sup>. 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 im Vergleich zu demjenigen für die anderen Materialien in wirtschaftlichen Grenzen.

In elektrischer Beziehung gehört Porzellan zu den besten Nichtleitern, die praktisch Verwendung finden können. Im glühenden Zustande wird es allerdings zum Leiter, was hier aber ohne Bedeutung ist, da dieses naturgemäß nicht eintreten darf.

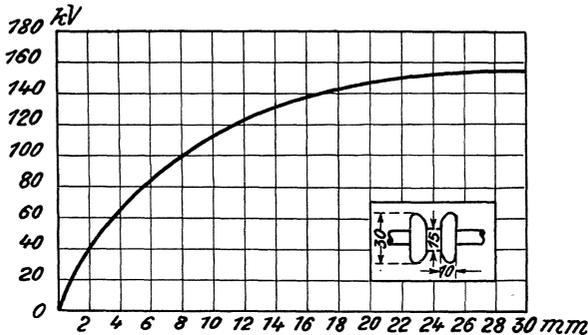


Fig. 183. Kennlinie für die Durchschlagsfestigkeit von Porzellanplatten.

Die Festigkeit gegen Spannungsdurchschlag<sup>2)</sup> (elektrische Durchschlagsfestigkeit) weist einen sehr hohen Wert auf. So hält z. B. eine Platte von 1 mm Stärke eine Spannung von 10 000 Volt aus. Die Durchschlagsfestigkeit des Isolators ist natürlich abhängig von seiner Wandstärke zwischen Leiter und Metallteilen (Stütze, Kappe). Sie steigt aber nicht entsprechend mit dieser, sondern in geringerem Maße, weil mit größer werdendem Elektrodenabstände die Beanspruchung rascher als die Spannung steigt. Diese Erscheinung kommt mehr oder weniger allen Isoliermaterialien zu. In Fig. 183 ist eine Schaulinie<sup>3)</sup> für die Durchschlagsfestigkeit von Porzellanplatten verschiedener Wandstärke dargestellt, die von der Porzellanfabrik H. Schomburg & Söhne A.-G. ermittelt worden ist. Durch die

<sup>1)</sup> Es sind von Prof. Dr. Linck, Jena, für Hermsdorfer Porzellan folgende Härtezahlen gefunden worden: unglasiertes, gargebranntes Porzellan = 7, Glasur = 8, wogegen nach der Mosschen Härteskala Quarz = 7, Topas = 8, Korund = 9, Diamant = 10 aufweisen.

<sup>2)</sup> Dr. G. Benischke: Angriff und Durchschlag von Porzellan durch Hochspannungsentladungen. E. K. B. 1909, Heft 21.

<sup>3)</sup> Als Elektroden wurden bei den Versuchen an den Rändern abgerundete Plattenelektroden der in der Fig. 183 eingezeichneten Form benutzt. Der Durchschlagswert wurde bei langsamer, stetiger Steigerung der Spannung ermittelt.

Glasur wird die Durchschlagsfestigkeit an sich nicht erhöht. Das Glasieren hat für diese Beanspruchung vielmehr nur den Zweck, die Homogenität des Materials zu verbessern. Geringste Beschädigungen in der Glasur (Haarrisse, Punktierung bei der elektrischen Prüfung des Isolators) können schon die Ursache dafür sein, daß ein Spannungsdurchschlag bei geringerer Spannungshöhe auftritt als eigentlich vorausgesetzt. Hierauf wird später noch besonders eingegangen werden.

Die oben bereits erwähnte dauernd gut bleibende 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 leicht entweder vom Winde abgeblasen oder vom Regen abgewaschen werden (siehe S. 274).

Die mechanische Festigkeit des Hartporzellans weist ebenfalls sehr günstige Werte auf, die für einzelne Beanspruchungen die Festigkeitsziffern für Gußeisen erreichen bzw. sogar überschreiten. So wurde aus einer Reihe von Versuchen — allerdings an besonderen Probestücken — gefunden:

Druckfestigkeit  $4500 \div 4700 \text{ kg/cm}^2$ ,

Zugfestigkeit  $1500 \div 1700 \text{ kg/cm}^2$ ,

Biegungsfestigkeit  $490 \text{ kg/cm}^2$ .

Die praktischen Werte weichen indessen meist nicht unerheblich davon ab.

Hieraus erkennt man, daß die Festigkeit gegen Druck am größten ist; es muß infolgedessen stets darauf geachtet werden, daß die mechanische Beanspruchung von Freileitungsisolatoren aus Porzellan tunlichst vollkommen in die Richtung einer Druckbeanspruchung gelegt ist. Das wird z. B. bei den Stütz- oder Tragisolatoren (S. 275) 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 (Fig. 184), weil dann Zugkräfte an der Halsrille, die durch Wind- und Eisbelastungen auf dem Leiter, in Kurven, bei Abspannungen und beim Leiterbruch entstehen, nur Druckbeanspruchungen im Porzellan ergeben. Auf diese Bauform des Isolators ist bei der Beurteilung verschiedener Stücke besonders zu achten.

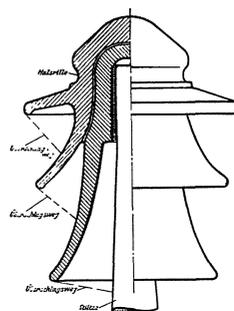


Fig. 184. Deltaglocke neuester Form mit Überschlagswegangaben.

Für die Unempfindlichkeit beim Versand und Montieren ist außer der Form des Isolators, über die erst auf S. 275 gesprochen wird, die Zerbrechlichkeit des Materials an sich von Bedeutung. Diese ist bei Porzellan nicht auf zu geringe Festigkeit, sondern auf die Sprödigkeit und den Mangel an Dehnung zurückzuführen. Bei sorg-

fältiger Herstellung können indessen 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 Struktur aufweisen.

Schließlich ist noch das spezifische Gewicht zu erwähnen, das für gargebranntes, also fertiges Porzellan 2,30–2,40 beträgt.

β) Ambroin. Dieses Material, das aus fossilen Harzen bereitet wird, kommt heute immer seltener für die Herstellung von Freileitungsisolatoren, namentlich wenn es sich um höhere Spannungen handelt, zur Verwendung. Dagegen wird Ambroin z. B. bei den Fahrleitungen elektrischer Bahnen in ausgedehntem Maße für die Isolation bei Fahrdrahtaltern, Abspannisolatoren u. dgl. benutzt.

Gegen die Aufnahme von Wasser ist dasselbe ebenfalls unempfindlich. Auch die Wetterbeständigkeit im allgemeinen ist gut, was nach den einzelnen Teilen, aus welchen das Material zusammengesetzt ist, in der Natur der Sache liegt. Nachteilig dagegen ist, daß die Oberflächenbeschaffenheit nicht dauernd unverändert bleibt. Ursprünglich befindet sich aus Gründen der Herstellung (Preßverfahren) auf der Oberfläche eine dünne Fetthaut; dieselbe wird aber bei Regen oder schon bei der Prüfung unter der Brause in der Fabrik bald abgewaschen, und dann ist die bleibende Wasserbenetzung wesentlich stärker als bei Porzellan. Das bedeutet in elektrischer Hinsicht einen Nachteil, der darin liegt, daß die Oberflächenisolation verschlechtert wird. Gegen Temperatureinflüsse ist Ambroin ebenso unempfindlich wie Porzellan. Dagegen erweicht sich das Material schon bei 120° C, was als ein weiterer Nachteil bezeichnet werden muß, denn diese Temperatur kann unerwartet, aber auch bewußt hin und wieder bei den Freileitungen auftreten und zwar z. B. bei Kurzschluß, bei Überlastung eines Leitungsstranges infolge Störung auf einem zweiten, in den Tropen usw. Da durch das Erweichen des Ambroins bei wechselnden Beanspruchungen durch Wind, ungleichen Leiterzug usw. am Isolator Formveränderungen möglich sind, so ist bei der Wahl dieses Materials naturgemäß große Vorsicht geboten, denn durch die Formveränderungen können die elektrischen Verhältnisse des Isolators (Überschlagsspannung, Durchschlagsfestigkeit) so verschlechtert werden, daß Betriebsstörungen unter Umständen sogar in größerem Umfange auf einer Leitungsstrecke die Folge sind.

Hinsichtlich der Durchschlagsfestigkeit ist der Unterschied gegenüber Porzellan nicht bedeutend, aber es tritt, wenn ein Durchschlag erfolgt, der große Nachteil in die Erscheinung, daß Ambroin brennt. Da bei einem Spannungsdurchschlage eine nachfolgende wenn auch geringe Lichtbogenbildung nicht ausgeschlossen ist, so kann der Isolator dadurch in Brand gesetzt werden und dann nicht nur den Leiter selbst, sondern auch die benachbarten Isolatoren und bei

Holzgestänge diese gefährden, wodurch der Umfang der an sich durch den Spannungsdurchschlag verursachten Betriebsstörung noch vergrößert werden würde. Viel verhängnisvoller kann dieser Nachteil der Brennbarkeit werden, wenn Spannungsüberschläge eintreten, die über den ganzen Isolator von dem Leiter zur Stütze erfolgen und sich stets in Form eines mehr oder weniger kräftigen Lichtbogens vollziehen. Demnach eignet sich schon aus diesem Grunde Ambroin nicht für Hochspannungsisolatoren über etwa 10 000 Volt, wenn man nicht durch besonders reichlich gewählte Abmessungen das Durch- bzw. Überschlagen zur Unmöglichkeit macht. Dann nehmen aber das Gewicht und der Preis so stark zu, daß dieses Material gegenüber dem Porzellan keine Vorteile bietet.

Die Werte für die mechanische Festigkeit sind denjenigen für Porzellan angenähert gleich. Was auf S. 263 über die Druckbeanspruchung gesagt wurde, gilt sinngemäß auch für Ambroin.

Das Gewicht ist geringer als das des Porzellans. Eine nennenswerte Ersparnis für den übrigen Teil der Leitungsanlage wie Masten, Gestänge, Anfuhr, Montage usw. tritt in der Mehrzahl der Fälle nicht ein, denn es macht für den Preis des Gestänges oder des Mastes in der Regel nichts aus, wenn ein Isolator statt 5 kg nur etwa 4,3 kg wiegt. Der Vergleich von Isolatoren aus verschiedenem Material darf sich naturgemäß nicht nur auf das Gewicht erstrecken, sondern er muß sämtliche Werte und Eigenschaften in elektrischer und mechanischer Hinsicht umfassen.

γ) Glas. Namentlich in Amerika und Frankreich ist noch heute vielfach Glas zur Herstellung von Isolatoren im Gebrauch, allerdings vorwiegend für Niederspannungsanlagen. Für Hochspannungs-Freileitungsisolatoren ist dieses Material dagegen ungeeignet, sofern nicht ein besonders vorzügliches Material gewählt wird, das aber zumeist wegen des hohen Preises nicht in Frage kommen kann.

In erster Linie ist bekanntlich Glas außerordentlich empfindlich gegen Temperaturschwankungen und bekommt Risse und Sprünge bzw. zerspringt schon bei verhältnismäßig geringen Temperaturunterschieden vollständig, die aber bei Freileitungsisolatoren fast ständig, wenn auch in geringen Grenzen, auftreten. Ferner wird die Oberfläche durch chemische und Witterungseinflüsse bald rauh und rissig, und dadurch sinkt der Wert der Oberflächenisolation sehr rasch. Dieses Material ist daher keineswegs als ein solches längerer Lebensdauer und guter Wetterbeständigkeit zu bezeichnen.

Die Härtezahl nach der Moschen Skala liegt für Glas, wie es in Amerika für Hochspannungsisolatoren Verwendung gefunden hat, nur etwa zwischen 6—6,3 (siehe S. 262).

Die schlechten Eigenschaften dieses Materials an sich sind naturgemäß auch die Ursache dafür, daß die elektrischen Anforderungen nicht erfüllt werden, und es kann daher davon abgesehen werden, noch näher auf diese Verhältnisse einzugehen.

c) **Die Forderungen in elektrischer Beziehung.** Außer den Materialbedingungen haben die Isolatoren weiter ebenso scharfe Forderungen in elektrischer Hinsicht zu genügen, die für die Form und die Abmessungen bestimmend sind. Es kommen hierfür in Frage:

- α) Die Randentladung und die Überschlagsspannung,
- β) die Durchschlagsfestigkeit,
- γ) die Oberflächenisolation.

Für diese gibt in der Hauptsache also die Spannung, mit der die Kraftübertragungsanlage arbeitet, bzw. das Potential des Leiters gegen Erde den Ausschlag. Es werden infolgedessen in diesem Abschnitte alle die Bedingungen besprochen werden, die für die elektrische Beurteilung und Auswahl eines Isolators zu beachten sind.

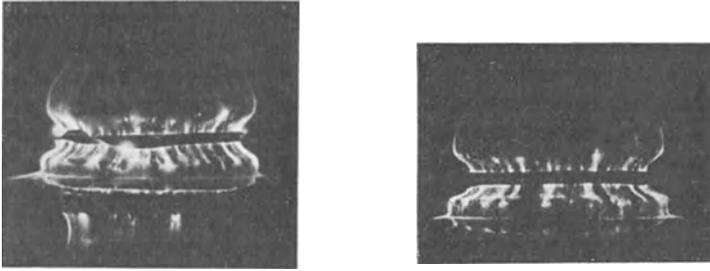


Fig. 185 und 186. Glimm- und Büschelentladungen an einem Hochspannungsisolator in trockener Luft.

α) **Die Randentladung und die Überschlagsspannung.** Schließt man einen z. B. in der Bundrille eines Stütz- oder Tragisolators befestigten Leitungsdraht an den einen und die Isolatorstütze an den anderen Pol einer Hochspannungsleitung an, so macht sich bei niedrigen Spannungen an dem Isolator nichts bemerkbar. Erhöht man die Spannung, so treten — zunächst bei trockener Luft — unter Geräuschbildung sog. Glimm- und Büschelentladungen auf<sup>1)</sup>, die längs der Oberfläche des Isolators verlaufen (Fig. 185 und 186). Steigert man die Spannung weiter, so streben diese Büschelentladungen in Form von Gleitfunken der metallischen Stütze zu, bis bei noch höherer Spannung ein Überschlag zur Stütze in Form eines Funkens, und bei ausreichender Größe des Stromerzeugers in Form eines vollständigen Lichtbogens eintritt (Fig. 187).

Dieses Auftreten von Gleitfunken auf den langgestreckten Mänteln oder Hülsen ist im hohen Maße von der Kapazität des betreffenden Isolators abhängig, denn die Hülse bildet mit der metallischen Stütze und der zwischen beiden befindlichen Luft einen natürlichen Kon-

<sup>1)</sup> Dr. G. Benischke: Das elektrische Verhalten der Freileitungsisolatoren und ihre Beurteilung. E. K. B. 1908, Heft 3.

densator. Bestände die Isolatorstütze z. B. ebenfalls aus Porzellan, so wäre die Kapazität außerordentlich viel geringer als bei Eisen, die Gleitfunkenbildung würde ganz erheblich mehr eingeschränkt sein und der Wert der Überschlagsspannung höher liegen. Leider kann man aber aus Festigkeitsgründen von den metallischen Stützen nicht Abstand nehmen.

Dort, wo geringe mechanische Beanspruchungen insbesondere Zugbeanspruchungen senkrecht zur Achse des Isolators vorhanden sind, was bei Freileitungen namentlich mit hohen Spannungen kaum vorkommt, kann die Kapazität der Isolatoren dadurch verringert, die Gleitfunkenbildung also eingeschränkt werden, daß man die Isolatorstütze nicht bis in den Kopf des Isolators hineinführt, sondern den Isolator z. B. auf einen breiten Gußsockel aufkittet. Diese und ähnliche Ausführungen werden nur für Schaltanlagen-Isolatoren benutzt.

Durch das Entstehen eines Lichtbogens wird ein Erdschluß und unter Umständen ein völliger Kurzschluß hervorgerufen, und zwar ist letzteres der Fall, wenn in Drehstromanlagen der Nullpunkt unmittelbar geerdet oder der Leiter einer anderen Phase infolge eines Isolatordurchschlages mit dem Gestänge in Berührung gekommen bzw. durch andere Ursachen eine Erdung einer zweiten Phase vorhanden ist. Beides hat natürlich Stromverluste und zumeist Betriebsstörung zur Folge, weil der Lichtbogen eine Beschädigung des Isolators oder eine Verletzung der metallischen Isolatorbefestigungen am Gestänge bzw. der Leiterbefestigung am Isolator (An- und Abschmelzen mit nachfolgendem Leiterbruch) hervorrufen kann. Es sei hier bemerkt, daß ein reiner oder beschmutzter Zustand der trockenen Isolatoroberfläche auf die Überschlagsspannung keinen Einfluß ausübt.

In wesentlich verstärktem Maße treten diese Erscheinungen auf, wenn der Isolator unter Regen, insbesondere unter schräg einfallendem Regen oder im Nebel steht bzw. mit Eis überzogen ist oder Eiszapfen angesetzt hat, und zwar weil dann durch die Feuchtigkeit der umgebenden Luft bzw. den feuchten Zustand der Oberfläche der Überschlagsweg zwischen Leiter und Stütze wesentlich verkürzt wird. Durch die Benetzung der Isolatoroberfläche wird diese mit einer je nach der Beschaffenheit der Oberfläche selbst mehr oder weniger gut leitenden Wasserhaut bedeckt, und infolgedessen der Überschlagsweg weiter verkürzt. Daß hingegen durch die von dem oberen Isolatorrande abfließenden, elektrisch geladenen Wasser-



Fig. 187. Spannungsüberschlag bei einem Isolator in trockener Luft.

teilchen bzw. Fäden die Länge des Überschlagsweges nicht wesentlich verringern wird, hat Gerstmeier<sup>1)</sup> durch eine Reihe von Versuchen nachgewiesen. Wie die Fig. 188 bis 190 deutlich erkennen lassen,

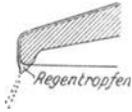


Fig. 188. Form des Wassertropfens am Rande eines Hochspannungsisolators unter Spannung.

werden im Gegenteil infolge von elektrostatischen Wirkungen die Wasserteilchen von dem Isolatorrande nach außen abgeschleudert<sup>2)</sup>. Um nun den Überschlagsweg so zu vergrößern, daß selbst unter den ungünstigsten Witterungsverhältnissen erst bei einer bestimmten Spannungshöhe eine Entladung vom Leiter zur Stütze erfolgt, sind von den Porzellanfabriken eine ganze Reihe von Isolatorformen durchgebildet worden, auf die weiter unten näher eingegangen werden wird.

Aus dieser kurzen Schilderung geht aber schon hervor, daß die Brauchbarkeit eines Isolators für Hochspannung in erster Linie bestimmt wird durch die seiner Form entsprechende Randentladung bzw. Überschlagsspannung. Hinsichtlich der



Fig. 189 und 190. Hochspannungsisolator unter Spannung im Regen ohne untere Hülse. im betriebsmäßigen Zustande.

letzteren ist noch Folgendes zu beachten: Ist die Spannung so hoch angewachsen, daß ein Überschlag eintritt, so kann sie um einen gewissen Betrag sinken, ohne daß der Lichtbogen zwischen Leiter und

<sup>1)</sup> M. Gerstmeier: Freileitungsisolatoren. E. K. B. 1909, Heft 19, 20, 21.

<sup>2)</sup> Wenn auch die Verkürzung des Überschlagsweges durch den sich sofort in einzelne Teilchen auflösenden Wasserfaden unbedeutend ist, so spitzen sich doch die am Rande ablaufenden Wasserteilchen zu, wirken ähnlich wie eine Spitzenelektrode und haben dadurch eine wenn auch geringe Herabsetzung der Überschlagsspannung zur Folge.

Stütze erlischt. Erst beim Unterschreiten einer bestimmten tieferen Spannung wird der Lichtbogen unterbrochen. Man hat demnach zu untersuchen zwischen einer höchsten und einer untersten Spannungsgrenze, und der Isolator muß infolgedessen stets größer als der untersten Grenze entsprechend gewählt werden.

Mit dem Auftreten der Randentladungen sind, wie bereits angedeutet, naturgemäß Stromverluste ähnlicher Art wie die Koronaverluste (S. 141) verbunden, die sich aber in der Regel in so kleinen Grenzen bewegen — 0,005–0,01 Amp. für den Isolator —, daß sie zu meist vernachlässigt werden können. Derartige Verluste sind in hohem Maße von der Höhe der Spannung abhängig.

Die Höhe der Überschlagnspannung wird nun nicht nur bestimmt von der Form des Isolators als solcher, sondern naturgemäß von der Länge des Überschlagnweges. Für den letzteren kommen alle diejenigen Weglängen als Entladestrecken in Betracht, an denen der Lichtbogen nicht auf nassen Oberflächen Auflage findet, sondern wo er tatsächlich freie Luftstrecken überbrücken muß. In Fig. 184 ist dieser Überschlagnweg bei einem mehrmanteligen Deltaisolator gekennzeichnet unter der Annahme, daß der Regen den Isolator unter etwa 45° trifft. Nach Angaben von Weicker<sup>1)</sup> und auf Grund verschiedener rechnerischer Prüfungen (vgl. Tab. XXIV und XXV) kann man annehmen, daß je nach der Form des Isolators für 1 cm des zu überschlagenden Luftweges bei einer Regenstärke von etwa 3 mm, die in Deutschland schon den stärksten Regengüssen entspricht, eine Spannung von 4300–5800 Volt bei Deltaisolatoren und von 4000–5000 Volt je nach Größe bei Metallschirm-Isolatoren notwendig ist, wenn die Weglänge am Isolator nach Fig. 184 so gemessen wird, daß die bei diesem Regeneinfallwinkel benetzten Flächen unberücksichtigt bleiben.

Beim Vergleich von Isolatoren verschiedener Formen muß auch darauf geachtet werden, bei welcher Spannungshöhe vor der Überschlagnspannung 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 Erwärmung kann dem Isolator schaden und bewirkt außerdem durch die Ionisierung der Luft einen frühzeitigeren Spannungsüberschlag.

Da die Höhe der Überschlagnspannung bei trockener Luft einen anderen, naturgemäß wesentlich höheren Wert besitzt als bei Regen, so wird das Verhältnis dieser beiden Spannungswerte ( $E_R$  Überschlagnspannung bei Regen,  $E_t$  Überschlagnspannung bei trockener Luft) ein Maß sein für den Vergleich verschiedener Isolatorformen. Friese nennt dieses Verhältnis:

<sup>1)</sup> W. Weicker: Über Hänge- und Abspannisolatoren. E. T. Z. 1909, Heft 26 u. 27.

$$\frac{E_R}{E_t} = \alpha \quad (208)$$

die Randziffer. Es wird also ein Isolator um so vorteilhafter entworfen sein, je größer  $\alpha$  ist, d. h. je mehr der Spannungswert 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 Zusammenhange mit der Randziffer steht das Gewicht  $G_J$  des Isolators, denn mit wachsender Betriebsspannung müssen die Ränder weiter von der Stütze fortgerückt bzw. mehrere Mäntel angeordnet werden, und dadurch nimmt der Isolator an Gewicht und an Preis zu. Das Verhältnis:

$$\frac{E_R}{G_J} = \beta \quad (209)$$

wird die Gewichtsziffer genannt, und da  $\alpha$  mit der Spannung steigt,  $\beta$  mit steigender Spannung fällt, wird das Produkt:

$$\alpha \cdot \beta = \gamma, \quad (210)$$

die sog. Güteziffer ein Maß für die Beurteilung von Isolatoren bilden. Selbstverständlich ist nur die Güteziffer verschiedener Isolatoren aus demselben Material für die gleichen Überschlagnspannungen unmittelbar vergleichbar. Handelt es sich um den Vergleich von Isolatoren aus verschiedenem Material, so ist an Stelle des Gewichtes  $G_J$  das Verhältnis:

$$\frac{\text{Gewicht}}{\text{spez. Gewicht}}$$

zu setzen.

Nach diesen allgemeinen Erörterungen über die Randentladung und Überschlagnspannung soll nun untersucht werden, nach welchen Gesichtspunkten Isolatoren für eine gegebene Betriebsspannung durch den projektierenden Ingenieur zu beurteilen sind. Dabei ist zunächst zu unterscheiden, ob es sich um Hauptleitungsstrecken handelt, die z. B. die Haupttransformatorenstationen oder Unterwerke mit dem Kraftwerke verbinden, oder um Nebenstrecken mehr oder weniger untergeordneter Bedeutung und ferner, ob der Nullpunkt der Anlage also der Mittelpunkt der Transformatorwicklung bei Einphasenstrom oder der neutrale Punkt bei Drehstrom geerdet ist.

Beim Einschalten einer Hochspannungsleitung kann die Betriebsspannung plötzlich bis auf den doppelten Wert ansteigen. Es ist demnach erforderlich, daß die Isolatoren hierbei noch nicht überschlagen werden. Bezeichnet  $E_K$  die Betriebsspannung, so muß also bei dem Isolator für Hauptstrecken der Spannungsfaktor, d. h. das Verhältnis Überschlagnspannung bei Regen bzw. bei den ungün-

stigsten Witterungsverhältnissen und schlechtestem Oberflächenzustande des Isolators zu Betriebsspannung:

$$\frac{E_R}{E_K} = \sigma = 2 \quad (211)$$

sein. Für die Betriebsspannung  $E_K$  ist die Spannung zwischen zwei Leitern einzusetzen, die Erdung also nicht zu berücksichtigen. Je höher die Betriebsspannung ist, um so mehr wird man sich infolge der Abmessungen und des Gewichtes des vollständigen Isolators diesem Grenzwerte ( $\sigma = 2$ ) nähern, während bei geringeren Spannungen der Spannungsfaktor zumeist wesentlich höher liegt als 2.

Sind sämtliche Leiter von Erde isoliert, so ist die Spannung eines Leiters gegen Erde etwa um 50–60 % kleiner als die Betriebsspannung. Setzt man nun bei der Berechnung des Spannungsfaktors  $\sigma$  für  $E_K$  die Spannung zwischen zwei Leitern ein, so wird der Isolator normal eine vierfache und im Falle eines Erdschlusses noch eine zweifache Sicherheit gegen Spannungsüberschlag besitzen. Ist dagegen der Nullpunkt dauernd geerdet, so können keine höheren Spannungen als die normalen gegen Erde auftreten, und dann wäre es zulässig, den Spannungsfaktor kleiner (etwa  $\sigma = 1,6\text{--}1,7$ ), also  $E_R = 1,6\text{--}1,7 \times E_K$  zu wählen. Die Erdung hätte demnach zur Folge, daß die Isolatoren kleiner genommen werden könnten, und das wäre natürlich gleichbedeutend mit einer unter Umständen sehr ins Gewicht fallenden Ersparnis in den Anlagekosten einer Freileitungsstrecke. Indessen wird in der Praxis hierauf kaum Rücksicht genommen, zumal nie eine völlig zuverlässige Erdung gewährleistet werden kann.

Handelt es sich um Hauptleitungen, so ist selbstverständlich der Höchstwert für den Spannungsfaktor zu nehmen, denn Betriebsstörungen in diesem Teil einer Kraftübertragungsanlage werden stets am unangenehmsten empfunden, zumal auch die Hauptleitungen oftmals durch das schwierigste Gelände führen. Bei Nebenleitungen ist die Art und die Wichtigkeit des Anschlusses, sowie die Höhe des jährlichen Stromverbrauches und daraus die Einnahmen für die Wahl des Spannungsfaktors maßgebend. Weniger aber als etwa 60–70 % des Wertes für den Spannungsfaktor bei den zugehörigen Hauptleitungen für die Isolatoren der Nebenleitungen zu wählen, ist indessen schon sehr zu überlegen und im allgemeinen nur dann statthaft, wenn Betriebsstörungen keine allzugroße Rolle spielen und leichter zu beheben sind.

Wie für Stützisolatoren aus der Tab. XXIV, die die neueste äußere Formgebung und die erhöhte Zahl der Einzelteile der Isolatoren berücksichtigt, zu ersehen ist, beträgt die Überschlagsspannung bei Regen etwa 60–70 % und mehr derjenigen bei trockener Luft. Den Spannungsfaktor noch höher zu wählen als für Hauptleitungen angegeben, ist nur dann ohne besondere Bedeutung, wenn an geeigneten Punkten auf der Strecke bei sehr langen Leitungen bzw. bei kürzeren Leitungen

**Tabelle XXIV.**  
**Deltaisolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf S.-A.**

Delta- isolatoren Nr.	Gew. $G_J$ in kg etwa	Überschlagsspannung in kV		Rand- entladungsziffer $\alpha = \frac{E_R}{E_t}$	Gewichts- ziffer $\beta = \frac{E_R}{G_J}$	Güte- ziffer $\gamma = \alpha \cdot \beta$	Überschlagsweg in cm		Höchst- zulässige Betriebs- spannung in kV
		$E_t$	$E_R$ bei 0,1 mm   bei 3 mm Regenhöhe i. d. Min.				trocken	bei Regen von 3 mm Höhe i. d. Min.	
I. 1380	0,4	49	36	0,63	77	49	8,8	5,0	9
I. 1381	0,7	58	45	0,67	56	38	10,8	7,0	13
I. 1382	1,0	66	52	0,70	46	32	13,2	8,1	17
I. 1383	1,4	74	60	0,72	38	27	14,8	9,5	22
I. 1384	1,9	82	67	0,73	32	23	16,8	10,6	26
I. 1385	2,4	89	73	0,74	28	21	18,5	12,0	30
I. 1386	3,0	95	79	0,76	24	18	20,5	13,5	33
I. 1387	3,7	101	85	0,77	21	16	23,2	14,7	36
I. 1388	4,6	107	91	0,77	18	14	24,8	15,8	40
I. 1389	5,6	113	96	0,78	16	13	27,8	17,6	43
I. 1390	6,8	119	101	0,78	14	11	29,8	18,5	47
I. 1391	8,0	125	107	0,79	12	9	32,0	19,3	50
I. 1392	10,0	130	112	0,80	10	8	34,6	20,9	54
I. 1393	11,5	136	117	0,80	9	7	36,5	21,8	57
I. 1394	13,0	141	122	0,80	9	7	38,3	23,5	61
I. 1395	15,5	146	127	0,81	8	6	40,2	24,9	64
I. 1396	17,5	150	131	0,81	7	6	42,5	26,5	68
I. 1397	18,8	155	136	0,82	7	6	43,8	28,3	71
I. 1398	20,5	160	140	0,82	6	5	46,2	29,6	74
I. 1399	22,7	164	144	0,82	6	5	48,2	30,8	76
I. 1400	25,0	169	149	0,82	6	5	50,8	32,5	78
I. 1401	28,0	173	153	0,83	5	4	52,6	34,0	80

im Kraftwerke und den angeschlossenen Stationen ein ausreichender Überspannungsschutz vorhanden ist. Im entgegengesetzten Falle können die Maschinen, Transformatoren usw. bei plötzlicher Spannungserhöhung z. B. durch atmosphärische Entladungen gefährdet werden, weil die Isolatoren einen Ausgleich nach Erde durch den Spannungsüberschlag nicht ermöglichen. Es ist also auch nach dieser Richtung von dem projektierenden Ingenieur wohl zu überlegen, ob die Isolatoren einen gewissen Schutz gegen Überspannungen für die Gesamtanlage bilden oder ob die Leitungen in dieser Beziehung unempfindlich sein sollen. In der Regel wird das letztere gewählt, da Überspannungsschutzapparate stets bei höheren Spannungen eingebaut werden. Für schwer zugängliche Streckenabschnitte ist dieses Vorgehen auch nur zu empfehlen.

Rechnerische Prüfungen aus langjährig im Betriebe befindlichen Freileitungsstrecken haben ergeben, daß:

der Sicherheitsfaktor $\sigma = 4 \div 5$	bei 10 000 Volt
= $3 \div 3,5$	„ 30 000 „
= 2,5	„ 50 000 „
= 2	über 50 000 „

Gewähr für ein einwandfreies Verhalten der Isolatoren bietet.

Sind die Isolatoren sehr starker Verschmutzung durch Kohlenstaub (Nähe von Gruben und Bahnanlagen), Überziehen mit einer Salzkruste in der Nähe der Meeresküste oder von Kaliwerken oder starkem Regen in den Tropen ausgesetzt, so ist zu empfehlen, Isolatoren der nächstgrößeren Form zu verwenden.

Bei der Gegenüberstellung von Porzellan- zu Ambroin- bzw. Glasisolatoren muß ferner verlangt werden, daß  $E_R$  und  $E_I$  aus mehreren aufeinanderfolgenden Prüfungen bei Regen und bei trockener Luft ermittelt worden sind, denn es kann nur auf diese Weise z. B. beim Ambroin der auf S. 264 angegebene Einfluß der Ölschicht auf den Isolatorenmänteln und das Fehlen der Glasur bzw. bei Glas die schlechte Oberflächenisolation und die stärkere Benetzung bei Regen berücksichtigt werden.

Schließlich muß man bei Vergleichen auch die Länge des Überschlagsweges bei Regen unter  $45^\circ$  mit in die Betrachtung ziehen und ferner auf die Stärke der Isolatorstütze achten.

Nach den Vorschriften des V. D. E. soll die Überschlagsspannung bei Hochspannungsisolatoren bei senkrecht und bei  $45^\circ$  geneigt einfallendem Regen von 3 mm Niederschlagshöhe in der Minute mindestens gleich der doppelten Netzspannung sein. Die Prüfung hat möglichst den praktischen Verhältnissen in bezug auf Stütze und Lage der Isolatoren entsprechend an Stichproben zu erfolgen. Die Benetzung soll 5 Minuten lang dauern.

$\beta$ ) Die Durchschlagsfestigkeit. Für Niederspannung bzw. wenn es sich um starke Leiterquerschnitte und große Spannweiten handelt, sowie für alle diejenigen Stellen, an denen Abspannungen oder Richtungsänderungen in der Leitung vorhanden sind, ist die

Wandstärke des Isolators zwischen der Befestigungsstelle des Leiters und der geerdeten Stütze zumeist schon durch die mechanische Festigkeit gegen Zug- und Druckbeanspruchungen so reichlich, daß sie auch gegen die elektrische Beanspruchung auf Durchschlag genügt. Handelt es sich aber um sehr hohe Betriebsspannungen, so müssen auch für die Durchschlagsfestigkeit bestimmte Vorschriften gemacht werden.

Jeder Isolator durchschlag hat eine Betriebsstörung zur Folge, weil der Isolator an der Durchschlagsstelle entweder zertrümmert wird, so daß der Leiter herabfällt, oder doch eine so starke Beschädigung erfährt, daß ein dauernder Erdschluß auftritt. Die zurzeit gebräuchlichen Prüfapparate für Isolatoren gewährleisten noch keine schnelle Auffindung des Fehlers.

Da bereits auf S. 271 erwähnt wurde, daß der Isolator mindestens der doppelten Betriebsspannung standzuhalten hat, so ist ohne weiteres einzusehen, daß die Durchschlagsfestigkeit mindestens diesen Spannungswerten entsprechen oder besser, noch höher liegen muß, weil eben die Ermittlung von durchschlagenden Isolatoren auf der Strecke mit großen Schwierigkeiten verbunden ist. Nach diesen Gesichtspunkten werden heute von den größeren Porzellanfabriken die Prüfungen auf Durchschlag in der Regel vorgenommen. Der V. D. E. schreibt vor, daß sich die normale Durchschlagsprüfung auf alle Isolatoren über eine Viertelstunde im Wasserbade erstrecken soll. Dabei soll die Durchschlagsspannung der Isolatoren größer sein als die Überschlagsspannung. Bei Isolatoren für weniger als 2000 Volt Netzspannung genügen Stichproben mit 5000 Volt Prüfspannung.

γ) Die Oberflächenisolation. Die dritte Forderung in elektrischer Hinsicht erstreckt sich schließlich auf eine genügende Oberflächenisolation, die der Isolator dauernd aufweisen muß. Wie sich die einzelnen Materialien hierzu verhalten, ist bereits bei der Besprechung derselben angegeben worden. Der Wert der Oberflächenisolation hängt naturgemäß von der Oberflächenbeschaffenheit ab; er muß dauernd unverändert bleiben. Es ist also hierfür auch die Wetterbeständigkeit des Materials in Rücksicht zu ziehen.

Eine genügende Oberflächenisolation wird, wenn das Material als gut und beständig vorausgesetzt wird, erreicht durch die Form des Isolators und zwar dadurch, daß den Stromübergängen von der Leiterbefestigung zur Isolatorstütze und zur Traverse, 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 es ist nicht zu erreichen, daß die Isolatoroberfläche stets vollständig rein bleibt. Derselbe richtet sich nach der Form und Größe des Isolators und nach Temperatur, Luftdruck, Feuchtigkeitsgrad der Luft, Oberflächenbeschaffenheit usw. Bei trockenem Wetter kann man etwa mit  $0,05\text{--}0,1$  Watt für den Isolator rech-

nen. Bei Regen oder Schnee dagegen steigen die Werte unter Umständen auf  $0,2 \div 0,3$  Watt bei etwa  $15\,000 \div 20\,000$  Volt Drehstrom, also  $8700 \div 11\,500$  Volt zwischen Leiter und Stütze. Soweit Meßergebnisse an ausgeführten Fernleitungen von Hermsdorf vorliegen, scheinen die Wattverluste ungefähr mit dem Quadrate der Spannung zuzunehmen. Verschmutzungen durch Staub, Ruß u. dgl., verschlechtern selbstverständlich die Oberflächenisolation<sup>1)</sup>. Es haben Untersuchungen nach dieser Richtung gezeigt, daß der Leistungsverlust im trockenen Zustande des berußten oder beschmutzten Isolators im Durchschnitt etwa  $1 \div 2$  Watt, bei Regen dagegen etwa  $3 \div 4$  Watt beträgt (siehe auch S. 139). Porzellan ist hinsichtlich des Reinbleibens der Oberfläche wiederum das günstigste Material, denn die Glasur wird nicht angegriffen, und infolgedessen kann durch Wind und Regen eine fast vollständige schnelle Reinigung der Oberfläche bewirkt werden.

Von allgemeiner Bedeutung ist schließlich noch die Farbe der Isolatoren. Die Grundfarben sind bei Porzellan weiß, bei Ambroin schwarz, bei Glas grünlichhell. Um das leuchtende Weiß des Porzellans zu vermeiden, das im Landschaftsbilde nicht schön wirkt und erfahrungsgemäß zu Schieß- und Wurfversuchen verlockt, wird der Glasur noch vor dem Brennen durch Zusatz von Mineralsalzen eine andere Farbe gegeben und zwar dunkelbraun, stahlgrau oder grün. In Deutschland bevorzugt man die dunkelgrüne Farbe. Eine Änderung in der Oberflächenisolation tritt hierdurch nicht ein.

d) Die Isolatorformen. Nachdem besprochen worden ist, welche Gesichtspunkte im allgemeinen für die Wahl des Materials und in elektrischer Beziehung maßgebend sind, und wie bei dem Vergleiche von Isolatoren verschiedener Abmessungen vorzugehen ist, soll nunmehr zu der Beschreibung und Beurteilung der in Deutschland gebräuchlichsten Freileitungs-Isolatorformen übergegangen werden.

Man unterscheidet zwischen:

- a) Stütz- oder Tragisolatoren und
- β) Hängeisolatoren,

für die das Anwendungsgebiet verhältnismäßig scharf und zwar durch die Höhe der Spannung begrenzt ist. Bei den Stützisolatoren ist der Leiter oberhalb, bei den Hängeisolatoren unterhalb des Isolatorbefestigungspunktes am Maste angeordnet. Müssen die Isolatoren ständig vorhandene Zugkräfte aufnehmen z. B. in Kurven, an Abspannpunkten oder am Ende einer Leitungsstrecke, so nennt man sie allgemein Abspannisolatoren.

a) Die Stütz- oder Tragisolatoren. Der bekannteste Vertreter dieser Form ist der bei Telegraphenleitungen benutzte sog. Glockenisolator Fig. 191. Für geringe Spannungen z. B. in Gleich-

<sup>1)</sup> Die Prüfung von Hochspannungs-Freileitungsisolatoren. E. T. Z. 1910, S. 888. Hier ist der besondere Verlauf der Verlust-Kennlinie in Abhängigkeit von der Zeitdauer und der Höhe der Spannung gekennzeichnet.

stromnetzen bis 500 Volt muß durch die Form des Isolators nur eine genügende Oberflächenisolation geschaffen werden, was bei den gewöhnlichen Telegraphenglocken ohne weiteres und verhältnismäßig vollständig erreicht wird. Randentladungen, sowie Spannungsüberschläge und Durchschläge sind bei diesen geringen Übertragungsspannungen nicht zu befürchten. Solche Isolatoren müssen nur die erforderliche mechanische Festigkeit besitzen, die durch das Gewicht der Leiter (Zugkräfte) einerseits und durch den Winddruck auf Isolator und Leiter andererseits bedingt wird.

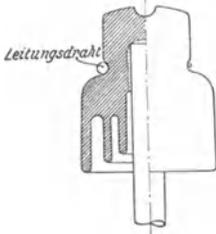


Fig. 191. Ältere Form eines Glockenisolators.

Für Hochspannung genügt diese Isolatorform aber 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. Damit wachsender Spannung der Isolator nach Form der Telegraphenglocke Abmessungen erhalten müßte, die in der Herstellung Schwierigkeiten bereiten, ein zuverlässiges Durcharbeiten des Materials nicht mehr möglich machen und sein Gewicht außerordentlich erhöhen, so ist man dazu übergegangen, den Isolator aus mehreren Teilen zusammenzusetzen. Die Porzellanfabrik Hermsdorf ist als erste Firma nach dieser Richtung seinerzeit bahnbrechend vorgegangen, indem sie

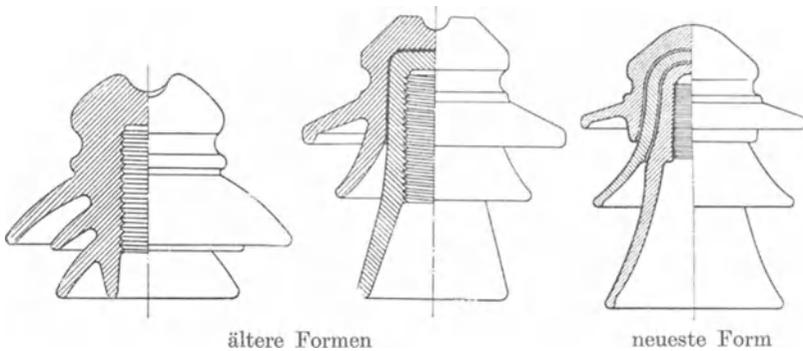


Fig. 192 bis 194. Verschiedene Formen von Hermsdorfer Porzellanisolatoren in Deltaform (ein- und mehrteilig).

den sog. Deltaisolator schuf. Die Deltaglocke, für die drei Entwicklungsformen in Fig. 192 bis 194 wiedergegeben sind, ist naturgemäß in der Reihe der Jahre wesentlich verbessert, und auch von anderen Firmen sind Isolatorformen auf den Markt gebracht worden, die den geforderten Bedingungen hinsichtlich Randentladung, Überschlagnspannung und Durchschlagsfestigkeit vollauf genügen. Da das Deltaisolator-Patent inzwischen abgelaufen ist, wird die Deltaform neuer-

dings von allen deutschen Porzellanfabriken bevorzugt gebaut, ein Beweis dafür, daß diese Form am vorteilhaftesten allen Anforderungen entspricht.

Die Form und Zusammensetzung der verschiedenen Mäntel bzw. Teile, aus denen ein Hochspannungsisolator gebildet wird, darf nun aber nicht willkürlich, sondern muß zunächst von allgemeinen Gesichtspunkten aus betrachtet so gewählt werden, daß die Hohlräume zwischen den einzelnen Mänteln dem Tageslichte und dem Winde frei zugänglich sind. Der Zweck liegt darin, daß sich in schmalen Hohlräumen Insekten, Staub, Schmutz und sonstige Ablagerungen (Salz, Kohlenstaub) leichter festsetzen können, und dadurch mit der Zeit eine leitende Brücke gebildet wird, die dann den Vorteil der Bauform in bezug auf die Länge des Überschlagsweges und die Oberflächenisolation hinfällig macht und unter Umständen sogar den Stromübergang zur Stütze erleichtert. Infolge des freien Durchstreichens des Windes durch die Hohlräume wird dieser schon oft in der Praxis beobachteten Erscheinung von selbst wirksam vorgebeugt. Ferner sollen sich nach früher Gesagtem die Mäntel gegenseitig überdecken und schützen, und zwar 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. In Fig. 195 ist ein vollständiger Spannungsüberschlag bei einem Isolator von Hermsdorf dargestellt, über den später nochmals gesprochen werden wird.



Fig. 195. Spannungsüberschlag bei einem Deltaisolator.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, daß auch die Höhe des Isolators besonders mitspricht. Je höher ein Isolator ist, desto mehr tritt das Gleiten der Funkenladungen auf den Isolatormänteln und der Hülse auf, das bei kleinen Isolatoren kaum wahrgenommen werden kann (Fig. 196a bis c). Neuerdings wird die Bauform derart ausgeführt, daß nicht nur bei einem kleinen Isolator der Überschlag fast unmittelbar außen um den ganzen Isolator nach der Stütze erfolgt, sondern dieses auch bei den größeren Isolatoren der Fall ist.

Die Herstellung aus mehreren Teilen hat gegenüber dem einteiligen und weniger unterteilten Isolator noch die Vorteile, daß die Durchschlagssicherheit 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 Prüfspannungs-

werte der einzelnen Teile, so daß die gesamte Prüfspannung bzw. die Durchschlagssicherheit des ganzen Isolators im Verhältnis zu seiner Überschlagnspannung günstiger als bei einem einteiligen Isolator ist.

Die in der Fig. 194 abgebildete Deltaglocke ist eine Dreimantelform. Für Gegenden, in denen mit starker Verschmutzung der Isolatoren zu rechnen ist und auch für Leitungen in der Nähe der Meeresküste, wo sich häufig Salz auf der Isolatoroberfläche ablagert, sind unter Umständen Zweimantelformen günstiger, weil sie eine bessere Reinigung durch Regen zulassen als die Dreimantelformen. Praktisch sind sie letzteren nicht gleichwertig. Es müssen dann größere Modelle gewählt werden.

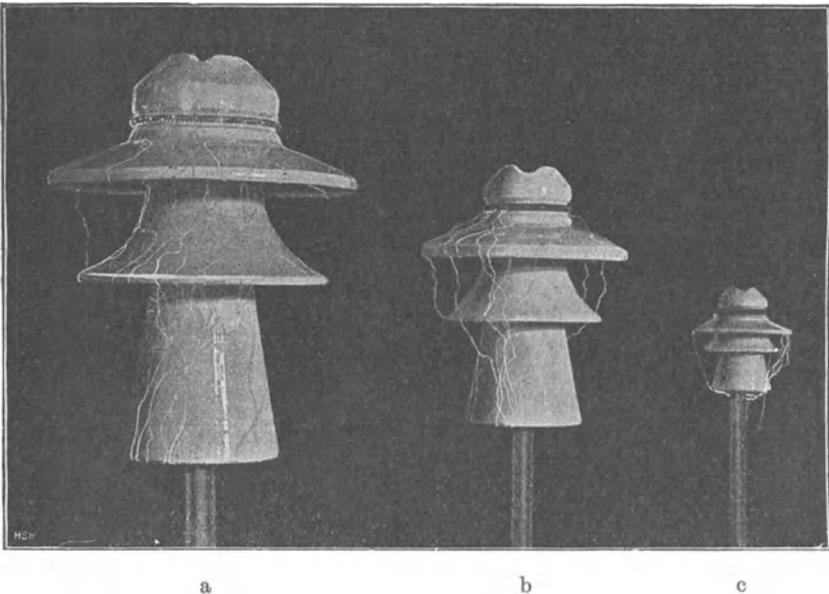


Fig. 196. Verschieden große Stützisolatoren älterer Form unter Spannung zur Veranschaulichung der verschiedenen Entladungsformen.

Eine erst in letzter Zeit häufiger beobachtete Erscheinung ist die Reißbildung<sup>1)</sup> größerer Hochspannungsisolatoren am Oberteile, namentlich am Kopfe. Strenge Untersuchungen haben daher noch zu weiteren Gesichtspunkten bei der Formgebung zusammengesetzter Isolatoren und der mechanischen Verbindung der einzelnen Stücke geführt. Scharfe Übergänge der Scherbenstärke des Porzellans müssen ganz vermieden werden. Die Wandstärken sollen möglichst gleichmäßig sein, weil an den Übergangsstellen leicht Risse auftreten oder innere Spannungen entstehen, die im Laufe der Zeit zu einem Springen des betreffenden

<sup>1)</sup> E. O. Meyer: Zerstörungserscheinungen an Hochspannungsisolatoren. E. T. Z. 1919, S. 173 u. f.

Teiles führen können. Alle scharfen Kanten, einspringenden Teile, Rillen, Schulteransätze u. dgl. sind zu vermeiden und statt dessen durchweg gut abgerundete, dem elektrischen Felde angepaßte Formen mit möglichst großen Krümmungsradien zu wählen (innen und außen halbkugelförmige oder kalottenförmige Ausführung). Auf diese Weise wird namentlich auch im Stützenloche eine gleichmäßigere Beanspruchung des Isolators in elektrischer Beziehung herbeigeführt.

Die Gegenüberstellung der Fig. 193 und 194 läßt die Durchführung dieser neueren Gesichtspunkte in jeder Weise klar erkennen.

Besondere Beachtung bedarf ferner die Vereinigung der einzelnen Teile. Die Kittfugen dürfen, wenn sie nicht durch Zusammenbrennen der Einzelteile besser ganz vermieden werden, nur flach und abgerundet sein und müssen möglichst gleichmäßig ausfallen, was sich auch auf die Kittschicht im Isolatorkopfe bezieht, um eine zu starre Verbindung zwischen Zement und Porzellan zu verhindern. Je dünner die Zementschicht ist, um so geringer ist der Wert der Ausdehnung derselben gegenüber den Porzellanteilen und um so kleiner werden die das Porzellan beanspruchenden Biegungskräfte. Um gegen nachträgliche Feuchtigkeitsaufnahme und gegen die damit unter Umständen verbundene Ausdehnung des Zementes ganz sicher zu gehen, wird von manchen Firmen den Kittflächen noch ein äußerer Schutzanstrich (Lackanstrich) gegeben und zwar der Stirnflächen, die mit der Luft in Berührung kommen. Auch ein elektrisch leitendes Mittel (leitender Graphitanstrich, Metallniederschlag) wird für diesen Schutzanstrich benutzt, um 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, und die Spannung verteilt sich gleichmäßig 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 Armaturteilen leitend verbunden wird. Dadurch bleibt die Kapazität des Isolators von der unter Umständen mit der Zeit eintretenden Widerstandsveränderung des Zementes unbeeinflusst.

Bei dem Zusammenkitten mehrteiliger Isolatoren und der Vereinigung mit eisernen Armaturteilen ist es unvermeidlich, daß Materialien verschiedener Wärmeausdehnung miteinander starr verbunden werden. Solange der zur Verbindung benutzte Zement, wie es während der ersten Monate und Jahre der Fall ist, eine gewisse Nachgiebigkeit besitzt, ist dies ohne Bedeutung. Dagegen haben die Erfahrungen länger gekitteter Isolatoren gezeigt, daß nach vollständiger Erhärtung des Zementes die bei hohen Temperaturen infolge der verschiedenen Ausdehnung auftretenden Kräfte doch gefährliche Span-

nungen in den äußeren Porzellanschichten hervorrufen können. Dies ist besonders dann der Fall, wenn dieser Gesichtspunkt nicht bereits durch entsprechende Formgebung der Porzellantteile, zum Beispiel durch die früher erwähnte Abrundung entsprechend berücksichtigt wird.

Um in dieser Beziehung völlig gesichert zu sein, und der Verschiedenheit des Ausdehnungskoeffizienten von Porzellan und Zement Rechnung zu tragen, versieht die Porzellanfabrik Hermsdorf und Rosenthal die elektrisch leitend gemachten Kittflächen der Porzellantteile noch mit einem nachgiebigen, dauernd haltbaren Überzuge. Aus gleichem Grunde werden auch die einzukittenden eisernen Armaturteile, soweit sie mit Zement in Berührung kommen und durch ihn Kräfte auf das Porzellan übertragen können, mit einem nachgiebigen Anstrich überzogen, der die Gefahr von Materialspannungen infolge zu starrer Einkittung der Eisenteile aufhebt.

Wenngleich durch solche Maßnahmen die Haftfestigkeit der Kittflächen naturgemäß etwas herabgesetzt wird, so wird durch diese gewissermaßen elastische Kittung doch die Betriebssicherheit der Isolatoren außerordentlich erhöht. Jedenfalls bietet eine weniger starre Vereinigung der verschiedenen Teile unbedingt Gewähr für die Vermeidung etwaiger Materialspannungen, und von diesem Gesichtspunkte aus ist selbst eine gewisse gegenseitige Beweglichkeit der einzelnen Teile entschieden einer vollkommen starren Verbindung vorzuziehen. Abgeschlossene Erfahrungen mit diesen neuen Kittverfahren liegen noch nicht vor. Soweit bisher bekannt geworden, sind die Ergebnisse günstig. Nur Bleifolie als Zwischenlage ist wegen der Zersetzung des Bleis in Berührung mit Zement und der sich dann ergebenden Treibwirkung nicht benutzbar. Bei niedriger Bauform dagegen werden die Einzelteile der Stützisolatoren nicht zusammengekittet, sondern im Ofen zusammenglasert. Für dieses Verfahren ist Nachteiliges aus dem Betriebe bisher nicht bekannt geworden. Das Aufschrumpfen der einzelnen Teile dagegen hat sich nicht bewährt und wird daher nicht empfohlen.

Von den bekanntesten Stützisolatoren, die nicht nur in Deutschland, sondern auch im europäischen und überseeischen Auslande große Anwendung gefunden haben, sollen nur die bereits wiederholt erwähnten Deltaglocken näher besprochen und kritisch betrachtet werden. Für die häufiger benutzten Formen dieser Isolatoren sind die besonders beachtenswerten Daten in der Tab. XXIV zusammengestellt. Auf die Isolatoren der anderen deutschen oder amerikanischen Firmen einzugehen, würde zu weit führen. Nennenswerte Abweichungen sind nicht vorhanden.

Die Deltaglocken besitzen je nach der Höhe der Spannung, für die sie Verwendung finden sollen, einen oder zwei sog. Zwischenmäntel, die, wie bereits erwähnt, die Aufgabe haben, einmal die Länge des Überschlagsweges bei Regen zu vergrößern. Ferner soll auf die vom oberen Rande abgehenden Wassertropfen eine abstoßende Wirkung dadurch ausgeübt werden, daß die Zwischenmäntel sich mit

feinem Sprühregen bedecken, der elektrisch das gleiche Potential hat, wie die abfließenden Wassertropfen. Der Zwischenmantel schützt ferner die darunterliegende Hülse gegen Regen und verzögert damit die an letzterer sonst leicht auftretende gleitende Entladung.

Wie aus der Tab. XXIV zu ersehen ist, steigt das Gewicht der Isolatoren mit wachsender Spannung außerordentlich und zwar nicht einfach in gleichem, sondern in stärkerem Maße, und es steigen damit naturgemäß auch der Preis und die Abmessungen. Diesem Übelstande begegnet die Porzellanfabrik Hermsdorf für höhere Spannungen dadurch, daß sie den oberen Mantel nicht aus Porzellan herstellt, sondern ihn durch ein Metaldach ersetzt<sup>1)</sup>. Versuche haben gezeigt, daß durch diese Maßnahme die Leistungsfähigkeit des Isolators nicht unwesentlich gesteigert wird, wie das auch die Zahlen der Tab. XXV erkennen lassen. Das Gewicht der Isolatoren wird ferner für gleiche Spannungsverhältnisse geringer.

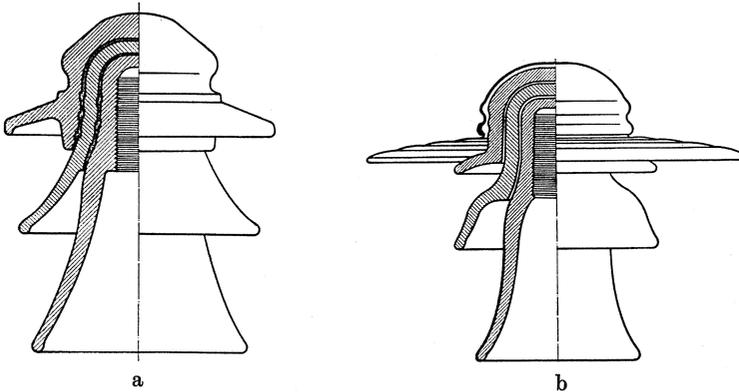


Fig. 197. Gleichwertige Deltaisolatoren ohne und mit Metaldach.

In Fig. 197 ist ein Isolator mit Blechschirm in Gegenüberstellung mit einem Deltaisolator neuester Form abgebildet. Man ersieht un schwer, daß der Blechschirm zunächst den unter ihm liegenden Teil des Isolators und insbesondere den Zwischenmantel ganz bedeutend mehr vor Regen schützt als der Porzellanteller. Der Überschlagsweg wird infolgedessen verlängert (Tab. XXIV und XXV). Ferner kommt in mechanischer Beziehung hinzu, daß der Metallschirm durch Steinwürfe, Flintenschüsse, herabfallende Äste usw. nicht beschädigt, der Überschlagsweg also auch nach dieser Richtung nicht beeinflußt werden kann, was in gleichem Maße beim vollständigen Porzellanisolator nicht der Fall ist. Also auch mit Rücksicht auf die Betriebssicherheit für die ganze Strecke ist der Isolator mit Metaldach günstiger. Ferner bietet derselbe noch manche Vorzüge in

<sup>1)</sup> D. R. P. 206 322, 207 357 der Porzellanfabrik Hermsdorf. — W. Weicker: Hochspannungsisolatoren mit Metaldach. E.K.B. 1909, Heft 16.

Tabelle XXV.  
Metallschirm-Isolatoren der Porzellanfabrik Hermsdorf S.-A.

Isolatoren Nr.:	Gew. $G_J$ in kg etwa:	Überschlagsspannung in kV		Rand- entladungsziffer $\alpha = \frac{E_R}{E_t}$	Gewichts- ziffer $\beta = \frac{E_R}{G_J}$	Güte- ziffer $\gamma = \alpha \cdot \beta$	Überschlags- weg in cm bei Regen von 8 m/m Höhe in der Min.	Höchst zulässige Betriebs- spannung in kV
		$E_t$	$E_R$ bei 0,1 m/m   bei 8 m/m Regenhöhe i. d. Min.					
I. 2025	1,5	75	69	0,94	42	35	12,0	28
I. 2026	2,4	84	78	0,85	30	26	13,5	33
I. 2027	3,5	94	87	0,85	23	20	15,6	38
I. 2028	4,6	103	95	0,85	19	16	17,9	43
I. 2029	5,8	112	103	0,86	16	14	20,4	47
I. 2030	7,2	120	112	0,87	14	12	22,7	52
I. 2031	8,8	127	120	0,88	13	11	24,6	56
I. 2032	10,1	135	127	0,89	12	11	25,9	59
I. 2033	11,8	142	134	0,90	11	10	28,5	63
I. 2034	13,5	150	141	0,90	10	9	30,3	67
I. 2035	16,0	156	148	0,90	9	8	33,1	70
I. 2036	18,6	163	154	0,91	8	7	35,0	74
I. 2037	21,6	170	160	0,91	7	6	36,8	77
I. 2038	25,0	176	166	0,91	6	5	38,1	80
I. 2039	28,7	184	172	0,91	6	5	40,5	84
I. 2040	33,0	190	177	0,91	5	5	42,5	87
I. 2041	37,6	196	182	0,91	5	5	44,5	90

elektrischer Beziehung und zwar in der Hauptsache dadurch, daß bei Regen die Wassertropfen ungleich stärker vom Rande des Mantelschirmes nach außen also von der Stütze fortgerichtet abgeschleudert werden als beim Porzellanschirm.

Aus Fig. 198 ist dieses deutlich ersichtlich. Diese elektrostatische Wirkung des Metaldaches wird nicht beeinträchtigt, wenn dasselbe aus Gründen der erhöhten Oberflächenisolation und der größeren Haltbarkeit emailliert oder mit einem isolierenden Anstrich versehen wird, was jedenfalls stets empfohlen werden kann. Auch hinsichtlich der Randentladungen verhält sich der geschützte Isolator günstiger, wie das der in Fig. 199 dargestellte Vergleich zweier Isolatoren unschwer erkennen läßt. Schließlich ist darauf hinzuweisen, daß auch die Durchschlagsfestigkeit einen höheren Wert ergibt als beim gewöhnlichen Isolator, weil die Feldverteilung am Kopfe günstiger ausfällt und dadurch die Durchschlagsgefahr herabgesetzt wird.



Fig. 198. Hochspannungsisolator mit Metallschirm im Regen unter Spannung.

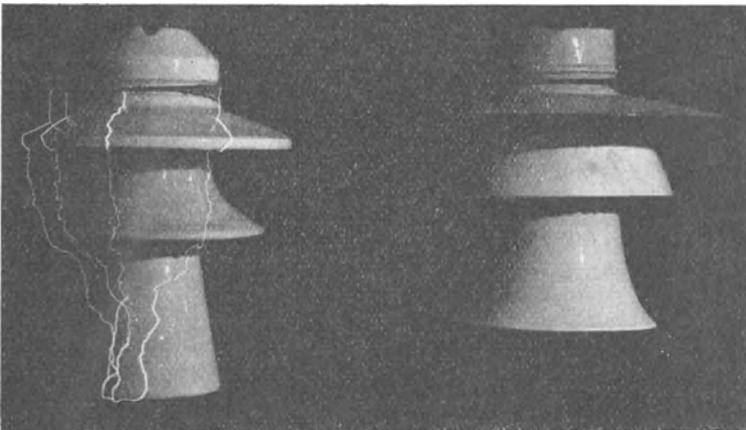


Fig. 199. Vergleichsweise Prüfung zweier 80000 Volt-Isolatoren ohne und mit Metallschirm unter künstlichem Regen mit 130000 Volt.

Größere Leistungsverluste durch Ausstrahlung der Elektrizität infolge der großen Flächenform des Metallschirmes sind gegenüber dem vollständigen Porzellanisolator nach eingehenden Versuchen von Hermsdorf nicht vorhanden, zumal neuerdings der äußere Rand noch mit

einem starken Wulste versehen also abgerundet wird. Als weiterer Vorteil der Metallschirm-Isolatoren ist zu erwähnen, daß der Leiter auch nach erfolgtem Durchschlage eines Isolators nicht, wie bei gewöhnlichen Isolatoren, leicht durchbrennt, sondern infolge der größeren Wärmeableitungsfähigkeit des Metallschirmes fast immer unversehrt bleibt.

Zusammengefaßt ist demnach der Isolator mit Blechschirm dort von Nutzen und Vorteil, wo mit häufigen Regengüssen und Nebeln zu rechnen ist, und wo mutwillige Zerstörungen der Isolatoren besonders zu befürchten sind. Auch dann, wenn

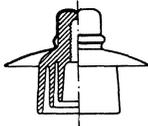


Fig. 200. Aus-rüstung eines älteren Glocken-isolators mit Metallschirm.

z. B. die Betriebsspannung einer ausgebauten, mit knapp bemessenen Isolatoren ausgerüsteten Anlage infolge Steigerung der zu übertragenden Leistung erhöht werden soll, oder die Isolatoren wegen der schlechten Beschaffenheit der Luft zu Störungen ständig Veranlassung geben, kann das nachträgliche Anbringen von Metallschirmen vorteilhaft sein. In Fig. 200 ist ein älterer Porzellanisolator mit nachträglich aufgesetztem Metallschirm abgebildet. Die Überschlagnsspannung eines solchen älteren Glockenisolators, die bei Regen etwa 25 000 Volt beträgt, kann durch Aufbringen eines gegen schräg von oben kommenden Regen schützenden Metallschirmes auf etwa 40 000 Volt gesteigert werden.

Um für die Projektierungsarbeiten einen bequemen Vergleich der beiden Isolatoren Ausführungen zu ermöglichen, sind in Fig. 201 Schaulinien gegeben, die darstellen, wie sich die Gewichte von Delta-Isolatoren zu solchen mit Metallschirmen verhalten. Bei der Ermittlung der Werte dieser Schaulinie sind für beide Isolatorformen hinsichtlich der Festsetzung der Betriebsspannung die gleichen Gesichtspunkte (gleicher Sicherheitsfaktor für die Überschlagnsspannung bei Regen) maßgebend gewesen. Die Gewichte von Metallschirmisolatoren sind aber natürlich je nach dem benutzten Metall (z. B. Kupfer, Aluminium, emailliertes Blech) ziemlichen Schwankungen unterworfen. Die Preisvergleichskennlinien der I. Auflage sind fortgelassen worden, weil sie für längere Zeit nur zu Irrtümern Veranlassung geben könnten.

Eine ähnliche Schutzwirkung wie durch den Metallschirm insbesondere gegen die Gefährdung der Isolatoren durch Blitzschläge und Überschläge zur Stütze wird durch einen metallischen Schutzring<sup>1)</sup> erreicht, der nach Fig. 202 um die Stütze gelegt wird und einen größeren Durchmesser hat als der unterste Isolatormantel. Diese Ausführung besonders für die Isolatoren auf der Mastspitze, die

<sup>1)</sup> L. C. Nicholson: A practical method of protecting insulators from lightning and power arc effects. Proc. of the Am. Inst. of Electr. Eng. Vol. XXIX, S. 241, und Electr. World 1911, Vol. 57, Nr. 12, S. 727. — W. Weicker: Praktische Maßnahmen zum Schutze der Isolatoren von Hochspannungsleitungen gegen Blitzschlag und Starkstromübergang. E. K. B. 1910, Heft 15 u. E. K. B. 1912, Heft 24.

namentlich in gewitterreichen Gegenden am meisten gefährdet sind, hat sich z. B. in den mit 60 000 Volt betriebenen Netzen der Niagara-Lockport and Ontario Power Co. mit einer Gesamtleitungs-

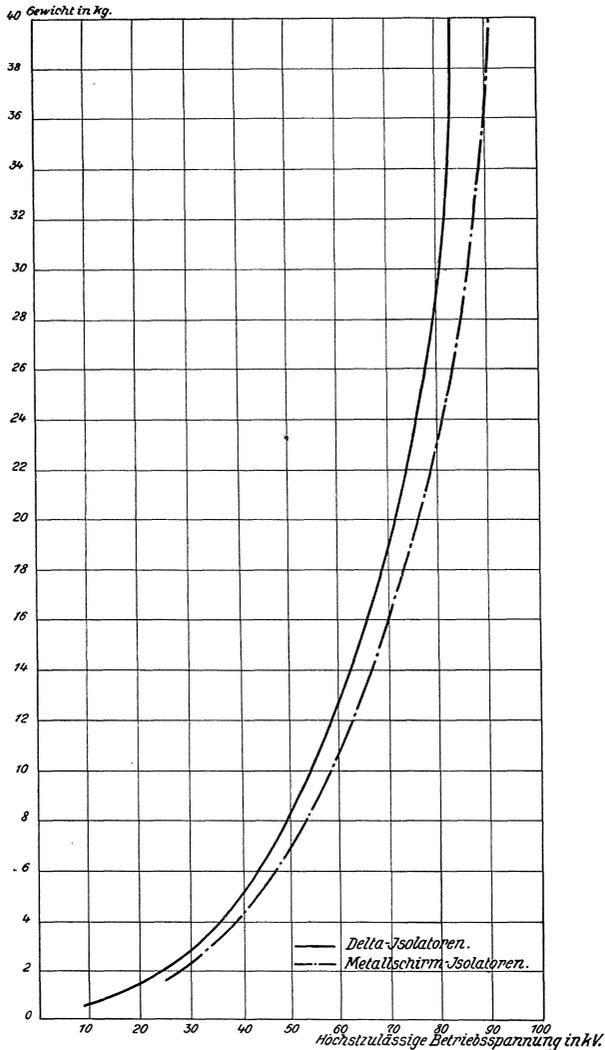


Fig. 201. Gewichts-Vergleichskennlinien für Deltaisolatoren ohne und mit Metallschirm.

länge von etwa 663 km und bei etwa 26 000 Stützisolatoren gut bewährt. Die Aufgabe dieses Schutzringes ist die, bei Überschlügen den Lichtbogen von den unteren Porzellanmänneln und der Stütze

fernzuhalten, indem die Entladungen unmittelbar nach dem Metallringe übergehen. Bei trockener Luft ist der Überschlagswert allerdings kleiner als ohne Schutzring, und zwar weil der Abstand zwischen Leitungsdraht und Ring kleiner ist als nach der Stütze. Das ist besonders beachtenswert und von großer Bedeutung für Gegenden, in denen im heißen Sommer atmosphärische Entladungen ohne begleitenden Regen auftreten. Der Schutzring bietet dann gewissermaßen eine Sicherheitsfunkenstrecke. Bei Regen sind die Überschlagswerte ohne oder mit Schutzring annähernd gleich. Die Beanspruchung des Isolatorkörpers auf Durchschlag wird bei der Benutzung des Metallringes herabgesetzt, weil derselbe auch hier die Wirkung einer Sicherheitsfunkenstrecke hat, und weil ferner die Feldverteilung günstiger ausfällt.

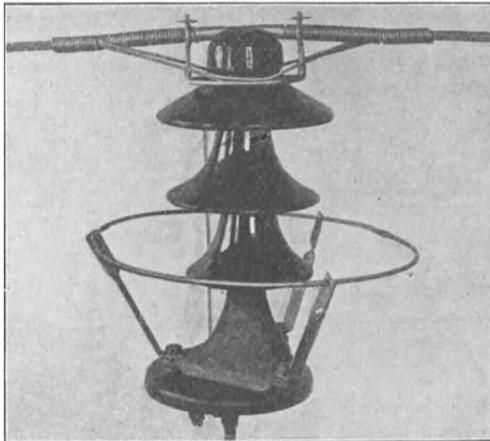


Fig. 202. Amerikanischer Hochspannisolator mit Schutzring.

Dieses Schutzmittel in Verbindung mit dem auf S. 281 beschriebenen Metallteller am Kopfe des Isolators ist nach den bisher vorliegenden Erfahrungen wirksamer gegen Isolatorzerstörungen durch atmosphärische Entladungen als die Benutzung eines geerdeten Schutzseiles über den Leitern. In mechanischer Beziehung hat der Schutzring noch den Vorteil, daß der Isolator besser vor Beschädigungen durch Steinwürfe geschützt wird. Als Nachteile müssen aber genannt werden das leichte Auftreten eines Erd- und unter Umständen eines unmittelbaren Kurzschlusses zwischen zwei Leitern durch Äste, Zweige, Strohhalme usw., die sich in den Schutzringen verfangen und dann nur mühsam entfernt werden können, während das letztere bei normalen Isolatoren sonst zumeist vom Winde besorgt wird. Auch Vögel benutzen die Schutzringe gern als Ruheplätze und können dann beim Niederlassen oder Auffliegen Betriebsstörungen dadurch verursachen,

daß sie Überschläge einleiten. Die Schutzringe sind also in vogelreichen und baumreichen Gegenden weniger zu empfehlen oder müssen großen Durchmesser erhalten.

Tabelle XXVI.

Beobachtungen	Mit Schutzringen versehene Linie von 314 km Länge mit 11078 Isolatoren			Mit gewöhnlichen Isolatoren versehene Linie von 349 km Länge mit 15121 Isolatoren		
	vor Anbringen der Ringe		nach	ohne Schutzringe		
	1907	1908	1909	1907	1908	1909
Ganz zerstörte Isolatoren	59	139	1 <sup>1)</sup>	29	81	54
Beschädigte, aber noch betriebsfähige Isolatoren	16	35	13	15	66	36
Störungen auf der Strecke durch Isolatorbruch	12	26	1	9	23	15
Auslösung der selbsttätigen Schalter durch Kurz- od. Erdschlüsse	32	38	19	32	42	12
Zahl der Gewittertage	41	54	44	41	54	44

In Tab. XXVI sind einige interessante Daten über die Betriebsstörungen auf zwei angenähert gleichen Strecken der Ontarioanlage, die einmal ohne und einmal mit Metallschutzringen unter den Isolatoren ausgerüstet sind, zusammengestellt. Man erkennt, daß dieses Schutzmittel ganz überraschend gute Ergebnisse gezeigt hat.

Die Fig. 203 zeigt ferner einen Isolator amerikanischer Bauart, wie er für die Kern River Power Co. (60000 Volt) Anwendung gefunden hat. Er ist für großen Leiterszug konstruiert und deshalb auf einer besonderen Stütze aus Gußstahl montiert. Abweichend von den deutschen Konstruktionen besitzt dieser Isolator einen ganz flachen obersten Teller und tief heruntergezogene Zwischenmäntel, um besonders einer Vereisungsgefahr im strengen Winter zu begegnen, die bei eintretendem Tauwetter unter Umständen nicht unbedeutende

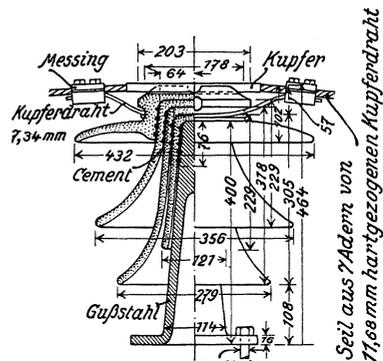


Fig. 203. Stützisolator der Kern-River Power Co.

<sup>1)</sup> Nachweislich infolge fehlerhafter Montage des Isolators geschehen.

Erdströme und vereinzelt auch Lichtbogenbildungen und damit Zerstörungen der Isolatoren zur Folge haben kann.

β) Die Isolatorstützen. Die Stützen zur Befestigung der Tragisolatoren werden heute durchweg aus Schmiedeeisen oder bei großen Zugkräften, also an Abspannstellen, in Kurven usw. aus Stahl bzw. Stahlrohr hergestellt. Die verschiedenen Stützformen sind in Fig. 204 bis 208 abgebildet. Die Auswahl hat nach dem jeweiligen Drahtzuge

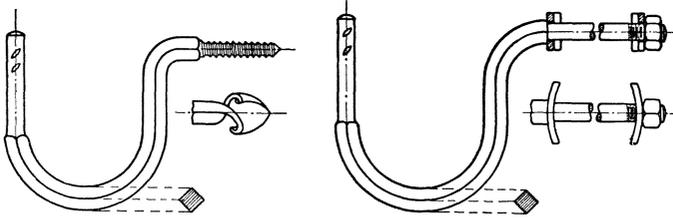


Fig. 204 u. 205. Gebogene Stützen für Tragisolatoren.

und dem gewünschten Sicherheitsgrade 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

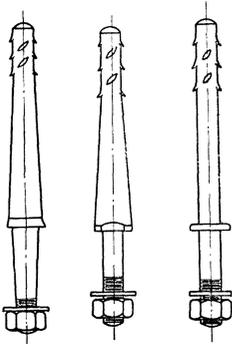


Fig. 206 bis 208. Verschiedene Formen gerader Stützen für Tragisolatoren.

Ausführung reicht bei kleineren Leiterquerschnitten und mittleren Spannweiten bis etwa 30 000 Volt; darüber hinaus wird die Ausladung zu weit. 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 bei Doppelschützen mit verbindender Schelle hergestellt, worauf bei der Bestellung zu achten ist. Bei höheren Spannungen, größeren Spannweiten und auch bei starken Leiterquerschnitten kommen die Stützen nach Fig. 206–208 zur Verwendung, die Querträger (Traversen) zur Befestigung bedingen. Zur Verhinderung des Rostens werden die Stützen entweder mit einem wetterfesten

Anstrich versehen oder ähnlich wie bei Masten, feuerverzinkt. In elektrischer Beziehung wird neben der halbkugelförmigen Ausbildung des Stützenloches auch die Stütze am oberen Ende halbkugelförmig hergerichtet, wodurch die starke Beanspruchung des Porzellans, welche im anderen Falle an den scharfen Stützenkanten entsteht, vermieden wird. Die Höhe der Stütze bzw. der Abstand vom unteren Isolatorrande bis zur Traverse ist möglichst groß zu machen, weil

abgesehen von der geänderten Feldverteilung je nach dem Abstände des Isolators von der Traverse die Benetzung der inneren Isolatorflächen durch rückspritzendes Wasser verschieden ist<sup>1)</sup>.

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 das Material 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 der Elektrizität 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 führen. 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, und es tritt dann Erdschluß und das bereits erwähnte Verkohlen derselben ein. Durch letzteres wird aber 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 beide Gewinde erhalten und miteinander unter Verwendung von gemennigter Hanfschnur verschraubt werden, oder durch Einkitten der Stütze im Stützloch des Isolators. Über die in letzter Zeit benutzten imprägnierten Papiere liegen ausreichende Erfahrungen noch nicht vor. Auf die Beschaffenheit des Kittes wird auf S. 306 noch näher eingegangen werden.

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.

γ) Die Hängeisolatoren. Wie aus den Tab. XXIV bis XXV zu erkennen ist, nehmen die Abmessungen und Gewichte der Stütz-

<sup>1)</sup> Weiker: 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-kante zur Traverse:	5	6,5	9,5	19	57	cm
Spannung:	30,7	31,7	34,0	35,0	35,7	kV

isolatoren für hohe Spannungen über 50 000 Volt so außerordentlich zu, daß sie mit Rücksicht auf Fabrikationsschwierigkeiten einerseits und die Kosten für die Isolatoren selbst, sowie für die Masten, Traversen, die Montage usw. andererseits kaum noch verwendbar sind. Die wirtschaftliche Grenze liegt etwa zwischen 60 000 und 70 000 Volt. Aber nicht allein diese Gründe verbieten die Benutzung des Stützisolators bei höheren Spannungen, sondern es treten in elektrischer Hinsicht Entladungserscheinungen auf, die mit der Größe des Stützisolators in sehr ungünstigem Maße zunehmen. Je größer der Iso-

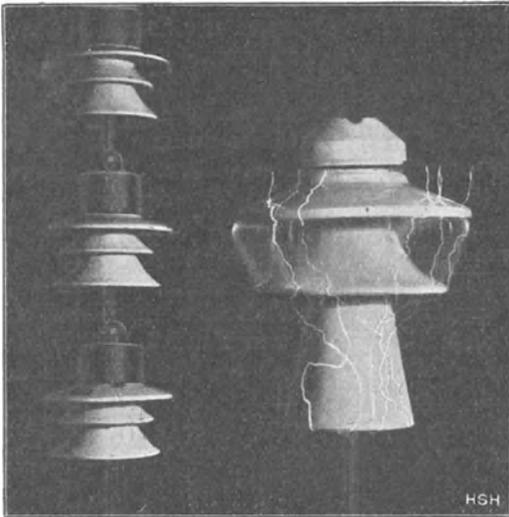


Fig. 209. Hängeisolator und Stützisolator unter gleicher Spannung.

lator ist, desto mehr verlaufen die Funkenentladungen längs der Isolatoroberfläche zur Stütze (Fig. 209). Man bezeichnet diese Erscheinung dann als sog. gleitende Entladungen (Gleitfunken, S. 269). Die feinen, verästelten Gleitbüschel bahnen dem nachfolgenden Funken den Weg zur Stütze, und es kommt infolgedessen nicht mehr die Luftstrecke zwischen Leiter und Stütze für die Höhe der Überschlagnspannung in Betracht, wodurch naturgemäß der Isolator bedeutend an Wert verliert. Die

Fig. 209 zeigt in Gegenüberstellung einen Stütz- und Hängeisolator unter den gleichen Betriebs- und Spannungsverhältnissen, aus der ohne weiteres das wesentlich günstigere Verhalten des Hängeisolators zu erkennen ist. Die Schaulinien Fig. 210 und 211 lassen den Preis- und Gewichtsunterschied noch deutlicher feststellen. Sie beziehen sich auf die in Fig. 216 abgebildeten verschiedenen Hängeisolatorformen der Porzellanfabrik Hermsdorf und sind ohne weitere Erklärungen benutzbar.

Diesem Übelstande begegnete als erster der Amerikaner Hewlett dadurch, daß er den Leiter nicht mehr auf, sondern unter dem Isolator befestigte und letzteren nunmehr an der Traverse aufhängte. Der erste Isolator dieser Form ist von der Gen. Electr. Co. gebaut worden und in Fig. 212 im Schnitt abgebildet. Mehrere dieser Isolatoren werden zu einer Kette zusammengesetzt und bilden dann den vollständigen Isolator für jede Phase der Leitung. Bei dem Hewlett-Isolator geschieht das Zusammensetzen zu einer Kette in der Form,

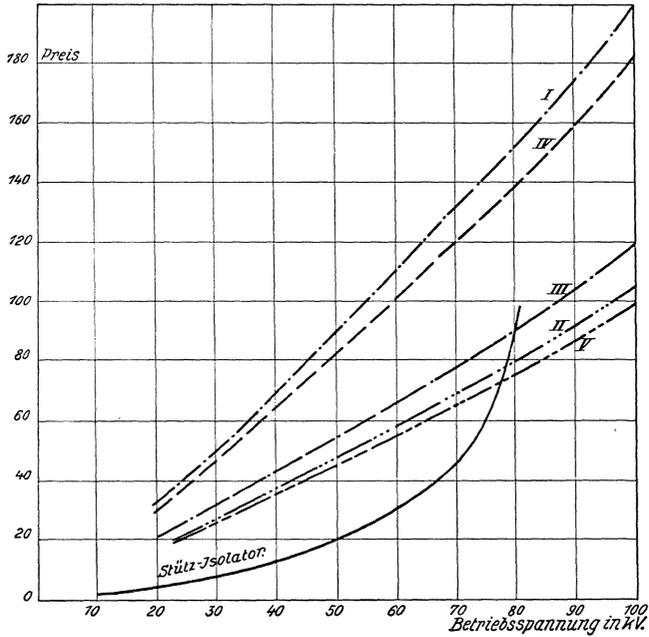


Fig. 210. Preis-Vergleichskennlinien für Stütz- und Hängeisolatoren.<sup>1)</sup>

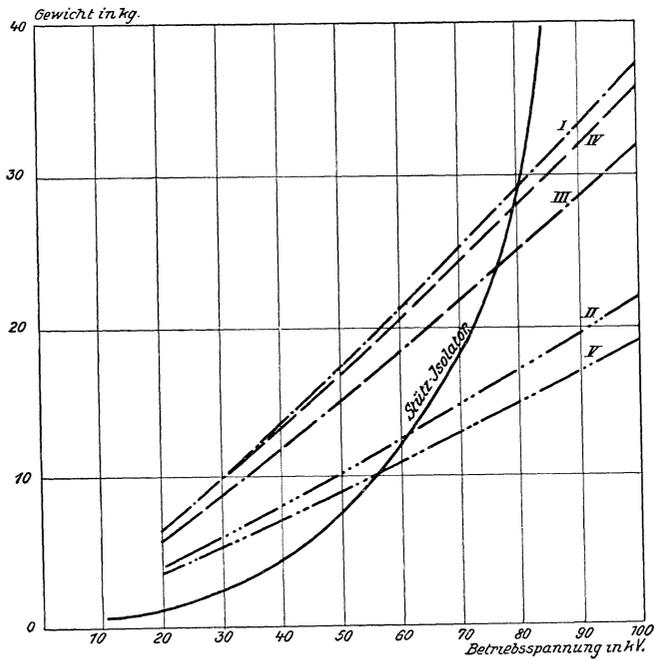


Fig. 211. Gewichts-Vergleichskennlinien für Stütz- und Hängeisolatoren.<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Zu Fig. 216.

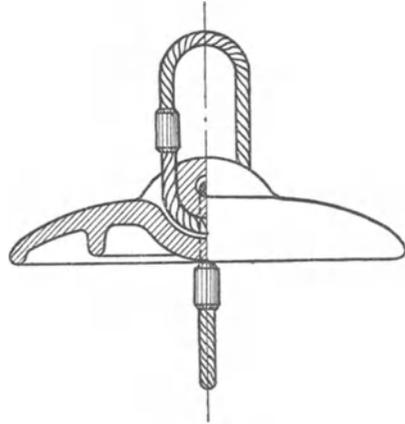
daß die einzelnen Isolatorteller mit sich durchdringenden Metallseilen kettengliederartig aneinander befestigt werden. Heute sind eine ganze Anzahl anderer Formen und auch anderer Kettengliederbildungen entstanden und in Verwendung.

Die verschiedenen gebräuchlichen Hängeisolatoren können auf die in Fig. 213 bis 215 gezeichneten Formen zurückgeführt werden, und zwar:

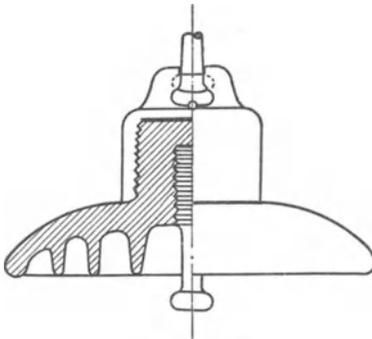
- A. Kettengliedartige Aufhängung unter Benutzung von Metallseilen oder Bändern, die sich innerhalb des Isolators durchdringen;



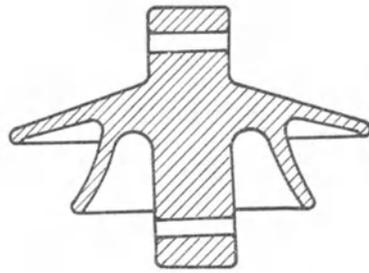
Fig. 212. Durchschnitt durch einen Hewlett-Isolator.



Form A.



Form B.



Form C.

Fig. 213 bis 215. Grundformen von Hängeisolatoren.

- B. Isolatoren, bei denen die metallischen Befestigungsteile auf- bzw. eingekittet werden und ineinandergreifen;  
 C. Isolatoren, bei denen die metallischen Befestigungsteile nicht ineinandergreifen.

Die Beurteilung über die Brauchbarkeit dieser Grundformen und aller anderen Hängeisolatoren, die mit mehr oder weniger starken Abweichungen diesen Grundformen zuzuweisen sind, hat sich in elektrischer Hinsicht wiederum auf die Durchschlagsfestigkeit, die

Überschlagsspannung, den Kettenwirkungsgrad und die Bauhöhe einer vollständigen Kette zu erstrecken, während in mechanischer Beziehung die Befestigung der einzelnen Glieder aneinander von ausschlaggebender Bedeutung ist. In der Tab. XXVII sind die technischen Daten für die in Fig. 216 abgebildeten verschiedenen Gliederformen nach Hermsdorfer Bauart und in den Tab. XXVIII bis XXXI

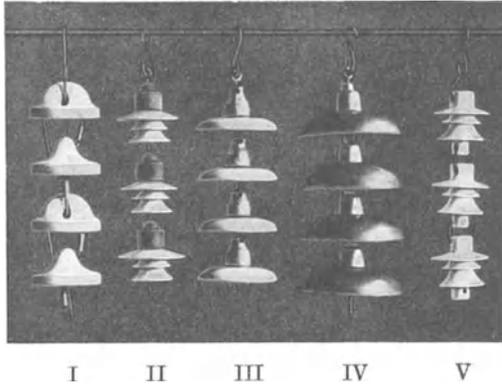


Fig. 216. Verschiedene Hängeisolatorformen der Porzellanfabrik Hermsdorf (Tab. XXVII).

die elektrischen Daten für Rosenthal- und Schomburg-Isolatoren zusammengestellt. Es sollen im Nachfolgenden nur die neuesten Ausführungen zur Betrachtung kommen.

Die Form A ist die neukonstruierte Hewlettform; die Fig. 217 zeigt eine einfache, Fig. 218 eine Doppelhängekette für Streckenmaste, die Fig. 219 und 220 eine einfache und eine Doppelkette für Kurven und Abspannpunkte.

Die Durchschlagsfestigkeit ist gegenüber den beiden anderen Formen geringer, und zwar weil dieser Isolator in der Herstellung, d. h. im sicheren Durcharbeiten des Materials während des Schmelzvorganges Schwierigkeiten bereitet, und weil die Beanspruchung des Materials auf Durchschlag infolge des unregelmäßig gestalteten elektrischen Feldes größer ist als bei den anderen Formen. Wie Versuche gezeigt haben, treten in den Kanälen für die Befestigungsseile, die durch letztere nicht völlig ausgefüllt werden, infolge der größeren Felddichte in diesem Falle wesentlich früher leuchtende Entladungen auf als bei den Formen B und C.

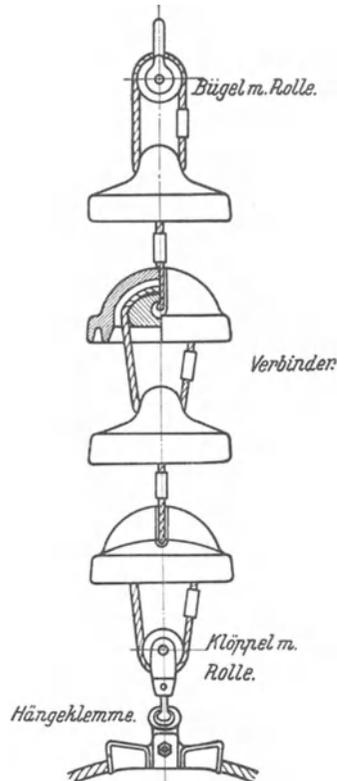


Fig. 217. Einfache Hewlett-Tragkette (Rosenthalbauart).

Tabelle XXVII.

Technische Daten über Hänge-Isolatoren der Form I—V (Fig. 216) der Porzellanfabrik Hermsdorf, S.-A.

	I	II	III	IV	V
Gewicht eines Isolators (fertig montiert) . . . . kg	5,7	4,6	5,9	6,7	3,9
Randentladungen trocken:					
für 1 Isolator . . . . . kV etwa	80	104	81	53	110
„ 2 Isolatoren . . . . . „ „	135	190	155	106	200
„ 3 „ . . . . . „ „	185	268	220	156	282
„ 4 „ . . . . . „ „	240	338	275	204	354
„ 5 „ . . . . . „ „	285	400	330	246	420
„ 6 „ . . . . . „ „	335	450	380	280	474
Randentladungen bei Regen: (3 mm Niederschlagshöhe in der Minute, einfallend unter 45°)					
für 1 Isolator . . . . . kV etwa	34	60	44	47	63
„ 2 Isolatoren . . . . . „ „	60	110	80	88	115
„ 3 „ . . . . . „ „	85	160	115	126	167
„ 4 „ . . . . . „ „	115	206	155	164	214
„ 5 „ . . . . . „ „	140	252	190	198	260
„ 6 „ . . . . . „ „	165	296	220	228	306
Betriebsspannung:					
für 1 Isolator . . . . . kV	14÷18	19÷23	16÷20	16÷20	18÷22
Bruchfestigkeit. . . . . kg	über 3000 kg				

Die Randentlade- und Überschlagsspannung sowohl im trockenen Zustande als auch unter Regen ist ebenfalls geringer als bei Form B, weil bei letzterer der Abstand vom Mantelrande nach dem zentral liegenden Bolzen größer ist, als bei den einseitig liegenden Seilschlingen. Die Spannungsverteilung auf die einzelnen Glieder einer vollständigen Strecken- bzw. Abspannkette ist infolge der geringen Eigenkapazität jedes Isolators und der Teilkapazitäten gegen Leiter und Erde ungleichmäßig, so daß mit der Steigerung der Zahl der hintereinandergeschalteten Glieder die Gesamtüberschlagsspannung und damit die elektrische Sicherheit einer Kette nicht entsprechend zunimmt. Das ist bei der Bestimmung der Gliederzahl für eine bestimmte Spannung von besonderer Bedeutung. Das unterste, dem Leiter am nächsten gelegene Glied hat einen größeren Spannungsanteil auf sich zu nehmen, als das oberste, an der Traverse befindliche (Fig. 224). Die Form A ist nach dieser Richtung ebenfalls ungünstiger als die Form B. F. W. Peek<sup>1)</sup> hat auf die ungleiche Spannungsver-

<sup>1)</sup> Proceedings of the A. J. E. E. 1912, Bd. 31.

Tabelle XXVIII.

Technische Daten über Hängeisolatoren nach Fig. 217--220 der Porzellanfabrik Ph. Rosenthal A.-G. Selb/Bayern.

Isolator Nr.	Gewicht <sup>2)</sup> des Einzel- gletes kg	Prof- span- nung kV	Form und Zweck	Überschlagsspannung in kV <sup>1)</sup>															Durch- schlags- festig- keit, unter Öl kV	Mecha- nische Festig- keit kg	Kapazität eines einzelnen Gletes MF.		
				trocken					bei 3 mm Regen i. d. Min.														
				Gliederzahl					Gliederzahl														
1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8								
10 123 <sup>3)</sup>	5,0	70	Hewlett- Strecke	80	145	200	250	295	340	390	430	480	34	64	90	115	140	165	190	210	100	÷ 2500	$1,0 \cdot 10^{-5}$
10 224 <sup>3)</sup>	5,0	70	Hewlett- Strecke	80	145	200	250	295	340	390	430	480	34	64	90	115	140	165	190	210	100	÷ 2500	$1,0 \cdot 10^{-5}$
10 175	5,5	70	Hewlett- Abspang.	95	160	215	265	310	355	405	450	37	70	100	130	155	180	205	225	100	÷ 2500	$1,0 \cdot 10^{-5}$	
10 194	4,25	75	Kappe- Strecke	81	150	220	285	335	385	430	475	44	85	120	165	195	225	255	285	130	÷ 3500	$3,8 \cdot 10^{-5}$	
10 207	4,2	75	Kappe- Abspang.	85	160	230	295	355	410	460	510	42	80	115	150	180	210	235	260	130	÷ 3500	$4,9 \cdot 10^{-5}$	

<sup>1)</sup> Abweichungen von mindestens 10 bis 15 % können infolge des großen Einflusses der Versuchsbedingungen bei den Werten der Überschlagsspannung vorkommen.

<sup>2)</sup> Gewichte mit dem verbandsmäßigen Vorbehalt.

<sup>3)</sup> Der Isolator 10 123 unterscheidet sich von dem in Fig. 217 abgebildeten Isolator nur dadurch, daß bei ersterem der äußere Mantel etwas höher gezogen ist, während die Rippen gleiche Höhe besitzen.

**Tabelle XXIX.**  
Elektrische und mechanische Werte von Kappen- und Hewlettisolatoren.  
(Nach Porzellanfabrik Schomburg, A.-G.)

1. Spannungsverteilung, bezogen auf 100 kV Betriebsspannung	Hewlettisolatoren Fig. 221, I						Kappenisolatoren, normal Fig. 221, II						Kappenisolatoren, abgestuft Fig. 221, III												
	Glied-Nr.		1		2		3		4		5		6		1		2		3		4		5		6
trocken	Kilovolt		46,5	18,0	11,3	8,2	7,5	8,5	27,0	18,0	14,3	12,7	12,5	15,3	19,4	20,2	14,5	16,9	14,3	14,7					
2. Überschlagespannungen an Ketten zu Gliedern	Kilovolt		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6					
a) trocken	Kilovolt		75	148	214	276	330	370	83	154	220	280	332	380	80	151	215	276	329	372					
b) bei Regen von 3 mm unter 45° Neigung	Kilovolt		30	50	71	90	105	120	42	86	128	168	208	246	40	83	124	160	201	239					
3. Durchschlagsspannung unt. Öl	Kilovolt		90 - 100						130 - 150						130 - 150										
4. Sicherheitsgrad für 100 kV Betriebsspannung, bezogen auf die ganze Kette. Überschlagespannung von 3 mm unter 45°			1,2						2,4						2,4										
5. Kettenwirkungsgrad <sup>1)</sup> bei 100 kV Betriebsspannung			0,36						0,62						0,875										
6. Baulänge für eine 6gliedrige Kette			1700 mm						1000 mm						1000 mm										
7. Gewicht der ganzen Kette			30 kg						32 kg						32 kg										
8. Mindestbruchfestigkeit <sup>2)</sup> etwa			2500 kg						3000 kg						3000 kg										

<sup>1)</sup> Kettenwirkungsgrad nach Rüdtenberg.  
<sup>2)</sup> Hewlettabspannisolatoren haben dieselbe mechanische Festigkeit wie Hewlett-Hängeisolatoren, Kappenabspannisolatoren haben eine Mindestbruchfestigkeit von 4000 kg.

teilung zuerst hingewiesen. Welche Teilspannungen an den einzelnen Gliedern auftreten, zeigt die Kennlinie I der Fig. 224, die für die fünf verschiedenen Kettenformen der Fig. 223 I bis V von Schom-

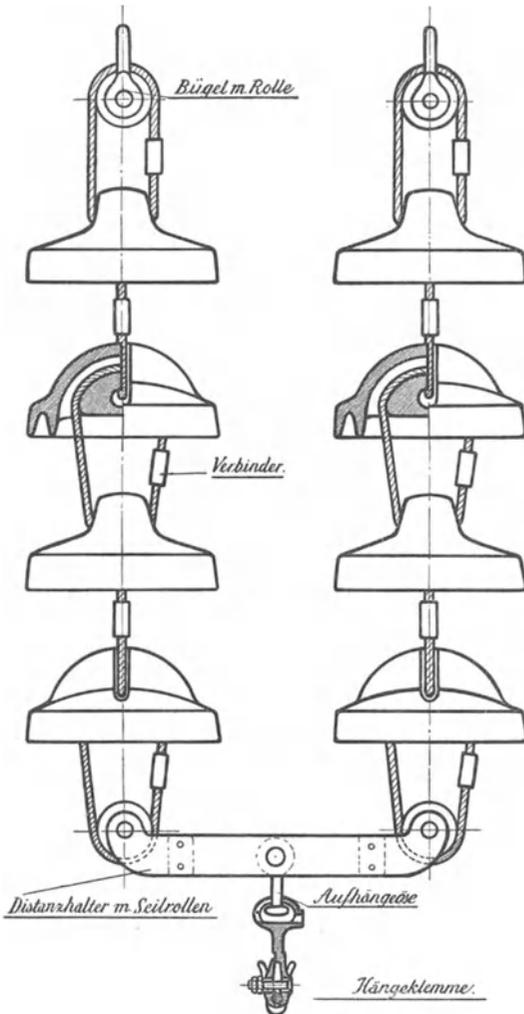


Fig. 218. Doppelt-Hewlett-Tragkette (Rosenthalbauart).

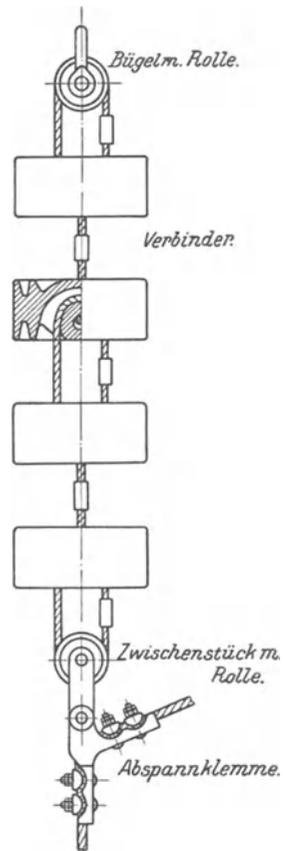


Fig. 219. Einfache Hewlett-Abspannkette (Rosenthalbauart).

burg festgestellt worden sind. Um diesem Nachteile zu begegnen, können die einzelnen Glieder mit abweichenden Eigenkapazitäten ausgeführt werden und zwar derart, daß der am stärksten beanspruchte Isolator die größte und die darüber befindlichen eine

verminderte Kapazität aufweisen, doch wird diese Abstufung mehr bei den Kappenisolatoren nach Form B als bei den Hewlettisolatoren angewendet. Es läßt sich auf diese Weise eine praktisch genügend gleichmäßige Spannungsverteilung herbeiführen.

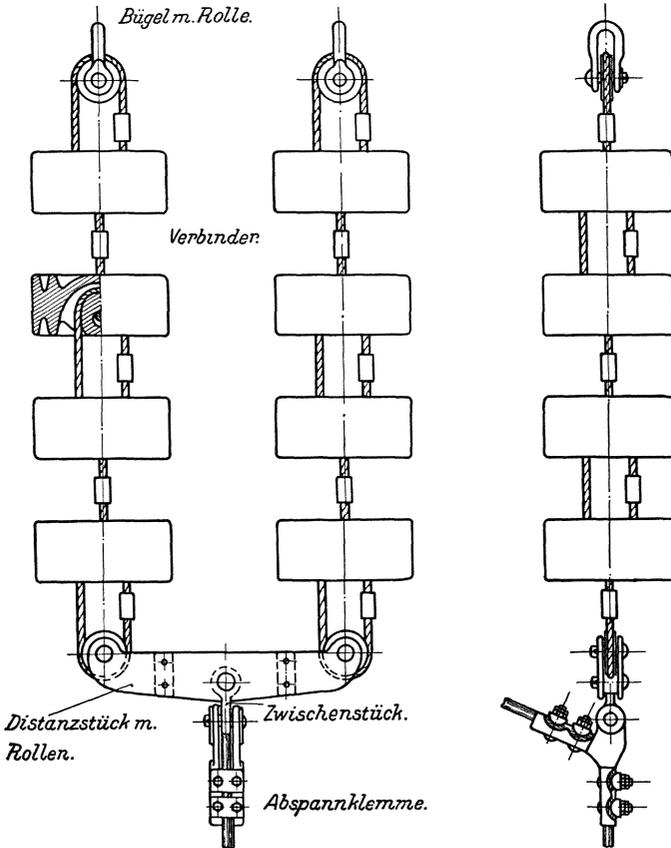


Fig. 220. Doppel-Hewlett-Abspannkette (Rosenthalbauart).

In Fig. 224 sind die Spannungswerte in Prozenten der Sollspannung aufgetragen, wobei die:

$$\text{Sollspannung} = \frac{\text{Betriebsspannung}}{\text{Gliederzahl}} \quad (212)$$

die Spannung ist, die bei einer vollständig gleichmäßigen Spannungsverteilung auf jedes Glied entfallen würde. Bei der sechsgliedrigen Hewlett-kette tritt dieser Nachteil der starken Beanspruchung des untersten Gliedes noch nicht so sehr auf als bei noch größerer Glieder-

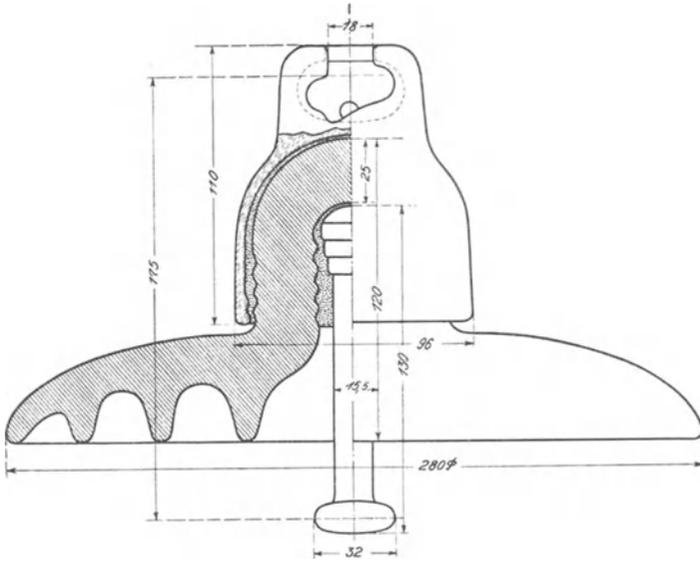


Fig. 221. Kappenisolator (neueste Form) für Tragketten.

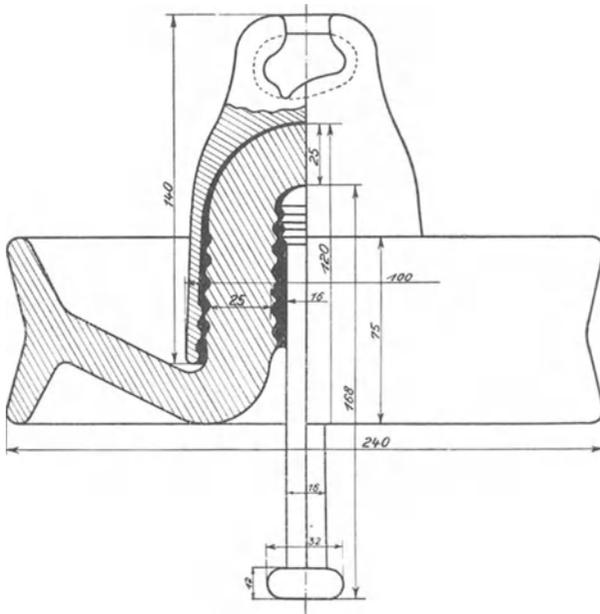
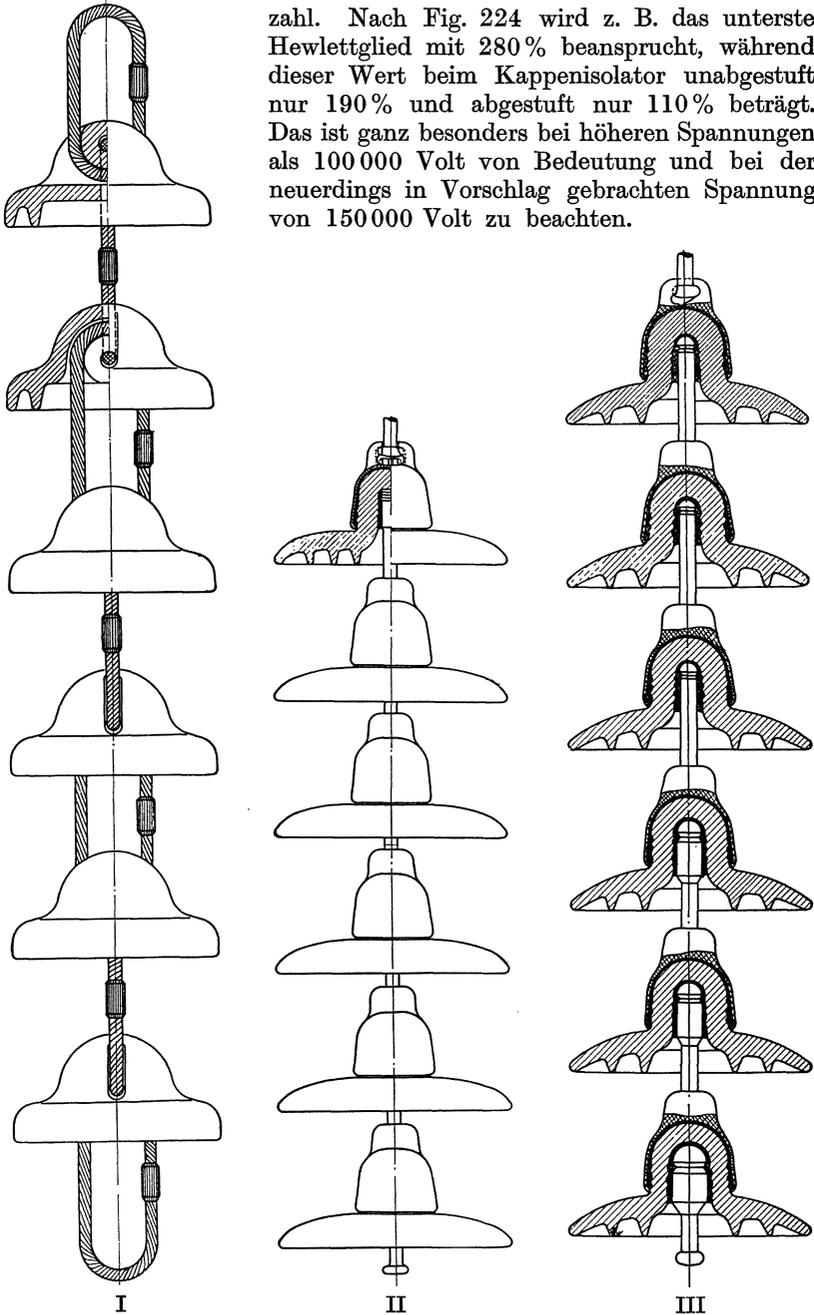


Fig. 222. Kappenisolator (neueste Form) für Abspannketten.



zahl. Nach Fig. 224 wird z. B. das unterste Hewlettglied mit 280 % beansprucht, während dieser Wert beim Kappenisolator unabgestuft nur 190 % und abgestuft nur 110 % beträgt. Das ist ganz besonders bei höheren Spannungen als 100 000 Volt von Bedeutung und bei der neuerdings in Vorschlag gebrachten Spannung von 150 000 Volt zu beachten.

Fig. 223. Vergleichende Zusammenstellung einer Hewlett-kette mit unabgestuften

Nach Tab. XXIX ist der Kettenwirkungsgrad, der nach Rüdénberg<sup>1)</sup>:

$$\eta_{Isol} = \frac{E_{Kt}}{E_z \cdot Z} \quad (213)$$

worin:

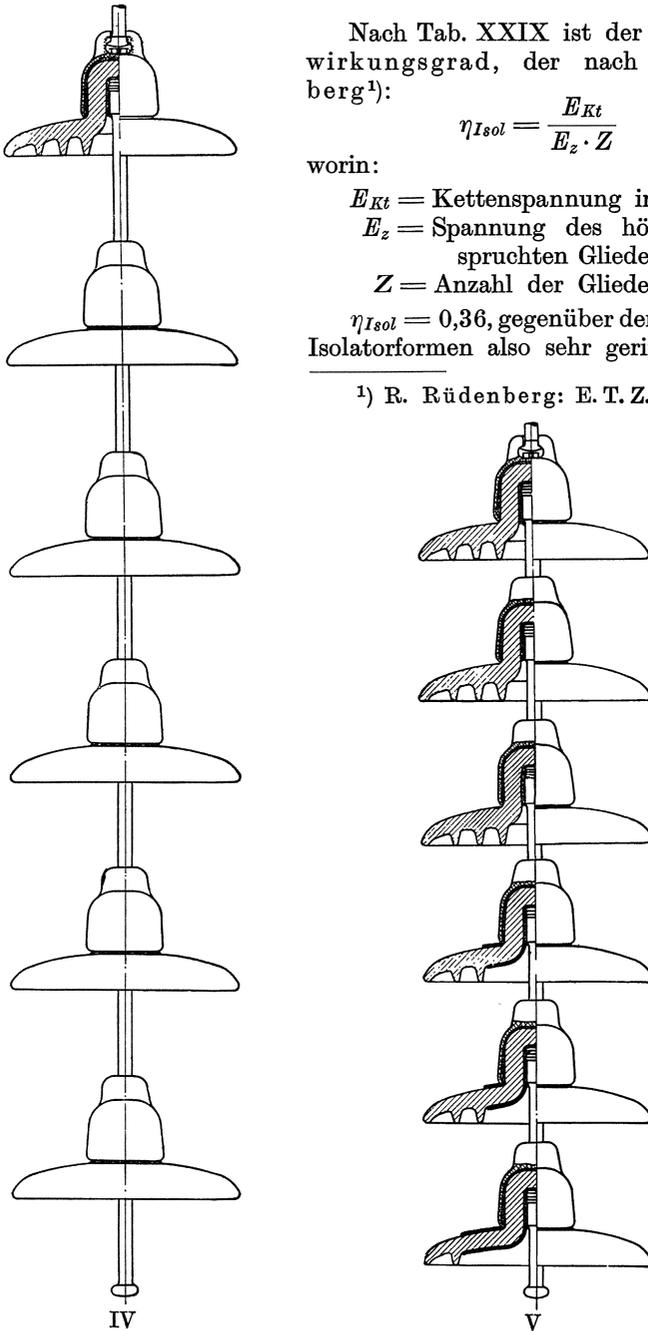
$E_{Kt}$  = Kettenspannung in Volt,

$E_z$  = Spannung des höchstbeanspruchten Gliedes in Volt,

$Z$  = Anzahl der Glieder.

$\eta_{Isol} = 0,36$ , gegenüber den anderen Isolatorformen also sehr gering.

<sup>1)</sup> R. Rüdénberg: E. T. Z. 1914.



und abgestuften Kappenisolator Ketten für die gleiche Betriebsspannung (Fig. 224).

Ein neuerlicher Vorschlag geht dahin, das unterste (erste) Glied einer Hewlett-kette durch ein solches mit höherer Kapazität zu ersetzen z. B. durch ein Kappenglied, doch liegen hierüber Erfahrungen aus dem praktischen Betriebe und Meßergebnisse bisher nicht vor, so daß Angaben über die Zweckmäßigkeit nicht gemacht werden können.

In mechanischer Beziehung hat die Verbindung dieser einzelnen Isolatorsteller zu einer Kette den Vorteil, daß beim Bruch eines Tellers

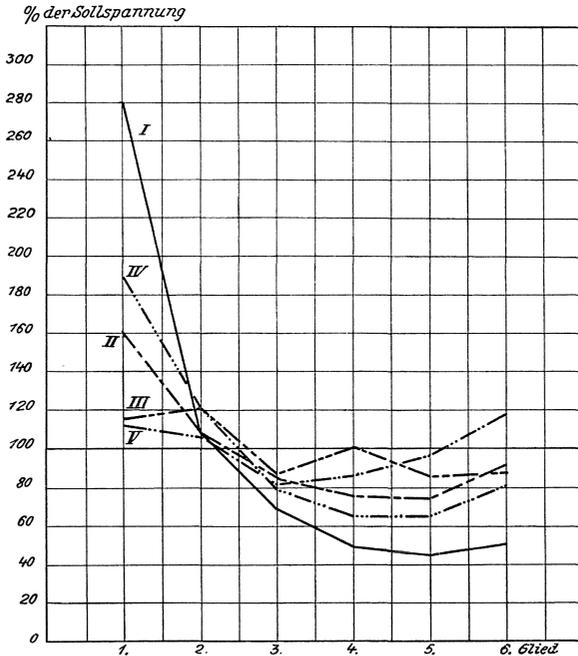


Fig. 224. Spannungsverteilung an 6gliedrigen Hängeisolatorenketten nach Fig. 223; Spannungswerte in % der Sollspannung.

I: Hewlettisolatoren, II: Kappenisolatoren normal, III: Kappenisolatoren der schwedischen Wasserfalldirektion, IV: Kappenisolatoren mit verlängerten Stützen, V: Kappenisolatoren, abgestuft nach Marvin.

der Leiter nicht herabfallen kann, wenn die Aufhängung dadurch geschieht, daß man an Stelle von Seilen Metallbänder verwendet. Hierdurch wird auch die konstruktive Verbindung der einzelnen Glieder vereinfacht. Werden an Stelle der Bänder Seile zur Kettenbildung benutzt, so kann damit der Nachteil verbunden sein, daß in die Hohlräume der Isolatoren, in denen die Aufhängeseile liegen, Staub und Feuchtigkeit eindringen und die Ursache zum allmählichen Durchscheuern der Seile bilden. Wegen der Rostgefahr ist Kupfer oder Bronze zuverlässiger als Stahl. Ferner können Glimmentladungen und

ein etwa entstehender Lichtbogen beim Bruch eines Isolator Tellers eine Beschädigung bzw. Zerstörung der Aufhängeseile verursachen.

Zusammengefaßt ist der Isolator *A* mechanisch nicht vollständig zuverlässig, elektrisch der Form *B* unterlegen. Trotzdem ist diese Form in den letzten Jahren in erheblichem Umfange benutzt worden, weil sie keinerlei gekittete Teile besitzt, und die gewonnenen Erfahrungen hinsichtlich Verwendbarkeit und Betriebssicherheit sind durchaus gut.

Die Form *B* (Fig. 214, 221 und 222) ist zuerst aus dem Stützisolator entstanden (Fig. 216 II). Auf dem Kopfe des Isolators ist eine Metallkappe befestigt, die so ausgebildet ist, daß sie mit der Stütze eines

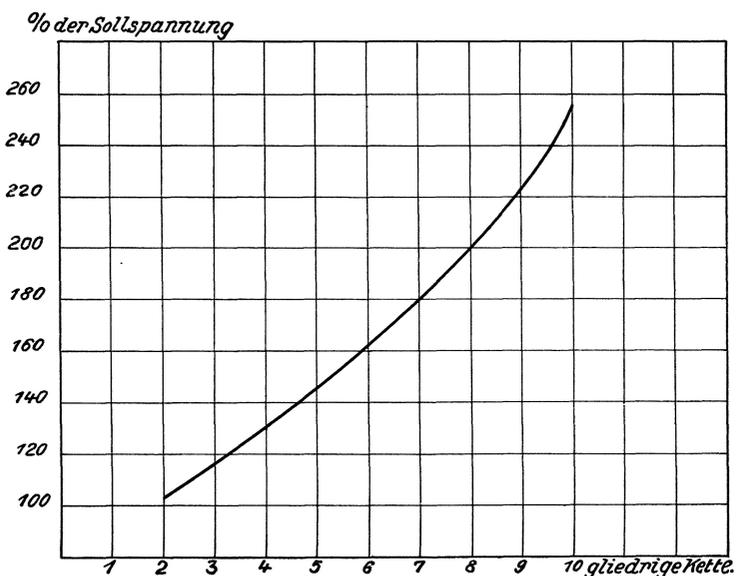


Fig. 225. Zunahme der Spannung des untersten Gliedes in % der Sollspannung für verschiedene Gliederzahlen beim Kappenisolator nach Fig. 223 II.

zweiten Isolators beweglich verbunden werden kann. Die Stütze ist als Hängestütze konstruiert. Man bezeichnet diesen Isolator allgemein als Kappen-Hängeisolator.

Die Durchschlagsfestigkeit und die Randentlade-, sowie Überschlagsspannung unter Regen weisen erheblich höhere Werte auf als beim Hewlettisolator wie die Werte der Tab. XXVII bis XXIX erkennen lassen. Wie sich die Randentladung im trockenen Zustande des Isolators und unter Regen durch die Formgebung ändert, zeigen besonders interessant die Spalten II, III und IV der Tab. XXVII, wobei auch die Benutzung des Metallschirmes nach S. 281 mit in die Betrachtung gezogen worden ist. Die mechanische Festigkeit ist ebenfalls wesentlich größer als bei der Hewlettform. Nachteilig ist

beim Kappenisolator, daß er infolge der Verbindung des Porzellans mit der Metallkappe eine größere Kapazität besitzt als Form *A* und *C*. Wenn auch selbst bei langen Fernleitungen der Ladestrom der Linie dadurch nicht wesentlich erhöht wird, so ist diese höhere Eigenkapazität doch für die Spannungsverteilung bei der vollständigen Kette von Bedeutung. Wie bereits auf S. 298 erwähnt, können zur Erzielung einer möglichst gleichmäßigen Spannungsverteilung längs der ganzen Kette besonders die Kappenisolatoren leicht mit abweichenden Eigenkapazitäten hergestellt werden. In Tab. XXIX sind die Teilspannungen der einzelnen Glieder unabgestufter und abgestufter Kappen- und Hängeisolatorenketten nach der Ausführung von Schomburg für die Formen I, II und III der Fig. 223 zusammengestellt. Man ersieht daraus und aus dem Verlauf der Kennlinien der Fig. 224, daß die Abweichungen zwischen dem am stärksten und dem am schwächsten beanspruchten Isolator wesentlich sind. Zum Vergleich ist in Fig. 224 noch eine Kennlinie gezeichnet, die angibt, wie bei einer normalen Kappenhängekette nach Fig. 223 II die Spannung des untersten Gliedes mit der Gliederzahl wächst. Die Spannungswerte sind ebenfalls in Prozenten der Sollspannung (Gl. 212) aufgetragen. In der Hauptsache sind drei Ausführungen im Gebrauch und zwar:

- a) Einzelglieder mit verschiedener Scherben- und Bolzenstärke (Fig. 223 III).
- b) Gleichbleibende Scherbenstärke und verschieden lange Bolzen (Fig. 223 IV).
- c) Gleichbleibende Scherbenstärke und Isolatorform, und Anbringen metallisierter Flächen an den Porzellanschildern (Fig. 223 V).

Die Form a) nach Fig. 223 III ist z. B. für die schwedische Wasserfall-Direktion von Rosenthal und Schomburg hergestellt worden. Bei den Rosenthal-Isolatoren wurde das 1. Glied mit einer Scherbenstärke von 18 mm und einer Bolzenstärke von 28 mm, das 6. Glied an der Traverse mit 25 bzw. 14 mm ausgeführt. Bei den Abspannisolatoren betragen die Werte 24 und 28 mm für die Scherbenstärke und 26 und 15 mm für die Bolzenstärke. Nachteilig für diese Ausführung allgemein ist, daß gerade an der am stärksten beanspruchten Stelle am Leiter die Durchlagsfestigkeit vermindert ist, jedoch bleibt sie mit Rücksicht auf die Betriebssicherheit noch genügend groß. Bei Angebotsvergleichen ist auf derartige Zahlenangaben besonders zu achten. Die Isolatorform im Außendurchmesser zu verändern, ist nicht empfehlenswert, desgleichen nicht die Abstufung bei jedem Gliede der Kette, sondern nur in Gruppen zu etwa zwei Stück, da andererseits die Herstellungskosten, die Montage, die Auswechslung und die Lagerhaltung zu umständlich und teuer werden.

Die Ausführung b) Fig. 223 IV bedingt eine Vergrößerung der Baulänge, durch die allein keine Verbesserung hinsichtlich der Spannungsverteilung möglich ist. Um letztere zu erreichen, muß der Isolatorkopf höher gestaltet werden, wodurch dann die Kapazität zwischen

Tabelle XXX.

Spannungsverteilung einer abgestuften Kappenisolator-  
kette nach Ausführung Fig. 223 IV.

Glieder Nr.	Teilspannung am normalen Isolator bei 1120 mm Baulänge kV	Teilspannung am Isolator mit verlängerter Stütze bei 1715 mm Baulänge kV
	Kettenspannung 105 kV	
1	27,0	31,6
2	18,6	20,0
3	14,5	13,3
4	12,2	10,9
5	10,9	9,7
6	10,6	9,1
7	11,2	10,4

Kappe und Stütze vergrößert wird. Für die in Fig. 223 IV dargestellte Kette sind von Schomburg die in Tab. XXX zusammengestellten Werte gefunden worden, die wiederum in Vergleich zu stellen sind mit den Werten der Tab. XXIX für unabgestufte Ketten.

Auch diese Form ist zu empfehlen, wengleich sie nicht die günstigen Werte ergibt insbesondere bei dem am stärksten beanspruchten Isolator, wie nach Ausführung a). Im Gegenteil ist die Beanspruchung der ersten beiden Glieder stärker geworden.

Die Ausführung c) schließlich stammt von dem Amerikaner Marvin. Sie sieht gleichbleibende Scherbenstärke und gleiche Isolatorenform vor, erreicht die Spannungsänderung dadurch, daß nach Fig. 223 V z. B. für die ersten 3 Glieder metallisierte Flächen verschiedener Ausdehnung auf die Über- und Unterfläche des Isolators gebracht werden. Nachteilig ist bei dieser Konstruktion, daß die Überschlagnspannung geringer wird. Das trifft nach Versuchen von Schomburg in der Hauptsache aber nur für den trockenen Isolator infolge der verhältnismäßig scharfen Ränder der Metallbelegungen zu, während unter Regen das Herabgehen der Überschlagnspannung nicht so bedeutend ist. Tab. XXXI gibt wiederum Vergleichszahlen.

Die Kettenwirkungsgrade betragen bei 100 000 Volt und einer 6gliedrigen Kette nach Tab. XXIX:

$$\eta_{\text{Isol}} = 0,62 \text{ für Form II normal}$$

$$\text{bzw. } \eta_{\text{Isol}} = 0,875 \text{ für Form III abgestuft,}$$

sind also wesentlich günstiger als beim Hewlettisolator.

In mechanischer Beziehung ist von vielen Seiten der Einwand gemacht worden, daß das Ein- bzw. Aufkitten von Metallteilen auf Porzellan unzuverlässig sei, weil sehr schwer ein Kitt hergestellt werden

Tabelle XXXI.

Spannungsverteilung einer abgestuften Kappenisolatorkette nach Ausführung c) (Fig. 223 V).

Glied Nr.	Teilspannung am normalen Isolator kV	Teilspannung am abgestuften Isolator kV
Kettenspannung 90 kV		
1	24,3	18,5
2	16,2	17,7
3	12,4	13,5
4	11,9	14,4
5	11,4	16,2
6	13,8	19,7

kann, der dauernd wetterbeständig und gegen Temperaturunterschiede unempfindlich ist. Diese Befürchtungen sind teilweise berechtigt, aber neuerdings kaum noch zutreffend, denn es sind heute bereits Kitten und Kittverfahren vorhanden, die allen Ansprüchen genügen. Die amerikanische Praxis bevorzugt die Isolatoren mit aufgekitteten Kappen und hat, soweit bisher bekannt geworden ist, gute Erfahrungen gemacht.

Das auf S. 279 für die Stützisolatoren bereits Gesagte gilt selbstverständlich sinngemäß auch für die Hängeisolatoren, wozu hinsichtlich der Formgebung noch weiter hinzukommt, daß die Kappe nicht auf dem Porzellanteller aufsitzen darf, sondern ein genügender Zwischenraum verbleiben muß, um den verschiedenen Ausdehnungskoeffizienten Rechnung zu tragen. Die älteren Formen mit aufsitzender Kappe haben zu Rißbildungen im Porzellanteller und zu Absprengungen des letzteren geführt.

Soll die Überschlagsspannung erhöht werden, so kann das durch mehrere Regenschutzmäntel geschehen. Die Tab. XXVIII gibt hierfür Vergleichswerte (Form II). Naturgemäß wird dadurch die Baulänge größer und infolgedessen die Spannungsverteilung ungünstiger. Ferner erfordert die Steigerung der Überschlagsspannung auch eine Steigerung der Durchschlagsfestigkeit. Um letztere zu erhöhen, sind eine ganze Reihe anderer Kappenisolatorformen vorgeschlagen worden, auf die näher einzugehen zu weit führen würde. Alle Konstruktionen laufen darauf hinaus, daß wie bei den Stützisolatoren eine Unterteilung der Scherbenstärke vorgenommen wird, denn nach der Kennlinie Fig. 183 ist bei einer Scherbenstärke von 20 mm der Durchschlagswert etwa 150 000 Volt, und darüber hinaus läßt sich durch Verstärken der Wandstärke nicht mehr viel erreichen. In erster Linie ist darauf zu achten, daß möglichst wenig Kittstellen vorhanden sind, und daß die Beanspruchung des Porzellans auf Zug tunlichst in eine solche auf Druck übergeleitet wird. Die Durchschlagsfestigkeit kann bei solchen Formen

bis auf etwa 250 000 Volt gebracht werden. Vorteilhaft ist bei diesen Isolatoren, daß bei gleicher Sicherheit die Gliederzahl geringer wird als beim einfachen Kappenisolator, nachteilig dagegen, daß das Gewicht wesentlich steigt, was bei der Mast- und Traversenberechnung, der Montage usw. berücksichtigt werden muß. Bei Steigerung der Betriebsspannung über die heute gebräuchlichen 100 kV wird man auch dieser zusammengesetzten Isolatorform erhöhte Aufmerksamkeit schenken müssen. Der in Fig. 226 abgebildete Duncan-Isolator hat sich in der Praxis wenig bewährt, da die gabelförmige Stütze leicht zu Formveränderungen neigt und dann Biegungsbeanspruchungen im Porzellan erzeugt, die zu Beschädigungen führen.

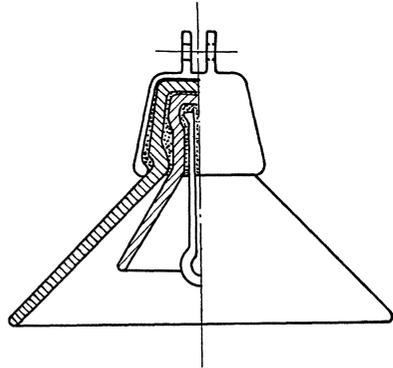


Fig. 226. Duncanisolator.

Es sind im Laufe der Zeit auch für den Kappenisolator Konstruktionen entstanden, die die Benutzung des Kittes vermeiden und dafür die Armatur durch eingelegte Federringe (Fig. 227) oder geschlitzte Metallkappen, die nach Aufbringen auf den Porzellankörper durch geschlitzte

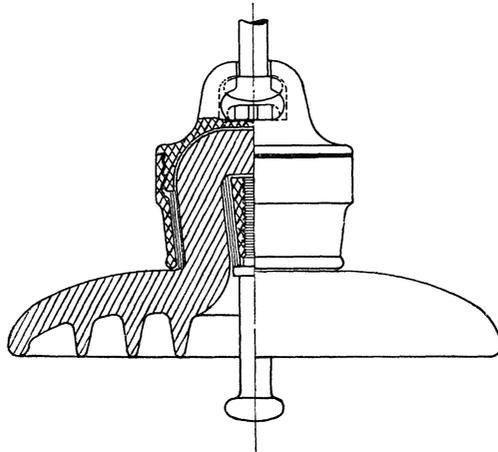


Fig. 227. Kittloser Kappenisolator nach Schomburg.

Ringe gehalten werden, befestigen, doch sind Betriebserfahrungen bisher nicht bekannt geworden, so daß ein durch die Praxis bestätigtes Urteil zurzeit nicht gefällt werden kann.

Hinsichtlich der mechanischen Verbindung von Kappenisolatoren zu einer Isolator-kette ist besondere Vorsicht bei hohen

Spannungen geboten. P. Sothmann hat bei der Hydro-Electric Power Co.<sup>1)</sup> sehr eingehende Versuche angestellt und dabei gefunden, daß alle Spitzen und scharfen Kanten an den Metallteilen vermieden werden müssen. Auch Haken, Schrauben, Splinte und dergleichen sind zu verwerfen. Sie werden Quellpunkte für Glimmentladungen und verringern dadurch den Wert der Überschlagsspannung, weil die Glimmentladungen die den Isolator umgebende Luft frühzeitiger ionisieren und dadurch den Überschlagsweg beeinflussen. Es wurde festgestellt, daß durch das Umhüllen von Ösen und Haken durch Bleiflaschen mit glatter Oberfläche der Widerstand gegen Spannungsüberschlag bis zu 40 % vergrößert werden konnte. Infolgedessen wurde zuerst bei der 110 000 Volt-Ontarioanlage eine besondere Form für die Verbindungsart der einzelnen Glieder der Hängeisolatoren angewendet, die sich

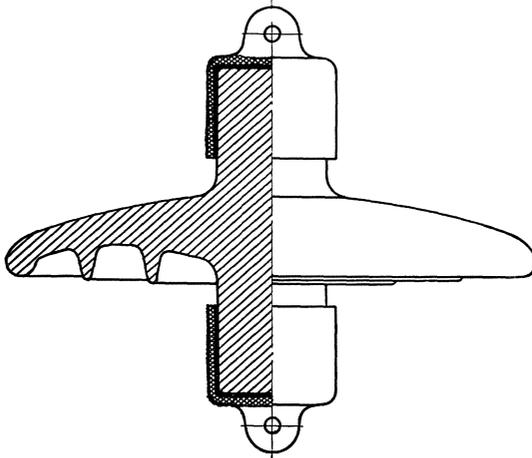


Fig. 228. Hängeisolator nach Form C mit aufgekitteten Kappen.

heute fast durchweg auch in Deutschland eingebürgert hat. Sie besitzt mit dem Vorzuge, keinerlei Spitzen usw. aufzuweisen, noch den Vorteil leichter und bequemer Montage und völliger Zuverlässigkeit. Wie Fig. 228 zeigt, besteht diese Verbindungsart in einem durch Aufschlitzen einer Hohlkugel lösbar gemachten Kugelgelenke. Zur Sicherheit gegen zufälliges Lösen wird ein Splint zwischen Kopf und Hohlkugel eingeschoben, der aber an keiner Stelle aus der Kappe hervorsehen darf.

Den Vorteil der Form A, daß bei Bandaufhängung der Leiter bei Zertrümmerung eines Isolator Tellers nicht herabfallen kann, besitzt auch die Form B, wenn die Stütze weit genug in den von der Kappe umschlossenen Teil des Isolator Tellers hineingeführt ist. Versuche haben gezeigt, daß bei Zertrümmerung des ganzen äußeren Isolators der von der Kappe umgebene Teil noch hält, und die Verbindung mit den

<sup>1)</sup> E. T. Z. 1911, Heft 39, S. 977.

anderen Teilen der Isolatorreihe also nicht unterbrochen wird. Im Gegensatz zur Form A bleibt bei B dann noch wenigstens die isolierende Porzellanwand zwischen Kappe und Stütze erhalten.

Werden die Kappen aus Schmiedeeisen — Temperguß ist wegen seiner ungleichmäßigen Beschaffenheit nicht zu empfehlen — und die Stützen kräftig genug gewählt, so ist nicht zu befürchten, daß eine mit Isolatoren der Form B ausgerüstete Leitungsanlage in mechanischer Beziehung unzuverlässig ist.

Zusammengefaßt ist also die Form B sowohl elektrisch als auch mechanisch gut.

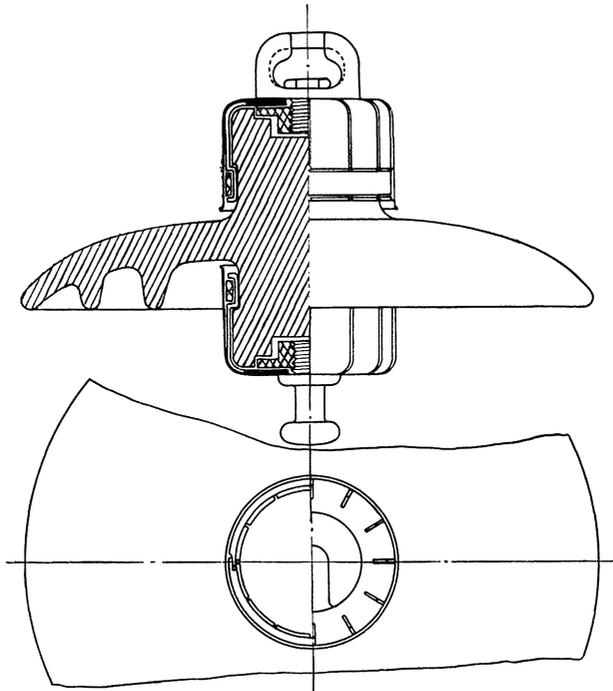


Fig. 229. Kittloser Hängeisolator nach Weinberger.

Die Isolatorform C (Fig. 215, 216 und 228÷230) schließlich hat zum Grundgedanken, alle Unsicherheiten der Kittstellen zu vermeiden, die Zugspannungen unmittelbar auf das Porzellan zu übertragen und die elektrischen Eigenschaften zu erhöhen. Daß letzteres der Fall ist, zeigt die Tab. XXVIII für Fig. 216 V. Der in Fig. 228 abgebildete Isolator ist in elektrischer Beziehung und zwar in der Hauptsache hinsichtlich der Randentladungen bzw. der Überschlagsspannung bei starkem Regen und besonders bei größerer Luftfeuchtigkeit dem Isolator nach Form B gleichwertig, im trockenen Luftzustande indessen überlegen, und zwar weil die Kapazität geringer und der Elektrodenabstand größer ist. Auch

in bezug auf die Durchschlagsfestigkeit ist C der Form B gegenüber günstiger, was aus der Gestalt des Isolators ohne weiteres zu erkennen ist. Wenn also nicht durch die Hitzewirkung eines Lichtbogens beim Überschlag oder mutwillig die Mäntel beschädigt werden, ist die Isolatorform C elektrisch fast unzerstörbar.

Zur Vermeidung des Aufkittens der Kappen nach Fig. 228 hat Weinberger die in Fig. 229 dargestellte Befestigungsform vorgeschlagen, bei welcher die Zugbelastung durch geschlitzte Metallkappen,

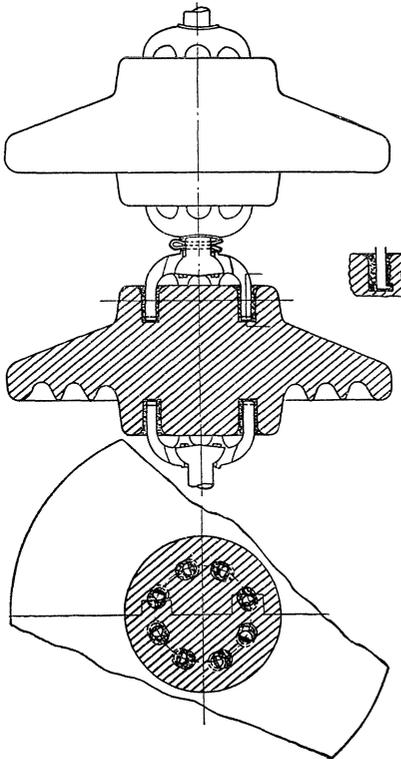


Fig. 230. Hängeisolator der Jeffry-Dewitt-Insulating Co.

die durch einen geschlitzten Ring in die Aussparungen des Isolatorkörpers gepreßt werden, auf das Porzellan übertragen werden. Die mechanische Festigkeit dieser Verbindung ist verhältnismäßig gering, weil die Auflageflächen der Armaturen am Porzellan sehr klein sind. Auch Ursachen für das Auftreten von Glimmentladungen sind vorhanden, die zu unzulässigen Erwärmungen führen können. Ob die Ring- und Federbefestigung den dauernden Stößen auf den Isolator im Betriebe standhält, ist durch die Praxis bisher nicht bewiesen worden.

Ein neuerer amerikanischer Isolator der Form C ist schließlich in Fig. 230 abgebildet. Er wird von der Jeffry-Dewitt-Insulating Co. hergestellt. Die Armaturen greifen in Form von Krallen in einen sehr starkwandigen Porzellankörper ein. Die Krallen tragen am unteren Ende kleine Haken, die in entsprechend ausgesparte Löcher greifen. Der Zwischenraum zwischen Porzellan und Krallen wird mit Metall ausgegossen. Die Durchschlags- und mechanische Festigkeit dieses Isolators sind sehr hoch. Meßergebnisse und Betriebserfahrungen sind bisher nicht bekannt geworden.

In mechanischer Beziehung dagegen hat die Form C mit Ausnahme der nach Fig. 230 so große Nachteile, daß sie für den Freileitungsbau bisher so gut wie gar keine Anwendung gefunden hat und zwar, wie wiederum die Betrachtung dieser Form am besten bestätigt, weil die Bruchgefahr zu groß ist.

Zusammengefaßt ist also die Form C elektrisch vorzüglich, mechanisch indessen bei den heutigen Ausführungen

für den Freileitungsbau unbrauchbar. Die angedeuteten Abweichungen in dem Zusammenbau der Glieder zu einer Kette unter Verwendung von Armaturteilen lassen den Isolator in die Form B übergehen, für die dann das entsprechend Gesagte gilt.

Hinsichtlich der Überschlagespannungen ganz allgemein ist noch besonders zu erwähnen, daß der Isolatorsteller an sich und dann die ganze Isolatorreihe derart beschaffen sein soll, daß der Lichtbogen die einzelnen Isolatorhüllen möglichst nicht gefährdet. Zu diesem Zwecke sollen die einzelnen Glieder der Isolatorreihe so nahe untereinander angeordnet sein, daß Entladungen außen um die Isolatorreihe ohne Berührung der Befestigungsstellen eines jeden Isolators

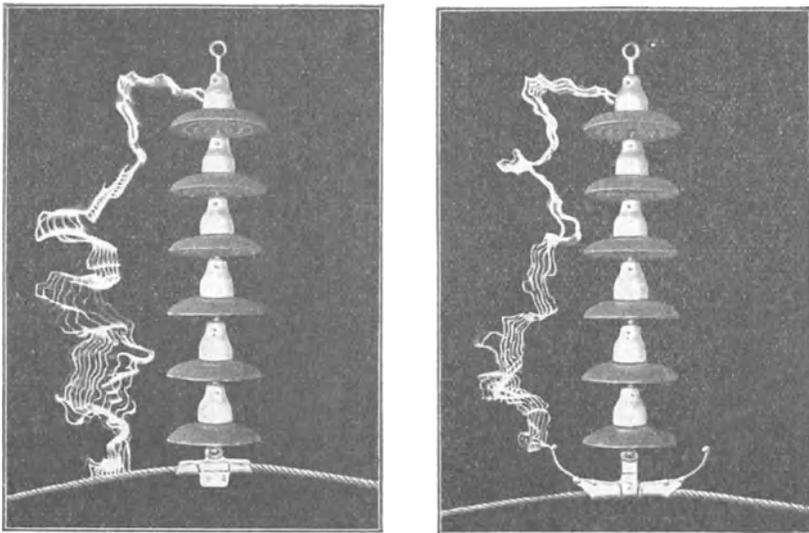


Fig. 231 u. 232. Spannungsüberschlag bei einer Kappenisolatorhängekette.

vor sich gehen (Fig. 231). Das ist auch insofern noch besonders günstig, als dann die Beanspruchung auf Durchschlag zwischen Kette und Metallteilen verringert wird.

Für alle Richtungsänderungen schon bei Abweichungen von  $5^\circ$  aus der Geraden und zum Abspannen der Leiter am Ende oder auf der Linie an den Abspannmasten wird nur die wagerecht gelagerte kettengliedartige Aneinanderreihung der Isolatoren benutzt, weil die Hängeisolatoren sonst zu schief gezogen werden und sich dann mehr und mehr wagerecht stellen. In Fig. 249 u. 287 sind einige Ausführungen dargestellt.

Es ist ohne weiteres einzusehen, daß in dieser Lage die Hängeisolatoren infolge der leichten Benetzbarkeit ganz wesentlich an Isolier-

fähigkeit verlieren. Man ist gezwungen, die Zahl der einzelnen Isoliersteller zu erhöhen oder zur Verwendung von Stützisolatoren überzugehen. Letzteres ist ebenfalls in der Praxis zur Ausführung gekommen.

Bei der horizontalen Lage der Hängeisolatoren tritt besonders unter Regen, bei Nebel und dergleichen eine verhältnismäßig große Oberflächenleitung, also ein Leistungsverlust, ein. Messungen

haben bereits 100–150 Watt und mehr für die Kette ergeben. Es empfiehlt sich daher, auch nach dieser Richtung schon bei der Projektbearbeitung Erkundigungen einzuziehen. Die Stützisolatoren weisen bei Hochspannungen nur etwa die Hälfte der obengenannten Leistungsverlustzahlen auf.

Die Stromführung an diesen Punkten erfolgt in der Form, daß die Leiterenden durch eine besondere Metallschleife verbunden werden, wie das z. B. die Fig. 287 zeigt.

Das Leiterseil liegt bei allen Hängeisolatoren in sog. Hängeklemmen (Fig. 217 und 232), und zwar sollen letztere eine tiefe Mulde mit großer Auflagefläche besitzen und sicheres Festklemmen des Leiters gewährleisten. Die lichte Weite wird zweckmäßig so bemessen, daß ein Schutzblech zwischen Klemme und Seil beigelegt werden kann, um dadurch den Leiter gegen elektrolytische und mechanische Zerstörungen zu schützen. Das Blech muß aus demselben Metall bestehen wie der Leiter. Neuerdings versieht die Firma Hofmann, Kötzschenbroda, die Mulde noch mit kupelförmigen Verdickungen, um bei Überschlügen eine gute Ableitung zu erzielen. Die größere Type ihrer Klemmen wird mit hörnerartigen Fortsätzen mit großer Ausladung gebaut (Fig. 232), um eine ge-

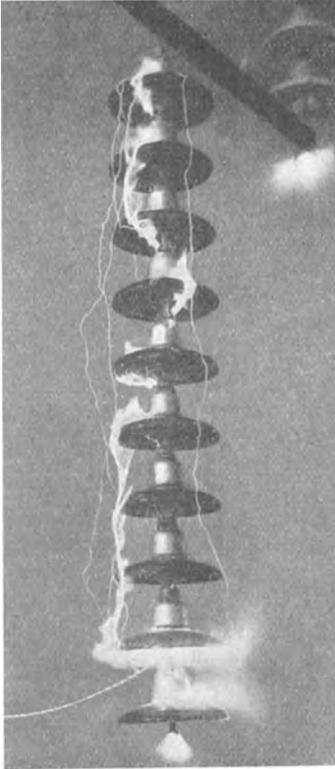


Fig. 233. Spannungsüberschlag an einer normalen Kappenisolator-Tragkette im trockenen Zustande bei 490 000 Volt.

wisse Entlastung des ersten Hängegliedes in elektrischer Hinsicht zu erzielen. Ferner soll durch diese Hörner das Überspringen des Lichtbogens auf das Leiterseil und damit dessen Beschädigung (namentlich bei Aluminium) verhindert werden.

Zwei sehr interessante Aufnahmen über Spannungsüberschläge bei einer normalen Hänge- und einer Abspannkette mit Kappenisolatoren im trockenen Zustande bei 490 000 bzw. 420 000 Volt, die die Firma

Schomburg hergestellt hat, zeigen und erläutern diesen Vorgang in deutlicher Weise durch die Fig. 233 und 234.

Nach diesen allgemeineren Erörterungen soll nunmehr noch Einiges über die Bestimmung der Gliederzahl einer Kette gesagt werden. Entsprechend der Wahl der Stützisolatoren müssen soviele Isolatorglieder zu einer Kette zusammengestellt werden, daß am untersten Isolator — dem am meisten beanspruchten — unter den normalen Betriebsverhältnissen und bei Regen keine elektrischen Entladungen an der Oberfläche auftreten. Hierzu wird zweckmäßig der auf S. 271 u. f. angegebene gewisse Sicherheitszuschlag genommen. Auf die Spannungsverteilung ist dabei volle Rücksicht zu nehmen und daher die abgestufte Kette zu bevorzugen. Nach Tab. XXVIII und XXIX liegen die Überschlagnspannungen z. B. bei einem Hewlettisolator bei etwa 30÷34 kV, bei einem unabgestuften Kappenisolator bei 42÷44 kV unter Regen. Wählt man den Sicherheitsgrad  $\sigma = 2$ , so würden diese Isolatoren für etwa 16 bzw. 21 kV anzuwenden sein, und eine Gliederzahl von 6 bzw. 5

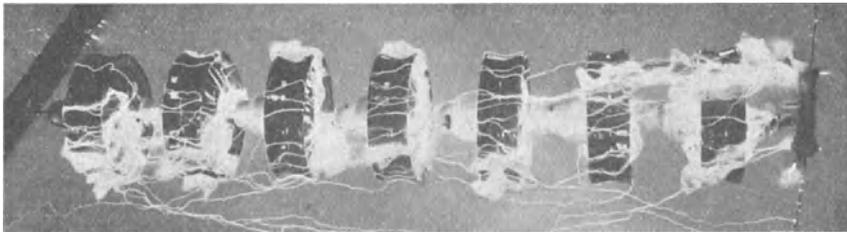


Fig. 234. Spannungsüberschlag an einer normalen Kappenisolator-Abspannkette im trockenen Zustande bei 420 000 Volt.

bei 100 000 Volt Betriebsspannung ergeben. Man kommt also selbst bei unabgestuften Isolatoren mit einer 6gliedrigen Kette bei 100 bis 110 kV aus und erhöht die Sicherheit durch Wahl abgestufter Glieder. Die Gliederzahl zu erhöhen, hat wenig Zweck, weil dadurch in der Sicherheit der einzelnen Glieder wenig erreicht wird, die Kosten für die Kette, für höhere Masten, für Montage usw. aber wesentlich steigen. Liegt die Spannung höher als 100 kV, so wird man ebenfalls vorteilhafter die Abstufung bei erhöhter Gliederzahl wählen.

δ) **Die Mauerdurchführungen.** Für die Verbindung zwischen den Freileitungen und den Innenanlagen der Maschinen- und Schaltstationen müssen die Gebäudemauern durchbrochen werden. In welcher Form und mit welchem gegenseitigen Abstände diese Mauerdurchführungen zu wählen sind, richtet sich in der Hauptsache nach der Höhe der Spannung. Es sind also wiederum bestimmend die Durchschlagsspannung unter Regen.

Für Niederspannung und Hochspannung bis etwa 3000 Volt werden sog. Porzellanpfeifen in der in Fig. 235 dargestellten Form verwendet, wobei mit steigender Spannung diese Durch-

führungen entsprechend stärkere und größere Abmessungen erhalten, um der Forderung genügender Sicherheit gegen Durchschlag und Übersschlag bei Regen zu entsprechen. Die Leiter werden an Stützisolatoren abgespannt. Die Verbindung mit der Leitungsanlage im Inneren der Station geschieht bei Spannungen bis 500 Volt durch isolierte Leiterstücke, darüber durch blanke Leiter, die frei durch die Porzellanrohre durchgezogen werden. Diese Verbindungsstücke müssen von Zug und sonstigen mechanischen Beanspruchungen entlastet sein. Die Durchführungen sind derart zu verlegen, daß sich in ihnen kein Wasser ansammeln und die Luft frei hindurchstreichen kann, sofern letztere rein von allen die Leiter angreifenden Beimengungen ist. Ist letzteres z. B. in Kohlengruben u. dgl. nicht gewährleistet, so werden sehr bald Isolationsfehler in den Durchführungen auftreten, die unter allen Umständen vermieden werden müssen und dann dazu zwingen, die

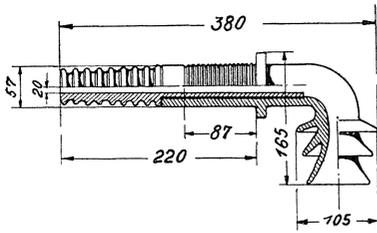


Fig. 235. Porzellan-Einführungspfeife.

Leiter einzukitten.

Die Durchführung ist in der ganzen Stärke der Mauer gleichwertig isolierend herzurichten und beim Austritt im Gebäudeinneren mit einem Abschlußporzellanstück zu versehen, das ebenfalls einen Spannungsüberschlag nach der Mauer verhütet. Das Zusammenlegen mehrerer isolierter Leiter in einer Mauerdurchführung ist auch bei Niederspannung unzulässig.

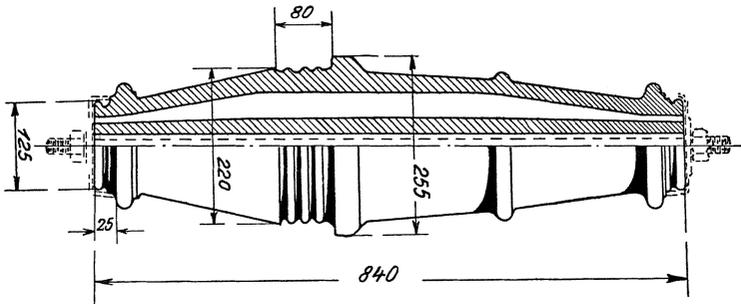


Fig. 236. Hochspannungs-Porzellan-Durchführungsisolator.

Bei Hochspannung von 3000 Volt an aufwärts sind Durchführungs-pfeifen nicht mehr brauchbar. Es müssen dann entweder Durchführungsisolatoren benutzt werden, oder die Leiter werden unter Verwendung von Abschlußplatten frei in das Gebäude eingeführt.

Die Durchführungsisolatoren werden zumeist aus Porzellan in glatter oder mit Wulsten versehener Form und mit einem fest eingekitteten Metallstabe hergestellt (Fig. 236). Die Leiter sind selbstverständlich abzuspinnen; Beanspruchungen mechanischer Art dürfen

wiederum für die Verbindungsstücke nicht auftreten. Für die Form der Durchführungen gelten in elektrischer Beziehung also hinsichtlich Durchschlags- und Überschlagnspannung die gleichscharfen Forderungen wie für die Streckenisolatoren.

Die gebräuchlichsten Formen der Mauer-einführungen bei Stützisolator-Leitungen, also für Spannungen bis etwa 50 000 Volt, sind in den Fig. 237 bis 239 abgebildet. Die Fig. 237 und 238a zeigen eine wagerechte Anordnung der Einführung, während in Fig. 239 die Durchführung senkrecht steht, durch die Gebäudeausbildung noch besonders gegen Regenbenetzung, Vereisung, mechanische Beschädigung u. dgl. geschützt ist und leicht besichtigt werden kann. Schroffen Temperaturwechseln infolge der freien Maueröffnung nach dem eigentlichen Stationsinneren wird dabei durch den Vorbau wirksam begegnet, und infolgedessen werden sowohl die Inneneinrichtungen — in erster Linie die Innenisolatoren —, als auch die Durchführungen selbst vor Verschmutzung, Tauniederschlag u. dgl., die

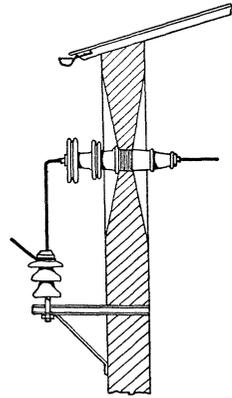
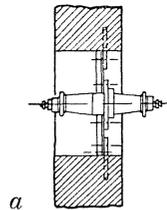
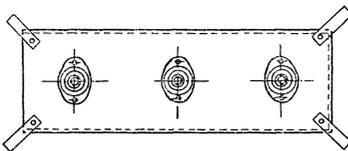
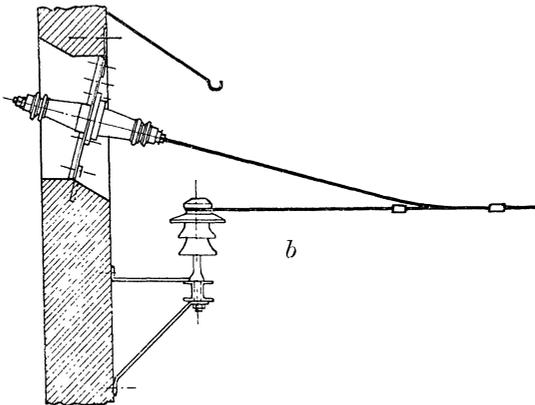


Fig. 237. Wagerechte Hochspannungseinführung.



a



b

Fig. 238 a u. b. Wagerechte und schräggestellte Hochspannungseinführung mit Schutzdach.

die Überschlagsspannung wesentlich herabsetzen und dann einen Stromübergang oder auch Spannungsüberschlag nach dem Mauerwerk, also nach Erde verursachen können, bewahrt.

Die Leiter von oben durch das Dach einzuführen, ist — abgesehen von besonderen Fällen — nicht ratsam. Es werden größere Durchführungen notwendig, um dem Zuschneien und der Vereisung zu begegnen. Bei hohen Spannungen sind zudem Dachkonstruktionen über den Einführungen erforderlich, die auch gegen Regen schützen müssen.

Für Leitungen mit Hängeisolatoren besteht selbst bei Spannungen über 60 000 Volt eine grundsätzliche Abweichung gegenüber den Ausführungen nach Fig. 237 und 238 nur in der Gestaltung der Leiterabspannung. Da die Durchführungen dann aber ganz gewaltige Ab-

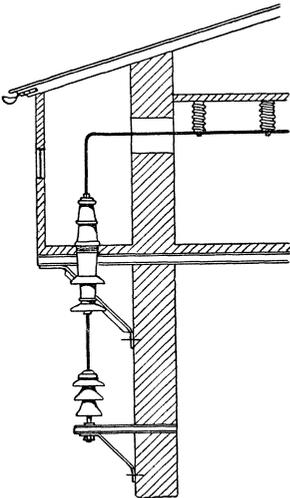


Fig. 239. Senkrechte Hochspannungseinführung von unten, mit Schutzbau.

messungen erhalten und die Forderungen bzgl. der Durchschlags- und Überschlagsfestigkeit zu vielwulstigen Formen gegebenenfalls unter Verwendung von Schutzschirmen zwingen, geht man neuerdings in der Gestalt vor, daß man den freien Teil der Einführung, um verminderte Regenbenetzung zu erzielen, schräg nach unten abbiegt und das Gebäude mit einem abgedeckten Balkon oder seitlich geschlossenem Schutzdach versieht. Die Fig. 240 zeigt hierfür ein Beispiel. Die Abspannung der Leiter ist mit Doppel-Abspannkettensystemen durchgeführt. Die Verbindung zwischen Leiter und Durchführung geschieht mit flexiblen Kabeln, um die Beanspruchung der Einführungen bei Sturm, Eisbelastung usw. möglichst aufzuheben. Gegen Sprühregen und bei Wind etwa seitlich hineingetriebenen Regen sind Schutzteller an den Einführungen angebracht, die gleichzeitig auch die Feldverteilung an der Leiterbefestigungsstelle günstig beeinflussen.

Bei der Anlage solcher Balkons ist darauf zu achten, daß sie nicht zu niedrig werden, um Schneeverwehungen zu verhüten, und daß Instandsetzungsarbeiten, insbesondere Reinigen der Isolator-Oberflächen bequem vorgenommen werden können.

Freie Mauerdurchführung. Neben diesen Porzellan durchführungen wird vereinzelt auch die auf S. 314 erwähnte 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 Fig. 241 ist diese Ausführung für eine 40 000 und zwei 10 000 Volt Leitungen dargestellt. Die Abspannung der Leiter ist naturgemäß wiederum erforderlich.

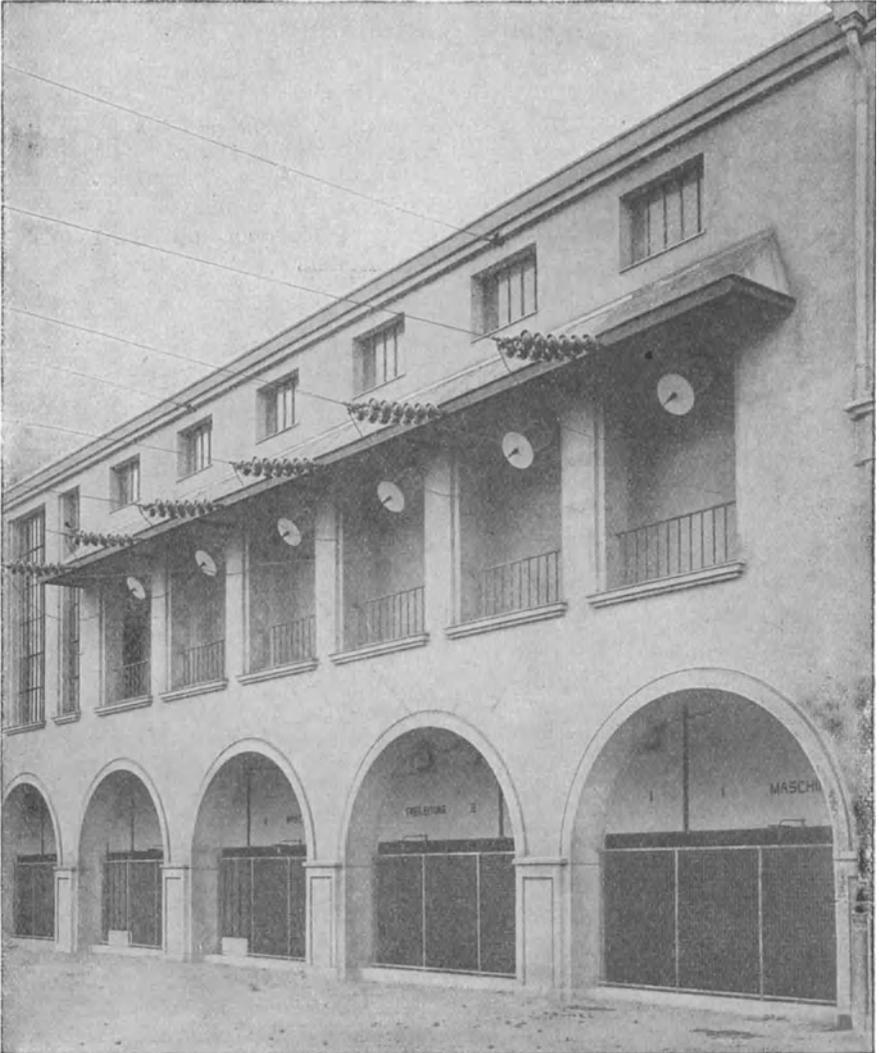


Fig. 240. 100 000 Volt-Ausführung des Kraftwerkes Golpa (A.E.G.).

Bei Spannungen über 60 000 Volt müssen die Platten bereits recht ansehnliche Abmessungen erhalten, um den Forderungen hinsichtlich der Überschlagsfestigkeit zu genügen. Berücksichtigt man das über Glas auf S. 265 usw. Gesagte, so ist ohne weiteres einzusehen, daß die Benutzung dieser Einführungsform keine völlige Betriebssicherheit auf Jahre hinaus bietet. Bei 100 000 Volt muß eine solche Glasplatte eine Fläche von etwa  $120 \times 120$  cm erhalten (Fig. 242) und mit einer

Öffnung von etwa 10–12 cm versehen sein. Im trockenen Zustande beträgt die Überschlagsspannung bei diesen Abmessungen etwa 160 000 Volt. Bei Regen sinkt dieser Wert sehr stark herab, und zwar treten Gleitfunken zwischen Leiter und Plattenoberfläche auf, die ihren Weg bis zum Mauerwerke suchen und dann Erdschluß verursachen. Das Überschieben eines Porzellanrohres über den Leiter erhöht zwar die Überschlagsspannung, kann aber bei plötzlichem Spannungsanstieg und in 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.

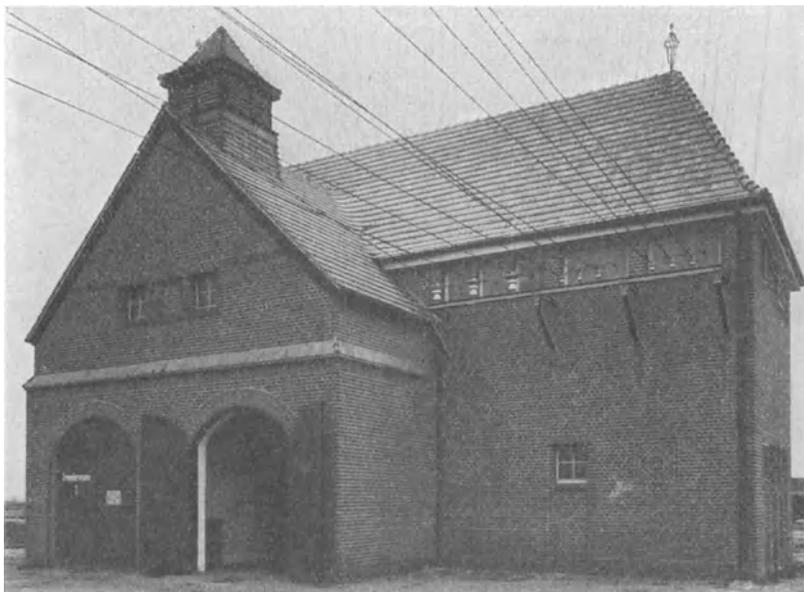


Fig. 241. Hochspannungseinführung in ein Transformatorenhaus ( $1 \times 40\,000$  und  $2 \times 10\,000$  Volt Drehstrom, A.E.G.).

Nach Aufhören der Benetzung wird, wie Versuche gezeigt haben, die Glasplatte unter dem Einflusse der Spannung allmählich getrocknet. Das Schrägstellen der Platte (Fig. 243) vermindert die Regenbenetzung und erhöht daher den Wert der Überschlagsspannung. 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 tunlichst zu verhüten, also stets gleichbleibenden Abstand zwischen Leiter und Glasplatte zu gewährleisten. Der Querschnitt dieses festen Verbindungsstückes ist daher 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 Transformatorräumen, so ist wiederum auf die Tau- und Vereisungsgefahr besonders auch des Obergeschosses der Innenräume aufmerksam zu machen. Es ist daher bei Spannungen über 60 000 Volt die Glasplatteneinführung nur mit großer Vorsicht anwendbar und dann besonders gut gegen Regen zu schützen, sowie bei Schräglage für ein sicheres Abgleiten von Schneemassen durch Ausbildung des Gesimses und der unteren Mauerfläche zu sorgen.

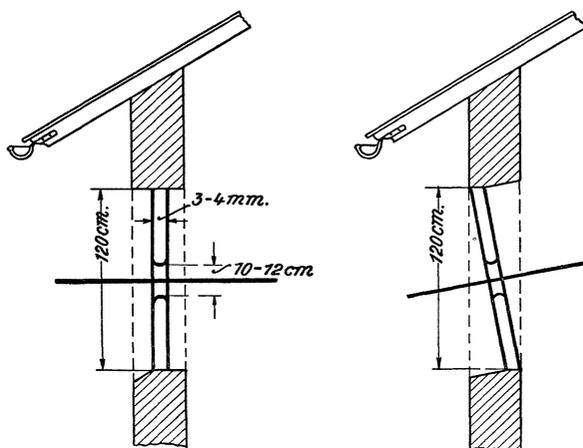


Fig. 242 u. 243. Freie Hochspannungseinführungen mit Plattenabschluß.

Bei Herstellung unverschlossener Maueröffnungen also ohne Einfügung von Glas- oder Porzellanplatten besteht die Gefahr, daß durch Vögel, hineingetriebene Fremdkörper u. dgl., noch leichter als bei Verwendung von Abschlußplatten Erdschlüsse herbeigeführt werden können. Ferner ist der Temperatur- und Luftwechsel für die Inneneinrichtungen nach dem oben Gesagten zu stark. Daher ist von dieser Form abzuraten.

Ganz allgemein ist schließlich darauf zu achten, daß die Abspannungen der Leiter und die gesamten Durchführungsstrukturen derart gebaut werden, daß keine Gefährdungen durch hineingetriebene trockene Äste u. dgl., durch Zusammenschlagen der Verbindungsleiter und durch Vögel (Vogelschutz) hervorgerufen werden können. Für die Abstände Leiter gegen Leiter gelten die Angaben auf S. 343.

## 12. Der Ausbau der Freileitungsstrecken.

a) Allgemeines. Sind Leitermaterial, Masten und Isolatoren gewählt, so wird es schließlich darauf ankommen, daß auch der ganze Aufbau der Leitungsanlage unter voller Berücksichtigung der vielen Mannigfaltigkeiten, die jede Freileitungsstrecke aufweist, so ausgeführt

wird, daß derselbe einen dauernd sicheren, gefahrlosen und wirtschaftlichen Betrieb gewährleistet. Letzteres bezieht sich in der Hauptsache auf die Störungen im Freileitungsnetz, die neben dem Fortfall der Einnahmen aus den Stromlieferungen unter Umständen zu so erheblichen Ausgaben Veranlassung sind, daß die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage gegebenenfalls ganz in Frage gestellt wird.

Es werden daher in diesem Kapitel einerseits die Gesichtspunkte, andererseits die Konstruktionen u. dgl. zur Besprechung kommen, die für die Wahl bzw. den Ausbau der Strecke im allgemeinen und ferner hinsichtlich der Leiterbefestigung, der Leiterverbindungen, der Schutzvorrichtungen und ähnlichem von besonderer Bedeutung sind.

Der Aufbau einer Fernleitung hat so zu erfolgen, daß:

1. 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 Masten, verwehte Äste u. dgl. nicht vorkommen können; (hierher gehört der allgemeine Ausbau der Strecken und die Streckentrennschalter);
2. die Leiterenden dauerhaft miteinander verbunden, an den Isolatoren sicher befestigt und gegenseitig in einem derartigen Abstände verlegt sind, daß auch Störungen nach dieser Richtung nicht vorkommen können (Isolatorenträger, Traversen usw., Leiterabstand, Leiterbefestigung an den Isolatoren, Leiterverbindungen);
3. für den Verkehr keine Hindernisse oder Gefahren bestehen (hierher gehören sämtliche Schutzvorrichtungen).

Ist der Leitungsplan berechnet und im allgemeinen zunächst auf der Karte festgelegt, so beginnt, wenn die Anlage zur Ausführung kommt, nunmehr erst die eigentliche Aufnahme der einzelnen Strecken im Gelände. Dazu sind genaue Karten notwendig, an Hand deren man sich über alle Wege, Kreuzungen von öffentlichen Schwachstromanlagen, Wegen, Straßen, Gewässern, Schluchten, Eisenbahnen usw., Überschreitung von besonders schwierigen Geländepunkten (Sümpfe, Gebirgsgegenden) 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, (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, was in der Hauptsache für überseeische Länder gilt. Schließlich sind die sich auf die Beschaffenheit der Strecke beziehenden Gesichtspunkte für die Wahl des Leitermaterials, der Masten und Isolatoren zu prüfen, und erst dann kann der mechanische Bau der Leitungsanlage entworfen werden.

Um also preislich richtige und technisch einwandfreie Vorschläge zu machen, ist die Kenntnis der Streckenverhältnisse notwendig. Für

Deutschland kann sich der projektierende Ingenieur diese Kenntnisse leicht beschaffen; für ausländische Verhältnisse können nur große Erfahrungen und möglichst eingehende Schilderungen der Verhältnisse zuverlässige Unterlagen liefern.

Für Niederspannungsanlagen sind eingehende Erläuterungen nicht notwendig, da es sich stets nur um kurze Strecken handeln kann, für die höchstens die starken Leiterquerschnitte zu verstärkten Mast- und Isolator Konstruktionen 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 Hauptspise- und Verteilungsleitungen an oder in der Nähe öffentlicher Straßen und Wege zu führen. Für das Heranschaffen der Baumaterialien ist auf möglichst günstige Lage von Eisenbahn- und Wasserstraßen-Endladestationen zu achten. Ähnliches gilt für die Unterbringung der Baukolonnen und der späteren Streckenwärter.

Die Benutzung öffentlicher Straßen hat neben den großen, oben kurz angegebenen Vorteilen aber auch Nachteile und zwar in erster Linie in vorhandenen Schwachstromleitungen, die dazu zwingen können, die ungünstigere Straßenseite benutzen zu müssen. Hierbei ist ferner auf die Leiterverdrillungen und die sonstigen z. B. für Straßenkreuzungen erforderlichen Schutzmaßnahmen zu achten, die auf S. 343 besprochen werden. Sind die Straßen mit Obstbäumen oder ähnlichen Nutzenanlagen bestanden, so ist bei der Bestimmung der Masthöhe und des Abstandes vom Erdboden besondere Vorsicht geboten.

Bei 100000 Volt-Strecken ist der auf S. 119 erwähnte Abstand zwischen Hoch- und Niederspannungsleitungen 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 Material an die Leitungen herankommen zu können, ohne Flurschaden zu machen bzw. ohne stets vorher die Genehmigung der Grundeigentümer nachsuchen zu müssen.

Müssen hochstämmige Wälder durchquert werden, 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. Der Abstand zwischen den Baumreihen und der Hochspannungsleitung mit 5--8 m reicht unter Umständen nicht aus, um das Hineinfallen von Bäumen in die Leitung sicher zu verhindern. Besonders wenn es sich um neugeschlagene Waldschneisen handelt, kann im Winter damit gerechnet werden, daß die Eisbelastung bei Regen und einer Temperatur zwischen 0° und 2--3° Wärme (Eisregen) die noch nicht abgehärteten bzw. die dünneren Bäume zu so starken Durchbiegungen bringt, daß sie die Leiter berühren und Erdschluß oder die Einleitung eines größeren Lichtbogens verursachen. Es ist hierauf durch Wahl höherer Masten z. B.

nach Fig. 154 oder durch Verbreiterung der Schneise Bedacht zu nehmen, womit auch der Gefahr von Waldbränden im trockenen Sommer begegnet wird.

Müssen besonders ungünstige Strecken überbrückt werden, wozu zu rechnen sind Sumpfgenden, Schluchten, Gebirgsgegenden u. ä., so bedingt dieses besondere Mastkonstruktionen, größere Spannweiten, teure Fundamentierungen und sorgfältigste Auswahl aller sonstigen Bauteile der Leitungsanlage. Es ist daher anzustreben, solche Geländestriche nach Möglichkeit zu umgehen. Ausnahmepunkte in der

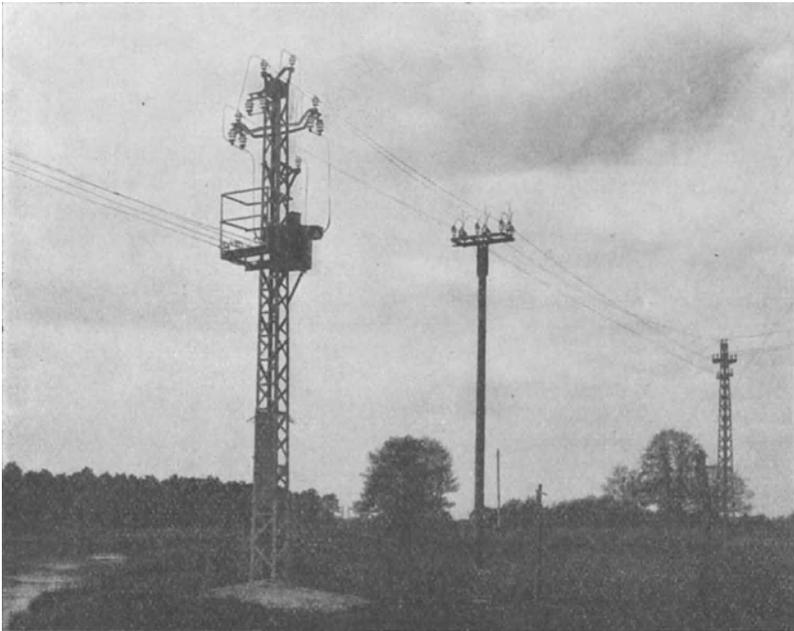


Fig. 244. 15 000 Drehstrom. Streckenabschnitt mit Abspannmast, Mastschalter und Masttransformatorstation (S.S.W.).

Strecke sind ferner alle Abweichungen aus der geraden Linie, Abzweige und Kreuzungen, die im Streckenplane zu bezeichnen und in den Kostenberechnungen hervorzuheben sind.

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. Bei 60 000 und 100 000 Volt Leitungen soll auch hier nochmals darauf hingewiesen werden, daß, wenn Ringbildung möglich ist und auf die Hauptspeiseleitungen nicht gleichzeitig noch andere Kraftwerke arbeiten, die unter sich durch Reserveleitungen zu

verbinden sind, die Aufteilung auf zwei auf getrennten Mastreihen verlegte Leitungen kaum wesentlich teurer, elektrisch und betriebs-technisch indessen vorteilhafter ist.

In den Fig. 244–246 sind diesen allgemeineren Gesichtspunkten für den Streckenausbau entsprechend einige Abbildungen wiedergegeben. So stellt die Fig. 150 einen Streckenabschnitt einer 15 000 Volt-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) ist ein quadratischer Gittermast in Betonfundament benutzt und für Winkelpunkte sind an Stelle der einfachen Holzmaste A-Maste aufge-

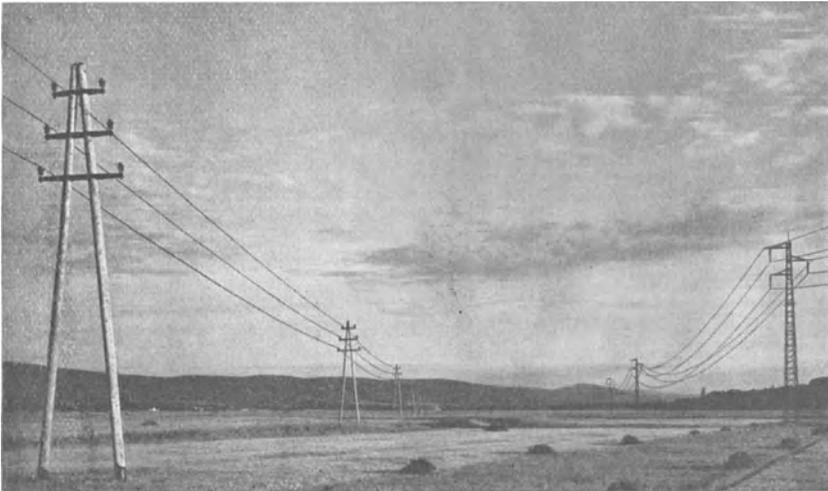


Fig. 245. Streckenabschnitt aus der Murgwerkanlage 100 000 und 20 000 Volt auf getrennten Mastreihen.

stellt. Jeder Mast trägt ein Warnungsschild mit rotem Blitzpfeil, wie es vom V. D. E. vorgeschrieben ist und darauf aufmerksam machen soll, daß die Leitung Hochspannung führt.

Die Fig. 244 zeigt einen ähnlichen Streckenausschnitt und zwar einen Abzweig- und gleichzeitig Winkelmast, von dem eine Stichleitung über einen Mastschalter zu einer Masttransformatorstation abgeht. In Fig. 245 ist ein Streckenabschnitt der Leitungsanlagen des Murgwerkes für 100 000 Volt und  $2 \times 20\,000$  Volt dargestellt. Die Stromkreise sind auf zwei Mastreihen verlegt. Für die 100 000 Volt-Leitung sind hohe Gittertürme gewählt worden, während die 2 Leitungen für 20 000 Volt auf A-Masten mit größerer Spannweite montiert worden sind. Beide Mastenreihen sind soweit voneinander aufgestellt, daß einerseits die elektrostatischen Beeinflussungen praktisch vernachlässigbar klein werden, andererseits ein umbrechender Mast oder ein

gerissener und bei Sturm umherschleuderter Leiter die andere Linie nicht erreichen kann. Beide Mastreihen stehen auf freiem Felde. Die beiden oberen Traversen der 100 000 Volt-Strecke tragen je ein Erdungsseil und die Gittertürme zudem noch Blitzableiterstangen auf der Mastspitze.

Einen recht interessanten Streckenteil einer 40 000 Volt-Linie mit Einfach- und Doppel-Schleuderbetonmasten, Abspann- und Kreuzungsmasten, Überbrückung einer Anhöhe und einem Winkelpunkt zeigt Fig. 246. Auf der Mastspitze liegt in einer besonderen Eisenkonstruktion ein Erdungsseil. Die Masten sind nicht besonders fundamementiert worden.

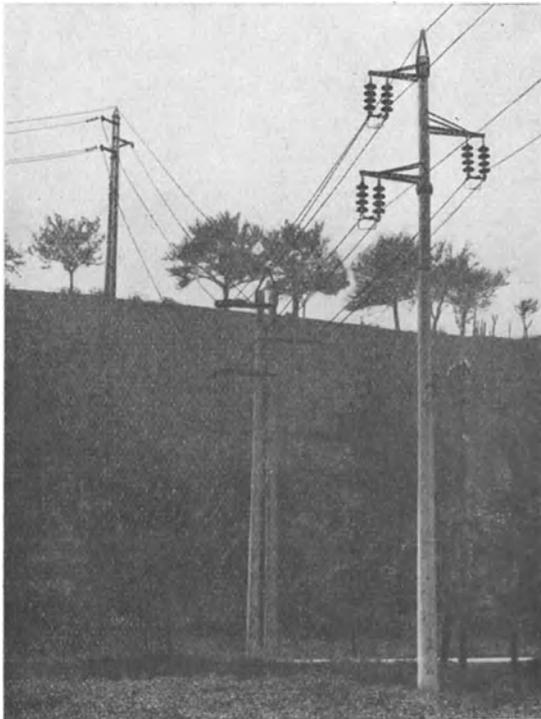


Fig. 246. Betonmaststrecke für 40 000 Volt mit Kreuzungs- und Winkelmast.

An Stelle von Stützisolatoren sind Hängeketten benutzt, um die Möglichkeit zu besitzen, später mit der Spannung höher gehen zu können, ohne die Traversen, Abstände usw. vollständig neu bauen zu müssen.

Die Fig. 244÷246 lassen weiter erkennen, daß die Leitungen in ihrem gesamten Aufbau leicht zugänglich sind, bequem 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 wird. Auch der Wind kann die Leitungen frei durchstreifen.

Nach diesen allgemeinen Gesichtspunkten, die im Zusammenhange stehen mit der elektrischen Linienführung, sollen nunmehr die mannigfaltigen Einzelteile besprochen werden. Niederspannung ist nicht berücksichtigt, da das Nachfolgende in sinngemäßer Anwendung auch hierfür gilt.

**b) Streckentrennschalter.** Um einzelne Strecken z. B. Abzweige einer ausgedehnten Leitungsanlage spannungslos machen, dadurch Störungen enger begrenzen und Reparaturen schneller vornehmen zu können, sind bei Spannungen bis höchstens 40 000 Volt Streckentrennschalter einzubauen, für die Ausführungen in den Fig. 247 bis 249 wiedergegeben sind. Die Konstruktion und der Einbau müssen sehr strengen Forderungen genügen, sonst können solche Schalter die Quelle häufiger und sehr unangenehmer Störungen werden. Diese Forderungen sind: Die kontakttragenden Isolatoren müssen den beim Schalter 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 Winter sein und so große Entfernung im ausgeschalteten Zustande aufweisen, daß sowohl ein Stehenbleiben des Ausschaltlichtbogens als auch ein Überbrücken durch Vögel nicht möglich ist.

Bei der in Fig. 247 abgebildeten Ausführung (einpoliger Schalter) der Siemens-Schuckert-Werke für 3000 Volt 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 auszublases. 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

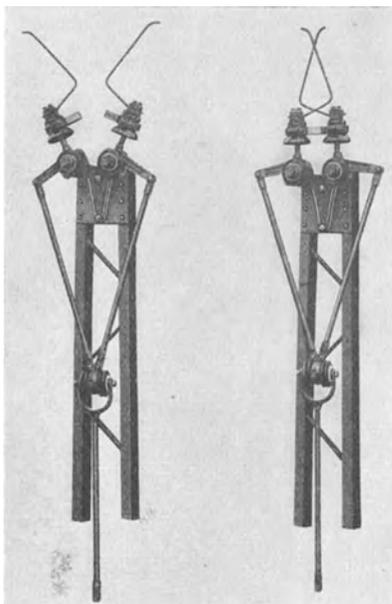


Fig. 247. Einpoliger Streckentrennschalter für 3000 Volt mit Antrieb (S.S.W.).

zu bemessen. Der Antrieb faßt beide Schalterteile durch eine Gabel und ist von den spannungsführenden Teilen gut isoliert. Alle drehbaren Teile sind in rostfreiem Material gelagert. Die Bedienung erfolgt durch Kurbelantrieb.

Bei mehrpoligen Schaltern sind die entsprechenden Schaltmesser auf einer Achse zu befestigen und müssen gleichzeitig durch das Ge-

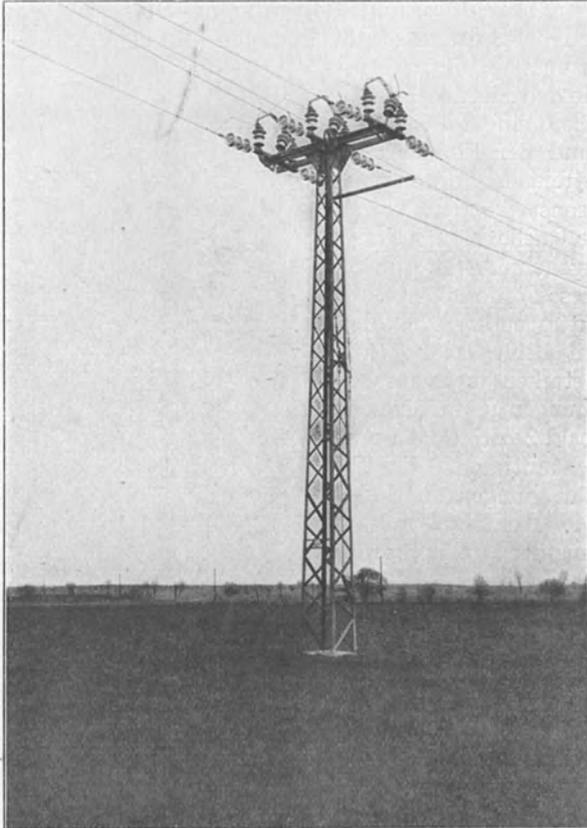


Fig. 248. Mastschalter für eine Drehstromleitung 40 000 Volt, Betätigung durch Stahlseil, Abspannung der Leiter an Hängeisolatoren (A.E.G.).

stänge und die Kurbel bedient werden, damit stets eine allpolige Unterbrechung des Stromkreises bewirkt wird, und Gefahren durch Unvorsichtigkeit beim Hantieren mit Schaltstangen oder dadurch, daß beim Ausschalten ein Schaltmesser vergessen wird und ein Leiter unter Spannung bleibt, sicher vermieden werden. Die Kurbelantriebe sind natürlich gegen unerwünschte Betätigung zu schützen, am zweckmäßigsten in gut verschlossene, eiserne Kästen einzubauen

oder durch kräftige Vorlegeschlösser zu sichern. Auf eine vorzügliche Erdung dieser Schalter und ihrer Antriebe ist besonders Gewicht zu legen, da anderenfalls Unglücksfälle vorkommen können, die leider vereinzelt auch bereits eingetreten sind. Zweckmäßig sind daher auch schon bei 10 000 Volt Hänge-Abspannisolatoren für den Leiteranschluß zu benutzen.

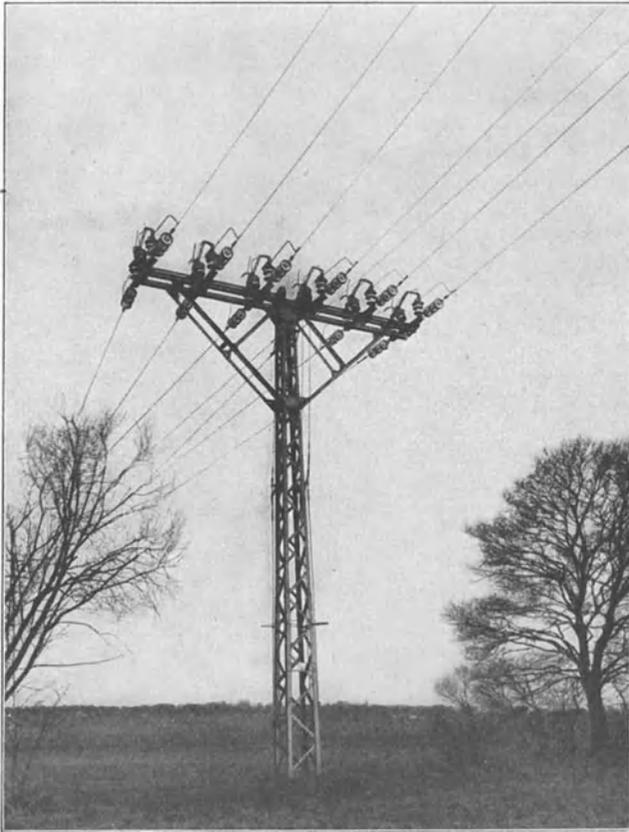


Fig. 249. Mastschalter für zwei Drehstromleitungen 40 000 Volt.

Während in Fig. 247 der eigentliche Schalter abgebildet war, zeigen Fig. 248 und 249 solche fertig montierten Schalter für eine und zwei Leitungen nach der Bauart der A. E. G. für 40 000 Volt mit Hänge-Abspannisolatoren. Die Streckentrennschalter müssen den Leiterzug an ihren Isolatoren aufnehmen, da es in der Natur der Sache liegt, daß die Leiter an solchen Trennstellen abgespannt werden müssen; Schalter, die noch besondere Abspannmasten notwendig machen, sind unzweckmäßig.

Durch den Einbau derartiger Trennschalter werden aber die Ölschalter in Umformerwerken, Transformatorstationen usw. nicht entbehrlich, denn erstere sind ihrer ganzen Bauart nach zum Ausschalten größerer Leistungen ungeeignet.

Bei Spannungen über die genannte Grenze sind Streckentrennschalter nicht mehr betriebssicher genug. Es müßten dann vielmehr Ölschalter in festen Stationen gewählt werden, was insbesondere überall dort vorzuziehen ist, wo z. B. in Ringleitungen ein öfteres Schalten auch unter Last und für die Stromverschiebung oder Betriebsregelung erforderlich ist. Bei 100 000 Volt ist die auch bei der leerlaufenden Linie zu unterbrechende Kapazitätsleistung für derartige Luftschalter zu groß und hat dann starke Überspannungen zur Folge.

c) Die Isolatorbefestigung am Mast (Querarme, Traversen, Leiterträger). Die Durchbildung der Isolatorbefestigungen richtet sich nach der Mastart, dem Leiterquerschnitte, der Spannweite bzw.

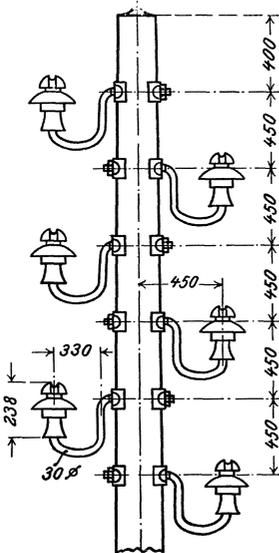


Fig. 251a. Isolatorbefestigung an Holzmasten: 6 Leiter von je 50 mm<sup>2</sup>.

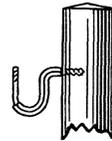


Fig. 250. Isolatorstütze für Holzmasten.

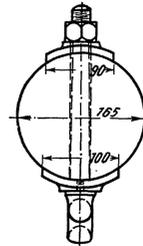


Fig. 251b.

der Zugkraft und der Stützenform. 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.

Bei Holzmasten kommen verschiedene Arten der Isolatorbefestigung am Mast zur Anwendung, und zwar wird die Isolatorstütze entweder mit Holzgewinde versehen und in den Mast eingeschraubt (Fig. 250) oder auf einem hölzernen bzw. eisernen Querträger aufge-

schraubt. Die erstgenannte Form hat den Vorteil der Billigkeit, aber den Nachteil, daß der Mastquerschnitt geschwächt und dadurch die Bruchsicherheit der Holzstange verringert wird (siehe auch die Angaben auf S. 223 über den schädlichen Einfluß von Metallsalzen als Imprägnierungsmittel bei Holzmasten). Ferner kann das Einschrauben der Isolatorstützen in den Mast nur bei geringen Spannweiten bis höchstens 40 m und kleinen Leiterquerschnitten angewendet werden, da anderenfalls die Stützendurchmesser zu groß werden. Schließlich setzt die Zahl der Leiter und die Höhe der Übertragungsspannung dieser Befestigungsart eine Grenze. Man wählt diese Form in der Regel höchstens für Spannungen bis 15 000 Volt.

Die Fig. 251 a zeigt den Oberteil eines Holzastes aus der Leitungsanlage des Überlandkraftwerkes am Anza<sup>1)</sup>, und in Fig. 251 b ist die Befestigung dieser Isolatorstütze am Mast abgebildet. Die schmiedeeisernen Stützen durchdringen den Mast vollständig und werden durch Muttern unter Benutzung starker und großer Unterlegplatten festgezogen. Diese Isolatoranordnung, die im übrigen kaum billiger ist als zwei Holztraversen ähnlich Fig. 252 kann aber keineswegs als besonders vorteilhaft bezeichnet werden, einmal weil bei den großen Leiterquerschnitten von 50 mm<sup>2</sup> 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 untereinander angeordnet sind, ein Kurzschluß des zweiten Stromkreises unbedingt hervorgerufen wird. Es ist jedenfalls immer günstiger, die Stromkreise entweder nebeneinander oder mit verlängerten Stützen für den dritten und vierten Isolator zu verlegen.

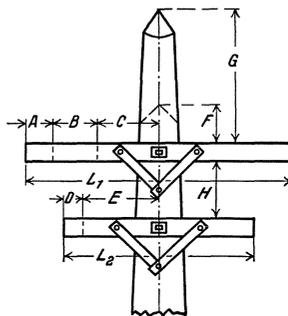


Fig. 252. Holztraversen für Isolatorenbefestigung [an Holzmasten.

Das Zopfende des Mastes muß mit einem stramm aufgepaßten, breiten Eisenringe versehen werden, um beim Einschrauben der Isolatorstützen ein Platzen des Holzes zu verhüten. Diese Maßregel ist auch anzuwenden, wenn bei Drehstrom und dreieckförmiger Anordnung der Isolatoren ein Isolator auf die Mastspitze gesetzt wird. Allerdings kann hierdurch nicht verhindert werden, daß die Stützen auf der Mastspitze mit der Zeit herausfallen. An Abzweig-, Kreuzungs- und Abspannpunkten ist diese Isolatorbefestigung nicht zulässig.

Die zweite Art der Befestigung der Isolatoren ist diejenige auf hölzernen oder eisernen Querträgern (Traversen), für die zunächst bei Holz als Material in den Fig. 252 bis 254 einige charakteristische Ausführungsformen wiedergegeben sind.

<sup>1)</sup> Hochspannungs-Wasserkraftanlage am Anza. E. T. Z. 1909, Heft 18, S. 425.

Holz für die Querträger verwendet man in Deutschland wegen der geringen Sicherheit beim Leiterbruch äußerst selten. Diesem Übelstande begegnen die amerikanischen Firmen dadurch, daß sie bei größeren Leiterquerschnitten oder Spannweiten für jeden Mast zwei Traversen benutzen, die durch verschraubte Querriegel sicher in ihrem Abstände gehalten und durch Verstrebungen, sowie einen den Mast durchdringenden Eisenbolzen (Fig. 252) oder nach der Art der Fig. 253 und 254 am

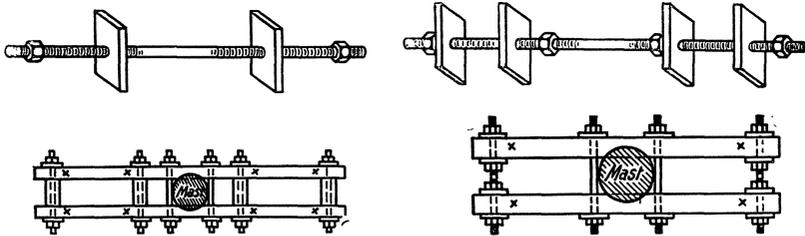


Fig. 253 u. 254. Holztraversen (doppelt) mit Befestigungsvorrichtung.

Mast befestigt werden. Ein besonderer Isolationswert gegen Erd- und Kurzschlüsse, den man durch die Benutzung von Holztraversen bei Isolatorbeschädigungen, Herabfallen des Leiters vom Isolator u. dgl. zu erreichen glaubt, ist denselben indessen nicht beizumessen, und es gilt hierfür das auf S. 289 für die hölzernen Isolatorstützen Gesagte sinngemäß.

Tabelle XXXII.

Spannung zwischen zwei Leitern Volt	A	B	C	D	E	F	G	H	L <sub>1</sub>	L <sub>2</sub>
2 300 bis 6 600	100	450	500	100	650	200	1200	600	2100	1500
10 000 „ 20 000	100	600	500	100	650	200	1500	600	2400	1500
20 000 „ 30 000	150	750	600	150	750	250	1650	750	3000	1800
30 000 „ 40 000	150	910	600	150	910	250	1650	910	3320	2120

Sämtliche Maße in Millimetern nach deutschen Verhältnissen auf gerade Zahlen abgerundet.

In Tab. XXXII sind die Maße für die Isolatorabstände usw. unter Zugrundelegung der Fig. 252 zusammengestellt, wie sie von der General Electric Co. in der Regel benutzt werden. Die Gesamtkosten für einen Querträger einschließlich Montage werden bei dieser amerikanischen Ausführung nicht billiger als diejenigen für Eisentraversen, unberücksichtigt der doppelten Zahl von Isolatoren, die jedenfalls nach deutschen Begriffen auch selbst bei niedrigen Spannungen keine Verbesserung der Anlage bedeutet. Die Traversen werden vorzugsweise aus zähem Fichtenholze hergestellt, vor der Verwendung mit Leinöl, Paraffin oder auch Teeröl getränkt und außerdem mit einer wettersicheren Mineralfarbe gestrichen. Dabei ist aber 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.

Hin und wieder sind auch bei eisernen Masten Querträger aus Holz zur Anwendung gekommen, so z. B. bei der von Oerlikon gebauten Fernleitung Caffaro-Brescia. Ein Gittermast (Streckenmast) aus dieser Strecke mit zwei Drehstromleitungen (40 000 Volt) ist in Fig. 255 abgebildet. Ferner sei erwähnt, daß man auch bei Eisentraversen den Isolationswert dadurch zu erhöhen versucht hat, daß man die Isolatorstützen nicht unmittelbar auf das Eisen, sondern auf Hartholzklötze

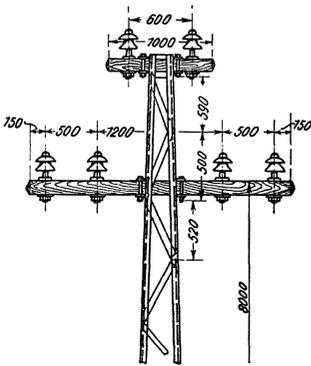


Fig. 255. Eiserner Gittermast der Fernleitung Caffaro-Brescia (Oerlikon). 40 000 Volt, Drehstrom, Holztraversen.

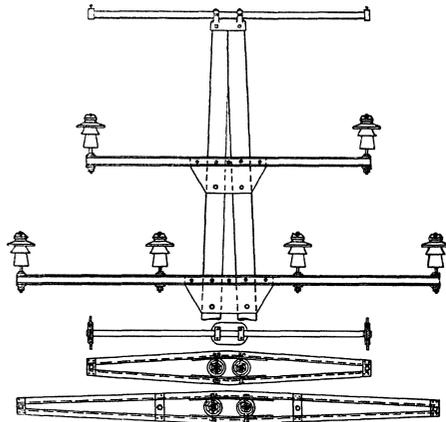


Fig. 256. Isolatorträger an Holzmasten für zwei Drehstromlinien 30 000 Volt und Erdungsseile (Eisentraversen).

aufschraubte und letztere in Doppeltraversen einklemmte. Alle diese Mittel können wohl, solange sie noch neu sind, vorübergehende Erfolge bringen, sind aber auf die Dauer nicht brauchbar. Man sollte daher von vornherein richtig bemessene Isolatoren, hohe Isolatorstützen und Eisentraversen benutzen und so auf die technisch beste Art und Weise die Sicherheit in den Gliedern der Fernleitungsanlage erreichen.

In Deutschland benutzt man bei Hochspannungsanlagen mit Holzmasten häufig Traversen aus U-Eisen, die mit einfachen Rundeisen-schellen am Maste befestigt werden. Bei größeren Spannweiten und stärkeren Leiterquerschnitten kommen Doppeltraversen (je ein U-Eisen auf jeder Mastseite) zur Verwendung, wie Fig. 256 für einen A-Mast zeigt. Auch besondere aus Flacheisen gebildete Isolatorenträger, sog. Konsole, sind in Gebrauch.

Eine recht zweckmäßige, sowohl in der Anschaffung als auch in der Montage billige Isolatorbefestigung an Holzmasten wird von den Siemens-Schuckert-Werken angewendet, die in Fig. 257 abgebildet

ist. Diese sog. Lyratraverse besteht ebenfalls aus U-Eisen. Sie hat die Vorteile, daß ein gewünschter Abstand voneinander

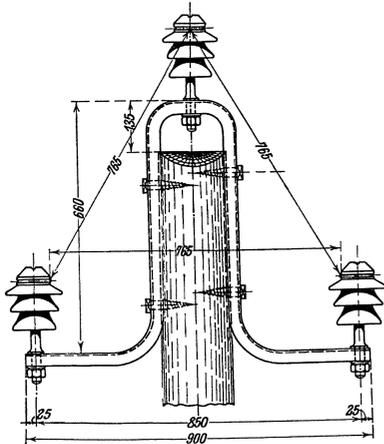


Fig. 257. Lyratraverse (der Siemens-Schuckert-Werke).

leichter eingehalten und der Mast um etwa 1 m kürzer gewählt werden kann. Ferner werden die Gesamtkosten eines fertig ausgerüsteten Mastes billiger als z. B. für die Form ähnlich Fig. 252, und die Leitungsanlage bekommt ein solides, schönes Bild. Das Anbringen eines Schutzdrahtes über den Leitern nach Fig. 256 ist bei Benutzung der Lyratraverse nicht möglich. An Winkelpunkten und bei Kreuzungsmasten sind Lyratraversen indessen nicht benutzbar, weil sie mechanisch nicht die genügende Festigkeit bieten, um Leiter abspannen zu können. Wie langjährige Betriebserfahrungen zeigen, bilden sie auch einen vorzüglichen Vogelschutz.

Bei eisernen Gittermasten werden Querträger aus Flach- und U-Eisen verwendet (Fig. 258) und die Isolatoren auf kurze gerade Stützen aufgeschraubt, die durch beide Schenkel des U-Eisens durchgeführt sind.

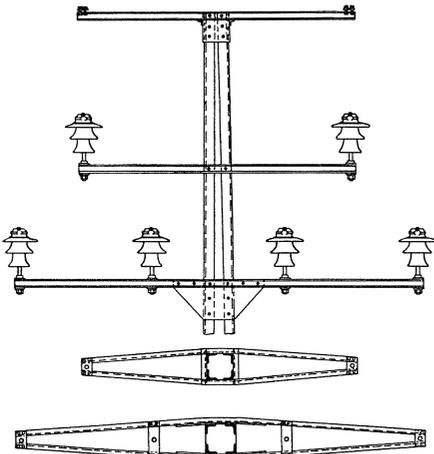


Fig. 258. Isolatorträger an Eisenmasten für zwei Drehstromlinien 45 000 Volt und Erdseile (Eisentraversen).

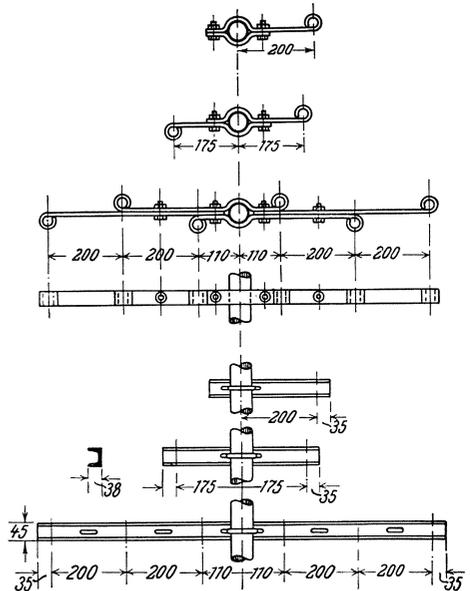


Fig. 259. Isolatorträger für eisernen Rohrmasten.

Bei eisernen Rohrmasten sind bei größeren Zugkräften U-Eisen-, bei kleineren Zugkräften Flacheisentraversen im Gebrauch, für die einige Ausführungsformen der Mannesmannröhren-Werke in Fig. 259 zusammengestellt sind.

Die Ausbildung der eisernen Traversen ist ferner aus den verschiedenen Mastabbildungen leicht ersichtlich. Sie richtet sich natürlich danach, ob Stütz- oder Hängeisolatoren verwendet werden. Wird eine Strecke z. B. vorerst mit 40 000 Volt betrieben, soll später aber eine Spannung von 100 000 Volt erhalten, so ist bei der Bestimmung der Traversenabmessungen hierauf von vornherein besonders zu achten, worauf auf S. 324 bereits hingewiesen wurde.



Fig. 260. Vogelschutz-Doppeltraverse am Gittermast.

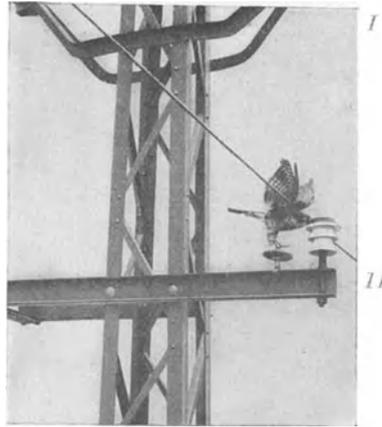


Fig. 261. Vogelschutz bei Eisenmasten. *I* gebogene Doppeltraverse nach Fig. 260, *II* flacher Isolierknopf.

Auf den Vogelschutz ist bei eisernen Masten und eisernen Traversen ganz besonders Rücksicht zu nehmen. Die sich gerne auf den Traversen niederlassenden Vögel (namentlich Stare zur Zeit des Fluges) bewirken beim Auffliegen häufig Erd- und Kurzschlüsse, indem sie durch ihre Flügel eine Verbindung zwischen Leiter und Traverse oder Mast herstellen. Dadurch werden die selbsttätigen Schalter im Kraftwerke oder in den Stationen zum Auslösen gebracht und recht unangenehme Betriebsstörungen verursacht. Als Vorbeugungsmaßnahmen sind zu benutzen:

- erhöhte Isolatorstützen,
- schräg gestellte Traversen nach Fig. 260,
- Sitzstäbchen und Sitzteller nach Fig. 261,
- übergeschobene Porzellanrohre an den Isolatorbefestigungsstellen der Leiter nach Fig. 262.

Eines der sichersten Mittel sind die erhöhten Isolatorstützen. Sie verteuern die Anlagekosten aber recht beträchtlich. Die schräg gestellten einfachen oder doppelten Traversen erschweren den Vögeln das Niederlassen und Ruhen derart, daß auch diese Maßregel guten Erfolg verspricht. Nur bei Kreuzungen, wo bruchsihere Aufhängung in Frage kommt, sind die Vogelschutztraversen nicht anwendbar. Sitzstäbchen und Sitzteller, die farbig, nicht weiß zu wählen sind, haben sich bisher nicht eingeführt. Sie werden allerdings dann das einzige Mittel sein, wenn eine in der Zugrichtung der Vögel liegende fertige Strecke zu stark gestört wird. Die übergeschobenen Porzellanrohre sind ebenfalls ein brauchbarer Schutz, verteuern die Anlagekosten aber

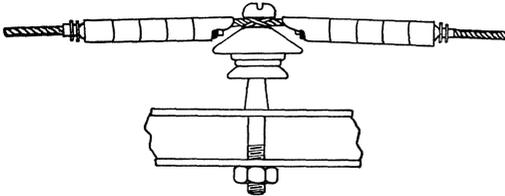


Fig. 262. Porzellanrohre als Vogelschutz.

auch recht beträchtlich und sind unbrauchbar, wenn z. B. Leiterbefestigungen nach Fig. 267 mit Sicherheitsbügel vorhanden sind. Zudem verdecken die Rohre die Bunde an den Isolatoren und erschweren dadurch die Streckenrevisions-

arbeiten. Bei Holzmasten sollen auch mit Rücksicht auf den Vogelschutz die Eisenteile nicht geerdet sein, da anderenfalls jedesmal beim Herstellen einer Verbindung zwischen Leiter und Traverse durch den aufliegenden Vogel ein heftiger Erdschluß eintritt. Im oder nach einem Regen werden die durch Vögel hergestellten Erdschlüsse zumeist häufiger und heftiger, weil die Holzmasten infolge der Benetzung geringere Oberflächenisolation besitzen.

Ein von diesen Formen abweichender Vogelschutz besteht schließlich darin, die Isolatoren mit einem geschlossenen Schutzbügel zu umgeben, wie Fig. 288 und 289 zeigt. Dieselbe hat sich ebenfalls bewährt.

Bei Betonmasten muß die Traversenanordnung von vornherein sicher festgelegt und der Betonfirma bekanntgegeben werden, damit die Befestigungslöcher schon bei der Herstellung der Masten vorgesehen werden können. Die Fig. 246 zeigt einen Mastkopf mit besonderem Bügel für ein Erdungsseil. Die Traversen sind aus zwei Profileisen mit Versteifungsstreben gebildet,

Schutzgitter. Liegen zwei Stromkreise auf einem Mast und sind Arbeiten an einem Stromkreise 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, die also nicht besonders große Phasenabstände aufweisen, vereinzelt Schutzgitter zwischen den beiden Stromkreisen (Fig. 263)<sup>1)</sup>.

<sup>1)</sup> Schutzgitter dieser Art sind bei den Fernleitungen der Akt. Rjukanfos für die Übertragung von 100 000 PS bei 10 000 Volt zur Anwendung gekommen.

Diese Schutzgitter müssen weitmaschig sein, um Wind und Schnee möglichst kleine Angriffsflächen zu bieten und im 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 verzinsen zudem den

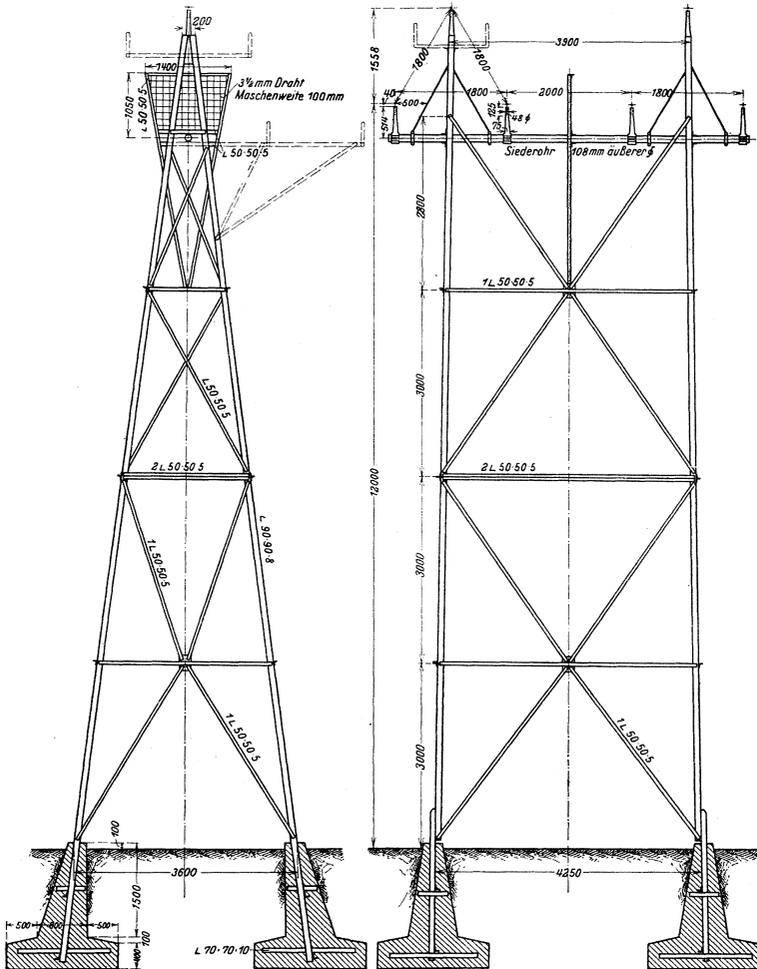


Fig. 263. Eisenmast für zwei durch Schutzgitter getrennte Drehstromleitungen.

Anblick der Masten. Es ist daher empfehlenswert, für solche Leitungen größere Leiterabstände und zweckentsprechende Traversenkonstruktionen anzuwenden.

d) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdung durch Isolatorbruch. Um das Herabfallen der Leiter von der Traverse bzw. vom Maste

beim Bruch von Isolatoren oder beim Reißen bzw. Durchbrennen der Befestigung am Isolator zu verhindern, versieht man auf den Streckenteilen, auf denen Gefahren für den Verkehr zu fürchten sind, die Leiter an den Isolatorbefestigungsstellen mit besonderen Schutzbügeln, wie in Fig. 264 abgebildet. Bei allen Winkelpunkten befestigt man außerdem vereinzelt geschlossene Drahtbügel, um die Leiter beim Isolatorbruch abzufangen (Fig. 265). Hierfür gibt es noch eine ganze Reihe anderer Ausführungsmöglichkeiten, auf die jedoch nicht weiter eingegangen werden kann, insbesondere da man neuerdings derartige Schutzbügel für entbehrlich ansieht, weil sie die Anlagekosten verteuern, ohne einen ihrem Werte entsprechenden Schutz tatsächlich zu gewähren.

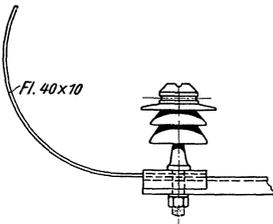


Fig. 264.. Offener Schutzbügel für Eisen-traversen.

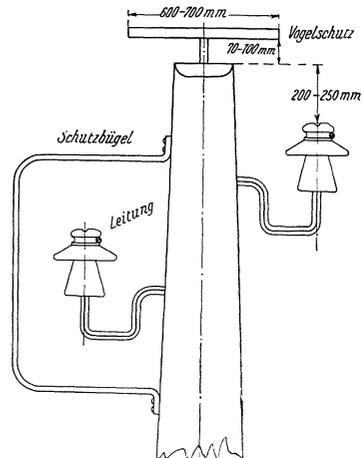


Fig. 265. Geschlossener Schutzbügel und Vogelschutz auf der Mastspitze.

Bei allen solchen Schutzbügeln ist darauf zu achten, daß sie einen ausreichenden Abstand von den Leitern bzw. den Isolatoren besitzen müssen, weil sich auf ihnen ebenfalls gerne Vögel niederlassen.

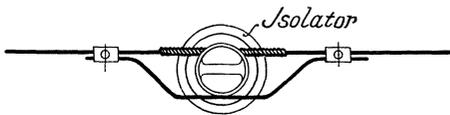


Fig. 266. Sicherheitsbügel am Isolatorkopf.

Tragdrähten des gleichen Materials wie und hinter dem Isolator so befestigt, daß bei Isolatorbruch die beiden Leiterenden gehalten werden.

Erdungsbügel in der Richtung der Leiter, die ebenfalls vereinzelt anzutreffen sind, haben den Zweck, einen gerissenen Leiter sofort und noch bevor er den Erdboden erreicht, sicher zu erden, indem er auf einen solchen Bügel zu liegen kommt.

Auch hier ist die Zweckmäßigkeit nicht zu bestreiten, die Praxis indessen hat gezeigt, daß wiederum der Schutzwert in keinem wirt-

An Winkelpunkten sind, wenn erhöhte Sicherheit verlangt wird, nach den Vorschriften des V.D.E. sogenannte Sicherheitsbügel nach Fig. 266 zu verlegen.

Sie bestehen aus lose gelegten der Leiter und werden vor

schaftlichen Verhältnisse zu den Anlagekosten steht. Hinsichtlich des Vogelschutzes gilt das früher Gesagte sinngemäß.

Bei der Bestimmung der Abmessungen und des Abstandes vom Leiter ist besonders zu beachten, daß eine Berührung mit dem im Winde schwingenden Leiter unmöglich sein muß, da sonst durch das Zusammenschlagen Erdschluß, Lichtbogenbildung, Anschmoren des Leiters usw. eintreten und Betriebsstörungen die Folgen sind. Bei hohen Spannungen bleiben solche Erdungsbügel am besten fort.

e) Die Leiterverbindungen. Kritische Punkte der Leitungsanlage, denen sowohl beim Bau als auch bei der Unterhaltung besondere Aufmerksamkeit geschenkt werden muß, sind die Verbindungsstellen zwischen den Draht- bzw. Seilenden. Das früher ausschließlich geübte Verlöten wird heute nicht mehr angewendet, ist von Behörden sogar verboten und durch lotfreie mechanische Quetsch-, Niet- usw. Verbinder ersetzt.

Als häufig verwendete, in der Praxis gut bewährte Nietverbindung gilt der für Seil und massiven Draht gleich gut geeignete, leicht und sicher zu montierende Hofmann-Nietverbinder (Fig. 267a u. b). Er findet nicht nur zum Verbinden zweier Leiterenden, sondern auch als Schlaufen- und Endverschluß an Abspannungspunkten Verwendung. Die Festigkeit einer solchen Verbindung beträgt bei Hartkupferleitern 93–96% der Drahtfestigkeit.



Fig. 267a. Hofmann-Nietverbinder.



Fig. 267b.



Fig. 268. Kerbverbinder der S.S.W.

Neben dieser Form kommt in den letzten Jahren der behördlich ebenfalls zugelassene Kerbverbinder der Siemens-Schuckert-Werke häufig zur Anwendung. Die Figg. 267a und 268 zeigen eine interessante Gegenüberstellung dieser beiden Verbinderformen in aufgeschnittenem Zustande. Praktisch sind beide gleichwertig.

Eine andere sowohl für Draht als auch für Seil und ebenfalls für alle Materialien brauchbare Verbindungsart ist diejenige nach dem Würgeverfahren, wie sie in Fig. 269 abgebildet ist. Die Verbindung wird dadurch hergestellt, daß man ein der Form der Leiter angepaßtes Metallrohr über die Leiterenden schiebt und das Ganze verdrillt. Diese Art der Verbindung ist heute neben

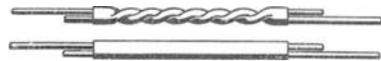


Fig. 269. Würgeverbindung.

derjenigen durch Niet- oder Kerbverbinder ebenfalls sehr gebräuchlich und gibt selbst bei den größten Querschnitten und Spannweiten vollkommene Sicherheit gegen Störungen. Es sei bemerkt, daß diese Verbindung bei den Leitungen der Niagaraanlagen und auch sonst bei den größten amerikanischen, kanadischen und mexikanischen Fernleitungen zur Anwendung gekommen ist. Die Rohre sind in verschiedener Ausführung in Gebrauch. Neben dem gewöhnlichen ovalen Rohre findet man zwei aufeinander gelötete Rohre, ferner aus Blechstreifen gebogene Zweikammer-Konstruktionen verschiedener Art. Die Festigkeit einer solchen Verbindung ist, da das Rohr stets aus dem gleichen Material wie die Leiter selbst bestehen muß, der Leiterfestigkeit proportional.

Das Aluminiummetall ist in so hohem Maße elektropositiv, daß von einer Verbindung mit anderen Metallen abgesehen werden muß, um Zerstörungen durch elektrolytische Vorgänge zu vermeiden (siehe S. 196). Es ist daher sowohl für die Leiterverbindungen als auch für die Leiterbefestigung an den Isolatoren, worauf weiter unten noch näher eingegangen wird, Vorsicht geboten.

f) Die Leiterbefestigung an den Isolatoren. Die Befestigung der Leiter auf oder an den Isolatorköpfen bei Stützisolatoren erfolgt in der

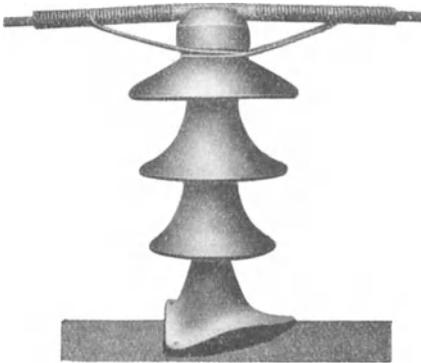


Fig. 270. Leiterbefestigung auf dem Isolatorköpfe durch Abbinden.

Regel durch das sogenannte „Abbinden“. Diese Befestigungsart ist, wenn sie richtig und sorgfältig ausgeführt wird, die beste und bietet auch bei sehr großen Spannweiten und starken Leiterquerschnitten noch eine vollkommene Sicherheit. Sie ist z. B. bei den großen Kraftübertragungsfernleitungen der Ontario Power Co. am Niagara in Verwendung und in Fig. 270 u. 271 abgebildet. Der Leiter wird hiervon zwei Bindedrähte in Richtung der Züge auf dem Isolatorkopf gehalten.

Die Bindedrähte sollen möglichst weit auf die Leiter aufgewickelt werden, um gleichzeitig einen wirksamen Schutz gegen das „Abschmoren (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 Querschnitte 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. In Deutschland werden die Leiter

nicht auf, sondern in der Halsrille des Isolatorkopfes abgebunden. Die Kopfrille wird neuerdings bei den Hochspannungsisolatoren ganz fortgelassen.

Neben diesem Abbinden kommen besonders bei großen Spannweiten noch eine ganze Reihe anderer Befestigungsarten zur Verwendung und zwar hauptsächlich Klemmverbindungen, wie sie in den Fig. 272 bis 274 dargestellt sind. Die Ausführung nach Fig. 272 ist bei der Nekaxa-

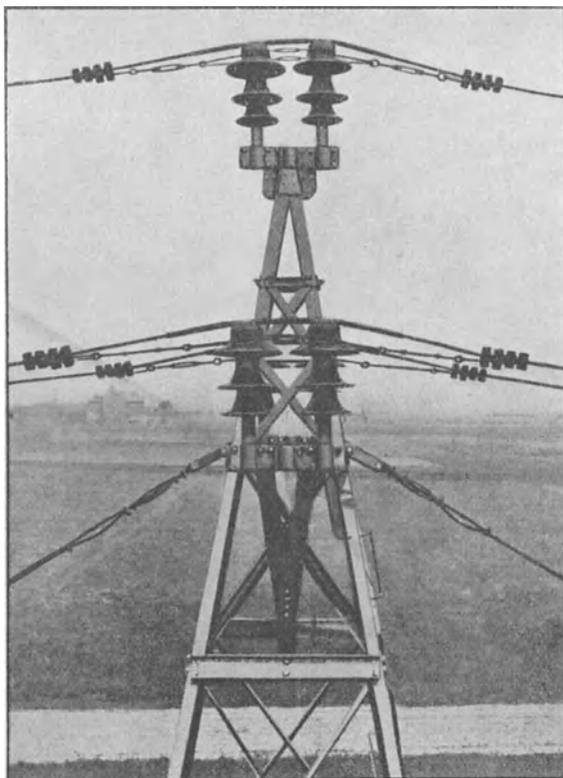


Fig. 271. Leiterbefestigung für große Spannweiten auf zwei Isolatoren durch Abbinden.

Kraftübertragung und die nach Fig. 273 bei Los Angeles der Power Plant of the Edison Electric Co. (Kern River) angewendet worden. Bei solchen Klemmverbindungen ist aber besonders darauf zu achten, daß sie bei hohen Spannungen nicht aus Metallkappen ähnlich der Fig. 274 bestehen, die den Isolatorkopf vollständig umhüllen, denn sie erschweren das Aufsuchen eines elektrisch durchschlagenen Isolators ganz außerordentlich und können dadurch zu sehr unangenehm langen Betriebsstörungen Veranlassung geben. Es ist das

Abbinden der Leiter jedenfalls den Klemmverbindungen entschieden vorzuziehen selbst unter Benutzung eines Isolators mehr für jede Befestigungsstelle, wenn man nicht mit sehr unzuverlässigem Montagepersonal zu tun hat.

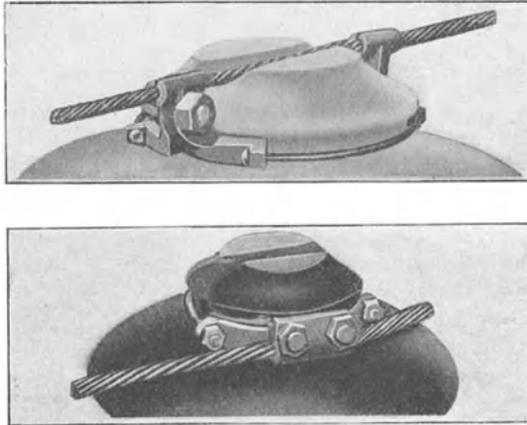


Fig. 272 und 273. Klemmverbindungen für die Leiterbefestigung am Isolatorkope.

Bei sehr großen zu übertragenden Leistungen und nur geringen Entfernungen zwischen Kraftwerk und Abnahmegebiet, bei denen die Verwendung hoher Spannungen aus wirtschaftlichen Gründen

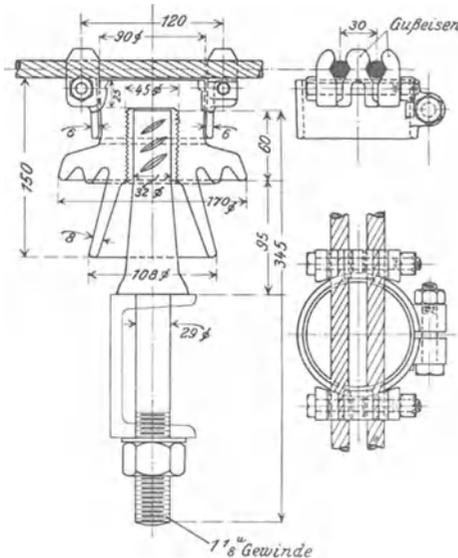


Fig. 274. Klemmverbindung für zwei Leiter auf einem Isolator.

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 zweier parallel geschalteter Leiter auf einem Isolatorkopf ähnlich der Ausführung nach Fig. 274 zu wählen. Diese Konstruktion besteht aus hartkupfernen oder gußeisernen Klemmbacken, zwischen denen die Leiter liegen, und die mittels kupferplattierter Stahlbolzen zusammengezogen werden.

Die Lagerung der Leiter in allen diesen

Klemmen muß starr, also unbeweglich sein, um bei Temperaturschwankungen und bei Schwingungen im Winde, bei denen die Leiter auch in der Richtung ihrer Achsen in dauernder Bewegung sind, ein „Feilen“ zwischen Leiter und Klemme zu verhüten, das durch eingedrungenen Staub und Feuchtigkeit starke Materialabnutzung zur Folge haben kann. Wenn dieses natürlich auch in den ersten Jahren des Betriebes nicht gefährlich wird, so kann die Materialabnutzung an der Klemme oder des Leiters, je nachdem welches Material weicher ist,

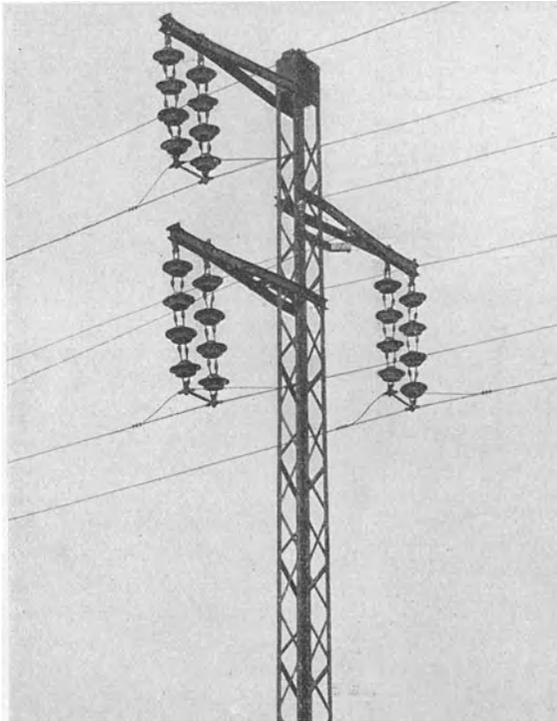


Fig. 275. Leiternaufhängung mit erhöhter Sicherheit bei einer 50 000 Volt-Strecke (A. E. G.).

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 der Leiter eintreten könnte, ist besonders zu achten.

Für Strecken-Hängeisolatoren war die Befestigung des Leiters in Fig. 217 dargestellt. Sie besteht aus einem langgehaltenen Metallkleimmstück, das der Leiterdurchbiegung an der Aufhängestelle angepaßt ist. Zunächst wird das Seil lose eingelegt, dann gespannt und erst zum Schluß der Montage festgeklemmt. Bei Doppel-Hängeketten

wird der Leiter entweder in der Mitte des Verbindungsbügels gefaßt oder an der einen Seilklemme befestigt und über die zweite Seilklemme ein Hilfsbügel geführt, der mit dem Leiter an zwei Stellen durch Kerb- oder Nietverbinder fest verbunden ist, ähnlich dem Sicherheitsbügel nach Fig. 266. Die Fig. 275 zeigt hierfür eine Ausführung.

An Winkelpunkten und bei Abspannungen erhalten die Hängeisolatoren ein anders geformtes Seilschloß, für das in Fig. 298 eine Ausführung wiedergegeben war.

Bei all diesen Befestigungsstücken ist zur Verhütung des „Feilens“ auf absolut sichere Lagerung des Leiters zu achten. Bezüglich der Formgebung bei sehr hohen Spannungen sei auf das auf S. 311 Gesagte verwiesen.

**g) Die Anordnung der Leiter am Mast; der Abstand der Leiter voneinander.** Für die Anordnung der Leiter am Mast sind in erster



Fig. 276. Verdrillungspunkt einer 15 000 Volt-Drehstromleitung auf Holzmasten mit Lyratraversen. (Sicherheitsbügel nach Fig. 267.)

Linie die elektrischen Verhältnisse (Induktivität, Kapazität) maßgebend, für die in dem 6. Kap. alles Erforderliche gesagt worden ist. Bei einer Drehstromlinie wird fast durchweg die Verlegung in Form eines gleichseitigen Dreieckes gewählt. Bei zwei Stromkreisen findet man am häufigsten die regelmäßige Sechseckanordnung oder diese mit verkürztem Mittelabstande.

Die Verdrillungspunkte einer Strecke werden besonders ausgebildet. Bei Holzmasten und Spannungen bis etwa 15 000 Volt setzt man häufig zwei Maste dichter zusammen und ändert zwischen diesen die Phasenlage (Fig. 276). Bei höheren Spannungen und Stützisolatoren an Eisenmasten werden besondere Traversen und Zusatzisolatoren an einem Abspannmaste benutzt, an denen die Leiter umgeführt werden. Für Linien mit Hängeisolatoren erfolgt die Verdrillung ebenfalls an einem Abspannmaste mit Benutzung von Abspannisolatoren; die Fig. 168 zeigte hierfür ein Beispiel.

Besonderer Überlegung bedarf die Festsetzung des gegenseitigen Leiterabstandes. Die verschiedenen Elektrizitätsfirmen benutzen zur Bestimmung dieses Abstandes empirische,

aus eigenen Erfahrungen gefundene Formeln. Zu berücksichtigen ist bei der Wahl des Leiterabstandes die Höhe der Spannung, die

Spannweite bzw. der Durchhang des Leiters mit Rücksicht auf die Schwingungen bei Wind, Sturm, plötzlicher Entlastung von Eisbehang, das Durchfliegen von Vögeln und schließlich das Leitermaterial selbst (Kupfer, Aluminium, siehe S. 208). Auch der Abstand des Erdungsseiles von Leitern ist nicht willkürlich wählbar, wobei zu berücksichtigen ist, daß sich der Durchhang desselben dann stark vergrößert, wenn das Seil durch einen hohen Erdschlußstrom übermäßig erwärmt wird.

Der V.D.E. hat neuerdings für die Ermittlung des Leiterabstandes folgende Formeln aufgestellt:

$$\text{für Kupfer:} \quad a = \text{mindestens } 0,75 \sqrt{f_{\max}} + \frac{E^2}{20000}, \quad (214)$$

$$\text{für Aluminium:} \quad a = \quad \text{„} \quad \sqrt{f_{\max}} + \frac{E^2}{20000}, \quad (215)$$

jedoch bei Hochspannung von 3000 Volt aufwärts nicht unter 0,8 m für Kupfer, Bronze und gleichwertiges Material und 1,0 m für Aluminium.

In Gl. (214) und (215) ist  $f_{\max}$  der Durchhang des Leiters bei  $+40^\circ\text{C}$  in m und  $E$  die Spannung in kV. Bei Niederspannung können die Werte um  $\frac{1}{3}$  ermäßigt werden. Um  $a$  leicht zu bestimmen, sind die in den Fig. 136 bis 138 zusammengestellte Durchhangskennlinien für Kupfer und Aluminium bei verschiedenen Maximalzügen ( $p_{\max}$ ) zu benutzen. Zur bequemen Beurteilung des Durchhanges eines Erdungsseiles von  $50\text{ mm}^2$  ist die Kennlinie dafür jedesmal mit eingetragen.

Soll bei ausgebauten Strecken mit einem Isolator auf der Mastspitze nachträglich ein Erdungsseil verlegt werden, so zeigt Fig. 277 hierfür eine recht brauchbare Konstruktion.

**h) Schutzvorrichtungen gegen Gefährdungen durch Leiterbruch.**  
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, besonders bei Hochspannung Gefahren für den öffentlichen Verkehr, die durch das Reißen oder das Abgleiten unter Spannung stehender Leiter von gebrochenen Isolatoren hervorgerufen werden könnten, zu beseitigen. Der V.D.E. sowohl wie die Eisenbahn-

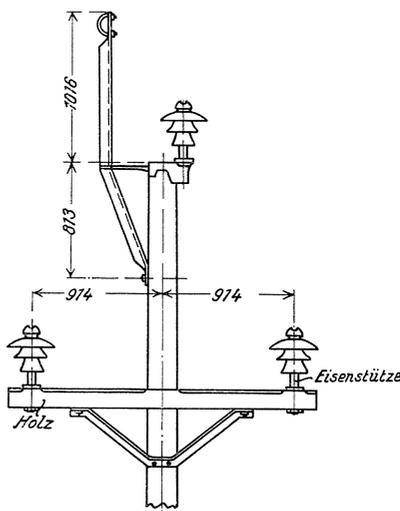


Fig. 277. Besondere Befestigung für Erdseil.

Telegraphen- und Wegeverwaltungen haben hierfür Vorschriften erlassen, die unter allen Umständen und mit der größterreichbaren Zuverlässigkeit befolgt werden müssen. Da die Zahl der praktisch erprobten Schutzvorrichtungen außerordentlich groß ist, wird hier der projektierende Ingenieur bei der Wahl derselben mit besonderer Sorgfalt seine Entscheidung treffen müssen, zumal die Kosten für den Einbau solcher Schutzmittel das Anlagekapital für eine Freileitungsstrecke unter Umständen ganz wesentlich und zwar wirtschaftlich ungünstig beeinflussen.

α) Schutznetze und ähnliche Konstruktionen. Noch bis vor wenigen Jahren war es allgemein üblich, bei Wegkreuzungen usw. sog. Schutznetze unter die Leiter zu spannen. Solche Schutznetze werden zumeist aus verzinkten Stahl-  
drähten 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 10 000 Volt vielfach Anwendung und können als guter, bei richtiger Bemessung und Montage zuverlässiger Schutz angesehen werden. Auch dann, wenn Landwege zu überschreiten sind, werden Schutznetze selbst bei sehr hohen Spannungen angewendet, da andere Konstruktionen, insbesondere die später behandelte bruchsichere Aufhängung zu teuer wird.

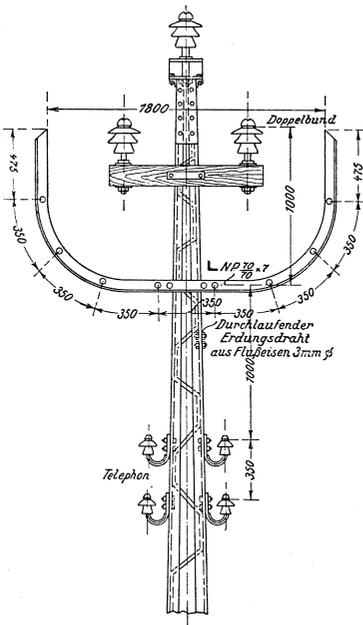


Fig. 278. Mast mit Traverse für ein Schutznetz.

netz nur unterhalb der Leiter (Fig. 278), so müssen die Endseile desselben höher und seitlich genügend aus der Linie herausgeführt sein, um ein sicheres Auffangen gerissener oder herabgefallener Leiter zu gewährleisten. Ferner muß das Schutznetz verhältnismäßig engmaschig hergestellt werden, um den Schutz nicht dadurch illusorisch zu machen, daß gerissene Leiter dennoch weit genug herabhängen und dann gefährlich werden können. Diese letztere Forderung bedeutet aber einen Nachteil insofern, als sich die engmaschigen Schutznetze leichter mit Schnee und Eis vollsetzen, und einmal hierdurch, ferner auch infolge der sich dem Winde darbietenden größeren Fläche eine

Bei der Ausführung der Schutznetze sind folgende Gesichtspunkte zu beachten: Liegt das Schutz-

starke zusätzliche Belastung der Masten verursacht wird, die hin und wieder sogar zu Mastbrüchen geführt hat. Schutznetze sind daher in Gebirgsgegenden und auf solchen Strecken, auf denen erfahrungsgemäß Stürme oftmals auftreten, tunlichst nicht zu verwenden. Die Fig. 279 zeigt eine kurze Wegkreuzung durch zwei 100 000 Volt-Leitungen.

Vereinzelt findet man auch noch Schutznetze, die die Leiter vollständig umschließen (Fig. 280). Diese Form wird bei Niederspannung dann etwa notwendig, wenn viele Leiter übereinander liegen. Hier ist ganz besonders darauf zu achten, daß die Seitendrähte weit genug von den Leitern entfernt sind, damit bei heftigem Winde keine gegenseitige Berührung stattfindet.

Nachteilig bei dieser Form ist wiederum 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 dieser Art nicht empfehlenswert. Auch durch Vögel können Betriebsstörungen herbeigeführt werden.

Auf eine dauernd haltbare, vorzügliche Erdung der Schutznetze ist die größte Sorgfalt namentlich bei Hochspannungsanlagen zu verwenden, um elektrische Ladungen sicher abzuleiten, die die Bedienungsmannschaft bei der Ausführung von Arbeiten an den betreffenden Masten gefährden könnten. Zur Verhütung dieser Erscheinungen sind an Stelle der Stahldrähte Hanfseile vorgeschlagen worden, doch ist bisher nicht bekannt geworden, ob sich solche Anlagen in längerem Betriebe bewährt haben. Wenn die Beaufsichtigung und Instandhaltung solcher Hanfseil-Schutznetze nicht dauernd und mit größter Sorgfalt durchgeführt wird, sind sie als unzumutbar und unsicher zu bezeichnen.

Andere Ausführungen von Schutzvorrichtungen ähnlich den Schutznetzen sind in Fig. 281 und 282 abgebildet. Sie bestehen in leichteren

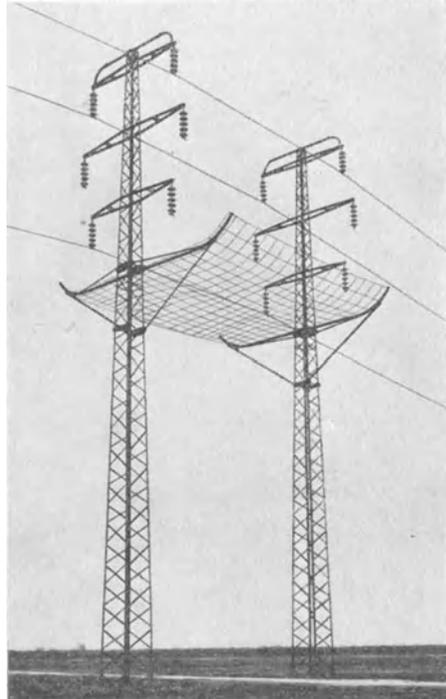


Fig. 279. 100 000 Volt-Wegkreuzung mit Schutznetz (S.S.W.).

oder begehbaren eisernen Fachwerkskonstruktionen und haben unter anderem auch z. B. Verwendung gefunden

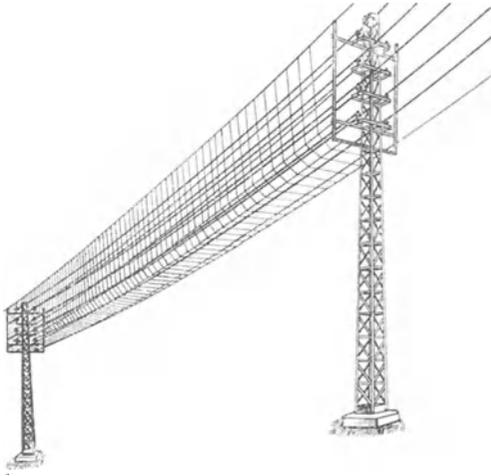


Fig. 280. Schutznetzausbildung.

bei Eisenbahnkreuzungen in der Kraftübertragungsanlage der Brusiowerke (Drehstrom 50 000 Volt)<sup>1)</sup> und in der 100 000 Volt-Anlage Lauchhammer-Riesa<sup>2)</sup>. Die Fig. 281 zeigt die Kreuzung einer Staatsbahnlinie mit freistehender Schutzbrücke aus verzinkten Gasrohren 1 und 1,5 Zoll Durchmesser mit Tempergußmuffen zusammengesetzt, die Fig. 282 die Kreuzung der Staatsbahn Köln-Aachen mit der Seilbahn des Eschweiler Bergwerksvereins, ausgeführt als

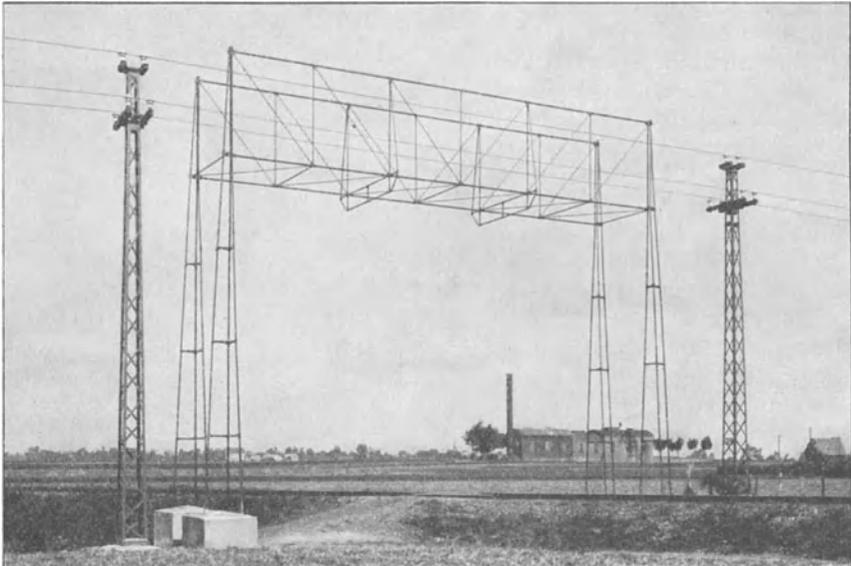


Fig. 281. Kreuzung einer Staatsbahnlinie mit freistehender Schutzbrücke aus verzinkten Gasrohren 1 und 1<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" mit Tempergußmuffen zusammengesetzt.

<sup>1)</sup> Die Kraftwerke Brusio und die Kraftübertragung nach der Lombardei, Schweiz. Bauzeitung 1908.

<sup>2)</sup> Siehe Fußnote auf S. 147.

freistehende Schutzbrücke aus Profileisen. Die Leitungsspannung beträgt 35 000 Volt Drehstrom. Beide Anlagen sind von der Brown-



Fig. 282. Kreuzung der Staatsbahn Köln – Aachen und der Seilbahn des Eschweiler Bergwerksvereins mit freistehender Schutzbrücke aus Profileisen; die Leiter sind auf der Brücke montiert.

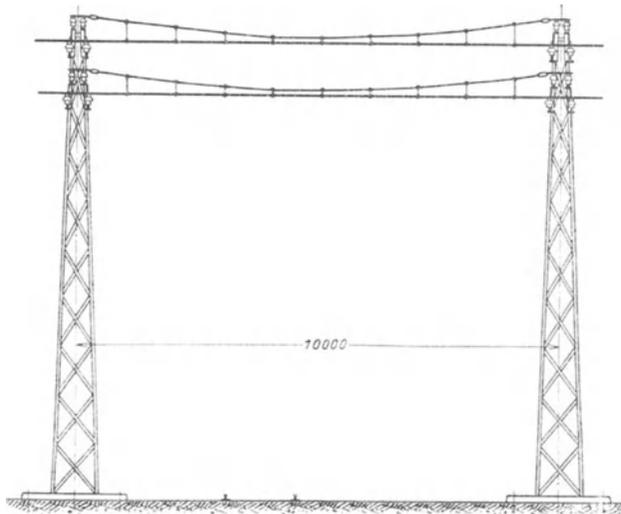


Fig. 283. Vielfachaufhängung bei Freileitungen.

Boveri & Cie. A.-G. gebaut worden. Der Gesamtpreis einer solchen Konstruktion ist naturgemäß sehr hoch; es sind daher derartige Schutzbrücken nur dort am Platze und gerechtfertigt, wo mehrgleisige Haupt-eisenbahnlinien mit sehr starkem Verkehr gekreuzt, Störungen des

Eisenbahnbetriebes also unter allen Umständen verhütet werden müssen und Reparaturen wegen allzu schneller Zugfolge nur mit größten Schwierigkeiten ausführbar sein würden.

β) Bruchsichere Aufhängungen. Wesentlich besser, sicherer und oft auch billiger sind die bruchsicheren Aufhängungen der Leiter, für die in den Fig. 283 und 285 zwei charakteristische Ausführungen wiedergegeben sind.

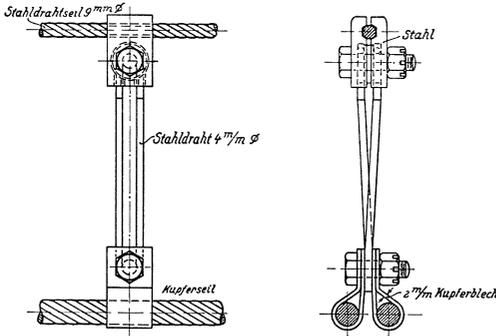


Fig. 284 a. Tragkonstruktion für Vielfachaufhängung bei Freileitungen nach Fig. 283.

Die Sicherung der Leitung nach Fig. 283 ähnelt der sog. Vielfachaufhängung der Fahrleitung elektrischer Bahnen und besteht aus einem über jedem Leiter gespannten, isoliert befestigten Stahlseil,

an das der Stromleiter angehängt wird. Die Leiter sowohl wie die Trageile sind an den Masten auf Isolatoren befestigt, während die Aufhängung selbst etwa nach der Fig. 284 a und die Masten mit den Traversen nach Fig. 284 b ausgebildet werden können. Die Aufhängungen vom Trageile zu isolieren und damit dieses als Schutzseil zu benutzen, ist wohl durchführbar, allerdings wird die Belastung des Seiles durch die Isolierstücke namentlich bei hohen Spannungen so groß werden, daß die praktische Ausführbarkeit in Frage gestellt ist.

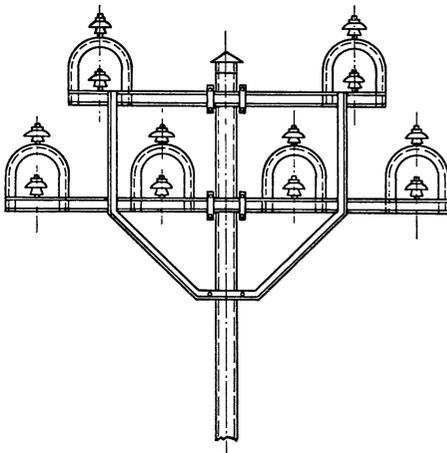


Fig. 284 b. Mastkopf für Vielfachaufhängung bei Freileitungen nach Fig. 283.

Man beschränkt daher vorteilhafter die Zahl der Isolierstellen, worauf schon wiederholt hingewiesen worden ist, auf das geringste und demnach nur auf die Isolatoren an den Masten und benutzt dann die in Fig. 284 a abgebildete Ausführung. Bei der bruchsicheren Aufhängung

nach Fig. 285 (nach Professor Klingenberg) wird der Leiter nicht von einem, sondern von drei (neuerdings nur zwei) für hohe Zugbeanspruchung gebauten Isolatoren gehalten, so daß bei Durchschlag oder sonstigem Defekt an einem Isolator oder beim Bruch des Leiters an einer Befestigungsstelle derselbe noch von den beiden anderen Stellen aus in nahezu unveränderter Lage festgehalten wird.

Nach den Vorschriften des V.D.E. sind besondere Schutznetze dann entbehrlich, wenn die Leitungen an den Gefahrstellen mit erhöhter Sicherheit gebaut sind<sup>1)</sup>. Dieses gilt als geschehen, wenn erstlich die Zugbeanspruchung des Leitermaterials herabgesetzt wird (siehe S. 363), ferner bei Isolatorbruch und dadurch entstehendem Lichtbogen zwischen Leiter und Eisenteilen die beiden Enden des etwa abschmelzenden Leiters nicht herunterfallen können, sondern durch besondere Einrichtungen zusammengehalten werden (Sicherheitsbügel nach Fig. 266, doppelte Aufhängung nach Fig. 283, besonders sichere Isolatoren und starker Bund nach Fig. 285). Bei Kreuzungen müssen außerdem die Masten noch besonderen Festigkeitsbedingungen genügen, auf die im 13. Kap. näher eingegangen werden wird. Schließlich kann aber natürlich bei Kreuzungen auch noch dadurch genügende Sicherheit gegen die Berührung gerissener oder vom Isolator herabgefallener Hochspannungsleitern vom Erdboden aus erzielt werden, daß man die Masten entsprechend hoch wählt, so daß gerissene Leiterenden nicht bis auf erreichbare Höhe herabhängen, doch dürfte dieses Mittel dann, wenn die Wege usw. nicht von hohen Böschungen begrenzt sind, auf denen die Masten aufgestellt werden können, recht kostspielig und nur bei kleinem Mastabstande benutzbar sein.

Zusammengefaßt ist von allen Schutzvorrichtungen die billigste und zuverlässigste Form die bruchsichere Aufhängung nach Fig. 285. Man sollte daher die Kosten, die für Schutznetze, Schutzbrücken u. dgl. entstehen würden, vorteilhafter dazu verwenden, die kreuzenden Oberleitungen mit den zugehörigen Masten mechanisch stärker und demnach zuverlässiger auszuführen.

Als Vorlagen für derartige bruchsichere Straßenkreuzungen sind in Fig. 286 eine Ausführung mit Stützisolatoren und in Fig. 287 eine

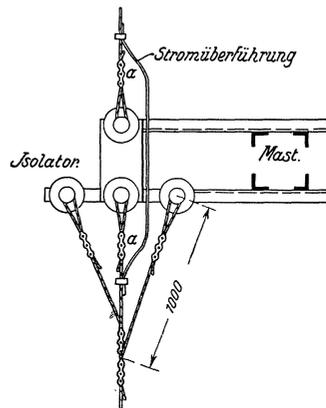


Fig. 285. Bruchsichere Aufhängung bei Freileitungen nach Klingenberg.

<sup>1)</sup> P. Kvetensky: Die bruchsichere Überführung von Schwachstromleitungen und Bahnen. E. u. M. 1913, Heft 19. Dort werden die entsprechenden österr. Vorschriften an einem Beispiele behandelt.

solche mit Hängeisolatoren abgebildet. In Fig. 286 tragen die Doppeltraversen je 4 Isolatoren für jede Phase, von denen einer zum Abspannen des Leiters aus dem Nachbarfelde und die drei anderen zur Herstellung der bruchsicheren Befestigung dienen. Einzelne Behörden schreiben noch einen oder mehrere Prelldrähte unter den Hochspannungsleitern vor, sofern Schwachstromleitungen gekreuzt werden. Die



Fig. 286. Bruchsichere Straßenkreuzung einer 70000 Volt Drehstromleitung (Oberrheinische Kraftwerke, Mülhausen i. Els.).

100 000 Volt-Doppelleitung in Fig. 287 kreuzt eine Bahnstrecke und die Bahn- und Postleitungen. Bei geringen Spannweiten im Kreuzungsfelde genügt zumeist die Aufhängung und Abspannung an Doppelketten. Unterhalb der Starkstromleitung liegen die oben erwähnten Prelldrähte. Die Befestigung der beiden Erdungsseile ist ebenfalls besonders sorgfältig ausgeführt. Bei sehr großen Spannweiten müssen 3 und 4-fach Ketten benutzt werden wie Fig. 291 zeigt.

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<sup>1)</sup>, verkehrsreiche Wasserstraßen innerhalb bewohnter Gebiete durchquert werden, so wird vereinzelt von den Behör-

den die unterirdische Verlegung der Starkstromleitungen gefordert. Wenn diese Ausführungsform in bezug auf den Schutzwert naturgemäß das sicherste Mittel ist, um Gefährdungen zu verhüten, so ist sie aber

<sup>1)</sup> Dinglers Polytech. Journal 1913, Heft 15 und 16. Submarine Kraftübertragung elektrischer Energie in der Ostsee. Kabelverbindung zwischen der Insel Rügen, sowie der Halbinsel Wittow mit der Überlandzentrale Stralsund. Streckenlänge 335 + 1350 m, Drehstrom 15 000 Volt.

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 Kabeldefekte infolge von Überspannungen durch Schaltvorgänge, Belastungsschwankungen usw. hervorgerufen werden. Wenn irgend möglich, sollte man daher selbst mit größeren Ausgaben lieber die Freileitungskreuzung anzuwenden versuchen, oder wenn das absolut nicht zur Genehmigung zu bringen ist, bei Hauptleitungen begeh- oder bequem beschlüpfbare Kanäle und die blanke Fortführung der Leitungen wählen.

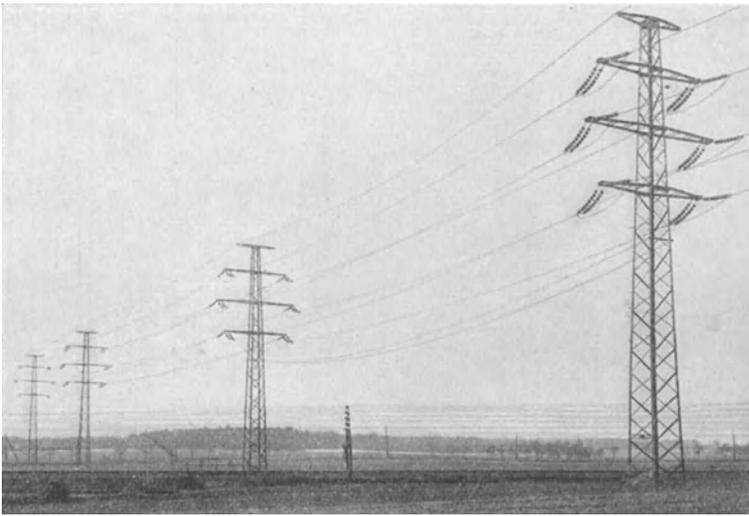


Fig. 287. Bruchsichere 100 000 Volt Kreuzung einer Staatsbahn und staatlicher Schwachstromleitungen (Prelldrähte, Erdseile). Ausführung der A. E. G.

In Fig. 288 und 289 sind zwei unterirdische Wegkreuzung innerhalb einer Hauptleitungsstrecke bei 10 000 und 15 000 Volt dargestellt. Zu beiden Seiten der Kreuzung sind die Masten als Abspannmasten ausgeführt und je mit einem Schalthäuschen versehen. In den letzteren befinden sich nach dem Schaltbilde Fig. 288 nur Trennschalter, und das Kabel wird hinsichtlich der Isolation für die doppelte Betriebsspannung gewählt. Im Gegensatz dazu enthält das Schalthäuschen nach Fig. 289 und dem Schaltbilde Trennschalter und als Schutz für das Kabel Drosselspulen *D. Sp.* während außerdem noch ein Grob-schutz vorgesehen ist. Das Kabel ist für 15 ÷ 20 000 Volt zu isolieren.

Betriebsfernsprechleitungen sind bei dieser Wegunterführung an den Abspannmasten ebenfalls in ein Kabel überzuführen. Die Stellen, an denen die Kabelendverschlüsse an den Masten befestigt sind, werden ferner so ausgebildet, daß an ihnen Streckenfern-sprechapparate angeschlossen werden können.

d) Leiterkupplungen. Andere Schutzvorrichtungen in Form von Kupplungen, die auf einer oder beiden Seiten in die Wegkreuzung eingebaut werden, sind, wie schon die Bezeichnung erkennen läßt, darauf begründet, daß sie beim Leiterbruch das gebrochene Leiterstück von dem unter Spannung stehenden Teile mechanisch trennen (abkuppeln). Sie werden andererseits aber auch derart gebaut, daß die Leiterenden auf unterhalb am Mast befestigte Erdungsbügel fallen und dadurch

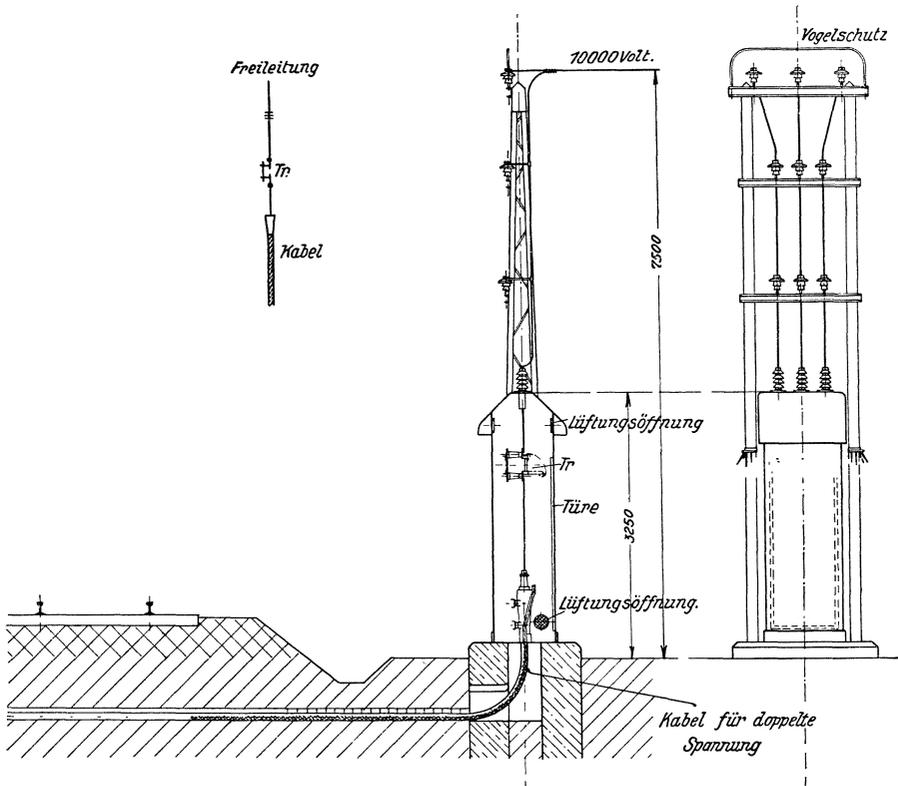


Fig. 288. Unterirdische Wegkreuzung für Drehstrom 10000 Volt (Kabel für doppelte Spannung).

unmittelbar geerdet, also gefahrlos gemacht werden (Fig. 290). Unter die erstgenannte Gattung fällt die in europäischen Anlagen vereinzelt verwendete Gouldsche Kupplung.

Alle diese Kupplungsvorrichtungen sind naturgemäß unmittelbar am Isolator und so zu befestigen, daß der feste Teil auf der Seite des Kraftwerkes liegt. Steht die Leitung von beiden Seiten unter Spannung (Ringleitung), dann sind derartige Kupplungen unbrauchbar. Beim Spannen der Leiter unter Benutzung von Leiterkupplungen ist ganz besonders sorgfältig vorzugehen, denn alle zwischen zwei Masten

liegenden Leiter müssen ganz gleichmäßig gespannt sein, um Betriebsunterbrechungen durch das unerwünschte Herausfallen eines Leiters z. B. bei starker Erwärmung oder bei Sturm zu verhüten. Die Leiter sind am vorteilhaftesten in einer Ebene anzuordnen. Liegen die Drähte übereinander, so ist sowohl der Höhen- als auch der Seitenabstand besonders reichlich zu bemessen, um ein Verfangen gelöster

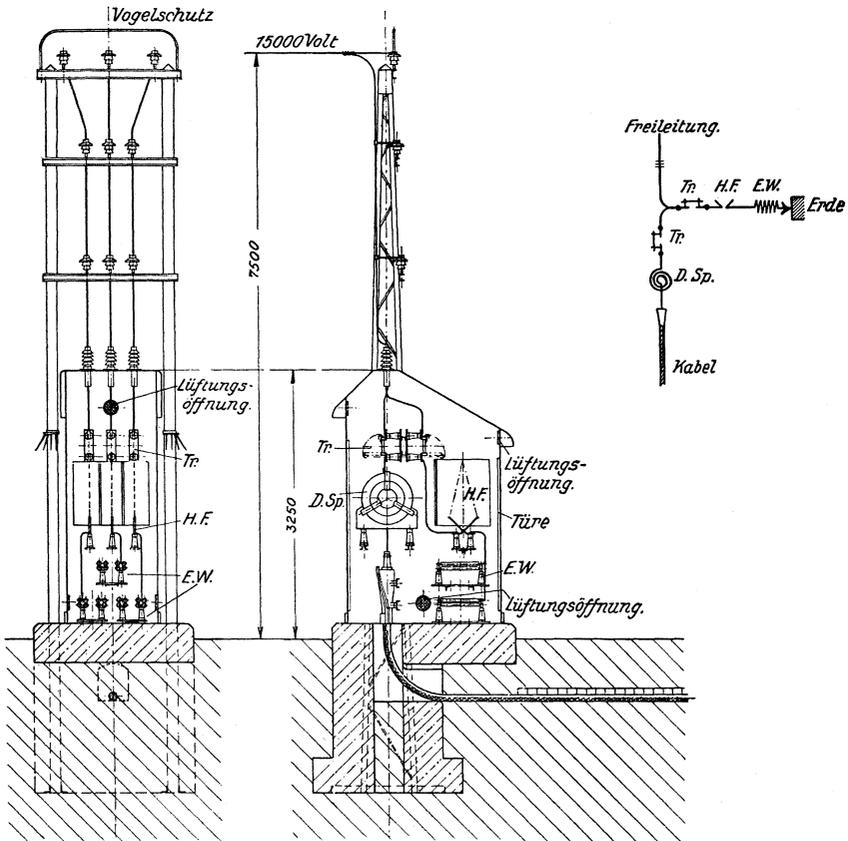


Fig. 289. Unterirdische Wegkreuzung für 15 000 Volt (Kabel für einfache Spannung und besonderer Überspannungsschutz).

mit den darunterbefindlichen festen Leitern zu verhüten. Die Traversen müssen außerdem sehr sicher befestigt sein, um das Auslösen der Kupplungen infolge Verbiegungen von Querarmen zu verhüten. Bei Holzmasten ist das besonders zu beachten.

In Deutschland haben sich diese Leiterkupplungen nicht eingebürgert, denn die vielen verhältnismäßig losen Kontakte in der Leitung geben ebensoviel betriebsunsichere Punkte. Dazu kommt ferner, daß die Kupplungen sich infolge schlechten Kontaktes

zwischen den Einzelteilen stark erwärmen und durch Witterungs- und chemische Einflüsse mit der Zeit zu Betriebsstörungen führen oder auch festbrennen und dann natürlich ihren Schutzwert verlieren. Dort, wo die Starkstromleitungen Fernsprech- und Telegraphenleitungen kreuzen, sind diese Kupplungen selbstverständlich nicht verwendbar. Auch die Eisenbahnverwaltungen lassen diese Schutzvorrichtungen nicht zu, und der V. D. E. hat in seinen neuesten Vorschriften die Benutzung von Leiterkupplungen ebenfalls als unzweckmäßig und unsicher bezeichnet.

ε) Drahtbruchrelais. Der Vollständigkeit wegen soll schließlich noch auf die elektrisch wirkenden Drahtbruchrelais hingewiesen werden, die sich indessen ebenfalls nicht eingeführt haben. Sie sind nur bei einseitig gespeisten Stromkreisen benutzbar, haben wohl den Vorteil, daß im Kraftwerke bzw. einer Transformatorenstation der Drahtbruch dadurch angezeigt wird, daß durch das Ansprechen des Relais der

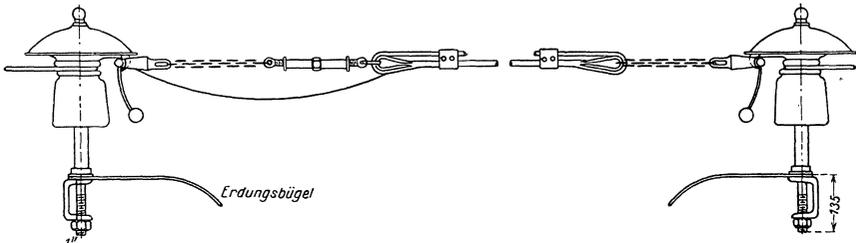


Fig. 290. Leitungskupplung.

Hauptölschalter der betreffenden Leitungsstrecke ausgelöst wird, bedürfen aber besonderer Hilfsleitungen (Steuerleitungen), die die Anlage wesentlich verteuern. Der Einbau solcher Vorrichtungen ist daher nicht nur sehr bedingt möglich, sondern bei weitverzweigten Netzen undurchführbar.

i) Die Zugausgleichsvorrichtungen; große Flußkreuzungen. Kommen 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 zu überwinden, ist die Anwendung eines unterirdisch verlegten Kabels, das als Einzelkabel für Spannungen bis 50 000 Volt keine Fabrikationsschwierigkeiten 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 Oberleitungsanlage eingeschaltet wird. Diese Ausführung der Überbrückung wird nur äußerst selten und ungern gewählt. Als deutsches Ausführungsbeispiel sei auf das den Rhein kreuzende Kabel des Elektrizitätswerkes „Berg-

geist“ und als amerikanisches Beispiel auf das 30 000-Volt-(40-Perioden) Drehstromkabel verwiesen, welches zur Unterfahrung des Hudson in die Kraftleitung der Hudson River Power Co. eingefügt ist.

Um derartige, sehr bedeutende Spannweiten mit Freileitung überwinden zu können, sind bei einer Reihe amerikanischer und norwegischer Anlagen mit gutem Erfolge sog. Zug-Ausgleichsvorrichtungen angewendet worden, deren Aufgabe es also ist, die besonderen Beanspruchungen von Masten, Isolatoren mit ihren Stützen und Leitern dadurch unschädlich zu machen, daß sie den Durchhang der Leiter selbsttätig regeln. Zu diesem Zwecke 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 Niagarafusses<sup>1)</sup> 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, und mit Rücksicht hierauf mußte der tiefste Punkt der Leitung 40 m über dem Wasserspiegel liegen. Zur Aufhebung der inneren Leiterspannung sind darum hier die Aluminiumseile<sup>2)</sup> ( $3 \times 3$  Stück von je 250 mm<sup>2</sup> 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 das Material und den Mast. Die Verbindung zwischen der Land- und der beweglichen Überkreuzungsleitung erfolgt durch besondere, ungespannte Aluminiumstücke, die vor den Zugisolatoren liegen.<sup>3)</sup>

Der Ausgleich kann auch durch Federn oder flaschenzugähnliche Konstruktionen bewirkt werden.

In Deutschland sind in den letzten Jahren ebenfalls ganz bedeutende Kreuzungen gebaut worden. Einige Anlagen wurden bereits auf S. 245 ff. erwähnt. Bei keiner dieser Anlagen sind indessen die

<sup>1)</sup> Die Stromversorgung von Buffalo U. S. A. von den Niagarafällen aus. Electr. World 1907, Heft 26, und E. K. B. Jahrg. VI, S. 133.

<sup>2)</sup> Bei den unterhalb der Fälle gelegenen Kreuzungen des Niagarafusses durch die beiden, je 30 000 PS übertragenden 60 000-Volt-Fernleitungen der Niagara, Lockport & Ontario Pr. Co. wurden die Aluminiumkabel durch solche aus „Kupferpanzerstahl“ ersetzt.

<sup>3)</sup> S. Svenning: Proc. A. S. E. E. 1918, Bd. 87, S. 1275: Überspannung des St. Lorenzstromes durch eine 2 km lange Hochspannungsleitung. Spannung 100 000 Volt, 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, Material Stahl, Bruchfestigkeit 182 kg/mm<sup>2</sup>, Beanspruchung nach der Verlegung 77,5 kg/mm<sup>2</sup>.

Zugausgleichsvorrichtungen zur Anwendung gekommen, vielmehr wurden die Mastkonstruktionen und Leiterbeanspruchungen bzw. Durchhänge derart berechnet, daß sowohl der vorgeschriebene Durchhang eingehalten 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.

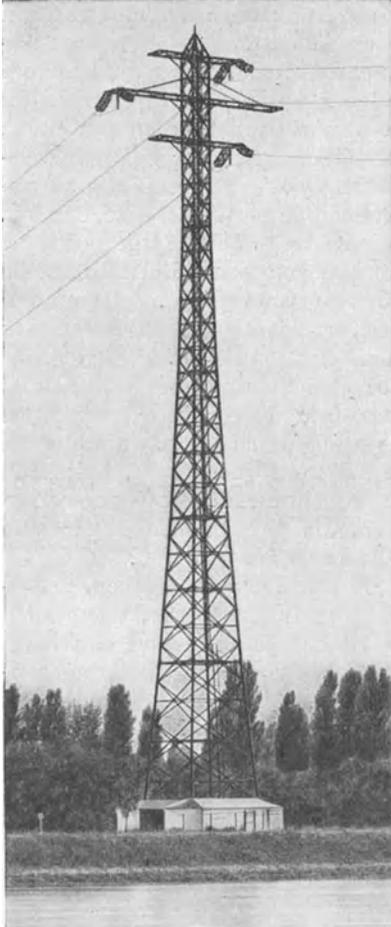


Fig. 291. 100000 Volt Rheinkreuzung bei Altrip. Leitermaterial: Bronze mit  $70 \text{ kg/mm}^2$  Bruchfestigkeit,  $p_{\max}$  bei  $-5^\circ\text{C} + \text{Zusatzlast } 14 \text{ kg/mm}^2$ , Hängeisolatoren 4fach Ketten, Leiterdurchhang  $f_{\max} = 16,5 \text{ m}$ , Spannweite 289 m, Freie Länge der Türme 62 m, Spitzenzug 4000 kg, Leiterabstand senkrecht 3,5 m, Phase gegen Phase oben 6,1 m, Mitte 17,1 m, unten 6,1 m. Gebaut von den S.S.W.

Die Tab. XXXIII gibt für einige dieser großen deutschen Kreuzungen die besonderen technischen Einzelheiten an, so daß es sich erübrigt, noch näher auf dieselben einzugehen. Die Fig. 291 zeigt einen Kreuzungsmast der Rheinkreuzung bei Altrip an der Verbindungsstelle des Pfalzwerkes mit dem Murgwerke. Die drei zunächst verlegten Leiter sind an 4fach Abspannketten befestigt. Das Verbindungskabel ist jedesmal noch durch eine besondere Hängekette gehalten. Die technischen Daten sind am Fuße der Abbildung angegeben. Auf die gefällige Mastform ist besonders aufmerksam zu machen. Die Betonfundamente sind so hoch über Erdoberfläche gezogen worden, als es ein eventueller Eisgang mit Überschwemmung erforderlich erscheinen ließ. Hier ist weiter auch auf die Andernach-Kreuzung hinzuweisen, die auf S. 245 beschrieben wurde.

Eine ebenfalls sehr interessante Flußkreuzung ist diejenige des Rheins bei Reisholz, die im Zuge der 100000 Volt-Leitung des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerkes zur Verbindung des Großkraftwerkes „Goldenberg“ mit dem Kraftwerke „Reisholz“ bei Düsseldorf liegt (Tab. XXXIII). Die Spannweite beträgt 390 m. Verlegt

wurden 2 mal 3 Bronzeleitungen von je  $70 \text{ mm}^2$  und 2 Stahlerdungsseile von gleichem Querschnitt, welche sämtlich mit  $13,5 \text{ kg/mm}^2$  gespannt wurden. Die Strecke wurde von der A. E. G. für das R. W. E. Essen gebaut. Die Masten sind von der Firma C. H. Jucho, Dortmund, geliefert und fundamementiert worden. Beide Türme haben eine Höhe von je 87 m über Fundament. Eigenartig in der Konstruktion ist der Turm auf dem rechtsseitigen Rheinufer in unmittelbarer Nähe des Kraftwerkes (Fig. 292). Hier liegen die Zufahrtsgleise für das Werk, welche nicht umgelegt werden konnten. Infolgedessen mußte der Turm in seinem unteren Teil portalartig über drei Normalspurgleise hinweggreifend ausgeführt werden.

Während dieser Turm auf vier getrennt voneinander ausgeführten Betonfundamenten gestellt wurde, erhielt der linksrheinische Turm wegen der ungünstigen Bodenbeschaffenheit für alle vier Eckpfeiler eine gemeinsame 1 m starke Eisenbetonplatte. Auf dieser und in Verbindung mit derselben wurden die vier Pfeiler aufgesetzt und durch Eisenbetonwände zu einem geschlossenen Gesamtpfeiler vereinigt, wobei die stromaufwärtsliegende Wand in Form eines Eisbrechers mit Eisenarmierung ausgeführt wurde. Die Höhe dieses Fundamentes über Erdboden beträgt wegen des Hochwasserstandes 9 m. Die Ausführung dieses Fundamentes war sehr schwierig, da bei der Gründung unerwarteterweise Quellen angeschnitten wurden. Alle Schwierigkeiten wurden jedoch von der Tiefbau-Firma „Zementbau-Aktiengesellschaft Hannover“, welche die Fundamente zu bauen hatte, einwandfrei überwunden.

Die Höhe der Türme ergab sich aus der Forderung der Strombauverwaltung, welche bei höchstem schiffbarem Wasserstande und größtem Durchgang der Stromleitung eine freie Durchfahrtshöhe von 45 m verlangte.

Die Leitungen selbst sind an den Traversen je zweifach an Hängeisolatoren, welche von der Porzellanfabrik Hermsdorf, S.-A., geliefert

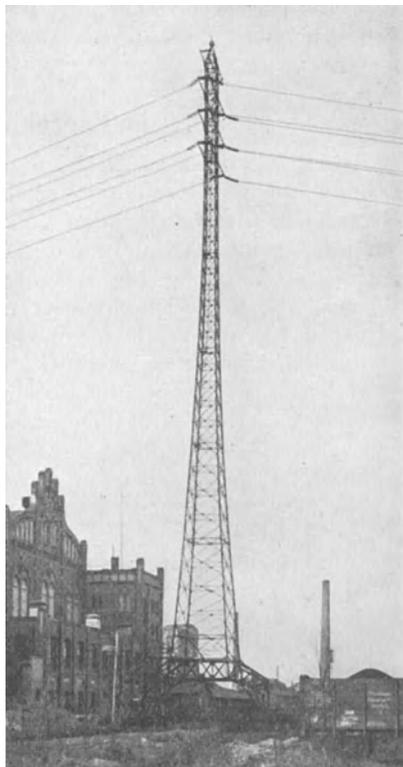


Fig. 292. Rheinkreuzung bei Reisholz, rechtsseitig. Portalurm, Gewicht 86 t, Stützweite  $15 \times 9 \text{ m}$ .

wurden, bruchsicher aufgehängt. Gebaut wurde die Kreuzung im Jahre 1917.

Einige für die Projektierung großer Kraftübertragungsleitungen wichtige Unterlagen sind in der Tab. XXXIII zusammengestellt, und zwar aus den neueren amerikanischen und europäischen Fernleitungen. Ferner sind auch technische Daten großer deutscher Flußkreuzungen mit aufgenommen. Die Zahlenangaben werden für Neuanlagen Fingerzeige aus bereits längerer Zeit im vollen Betriebe befindlichen Fernleitungen geben und dürften aus diesem Grunde besonders beachtenswert sein.

### 13. Die Berechnung der Masten.

a) **Allgemeines.** Die Tätigkeit des projektierenden Elektroingenieurs in bezug auf die Berechnung der Masten, Gestänge, Traversen und Isolatorstützen, die für den Bau von Freileitungen erforderlich sind, hat sich im allgemeinen nur auf die Ermittlung der ständig bzw. unter bestimmten Voraussetzungen auftretenden Beanspruchungen und bei Holzmasten auf die Durchmesser und Formen zu erstrecken. Dagegen ist es Sache des Statikers und Eisenkonstruktors, größere eiserne Maste, Überführungsbrücken, Gestänge für Abspannungen u. dgl. zu entwerfen und für sie die Garantie zu übernehmen. Es soll daher hier nur das Notwendigste gesagt werden, was den Elektrotechniker aber dennoch in den Stand setzen wird, an einfacheren Konstruktionen rechnerische Nachprüfungen vorzunehmen.

Das Nachfolgende wird auf dem neuesten Entwurfe zu den „Normen für Freileitungen“<sup>1)</sup> des V. D. E. aufgebaut. Um diese Bestimmungen besonders kenntlich zu machen, sind sie in kleinem Druck eingefügt.

Die Gestänge sind für die höchsten, nach ihrem Verwendungszweck gleichzeitig zu erwartenden äußeren Kräfte zu bemessen. Diese sind: das Eigengewicht der Gestänge, Querträger, Isolatoren, Leiter u. dgl., der Winddruck, der Leiterzug und die Eislast (Schnee) auf Leiter und Isolatorketten.

Bezüglich der Eisbelastung von Leitern gilt das auf S. 206 Angegebene. Bei Isolatorketten ist die Eislast mit 2,5 kg für 1 lfd. m Kette anzunehmen. Der Winddruck ist mit 125 kg auf 1 m<sup>2</sup> senkrecht getroffener Fläche einzusetzen. Bei Leitern und anderen Körpern mit Kreisquerschnitt bis höchstens 0,5 m mittlerem Durchmesser ist die Fläche mit 50 %, bei größerem mittlerem Durchmesser mit 70 % der senkrechten Projektion der wirklich getroffenen Fläche einzusetzen<sup>2)</sup>. Im übrigen ist der wirkliche Winddruck zu berücksichtigen; bei Fachwerk sind die im Windschatten liegenden Teile mit 50 % der Vorderfläche in Rechnung zu stellen.

<sup>1)</sup> Siehe E. T. Z. 1920, S. 780. Für die Errichtung von Freileitungen gelten außerdem die Vorschriften für die Errichtung und den Betrieb elektrischer Starkstromanlagen, sowie die Leitsätze für Schutzerdungen und die Leitsätze zum Schutze von Fernsprech-Doppelleitungen gegen die Beeinflussung durch Drehstromleitungen.

<sup>2)</sup> Siehe „Hütte“ 22. Aufl., Teil I, S. 363. Dieses gilt nicht für gekuppelte Maste (Doppelmaste) mit Kreisquerschnitt, wenn der Wind senkrecht zur Ebene, die durch die Längsachsen beider Stangen geht, wirkt.

Die Gesamtbeanspruchung eines Leiter tragenden Mastes setzt sich aus drei Hauptbeanspruchungen zusammen, und zwar sind das:

die Druckbeanspruchung,  
die Knickbeanspruchung und  
die Biegungsbeanspruchung,

denen der Mast mit einer bestimmten Sicherheit Widerstand bieten muß. Diese Beanspruchungen werden durch eine Reihe von Belastungen hervorgerufen, die für die ersten beiden in senkrechter, für die letzte in wagerechter Richtung angreifen.

**b) Die Druckbeanspruchung** wird durch alle senkrecht nach abwärts gerichteten Belastungen hervorgerufen also durch das Eigengewicht des Mastes, durch die Isolatoren mit ihren Stützen und Traversen, — bei Hängekettens zuzüglich der Eislast (Schnee) auf den Gliedern — und durch das Gewicht der Leiter, Schutznetze, Erdungsseile einschließlich der zusätzlichen Last durch Eis, Schnee, Rauhreif.

Bezeichnet  $P_d$  die gesamte Druckbelastung in kg,  $q_M$  den wirk-samen Querschnitt des Mastes in  $\text{cm}^2$ , so ist die Druckbeanspruchung:

$$k_d = \frac{P_d}{q_M} \text{ kg/cm}^2 \quad (216)$$

Die Druckbeanspruchung wird bei Holz- und Betonmasten nur dann zu prüfen sein, wenn es sich um sehr hohe Masten handelt. Für die üblichen Masthöhen bis etwa 15 m ist sie ohne Belang. So gibt auch die „Hütte“ an, daß gedrückte Stäbe, deren Länge im Vergleich zu ihren Querschnittsabmessungen groß ist, nicht auf Druck, sondern auf Knickung widerstandsfähig zu gestalten sind.

Für die Berechnung von Eisenkonstruktionen selbstverständlich sind die Druckbeanspruchungen, denen die einzelnen Teile ausgesetzt sind, von besonderer Bedeutung (siehe die auf S. 366 genannten Vorschriften des V. D. E.).

**c) Die Knickbeanspruchung** ist ebenfalls für einfache Leitungsmasten aus Holz oder Beton nicht von Bedeutung, dagegen muß sie für  $A$  Masten ermittelt werden. Ihre Berechnung ist z. B. nach der „Hütte“ verhältnismäßig leicht durchzuführen.

**d) Die Biegungsbeanspruchung.** In wagerechter Richtung wirken auf den Mast die Zugspannungen der Leitungs-, Schutznetz-, Erdungs- und Prelldrähte, die Zusatzlast durch Eis und der Winddruck. Handelt es sich um gleiche Mastabstände auf gerader Strecke, so heben sich die Zugspannungen der Leitungsdrähte in bezug auf den Mast auf. Wenn das theoretisch auch nie völlig genau zutrifft, so ist bei der Annahme des Gleichgewichtszustandes der Leiterzugkräfte der gemachte Fehler doch ohne weiteres vernachlässigbar. Weichen die Spannweiten voneinander ab, ist der Mast einseitig noch mit Schutzdrähten belastet, und handelt es sich schließlich um Abspannungen und Winkelpunkte in der Leitungsführung, so sind die auf jeden Mast entfallenden Zugkräfte besonders zu berechnen.

Bezeichnet  $P_{L_1}$  in kg den Gesamtzug sämtlicher an einem Maste befestigten Leiter nach der einen Richtung,  $P_{L_2}$  die Zugkraft nach der anderen Richtung, so ist für ungleiche Mastabstände bzw. bei vorhandenen Schutznetzen auf gerader Strecke die resultierende Zugkraft auf den Mast:

$$P_L = P_{L_1} - P_{L_2}, \quad \text{wenn } P_{L_1} > P_{L_2}, \quad (217 \text{ a})$$

oder:

$$P_L = P_{L_2} - P_{L_1}, \quad \text{wenn } P_{L_2} > P_{L_1} \quad (217 \text{ b})$$

ist.

Bilden die Leiter einen Winkel  $\alpha$  (Fig. 293) miteinander, so wird der Mast durch die Resultante der beiden Kräfte beansprucht, die sich nach dem Kräfteparallelogramm berechnet zu:

$$P_{LR} = \sqrt{P_{L_1}^2 + P_{L_2}^2 + 2 \cdot P_{L_1} \cdot P_{L_2} \cdot \cos \alpha} \quad (\sphericalangle \alpha < 90^\circ), \quad (218 \text{ a})$$

$$P_{LR} = \sqrt{P_{L_1}^2 + P_{L_2}^2 + 2 \cdot P_{L_1} \cdot P_{L_2} \cdot \cos(180 - \alpha)} \quad (\sphericalangle \alpha > 90^\circ), \quad (218 \text{ b})$$

und für gleiche Mastabstände:

$$P_{LR} = 2 \cdot P_L \cdot \cos \frac{\alpha}{2}. \quad (218 \text{ c})$$

Ist der Winkel  $\alpha = 90^\circ$ , so erhält man:

$$P_{LR} = \sqrt{P_{L_1}^2 + P_{L_2}^2}, \quad (218 \text{ d})$$

bzw. wenn  $P_{L_1} = P_{L_2} = P_L$ ,

$$P_{LR} = P_{L_1} \cdot \sqrt{2}. \quad (218 \text{ e})$$

Gehen mehrere Leiter in verschiedenen Richtungen von einem Maste ab, so ist die resultierende Zugbeanspruchung mit Hilfe des Kräftepolygons zu bestimmen.

Hinsichtlich der Ermittlung der Zugspannungen  $P_L$  ist darauf aufmerksam zu machen, daß sie sich mit der Temperatur und durch zusätzliche Belastungen infolge von Schnee, Rauhreif, Eis, Wind usw. ändern. Es muß für die Mastberechnung stets der ungünstigste Fall zugrunde gelegt werden.

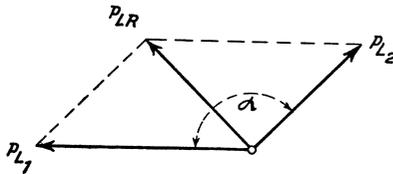


Fig. 293. Zugkräfte-Diagramm für die Mastbeanspruchung.

Außer durch diese Beanspruchungen wird der Mast ferner durch die Windkraft auf ihn selbst, auf die Traversen, Isolatoren, sonstigen Konstruktionsteile und auf die Leiter belastet.

Nach den Vorschriften des V. D. E. ist die Windkraft mit  $125 \text{ kg/m}^2$  senkrecht getroffene Fläche anzunehmen. Dieser Wert sowohl wie die Bedingung, daß die Windrichtung senkrecht zur Fläche in die Rechnung einzusetzen ist, gewähren im allgemeinen eine genügende Sicherheit, denn namentlich das letztere wird nur äußerst selten eintreten.

Bei Leitern und anderen Körpern mit Kreisquerschnitt ist bis höchstens 0,5 m mittleren Durchmesser die Fläche mit 50 %, bei größerem mittlerem Durchmesser mit 70 % der senkrechten Projektion der wirklich getroffenen Fläche zugrunde zu legen (beide Abmessungen natürlich im gleichen Maßstabe, z. B. cm, gemessen). Bei Eisenkonstruktionen ist der wirkliche Winddruck festzustellen und die im Windschatten liegenden Teile mit 50 % der Vorderfläche zu berücksichtigen. Der Winddruck ist dabei in halber Höhe der freien Mastlänge angreifend anzunehmen (Vorschriften des V. D. E.). Kommen Stürme besonderer Heftigkeit vor z. B. in der Nähe der Meeresküste, so ist der Winddruck entsprechend zu ändern.

Alle diese Belastungen beanspruchen den Mast auf Biegung und zwar in der Resultierenden. Für gerade Strecken haben die wage-

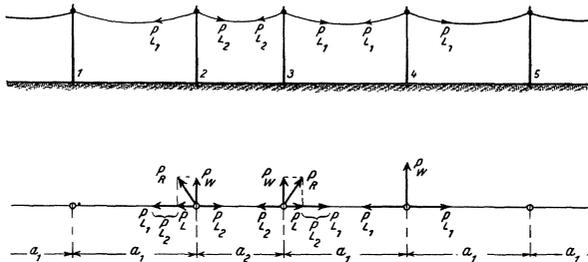


Fig. 294. Darstellung der Biegebeanspruchungen bei Leitungsmasten auf gerader Strecke.

rechten Kräfte, die auf die Masten wirken, demnach die in Fig. 294 eingetragenen Richtungen, und die Resultierende berechnet sich, wenn  $P_w$  die Windbelastung bezeichnet, zu:

$$P_R = \sqrt{P_L^2 + P_w^2} \text{ kg.} \quad (219)$$

Bezeichnet  $h_m$  in cm die mittlere Entfernung des Angriffspunktes der Horizontalkraft  $P_R$  vom Fußpunkte des Mastes über Erdboden, so ist das Biegemoment:

$$M_b = P_R \cdot h_m \text{ kgcm,} \quad (220)$$

$$= S \cdot H$$

bezogen auf die Mastspitze (Höhe  $H$  des Mastes über Erde [Fig. 297]).  $S$  nennt man den Spitzenzug, so daß also:

$$S = P_R \frac{h_m}{H} \text{ kg.} \quad (221)$$

Der Spitzenzug ist für die Mastberechnung maßgebend.

Das Biegemoment ist an der Einspannstelle des Mastes bei Punkt  $F$  (Fig. 297) am größten. Ist an dieser Stelle  $W$  das Widerstandsmoment des Mastquerschnittes in  $\text{cm}^2$ , so ist die Materialbeanspruchung bei  $F$ :

$$k_b = \frac{M_b}{W} = \frac{P_R \cdot h_m}{W} \text{ kg/cm}^2. \quad (222)$$

Besonderer Beachtung bedarf die Prüfung der Masten hinsichtlich ihres Verhaltens beim Auftreten eines teilweisen oder allseitigen Leiterbruches. Reißt ein Leiter, so wird der Mast zusätzlich auf Biegung und Verdrehung beansprucht, und zwar ergibt sich das Biegemoment wiederum aus der Differenz der Zugkräfte. Die Größe der Verdrehung zu ermitteln ist außerordentlich schwierig. Sie ist abhängig von der Art der Leiterbefestigung am Mast, und zwar ist dabei zu unterscheiden, ob die Isolatoren unmittelbar an dem Mast befestigt (bei Holzmasten in denselben eingeschraubt) oder auf Quertägern montiert sind. In der Mehrzahl der Fälle werden sich die Isolatorstützen oder die Traversen verbiegen, und dann ist die Beanspruchung des Mastes auf Verbiegung wesentlich gemildert. Ähnliches gilt bei Hängeisolatoren<sup>1)</sup>.

Die Gesamtbeanspruchung eines Mastes setzt sich nunmehr zusammen aus der Druck- und der Biegebeanspruchung, und es ist somit nach Gl. (222) und Gl. (216) die größte Beanspruchung am Mastfuß bei  $F$ :

$$k = k_b + k_d = \frac{M_b}{W} + \frac{P_d}{q_m} \text{ kg/cm}^2. \quad (223)$$

Die Gl. (223) bildet die Grundlage für die Berechnung von Masten, und ihre Anwendung bietet keine Schwierigkeiten, solange es sich um einfache Holzmasten handelt. Für zusammengesetzte Konstruktionen und für Gittermasten dagegen muß sie noch besonders ausgewertet werden, was hier zu weit führen würde, zumal, wie auf S. 358 gesagt, Berechnungen von Eisenkonstruktionen nicht zu den Aufgaben des Elektroingenieurs gehören.

**c) Ermittlung der äußeren Kräfte für die Mastberechnung.** 1. **Tragmaste:** Tragmaste müssen für den Wind in der Leitungsrichtung und senkrecht dazu berechnet werden. Beide Belastungen sind aber nicht gleichzeitig auftretend anzunehmen. Rechtwinklig zur Leitungsrichtung ergibt sich die Belastung aus dem Winddruck auf die halbe Länge sämtlicher Leiter der beiden Spannfelder und auf den Mast mit Kopfausrüstung (Leiterträger, Isolatoren); in der Leitungsrichtung ist der Rechnung nur der Wind auf den Mast und auf die Kopfausrüstung zugrunde zu legen. Hierbei soll jedoch bei Masten von mehr als 10 m Länge über Erde als Winddruck auf die Kopfausrüstung wenigstens  $\frac{1}{4}$  des Winddruckes auf die halbe Länge sämtlicher Leiter der beiden Spannfelder in Rechnung gestellt werden.

2. **Winkelmaste:** Winkelmaste sind für die Mittelkräfte der größten Leiterzüge und außerdem für den in Richtung der Mittelkräfte wirkenden Winddruck auf Mast mit Kopfausrüstung zu berechnen. Abspannisolatorketten gelten nicht als Teile der Kopfausrüstung. Für Leitungswinkel zwischen 180 und 160° sind die bei 160° auftretenden Mittelkräfte zugrunde zu legen, wenn nicht die tatsächlich auftretenden Kräfte ermittelt werden. Fallen die Mittelkräfte nicht mit einer der zu den Mastseiten parallelen Achsen zusammen, so müssen sie in ihre zu diesen Achsen parallelen Seitenkräfte zerlegt und der Mast für die Summe dieser Seitenkräfte berechnet werden.

<sup>1)</sup> Siehe auch H. Grünholz: Beitrag zur Mastenberechnung bei Verwendung von Hängeisolatoren. E. u. M. 1913, Heft 27. — P. Gesing: Bestimmung der Reißkraft bei Freileitungsanlagen mit Hängeisolatoren. E. K. B. 1913, Heft 33.

Bei quadratischen Gittermasten ist zu beachten, daß das größte Widerstandsmoment in den zu den Querschnittsseiten parallelen Achsen liegt. In der Diagonalrichtung des Querschnittes ist das Widerstandsmoment ungefähr 30% geringer<sup>1)</sup>. Masten mit rechteckigem Querschnitt ungleicher Seitenlänge können in Richtung der größeren Seitenlänge am meisten beansprucht werden.

Die Widerstandsmomente für beliebige Achsen rechteckiger Mastquerschnitte sind erforderlichenfalls besonders zu ermitteln<sup>2)</sup>.

Senkrecht zu den Mittelkräften sind Winkelmasten wenigstens für den Winddruck auf Mast mit Kopfausrüstung und Leiter zu berechnen.

3. Abspannmaste: Abspannmaste sind wenigstens für  $\frac{2}{3}$  der größten einseitigen Leiterzüge und gleichzeitig für den Winddruck auf Mast mit Kopfausrüstung zu berechnen. Dieser Winddruck ist bei gerader Leitungsführung senkrecht zu den Leitern an Winkelpunkten in Richtung der Mittelkräfte wirkend anzunehmen. Abspannmaste an Winkelpunkten müssen den Bedingungen unter 2. genügen. Außerdem müssen sie in der Lage sein,  $\frac{2}{3}$  der größten einseitigen Leiterzüge in Richtung jeder den Mastseiten parallelen Achse aufzunehmen.

Hiernach können Abspannmaste mit rundem oder quadratischem Querschnitt, die für gerade Leitungsführung berechnet sind, auch als solche in Winkeln bis zu etwa  $140^\circ$  verwendet werden.

Die Kopfausrüstung der Abspannmaste muß den ganzen einseitigen Leiterzug aufnehmen können.

Kreuzungsmaste, die als Abspannmaste Verwendung finden, müssen den gleichen Anforderungen genügen.

4. Endmaste: Endmaste sind für den gesamten einseitigen Leiterzug und gleichzeitig für den senkrecht zur Leitungsrichtung wirkenden Winddruck auf Mast mit Kopfausrüstung zu berechnen. Fällt der Leiterzug nicht mit einer der zu den Mastseiten parallelen Achsen zusammen, so gilt die Vorschrift unter 2.

Senkrecht zur Leitungsrichtung sind die Endmaste wie Tragmaste zu behandeln.

5. Kreuzungsmaste: Bezüglich der Kreuzungsmaste gelten besondere Vorschriften.

6. Stützpunkte an Bauwerken, Abzweig-, Verteilungs-, Verdillungs- und Schaltermaste sowie Masten von anderem als rundem, rechteckigem oder quadratischem Querschnitt sind entsprechend ihrer Verwendungsart sinngemäß zu berechnen.

Um mißverständlicher Auffassung vorzubeugen, wird ausdrücklich bemerkt, daß Abzweigmasten nicht als eine Mastart für sich anzusehen sind, sondern je nach den örtlichen Verhältnissen entweder als gewöhnliche Tragmaste, oder als Abspannmaste, oder als Winkelmaste zu berechnen sind. Es kann auch eine Verbindung beider Rechnungsarten in Betracht kommen z. B. so, daß bei der Kreuzung zweier Leitungsstrecken der Mast in der Richtung der einen Leitung wie ein Abspann- oder Endmast, in der Richtung der andern Leitung wie ein Tragmast behandelt wird.

f) Beanspruchung der Baustoffe. 1. Hölzer. Die Festigkeit der Hölzer ist wesentlich abhängig von ihrem Feuchtigkeitsgehalt. Die Festigkeit nimmt mit wachsender Feuchtigkeit erheblich ab; mit zunehmender Lagerungszeit vergrößert sich die Druckfestigkeit

1) Siehe „Hütte“, 22. Aufl., Teil I, S. 535 und Teil II, S. 975.

2) Siehe „Hütte“, 22. Aufl., Teil I, S. 528 u. f.

bedeutend. Der Elastizitätsmodul  $E$  ist für den Druck nahezu unveränderlich. Die Angaben in der Tab. XXXIV beziehen sich auf den ganzen Querschnitt (Kernholz und Splintholz zusammen).

**Tabelle XXXIV.**  
Festigkeitszahlen für Hölzer.

Art der Beanspruchung	Feuchtigkeitsgehalt in Proz.	Elastizitätsmodul $E$	Proportionalitätsgrenze $\sigma_p$	Festigkeit $K$	Feuchtigkeitsgehalt in Proz.	Elastizitätsmodul $E$	Proportionalitätsgrenze $\sigma_p$	Festigkeit $K$	
		kg/cm <sup>2</sup>	kg/cm <sup>2</sup>	kg/cm <sup>2</sup>		kg/cm <sup>2</sup>	kg/cm <sup>2</sup>	kg/cm <sup>2</sup>	kg/cm <sup>2</sup>
		Kiefer			Eiche				
Zug } parallel {	13	90 000	—	790	—	108 000	475	965	
Druck } zur.Faser {	18	96 000	155	280	—	103 000	150	345	
Biegung <sup>1)</sup> . . .	23	108 000	200	470	24	100 000	215	600	
Schub <sup>2)</sup> . . . .	25	—	—	45	—	—	—	75	
		Fichte			Buche				
Zug } parallel {	16	92 000	—	750	—	180 000	580	1340	
Druck } zur.Faser {	19	99 000	150	245	—	169 000	100	320	
Biegung <sup>1)</sup> . . .	29	110 000	230	420	17	128 000	240	670	
Schub <sup>2)</sup> . . . .	38	—	—	40	—	—	—	85	

Die mittlere Bruchfestigkeit des Holzes kann auf Grund zahlreicher Versuche mit etwa 550 kg/cm<sup>2</sup> angenommen werden. Bei imprägnierten Stangen genügt eine vierfache Sicherheit. Das gleiche gilt bei besonders widerstandsfähigem Holz, dagegen ist der Wert bei rohen Stangen geringer anzunehmen.

Die Beanspruchung von Hölzern, die nach einem von der Reichspost- und Telegraphenverwaltung anerkannten Verfahren gegen Fäulnis geschützt sind, oder von besonders widerstandsfähigen Holzgattungen (wie z. B. Lärche) darf 145 kg/cm<sup>2</sup> nicht überschreiten. Alle anderen Stangen dürfen nur mit 80 kg/cm<sup>2</sup> beansprucht werden.

Bei der Berechnung ist eine Zunahme des Stangendurchmessers von 0,7 cm für das lf. m anzunehmen.

An Stelle der Rechnung der Einfachmaste auf vorstehender Grundlage kann für gerade Strecken und einfache Holzmente die Zopfstärke  $Z$  in cm entsprechend den Formeln:

$$Z = 0,65 H + 0,22 \sqrt{Aa} \text{ bei einer Beanspruchung von } 145 \text{ kg/cm}^2 \text{ (224a)}$$

und

$$Z = 0,65 H + 0,32 \sqrt{Aa} \text{ bei einer Beanspruchung von } 80 \text{ kg/cm}^2 \text{ (224b)}$$

bestimmt werden. Hierin ist  $H$  = Gesamtlänge des Mastes in m,  $A$  = Summe der Durchmesser aller an dem Mast verlegten Leiter

<sup>1)</sup> Der Stammkern liegt in der Querschnittsmitte.

<sup>2)</sup> Abscherung parallel zur Faserrichtung in einer durch die Stammachse gehenden Ebene.  $K_s$  für das Kernholz = 0,75 ·  $K_s$  für den ganzen Querschnitt.

in mm;  $a$  = Spannweite in m. Werte für das zweite Glied dieser Formel für verschiedene Werte von  $\Delta$  und  $a$  sind in Tab. XXXV angegeben. Unter Zopfstärke ist der mittlere Durchmesser am Zopf

zu verstehen =  $\frac{\text{Umfang}}{\pi}$ .

Tabelle XXXV.

$\Delta$ in mm	0,22 $\sqrt{\Delta a}$ , worin $a =$											
	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
$\Delta$ in mm	0,32 $\sqrt{\Delta a}$ , worin $a =$											
	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	4,1	4,5	5,0	5,4	5,7	6,1	6,4	7,0	7,6	8,1	8,6	9,1
10	4,5	5,1	5,5	6,0	6,4	6,8	7,2	7,8	8,5	9,1	9,6	10,1
12	5,0	5,5	6,1	6,6	7,0	7,4	7,8	8,6	9,3	9,9	10,5	11,1
14	5,4	6,0	6,6	7,1	7,6	8,0	8,5	9,3	10,0	10,7	11,4	12,0
16	5,7	6,4	7,0	7,6	8,1	8,6	9,1	9,9	10,7	11,5	12,1	12,8
18	6,1	6,8	7,4	8,0	8,6	9,1	9,6	10,5	11,4	12,1	12,9	13,6
20	6,4	7,2	7,8	8,5	9,1	9,6	10,1	11,1	12,0	12,8	13,6	14,3
25	7,2	8,0	8,8	9,5	10,1	10,7	11,3	12,4	13,4	14,3	15,2	16,0
30	7,8	8,8	9,6	10,4	11,1	11,8	12,4	13,6	14,7	15,7	16,6	17,5
35	8,5	9,5	10,4	11,2	12,0	12,7	13,4	14,7	15,8	16,9	18,0	18,9
40	9,1	10,1	11,1	12,0	12,8	13,6	14,3	15,7	16,9	18,1	19,2	20,2
45	9,6	10,7	11,8	12,7	13,6	14,4	15,2	16,6	18,0	19,2	20,4	21,5
50	10,1	11,3	12,4	13,4	14,3	15,2	16,0	17,5	18,9	20,2	21,5	22,6
60	11,1	12,4	13,6	14,7	15,7	16,6	17,5	19,2	20,7	22,2	23,5	24,8
70	12,0	13,4	14,7	15,8	16,9	18,1	18,9	20,7	22,4	24,0	25,4	26,8
80	12,8	14,3	15,7	16,9	18,1	19,2	20,2	22,2	24,0	25,6	27,2	28,6
90	13,6	15,2	16,6	18,0	19,2	20,4	21,5	23,5	25,4	27,2	28,8	30,4
100	14,3	16,0	17,5	18,9	20,2	21,5	22,6	24,8	26,8	28,6	30,4	32,0

$\Delta$ -Maste für Hochspannungsleitungen müssen am oberen Ende mit wenigstens einem Hartholzdübel versehen werden. Die Beanspruchung auf Abscheren darf für Hartholz 20 kg/cm<sup>2</sup>, sonst 15 kg/cm<sup>2</sup> nicht überschreiten. In der halben



so ist nach Tetmajer zu rechnen, ist es  $> 105$ , so ist die Eulersche Formel anzuwenden. Bei Berechnung nach Tetmajer wird der Sicherheitsgrad durch das Verhältnis  $\frac{\text{Knickspannung}}{\text{Normalspannung}}$  bestimmt, worin Knickspannung =  $3100 - 11,41 \frac{l}{i}$

ist. Der Trägheitshalbmesser ist bestimmt durch die Gleichung  $i = \sqrt{\frac{J}{F}}$ .

Bei Berechnung nach Euler müssen die auf Druck beanspruchten Glieder nach der Formel für die zulässige Belastung  $P$  in kg nach:

$$P = \frac{J \cdot \pi^2 \cdot E}{n \cdot l^2} \quad (226)$$

berechnet werden.

$J$  ist in beiden Fällen das Trägheitsmoment bezogen auf die zu einem Winkelschenkel parallele Achse ( $J\xi$ ),  $F$  die ungeschwächte Querschnittsfläche des Profils in  $\text{cm}^2$  und  $E$  der Elastizitätsmodul =  $2\,150\,000 \text{ kg/cm}^2$ .

Hierbei müssen die Diagonalen eines Feldes bei der Abwicklung der Mastseiten im gleichen Sinn gerichtet sein. Bei nicht gleichem Sinn ist an Stelle von  $J\xi$  das kleinste Trägheitsmoment ( $J \text{ min.}$ ) für die Eckständer einzusetzen. Bei Berechnung der Diagonalen und bei Stäben, die zwischen ihren Anschlußpunkten nicht mehr gehalten oder geführt sind, ist stets das kleinste Trägheitsmoment ( $J \text{ min.}$ ) einzusetzen.

Bei Masten aus anderen Profilen als Winkeleisen (z. B. U-Eisen) ist sinngemäß zu verfahren.

Die Abstände für die Anschlußnieten der Diagonalen an den Knotenpunkten sind so klein wie möglich zu bemessen.

Für sämtliche Konstruktionsteile sind Anschlußnieten unter 13 mm Durchmesser und Eisenstärken unter 4 mm unzulässig.

Die größten zulässigen Nietdurchmesser sind durch die Profildreiten bestimmt und der folgenden Aufstellung zu entnehmen:

Mindestprofilbreite in mm	35	45	55	60	70	80
Nietdurchmesser in mm	13	16	18	20	23	26

Bei Zuggliedern ist die Nietschwächung zu berücksichtigen.

Bei vorstehenden Bestimmungen ist vorausgesetzt, daß alle Eisenteile einen ausreichenden Schutz gegen Rost erhalten.

Die Vorschriften des Reichspostministeriums verlangen die Inehaltung folgender Zahlen: Beanspruchung des Holzes auf Zug, Druck und Biegung  $110 \text{ kg/cm}^2$ , auf Abscheren bei Hartholz  $15 \text{ kg/cm}^2$ , sonst  $10 \text{ kg/cm}^2$ ; Knicksicherheit fünffach bei  $J = 25 \cdot P \cdot H_K^2$ ; beide Stangen in der Leitungsrichtung aufgestellt also senkrecht zu der Form nach Fig. 298.

3. Steine und Bindemittel. Für die Masten selbst kommen Steine und Bindemittel mit Ausnahme von Eisenbeton nicht zur Anwendung. Trotzdem sollen die Festigkeitszahlen einiger Baustoffe angegeben werden, da ihre Kenntnis für die Befestigung von Konstruktionen zu Leiterabspannungen an Gebäuden (Maschinenhäuser, Transformatorentürme) und für Fundamentierungen notwendig ist. Die Beanspruchung der Baustoffe ist in der weitaus größten Zahl aller Fälle eine solche auf Zug oder Druck, und infolgedessen sind in Tab. XXXVII nur hierfür Zahlen genannt.

Gestänge aus besonderen Baustoffen dürfen bis zu  $\frac{1}{3}$  der vom Lieferanten zu garantierenden Bruch- und Knickfestigkeit, gußeiserne Konstruktionsteile jedoch nur bis zu  $300 \text{ kg/cm}^2$  beansprucht werden.

Für die Berechnung von Betonmasten legt z. B. die Firma Rud. Wollé, Leipzig, die die Saxoniamasten herstellt, die folgenden Beanspruchungsziffern zugrunde: Betondruckbeanspruchung  $40 \text{ kg/cm}^2$ , Eisenzugbeanspruchung  $900\text{--}1000 \text{ kg/cm}^2$  bei vierfacher Sicherheit. Der Beton hat eine Mischung 1 : 4 bis 1 : 5 aus bestem Portlandzement und scharfem, reinem Kiessand; die Rundeisen besitzen  $37\text{--}44 \text{ kg/cm}^2$  Festigkeit bei 20 % Dehnung.

Tabelle XXXVII.

Festigkeitszahlen für Steine und Bindemittel.

Baustoff	Festigkeit in $\text{kg/cm}^2$ für	
	Zug $K_z$	Druck $K_d$
Bruch- und Quadersandstein . . .	11 : 38	300 : 1000
Kalkstein . . . . .	15 : 75	400 : 2000
Zement-Beton <sup>1)</sup> . . . . .	—	80 : 250
Kunstsandstein . . . . .	47	450
Klinker	11 : 35	300 : 900
Mittelbrand } Ziegelsteine { . . .	7 : 11	200 : 300
Schwachbrand } . . .	5 : 7	150 : 200
Ziegelmauerwerk . . . . .	5	140
Guter Kalkmörtel . . . . .	5	40
Zementmörtel . . . . .	$\frac{1}{10} : \frac{1}{6} K$	—
Zement ohne Sandzusatz . . . . .	—	250 : 270

Für die Betonmasten sollen Prüfungsergebnisse aus der Praxis angegeben werden. So wurde aus der mit Betonmasten für 300 kg durchschnittliche Zugbeanspruchung ausgerüsteten Leitungsstrecke der Überlandzentrale Reichenbach i. V.<sup>2)</sup> ein beliebiger Betonmast (Saxoniamast), der bereits den zweiten Winter durchgemacht hatte, herausgenommen und zwei Belastungsversuchen unterzogen. Die Versuchsergebnisse sind in Tab. XXXVIII zusammengestellt (siehe auch Fig. 181).

Nach dem ersten Versuche, bei dem die Belastung bis auf den dreifachen Wert der Normallast gesteigert wurde, ging der Mast bis auf 8 mm in seine frühere Lage bzw. Stellung zurück. Leider wurde bei dem Versuche nicht festgestellt, ob diese 8 mm bleibende Abweichung durch Nachgeben im Erdreich oder dauernde Formveränderung des Mastes selbst entstanden waren. Beim zweiten Versuche wurde annähernd dieselbe Verbiegung des Mastes festgestellt wie beim ersten Versuche. Die Belastung wurde dann weitergetrieben, bis bei 1300 kg (gleich dem 4,33fachen Betrage der Normallast) der Bruch eintrat. Nach diesem bog sich der Mast auf 820 mm aus, blieb aber in dieser Stellung trotzdem noch stehen.

<sup>1)</sup> Je nach Zusammensetzung; 28 Tage alt; weiteres siehe „Hütte“, I. Teil.

<sup>2)</sup> Siehe Mitteilungen der Vereinigung der Elektrizitätswerke Nr. 115, April 1911.

Die amerikanische Praxis verfährt bei der Berechnung der Masten auf Zug allgemein und wie besondere Versuche gezeigt haben, mit genügender Sicherheit nach folgenden Grundsätzen:

Die Masten sollen aushalten:

- a) wenn sie drei Leiter (Drehstrom) tragen, 2mal die Elastizitätsgrenze eines Leiters;
- b) wenn sie eine Drehstromlinie und ein Erdungsseil tragen,  $2\frac{1}{2}$ mal die Elastizitätsgrenze eines Leiters;
- c) wenn sie zwei Drehstromlinien tragen,  $3\frac{1}{2}$ mal die Elastizitätsgrenze eines Leiters;
- d) wenn sie zwei Drehstromlinien und ein Erdungsseil tragen, 4mal die Elastizitätsgrenze eines Leiters.

Diesen willkürlichen Annahmen liegt der Gedanke zugrunde, daß die Beanspruchung der Leiter und damit der Masten abnimmt, wenn die Elastizitätsgrenze des Leitermaterials überschritten wird, weil sich die Leiter dann recken, und die Beanspruchung infolge der Längenzunahme zurückgeht.

g) **Aufstellung der Gestänge.** Bezüglich der Aufstellung der Gestänge ist auf das bei der Behandlung der Masten Gesagte zu verweisen. Es sei hier noch bemerkt, daß sich allgemeine Regeln für die Befestigung im Boden nicht geben lassen. Es ist jedoch als leitender Gesichtspunkt hervorzuheben, daß die Bodenbefestigung der Festigkeit des Mastes möglichst entsprechen soll. In gutem Boden und bei gerader Leitungsführung wird bei Holzmasten im allgemeinen ein hinreichend tiefes Eingraben und Wiederbefestigung des Bodens genügen, bei winkliger Leitungsführung und in weichem Boden wird man dagegen eine besondere Befestigung vornehmen müssen (vorgelegte Schwellen oder Plattenfüße). Eisenmaste müssen in jedem Fall mit Beton- oder Plattenfüßen versehen sein.

Einige Zeit nach Inbetriebnahme einer Strecke sind eingegrabene Masten nachzustampfen.

Die Maste und Gestänge sind ihrer Länge und der Bodengattung entsprechend tief einzugraben. Im allgemeinen wird für Maste, die nicht aus Fachwerk bestehen, mindestens  $\frac{1}{6}$  der Mastlänge als Eingrabungstiefe gefordert. Sie sind gut zu verrammen (in weichem Boden entsprechend der Beanspruchung zu sichern).

Fundamente sind nach Fröhlich „Beitrag zur Berechnung von Mastfundamenten“ (Verlag von Wilh. Ernst & Sohn, Berlin) und Erläuterung hierzu (E. T. Z. 1919, Heft 33, S. 403) zu berechnen.

Für Fundamente, die hart an oder in Böschungen stehen, gelten diese Bestimmungen nicht. Es sind dann von Fall zu Fall geeignete Maßnahmen zu treffen, die eine genügende Standsicherheit gewährleisten.

In Moorboden sind Betonfundamente nur zulässig, wenn sie einen zuverlässigen Schutz gegen die Einwirkungen der Moorsäure erhalten.

Bei Verwendung von Platten-, Schwellen- oder sonstigen Fundamenten, bei denen der Mastfuß nicht vollständig mit Beton umgeben ist, sind die in der

**Tabelle XXXVIII.**

Belastungsversuche  
an einem Saxoniamaste.

Spitzenzug in kg	Durchbiegung an der Mast- spitze in mm
erster Versuch	
300	82
400	112
500	152
600	214
700	272
800	332
900	395
zweiter Versuch	
1000	455
1100	525
1300	600
Bruch	820

Erde liegenden Eisenteile mit heißem Asphaltteer gut zu streichen oder in gleichwertiger Weise gegen Zerstörung zu schützen. Holzschwellen sind mit fäulniswidrigen Stoffen zu tränken oder ebenfalls in gleicher Weise gegen Zerstörung zu schützen, wenn sie nicht dauernd in feuchtem Boden liegen oder von Natur aus der Zersetzung genügend Widerstand bieten.

Der Beton soll aus gutem Zement, reinem Sand und reinem Kies oder Schotter hergestellt werden. Auf einen Raumteil Zement sollen höchstens vier Raumteile Sand und acht Raumteile Kies oder Schotter oder neun Raumteile sandiger Kies kommen. Die Baustoffe dürfen keine erdigen Bestandteile enthalten.

Bei der Berechnung des Fundamentes darf das Gewicht des Betons höchstens mit  $2000 \text{ kg/m}^3$ , das des auflastenden Erdreiches höchstens mit  $1600 \text{ kg/m}^3$  eingesetzt werden.

**h) Die Mastverankerungen.** 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

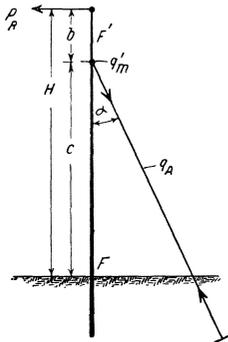


Fig. 295. Mast mit Zuganker.

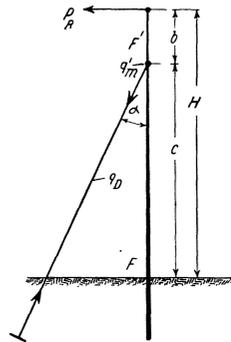


Fig. 296. Mast mit Druckstrebe.

das Erdreich nicht genügende Sicherung für die Mastfundamentierung, handelt es sich schließlich um Gestänge auf Gebäuden, für die ebenfalls eine zuverlässige Mastbefestigung an den Dachbalken u. dgl. nicht erzielt werden kann, so wendet man je nach den Verhältnissen sog. Mastverankerungen (Fig. 295) bzw. Maststreben (Fig. 296) an. Erstere sind dort am Platze, wo es sich um geringere Erhöhung der Stand-sicherheit handelt, letztere dagegen kommen dort zur Verwendung, wo größere Biegungsbeanspruchungen auftreten oder bei Erweiterung der Anlage durch Hinzulegen neuer Leiter auf die vorhandenen Maste zu erwarten sind. Bei Dachgestängen werden dagegen stets nur Verankerungen nach Fig. 295 gewählt. Maststreben sollten in einer sorgfältig gebauten Leitungsanlage selbst in Niederspannungsanlagen nicht verwendet, sondern durch stärkere Masten (A-Masten) oder durch Eisenmasten ersetzt werden, da sie auf die Dauer nicht zuverlässig sind.

**1. Mast mit Zuganker.** Nach Fig. 295 ist, wenn von einer Druckbeanspruchung durch Isolatoren, Leiter usw. abgesehen wird, was zumeist geschehen kann, die Beanspruchung des Ankers (Querschnitt  $q_A \text{ cm}^2$ ) auf Zug:

$$k_Z = P_R \frac{\left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)}{\sin \alpha \cdot q_A} \text{ kg/cm}^2, \quad (227)$$

unter der Voraussetzung, daß durch den Anker der Punkt  $F'$  vertikal über  $F$  verbleibt.

Die größte Beanspruchung des Mastes und zwar auf Druck tritt im Punkte  $F'$  auf; dieselbe ist:

$$k_a = \frac{P_R \cdot b}{W} + \frac{P_R \left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right) \cotg \alpha}{q'_n} \text{ kg/cm}^2, \quad (228)$$

worin  $q'_n$  den Mastquerschnitt im Punkte  $F'$  in  $\text{cm}^2$  bezeichnet.

Für einen Anker aus Rundeisen, wie er häufig benutzt wird, ergibt sich aus Gl. (227) der Durchmesser:

$$d_A = 1,125 \sqrt{\frac{P_R}{k_Z \cdot \sin \alpha} \left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)}.$$

Es sei hier bemerkt, daß von der Verwendung von Drahtankern bei Hochspannungsmasten unbedingt abzuraten ist, weil Gefährdungen und Betriebsstörungen bei Erdschlüssen vorkommen können.

2. Mast mit Druckstrebe. Nach Fig. 296 ist der Druck auf die Strebe:

$$P_D = P_R \frac{\left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)}{\sin \alpha} \text{ kg}, \quad (229)$$

wiederum unter der Voraussetzung, daß  $F'$  vertikal 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:

$$P_D = \frac{2}{s} \cdot \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{l_D^2} \text{ kg}, \quad (230)$$

worin  $s$  den Grad der Sicherheit,

$E$  den Elastizitätsmodul des Materials,

$J$  das kleinste äquatoriale Trägheitsmoment des Querschnittes der Strebe in  $\text{cm}^4$ ,

$l_D$  die freie Länge der Strebe in cm bedeutet.

Für eine runde imprägnierte Holzstrebe ergibt sich bei 5facher Sicherheit der Durchmesser zu:

$$d_D = 0,09 \sqrt[4]{\frac{P_R \cdot l_D}{\sin \alpha} \left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right)} \text{ cm}.$$

Die größte Beanspruchung und zwar auf Zug herrscht ebenfalls im Punkte  $F'$ , und zwar ist dieselbe:

$$k_z = \frac{P_R \cdot b}{W} + \frac{P_R \left(1 + \frac{3 \cdot b}{2 \cdot c}\right) \cotg \alpha}{q'_m} \text{ kg/cm}^2. \quad (231)$$

i) Angaben für die Berechnung hölzerner Masten (Einfach- und A-Masten). Gegeben für die Mastberechnung sind:

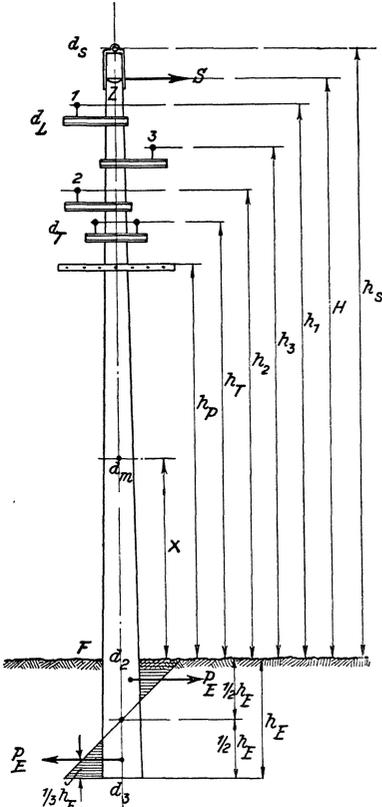


Fig. 297. Maßzeichnung für die Berechnung eines einfachen Holzmastes.

und Biegung nicht überschreiten. Desgleichen gelten die für die Knicksicherheit gemachten Vorschriften.

Um die nachfolgenden Gleichungen auch für andere Vorschriften hinsichtlich der Materialbeanspruchung benutzen zu können, sind sie allgemein gehalten.

1. **Einfachmast** nach Fig. 297. Der einfache Holzmast darf nur als Tragmast verwendet werden. Schon die Anbringung eines

1. die Höhe des Mastes insgesamt ermittelt aus den maximalen Durchhängen der Leiter, Fernsprech- und Schutzdrähte, dem vorgeschriebenen Abstände vom Erdboden bei  $f_{max}$ , der Isolatorenhöhe zuzüglich Traversen- und freier Stützenhöhe und der freien Mastspitze, ferner zuzüglich der Eingrabungstiefe  $H_E$ , die zu 2 m im Durchschnitt angenommen werden kann;

2. aus der Anordnung der Leiter usw. die Ausbildung des Mastkopfes und die in den Fig. 297 bis 298 eingetragenen Höhen  $h$ ;

3. die Zopfstärke  $Z$  nach Gl. (224);

4. der Durchmesser des Mastes an einer beliebigen Stelle nach

$$d_x = Z + 0,007 \cdot h_x \text{ m}; \quad (232)$$

5. Die Spannweiten benachbarter Felder 1 und 2 bzw. bei Kreuzungsmasten  $k$  (Kreuzungsfeld) und  $n$  (Nachbarfeld).

Die Masten sind sowohl für die Beanspruchung in der Leitungsrichtung als auch senkrecht dazu zu berechnen entsprechend den auf S. 362 angegebenen Vorschriften des V. D. E. Die Beanspruchung des Holzes darf nach diesen Vorschriften  $k_b = 145 \text{ kg/cm}^2$  bei Zug, Druck

Schutznetzes zwischen zwei Masten wird dann, wenn öffentliche Wege zu kreuzen sind, zumeist nicht statthaft sein, zum mindesten aber eine rechnerische Nachprüfung des Mastdurchmessers bzw. der Biegebeanspruchung  $k_b$  erforderlich machen. An Abspann-, Winkel- und Kreuzungspunkten sind nur Doppel- oder *A*-Maste aufzustellen. An Endpunkten wird, wie auf S. 370 bereits gesagt, besser ebenfalls ein zusammengesetzter Mast benutzt als die Verstrebung oder Verankerung.

Beanspruchung in der Leitungsrichtung: Sind die Spannweiten der Felder 1 und 2 gleich oder annähernd gleich und nur die Leiter und das durchgehende Schutzseil vorhanden, so ist

die Beanspruchung durch den Leiterzug:

$$P_{L_1} = P_{L_2}$$

und der resultierende Zug:

$$P_{L_1} - P_{L_2} = 0. \quad (233)$$

Es tritt infolgedessen kein Biegemoment auf, also:

$$M_{b_1} = 0. \quad (234)$$

Für den ungünstigsten Fall, daß sämtliche Leiter des Feldes 1 reißen, und kein Schutzseil vorhanden ist, wird:

$$P_{L_2} = 3 \cdot q \cdot p_{\max} \text{ kg} \quad (235)$$

$q$  = Querschnitt in  $\text{mm}^2$

$p_{\max}$  = höchste Zugspannung f. d.  $\text{mm}^2$

$$M_{b_1} = P_{L_2} \cdot h_m \text{ kgm} \quad (236)$$

$$h_m = \frac{h_1 + h_2 + h_3}{3}. \quad (237)$$

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 Felde ohne Schwierigkeit berechnen. Belastung der Leiter durch Eis bleibt unberücksichtigt, da noch die Beanspruchung durch die Windkraft in Rechnung zu stellen ist, und Eis- und Windbelastung selten gleichzeitig auftreten.

Beanspruchung durch den Winddruck auf den Mast:

$$P_{WM} = 0,5 \frac{Z + d_2}{2} H \cdot K_W \text{ kg} \quad (238)$$

$K_W$  = Windkraft =  $125 \text{ kg/m}^2$

$d_2$  = ist nach Gl. (232) zu ermitteln;

auf die Kopfausrüstung:

$$P_{WJ} = F_J \cdot K_W \text{ kg}, \quad (239)$$

worin  $F_J$  = gesamte Fläche der vom Winde getroffenen Kopfausrüstung aus einer Zeichnung des Mastkopfes, der Querträger, Isolatoren usw. leicht feststellbar ist.

Biegemoment:

$$M_{b_2} = P_{WM} \cdot \frac{H}{2} + P_{WJ} \cdot h'_m \text{ kgm} \quad (240)$$

unter der Annahme, daß  $P_{WM}$  in der Mitte des Mastes über Erdboden angreift, und die Standfestigkeit genügend ist (Nachstampfen von Zeit zu Zeit); für  $h'_m$  ist ein mittlerer Wert ähnlich Gl. (237) einzusetzen.

Gesamtmoment bei ordnungsmäßigem Zustande der Leitungsanlage:

$$M_I = M_{b_1} + M_{b_2} = P_{WM} \frac{H}{2} + P_{WJ} \cdot h'_m \text{ kgm}, \quad (241)$$

bei Leiterbruch:

$$M_I = (3 \cdot q \cdot p_{\max} + P_{WJ}) h_m + P_{WM} \frac{H}{2} \text{ kgm}. \quad (242)$$

$$h'_m \cong h_m \text{ gesetzt.}$$

Ist das Widerstandsmoment:

$$W_E = \frac{J}{\frac{d_2}{2}}, \text{ worin } J \text{ das äquatoriale Trägheitsmoment} = \frac{\pi}{64} d_2^4, \quad (243)$$

$$\text{so ist:} \quad M_I = W_E \cdot k_b = \frac{\pi}{32} \cdot d_2^3 \cdot k_b, \quad (244)$$

und daraus die Materialbeanspruchung auf Biegung:

$$k_{bI} = \frac{32 \cdot M_I \cdot 100}{\pi \cdot d_2^3} \text{ kg/cm}^2. \quad (245)$$

Beanspruchung senkrecht zur Leitungsrichtung. Winddruck auf die Leiter z. B. für einen Mast ohne Erdseil usw.:

$$P_{WL} = 2 \Sigma (z \cdot d) \cdot 0,5 \cdot \frac{a}{2} \cdot K_W \text{ kg} \quad (246)$$

$z$  = Anzahl der Leiter eines Querschnittes,  
 $d$  = Durchmesser jedes Leiters, Seiles usw. in m,  
 $a$  = Spannweite in m.

Biegemoment:

$$\begin{aligned} M_{b_s} = [ & z_s \cdot d_s \cdot h_s \\ & + z_1 \cdot d_1 \cdot h_1 \\ & + z_2 \cdot d_2 \cdot h_2 \\ & + z_3 \cdot d_3 \cdot h_3 \\ & + z_T \cdot d_T \cdot h_T \\ & + \text{usw.}] \cdot 0,5 \cdot a \cdot K_W \\ & = S \cdot H \text{ kgm}, \end{aligned} \quad (247)$$

und daraus der Spitzenzug  $S$  (Zug der Biegebungsbeanspruchung bezogen auf die Mastspitze):

$$S = \frac{M_{b_3}}{H} \text{ kg.} \quad (248)$$

Winddruck auf den Mast nach Gl. (238):

$$M_{b_4} = 0,5 \frac{Z_W + d_2}{2} K_W \cdot \frac{H^2}{2}. \quad (249)$$

Die Kopfausrüstung ist hier nicht mehr zu berücksichtigen. Gesamtmoment:

$$M_{II} = M_{b_3} + M_{b_4} = S \cdot H + M_{b_4} \text{ kgm,} \quad (250)$$

und somit die Materialbeanspruchung:

$$k_{bII} = \frac{32 \cdot M_{II} \cdot 100}{\pi \cdot d_2^3} \text{ kg/cm}^2. \quad (251)$$

Sowohl  $k_{bI}$  als auch  $k_{bII}$  sind zu berechnen; in keinem der beiden Fälle darf der zugelassene Wert überschritten werden.

Eingrabungstiefe.

Die Verbandsnormalien 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  $k_E = 2 \text{ kg/cm}^2$  (bei Lehm und Ton  $K_E = 4$  bis  $6 \text{ kg/cm}^2$ ) angenommen werden. Die Druckverteilung entspricht annähernd der in Fig. 297 dargestellten Fläche.

Der Fußdurchmesser des Mastes ist:

$$d_3 = Z + 0,007 (H + H_E) \text{ m} \quad (252)$$

und infolgedessen der Erddruck:

$$K_E = \frac{H_E}{2} \cdot \frac{d_2 + d_3}{2} \cdot k_E, \quad (253)$$

das Moment des Erddruckes:

$$M_E = 2 \frac{H_E}{3} \cdot k_E, \quad (254)$$

und da  $M_I = M_E$  bzw.  $M_{II} = M_E$  sein muß, so folgt die Eingrabungstiefe:

$$H_E = \sqrt[2]{\frac{6 \cdot M_I}{(d_2 + d_3) \cdot K_E}} = \sqrt[2]{\frac{6 \cdot M_{II}}{(d_2 + d_3) \cdot K_E}}. \quad (255)$$



durch den Winddruck auf Mast und Kopfausrüstung:

$$P_{WM} = 2 \cdot 0,5 \cdot \frac{Z + d_2}{2} H \cdot K_W \text{ kg} \quad (256)$$

$$P_{WJ} = F_J \cdot K_W \text{ kg.} \quad (257)$$

Für die Berechnung des Biegemomentes soll angenommen werden, daß der Erdboden nicht standsicher genug sei. Die Masten werden mit einem Querriegel verbunden, der das ganze Biegemoment aufnehmen muß. Dann ist:

$$M_{b_1} = P_{WM} \cdot \left( \frac{H}{2} + H_E - \frac{b}{2} \right) + P_{WJ} \left( h'_m + H_E - \frac{b}{2} \right) \text{ kgm.} \quad (258)$$

Gesamtmoment:

$$M_I = M_{b_1} + M_{b_2} = M_{b_2},$$

Widerstandsmoment:

$$W_A = 2 \cdot \frac{\pi}{32} d_2^3 \text{ cm}^3, \quad (259)$$

Biegungsbeanspruchung an der Erdoberfläche:

$$k_b = \frac{M_I}{W_A} = \frac{16 \cdot M_I \cdot 100}{\pi \cdot d_2^3} \text{ kg/cm}^2. \quad (260)$$

Beanspruchung senkrecht zur Leitungsrichtung.  
Durch den Winddruck auf die Leiter:

$$P_{WL} = 2 \sum (z \cdot d) \cdot 0,5 \frac{a}{2} K_W \text{ kg},$$

$$M_{b_3} = \left[ z_s \cdot d_s \cdot \left( h_s + H_E - \frac{b}{2} \right) + \dots \right] \cdot 0,5 a \cdot K_W \quad (261)$$

$$= S \cdot H \text{ kgm},$$

Spitzenzug:

$$S = \frac{M_{b_3}}{H} \text{ kg}; \quad (262)$$

durch den Winddruck auf den Mast mit Zuschlag von 50 % für den im Windschatten liegenden Mast:

$$P_{WM} = 1,5 \cdot 0,5 \cdot \frac{Z + d_2}{2} H \cdot K_W \text{ kg}, \quad (263)$$

$$M_{b_4} = P_{WM} \cdot \left( \frac{H}{2} + \frac{H_E}{2} \right) \text{ kgm.} \quad (264)$$

Gesamtmoment:

$$M_{II} = M_{b_3} + M_{b_4} = S \cdot H + M_{b_4} \text{ kgm.} \quad (265)$$

Der Mast wird auf Knickung beansprucht, und zwar soll nach S. 367 das erforderliche Trägheitsmoment für den Knickquerschnitt:

$$J_e = 20 \cdot P \cdot \left( H + \frac{H_E}{2} \right) \quad (266)$$

sein, wenn wiederum das Erdreich nicht als sicher genug angenommen wird, d. h. der Mast nicht als völlig fest eingespannt angesehen wird.

Die Stabkraft in den Stangen  $P$  berechnet sich zu:

$$P = \frac{M_{II}}{c} \text{ kg.} \quad (267)$$

( $c$  siehe Fig. 298.)

Mit diesen  $J_e$  ist das tatsächliche Trägheitsmoment zu vergleichen:

$$J_t = \frac{\pi}{64} d_m^4 \text{ cm}^4 \geq J_e, \quad (268)$$

$d_m$  = Durchmesser der Stange in der Mitte der Knicklänge =  $Z + 0,007 \left( H + \frac{H_E}{2} \right)$  m.

Fundamentierung.

Gesamter Erddruck, wenn das größte Biegemoment in  $\frac{H_E}{2}$  angenommen wird:

$$P_E \cong \frac{H_E}{4} \left( n \cdot b + 2 \cdot m \cdot g + 2 d_3 \cdot \frac{H_E}{2} \right) \cdot k_E \quad (269)$$

Moment des Erddruckes:

$$M_E = P_E \cdot 2 \cdot \frac{H_E}{4} = M_I \quad (270)$$

(gegebenenfalls unter Berücksichtigung teilweisen oder allpoligen Leiterbruchs in einem Nachbarfelde).

Daraus die Eingrabungstiefe:

$$H_E = \frac{2 M_I}{P_E} \quad (271)$$

Da  $H_E$  eine quadratische Gleichung ergibt, wird mit einem Schätzwert von 2 m die Gl. 271 geprüft.

### 3. Abspann- und Endmast.

Beanspruchung in der Leitungsrichtung:  
durch den Leiterzug:

$$P_L = z_s \cdot q_s \cdot p_{s \max} + z_L \cdot q_L \cdot p_{L \max} + z_T \cdot q_T \cdot p_{T \max} + \dots \quad (272)$$

$$M_{bI} = z_s \cdot q_s \cdot p_{s \max} \cdot h_s + z_L \cdot q_L \cdot p_{L \max} \cdot h_m + z_T \cdot q_T \cdot p_{T \max} \cdot h_T + \dots, \quad (273)$$

durch den Winddruck auf den Mast:

$$P_{WM} \text{ nach Gl. (238),}$$

auf die Kopfausrüstung:

$$P_{WJ} \text{ nach Gl. (239).}$$

Gesamtmoment:

$$M_I = M_{b_1} + M_{b_2} \text{ kgm; Spitzenzug } S = \frac{M_{b_1}}{H}$$

$$k_b = \frac{M_I}{W_A}.$$

Beanspruchung senkrecht zur Leitungsrichtung durch den Winddruck auf die Leiter:

$$P_{WL} = \Sigma(z \cdot d) 0,5 \cdot \frac{a}{2} K_W \text{ kg,} \quad (274)$$

sonst wie bei den Tragmasten.

Unter Einsetzen der neuen Werte für die Momente wird  $k_b$ ,  $J_e$ ,  $J_t$  gefunden.

#### 4. Eckmast.

Hier ist abweichend nur die Ermittlung der Beanspruchung durch den Leitungszug, für den die Gl. (217) und (219) zu benutzen sind.

#### 5. Kreuzungsmast.<sup>1)</sup>

Da der Leiterzug im Kreuzungsfelde infolge der geringeren Beanspruchung des Leitermaterials und der abweichenden Spannweiten zwischen Kreuzungsfeld und Nachbarfeld gegenüber dem Leitungszuge des Nachbarfeldes verschieden ist, ist je nach Vorschrift die Differenz der Leiterzüge oder der größere Leiterzug zu nehmen.

## 14. Die Kabelleitungen.

**a) Material und Ausführung der Kabel im allgemeinen.** Unter Kabel sollen in diesem Abschnitte diejenigen isolierten Leiter verstanden werden, die zur Fortleitung von Starkstrom im Erdboden oder unter Wasser zur Verlegung kommen.

Als Leitermaterial wird bei Gleichstrom ausschließlich und bei Wechselstrom für Spannungen bis etwa 20 000 Volt ebenfalls fast durchweg Elektrolytkupfer gleicher Beschaffenheit und mit den gleichen Materialkonstanten wie für Freileitungen verwendet und zwar wiederum in Form massiver Drähte oder Seile. Handelt es sich um Kabel für höhere Spannungen als 20 000 Volt, dann muß man, wie die Untersuchungen auf S. 392 zeigen werden, aus rein elektrischen Gründen und zwar hinsichtlich der elektrischen Beanspruchung des Isoliermaterials unter Umständen dazu übergehen, als Material Aluminium zu benutzen.

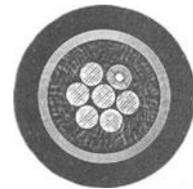


Fig. 299. Gleichstrom-Einleiterkabel mit Prüfdraht.

Für Gleichstrom kommen nur Einleiterkabel, d. h. je ein Kabel für jeden Pol, zur Verlegung. In Fig. 299 ist der Querschnitt eines solchen Kabels dargestellt.

<sup>1)</sup> Siehe Fußnote auf S. 376.

Für Wechselstrom werden entweder ebenfalls Einleiterkabel — allerdings nur für besondere Fälle (siehe S. 387) — oder je nach dem Stromsystem Zwei-, Drei- oder Vierleiterkabel — sog. Mehrleiterkabel — benutzt. Diese Zusammenfassung mehrerer Leiter zu einem Kabel kann in zwei grundsätzlich verschiedenen Arten zur Ausführung kommen, und zwar indem die Leiter konzentrisch zueinander angeordnet und verseilt werden.

Ein konzentrisches Kabel (Fig. 300) wird gebildet aus einem Mittelleiter, um den durch entsprechende Isolationschichten getrennt der zweite und ebenfalls isoliert unter Umständen der dritte Leiter spiralförmig herumgewickelt wird. Diese Kabelform ist heute in der Praxis so gut wie vollständig verlassen worden, weil sie gegenüber den verseilten Mehrleiterkabeln eine ganze Reihe von Nachteilen besitzt, die einmal in fabrikationstechnischen Schwierigkeiten liegen, hauptsächlich aber in den elektrischen Verhältnissen ihre Ursache haben.

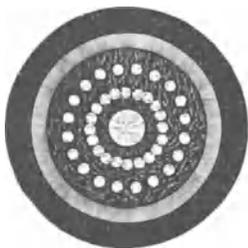


Fig. 300. Konzentrisches Drehstromkabel (Type KA).



Fig. 301. Verseiltes Drehstromkabel (Type KA).

Ohne auf längere theoretische Erörterungen einzugehen, sei nur erwähnt, daß z. B. bei einem Drehstromkabel die Kapazitäten der drei Leiter verschiedene Werte besitzen. Dadurch treten Unsymmetrien der Spannungen gegen Erde ein. Auch die Ladeströme sind voneinander abweichend, so daß unter Umständen kein einwandfreier Betrieb von Motoren und namentlich von Zählern erreichbar ist.

Bei den verseilten Kabeln (Fig. 301), die heute bei weitem bevorzugt werden, wird jeder Leiter für sich der Spannung entsprechend isoliert, und alle Leiter werden dann miteinander verseilt, sowie nochmals gemeinsam mit Isolationsmaterial umkleidet. Die Zwischenräume zwischen den einzelnen Leitern werden bei guten Kabeln mit Einlaufäden aus Jute ausgefüllt, wodurch das ganze Kabel größere Haltbarkeit und eine vollkommen zylindrische Außengestalt erhält.

Da nun die Kabel naturgemäß gegen die Umgebung sehr gut isoliert, dauerhaft und je nach der Verlegungsart auch gegen mechanische Beschädigungen zuverlässig geschützt sein müssen, unterscheidet man folgende typischen Formen, die der V. D. E. in seine Normalien aufgenommen hat:

- Blanke Bleikabel (Type KB),
- Asphalтиerte Bleikabel (Type KA),
- Armierte asphalтиerte Bleikabel (Type KBA).

Die Bezeichnung „Bleikabel“ soll nur zum Ausdrucke bringen, daß der oder die an sich der Spannung entsprechend isolierten Leiter aus Kupfer oder Aluminium zum äußeren Schutze mit einen den drei genannten Formen entsprechenden Bleimantel umgeben sind.

Die Isolierschicht, die heute fast durchweg aus mit Masse getränktem Papier besteht, richtet sich in ihrer Stärke nach der Höhe der Spannung, mit welcher das Kabel betrieben werden soll. Papier — natürlich besonderer Beschaffenheit — besitzt sehr hohe elektrische Festigkeit, große Dauerhaftigkeit, geringe Kapazität, nimmt aber begierig Wasser auf und muß daher wie gesagt mit Isoliermasse behandelt und gegen Feuchtigkeit durch einen Bleimantel geschützt werden.

Erwähnt sei an dieser Stelle, daß die Ein- und Mehrleiterkabel auf Wunsch auch eingelegte, isolierte, dünne Kupferdrähte erhalten können, die als sog. „Prüfdrähte“ z. B. als Meßleitung für Spannungsmessungen, Relaisbetätigungen u. dgl. benutzt werden (Fig. 299, 302, 307, 308). Bei Spannungen über etwa 15 000 Volt verwendet man diese Prüfdrähte indessen nicht mehr. Für Betriebsfernprechanlagen können die Meßdrähte in Wechselstrombetrieben ebenfalls nicht benutzt werden, weil infolge der Einwirkungen der Selbstinduktion und Kapazität der Hauptleitungen ein sicherer und stets gefahrloser Fernsprechbetrieb nicht immer gewährleistet werden kann. Es müssen vielmehr getrennte Kabel verlegt werden.

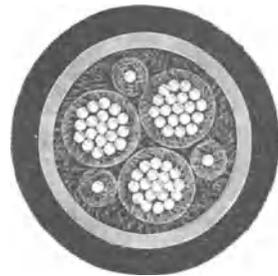


Fig. 302. Verseiltes Drehstromkabel mit 3 Prüfdrähten (Type *KB*).

**b) Die blanken Bleikabel.** Bei dieser Kabelform (Fig. 302) wird die äußere Hülle durch einen umpreßten Bleimantel gebildet, der aus einer nahtlosen, gleichmäßig starken, wasserdichten Bleischicht besteht. Das Blei muß vollständig frei von Unreinlichkeiten sein, da Beimengungen wie Eisen, Antimon, Schwefel, Zink, Arsen, Silber und Zinn Stellen im Bleimantel ergeben, die leicht aufbrechen, und dann durch die an diesen Stellen eindringende Feuchtigkeit Betriebsstörungen infolge von Kurz- und Erdschlüssen verursacht werden können. Kabel dieser Art sind nur in besonderen Fällen z. B. als Maschinenkabel im Kraftwerke, Anschlußkabel in elektrochemischen Anlagen verwendbar einmal, weil sie bei der Verlegung sehr sorgfältig behandelt werden müssen, um jede Verletzung des Bleimantels zu vermeiden, und ferner weil der Bleimantel durch chemische und elektrolytische Vorgänge, sowie durch Erdströme angegriffen wird. Auch durch das im Erdreich befindliche oder eindringende Wasser kann, wenn dasselbe Chlor oder schwefel- und stickstoffhaltige Salze enthält, der Bleimantel zerstört werden. Soll daher ein solches Kabel für Kraftübertragungszwecke als Erdkabel zur Benutzung kommen, dann muß dasselbe mit besonderen Schutzvorrichtungen umgeben werden, die dasselbe

vom Erdboden vollständig sicher trennen. Als solche Schutzmittel werden Kästen mit abnehmbaren Deckeln oder Rohre aus Ton, Zement oder Eisen benutzt, die aber nicht besonders billig zu beschaffen und zu montieren sind. Die Länge solcher Kabelschutzkästen (Fig. 303 und 304) beträgt in der Regel kaum  $\frac{1}{2}$  m. Es kommen infolgedessen bei längeren Strecken sehr viel Stoßstellen vor, die sämtlich auf das sorgfältigste abgedichtet (vergossen oder bei Eisen entsprechend zusammengepreßt) werden müssen, damit auch an diesen Stellen jedes Eindringen von Feuchtigkeit sicher verhütet wird. Kommen Kästen mit Deckel zur Verwendung, so bezieht sich das Abdichten naturgemäß auch auf die Stoßfugen zwischen Kasten und Deckel.

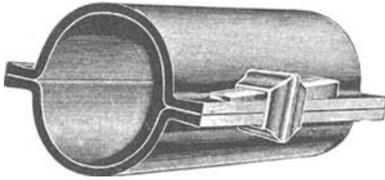


Fig. 303. Eisernes Kabelschutzrohr mit Klemmverbinding durch Bügel und Keil.

Diese Kabelschutzkästen haben ferner noch die Aufgabe, die Kabel vor Beschädigungen durch Spitzhacke, Schaufel, Steine usw. beim Zuwerfen bzw. späteren

Aufbrechen eines Kabelkanals (für Untersuchungs- und Instandsetzungszwecke u. dgl.) zu schützen. Eiserne Schutzkästen und Rohre sind für Starkstromkabel nicht brauchbar, da bei Beschädigungen am Kabel das Blei mit dem Eisen unter Umständen zusammenschmilzt, und die Ausbesserungsarbeiten dadurch außerordentlich erschwert werden.

Werden geschlossene Zement- oder Tonrohre verwendet, in die erst nach vollständiger Fertigstellung der durch sie gebildeten Kabelkanäle die Kabel nachträglich eingezogen werden, wie es in Deutsch-

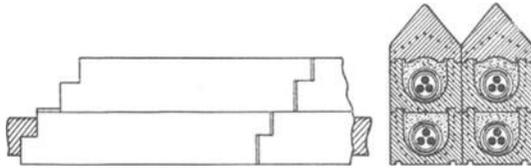


Fig. 304. Kabelschutzkästen aus Eisenbeton mit Deckel.

land bei den Reichsfernsprech- und Telegraphenleitungen in großen Städten der Fall ist, dann können nur Bleikabel benutzt werden, da sich die nunmehr zu besprechenden asphaltierten Bleikabel, die über dem Bleimantel noch eine Lage Jute oder dgl. erhalten, beim Einziehen verstopfen, also nicht sicher verlegt werden können. Bei solcher Rohranlagen müssen dann Einsteigschächte eingebaut werden, die die Anlagen noch weiter verteuern. Schließlich ist bei allen derartigen Kabelschutzkästen darauf zu achten, daß etwa eingedrungenes Wasser abfließen kann, da anderenfalls beim Vorhandensein von Erdströmen das Wasser an der Stromaustrittsstelle zersetzt, reiner Sauerstoff gebildet und der Bleimantel angegriffen wird.

c) Die asphaltierten Bleikabel (Fig. 301). Diese Form von Bleikabeln erhält noch eine äußere Hülle, die zum Schutze des Bleimantels gegen chemische und mechanische Beschädigungen dient. Besonders um chemische Einflüsse auf den Bleimantel nach Möglichkeit fernzuhalten, umgeben z. B. die Siemens-Schuckert-Werke zunächst den Bleimantel mit einer zwischen zwei heiß aufgetragenen neutralen Kompositionsschichten lagernden, besonders für diesen Zweck geeigneten Papierschicht und alsdann mit einer asphaltierten Juteschicht.

Aber auch diese Kabel werden vorteilhaft noch in besondere Schutzkästen gebettet oder zum mindesten mit einer Schicht Ziegelsteine im Kanal abgedeckt, um mechanische Beschädigungen fernzuhalten.

Die Ansicht, daß asphaltierte Bleikabel nicht zur Verlegung auf große Strecken im Erdboden geeignet wären, weil bei der Montage trotz ständiger Aufsicht nicht so sorgfältig verfahren werden könnte, daß Beschädigungen der Isolation sicher vermieden würden, ist im allgemeinen nicht zutreffend, wie die Kabelanlage der elektrisch eingerichteten Versuchsstrecke der Dessau-Bitterfelder Bahn seinerzeit bewiesen hat<sup>1)</sup>. Es waren dort auf eine Länge von 4,3 km asphaltierte Einleiter-Bleikabeln von 100 mm<sup>2</sup> Leiterquerschnitt für 60 000 Volt Einphasenstrom von den Siemens-Schuckert-Werken und den Felten-Guillaume-Werken verwendet worden. Der Kabelkanal befand sich

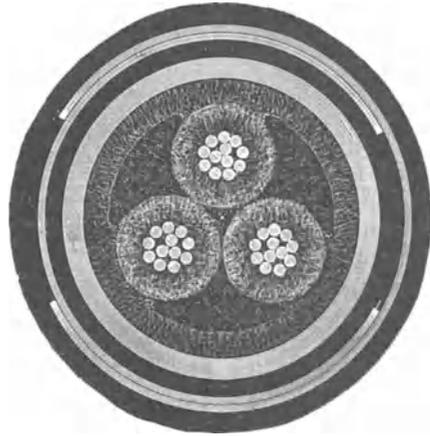


Fig. 305. Armirtes, asphaltiertes Drehstromkabel (Type KBA).

unmittelbar neben der Bahnstrecke, und das Ausrollen bzw. Einziehen der Kabel in den Kanal konnte in einfachster Weise vorgenommen werden. Wenn es sich dagegen um Überlandstrecken handelt, ist das Auslegen solcher Kabel nur mit allergrößter Vorsicht und Sorgfalt auszuführen. Darauf ist bei der Ermittlung der Montagekosten besonders zu achten.

d) Die armierten asphaltierten Bleikabel. Um die Kabel schließlich auch gegen äußere mechanische Beschädigungen wirksam zu schützen, umgibt man sie noch mit einer Armatur aus doppeltem Bandeisen, dessen Stärke sich nach dem Durchmesser des Kabels richtet (Fig. 305). Beide Eisenbänder werden in der Regel mit gleichem Drall in offenen Spiralen und derart um das Kabel gewickelt,

<sup>1)</sup> Dr. Leon Lichtenstein: Die Hochspannungskabel der Wechselstrom-Bahnanlage Dessau-Bitterfeld. Verlegung, Betrieb und Versuche. E. T. Z. 1913, Heft 1, S. 3.

daß die obere die offenen Zwischenräume der unteren Bandeisenspirale deckt. Auf diese Weise wird einerseits ein wirksamer Schutz erzielt, andererseits aber die erforderliche Biegsamkeit des Kabels nicht beeinträchtigt. Um die Eisenbänder vor Rost zu schützen, erhält die Bandeisenspirale wiederum eine Bekleidung aus asphaltierter Jute.

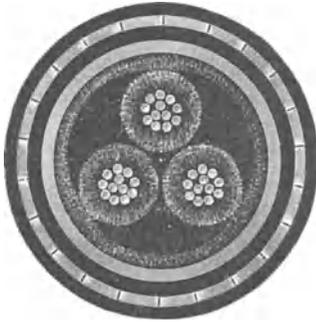


Fig. 306. Drehstrom-Schachtkabel.

Eine Eisenarmierung müssen die Kabel ebenfalls dann erhalten, wenn sie in Grubenschächten (Schachtkabel) und zur Durchquerung von Flüssen (Flußkabel) benutzt werden sollen.

Die Konstruktion der Schachtkabel (Fig. 306) unterscheidet sich von der des bisher beschriebenen Kabels nur dadurch, daß an Stelle der Bandeisenspirale eine solche aus verzinktem Rund- oder Profileisendrähten tritt, um die starke Beanspruchung auf Zug ohne Schaden für das Kabel aufnehmen zu können. Eine nach Fig. 305 ge-

wickelte Bandeisenspirale darf unter keinen Umständen auf Zug beansprucht werden, da die Bandeisenspiralen sich verziehen und die Isolation des Kabels beschädigen würden. Über der Rund- oder Profildrahtbewehrung wird wiederum ein asphaltierter Juteüberzug angebracht, um sie möglichst vor Rost zu bewahren. Bei Grubenkabeln, die in Gruben mit säurehaltigen oder sonst die Armatur gefährdenden Wässern verlegt werden sollen, wird zwischen Armatur und asphaltierter Jute eine zwischen zwei neutralen Kompositionsschichten lagernde, besonders für diesen Zweck geeignete Papierschiicht angebracht.

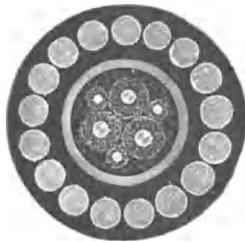


Fig. 307. Leichtes Drehstrom-Flußkabel mit Prüfdrähten.

Hinsichtlich der Flußkabel unterscheidet man im allgemeinen zwischen zwei Ausführungsarten und zwar einer leichten und einer besonders schweren. Die Konstruktion der leichten Flußkabel (Fig. 307) ist bis auf die Armatur dieselbe wie die der Schachtkabel. Sie erhalten aber als Schutz gegen etwa durch schleppende Anker verursachte

Zugbeanspruchungen eine entsprechend stärkere Armatur aus verzinkten Rund- oder Profileisendrähten. Diese Kabel müssen stets eingebaggert werden.

Die schweren Flußkabel (Fig. 308) haben außer der Bandeisenspirale noch eine zweite Armatur aus verzinkten starken Rund- oder Profileisendrähten. Diese doppelte Armatur soll einen möglichst wirksamen Schutz gegen mechanische Beschädigungen bieten, die obere Drahtarmatur außerdem noch Sicherheit gegen Zugbeanspruchung. Bei denjenigen Flußkabeln, die infolge Hochwassers, Strömung usw. auch

Zug aushalten müssen, ist daher die Drahtarmatur an den Ufern sicher zu verankern. Derartige schwere Flußkabel sind also besonders vorteilhaft zu wählen, wenn Schiffsverkehr vorhanden ist und Beschädigungen durch Stoßhaken, Schleppanker usw. zu befürchten sind. Es empfiehlt sich aber der Sicherheit halber, auch diese Kabel einzubaggern.

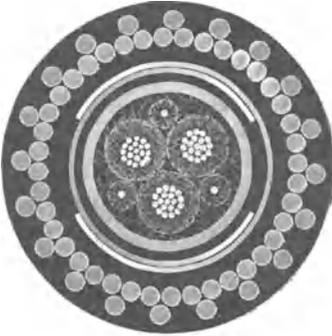


Fig. 308. Schweres Drehstrom-Flußkabel mit Prüfdrähten.

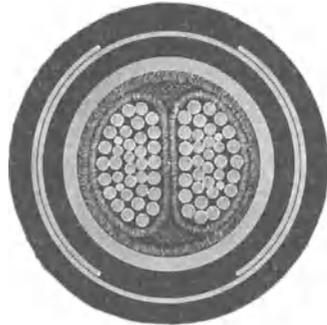


Fig. 309. Zweileiter-Segmentkabel.

Die eisenarmierten Kabel sind in Gleichstromanlagen als Einleiterkabel benutzbar, in Wechselstromanlagen dagegen nur dann, wenn sie alle Phasen des Systems gleichzeitig umfassen, also bei Einphasenstrom zweifach, bei Drehstrom dreifach verseilt sind, denn bei Einleiterkabeln mit Eisenarmatur würde infolge der Verluste durch magnetische Hysteresis und von Wirbelströmen in der Armatur eine so hohe Erwärmung eintreten, daß die Isolation gefährdet, ein Betrieb unter Umständen ganz unmöglich werden würde. Auch sei schon hier darauf aufmerksam gemacht, daß, wie auf S. 397 noch ausführlicher angegeben werden wird, eisenarmierte Mehrleiterkabel für sehr hohe Spannungen über 35 000 Volt und selbst bei Frequenzen bis herunter zu etwa 15 Perioden nicht mehr benutzbar sind, weil diese ständigen Verluste die Wirtschaftlichkeit des Betriebes zu ungünstig beeinflussen.

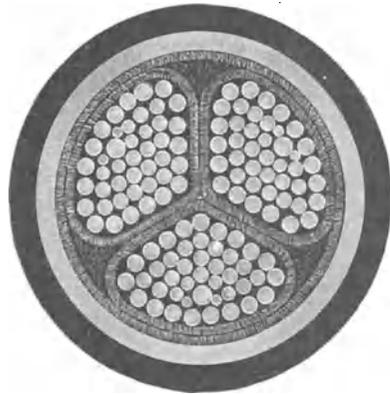


Fig. 310. Drehstrom-Sektorkabel.

e) Die Querschnittsform der Leiter. Bei verseilten Kabeln werden die Leiter entweder in Segment-, Sektor- oder runder Form ausgeführt. Die Segmentform kommt bei Zweileiter, die Sektorform bei Dreileiter-

kabeln zur Anwendung, während die runde Form allgemein benutzbar ist.

Der segment- und sektorförmige Querschnitt gestattet durch die eigenartige Form und Anordnung der Leiter (Fig. 309 und 310) eine bessere Raumaussnutzung, so daß bei gleicher Isolationsstärke wie bei Kabeln mit rundem Leiterquerschnitt diese Kabelausführung einen geringeren äußeren Durchmesser und leichteres Gewicht aufweist. Es kann infolgedessen an Transport- und Verlegungskosten gespart werden und das um so mehr, je größer das Verhältnis des Kupfergewichtes zum Gewichte der Isoliermassen, also je kleiner die Betriebsspannung ist. Zum Teil wird dieser Vorteil aber auch schon bei geringeren Spannungen dadurch ausgeglichen, daß erstlich der Herstellungspreis bei Querschnitten bis etwa  $75 \text{ mm}^2$  etwas höher ist als der für runde Leiterquerschnitte und zweitens die Biegsamkeit geringer ausfällt. Besonders der letztere Umstand ist für die Montage wohl zu beachten. In Tab. XXXIX sind vergleichsweise die ungefähren Kosten für sektorförmigen und runden Querschnitt der Leiter zusammengestellt.

**Tabelle XXXIX.**

Betriebsspannung Volt	Querschnitt mm <sup>2</sup>	Armierter asphaltierter Bleikabel	
		Runde Leiterform M. <sup>1)</sup>	Sektorform M. <sup>1)</sup>
700 ÷ 1000	3 × 25	100	103
700 ÷ 1000	3 × 35	100	99
3000	3 × 25	100	116
3000	3 × 35	100	108
6000	3 × 25	100	148
6000	3 × 35	100	130

Ein weiterer Nachteil dieser Leiterformen liegt darin, daß die Kapazität größer ist als bei rundem Leiterquerschnitt. Auch die elektrische Beanspruchung des Isoliermaterials ist unter gleichen Voraussetzungen ganz wesentlich höher als bei den Kabeln mit rundem Querschnitt. Nach den in Fig. 311 und 312 abgebildeten Kraftlinienfeldern ist bei höheren Spannungen infolge der eckigen Form mit Spitzenentladungen (u. U. sogar Glimmentladungen) zu rechnen, die bekanntlich um so kräftiger auftreten, je kleineren Krümmungsradius die Leiteroberfläche besitzt. Zu den runden Leiterquerschnitten ist nichts Besonderes mehr zu erwähnen.

f) Die Berechnung des Leiterquerschnittes für eine bestimmte zu übertragende Leistung ist bereits auf S. 149 angegeben worden. Sie unterscheidet sich nicht gegenüber derjenigen für Freileitungen. Nur soll auch hier nochmals darauf hingewiesen werden, daß die Quer-

<sup>1)</sup> Die Preiszahlen gelten für Vorkriegszeit. Sie sollen nur Vergleiche ermöglichen.

schnittsbelastung (Stromdichte) nicht zu hoch gewählt werden darf, da die im Erdboden verlegten Kabel hinsichtlich der Abkühlung naturgemäß unter anderen Verhältnissen arbeiten als die Freileitungen, und bei zu hoher Leitererwärmung die Isolation frühzeitiger zerstört wird. Der V. D. E. hat Belastungstabellen für Ein- und Mehrleiterkabel aufgestellt, die diesen Umstand berücksichtigen und im 1. Kap. angegeben waren. Auf die anderen bei Kabelleitungen anzustellenden rechnerischen Untersuchungen wird weiter unter ausführlicher eingegangen.

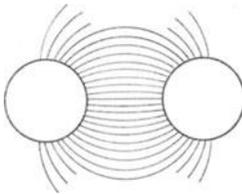


Fig. 311. Isolationsbeanspruchung bei runden Leiterquerschnitten.

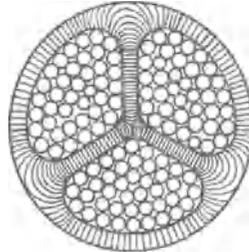


Fig. 312. Isolationsbeanspruchung beim Sektorkabel.

## 15. Hochspannungskabel für große Kraftübertragungsanlagen.

Kabel an Stelle von Freileitungen sind für ausgedehnte Hochspannungs-Kraftübertragungsanlagen, also abgesehen von Städtetzen, mit verschwindend geringen Ausnahmen in größerem Umfange bisher nicht verwendet worden<sup>1)</sup>. Das hat seinen Grund zunächst darin, daß man lange Zeit nicht in der Lage war, dauerhafte und betriebssichere Kabel für Spannungen über 30 000 Volt sowohl als Ein- wie auch als Mehrleiterkabel herzustellen. Diese Schwierigkeiten sind inzwischen bis zu einem gewissen Grade überwunden worden, denn es sind heute Systeme von Einleiterkabeln für 50 000 Volt Drehstrom bereits im Betriebe. Ob über diese Spannung aber noch wesentlich hinausgegangen werden kann, erscheint zurzeit sehr fraglich und das in der Hauptsache deswegen, weil die Betriebsverhältnisse elektrischer und wirtschaftlicher Natur, wie im folgenden an einem Beispiele gezeigt werden wird, eine Grenze ziehen, die zu überschreiten die heutigen Betriebsmittel nicht zulassen. Die vorläufige Grenze bei verseilten Mehrfachkabeln liegt bei 35 000 Volt und bei 50 000 Volt in der Ausführung als Einleitersysteme<sup>2)</sup>.

<sup>1)</sup> Zur Versorgung der Stadt Trier vom Drohn-Wasserkraftwerke aus wurde die Drehstrom-Hochspannungsleitung bei einer Länge von 23,5 km und einer Spannung von 25 000 Volt als Kabelleitung ausgeführt. Das wurde als notwendig erachtet, um die beoeutenden Stromabnehmer in Trier (große Fabriken, Werkstätten, Straßenbeleuchtung, Straßenbahn usw.) von jeder Störung in einer Freileitungsanlage unabhängig zu machen. Siehe: H. Hennig: Die Elektrizitätswerke der Stadt Trier; Bau und Entwicklungsgeschichte 1902—1913.

<sup>2)</sup> Leon Lichtenstein: Über einige neuere Versuche und Erfahrungen mit Hochspannungskabeln. Druckschrift der Siemens-Schuckert Werke.

Die Prüfung der Frage, ob für eine bestimmte Hochspannungskraftübertragungsanlage Kabel oder Freileitung vorteilhafter ist, hat sich auf folgende Gesichtspunkte zu erstrecken, die zunächst in allgemeinerer Form und dann eingehender an Hand des bereits erwähnten Beispielles besprochen werden sollen. Es sind das:

- a) die Anlagekosten;
- b) die jährlichen Kosten für Aufsicht und Instandhaltung;
- c) die Betriebssicherheit;
- d) der Wirkungsgrad der Leitungsanlage.

a) **Die Anlagekosten.** Kabelanlagen können, namentlich wenn es sich um höhere Spannungen, große Entfernungen und schwieriges Gelände handelt, selbst mit den sorgfältigsten gebauten Freileitungen hinsichtlich der Erstellungskosten nicht in Wettbewerb treten. Das liegt erstlich an dem hohen Preise der Kabel selbst und ferner an den außerordentlich hohen Kosten für die Herstellung der Kabelgräben, für den Transport und die Verlegung der Kabel, also für die Montage. Selbst unter der Voraussetzung ganz geringer Stromerzeugungskosten wäre ein wirtschaftlicher Betrieb unter voller Berücksichtigung der Verzinsungs- und Abschreibungsquoten nicht zu erreichen. Es muß daher von vornherein ein Vergleich der Anlagekosten zwischen Kabel und Freileitung ausscheiden, da es sich sonst der Mühe überhaupt nicht lohnt, das Projekt für eine größere Hochspannungskraftübertragung nach dieser Richtung durchzuarbeiten. Maßgebend allein für die Ausführung einer Kabelanlage können nur die unter b) bis d) genannten Gesichtspunkte sein.

Einen Vergleich der Anlagekosten vielleicht dadurch ermöglichen zu wollen, daß man die Zahl der Reserveleitungen in Rücksicht zieht und zwar insofern, als man bei einer Kabelanlage mit Einfachkabeln (die für Hochspannung über 35000 Volt auch bei Drehstrom abschließlich verlegt werden müßten) nur ein solches zur Reserve benutzt, bietet ebenfalls kaum Aussicht auf Erfolg, denn es hindert nichts, diese Ausführung nur einer Reserveleitung auch bei Freileitung zu wählen. Wenn Eisenmasten oder Gittertürme beim Bau letzterer verwendet werden, ist ein Mastbruch kaum zu fürchten und dann die Stromunterbrechung durch einen Leiter- oder Isolatorbruch in der Mehrzahl der Fälle wohl in ebenso kurzer Zeit zu beheben wie eine Störung bei einer Kabelanlage.

b) **Die jährlichen Kosten für Aufsicht und Instandhaltung** können im allgemeinen bei Kabel wohl geringer veranschlagt werden als bei Freileitung, sobald es sich um verhältnismäßig günstiges Gelände handelt. Wohl zu berücksichtigen ist hierbei aber, daß bei der Herstellung der Kabelverbindungsmuffen und -endverschlüsse die allergrößte Sorgfalt angewendet werden muß, zumal die Fabrikationslängen der Kabel selten über 500 bis höchstens 1000 m gehen, also bei Drehstromanlagen und z. B. 750 m Kabellänge unter Verwendung von Einfachkabeln bei 30 km Leitungslänge 120 Verbindungsmuffen eingebaut werden müssen. Hier einen Vergleich mit den Freileitungs-

isolatoren anstellen zu wollen, ist insofern nicht gut am Platze, weil Beschädigungen an Isolatoren jedenfalls schneller auffindbar und zu beseitigen sind, als Muffen- oder Kabeldefekte.

Besondere Hilfsmittel wie z. B. die Bezeichnung der Muffenlage durch Steine längs der Kabelstrecke, ähnlich wie die Kilometersteine und die Verlegung der Verbindungs- bzw. Abzweigmuffen außerhalb des Erdbodens in kleine Häuschen können natürlich von großem Nutzen sein. Die letztere Maßnahme namentlich bietet große Vorteile, z. B. wenn im Winter bei gefrorenem Boden Untersuchungen an den Muffen vorgenommen werden müssen, ist aber in größerem Umfange bisher nicht angewendet worden.

c) **Die Betriebssicherheit.** Dieser Punkt zusammen mit dem Wirkungsgrade der Leitungsanlage ist in der Hauptsache auf die Wahl der Ausführungsform bestimmend. Nur dort, wo unbedingte, von allen äußeren Einflüssen unabhängige Betriebssicherheit gewährleistet werden muß, sind Kabelanlagen das Gegebene. Derartige Verhältnisse liegen eigentlich nur in zwei Fällen vor und zwar erstens, wenn ein großes, dicht besetztes Industriegebiet durch die Ausnutzung in der Nähe befindlicher, leicht faßbarer Wasserkräfte billige Stromlieferung ermöglichen kann, und zweitens bei der Elektrisierung von Staatseisenbahnen. Sturm, Gewitter und leichtfertige Beschädigung der Leitungsanlagen durch Menschenhand haben auf die Betriebssicherheit bei Kabel keinen Einfluß. Drehstromkabelanlagen für 25000 Volt sind z. B. seit 1912 anstandslos im Betriebe.

d) **Vergleichsrechnung für eine Freileitungs- und Kabelanlage und weitere Angaben allgemeiner Art.** Nach diesen Betrachtungen über die Verwendung von Kabeln für Hochspannungs-Kraftübertragungsanlagen soll nunmehr an einem Beispiele gezeigt werden, wie sich die elektrischen Verhältnisse vergleichsweise bei Freileitung und Kabel gestalten, und wie insbesondere der Wirkungsgrad der Leitungsanlage ausfällt. Der Vollständigkeit wegen wurden der Berechnung einmal ein Dreifach- und das zweitemal drei Einfachkabel, sowie ferner für alle drei Leitungsformen zwei Frequenzen ( $\nu = 50$  und  $\nu = 15$ ) zugrunde gelegt.

Zu den am Kopf der Tab. XL zusammengestellten Daten 1 : 10 ist nichts zu bemerken. Es sind das die Zahlen, die aus der Anlage an sich gegeben sind.

Leiterausführung (Pos. 11). Bei der Freileitung soll Hartkopperseil verwendet werden.

Die Kabel sind in der Ausführung als blanke Bleikabel vorausgesetzt. Ihre Verlegung kann nach S. 382 nur in besonderen Kabelschutzkästen erfolgen. Die charakteristischen Daten (Kapazität, elektrische Verluste usw.) sind der Arbeit von Hochstädter<sup>1)</sup> entnommen.

---

<sup>1)</sup> M. Hochstädter: Die dielektrischen Eigenschaften moderner Hochspannungskabel mit Rücksicht auf die Verwendung von Kabeln für Spannungen über 20000 Volt. E. T. Z. 1910.

Leiterverlegung und besondere Daten der Kabel (Pos. 12). Für die Freileitung ist die als günstigste Phasenlage bezeichnete Dreiecksanordnung zugrunde gelegt. Von der Benutzung eines Erdungsseiles ist Abstand genommen worden, um das Beispiel nicht zu unübersichtlich zu gestalten.

Das Dreifach- und die drei Einfachkabel sind selbstverständlich elektrisch ziemlich gleichwertig gestaltet worden. Bei ihrer allgemeinen Beurteilung ist zu beachten, daß das Dreifachkabel größere Sicherheit gegen Erde, die drei Einfachkabel dagegen zwischen den Leitern besitzen. Das Isolationsmaterial wird bei letzteren schlechter ausgenutzt als bei dem Dreifachkabel, und der Preis der drei Einfachkabel ist zusammen mit den Verlegungskosten höher als derjenige bei dem Dreifachkabel. Ferner besteht beim Dreifachkabel die Schwierigkeit

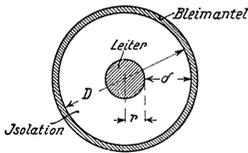


Fig. 313. Beanspruchung der Kabelisolation.

der Herstellung der Verbindungs-, Abzweig- und Endmuffen und die Notwendigkeit, ein Dreifachkabel als Reserve anordnen zu müssen. Diese beiden letzten Umstände zusammen mit den günstigeren Werten für Kapazität und elektrische Verluste (siehe weiter unten) werden bei Anlagen der hier betrachteten Art den Ausschlag wohl stets zugunsten der drei Einleiterkabel geben.

Hinsichtlich der Isolationsstärke der Kabel sollen noch einige Bemerkungen eingeflochten werden, die auch für den projektierenden Ingenieur von besonderer Wichtigkeit sind. Dazu ist es notwendig, etwas auf die Theorie der Kabel einzugehen.

Von O'Gorman<sup>1)</sup> ist nachgewiesen worden, daß bei gleicher Betriebssicherheit mit zunehmendem Leiterdurchmesser, also mit wachsendem Querschnitte die Dicke der Isolationschicht abnehmen muß, und zwar auf Grund folgender Überlegungen:

Nach S. 142 war der Spannungsgradient für einen Leiter in Luft:

$$e = \frac{E_p}{2,3 \cdot r \cdot \log \frac{a}{r}}$$

Diese Gleichung ist auch für Einleiterkabel ohne weiteres anwendbar, um die elektrische Beanspruchung des Isolationsmaterials zu ermitteln. Bezeichnet (Fig. 313):

$E_p$ die Spannung gegen Erde in Volt,	}	in mm,
$r$ den Halbmesser des Leiters,		
$\delta$ die Stärke des Dielektrikums, also		
$r + \delta$ den inneren Radius des Bleimantels		

<sup>1)</sup> E. T. Z. 1901, S. 485 und R. Apt: Hochspannungskabel und Hochspannungskraftübertragung. E. T. Z. 1908, Heft 8 und 9.

so ist der Spannungsgradient am Leiterumfang:

$$e = \frac{E_p}{2,3 \cdot r \cdot \log \frac{r + \delta}{r}} \text{ Volt}_{\text{eff}/\text{min.}}, \quad (275)$$

und  $e$  also ein Maß für die im Abstände  $r$  vom Mittelpunkte des Leiters vorhandene spezifische Beanspruchung des Dielektrikums. Schreibt man Gl. (275) in der Form:

$$\log(r + \delta) = \frac{E_p}{2,3 \cdot r \cdot e} + \log r,$$

so kann man aus derselben die spezifische Beanspruchung nach den bei den Angeboten zumeist angegebenen Werten ermitteln und für verschiedene Kabel vergleichen. Ist ferner die Durchschlagfestigkeit des Isoliermaterials (spezifische Durchschlagsspannung  $e_d$ )

bekannt, so gibt das Verhältnis  $\frac{e_d}{e} = \varepsilon$  den Sicherheitsfaktor des Kabels an.

Aus Gl. (275) folgt, daß der Spannungsgradient von dem Leiterdurchmesser abhängt. Ein charakteristisches Beispiel hierfür ist das schon mehrfach erwähnte Speisekabel der Dessau-Bitterfelder Bahn, das in Fig. 314 im Querschnitt abgebildet ist. Der Leiter 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 Fig. 314 eingetragenen Werten ergibt sich der Spannungsgradient zu:

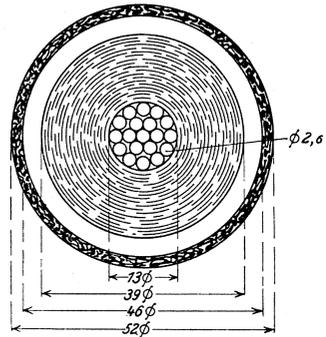


Fig. 314. Kabel der Dessau-Bitterfelder Anlage für 60 000 Volt.

$$e = \frac{30000}{2,3 \cdot 6,5 \log \frac{6,5 + 13}{6,5}} \cong 4200 \text{ Volt}_{\text{eff}/\text{min.}}$$

Hätte man ein Kupferseil gewählt, dessen Durchmesser unter der Voraussetzung gleicher Leitfähigkeit und mit Berücksichtigung der Vergrößerung infolge des Füllfaktors nur 9,5 mm betragen würde, so wäre bei gleicher Isolationsstärke von  $\delta = 13 \text{ mm}$  der Spannungsgradient:

$$e = \frac{30000}{2,3 \cdot 4,75 \log \frac{4,75 + 13}{4,75}} \cong 4790 \text{ Volt}_{\text{eff}/\text{min.}},$$

also um rund 14% größer. Natürlich kann man auf verschiedene Weise die kleinere elektrische Beanspruchung des Isolationsmaterials erhalten und zwar entweder durch Verstärkung der Isolationschicht oder durch

Herstellung des Kupferseiles mit einer entsprechend starken Hanfseele. Im ersteren Falle würde aber das Kabel nicht nur teurer, sondern auch im Gesamtaußendurchmesser größer werden, was folgende kleine Rechnung zeigt:

$$e_1 = \frac{30000}{2,3 \cdot 4,75 \log \frac{4,75 + \delta_1}{4,75}} = 4200,$$

$$\delta_1 = 16,7 \text{ mm,}$$

bzw. bei der gleichen Stärke des Bleimantels und der über diesem befindlichen Jutebekleidung der äußere Kabeldurchmesser  $\cong 56 \text{ mm}$ .

Isolationsstärke  $\delta$

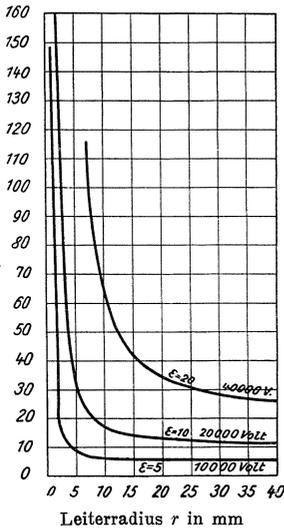


Fig. 315. Isolationsstärke in Abhängigkeit vom Leiterradius für verschiedene Werte von  $\epsilon$ .

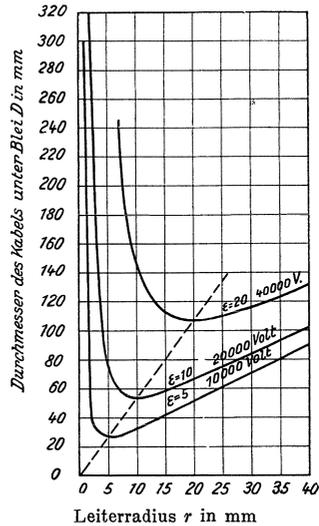


Fig. 316. Kabeldurchmesser in Abhängigkeit vom Leiterradius für verschiedene Werte von  $\epsilon$ .

Der zweite Fall würde fabrikationstechnisch wohl keine Schwierigkeiten bieten, aber immerhin die Unsicherheit in sich schließen, daß das Kabel mit der Zeit an innerer Festigkeit verlieren könnte, was bei so hohen Spannungen nicht gerade vorteilhaft ist.

Aus diesem Beispiel ist demnach unschwer zu erkennen, daß infolge der günstigeren Spannungsverteilung die Isolationsstärken mit zunehmendem Leiterdurchmesser abnehmen. Es liegt also im Interesse der Betriebssicherheit einerseits und der Kosten für die Kabelherstellung, den Transport und die Verlegung andererseits, den Leiterdurchmesser groß zu wählen. Der projektierende Ingenieur wird sich also zunächst über diese Verhältnisse Klarheit zu verschaffen haben, ehe er an die eigentliche Querschnittsberechnung mit Rücksicht auf den Spannungs-

oder Leistungsverlust herantritt. Humann<sup>1)</sup> hat für  $e = 2000$  und die Betriebsspannungen  $E = 10000, 20000$  und  $40000$  Volt die Größen für  $\delta$  und den äußeren Kabeldurchmesser  $D$  unter dem Bleimantel für verschiedene Leiterradien  $r$  berechnet, die in der Tab. XXXXI und den Kennlinien Fig. 315 und 316 zusammengestellt sind.

Tabelle XXXXI.

Leiterradius $r$ in mm	Isolationsdicke $\delta$ 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	28,6	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

Aus Fig. 315 (Kabeldurchmesser in Abhängigkeit vom Leiterradius) erkennt man, daß für die angenommenen Werte von  $\epsilon$  zu jedem Verhältnis von Betriebsspannung zur spez. Belastung  $\epsilon = \frac{E_p}{e}$  ein Leiter-

radius gehört, der einen geringsten Kabeldurchmesser ergibt. Diese charakteristischen Punkte sind in Fig. 315 durch eine punktierte Gerade gekennzeichnet, die durch den Koordinatenanfang geht und die einfache Beziehung  $r = \epsilon$  ergibt. Das heißt, der Radius, der bei einem Einfachkabel für ein gegebenes  $\epsilon$  den kleinsten Kabeldurchmesser ergibt, ist gleich dem Verhältnis  $\epsilon$ . Ob bei diesem Leiterradius das Kabel aber auch am billigsten wird, bedarf stets besonderer Untersuchung seitens des Kabellieferanten. Da die Tab. XXXXI bzw. die Kennlinien Fig. 314 und 315 ganz allgemein gelten, ist ihre Benutzung für Kupfer bzw. Aluminium bei gleicher Leitfähigkeit nicht schwer.

Bei Drehstromkabeln mit drei miteinander verseilten Leitern wird die Berechnung der Spannungsverteilung im Dielektrikum sehr verwickelt. Die Grenze liegt, wie früher gesagt, etwa bei 35000 Volt. Bei höherer Spannung würden die Kabel äußere Durchmesser erhalten, die, wenn auch wohl noch herstellbar, im Transport und in der Verlegung so große Schwierigkeiten verursachen würden, daß ihre praktische Brauchbarkeit sehr in Frage gestellt ist. Ferner kommt dazu, daß die Herstellung und sichere Isolation der Kabelverbindungs-

<sup>1)</sup> Dipl.-Ing. Dr. P. Humann: Über Hochspannungskabel. E. T. Z. 1910, Heft 50.

und Endmuffen so außerordentliche Schwierigkeiten machen besonders an den Stellen, an denen die abisolierten Kabelenden auseinandergebogen werden müssen, daß man jedenfalls heute noch auf die Benutzung von Dreifachkabeln über 35000 Volt verzichten muß.

Zu dem in der Tab. XXXX behandelten Beispiele zurückkehrend ist darauf aufmerksam zu machen, daß nur Kupfer als Leitermaterial vorausgesetzt worden ist, um die Berechnungen und Vergleiche nicht zu umständlich zu machen. Bei der Bearbeitung derartiger Projekte muß aber, wie leicht einzusehen ist, auf alle diese Verhältnisse unbedingt Rücksicht genommen werden, um kein falsches Bild zu gewinnen und falsche Schlüsse zu ziehen.

Wirklicher Leiterdurchmesser; Leiterradius (Pos. 13 und 14). Hierzu ist nur zu bemerken, daß der Leiterdurchmesser unter Berücksichtigung des Zuschlages für die Seilausführung in allen Fällen angegeben wurde.

Kapazität, Kapazitätsstrom, Ladeleistung (Pos. 15, 16 und 29). Für die Freileitung wurde die Kapazität nach Gl. (102) berechnet, während für die Kabel die Werte von  $C_b$  nach praktischen Messungen zugrunde gelegt worden sind, da deren Berechnung zu ungenaue Resultate ergibt und von dem projektierenden Ingenieur zumeist nicht vorgenommen werden kann, weil die notwendigen Unterlagen fehlen.

Tabelle XXXXII.

Lfd. Nummer der Tab. XXXX	Bezeichnung	Freileitung		Kabel			
		$v = 50$	$v = 15$	Dreifach-kabel	Drei-ein-fach-kabel	Drei-ein-fach-kabel	
						$v = 50$	$v = 15$
15	Kapazität	0,0102	0,0102	0,200	0,162	0,200	0,162
16	Ladestrom am Ende der Linie	2,31	0,695	45,5	36,8	13,6	11,0
29	Ladestrom am Anfange der Linie	2,62	0,749	48,7	40,0	14,4	11,7
—	Gesamtladestrom	4,93	1,444	94,2	76,8	28,0	22,7
—	Ladeleistung in kVA	485	134	8710	7230	2570	2085
—	Prozentsatz der Generatorleistung	2,58%	0,72%	46,5%	38,5%	13,7%	11,1%

In Tab. XXXXII sind nun die Werte für Kapazität und Kapazitätsstrom zusammengezogen und weiter diejenigen für den Gesamtladestrom, die Ladeleistung und den Prozentsatz letzterer von der Generatorleistung des Kraftwerkes berechnet worden.

Zunächst ergibt sich die bekannte Erscheinung, daß die Kapazität der Kabel außerordentlich viel größer ist als die der Freileitung und

zwar beim Dreifachkabel etwa 20 mal, bei den drei Einfachkabeln etwa 16 mal. Bei der Ermittlung des Kapazitätsstromes (Ladestromes) wurde nach den Erörterungen auf S. 177 vorgegangen und das Diagramm Fig. 122 benutzt. Der Gesamtladestrom ist gleich der algebraischen Summe der Ladeströme am Ende und am Anfange der Linie. Die Berechnung der Ladeleistung erfolgt nach der Gleichung:

$$\frac{\sqrt{3} \cdot (I_{C,e} + I_{C,a}) \cdot E_a}{1000} \text{ kVA.}$$

Die Größe des Ladestromes bzw. der Ladeleistung ist abhängig von der Frequenz, und hier zeigt sich deutlich, daß bei langen Fernleitungen in jedem Falle geringe Periodenzahlen günstiger sind. Das ist ferner auch mit Rücksicht auf die Einzelleistungen der Generatoren und die unangenehmen Spannungsänderungen erwünscht. Andererseits ist mit zunehmender Kapazität eine unter Umständen recht beträchtliche Verminderung der Kupferverluste und dadurch eine Erhöhung des Wirkungsgrades der Leitungsanlage erzielbar, worauf auf S. 399 besonders eingegangen werden wird.

Bei kleiner Frequenz in der Fernleitung ergibt sich aber die Notwendigkeit, an den einzelnen Stromabnahmestellen neben den Transformatoren noch Periodenumformer aufstellen zu müssen, wodurch das Anlagekapital für die Gesamtanlage vergrößert und der Wattverlust durch die Wirkungsgrade der Umformer erhöht wird. Es ist also bei der Durcharbeitung solcher Kabelprojekte auf diesen Umstand ganz besonders zu achten. Niedrige Periodenzahlen den angeschlossenen Motoren unmittelbar zuzuführen, ist in der Mehrzahl der Fälle nicht angängig, und zwar weil die Motoren größer, schwerer und teurer werden und deren Beschaffung nicht immer leicht ist, denn die meisten Elektrizitätsfirmen bauen Motoren normal nur für  $\nu = 50$  bzw.  $\pm 10\%$  Abweichung.

Die Ladeleistung ist stets aufzuwenden; sie wird beim Unterbrechen des Stromkreises wieder frei, was für die Auswahl der Schaltapparate (Ölschalter) von hervorragender Bedeutung ist. Sie ist keine Watt-, sondern eine wattlose Leistung, hat daher auf die Größenbestimmung der Antriebsmaschinen mit praktisch hinreichender Genauigkeit keinen Einfluß. Immerhin aber müssen die Stromerzeuger entsprechend ausgeführt sein.

Isolationswiderstand (Pos. 17). Derselbe ist für die Freileitung verhältnismäßig ungünstig eingesetzt worden und bezieht sich etwa auf ungünstigste Witterungsverhältnisse. Für gewöhnlich wird man wohl mit 10 Megohm rechnen können. Dann verringert sich auch der Ableitungsstrom und infolgedessen die kW-Verluste der Linie.

Bei Kabeln muß ganz selbstverständlich die Isolation besonders vorzüglich sein und vor allen Dingen auch dauernd bleiben, worauf in erster Linie der größte Wert zu legen ist. Die Feststellung einer Fehlerstelle nach fertiger Verlegung der Leiter verursacht große Kosten und ist unter Umständen mit langen Betriebsunterbrechungen

verbunden. Sorgfältigste Montage kann hiergegen am allersichersten vorbeugen. Der Isolationswiderstand ändert sich mit der Temperatur des Leiters, und zwar wird derselbe kleiner mit steigender Temperatur. Das ist mit ein Grund, unterirdisch verlegte Kabel nicht zu hoch zu belasten.

Ableitungsstrom (Pos. 18 und 30). Infolge des für die Freileitung ungünstigen Isolationszustandes ist der Ableitungsstrom insgesamt für die Linie recht hoch. Durch die Benutzung größerer Isolatoren bzw. Hängeisolatoren, sorgfältiger Ausüstung der Strecke, und vor allen Dingen natürlich richtiger Tracierung wird man vieles verbessern können. Jede Erhöhung des Isolationszustandes hat eine unmittelbare Ersparnis an kW-Stunden und damit Verringerung der Betriebsausgaben zur Folge. Es ist aus diesem Ableitungsstrom leicht die Verlustleistung feststellbar, und diese auf das Jahr kapitalisiert kann unter Umständen die Ersparnisse an Isolationsmaterial beim ersten Bau der Fernleitung wesentlich überschreiten. Es muß daher immer wieder darauf hingewiesen werden, daß bei dem Bau großer Kraftübertragungsanlagen nicht an unrichtiger Stelle gespart werden darf.

Bei den Kabeln ist der Ableitungsstrom so gering, daß er praktisch vollständig vernachlässigt werden kann.

**Tabelle XXXXIII.**

Laufende Nummer der Tab. XXXX	Bezeichnung	Freileitung	
		$r = 50$	$r = 15$
18	Ableitungsstrom am Ende der Linie	0,72	0,72
30	Ableitungsstrom am Anfange der Linie	0,82	0,774
—	Gesamter Ableitungsstrom	1,54	1,494
—	Verlustleistung in kW	15,1	13,9
—	Prozentsatz der Generatorleistung	0,1%	0,09%

In Tab. XXXXIII sind die Ableitungsströme nochmals zusammengestellt. Die Teilung derselben in der Berechnung auf Ende und Anfang der Linie ist unter den gleichen Gesichtspunkten geschehen wie für den Kapazitätsstrom. Die Tab. XXXXIII gibt ferner über den gesamten Ableitungsverlust — der ein Wattverlust ist — und seine prozentuale Größe zur Generatorleistung im Kraftwerke Aufschluß.

Die dielektrischen Verluste (Pos. 20, 21 und 22). Als Wattverluste kommen zu den Ableitungs- und Jouschen Verlusten noch die dielektrischen Verluste, die eine bedeutende Rolle spielen und für Kabelanlagen — denn nur in den Kabeln treten sie auf — keineswegs unberücksichtigt bleiben dürfen. Das zeigt besonders deutlich der Jahreswirkungsgrad, über den am Schluß dieser Betrachtungen gesprochen wird.

Unter den dielektrischen Verlusten versteht man diejenigen Verluste, die im Dielektrikum der Kabel entstehen. Sie rechnerisch zu ermitteln ist ähnlich wie bei der Kapazität dem projektierenden Ingenieur zumeist nicht möglich, einmal weil die Unterlagen dafür nicht zur Verfügung stehen und ferner, weil die errechneten Ergebnisse zumeist wenig Anspruch auf Zuverlässigkeit machen können, denn die mathematische Behandlung ist nur sehr umständlich und ungenau möglich. Die dielektrischen Verluste müssen daher von dem Kabellieferanten angegeben werden. Sie wachsen etwa proportional der Frequenz und von einer

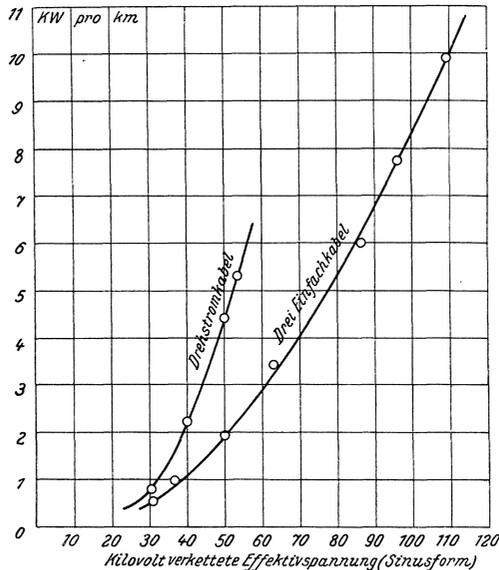


Fig. 317. Kennlinien der dielektrischen Verluste bei Kabeln für  $\nu = 50$ .

bestimmten Spannung an aufwärts sogar stärker als mit dem Quadrate der Spannung<sup>1)</sup>. In Fig. 317 sind Vergleichskennlinien für das Dreieckskabel und die drei Einfachkabel bei der Frequenz  $\nu = 50$  dargestellt. Nach diesen sind die dielektrischen Verluste bei 25 000 Volt für beide Kabelsysteme annähernd gleich. Mit wachsender Spannung verschieben sie sich aber sehr zugunsten der drei Einfachkabel und betragen bei 50 000 Volt für letztere 2 kW/km und für das Dreieckskabel 4,5 kW/km.

Ferner sei besonders darauf aufmerksam gemacht, daß diese Art der Verluste unabhängig von der Belastung und dauernd vorhanden ist, solange die Kabel unter Spannung stehen, also auch bei Leerlauf derselben.

<sup>1)</sup> Dr. M. Klein: Dielektrische Messungen an Kabeln. E. T. Z. 1913, Heft 30 und 31.

Der Verluststrom für die Phase infolge der dielektrischen Verluste ist wiederum geteilt für das Ende und den Anfang der Linie berechnet worden.

Der Leistungsfaktor am Anfang der Linie (Pos. 35). Schließlich interessiert aus der Tab. XXXX noch besonders der Leistungsfaktor am Anfange der Linie. Er ist infolge der Kapazität für die Kabelanlagen am günstigsten und für das Dreifachkabel bei  $\nu = 50$  nahezu gleich eins. Dieses System würde demnach die vorteilhafteste Ausnutzung der Generatoren ermöglichen. Mit Ausnahme der Freileitung bei  $\nu = 50$  ist der  $\cos \varphi_a$  für alle anderen Formen der Ausführung größer als der Leistungsfaktor am Ende der Linie.

Wirtschaftliche Betrachtungen. Wie auf S. 394 bereits angedeutet, treten bei der Ausführung der Leitungsanlage mit Kabel ganz beträchtliche Ladeströme und dielektrische Verluste auf, die die Wirtschaftlichkeit des Betriebes an sich unter Umständen außerordentlich beeinträchtigen können. Insbesondere sind es die Ladeströme, die hierzu Veranlassung geben, denn der durch sie verursachte Kupferverlust ist, wie im folgenden gezeigt werden wird, dadurch, daß er

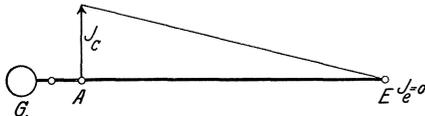


Fig. 318. Verlauf des Ladestromes längs einer Leitung.

auch bei Leerlauf des Kabels also bei der Belastung Null vorhanden ist, durch die Generatoren zu decken. Handelt es sich also um Anlagen, die am Tage nur schwach belastet arbeiten, so kann der Ladestrom Veranlassung dazu sein, größere

Maschinensätze im Betriebe zu halten als durch die nutzbar abgegebene Leistung an sich bedingt sein würde. Schon hier sei kurz erwähnt, daß es Mittel gibt, die Ladeströme zu kompensieren und dadurch den Betrieb wirtschaftlicher zu gestalten. Bevor jedoch näher auf diese Einrichtung eingegangen wird, soll das Beispiel in Tab. XXXX auf seine Wirtschaftlichkeit — allerdings ohne auf die Anlage- und Unterhaltungskosten Rücksicht zu nehmen — untersucht werden.

Bei Leerlauf sind folgende Verluste vorhanden:

bei Freileitung: die Ableitungs- und bei höheren Spannungen die Koronaverluste; die Kupferverluste hervorgerufen durch den Ladestrom können bei Spannungen bis etwa 50 000 Volt wohl stets unberücksichtigt bleiben;

bei Kabel: die Kupferverluste infolge des Ladestromes und die dielektrischen Verluste.

Für die Berechnung des Kupferverlustes gilt folgendes: Der Ladestrom ändert sich längs des Kabels von Punkt zu Punkt. Am Anfange der Kabelstrecke ist er am größten, und nimmt proportional bis auf Null am Endpunkte ab, wie das in Fig. 318 zur Darstellung gebracht ist. Hieraus ergibt sich der Verlust für Drehstrom:

$$W_{K, o} = \frac{3 \cdot I_C^2 \cdot l \cdot \rho}{q \cdot 1000} \text{ kW}, \quad (276)$$

worin  $I_C$  den Gesamtladestrom bezeichnet. In Tab. XXXXIV sind die Leerlaufverluste zusammengestellt; man sieht, daß diese für die Kabelanlage bei der Frequenz 50 nicht mehr unberücksichtigt bleiben dürfen.

Tabelle XXXXIV.

Lfd. Nummer der Tabelle XXXX	Bezeichnung	Freileitungen		Kabel			
		$r = 50$	$r = 15$	Dreifach-kabel	Drei-einfach-kabel	Dreifach-kabel	Drei-einfach-kabel
				$r = 50$		$r = 15$	
—	Ableitungsverlust kW	15,1	13,9	—	—	—	—
—	Koronaverlust kW	—	—	—	—	—	—
—	Dielektrischer Verlust kW	—	—	225	100	68	30
—	Kupferverlust kW	0,218	0,0182	77,5	51,6	6,9	4,5
—	Gesamtladestrom Amp.	4,93	1,444	94,2	76,8	28,0	22,7
—	Gesamtverlust bei Leerlauf kW	15,318	13,918	302,5	151,6	74,9	34,5

Bei Belastung ändern sich die Verhältnisse ganz bedeutend und zwar sowohl mit der Höhe des Belastungsstromes als auch mit der Größe des Leistungsfaktors am Ende der Linie. Während die Ableitungs-, Korona- und dielektrischen Verluste unverändert bestehen bleiben, kommt der Verlust durch den Belastungsstrom selbst hinzu. Andererseits aber wird der Kupferverlust, der durch den Ladestrom verursacht wird, zum Teil oder unter Umständen ganz kompensiert. Handelt es sich um induktionsfreie Belastung, so ist für die Berechnung des Kupferverlustes der Gesamtstrom:

$$I = \sqrt{I_e^2 + I_C^2},$$

und die Gl. (276) geht über in:

$$W_{K, B} = (I_e^2 + \frac{1}{3}I_C^2) \frac{3 \cdot l \cdot q}{1000 \cdot q} \text{ kW.} \quad (277)$$

Ist dagegen die Belastung induktiver Natur, so muß mit den Komponenten des Belastungsstromes gerechnet werden, und zwar mit dem Wattstrom  $I_w = I_e \cdot \cos \varphi_e$  und dem wattlosen Strom  $I_{wl} = I_e \cdot \sin \varphi_e$ . Der erstere verursacht die ohmschen Verluste, der wattlose Strom dagegen kompensiert einen Teil des Ladestromes, und die Gl. (277) erhält dann die Form:

$$W_{K, B} = [(I_e \cdot \cos \varphi_e)^2 + \frac{1}{3}(I_C - I_e \cdot \sin \varphi_e)^2] \frac{3 \cdot l \cdot q}{1000 \cdot q} \text{ kW.} \quad (278)$$

In Fig. 319 ist auch dieser Fall gezeichnet; sie läßt den Einfluß der induktiven Belastung auf die Verteilung des wattlosen Stromes

im Kabel erkennen. Wohl zu beachten ist aber, daß dieser kompensierende Einfluß der induktiven Belastung auf den Kupferverlust durch den Ladestrom und damit auf den Wirkungsgrad der Leitungsanlage mit abnehmender Belastung immer geringer wird und bei Leerlauf sowie bei schwacher Netzbelastung nicht vorhanden ist.

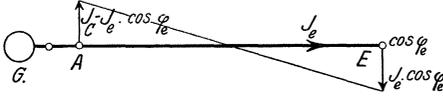


Fig. 319. Ladestromverlauf längs einer Leitung bei teilweiser Kompensierung durch die Induktivität.

Es würde zu weit führen, hier die Verluste rechnerisch noch weiter zu verfolgen, zumal die Belastungsverhältnisse in der Mehrzahl der Fälle außerordentlich schwankend

sind. Für die Ermittlung des Gesamtwirkungsgrades der Leitungsanlage kann nur von einer mittleren Jahresbelastung ausgegangen werden. Beträgt dieselbe für das Beispiel etwa 10 000 kW bei  $\cos \varphi_e = 0,8$  und 50 000 Volt verketteter Spannung (um einfache Werte zu erhalten), so ist:

der mittlere Kupferverlust:

$$\frac{3 \cdot I_e^2 \cdot l \cdot \rho}{q \cdot 1000} = \frac{3 \cdot 145^2 \cdot 50\,000 \cdot 0,0175}{100 \cdot 1000} = 550 \text{ kW}$$

$$\cong 5,5\% \text{ der Jahresleistung,}$$

und zwar ist der Kupferverlust durch den Ladestrom nicht berücksichtigt worden, weil der Ladestrom bei  $\nu = 50$  annähernd durch die wattlose Komponente des Belastungsstromes kompensiert wird. Bei  $\nu = 15$  sind diese Kupferverluste belanglos.

Zu dem Verlust von 550 kW sind nun aber noch die dielektrischen Verluste zu addieren, so daß der Gesamtverlust beträgt:

- bei  $\nu = 50$  und Dreifachkabel:  $550 + 235 = 775 \text{ kW}$
- bei  $\nu = 50$  und drei Einfachkabeln:  $550 + 100 = 650 \text{ „}$
- bei  $\nu = 15$  und Dreifachkabel:  $550 + 68 = 618 \text{ „}$
- bei  $\nu = 15$  und drei Einfachkabeln:  $550 + 30 = 580 \text{ „}$

und somit der Jahreswirkungsgrad:

- bei  $\nu = 50$  und Dreifachkabel:  $93\%$
- bei  $\nu = 50$  und drei Einfachkabeln:  $94\%$
- bei  $\nu = 15$  und Dreifachkabel:  $94,2\%$
- bei  $\nu = 15$  und drei Einfachkabeln:  $95\%$

Liegt die mittlere Jahresbelastung tiefer, so beeinflußt das natürlich den Jahreswirkungsgrad recht beträchtlich, und dann besonders tritt deutlich zutage, daß bei langen Kabelstrecken möglichst geringe Frequenz zu wählen ist.

Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, daß diese wirtschaftlichen Erörterungen nur in großen Zügen und mit einfachen Gleichungen durchgeführt worden sind, um das Wesentlichste der dabei auftretenden Fragen deutlich erkennen zu lassen. Bei genaueren Untersuchungen müßte auf die Rückwirkung des Ladestromes auf die Kupferverluste

in den Generatoren und Transformatoren und ferner auf den induktiven und den ohmschen Spannungsverlust in den Kabeln Rücksicht genommen werden<sup>1)</sup>).

Schließlich soll noch Einiges über die auf S. 395 erwähnte Kompensation des Ladestromes gesagt werden. Hierzu werden sog. Kompensationsdrosselspulen benutzt, die bei größeren Leistungen ähnlich den Transformatoren gebaut und dazu bestimmt sind, den Ladestrom aufzunehmen. Je nachdem diese Drosselspulen parallel zu den Generatoren bzw. den Hoch- oder Niederspannungswicklungen der Transformatoren geschaltet werden, bewirken sie eine Entlastung der Maschinen bzw. dieser und der Transformatoren von dem wattlosen Strome. Letzterer bleibt dabei aber natürlich als Ladestrom im Kabel unverändert bestehen, und man gewinnt nur den Vorteil, je nach den Belastungsverhältnissen im Netz kleinere Maschineneinheiten im Betriebe halten zu können. Der Wirkungsgrad der Kabelanlage wird nicht verbessert.

Soll das Kabel vom Ladestrome entlastet werden, so sind die Drosselspulen der Kabelleitung selbst parallel zu schalten. Kühle<sup>2)</sup> hat über die Zahl und die Verteilung der Drosselspulen eingehende Untersuchungen angestellt, auf die hier verwiesen werden muß. Besser noch sind Synchronmotoren, über die hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit im III. Bande gesprochen wird.

---

<sup>1)</sup> Rössler: Fernleitung von Wechselströmen.

<sup>2)</sup> Dr.-Ing. J. Kühle: Über den Einfluß von Kompensationsdrosselspulen auf die Betriebsverhältnisse in Hochspannungskabelleitungen. E. T. Z. 1913, Heft 26.

## Sachregister.

Bei der Benutzung des Sachregisters sei auch auf das ausführliche Inhaltsverzeichnis verwiesen, da sich beide ergänzen.

- Ableitung 136, 138, 150.  
Ableitungsstrom 138.  
Abspannmast 363.  
Abstand, Leiter- 112, 145.  
Aluminium 112, 136, 189, 203, 208, 209,  
312, 338.  
„ bei Kabeln 379.  
Anker, Mast- 371.  
Anlagekosten, Leitungs- 3.  
Anlaufstromstärke, Motor- 9.  
Anschlußbedingungen 10.  
Antenne 133.  
Ausstrahlung (siehe auch Ableitung,  
Kabel, Korona) 57, 58, 150, 283.
- Betonmasten 221, 229, 233, 240, 334,  
368.  
„ Erdung bei — 255.  
Betriebsangaben 31, 32, 35, 36, 38, 80,  
112, 148, 154, 165,  
172.  
„ bei Leitungen 72.  
Betriebsunfälle (siehe auch Betriebs-  
angaben) 7, 117.  
Betriebsweise, synchrone, bei Leitungen  
72, 79, 82, 114, 322.  
„ asynchrone 72, 82, 113,  
322.  
Biegemoment 361.  
Bleifolie 280.  
Blitzableiterstange 324.  
Büschelentladen bei Isolatoren (siehe  
auch Isolatoren) 266.
- Capazität siehe Kapazität.  
Coronaverluste siehe Koronaverluste.
- Dauerbetrieb 4, 11, 17.  
Dewettisolator 310.  
Dielektrikum 57, 141.  
Doppelmetall, Leiter aus 200.  
Drahtbund 112.  
Drehtransformator 174.
- Dreieckschaltung 50.  
Dreileiternetz 7, 13, 36, 39.  
Drosselspule 115, 166, 401.  
„ Hochfrequenz- 137.  
Duncanisolator 307.  
Duraluminium 198.  
Durchführung 127, 314.  
Durchhang, allgemeines 109, 212.  
„ bei Aluminium 197.  
Durchschlagsfestigkeit der Luft 141.
- Eigenanlagen 32, 38.  
Eilregler 172.  
Eingrabungstiefe, Mast- 375.  
Eisbelastung 75, 358.  
Eisenleitung 66, 136.  
Eisenmasten 110, 229, 233.  
Elastizität, Leitungs- 5, 6, 37, 167.  
Elektrizitätswerk 32, 47.  
Endmast 363.  
Entladung, Büschel- 289.  
„ Rand- 289.  
„ stille 289.  
Erddruck 375.  
Erden bei Dreileiternetz 36.  
Erdschluß 83, 93, 102, 114, 154, 165,  
175, 286, 371.  
Erdschlußschalter 112.  
Erdschlußstrom 102.  
Erdung allgemein 113, 117, 267, 270,  
326, 345.  
„ bei Betonmasten 255.  
„ „ Eisenmasten 110, 126.  
„ „ Holzmasten 110, 126.  
Erdungsbügel 336, 352.  
Erdungsdrosselspule 126.  
Erdungsseil 85, 94, 96, 101, 106, 145,  
215, 220, 286.  
Erregung 111.  
Erwärmung, Leiter- 11.
- Fehlerstrom siehe Erdschlußstrom.  
Fernleitungen 2, 74.  
„ für Bahnen 74.

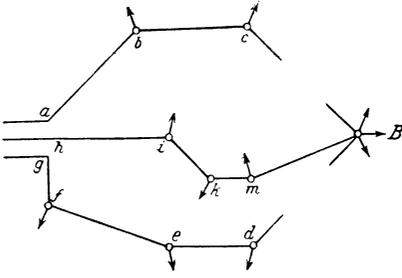
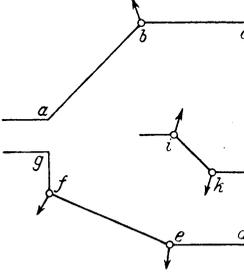
- Fernsprechanlagen, Störungen bei 36,  
75, 80, 94, 103, 112.  
Fiktive Leitungslänge 20.  
Flußkabel (siehe auch Kabel) 246, 355.  
Fundamentierung (siehe auch Maste)  
„ bei Betonmasten 258.  
„ „ Eisenmasten 238,  
248, 369.  
„ „ Holzmasten 234,  
369.
- Generatoren, Allgemeines 101, 111, 122,  
164, 169.  
Gewichtsziffer 270.  
Glasdurchführung 316.  
Gleichstromgenerator, Reihenschaltung  
beim 5.  
Gleitfunken 266, 269, 277, 290, 318.  
Glimmentladung bei Isolatoren 266,  
269, 305, 310.  
„ „ Leitern 141.  
Glühlampen 7.  
Gouldkupplung 352.  
Güteziffer 270.
- Hanfseilureinlage bei Freileitung 192,  
197.  
„ „ Kabel 392.  
Hanfseilschutznetz 345.  
Hewlettisolator 290, 305.  
Hochspannung bei Gleichstrom 5, 38.  
Holzmasten, allgemein 110.
- Impedanz 74.  
Induktion, gegenseitige 63.  
„ elektrostatische 83, 117.  
Induktionsstrom 64.  
Induktivität 11, 39, 57, 62.  
Intermittierender Betrieb 4, 11, 12, 18.  
Isolation einer Leitung 1.  
Isolator, abgestufter 304.  
„ allgemein 229, 234.  
„ Aufschumpfen 280.  
„ Dreimantel- 278.  
„ Eigenkapazität 304.  
„ Farbe 275.  
„ Gliederzahl bei Hänge- 313.  
„ Größe bei Stütz 139, 202.  
„ Hänge- 205, 236, 245, 341.  
„ Kettenlänge bei Hänge- 293.  
„ Kettenwirkungsgrad bei  
Hänge- 293, 301, 305.  
„ Kittung 280, 305.  
„ Leistungsverlust 139.  
„ Metallschirm 269, 284, 303.  
„ Oberflächenbeschaffenheit  
139.  
„ Oberflächenisolation 263, 274.  
„ Risse 263, 278, 306.
- Isolator, Schaltanlagen- 267.  
„ Schutzring 284.  
„ Sicherheitsgrad 108, 271, 281,  
284.  
„ Sollspannung 298.  
„ Spannungsfaktor 270.  
„ Stütz 205, 236, 244.  
„ Stütze aus Holz 289.  
„ unabgestufter Hänge- 304.  
„ Zweimantel- 278.
- Jeffrey-Isolator 310.
- Kabel (siehe auch Flußkabel, Poltrennung) allgemein 12, 38, 186,  
354.  
„ Dielektrikum 396.  
„ Fernsprech- 131.  
„ Glimmentladung 386.  
„ Gruben- 384.  
„ Hysteresis 385.  
„ Isolationsstärke 390.  
„ konzentrisches 380.  
„ Schacht- 384.  
„ Schutzkasten 381.  
„ Segment- 385.  
„ Sektor- 386.  
„ Sicherheitsfaktor 391.  
„ verseiltes 380.  
„ Wirbelströme im 385.
- Kanal für Leitungen 351.
- Kapazität, allgemein 11, 57, 85, 143,  
170, 179.  
„ Belastung 100, 103.  
„ Drehstrom- 91, 96.  
„ Eigen- 85, 95.  
„ Einphasen- 86.  
„ gegenseitige 85, 95.  
„ Kabel- 380.  
„ Luftschalter- 328.
- Kerbverbinder 337.  
Knallgeräusch im Fernsprecher 117.  
Kondensator 57.  
Koronaverlust 101, 269.  
Kraftwerk (siehe auch Generatoren,  
Elektrizitätswerk) 107.  
Kreuzungsmast 363.  
Kupferpanzerstahl 60, 66, 355.  
Kurzschluß allgemein 165, 286.  
„ bei Leitungen 329.  
„ schalter bei Reihenschaltung 4.
- Ladestrom 57, 86.  
„ Drehstromleitung 92, 102.  
„ Einphasenleitung 87.
- Landschaftsbild 324.
- Lebensdauer bei Betonmasten 254.  
„ „ Eisenmasten 250.

- Lebensdauer bei Holzmasten 228.  
 Leerlaufsleistung 164.  
 Leistung, scheinbare 40, 58, 103.  
 Leistungsfaktor 40, 43, 47.  
   „  verbesserung 43, 81, 101, 401.  
 Leistungsverlust allgemein 3, 28, 38,  
   69, 101, 138, 139.  
   141, 144, 207.  
   „  beim Isolator 312.  
   „  bei Wechselstrom 42.  
   „  „  Zweiphasenstrom  
   50.
- Leiterabstand 342.  
 Leitungen für Bahnmotoren 4.  
   „  „  Bahnzwecke 5, 186.  
   „  „  Bogenlampen 4, 7, 9, 34.  
   „  „  Drehstrom 7.  
   „  „  Drehstrommotoren 6, 9,  
   13.  
   „  „  elektrotechnische An-  
   lagen 59, 81, 196.  
   „  „  Fabrikanlagen 7.  
   „  „  Förderanlagen 13, 169,  
   186, 196.  
   „  „  Gruben 7, 169, 196.  
   „  „  Hafenanlagen 4, 18.  
   „  „  Hauptstrommotoren 5,  
   19.  
   „  „  Hebezeuge 4, 18, 19, 32.  
   „  „  isolierte 204, 207.  
   „  „  Karbonanlagen 59, 81.  
   „  „  Krananlagen 4, 18, 19,  
   32.  
   „  „  Nebenschlußmotoren 5,  
   13.  
   „  „  Sammelschienen 59.  
   „  „  Spinnereien 18.  
   „  „  Transformatoren 6.  
   „  „  Verladeanlage 4.  
   „  „  Walzenstraßen 13, 169.  
   „  „  Webereien 18.  
   „  „  Werkzeugmaschinen 13,  
   32.
- Leitungsführung bei Verteilungsanlagen  
 3.
- Leuchtspannung 146.  
 Löschtransformator 112.  
 Lyraträger 331.
- Marvinisolator 305.  
 Maschinenkabel 381.  
 Mastabstand 101, 132.  
 Masterdung (siehe auch Erdung,  
 Erdungsseil, Erdschluß) 132.  
 Mast-Elastizität 239, 257.  
   „  formen 220.  
   „  höhe 125, 132, 202, 218.  
   „  Holz- imprägniert 222.  
   „  „  roh 222.
- Mastmaterial 220.  
 Mastschuh 234.  
 Material, Leiter- 188.  
   „  magnetisches 60, 66.  
   „  Masten- 220.  
 Mauerdurchführung (siehe Durchfüh-  
 rung, Glasdurchführung).  
 Mittelleiter bei Gleichstrom 33, 36.  
   „  „  Zweiphasenstrom 49.  
 Montagekosten allgemein 4, 15, 69, 80,  
 83, 167.
- Netzbildung 23, 27, 115, 136, 165.  
 Nietverbinder 337.  
 Nulleiter (siehe auch Mittelleiter) 33.  
   „  bei Drehstrom 50, 54, 56.  
 Nullpunktserdung (siehe Erdung).
- Ozonbildung 289.
- Parallelschaltung bei Leitungen 6.  
 Pendeln der Spannungen 114.  
 Periodenumformer 102.  
 Periodenzahl 59.  
 Permeabilität 60, 66.  
 Petersenspule 112.  
 Phasenverschiebungswinkel 39.  
 Poltrennung 19.  
 Prelldraht 220, 350.  
 Prüfdraht bei Kabeln 381.  
 Pufferbatterie 13.
- Randentladung 309.  
 Randziffer 270.  
 Raumbeschaffenheit 3.  
 Reaktanz 66, 76.  
 Regelung der Spannung 11, 56, 94, 111,  
 154, 158, 168, 170, 181.  
 Reihenschaltung 4.  
 Ringbildung (siehe auch Netzbildung)  
 23, 48, 158, 207, 328.  
 Rißbildung (siehe auch Isolatoren) 278.  
 Rost bei Masten 367.
- Schalter, Öl- 328.  
 Schaltstange 326.  
 Schaltwellen 167.  
 Schnellregler 172.  
 Schutznetz für den Mastkopf 72, 334.  
 Schuttring 284.  
 Schutztransformator 120, 127, 129.  
 Schwachstromleitung (siehe Fernsprech-  
 leitung).  
 Selbstinduktion (siehe Induktanz, In-  
 duktivität).  
 Selektivanzruf 136.  
 Sicherheitsbügel 336.  
 Sicherung bei Dreileiternetz 36.

- Skineffekt 40, 59.  
 Spannungsabfall 42, 43, 158.  
   „ -Einheits- 156.  
   „ faktor 270.  
   „ gradient 142.  
   „ schwankungen bei Dreieck-  
   schaltung 52.  
   „ schwankungen bei Stern-  
   schaltung 54.  
   „ verlust allgemein 1, 3, 7, 10,  
   27, 34, 69, 150.  
   „ „ bei Dreileiter 38.  
   „ „ induktiver 66, 72, 76,  
   150, 170.  
   „ „ bei Wechselstrom 42,  
   170.  
   „ „ wirtschaftlicher 2.  
 Spannweite (siehe auch Mastabstand)  
   194, 221, 241, 261, 329.  
   „ kritische 213.  
 Speiseleitung 37.  
 Spitzenbelastung bei Kraftwerken 158.  
 Spitzenzug 236, 361.  
 Spreedaluminium 198.  
 Stahlleiter 66.  
 Steigschuh bei Betonmasten 256.  
 Strahlungsverlust bei Leitern 141, 144.  
 Streckenapparat, Fernsprech- 129.  
 Streckenwärter 321.  
 Strombelastung 11, 207.  
 Stromdichte 11, 60.  
 Stromzeiger 31, 36.  
 Stützen für Isolatoren 331.  
 Sturmbelastung 75.  
 Suszeptanz, Kapazitäts- (siehe Kapazität).  
 Symmetrische Leiteranordnung 74, 174.  
 Synchronmotor 43, 168, 169, 178, 401.  
  
 Telegraphenleitung (s. Fernsprecher).  
 Tragmast 362.  
 Transformatorstation 107, 129, 164, 167,  
 169.  
 Traversen 290, 307, 324.  
  
 Überlandkraftwerk (siehe auch Elek-  
 trizitätswerk, Kraftwerk) 47.  
 Überlastung 27.  
 Überspannung 94, 102, 107, 154, 166,  
 167, 273, 354.  
 Überschlagsspannung 290, 308.  
 Überstrom 102, 154, 166.  
 Überstromsicherung 31, 154.  
 Unsymmetrische Leiteranordnung 74,  
 85, 175.  
  
 Verdrillung bei Leitungen 74, 78, 79,  
 82, 93, 113, 114, 119, 144, 174.  
 Verluststrom, Strahlungs- 144.  
 Verteilungsnetz (siehe Netzbildung,  
 Ringbildung).  
 Vogelschutz 286, 328, 332, 336.  
  
 Waldbrand 322.  
 Waldschneise 321.  
 Wanderwellen 137.  
 Weinbergerisolator 310.  
 Weitspannsystem 101, 261.  
 Wicklung bei Generatoren 108.  
   „ „ Transformatoren 108.  
 Widerstand, induktiver 42.  
 Widerstandsmoment 361.  
 Winddruck 358.  
 Winkelmast 362.  
 Wirkungsgrad einer Leitung 1, 3, 58,  
 81, 139, 141, 154, 158.  
 Wirtschaftlichkeit allgemein 150, 181,  
 229.  
   „ Kabel- 385, 399.  
   „ Leitungs- 1, 32, 144.  
 Würgeverbinding 337.  
  
 Zopfstärke 364.  
 Zugkraft 360.  
 Zusammenschlagen von Leitungen 109,  
 208, 217, 234.  
 Zusatztransformator 174.

Druck von Breitkopf & Härtel in Leipzig.

**Tabe**  
Belastungen und Spannungsverluste für das Leitungsne

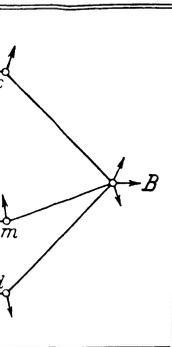
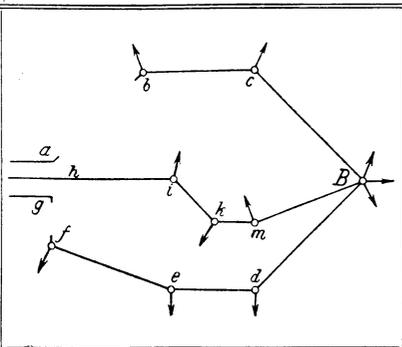
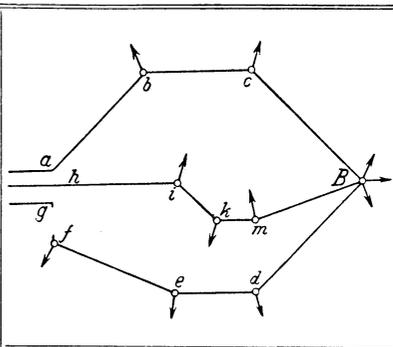
Art der Störung	Strecke $\overline{cB}$ und $\overline{dB}$ gleichzeitig unterbrochen	Strecke $\overline{hB}$ unterbrochen
<p style="text-align: center;">Gestaltung des gestörten Netzes</p>		
$\sum_1^n N' \cdot \mathcal{L}$ $p\% = \frac{10^5 \cdot \sum_1^n N' \cdot \mathcal{L}}{57 \cdot 500^2 \cdot 95}$ <p style="text-align: center;">Strombelastung in bei 95 mm<sup>2</sup> Cu-Kabel<sup>1)</sup></p>	<p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{ac}</math> 30 000</p> <p style="text-align: center;">2,2</p> <p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{ab}</math> 160 Amp. zulässig</p>	<p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{ah}</math> 246 000</p> <p style="text-align: center;">18,2</p> <p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{ab}</math> 290 zulässig</p>
$\sum_1^n N' \cdot \mathcal{L}$ <p style="text-align: center;">p %</p> <p style="text-align: center;">Strombelastung in bei 95 mm<sup>2</sup> Cu-Kabel<sup>1)</sup></p>	<p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{hB}</math> 230 000</p> <p style="text-align: center;">17</p> <p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{hi}</math> 620 Amp. unzulässig</p>	<p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{B}</math> 80 000</p> <p style="text-align: center;">18,2 + 5,9 =</p> <p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{Bm}</math> 160 zulässig</p>
$\sum_1^n N' \cdot \mathcal{L}$ <p style="text-align: center;">p %</p> <p style="text-align: center;">Strombelastung in bei 95 mm<sup>2</sup> Cu-Kabel<sup>1)</sup></p>	<p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{gd}</math> 107 000</p> <p style="text-align: center;">7,85</p> <p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{gf}</math> 300 Amp. zulässig</p>	<p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{g}</math> 244 000</p> <p style="text-align: center;">18</p> <p style="text-align: center;">Strecke <math>\overline{gf}</math> 244 zulässig</p>

<sup>1)</sup> Die Tabelle gibt an, ob die Strombelastung den nach Tabelle II zulässigen Wert (450 Amp.) würde die Betriebssicherheit bei gleichzeitiger mehrortiger Störung wesentlich erh

lle IV.

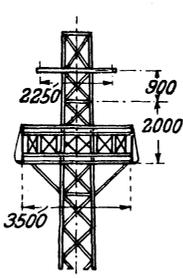
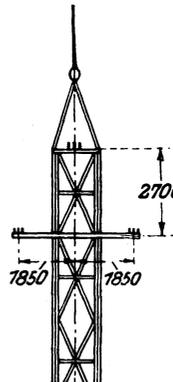
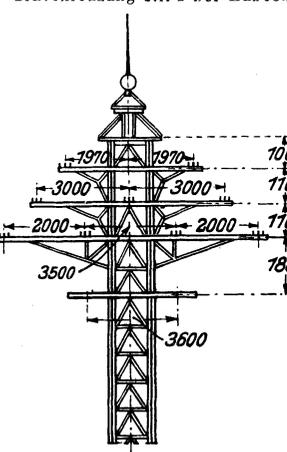
tz der Fig. 15 bei Störungen auf verschiedenen Strecken.

Zu Seite 31.

	Strecke $\overline{ab}$ und $\overline{gf}$ gleichzeitig unterbrochen	Strecke $\overline{gf}$ unterbrochen
		
$\overline{Bg}$  3 Amp.	Strecke $\overline{hB}$ 460 000  34 Strecke $\overline{hi}$ 540 Amp. unzulässig	Strecke $\overline{aB}$ 205 000  14,72 Strecke $\overline{ab}$ 255 Amp. zulässig
$\overline{Bi}$  24,1 0 Amp.	Strecke $\overline{Bb}$ 50 000  $34 + 3,7 = 37,7$ Strecke $\overline{Bc}$ 80 Amp. zulässig	Strecke $\overline{Bf}$ 110 500  $14,72 + 8,1 = 22,82$ Strecke $\overline{Bd}$ 150 Amp. zulässig
$\overline{B}$  Amp.	Strecke $\overline{Bj}$ 110 500  $34 + 8,1 = 42,1$ Strecke $\overline{Bd}$ 150 Amp. zulässig	Strecke $\overline{hB}$ 205 000  14,72 Strecke $\overline{hi}$ 285 Amp. zulässig

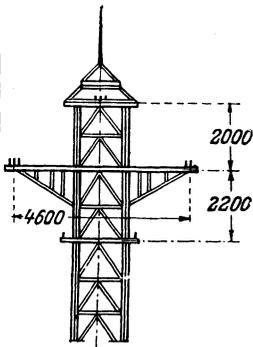
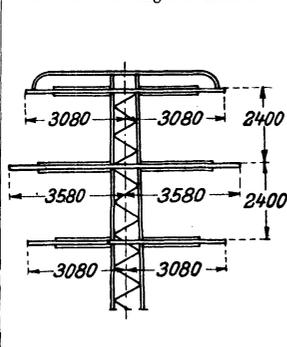
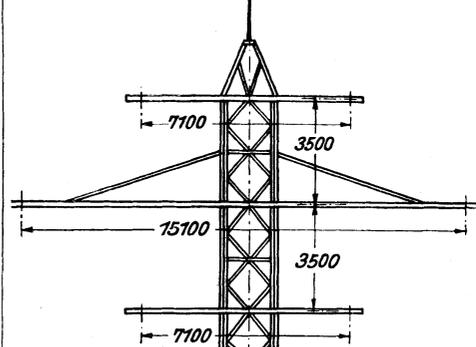
(385 Amp.) nicht überschreitet. Eine Verstärkung des Querschnittes von  $\overline{hB}$  auf  $120 \text{ mm}^2$  öhen, obgleich kaum mit gleichzeitiger Höchstbelastung aller Abnahmestellen zu rechnen ist.

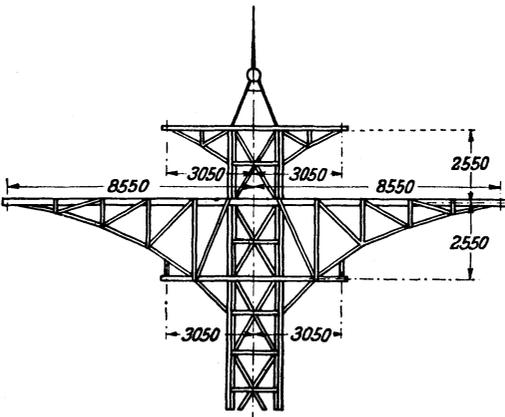
Tabelle XXXII

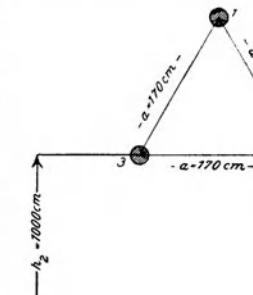
1	Kreuzung	<p>1. Elbkreuzung bei Hohenwarte</p> 	<p>2. Elbkreuzung bei Schönebeck</p> 	<p>Travekreuzung Nr. 1 bei Lübeck</p> 
2	Spannung, Anzahl und Querschnitt der Leiter	15000 V 3 · 50 mm <sup>2</sup>	15000 V 3 · 35 mm <sup>2</sup>	30000 V 6 · 25 mm <sup>2</sup> 6000 V 3 · 50 mm <sup>2</sup> Betriebsfernspr. 4 · 16 mm <sup>2</sup>
3	Leiternmaterial . . . . .	Bronze	Bronze	Bronze
4	Höchstbeanspruchung bei — 5° C. + Eislast . .	16 kg/mm <sup>2</sup>	18 kg/mm <sup>2</sup>	20 kg/mm <sup>2</sup>
5	Leiteraufhängung . . . .	Dreifachaufhängung an Stützisolatoren	Dreifachaufhängung an Stützisolatoren	Dreifachaufhängung an Stützisolatoren
6	Spannweite . . . . .	332 m	365 m	223 m
7	Pfeilhöhe vom Wasserspiegel bis zum untersten Punkt der Leiter bei stärkstem Durchhang . Leiterdurchhang (Höchstmaß) . . . .	30 m —	30 m —	54 m 8,0 m
8	Freie Länge der Türme .	51,25 bzw. 42,25 m	60 m	63,2 m
9	Nutzbarer Spitzenzug . .	2250 kg	2000 kg	7500 kg
10	Leiterabstand, senkrecht	1,20 m	2,70 m	1,1 m Leitung 1,86 m Fernsprecher
11	Leiterabstand, { wagerecht. . . { Oben . Mitte . Unten.	2,25 m	3,70 m	3,94 m 6,0 m 7,50 m
12	Lieferfirma der Masten .	Weserhütte	C. H. Jucho	Weserhütte
13	Baujahr . . . . .	1909	1909	1910

<sup>1)</sup> Siehe Kyser: Die mechanische Ausführung von Hochspannungs-Fernleitungen, Sien

I (Fortsetzung). Große von den S. S. W. in den letzten Jahren gebaute Flußkreuzung

<p>Emskreuzung bei Leer</p> 	<p>Rheinkreuzung bei Kembs</p> 	<p>Rheinkreuzung bei Altrip über den Altrhein</p> 	<p>Rheinkreuzung bei Altrip über den Altrhein (Siehe Teil I)</p>
<p>30000 V 3 · 25 mm<sup>2</sup> Betriebsfernspr. 3 · 16 mm<sup>2</sup></p>	<p>70000 V 6 · 70 mm<sup>2</sup> 2 Erdungsseile 70 mm<sup>2</sup></p>	<p>100000 V 6 · 50 mm<sup>2</sup></p>	<p>20000 V 3 · 25 mm<sup>2</sup></p>
<p>Bronze</p>	<p>Bronze</p>	<p>Bronze</p>	<p>Stahl</p>
<p>16 kg/mm<sup>2</sup></p>	<p>16 kg/mm<sup>2</sup></p>	<p>14 kg/mm<sup>2</sup></p>	<p>14 kg/mm<sup>2</sup></p>
<p>Dreifachaufhängung an Stützisolatoren</p>	<p>Hängeisolatoren Doppelketten</p>	<p>Hängeisolatoren Vierfachaufhängung</p>	<p>Hängeisolatoren Vierfachaufhängung</p>
<p>265 m</p>	<p>231 m</p>	<p>370 m</p>	<p>730 m</p>
<p>50 m</p>	<p>23 m</p>	<p>19,35 m</p>	<p>44,1 m</p>
<p>14,45 m</p>	<p>10 m</p>	<p>19,10 m</p>	<p>76,2 m</p>
<p>73,0 m</p>	<p>40 m</p>	<p>62 m</p>	<p>13,0 m 16,0 m</p>
<p>2000 kg</p>	<p>8500 kg</p>	<p>4000 kg</p>	<p>3 Masten auf jedem</p>
<p>2,0 m Leitung 2,2 m Fernsprecher</p>	<p>2,4 m</p>	<p>3,5 m</p>	<p>—</p>
<p>4,6 m</p>	<p>6,16 m 7,16 m 6,16 m</p>	<p>7,1 m 15,1 m 7,1 m</p>	<p>1 Leiter Mastabstände</p>
<p>Weserhütte</p>	<p>Buß &amp; Co., Wylen</p>	<p>C. H. Jucho</p>	<p>—</p>
<p>1910</p>	<p>1914</p>	<p>1916</p>	<p>1910</p>

kreuzung dernach xtfigur 169)	Rheinkreuzung bei Altriper Föhre (Siehe Textfigur 291)	Weserkreuzung bei Farge 
· 120 mm <sup>2</sup>	100000 V 6 · 50 mm <sup>2</sup>	100000 V 6 · 35 mm <sup>2</sup>
lseil	Bronze	Bronze
/mm <sup>2</sup>	14 kg/mm <sup>2</sup>	16 kg/mm <sup>2</sup>
olatoren ufhängung	Hängeisolatoren Vierfachaufhängung	Hängeisolatoren Doppelketten
9 m	289 m	409 m
2 m	38,70 m	58 m
2 m	16,50 m	32,8 m
0 m 0 m	62 m	96 m
1680 kg e Seite	4000 kg	3500 kg
-	3,5 m	2,55 m
tung and 15 m	7,0 m 15,0 m 7,0 m	6,1 m 17,1 m 6,1 m
-	C. H. Jucho	Weserhütte
16	1916	1919/20

Laufende Nr.	Bezeichnung bzw. Formel für die Berechnung	Freileitung	
		a	
		b	
	1. Stromart: Drehstrom ohne Nulleiter. 2. Wirkliche Leistung am Ende der Linie 3. Leistungsfaktor „ „ „ „ 4. Scheinbare Leistung „ „ „ „ 5. Verkettete Spannung „ „ „ „ 6. Phasenspannung „ „ „ „	$N_e = 15\ 000\ \text{kW.}$ $\cos \varphi_e = 0,8.$ $= 18\ 750\ \text{kVA.}$ $E_e = 50\ 000\ \text{Volt.}$ $E_{p,e} = 28\ 900\ \text{Volt.}$	
11	Leitungsausführung	Hartkupferseil, bestehend aus 19 Einzeldrähten von 2 mm Durchmesser	
12	Leiterverlegung und besondere Daten der Kabel (je für beide Frequenzen gleich)	 <p>Gegenseitiger Leiterabstand: <math>a =</math>          Abstand des untersten Leiters vom Erdboden: <math>h_2 =</math>          Leiteranordnung am Mast: Gleichseitiges Dreieck</p>	
13	Wirklicher Leiterdurchmesser $d$ cm	1,42	1,
14	Leiterradius $r$ cm	0,71	0,
15	Kapazität $C_b = \frac{0,0483}{2 \log \frac{2 h_2 \cdot a}{r \cdot \sqrt{D_2^2 + a^2}}} \cong \frac{0,0483}{2 \log \frac{a}{r}}$ Mf/km	0,0102	0,0
16	Kapazitätsstrom am Ende der Linie $I_{C,e} = 2 \cdot \pi \cdot \nu \cdot \frac{C_b}{2} \cdot l \cdot E_{p,e} \cdot 10^{-6}$ Amp.	2,31	0,
17	Isolationswiderstand $\varrho_3$ f. d. km	1 Megohm	1 Me
18	Ableitungsstrom am Ende der Linie $I_{Abl,e} = \frac{1}{\varrho_3} \cdot l \cdot \frac{E_{p,e}}{2} \cdot 10^{-6}$ Amp.	0,72	0,

7. Phasenstrom am Ende der Linie  $I_e = \frac{N_e \cdot 1000}{1,73 \cdot E_e \cdot \cos \varphi_e} = 217 \text{ Amp.}$   
 8. Leiterquerschnitt jeder Phase .  $q = 100 \text{ mm}^2.$   
 9. Leitermaterial . . . . . Kupfer.  
 10. Übertragungsentfernung . . . .  $l = 50 \text{ km.}$

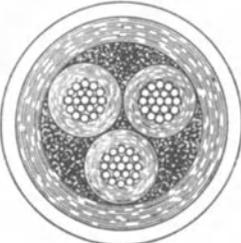
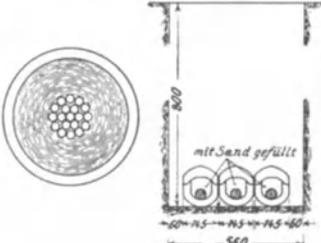
c	Kabel			
	Verseiltes Dreifachkabel	Drei Einfachkabel	Verseiltes Dreifachkabel	Drei Einfachkabel
	d	e	f	g
$v = 15$	$v = 50$		$v = 15$	
nd aus 5,59 mm	Blankes Bleikabel, Type KB, verseilt, runder Leiterquerschn., bestehend aus je 19 Einzeldrähten, von 2,59 mm Durchmesser; Papierisolation; Füllstoff Jute	Blankes Bleikabel, Type KB, bestehend aus 19 Einzeldrähten von 2,59 mm Durchmesser; Papierisolation	wie unter d	wie unter e
	<p style="text-align: center;">Dreifachkabel</p> 		<p style="text-align: center;">Einfachkabel</p> 	
170 cm Leiters 1000 cm st:	Gewicht der Isolation f. d. m Kabel: 3,570 kg Wirksame Isolation		$3 \times 1,325 = 3,975 \text{ kg}$	
	Leiter gegen Leiter: ungefähr 12 mm		$2 \times 7,1 = 14,2 \text{ mm}$	
	Leiter gegen Blei: ungefähr 9 bis 10 mm		7,1 mm für 0,56 fache Spannung = 12,7 mm für die volle Spannung	
42	1,3	1,3	1,3	1,3
71	0,65	0,65	0,65	0,65
102	0,200 (gemessen)	0,162 (gemessen)	0,200 (gemessen)	0,162 (gemessen)
395	45,5	36,8	13,6	11,0
gohm	2000 Megohm	2000 Megohm	2000 Megohm	2000 Megohm
72	0,0000362 (wird in den folgenden Berechnungen nicht berücksichtigt)			

Tabelle XL

Laufende Nr.	Bezeichnung bzw. Formel für die Berechnung	Freileitung	
	a	b	
	Frequenz (Periodenzahl i. d. Sek.)	$\nu = 50$	$\nu$
19	Koronaverluststrom $I_{\text{Kor},e}$	—	
20	Dielektrischer Verlust f. j. Phase $V_D \cdot l$ (gemessen) kW	—	
21	Verluststrom infolge des dielektrischen Verlustes am Ende der Linie $I_{D,e} = \frac{V_D \cdot l}{3 \cdot 2 \cdot E_{p,e}} \text{ Amp.}$	—	
22	Linienstrom $I_l = \sqrt{(I_e \cdot \cos \varphi_e + I_{\text{Abl},e})^2 + (I_e \cdot \sin \varphi_e - I_{C,e})^2} \text{ Amp.}$	216	2
23	Leistungsfaktor $\cos \varphi_l = \frac{I_e \cdot \cos \varphi_e + I_{\text{Abl},e}}{I_l}$	0,805	0,
24	Ohmscher Spannungsverlust bei $+15^\circ\text{C}$ $I_l \cdot r_l = I_l \cdot \frac{l}{57 \cdot q} \text{ Volt}$	1900	1
25	Induktiver Spannungsverlust $I_l \cdot x_l = I_l \cdot l \cdot 2 \cdot \pi \cdot \nu \cdot \left(4,6 \log \frac{a}{r} + 0,5\right) 10^{-4} \text{ Volt}$	3900	1
26	Gesamt-Spannungsabfall $\varepsilon = I_l \sqrt{r_l^2 + x_l^2} = I_l \cdot z_l \text{ Volt}$	4340	2
27	Phasenspannung am Anfang der Linie $E_{p,a} = \sqrt{(E_{p,e} \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot r_l)^2 + (E_{p,e} \cdot \sin \varphi_l + I_l \cdot x_l)^2} \text{ Volt}$	32850	31
28	Verkettete Spannung am Anfang der Linie $E_a = \sqrt{3} \cdot E_{p,a} \text{ Volt}$	56800	53
29	Kapazitätsstrom am Anfang der Linie $I_{C,a} = 2\pi \cdot \nu \cdot \frac{C_b}{2} \cdot l \cdot E_{p,a} \cdot 10^{-6} \text{ Amp.}$	2,62	0,
30	Ableitungsstrom am Anfang der Linie $I_{\text{Abl},a} = \frac{1}{q_3} \cdot l \cdot \frac{E_{p,a}}{2} 10^{-6} \text{ Amp.}$	0,82	0,
31	Koronaverluststrom	—	
32	Verluststrom infolge des dielektrischen Verlustes am Anfang der Linie $I_{D,a} = I_{D,e} \cdot \frac{E_{p,a}}{E_{p,e}} \text{ Amp.}$	—	
33	Leistungsfaktor $\cos \varphi_\nu = \frac{E_{p,e} \cdot \cos \varphi_l + I_l \cdot r_l}{E_{p,a}}$	0,775	0
34	Strom am Anfang der Linie $I_a = \sqrt{(I_l \cdot \cos \varphi_\nu + I_{\text{Abl},a})^2 + (I_l \cdot \sin \varphi_\nu - I_{C,a})^2} \text{ Amp.}$	215,5	21
35	Leistungsfaktor am Anfang der Linie $\cos \varphi_a = \frac{I_l \cdot \cos \varphi_\nu + I_{\text{Abl},a}}{I_a}$	0,78	0,

c	Kabel			
	Verseiltes Dreifachkabel	Drei Einfachkabel	Verseiltes Dreifachkabel	Drei Einfachkabel
	d	e	f	g
v = 15	v = 50		v = 15	
—	—	—	—	—
—	225	100	68	30
—	1,3	0,578	0,393	0,173
17	194	197,6	210	211
805	0,90	0,885	0,83	0,823
909	1700	1730	1840	1849
170	970	2060	317	668
240	1955	2690	1860	1965
100	30 900	31 400	30 600	30 800
800	53 500	54 300	53 000	53 400
749	48,7	40,0	14,4	11,7
774	—	—	—	—
—	—	—	—	—
—	1,39	0,625	0,415	0,184
,81	0,895	0,872	0,845	0,83
7,2	179	181	192,5	194
313	0,98	0,95	0,872	0,86

**Tabelle XXXIII.**

Laufende Nr.	Name der Anlage	Betriebs- spannung in Volt	Frequenz	Gegenwärtige Größe der Anlage KW	Betriebs- beginn	S
1	Pacific Light & Power Co. . . . .	150 000	50	59 500	1913	
2	Au Sable Elec. Co. . . . .	140 000	60	19 000	1912	
3	Southern Sierra Power Co. . . . .	140 000	60	8 750	1915	
4	Utah Power & Light Co. . . . .	130 000	60	33 000	1914	
5	Pacific Gas & Electric Co. . . . .	125 000 b. 110 000	60	25 000	1913	
6	West Penn. Trac. & Water Power Co.	125 000	60	32 000	1914	
7	Tennessee Power Co. . . . .	120 000	60	15 000	1914	
8	Connecticut River Transmission Co.	120 000	60	14 400	1914	
9	Au Sable Electric Co. . . . .	110 000	30	9 000	1906	
10	Hydro-Electric Power Commission of Ontario . . . . .	110 000	25	106 800	1910	
11	Lauchhammer, A.-G. . . . .	110 000	50	15 000	1911	
12	Golpa Berlin . . . . .	100 000	50	44 000	1918	
13	Great Western Power Co. . . . .	100 000	60	50 000	1909	
14	Southern Power Co. . . . .	100 000	60	75 000	1909	
15	Pfalzwerke, A.-G. . . . .	100 000	50	10 000	1913	
16	Murgwerk . . . . .	100 000	50	20 000	1918	
17	Städt. E.-W. Berlin-Moabit-Rum- melsburg . . . . .	100 000	50	40 000	1920 im Bau	
18	Staatl. E. W. Sachsen Hirschfelde- Dresden . . . . .	100 000	50	50 000	1920	
19	G. f. e. Kr. Lauta Großenhain . . .	100 000	50	60 000	1921 im Bau	
20	G. f. e. Kr. Trattendorf-Friedrichsfeld	100 000	50	20 000	1921 im Bau	
21	Stadt Mailand . . . . .	72 000	42	21 000	1910	
22	Società Generale Elettrica dell' Ada- mello . . . . .	72 000	42	45 000	1910	
23	Hidroelectrica Espanola Molinar . .	70 000	50	27 000	1910	
24	Guadalajara, Mexico . . . . .	70 000	50	8 000	1911	
25	Società Elettrica Riviera di Ponente	70 000	50 16 <sup>2</sup> / <sub>3</sub>	27 000	1911	

<sup>1)</sup> Nach einer Zusammenstellung von Selby Haar in Electr. World 1914; siehe auch Kyser, Kraftübertragung. II. 2. Aufl.

# Einige Hochspannungsleitungen der Welt für Spannungen von 70 000 bis 150 000 V

Streckenlänge km	Gittertürme E.T. Eisenmasten E.M. Holzmasten H.M.	Spannweite		Zahl der Stromkreise		Masthöhe in m	Leitungen				
		Normal m	Maximal m	pro Mast	Zusammen		Querschnitt mm <sup>2</sup>	Material	Material der Seele	Anordnung	Leiterabstand
387	E. T.	200	885	1	2	15	305 40	Al.	St.	H.	5,3
394	E. T.	150	185	1	1	12—51	53	Cu.	Cu.	∴	5,3 schräg 3,6 senkrecht
385	E. T.	200	460	2	2	21	107 17	Al.	St.	∴	3,4
217	E. T.	200	670	2	2	25	126	Cu.	Cu.	V.	4,0
177	E. T.	245	720	1 u. 2	1	25 15	136	Cu. Al.	Cu. Al.	H. u. V.	4,1 3,0
171	E. T.	160	—	2	2	13 24	53	Cu.	Cu.	V.	1,5
225	E. T.	200	580	1 u. 2	2	15—24	68	Cu.	Cu.	H.	3,2
97	E. T.	180	365	2	2	23	68	Cu.	Cu.	V.	3,0
56	E. T.	160	—	1	2	16—18	34	Cu.	Hanf	∴	2,4
217 145	E. T.	170	335	2	2	19—52	85	Cu. Al.	St., Cu. Al.	∴ V.	3,2 2,4
56	E. M.	170	275	2	2	18—20	42	Cu.	Cu.	∴	1,8
120	E. M.	250	—	2	2	25	120	Al.	Al.	∴	3,25
248	E. T.	230	835	2	2	23—64	85	Cu.	—	V.	3,8
340	E. T.	180	550	1 u. 2	2	23	68	Cu. Al.	Cu. Al.	V.	3,1
250 105	E. T.	195	—	1	1	18	50	Cu.	Cu.	∴	2,7
—	E. T.	240	—	2	2	24	35 + 70	Stahl- al.	St.	∴	2,8
20	E. T.	160	200	2	2	26	95	Cu.	Cu.	∴	3,1
—	E. M.	225	—	2	2	24	150	Al.	Al.	∴	2,8
50	E. M.	235	—	2	2	23	150	Al.	Al.	∴	3,5
135	E. M.	250	260	2	2	26	50 + 150	Stahl- Alum.	Stahl	∴	3,5
150	E. M.	200	325	2	4	20	80	Cu.	Cu.	∴	1,6
116	E. M.	185	—	1	2	18	79	Cu.	—	∴	1,9
255	H. M.	100	—	2	2	12—15	50	Cu.	Cu.	∴	1,8
290	E. T.	195	305	2	2	18	50	Cu.	Cu.	∴	4,7
250	E. M.	150	700	2	4	12	78	Cu.	Cu.	∴	1,65

E. K. B. 1914, Heft 31, wo die Tabelle noch wesentlich erweitert zum Abdruck gekommen ist. Ergänzt für

Isolatoren		Erdseil		Baufirma
auf der Strecke Art	Bei Abspannung Art	Material Querschnitt mm <sup>2</sup>	Anzahl	G. E. = General Electric Co. W. = Westinghouse S. S. W. = Siemens-Schuckert- Werke A. E. G. = Allgem. Elektr.-Ges. B. B. C. = Brown Boveri & Cie.
9 Hänge	11 Abspann	Stahl 95	1	W. und G. E.
10 Hänge	10 Abspann	kein	—	G. E.
6 Hänge	6 Abspann	Stahl 50	1	W.
9 Hänge	11 Abspann	Stahl 50	2	G. E.
7 Hänge	8 Abspann	kein	—	P. G. & El.
5 Hänge	5 Abspann	mit Cu Überzug 70	2	W.
7 Hänge	8 Abspann	Stahl 35	1	W. und G. E.
6 Hänge	7 Abspann	Stahl 50	1	G. E.
5 Hänge	5 Abspann	kein	—	W.
8 Hänge	10 Abspann	Stahl	2 u. 3	W. und G. E.
5 Hänge	6 und 7 Abspann	Stahl 35	1	Lauchhammer A.-G.
6 Hänge	8 Abspann	Stahl 50	2	A. E. G.
5 Hänge	Abspann	Stahl 50	1	G. E.
4, 6 und 4 Hänge	5, 8 und 5 Abspann	Stahl 50	1	G. E. und W.
5 Hänge	6 Abspann	—	—	S. S. W.
7 Hänge	8 Abspann	Stahl 35	2	B. B. C. und S. S. W.
2 > 6 Hänge	2 > 8 Abspann	Stahl 50	1	S. S. W. und A. E. G.
7 Hänge	8 Abspann	Stahl 50	3	S. S. W.
6 oder 7 Hänge	8 Abspann	Stahl 50	1	S. S. W.
6 Hänge	8 Abspann	Stahl 50	1	S. S. W.
Stütz	Stütz	kein	—	B. B. C.
4 Stütz	4 Stütz	kein	—	A. E. G.
Stütz	Stütz	kein	—	S. S. W.
3 Hänge	6 Abspann	—	1	S. S. W.
Stütz	Stütz	kein	—	A. E. G. und B. B. C.

Verlag von Julius Springer in Berlin W 9

---

---

# Die elektrische Kraftübertragung

Von Dipl.-Ing. **Herbert Kyser**, Oberingenieur

Erster Band

## Die Motoren, Umformer und Transformatoren

Ihre Arbeitsweise, Schaltung, Anwendung und Ausführung

**Zweite, umgearbeitete und erweiterte Auflage**

Mit 305 Textfiguren und 6 Tafeln

Gebunden Preis M. 50.—

---

**Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze in Theorie und Praxis.** Von Dipl.-Ing. **Josef Herzog** †, Budapest, und **Clarence Feldmann**, Professor an der Technischen Hochschule zu Delft. Dritte, vermehrte und verbesserte Auflage. Mit 519 Textabbildungen.

Gebunden Preis M. 136.—

---

**Der wirtschaftliche Aufbau der elektrischen Maschine.** Von Dr. techn. **Milan Vidmar**. Mit 7 Textabbildungen. Preis M. 5.60

---

**Die Transformatoren.** Von Dr. techn. **Milan Vidmar**, ordentlicher Professor der Universität Ljubljana, Direktor der Maschinenfabriken und Gießereien A.-G. Ljubljana. Mit 297 Textabbildungen. Preis M. 110.—; geb. M. 120.—

---

**Bau großer Elektrizitätswerke.** Von Professor Dr.-Ing. h. c., Dr. phil. **G. Klingenberg**, Geheimer Baurat.

I. Band: **Richtlinien für den Bau großer Elektrizitätswerke** (mit Wirtschaftlichkeitsrechnungen und Ausführungsbeispielen). Mit 180 Textabbildungen und 7 Tafeln. Unveränderter Neudruck. Gebunden Preis M. 60.—

II. Band: **Verteilung elektrischer Arbeit über große Gebiete.** (Mit einer Baustatistik von Elektrizitätswerken und einer Arbeit über »Elektrizitätsversorgung der Großstädte« als Ergänzung des I. Bandes.) Mit 205 Textabbildungen. Unveränderter Neudruck. Gebunden Preis M. 56.—

III. Band: **Das Kraftwerk Golpa.** Mit 127 Textabbildungen und 4 Tafeln. Gebunden Preis M. 30.—

---

---

Hierzu Teuerungszuschläge

**Die Gleichstrommaschine.** Ihre Theorie, Untersuchung, Konstruktion, Berechnung und Arbeitsweise. Von Professor Dr. **E. Arnold** (Karlsruhe).

I. Band: **Theorie und Untersuchung.** Dritte, vollständig umgearbeitete Auflage. Mit 570 Textabbildungen. Unveränderter Neudruck.

Gebunden Preis etwa M. 110.—

II. Band: **Konstruktion, Berechnung und Arbeitsweise.** Dritte Auflage. In Vorbereitung.

---

**Die Wechselstromtechnik.** Herausgegeben von **E. Arnold.** Fünf Bände. Unveränderter Neudruck.

---

**Ankerwicklungen für Gleich- und Wechselstrommaschinen.** Ein Lehrbuch. Von Professor **Rudolf Richter.** Mit 377 Textabbildungen.

Gebunden Preis M. 78.—

---

**Die asynchronen Wechselfeldmotoren.** Kommutator und Induktionsmotoren. Von Professor Dr. **Gustav Benischke.** Mit 89 Textabbildungen.

Preis M. 16.—

---

**Lehrbuch der elektrischen Festigkeit der Isoliermaterialien.**

Von Professor Dr.-Ing. **A. Schwaiger** in Karlsruhe. Mit 94 Textabbildungen.

Preis M. 9 —; gebunden M. 10.60

---

**Die Materialprüfung der Isolierstoffe der Elektrotechnik.** Heraus-

gegeben von Oberingenieur **Walter Demuth** in Berlin, unter Mitarbeit von **Kurt Bergk** und **Hermann Franz,** Ingenieure. Mit 76 Textabbildungen.

Preis M. 12.—; gebunden M. 14.40

---

**Hilfsbuch für die Elektrotechnik.** Unter Mitwirkung namhafter Fachgenossen bearbeitet und herausgegeben von Dr. **Karl Strecker.** Neunte, umgearbeitete Auflage. Mit 552 Textabbildungen. Gebunden Preis M. 70 —

---

**Kurzes Lehrbuch der Elektrotechnik.** Von Dr. **Adolf Thomälen,**

a. o. Professor an der Technischen Hochschule Karlsruhe. Achte, verbesserte Auflage. Mit 499 Textabbildungen. Gebunden Preis M. 30.—

---

**Elektrische Starkstromanlagen,** Maschinen, Apparate, Schaltungen, Betrieb. Kurzgefaßtes Hilfsbuch für Ingenieure und Techniker sowie zum Gebrauch an technischen Lehranstalten. Von Dipl.-Ing. **Emil Kosack,** Studienrat an den Staatlichen Vereinigten Maschinenbauschulen zu Magdeburg. Fünfte, durchgesehene Auflage. Mit 294 Textabbildungen.

Gebunden Preis M. 32.—

---

---