

Die wirtschaftlich günstigste Spannung für Fernübertragungen mittelst Freileitungen

mit besonderer Berücksichtigung der Glimmverluste

Von

Dr. Helmuth Eimer

Diplom-Ingenieur

Mit 47 Textfiguren



Berlin
Verlag von Julius Springer
1914

ISBN-13:978-3-642-89646-0 e-ISBN-13:978-3-642-91503-1
DOI: 10.1007/978-3-642-91503-1

Alle Rechte, insbesondere das der
Übersetzung in fremde Sprachen, vorbehalten.
Softcover reprint of the hardcover 1st edition 1914

Inhaltsverzeichnis.

	Seite
Einleitung	1
A. Die gesamten jährlichen Betriebskosten einer Fernübertragung	3
a) Die direkten Betriebskosten	3
b) Die indirekten Betriebskosten	4
B. Wahl des Systems der Kraftübertragung	5
C. Anlagekosten der Erzeuger- und Transformatorstationen	6
a) Transformatorkosten	7
b) Kosten der Schaltanlagen	9
c) Kosten der Gebäude	11
D. Anlagekosten der Fernleitung	11
1. Die Mastkosten	12
a) Masthöhe	12
α) Der Durchhang	13
β) Der Leiterabstand	15
b) Mastkonstruktion	25
c) Mastbeanspruchung	25
2. Kosten des Leitungsmaterials	26
3. Montage- und Grunderwerbskosten	26
4. Der günstigste Mastabstand	27
E. Praktische Werte für die Jahresquoten zur Verzinsung, Tilgung, Instandhaltung und Erneuerung	33
F. Die mittlere jährliche Dauer der vollen Belastung und der vollen Effektverluste	36
G. Der Wirkungsgrad von Kraftübertragungen mittels Freileitungen	42
1. Die wirtschaftliche Stromdichte	43
2. Die Stromwärmeverluste	50
3. Die Glimmverluste	62
4. Die Ableitungsverluste	73
5. Transformatorverluste	74
H. Zahlenmäßige Ermittlung der wirtschaftlichen Spannung	75
1. Einfluß der Übertragungslänge auf die wirtschaftliche Spannung	81

	Seite
2. Einfluß der Glimmverluste	84
3. Einwirkung der Größe des Faktors $\beta \tau$, bzw. der wirtschaftlichen Stromdichte auf die wirtschaftliche Spannung.	87
4. Das unterschiedliche Verhalten von Kupfer- und Aluminiumleitungen hinsichtlich der wirtschaftlichen Spannung	93
5. Periodenzahl und wirtschaftliche Spannung	96
6. Einfluß der Kosten der Transformatorstationen und der Leitungsanlage	100
Zusammenfassung der Ergebnisse über die wirtschaftliche Spannung	100
J. Die Rentabilität von Fernübertragungen bei Anwendung wirtschaftlicher Spannung	105
Bezeichnungen	114

Einleitung.

Dem Problem der wirtschaftlichen Spannung ist schon eine Reihe von Arbeiten gewidmet worden, welche alle die Lösung der Aufgabe auf analytischem Wege sich zum Ziele setzen.

So einfach das Problem ist, so führt seine mathematische Behandlung zu Differentialgleichungen, deren Lösung teils außerordentlich schwierig, teils unmöglich ist, je nach dem Grade der Vereinfachungen und Vernachlässigungen, die man zulassen will. Dieses Erzwingen der mathematischen Lösung bringt es aber vielfach mit sich, daß das Resultat sich von den wirklichen Verhältnissen zu weit entfernt und zu durchaus irrtümlichen Vorstellungen führt.

Als ein Beispiel für derartige Vereinfachungen sei die Arbeit von Majerczik genannt: „Die Berechnung elektrischer Freileitungen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten“¹⁾, in welcher der Verfasser als Vereinfachung rein lineare Funktionen annimmt, und als ein anderes Beispiel die von Meyer²⁾ vorgeschlagene Methode der resultierenden Potenzlinie, die darin besteht, die mit der Spannung variablen Exponenten der Kostenfunktionen für einen gewissen Spannungsbereich konstant zu setzen.

Zu direkt unrichtigen Resultaten führen aber zu weitgehende Vernachlässigungen. Als solche sind z. B. die Außerachtlassung der Abhängigkeit der Energieverluste von der Spannung anzusehen.

Es soll hier auf die Rektoratsantrittsrede des Professors Ferdinand Wittenbauer³⁾ in Graz hingewiesen werden, in welcher dieser das Verhältnis zwischen Mathematik und Technik eingehend erörtert. In seinen trefflichen Ausführungen warnt Wittenbauer vor der Lösung technischer Probleme auf analytischem Wege, wenn das Resultat nur auf Grund weit-

¹⁾ Dr.-Ing. W. Majerczik. Verlag von Julius Springer, 1910.

²⁾ Dr.-Ing. F. W. Meyer, „Die Berechnung elektrischer Anlagen auf wirtschaftlicher Grundlage“. Verlag von Julius Springer, 1908.

³⁾ Zeitschrift des V. d. I., Heft Nr. 26, 1912.

gehender, oft nicht mehr zulässiger Vernachlässigungen zu erzielen ist, und besonders dann, wenn graphische Lösungen in weit einfacherer und anschaulicherer Weise zum richtigen Ergebnis führen.

Wenn auch in der Elektrotechnik die Verhältnisse etwas anders liegen wie in den übrigen Gebieten der Technik, aus denen Wittenbauer zur Bekräftigung seiner Anschauung über den Wert mathematischer Behandlung technischer Probleme einige charakteristische Beispiele uns vor Augen führt, so stellt gerade die Aufgabe der wirtschaftlichen Spannung ein treffliches Beispiel aus dem Gebiete der Elektrotechnik im Sinne Wittenbauers dar.

Die Lösung dieses Problems kann freilich niemals eine allgemein gültige sein, da die Größen der zahlreichen in Frage kommenden Faktoren von Fall zu Fall starken Änderungen unterworfen sind; man wird aber durch geeignete Wahl der Faktoren eine in weitem Maße allen Verhältnissen Rechnung tragende Lösung erhalten können.

Mit dieser Arbeit soll nun gezeigt werden, daß das Problem der wirtschaftlichen Spannung auf graphischem Wege tatsächlich in einfacher und zweckentsprechender Weise zu lösen ist. Rechnung soll nur da hinzugezogen werden, wo sie wirklich Vereinfachungen schafft.

Im Gegensatz zu rein analytischen Methoden sollen dabei alle in der Praxis irgendwie in Frage kommenden Faktoren Berücksichtigung finden, sodaß die Resultate die größte Annäherung an die tatsächlichen Verhältnisse gewährleisten. Ein wesentlicher und vielfach anfechtbarer Punkt ist dabei die richtige Wahl der einzelnen Kostenfaktoren und ihre Abhängigkeit von der Spannung. Allein überall da, wo Mittelwerte nicht mehr zulässig erscheinen mögen, sollen Grenzwerte geschaffen werden, sodaß stets Schlüsse auf dazwischenliegende Werte gezogen werden können.

Da die wirtschaftliche Spannung zur Übertragung von Energiemengen unter Anwendung von Kabelleitungen sehr bald durch die Isolationsfähigkeit der Kabel begrenzt ist, sollen hier nur Freileitungen in Betracht gezogen werden, und zwar seien die Kraftübertragungen nur größeren Stils, da diese vor allem von wirtschaftlichem Interesse sind.

A. Die gesamten jährlichen Betriebskosten einer Fernübertragung.

Die Übertragung einer elektrischen Leistung von einem Ort, z. B. dem Erzeugungsort elektrischer Energie, zu einem entfernt gelegenen Konsumgebiet kann mit verschiedenen Spannungswerten erfolgen, unter denen man diejenige Spannung als die wirtschaftliche Spannung bezeichnet, für welche die jährlichen Betriebsauslagen ein Minimum erreichen.

Die Betriebskosten einer Kraftübertragungsanlage können wir allgemein trennen in die direkten und in die indirekten Betriebskosten.

Zu den ersteren rechnen wir die Selbstkosten der abgegebenen Energie und die durch die Effektverluste in der Fernleitung und den Transformatoranlagen sowie den dazu gehörigen Teilen erforderlichen Kostenbeträge.

Zu den letzteren zählen die für die Verzinsung, Tilgung, Instandhaltung und Abschreibung jährlich aufzubringenden Kosten für die Transformatorstationen, die Fernleitungsanlage und jenes Teils der Zentrale, der ausschließlich zur Deckung der Effektverluste dienen soll.

a) **Die direkten Betriebskosten.** Die Selbstkosten der Energie hängen von der Art der Stromerzeugung ab, bzw., wenn es sich um ein selbständiges Unternehmen handelt, das Energie zum Zwecke nutzbringender Übertragung von einer Erzeugerstation kaufen muß, von dem Preise, der für eine Kilowattstunde zu bezahlen ist.

Bezeichnet:

ϵ_e die am Ende der Fernleitung bei voller Belastung abgegebene Leistung in Watt,

V die Effektverluste auf der Fernleitung in Watt und

V_T die Transformatorverluste bei voller Belastung in Watt,

4 Die gesamten jährlichen Betriebskosten einer Fernübertragung.

ferner

τ die durchschnittliche Dauer der vollen Effektverluste, d. i. eine ideelle Zeitdauer, die besagt, wie lange die Anlage mit voller Belastung im Betriebe stehen müßte, um denselben Wert der Effektverluste zu ergeben, wie im wirklichen Betriebe im Verlauf eines Jahres, zum Unterschiede von der Zeit T , welche der durchschnittlichen jährlichen Dauer der vollen Belastung entspricht, dann beträgt die jährlich an die Fernleitungsanlage abzugebende Arbeit

$$\mathfrak{A} = [T \cdot \varepsilon_e + \tau (V_T + V)] \text{ Wattstunden}$$

Die Effektverluste auf der Fernleitung können wir trennen in die Jouleschen Verluste und in Verluste, welche von der Höhe der Spannung abhängig sind.

Besitzt die Fernleitung ζ Leiter mit je $\varepsilon \Omega/m$, und fließt in jedem dieser Leiter bei Vollbelastung ein Strom J Amp., dann belaufen sich die Effektverluste auf

$$\mathfrak{B} = [\zeta \cdot J^2 \cdot \varepsilon + f_v(E)] \text{ Watt/m,}$$

worin $f_v(E)$ die von der Spannung abhängigen Verluste bedeutet.

Die an eine Fernleitung von l m Länge jährlich abzugebende Arbeit berechnet sich daher zu:

$$\mathfrak{A} = T \cdot \varepsilon_e + \tau [V_T + l (\zeta \cdot J^2 \cdot \varepsilon + f_v(E))] \text{ Wattstunden.}$$

Sind β die Selbstkosten einer Wattstunde, dann erhalten wir für die direkten Betriebskosten pro Jahr:

$$K_d = \beta [T \cdot \varepsilon_e + \tau \{V_T + l (\zeta \cdot J^2 \cdot \varepsilon + f_v(E))\}]$$

b) Die indirekten Betriebskosten. Zur Aufstellung der Gleichung der indirekten Betriebskosten bezeichne:

K_b die Kosten der Betriebsanlage, also der Erzeugerstation und der Transformatorstationen pro Watt;

K_l die Kosten der Fernleitung pro Meter;

p_b die in Rechnung zu ziehende Jahresquote für Verzinsung, Tilgung, Instandhaltung und Abschreibung der Betriebsanlage;

p_l desgl. der Fernleitungsanlage.

Die Kostenbeträge K_b und K_l kann man aus einem von der Spannung unabhängigen Wert k_b bzw. k_l gebildet denken und einer von dieser abhängigen Größe, denn die Kosten der Betriebsanlage sowie der Fernleitungsanlage sind Funktionen der Spannung.

Man kann also schreiben:

$$K_b = k_b [1 + f_b (E)]$$

und

$$K_l = k_l [1 + f_l (E)];$$

hierbei sind die Funktionen von (E) meist Potenzlinien mit wachsendem Exponenten von (E) , wie aus den später folgenden graphischen Darstellungen der Kostenfunktionen zu ersehen ist.

Die indirekten Betriebskosten betragen alsdann:

$$K_i = p_b \cdot k_b [1 + f_b (E)] [\varepsilon_e + V_T + V] + p_l \cdot k_l [1 + f_l (E)] \cdot l.$$

Die gesamten jährlichen Betriebsauslagen sind gebildet aus der Summe der direkten und der indirekten Betriebskosten.

Allgemein ist also:

$$K = K_d + K_i$$

und unter Einsetzung der obigen Werte:

$$K = p_b \cdot k_b [1 + f_b (E)] [\varepsilon_e + V_T + \varepsilon l (J^2 \cdot \tau + f_v (E))] + p_l k_l [1 + f_l (E)] l + \beta [T \varepsilon_e + \tau \{V_T + \varepsilon l (J^2 \cdot \tau + f_v (E))\}]$$

Die Gleichung der gesamten Betriebsauslagen besagt, daß diese außer von der Spannung und von den Selbstkosten β von folgenden fünf wesentlichen Faktoren abhängen:

1. von den Kosten der Betriebsanlage bzw. der Transformatorstationen,
2. von den Kosten der Freileitungsanlage,
3. vom Effektverlust,
4. von den in Rechnung zu ziehenden Jahresquoten für Verzinsung, Tilgung, Abschreibung und Instandhaltung,
5. vom Belastungsverlaufe während eines Jahres.

B. Wahl des Systems der Kraftübertragung.

Für vorliegende Untersuchungen kommen im wesentlichen zwei Stromsysteme in Betracht, das Einphasensystem und das Drehstromsystem. Es sei hier nur das letztere berücksichtigt, da die Drehstromübertragungen infolge ihrer technischen und wirtschaftlichen Vorzüge die größte Verbreitung gefunden haben und ihnen dadurch allgemeineres Interesse gegenüber Einphasenstromübertragungen zukommt.

C. Anlagekosten der Erzeuger- und Transformatorstationen.

Die Anlagekosten des Kraftwerkes sind, sofern wir diese von der Transformator- und Hochspannungsschaltanlage trennen, von der Übertragungsspannung unabhängig. Sie kommen nur für den Wert der wirtschaftlichen Stromdichte in Frage (s. S. 43 ff.) und können dadurch auch den Wert der wirtschaftlichen Übertragungsspannung beeinflussen (s. S. 89), jedoch nur in so geringem Maße, daß wir die Annahme treffen können, daß das Kraftwerk und die Übertragungsanlage nicht derselben Unternehmung gehört, daß vielmehr die Übertragungsanlage einschließlich Transformatorstationen Eigentum einer Unternehmung ist, welche Energie zum Absatz in einem entfernt gelegenen Gebiet von einem Kraftwerk kauft.

Unter dieser Voraussetzung können wir uns auf die Ermittlung der Anlagekosten von Transformatorstationen beschränken, von denen je eine am Anfang und eine am Ende der Fernleitung errichtet sei.

Die Anlagekosten von Transformatorstationen gliedern wir in die Kosten:

- a) für die Transformatoren,
- b) für die Schaltanlage und den Überspannungsschutz,
- c) für die Gebäude samt Grunderwerb.

Zuerst von Mershon¹⁾, dann von Meyer²⁾ wurden empirische Formeln für die Kosten der einzelnen Teile aufgestellt, die für eine rein analytische Behandlung der wirtschaftlichen Spannung wohl von Wert, hier aber zu unhandlich sind.

Wir werden die Kosten in Form von Kurven darstellen, aus denen wir die Anlagekosten für jeden Wert von Leistung und Spannung in einfachster Weise ermitteln können. Die entnommenen Werte können natürlich nicht allen Verhältnissen Rechnung tragen. Hier, wo es sich aber nur um den Erhalt von Relativwerten von annähernd richtiger Größenordnung handeln

¹⁾ Mershon, Transact of the Americ. Inst. of Elect. Eng. 1904.

²⁾ Meyer, Die Berechnung elektrischer Anlagen auf wirtschaftlichen Grundlagen. Verlag von Julius Springer, Berlin 1908.

kann, werden die Kurvenwerte hinsichtlich Genauigkeit vollauf hinreichen.

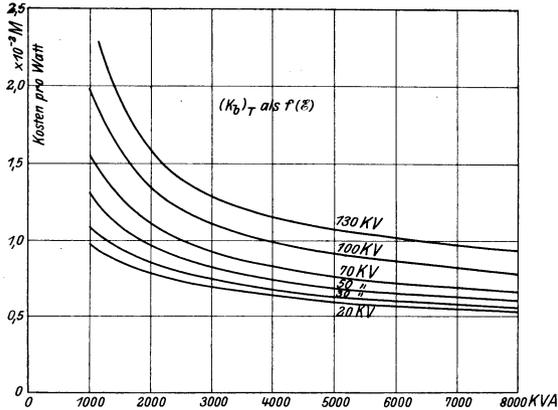


Fig. 1 a.

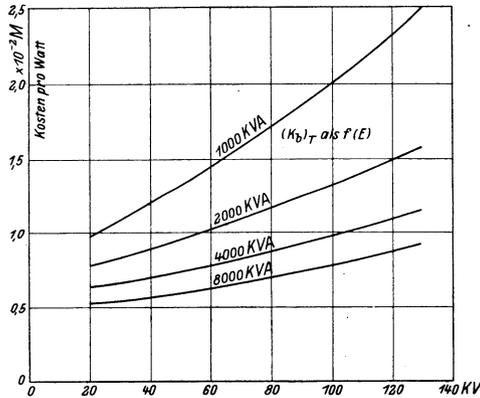


Fig. 1 b.

Kosten in Mark pro Watt von Drehstromtransformatoren mit Wasserkühlung inkl. Ölfüllung.

Die in Fig. 1 bis 4 dargestellten Kurven wurden aus Kostenschätzungen auf Grund von Preislisten, einschlägigen Veröffentlichungen, teils auch durch das von einigen Firmen erhaltene Material gewonnen.

Zu a). Die Kostenkurven für Transformatoren (Fig. 1 a und 1 b) beziehen sich auf wassergekühlte Drehstrom-Öl-Trans-

formatoren für 50 ~. Die Kurven zeigen eine starke Abhängigkeit von der Spannung; so betragen z. B. die Kosten eines 1000-KVA-Drehstromtransformators etwa

bei 20 000 Volt	9 800 M.
„ 50 000 „	13 400 M.
„ 100 000 „	20 000 M.

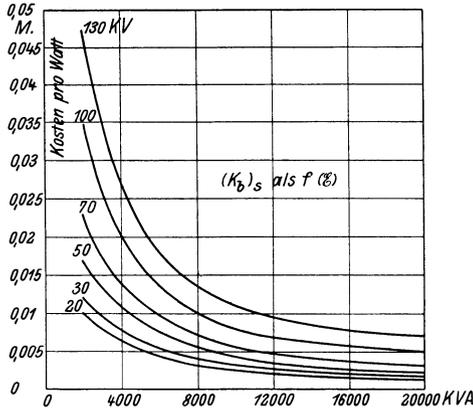


Fig. 2 a.

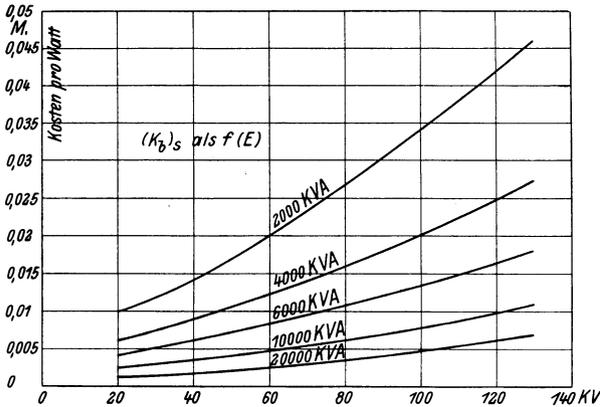


Fig. 2 b.

Kosten der Schaltanlage einschließlich Überspannungsschutz in Mark pro Watt Transformator-Station.

Als größte vorkommende Einheit sei ein Transformator mit einer Leistung von 8000 KVA angenommen, was für europäische

Verhältnisse etwa zutreffen dürfte, wenn auch in Amerika Einheiten von 12 000 KVA Drehstromleistung keine Seltenheit mehr sind. Solche Einheiten fanden z. B. in dem Unterwerk der Shawinigan Water & Power Co. Aufstellung.

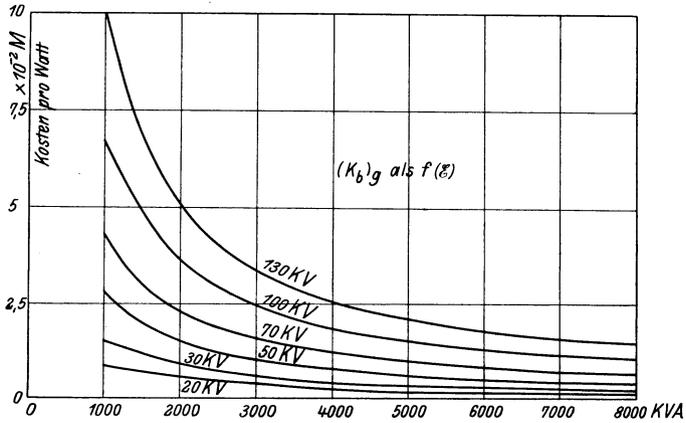


Fig. 3a.

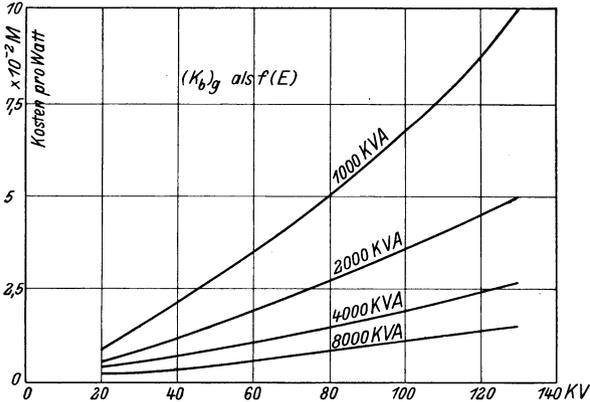


Fig. 3b.

Gebäudekosten in Mark pro Watt Transformatorstation.

Zu b). In den durch die Kurven (Fig. 2a und 2b) dargestellten Kosten der Schaltanlagen sind alle zu einer normalen Schaltanlage für die Hoch- und Niederspannungsseite gehörigen Apparate und Instrumente, die Schaltgerüste und Verschaltungen

sowie die Sammelschienen und sämtliches Leitungs-, Isolier- und Kleinmaterial einschließlich der Montagekosten enthalten.

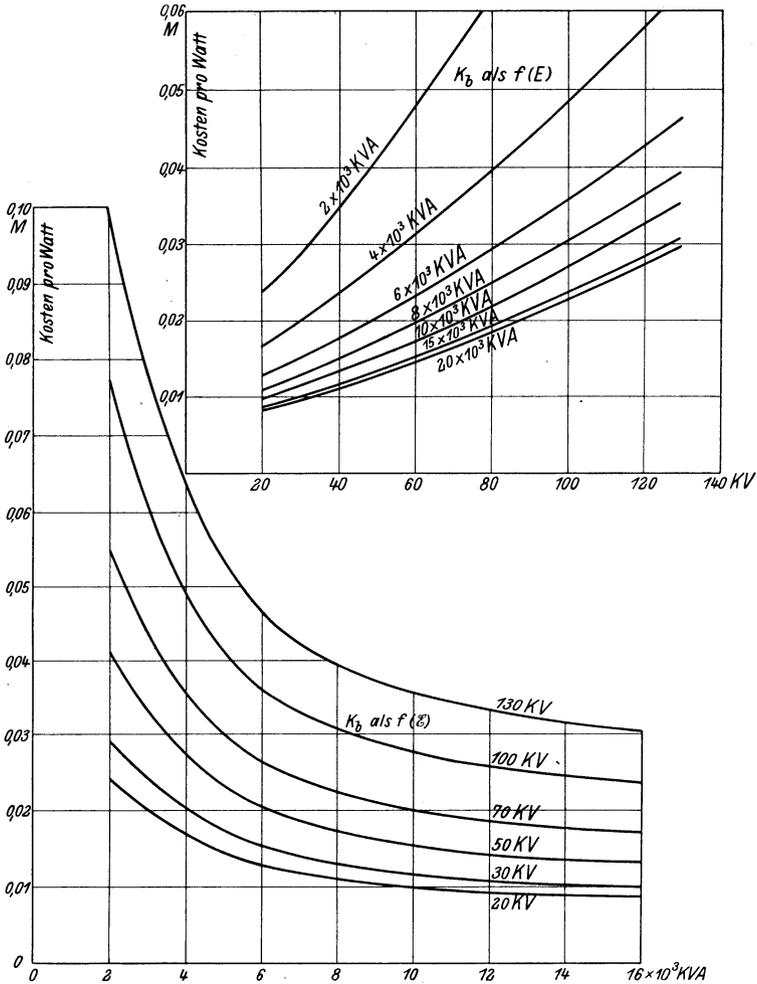


Fig. 4a und 4b.

Gesamtkosten einer Transformatorstation in Mark pro installiertes Watt.

In den Kosten sind ferner Induktionsregler zur Spannungsregelung, die Beleuchtungsanlage der Station und schließlich auch der Überspannungsschutz einbezogen.

Maßgebend für die Zahl der Schaltfelder war die Annahme, daß von der Station zwei Freileitungen abgehen sollen, von denen jede die Hälfte der gesamten Stationsleistung, ausschließlich der als Reserve installierten Leistung, übernehmen kann.

Als Überspannungsschutz wurden in Verbindung mit Drosselspulen Kondensatorbatterien gewählt, außerdem aber über den Freileitungen Erdungsseile, sogenannte Blitzschutzdrähte, geführt.

Zu c). Den Gebäudekosten wurde ein Preis von 15 M. pro cbm umbauten Raumes zugrunde gelegt, und für die Grunderwerbskosten ein Betrag von 1 M. pro m² bebaute Fläche in Rechnung gezogen. Die starke Abhängigkeit der Gebäudekosten von der Spannung, die sich in den Kurven Fig. 3 a und 3 b zeigt, rührt von dem mit der Spannung rasch wachsenden Raumbedarf her. Ein einpoliger 130-KV-Ölschalter besitzt z. B. eine Länge von ca. 2,5 m bei einer Breite von 1,2 m und einer Höhe bis zu den Ausfühungsklemmen von ca. 3,65 m, sodaß ein solcher Schalter einen Nettoplatzbedarf von rund 11 cbm beansprucht, während ein Schalter für gleiche Kurzschlußleistung bei 20 KV nur etwa 1 cbm Nettoplatzbedarf erfordert. Ähnliche Verhältnisse treffen wir bei dem Platzbedarf der Transformatoren. Ein Einphasentransformator von 3000 KVA Leistung benötigt bei 20 KV einen Nettoraum von etwa 8 cbm, ein solcher von 130 KV etwa 35 cbm!

Fig. 4 a und 4 b zeigt die Kosten einer vollständigen Transformatorstation in Mark für 1 Watt der installierten Stationsleistung. Die Kurven sind durch Überlagerung der Kurven der Fig. 1 bis 3 gewonnen worden.

D. Anlagekosten der Fernleitung.

Bei Fernübertragungen, die, wie hier angenommen, entfernt gelegene Konsumgebiete, wie Industriebezirke, Bahnanlagen usw. mit elektrischer Energie versorgen sollen, würde eine Betriebsunterbrechung einen bedeutenden Ausfall an Betriebseinnahmen und Ausgaben an Vertragsstrafen nach sich ziehen und dadurch die Wirtschaftlichkeit der Anlage vermindern.

Eine solche Fernleitungsanlage muß daher mit möglichster Sorgfalt auf Betriebssicherheit projiziert werden. Der Standpunkt der Billigkeit darf hier nicht vorherrschen. Aus diesem

Grunde seien, wie dies auch bei den Anlagekosten der Transformatorstationen vorgesehen wurde (s. S. 11), stets zwei für sich getrennt arbeitende Drehstromlinien angeordnet.

Die 6 Leitungen dieser beiden Systeme seien auf gemeinsamem Gestänge montiert, eine Anordnung, die Maste großer Festigkeit, also Eisenkonstruktionsmaste erfordert, will man nicht die durch Unterteilung der Leitung gewonnenen Vorteile an Betriebssicherheit wieder verlieren.

Um Spannungsunsymmetrien zu vermeiden, seien die Leiter je eines Systemes der Doppelleitung im gleichseitigen Dreieck angeordnet. Über jedes Leiterdreieck sei ein Erdungsseil (s. S. 11) aus verzinktem Stahldraht von 43 mm^2 Querschnitt geführt, dessen Erdung etwa alle 1000 m erfolge.

Um eine Annahme über die Leitungsführung zu treffen, seien unter den in Verwendung kommenden Masten 60 % Zwischenmaste, 30 % Kurvenmaste und 10 % Abspannmaste.

Nachdem die unsere Fernleitung hauptsächlich charakterisierenden Punkte festgelegt sind, können wir zu den Anlagekosten übergehen, die von folgenden Teilen abhängen:

1. von den Mastkosten,
2. von den Kosten des Leitungsmateriales und der Erdungsseile,
3. von den Isolationskosten, Montage- und Grunderwerbskosten bzw. Enteignungskosten,
4. vom Mastabstand.

1. Die Mastkosten.

Sie hängen vom Mastgewicht ab, das durch die Masthöhe, die Mastkonstruktion sowie durch die zulässige Mastbeanspruchung bestimmt ist.

a) Die Masthöhen richten sich in erster Linie nach der geringsten Entfernung des tiefsten Leiterpunktes vom Erdboden. Nach den Vorschriften des V. d. E. soll diese Entfernung bei Freileitungen mindestens 6 m betragen. Hier sollen jedoch, da nur ausgesprochen Hochspannungsleitungen in Betracht kommen, 7 m als Mindestentfernung angenommen werden.

Die Masthöhen sind ferner Funktionen des Durchganges der Leitungen, des Leiterabstandes und schließlich der Isolation, besonders bei Verwendung von Hängeisolatoren.

α) Der Durchhang von Freileitungen. Mit Annäherung ist der Durchhang eines frei gespannten Drahtes gegeben durch die Blondelsche Formel

$$f = \frac{\sigma \cdot s^2}{8 \cdot z} \text{ m,}$$

wo

s die Spannweite in m,

z die Zugbeanspruchung in kg/mm²,

σ das spezifische Gewicht des Leitungsmaterialies in kg/cm³.

Die zulässige Zugbeanspruchung ist für die verschiedenen Leitungsmaterialien durch die Vorschriften des V. d. E. gleich der Hälfte der Zerreiβfestigkeit des betreffenden Materialies festgelegt.

Zur Ermittlung der maximal auftretenden Zugbeanspruchung hat nach diesen Vorschriften eine Untersuchung das eine Mal bei Annahme einer Temperatur von -20°C , das andere Mal bei einer Temperatur von -5°C mit einer zusätzlichen Belastung durch Eis stattzufinden.

Es würde zu weit führen, auf diese Untersuchungen einzugehen. Es sei hingegen auf eine Arbeit von R. Weil¹⁾ verwiesen, aus der wir unter Beachtung der später angeführten Materialkonstanten entnehmen können, daß die höhere Beanspruchung bei -5°C mit zusätzlicher Eisbelastung eintritt, wenn die Spannweite des Drahtes

bei Kupferdraht mehr als . . . 60 m,

bei Aluminiumdraht mehr als 75 m

beträgt.

Da hier Spannweiten von nur wesentlich höheren Werten in Frage kommen werden, so ist den weiteren Berechnungen die maximale Beanspruchung bei -5°C mit Eisbelastung zugrunde zu legen.

Eine weitere Untersuchung müßte sich auf die Frage erstrecken, ob der größte Durchhang bei dem für unser Klima vom V. d. E. vorgeschriebenen Höchstwert der Temperatur von $+40^{\circ}\text{C}$ oder bei -5°C mit zusätzlicher Eisbelastung auftritt.

¹⁾ R. Weil, Beanspruchung und Durchhang von Freileitungen. Verlag von Julius Springer, Berlin 1910.

Aus der eben genannten Arbeit folgt, daß bei Spannweiten von mehr als 60 m bzw. 75 m der größte Durchhang bei -5°C mit zusätzlicher Belastung zu erwarten ist.

Für die Eisbelastung schreiben die Normalien für Freileitungen $0,015 \cdot q$ kg/mm² vor, wo q den Leiterquerschnitt in mm² bedeutet.

Das Gewicht von 1 m Leitungsmaterial von 1 mm² Querschnitt beträgt dann zuzüglich dieser Eislast $(\sigma + 0,015)$ kg und der Durchhang in m berechnet sich somit bei Eisbelastung zu:

$$f = \frac{(\sigma + 0,015) s^2}{8 \cdot z}$$

Für die Leitungen kommen Seile aus hartgezogenem Kupfer- bzw. Aluminiumdraht in Frage. Die Aluminiumleiter sollen jedoch nicht aus Reinaluminium, sondern aus einer Aluminiumlegierung größerer Festigkeit, dem sogenannten Spreecaluminium¹⁾ bestehen.

Die Konstanten für diese Materialien sind folgende:

für Kupfer	für Aluminium
$\sigma = 0,0089 \text{ kg/cm}^3$	$\sigma = 0,0028 \text{ kg/cm}^3$
$z = 15 \text{ kg/mm}^2$	$z = 10 \text{ kg/mm}^2$

Unter Einsetzung dieser Werte erhält man

$$f_{\text{Cu}} = 0,0002 \cdot s^2$$

$$f_{\text{Al}} = 0,000221 \cdot s^2$$

und folgende Tabelle gibt die Resultate, wie sie den Masthöhen zugrunde gelegt werden sollen:

Durchhang von Kupfer- und Aluminium-Leitungen in m

s = 80	100	120	140	160	180	200
$f_{\text{Cu}} = 1,28$	2,00	2,89	3,92	5,11	6,50	8,00
$f_{\text{Al}} = 1,42$	2,21	3,20	4,33	5,65	7,12	8,80

Die Resultate sind in Fig. 5 aufgetragen.

Es sei darauf hingewiesen, daß unter der Annahme, daß die Vorschriften über die Eisbelastung den wirklichen Verhältnissen entsprechen, was neuerdings vielfach angefochten wird²⁾, der Durchhang von Aluminiumseil gegenüber dem von Kupferseil größer ist, daß sich also Aluminiumseil in dieser Beziehung

¹⁾ Fabrikat der Allgemeinen Elektrizitätsgesellschaft in Berlin.

²⁾ Vgl. ETZ. 1912, Heft 32, Dr.-Ing. F. Marguerre, Über Fehler in den Freileitungsnormalien.

ungünstiger verhält, da ein größerer Durchhang höhere und damit teurere Maste verlangt. Ohne Eisbelastung wäre das Gegenteil der Fall. Setzt man nämlich die beiden Ausdrücke für den Durchhang ohne Eislast ins Verhältnis, unter Einsetzung der maximal zulässigen Werte von z , dann findet man

$$\frac{f_{Al}}{f_{Cu}} = \frac{0,0028 \cdot 15}{0,0089 \cdot 10} = 0,45$$

also einen größeren Durchhang beim Kupferseil.

β) **Der Leiterabstand.** Der Leiterabstand ist nicht nur für die Masthöhe mitbestimmend, es hängen vielmehr auch Gewicht und Kosten der Querträger und schließlich auch die Höhe der Effektverluste davon ab. Sein Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit ist somit wesentlich, und es soll deshalb die Bestimmung des Leiterabstandes unter Berücksichtigung aller Faktoren behandelt werden.

Zur Ermittlung eines praktischen Verhältnissen ungefähr entsprechenden Leiterabstandes D sind eine Reihe empirischer Formeln entstanden, z. B. die von

$$\text{Uppenborn: } D = 40\sqrt[4]{E} \text{ cm}$$

$$\text{Häfner}^1): D = 18\sqrt{E} \text{ cm}$$

$$\text{Petersen}^2): D = 26 + 2,5 \cdot KV \text{ cm}$$

$$\text{A-E-G}^3): D = \frac{E}{10} \cdot 31 + 16 \text{ cm}$$

Diese Formeln zeigen alle eine Abhängigkeit von der Spannung, berücksichtigen aber in keiner Weise weitere wichtige Punkte. Nur die Vorschriften des E. V. in Wien nehmen eine Abhängigkeit von der Spannweite an. Nach ihnen sollen bei 10 KV und

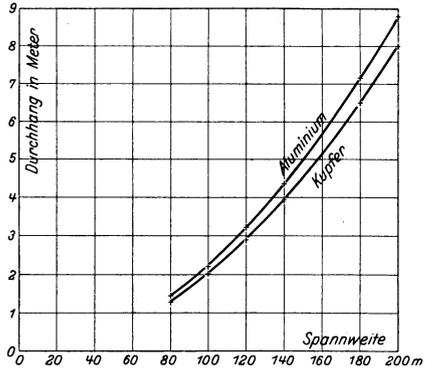


Fig. 5.

Maximaler Durchhang von Kupfer und Aluminiumleitungen.

1) Siehe Friese, Das Porzellan, S. 127.

2) Siehe Petersen, Hochspannungstechnik, S. 302.

3) Siehe Starkstromtechnik, S. 894.

20 m Spannweite der Leiterabstand $D = 20$ cm betragen und für je 1000 Volt Spannungszunahme und für je 2 m Vergrößerung der Spannweite der Leiterabstand um 1 cm zunehmen. Diese Abhängigkeit von der Spannweite entbehrt nicht der Begründung, wenn auch ein Zusammenschlagen der Leitungen bei großen Spannweiten nur selten beobachtet wurde, nämlich bei plötzlichen Entlastungen der Leitung bei abfallenden Schneemassen sowie bei starkem Wind infolge ungenauer Montage hinsichtlich des Durchhanges. Es sollen hier die Vorschriften des E. V. in Wien für die Bestimmung des Leiterabstandes Geltung haben, solange sie nicht durch das Auftreten von Glimmverlusten, die den früher erwähnten Anteil an den Effektverlusten¹⁾ ausmachen, eine Beschränkung in ihrer Anwendbarkeit erleiden.

Die Größe der Glimmverluste und ihr Einfluß auf die Größe der wirtschaftlichen Spannung wird später²⁾ behandelt werden. Hier seien vorläufig nur die Ursachen der Glimmverluste erörtert, soweit diese uns hinsichtlich des Leiterabstandes interessieren.

Überschreitet die Spannung zwischen zwei Leitern bzw. zwischen Leiter und Erde einen bestimmten vom Leiterabstand und Leiterdurchmesser abhängigen Wert, so wird von den Leitern Strom in die umgebende Luft ausströmen, den man äußerlich an Leuchterscheinungen erkennen kann. Diesen Strom bezeichnet man als Glimmstrom und die Spannung, bei welcher er zuerst wahrnehmbar ist, als Glimmspannung. Diese hängt von der Feldstärke an der Leiteroberfläche ab, welche bei zwei im Abstände von D cm parallelen Leitern mit einem Leiterradius r cm folgenden Wert in KV/cm besitzt:

$$\delta = \frac{E_1}{2 \cdot r \cdot 2,302 \log \frac{D}{r}}$$

und bei drei im gleichseitigen Dreieck angeordneten Leitern einer Drehstromlinie

$$\delta = \frac{E_3}{\sqrt{3} \cdot r \cdot 2,302 \log \frac{D}{r}}$$

wo E_1 bzw. E_3 die Spannung zwischen je 2 Leitern bedeutet.

¹⁾ Vgl. S. 4.

²⁾ Vgl. S. 62 u. f.

Die experimentelle Ermittlung der Feldstärke an der Leiteroberfläche, bei welcher die ersten Glimmerscheinungen wahrzunehmen sind, wurden von verschiedenen Seiten ausgeführt. In Fig. 6 sind die Resultate der Versuche von Ryan¹⁾ sowie

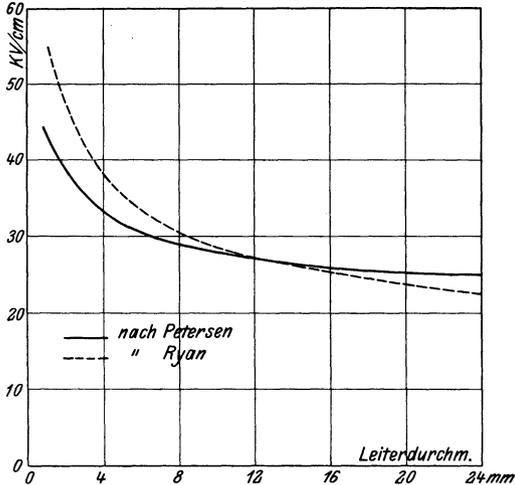


Fig. 6.

Dielektrische Beanspruchung an der Leiteroberfläche.

von Petersen²⁾ graphisch als Funktion des Leiterdurchmessers dargestellt. Die Feldstärken sind hier Effektivwerte. Die Kurven zeigen im Gebiete praktisch im Freileitungsbau vorkommender Leiterdurchmesser eine gute Übereinstimmung.

Mit Hilfe dieser Kurven sind wir imstande, für jeden Leiterdurchmesser, sowie für jeden Leiterabstand die Glimmspannung E_g zu ermitteln und zwar für Drehstromleitungen aus obiger Gleichung durch die Beziehung:

$$E_g = \delta \cdot \sqrt{3} \cdot r \cdot 2,302 \log \frac{D}{r}.$$

Besonders Ryan hat nun auf Grund seiner eingehenden Versuche darauf hingewiesen, daß diese Ermittlung der Glimm-

¹⁾ Siehe ETZ., Heft 44, 1911.

²⁾ Siehe Petersen, Hochspannungstechnik.

spannung nicht den wirklichen Verhältnissen entspricht, denn ihr Auftreten ist auch vom Luftdruck und der Temperatur abhängig und außerdem stark durch die Beschaffenheit der Leiteroberfläche beeinflusst. Staub, Ruß, Schneeelag, aber besonders die Rauigkeit der Leitungsseile setzen den Wert der Glimmspannung wesentlich herunter. Ryan führt daher einen Unregelmäßigkeitsfaktor k ein, welcher diese letzteren Einflüsse berücksichtigt und die nach umstehender Gleichung ermittelte Glimmspannung um einen gewissen Prozentsatz erniedrigt. Diesen neuen Wert der Glimmspannung bezeichnet Ryan als kritische Spannung E_k .

Mit einem Unregelmäßigkeitsfaktor $k = 0,72$, wie ihn Ryan für Freileitungen angibt, sowie unter Berücksichtigung von Luftdruck und Temperatur ist dann

$$E_k = \delta \cdot \frac{0,385 b}{273 + t} \cdot 0,72 \cdot \sqrt[3]{r} \cdot 2,302 \log \frac{D}{r}$$

wo b der Luftdruck in mm und t die Lufttemperatur. Der Faktor $\frac{0,385 b}{273 + t}$, welcher Luftdruck und Temperatur berücksichtigt,

Tabelle
Kritische Spannung E_k für verschiedene

	D cm	q = 16 mm ²			q = 25 mm ²			q = 35 mm ²		
		$\frac{D}{r}$	$\log \frac{D}{r}$	E_k	$\frac{D}{r}$	$\log \frac{D}{r}$	E_k	$\frac{D}{r}$	$\log \frac{D}{r}$	E_k
Kupfer	20	77,0	1,886	38,6	61,5	1,788	43,0	52,7	1,721	47,0
	40	154,0	2,249	44,5	123,0	2,089	50,0	105,0	2,021	55,5
	60	231,0	2,424	48,2	185,0	2,264	54,0	158,0	2,198	60,0
	100	385,0	2,646	52,3	307,0	2,487	59,2	262,0	2,418	66,0
	200	770,0	2,947	58,4	614,0	2,786	66,8	524,0	2,720	74,6
	300	155,0	3,124	62,0	921,0	2,963	70,2	789,0	2,897	79,0
Aluminium	20	61,5	1,788	43,0	48,7	1,686	49,1	40,5	1,607	55,0
	40	123,0	2,089	50,0	97,4	1,987	58,0	81,0	1,908	65,0
	60	185,0	2,264	54,0	146,0	2,164	63,1	122,0	2,086	71,0
	100	307,0	2,487	59,2	244,0	2,387	69,5	203,0	2,307	78,5
	200	614,0	2,786	66,8	488,0	2,686	78,5	406,0	2,608	89,0
	300	921,0	2,963	70,2	730,0	2,863	84,0	609,0	2,784	95,0

nimmt bei $b = 760$ mm und $t = 20^\circ\text{C}$ den Wert 1 an. Wir wollen diese vereinfachenden Verhältnisse für die weiteren Berechnungen beibehalten, da selbst wesentliche Temperatur- und Luftdruckveränderungen keine bedeutenden Einflüsse auf die Größe der kritischen Spannung auszuüben vermögen.

Gehen wir vom Ende der Fernleitung aus und nehmen an, daß bei gegebenem Leiterdurchmesser der Leiterabstand so gewählt sei, daß dort gerade die kritische Spannung herrscht, daß also $E_k = E_e$, wenn E_e die am Ende der Fernleitung verlangte Spannung ist, dann wird die Spannung infolge des Ohmschen Spannungsabfalles gegen den Anfang der Fernleitung zu wachsen und die kritische Spannung überschreiten. Da wir bei unseren künftigen Berechnungen stets von der Spannung am Ende der Leitung ausgehen werden, müssen wir hier eine dem Spannungsabfall entsprechende Sicherheit gegen das Erreichen der kritischen Spannung annehmen. Zu diesem Zweck wählen wir einen Sicherheitskoeffizienten k' , der eine 15 prozentige Sicherheit gewährleistet, indem wir $k' = 0,85$ setzen und für die kritische Spannung folgendermaßen schreiben:

1. (Vgl. Seite 20.)

Leiterabstände und Querschnitte.

q = 50 mm ²			q = 70 mm ²			q = 95 mm ²			q = 120 mm ²		
$\frac{D}{r}$	$\log \frac{D}{r}$	E_k	$\frac{D}{r}$	$\log \frac{D}{r}$	E_k	$\frac{D}{r}$	$\log \frac{D}{r}$	E_k	$\frac{D}{r}$	$\log \frac{D}{r}$	E_k
44,0	1,643	53,7	37,0	1,568	58,1	31,7	1,501	64,0	28,0	1,447	67,5
88,0	1,944	63,5	64,0	1,919	69,5	63,4	1,802	76,5	56,0	1,748	81,0
132,0	2,120	69,8	110,5	2,043	76,1	95,0	1,977	84,0	84,0	1,924	90,0
220,0	2,342	76,9	184,5	2,256	84,0	159,0	2,201	93,5	140,0	2,146	100,0
440,0	2,643	86,0	369,0	2,568	95,5	318,0	2,501	106,0	280,0	2,447	114,0
660,0	2,819	92,0	555,0	2,744	102,0	476,0	2,677	114,0	420,0	2,623	122,5
34,0	1,531	60,6	30,0	1,477	66,0	21,2	1,376	74,1	22,0	1,342	78,0
68,0	1,833	72,5	60,0	1,778	79,0	42,4	1,676	90,5	44,0	1,643	95,0
102,0	2,008	79,0	90,0	1,954	87,5	64,0	1,852	100,0	66,0	1,819	105,5
170,0	2,230	88,0	150,0	2,176	97,0	106,0	2,075	112,5	110,0	2,041	118,5
340,0	2,531	100,0	300,0	2,477	111,0	212,0	2,378	129,0	220,0	2,342	136,0
510,0	2,707	107,0	450,0	2,653	118,5	318,0	2,551	138,0	330,0	2,518	146,0

$$E_k = \delta \cdot 0,72 \cdot 0,85 \sqrt{3} \cdot r \cdot 2,302 \log \frac{D}{r}$$

oder

$$E_k = \delta \cdot 2,44 \cdot r \cdot \log \frac{D}{r}.$$

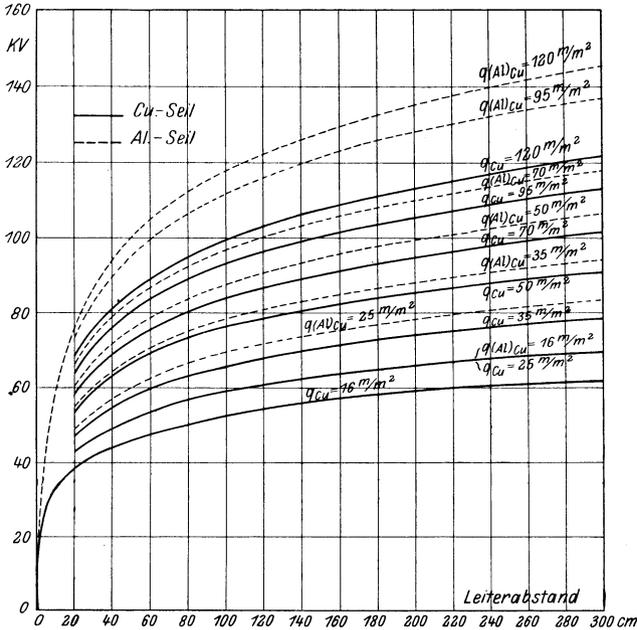


Fig. 7.

Kritische Spannung E_k in Kilovolt für Drehstromleitungen für konst. Leiterquerschnitte abhängig vom Leiterabstand.

In Tabelle 1 (Seite 18/19) ist mit Hilfe von Fig. 6 für verschiedene Leiterdurchmesser bzw. Leiterquerschnitte die kritische Spannung als Funktion des Leiterabstandes aus obiger Gleichung berechnet und in Fig. 7 für Kupferseil und Aluminiumseil dargestellt.

Die in Betracht gezogenen Querschnitte sind Kupfernormalquerschnitte und die diesen hinsichtlich Ohmschen Widerstandes gleichwertigen Aluminiumquerschnitte, wie sie in folgender Tabelle aufgeführt sind:

q_{Cu} mm ² =	16	25	35	50	70	95	120
Ohm/km =	1,091	0,698	0,499	0,394	<u>0,294</u>	0,184	0,145
q_{Al} mm ² =	26,35	41,18	57,64	82,35	115,3	154,5	197,6

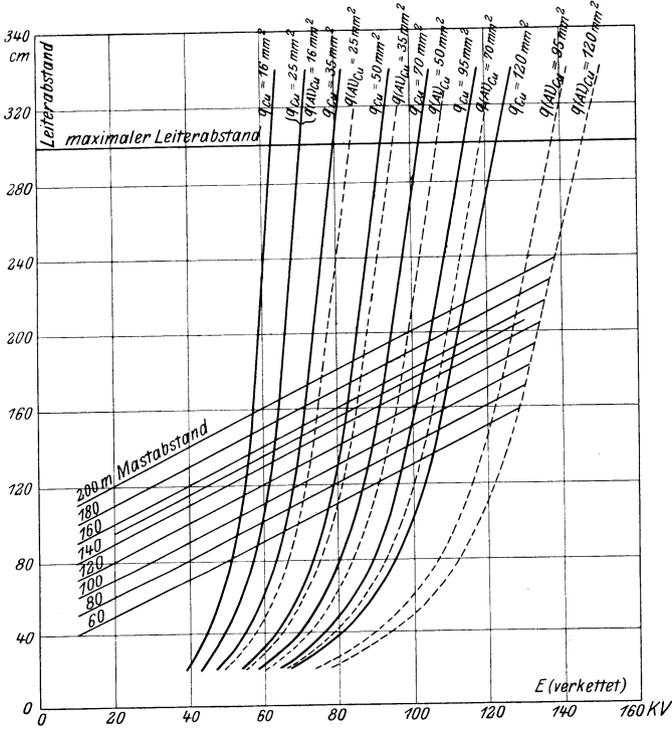


Fig. 8.

Leiterabstand als $f(E)$ für Drehstromleitungen verschiedener Maßabstände und Leiterquerschnitte.

Die Zahlenwerte der Aluminiumquerschnitte seien künftig gleich den Zahlenwerten der Kupfernormalquerschnitte geschrieben. Um dabei anzudeuten, daß die Zahlenwerte der Aluminiumquerschnitte keine Absolutwerte sind, sondern vielmehr Äquivalentwerte darstellen, sei die Bezeichnung $q_{(Al)Cu}$ gegenüber dem Absolutwert q_{Al} eingeführt.

Die Leiterdurchmesser, welche den vorigen Querschnitten entsprechen und in Rechnung gezogen wurden, sind folgende:

q_{Cu}	} mm ² =	16	25	35	50	70	95	125
$q_{(Al)Cu}$								
d_{Cu}	mm =	5,20	6,50	7,60	9,10	10,80	12,60	14,20
d_{Al}	mm =	6,50	8,20	9,85	11,75	13,40	16,80	18,20

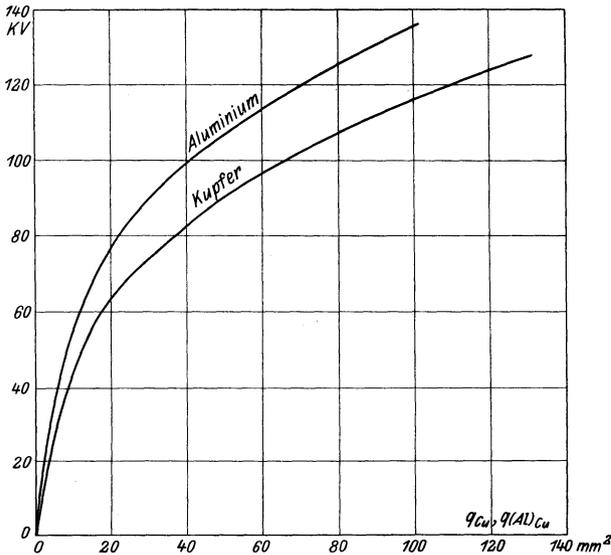


Fig. 9.

Maximal zulässige Spannung für Drehstromleitungen mit einem Leiterabstand $D = 300$ cm.

Die Kurven der Fig. 7 lassen die Verschiedenheit der kritischen Spannung bei Kupfer- und Aluminiumleitungen gleichen Ohmschen Widerstandes erkennen. Man sieht, daß der größere Leiterdurchmesser der Aluminiumleiter eine ganz beträchtliche Erhöhung der Glimmgrenze gegenüber Kupferleitungen bei gleichem Leiterabstand mit sich bringt.

In Fig. 8 sind die gleichen Kurven wie in Fig. 7 dargestellt und zwar hier der Leiterabstand als Funktion der kritischen Spannung für verschiedene Leiterquerschnitte. In dieselbe Figur wurde der Leiterabstand als Funktion der Spannung nach den Vorschriften des E. V. in Wien eingetragen, wodurch man ein

Bild erhält, wieweit diese Vorschriften Giltigkeit besitzen, ohne die kritische Spannung zu überschreiten. Man kann dieser Figur für jeden Leiterquerschnitt und jeden Mastabstand den erforderlichen Leiterabstand entnehmen.

Beschränken wir den Leiterabstand maximal auf $D = 300$ cm, wegen sonst unausführbarer Querträgerkonstruktionen bei Anordnung der Leiter im gleichseitigen Dreieck, so zeigt sich, daß bei kleineren Querschnitten und hohen Spannungen es nicht zu vermeiden ist, daß die kritische Spannung überschritten wird. Zur Veranschaulichung ist in Fig. 9 als Funktion des Leiterquerschnittes für den Leiterabstand $D = 300$ cm die kritische Spannung aufgetragen und wir sehen aus dieser Figur, bis zu welchen Spannungswerten Glimmverluste sich vermeiden lassen, und ferner, wie weit die Verwendung von Aluminiumseil an Stelle von Kupferseil die Glimmgrenze noch zu erhöhen vermag.

Sofern Stützisolatoren zur Isolation und Befestigung der Leitungsseile dienen, sind die Leiterabstände nach Fig. 8 zu ermitteln. Bei Verwendung von Hängeisolator Ketten hingegen sind diese Abstände unter gewissen Umständen noch zu klein, da bei Anordnung der Leiter im gleichseitigen Dreieck der obere das Dreieck bildende Leiter dem unteren Querträger unzulässig nahe kommen kann.

Hinsichtlich der Spannung seien für die späteren Ermittlungen die Übertragungsspannungen

20, 30, 50, 70, 100 und 130 Kilo-Volt gewählt.

Bis 50 KV seien Stützisolatoren vorgesehen, für darüber hinausgehende Spannungen Hängeisolatoren der Firma Ph. Rosenthal A.-G. in Selb i. B.

Für je etwa 20 KV Betriebsspannung kommt 1 Element dieser Isolortypen in Frage. Ein solches Element besitzt eine Aufhängelänge von 17 cm, so daß die Kettenlänge folgendermaßen in Rechnung zu ziehen ist:

bei $E = 70$ KV (4 Elemente) $i = 68$ cm
 bei $E = 100$ KV (5 „) $i = 85$ cm
 bei $E = 130$ KV (7 „) $i = 119$ cm.

Wählen wir als geringsten Abstand zwischen Leitung und Tragwerk in ausreichender Weise

$$m = \frac{D}{2}$$

dann muß sein nach Fig. 10

$$m = D' \cos 30^\circ - i \stackrel{=}{>} \frac{D}{2}$$

wo D' der tatsächlich mit Berücksichtigung der Isolatorkettenlänge auszuführende und D der aus Fig. 8 sich ergebende Leiterabstand ist. Man findet aus dieser Beziehung

$$D' = \frac{D}{2 \cos 30^\circ} + \frac{i}{\cos 30^\circ} = \frac{D}{\sqrt{3}} + \frac{i}{0,866}.$$

Bei Verwendung von Hängeisolatoren ist daher, wenn der aus Fig. 8 entnommene Leiterabstand D mit Berücksichtigung der Isolatorkettenlänge i einen Wert für $m = D \cos 30^\circ - i$ ergibt, welcher kleiner ist als $\frac{D}{2}$, an Stelle von D der Abstand D' zu wählen.

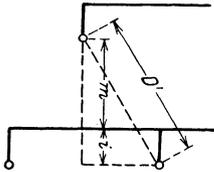


Fig. 10.

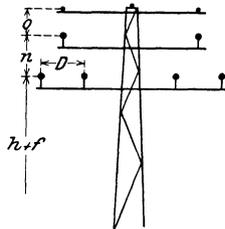
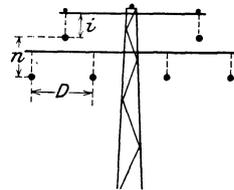


Fig. 11.

Mit dem Leiterabstand sind nun alle für die Masthöhe H in Betracht kommenden Faktoren bekannt. Bezeichnen wir den vertikalen Leiterabstand $D \cdot \cos 30^\circ$, bzw. $D' \cdot \cos 30^\circ$ mit n , dann ergibt sich die gesamte Masthöhe zu:

$$H = h + f + n + i$$

bei Verwendung von Hängeisolatoren, und

$$H = h + f + n + o$$

bei Verwendung von Stützisolatoren, wo o noch eine Masthöhe wegen der Anbringung der Blitzschutzdrähte bedeutet, wie in Fig. 11 skizziert.

b) Als Mastkonstruktion seien Gittermaste des Eisenwerkes Weserhütte vorgesehen, über welche die Firma Schuster und Krutmeyer in Bad Oeynhausien die erforderlichen Daten bereitwilligst zur Verfügung stellte.

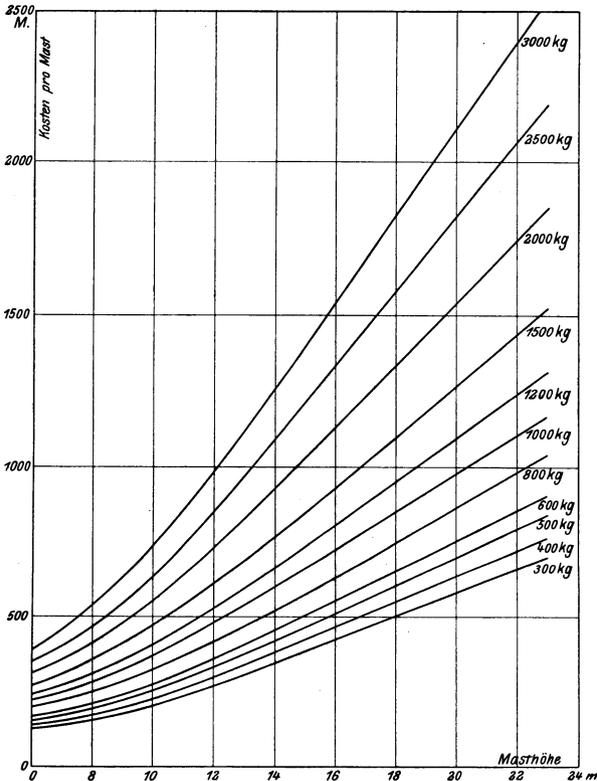


Fig. 12.

Kosten eines Gittermastes einschl. Transport und Fundament für verschiedene Spitzenzugbelastungen.

e) Der Beanspruchung der Maste wurde entsprechend den Vorschriften des Verbandes deutscher Elektrotechniker ein Winddruck auf Leitung und Masten von 125 kg für 1 m² senkrecht getroffener Fläche zugrunde gelegt.

Die höchste Beanspruchung des Materiales darf unter Annahme vierfacher Sicherheit für Eisenkonstruktionen auf freier Strecke 1500 kg/m² betragen.

In Fig. 12 sind die Kosten für Gittermaste für verschiedene Spitzenzugbelastungen als Funktion der Masthöhe über dem Erdboden dargestellt, wobei obige Vorschriften Berücksichtigung fanden.

Der Grundpreis für 1 kg Mastkonstruktion wurde zu 21 bis 24 Pf. angenommen, der höhere Preis für die leichteren Maste. Die Preise verstehen sich ausschließlich Montage und Anstrich, aber einschließlich der Transportkosten bis zur Baustelle und dem Betonfundament, das mit 18 M. pro cbm fertigen Fundamentes an Ort und Stelle Berücksichtigung fand.

2. Kosten des Leitungsmaterials und des Blitzschutzseiles.

Der Preis von Aluminium und Kupfer ist derartigen Schwankungen unterworfen, daß die Annahme eines jederzeit gerecht werdenden Mittelwertes schwer fällt.

Wir werden für unsere Zwecke annehmen, daß der Tonnenpreis für

Cu-Seil	1900 M.
Al-Seil.	2100 M.

betrage, womit wir uns von Durchschnittswerten, wie sie für Betrachtungen allgemeiner Art geeignet sind, nicht weit entfernt haben werden.

Der Preis für Stahlseil betrage 80 M. pro 100 kg.

3. Montage- und Grunderwerbskosten.

Es gehören hierher die Aufstellungskosten der Masten, welche wir je nach Mastgewicht zu 40 M. bis 300 M. annehmen, während der Transport zur Baustelle und das Fundament bereits zu den Mastkosten gerechnet worden sind.

Für die Befestigung der Isolatoren, das Ziehen der Leitungen und für die Montage eventuell erforderlicher Erdanker sowie für die Erdung der Blitzschutzdrähte und sonstiger Kleinarbeiten

soll 80 bis 300 M. pro Mast je nach Spannweite und Leiterquerschnitt gerechnet werden.

Ein Unterschied in den Kosten für das Ziehen von Kupferseil und von Aluminiumseil soll dabei nicht gemacht werden, da erfahrungsgemäß die erforderliche sorgfältige Behandlung von Aluminiumseil bei der Montage dessen Vorteile infolge des leichten Gewichtes gegenüber Kupferseil aufhebt.

Für den Anstrich der Maste und Querträger seien 2 % der Mastkosten vorgesehen.

Die Grunderwerbskosten, welche der Bau einer Freileitung mit sich bringt, sind von Fall zu Fall, je nach dem Werte des Grund und Bodens, der von der Leitung berührt wird, und je nach der Willigkeit des Besitzers seinen Grund abzutreten, so verschieden, daß wir nur ganz aproximative Kostenwerte hierfür einsetzen können. Als rohe Näherungswerte seien dieselben je nach Platzbedarf eines Mastes mit 20 bis 80 M. pro Mast einschließlich eines etwa 2 m breiten Geh- und Fahrrechtes längs der Leitungsführung berücksichtigt.

4. Der günstigste Mastabstand.

Die Summe der eben behandelten einzelnen Kostenteile ergeben für eine gewisse Leitungslänge unter Annahme der Spannweite, durch welche die Mastzahl bedingt ist, die Gesamtkosten der Leitungsanlage.

Unter den vielen möglichen Annahmen, die wir hinsichtlich der Spannweite treffen können, wird eine Annahme zu der relativ billigsten Anlage führen, je nachdem wir zahlreiche billige oder wenige teure Maste zur Aufnahme der Leitungsseile wählen.

Dies führt zur Untersuchung des günstigsten Mastabstandes. Voraussetzung einer solchen Untersuchung ist, daß jede der projektierten Anlagen, unter denen diejenige mit dem günstigsten Mastabstande ermittelt werden soll, Gleichwertigkeit hinsichtlich Dauerhaftigkeit der Einzelteile und gleiche Betriebssicherheit besitzt, ferner daß alle in Vergleich gezogenen Anlagen sich auf gleiches Leitungsmaterial, gleichen Leiterquerschnitt und gleiche Betriebsspannung beziehen.

Für eine Reihe von Annahmen hinsichtlich dieser Faktoren wurden in gleicher Weise, wie dies in Tabelle 2 ein durch-

Tabelle

**Vergleichende Kostenzusammenstellung einer Hochspannungs-
Übertragungsspannung: E = 100 KV. — Leiterquerschnitt:
Spitzenzugbeanspruchung**

	Mastabstand in m	60	80	100	125	150	175
A	Zwischenmast .	615	755	995	1 170	1 445	1 620
B	Kurvenmast .	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
C	Spannmast .	10 950	10 950	10 950	10 950	10 950	10 950

Mast- abstand in m	Mast- Type	Preis pro Mast in M. (ohne Quer- träger)	Preis der Querträger in M.	Isolatoren		Aufstellung pro Mast in M.
				Anzahl	Preis	
60	A	210,—	31,—	7	75,—	90,—
	B	470,—	60,—	14	150,—	100,—
	C	640,—	105,—	14	150,—	115,—
80	A	235,—	31,—	7	75,—	105,—
	B	530,—	60,—	14	150,—	125,—
	C	750,—	105,—	14	150,—	130,—
100	A	270,—	31,—	7	75,—	125,—
	B	600,—	60,—	14	150,—	145,—
	C	850,—	105,—	14	150,—	150,—
125	A	310,—	31,—	7	75,—	145,—
	B	680,—	60,—	14	150,—	165,—
	C	970,—	105,—	14	150,—	170,—
150	A	380,—	31,—	7	75,—	160,—
	B	770,—	60,—	14	150,—	180,—
	C	1100,—	105,—	14	150,—	190,—
175	A	505,—	31,—	7	75,—	180,—
	B	930,—	60,—	14	150,—	200,—
	C	1340,—	105,—	14	150,—	210,—

gerechnetes Beispiel zeigt, die Kosten einer 10 km langen Leitung unter Variation der Spannweite ermittelt (s. Tabelle 3) und in Fig. 13 ein Teil der Ergebnisse graphisch als Funktion des Mastabstandes wiedergegeben. Für Drehstromleitungen ergibt sich daraus fast unabhängig vom Leitungsmaterial, dem Leiterquerschnitt und der Spannung ein schwach ausgeprägtes Kostenminimum bei einem Mastabstande von etwa 150 m.

Die Ermittlung des günstigsten Mastabstandes führt also

2.

drehstromleitung für verschiedene Mastabstände.

$q = 70 \text{ mm}^2$. — Leitermaterial: Kupfer. — Leiterzahl: 6.

Masthöhen in m

Mastabstand in m	60	80	100	125	150	175
Gerechnete Maßhöhe .	9,88	10,48	11,18	12,42	14,01	15,69
Ausgeführte Maßhöhe in m	10	11	12	13	14	16

Anstrich pro Mast in M.	Grunderwerb pro Mast in M.	Anzahl der Maste für 10 km	Preis in M. für 10 km	
			pro Masttype	Gesamtpreis in M.
4,—	15,—	100	42 500,—	99 900,—
9,—	25,—	50	40 600,—	
13,—	25,—	16	16 800,—	
5,—	15,—	75	35 000,—	83 300,—
11,—	25,—	38	34 200,—	
15,—	25,—	12	14 100,—	
5,—	20,—	60	31 500,—	74 510,—
12,—	30,—	30	29 990,—	
17,—	30,—	10	13 020,—	
6,—	20,—	48	28 100,—	65 700,—
13,—	30,—	24	26 300,—	
19,—	30,—	8	11 300,—	
8,—	25,—	40	27 100,—	62 500,—
15,—	40,—	20	24 200,—	
22,—	40,—	7	11 200,—	
10,—	30,—	34	28 100,—	63 300,—
18,—	50,—	17	23 900,—	
27,—	50,—	6	11 300,—	

zum Weitspannsystem, dessen praktische Anwendung bei uns noch selten, in Amerika hingegen fast ausschließlich zu finden ist.

Unter Beibehaltung dieses Ergebnisses wurden für die verschiedenen Leiterquerschnitte von Kupfer- und Aluminiumseilen sowie für verschiedene Spannungen die Kosten pro Längeneinheit einer Fernleitung ermittelt. Die Resultate finden sich in Tabelle 4 zusammengestellt und sind als Funktion der Spannung bzw. des Leiterquerschnittes auf Fig. 14 und 15 aufgetragen.

Tabelle 3.

**Anlagekosten in Mark von 10 km Drehstromleitung für
verschiedene Mastabstände.**

(exkl. Leitungsmaterial und Blitzschutzdraht).

Spannweite in m	E = 20 KV	E = 70 KV	E = 100 KV	E = 130 KV
	$q_{(Al) Cu} = 16 \text{ mm}^2$	$q_{(Al) Cu} = 16 \text{ mm}^2$	$q_{Cu} = 95 \text{ mm}^2$	$q_{Cu} = 120 \text{ mm}^2$
60	47 400	68 800	99 900	141 000
80	39 100	55 400	83 300	111 800
100	35 600	44 050	71 100	93 100
125	33 700	42 700	65 900	86 800
150	32 500	39 300	62 500	80 100
175	32 350	38 850	63 300	80 500

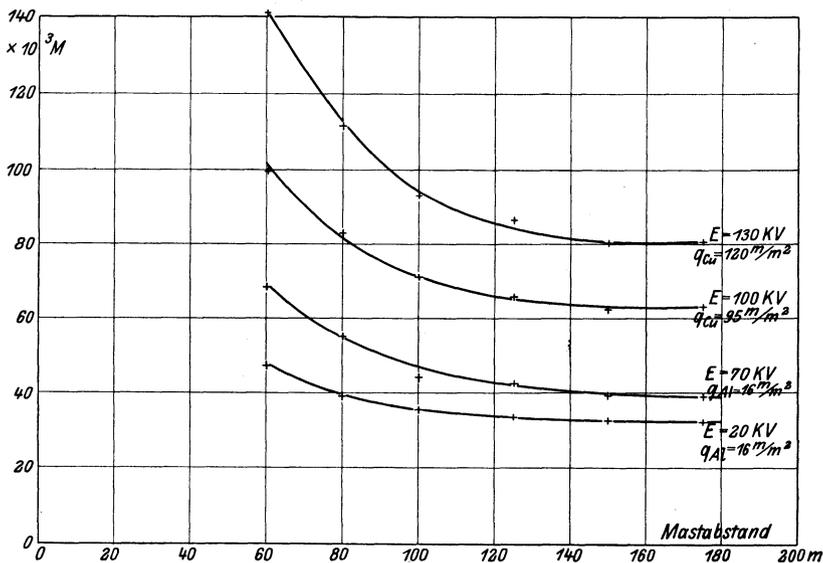


Fig. 13.

Anlage-Kosten von 10 km Drehstromleitung (ohne Leitungsmaterial
und Blitzschutzdraht) als Funktion des Maßabstandes.

Die Schnitte der Kurven konstanter Spannung mit der Ordinatenachse geben die vom Leiterquerschnitt unabhängigen Kosten. Vergleichen wir diese für Anlagen mit Kupferseil und für solche mit Aluminiumseil, dann finden wir bei niederen

Spannungen eine fast genaue Übereinstimmung, bei höheren Spannungen jedoch fallen diese Kosten zu Ungunsten der Anlagen mit Kupferleitern aus.

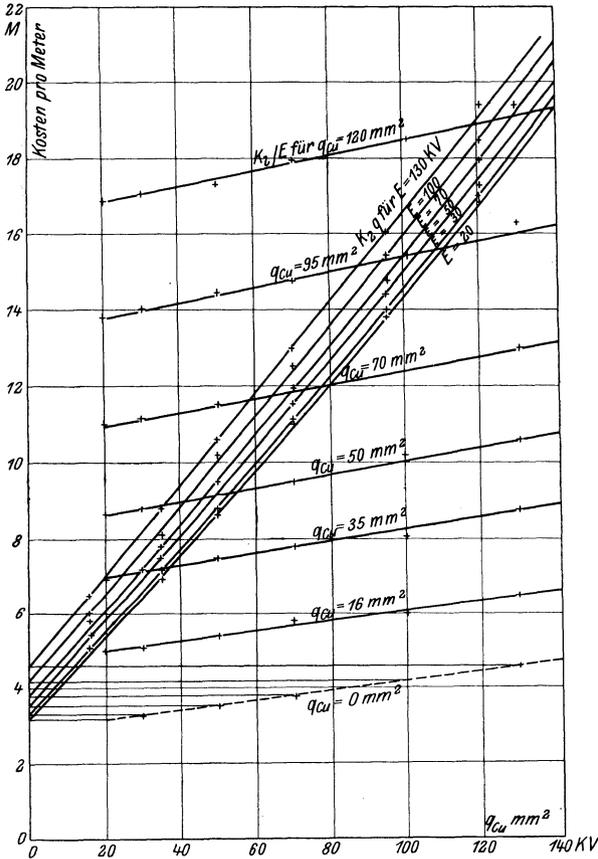


Fig. 14.

Anlagekosten für 1 m Drehstromleitung. Leitungsmaterial: Cu.

Mit zunehmendem Querschnitt, oder, wenn wir Leiterquerschnitt und Energie einander proportional setzen, mit Zunahme jener, bemerken wir, daß die Kosten für Anlagen mit Kupferleitern beträchtlich schneller anwachsen als bei Verwendung von Aluminiumleitern.

Tabelle 4.
Anlagekosten in Mark von 1 m Drehstromleitung
bei einem Mastabstand $l = 150$ m.

1. Mit Kupferseil.

E KV	q mm ² =					
	16	35	50	70	95	120
20	5,—	6,95	8,65	11,—	13,80	16,85
30	5,05	7,20	8,80	11,15	14,—	17,—
50	5,40	7,50	9,20	11,50	14,40	17,30
70	5,80	7,80	9,50	11,90	14,75	17,95
100	6,—	8,10	10,20	12,55	15,40	18,50
130	6,50	8,80	10,60	13,—	16,30	19,40

2. Mit Aluminiumseil.

E KV	q mm ² =					
	16	35	50	70	95	120
20	4,15	5,10	6,05	7,50	9,30	11,50
30	4,20	5,35	6,20	7,60	9,50	11,60
50	4,40	5,60	6,60	8,—	9,90	12,—
70	4,60	5,90	7,—	8,40	10,30	12,40
100	5,—	6,40	7,40	9,—	10,90	13,—
130	5,25	6,80	7,95	9,50	11,45	13,60

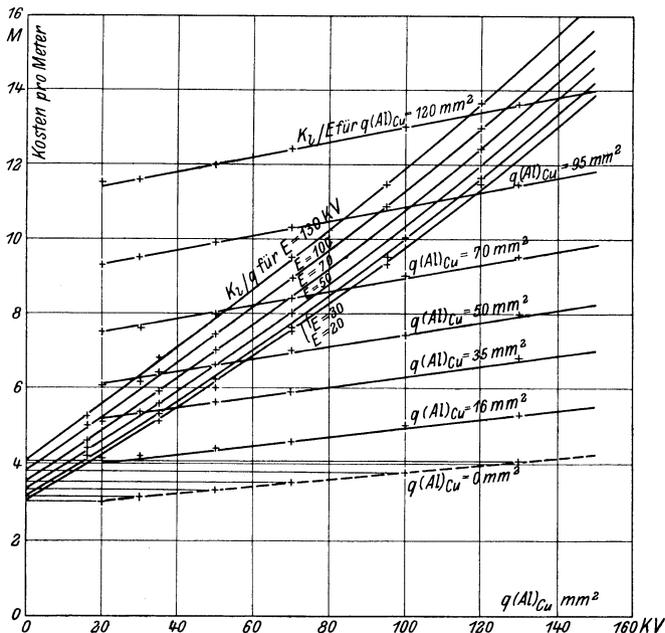


Fig. 15. Anlagekosten für 1 m Drehstromleitung. Leitungsmaterial: Al.

E. Praktische Werte für die Jahresquoten p_b und p_i .

Wir haben bei der Aufstellung der Gleichung für die indirekten Betriebskosten gesehen, daß diese von den in Rechnung zu ziehenden Beträgen abhängen, welche zur Verzinsung und Tilgung des Anlagekapitals der Betriebs- und Leitungsanlage sowie zu ihrer Instandhaltung und Erneuerung jährlich aufzubringen sind.

Wir bezeichnen mit

p die Verzinsungsquote des Anlagekapitals,

p' die Verzinsungsquote für die Erneuerungsrücklagen,

p'' die Instandhaltungsquote,

dann beträgt die Tilgungsquote bei einer Konzessionsdauer von n Jahren

$$\frac{p}{(1+p)^n - 1}$$

und die Erneuerungsquote bei einer Lebensdauer der Anlage von m Jahren sowie bei einem Altwert α in Bruchteilen des Anlagekapitals

$$\frac{(1-\alpha)p'}{(p'+1)^m - 1}$$

so daß vom Anlagekapital jährlich aufzuwenden sind

$$P_x = p + \frac{p}{(1+p)^n - 1} + p'' + \frac{(1-\alpha)p'}{(p'+1)^m - 1}.$$

Für die Größen der einzelnen Faktoren sollen folgende Annahmen gemacht werden:

$$p = 0,05,$$

$$p' = 0,03,$$

$$n = 50 \text{ Jahre.}$$

und im besonderen für Freileitungen:

$$p'' = 0,01,$$

$$\alpha = 0,4,$$

$$m = 30 \text{ Jahre,}$$

Setzen wir diese Werte in obige Formel ein, dann erhalten wir für Verzinsung, Tilgung, Instandhaltung und Erneuerung

einer Freileitungsanlage

$$p_l = 6,84\%.$$

Die für Transformatorstationen erforderliche Jahresquote zerfällt in

$(p_b)_T$ für die Transformatoren,

$(p_b)_s$ für die Schaltanlage,

$(p_b)_g$ für die Gebäude.

Es soll gelten:

für die Transformatoren

$$\begin{aligned} p'' &= 0,005, \\ \alpha &= 0,3, \\ m &= 30 \text{ Jahre;} \end{aligned}$$

für die Schaltanlagen

$$\begin{aligned} p'' &= 0,02, \\ \alpha &= 0,1, \\ m &= 15 \text{ Jahre;} \end{aligned}$$

für die Gebäude

$$\begin{aligned} p'' &= 0,005, \\ \alpha &= 0,5, \\ m &= 50 \text{ Jahre.} \end{aligned}$$

Mit diesen Werten erhalten wir:

$$(p_b)_T = 7,456\%$$

$$(p_b)_s = 11,267\%$$

$$(p_b)_g = 6,52\%$$

Zur Vereinfachung der Rechnung soll untersucht werden, ob es nicht angängig ist an Stelle dieser Einzelquoten einen Mittel-

Tabelle

Mittlere Quote $(P_b)_m$ des Anlagekapitals

E_{Volt}	KVA	$(K_b)_T$	$(K_b)_s$	$(K_b)_g$	K_b
20 000	4 000	0,0077	0,0065	0,0030	0,0172
50 000	6 000	0,0080	0,0075	0,0055	0,0210
70 000	20 000	0,0076	0,0030	0,0070	0,0176
100 000	10 000	0,0092	0,0080	0,0100	0,0272
130 000	4 000	0,0158	0,0272	0,0257	0,0687

wert $(p_b)_m$ in Rechnung zu ziehen. Zu diesem Zweck sollen die Kosten pro Watt einer beliebigen Transformatorstation herausgegriffen und für diese $(p_b)_m$ wie folgt berechnet werden. Es sei die Leistung der Transformatorstation $\varepsilon = 56\ 000$ KVA, die sekundäre Spannung $E = 50\ 000$ Volt.

Hierfür finden wir aus Fig. 1 bis 3 die Anlagekosten pro Watt:

der Transformatoren	(K_b) _T = 0,008 M.,
der Schaltanlage	(K_b) _s = 0,0075 M.,
der Gebäude	(K_b) _g = 0,0055 M.
Gesamtkosten	$K_b = 0,0210$ M.

Jährlich aufzubringende Kosten pro Watt:
für die Transformatoren

$$(\mathbf{K}_b)_T (p_b)_T = 0,008 \cdot 0,0745 = 0,000596 \text{ M.,}$$

für die Schaltanlage

$$(\mathbf{K}_b)_s (p_b)_s = 0,0075 \cdot 0,1127 = 0,00084 \text{ M.,}$$

für die Gebäude

$$(\mathbf{K}_b)_g (p_b)_g = 0,005 \cdot 0,0652 = 0,000366 \text{ M.}$$

Gesamtkosten pro Jahr $K_b (p_b)_m = 0,001802$ M.

$$(p_b)_m = \frac{K_b \cdot (p_b)_m}{K_b} = \frac{0,001802}{0,0210} = 0,0855;$$

d. h. für die gesamte Transformatorstation sind im Mittel pro Jahr 8,55 % des Anlagekapitals für die indirekten Betriebskosten aufzuwenden.

Auf diese Weise $(p_b)_m$ noch für Transformatorstationen anderer Leistung und Spannung berechnet zeigt Tabelle 4.

5.

von Transformatorstationen.

(K_b) _T (P_b) _T	(K_b) _s (P_b) _s	(K_b) _g (P_b) _g	K_b (P_b) _m	(P_b) _m
0,000571	0,00073	0,000196	0,001497	0,0855
0,000596	0,00084	0,000366	0,001802	0,0855
0,000566	0,00033	0,000455	0,001356	0,0769
0,000685	0,00090	0,000652	0,002237	0,0820
0,00118	0,00350	0,00168	0,006360	0,0925

Der Unterschied der Resultate ist sehr gering; wir können also einen Mittelwert, etwa $(p_b)_m = 0,085$ in die Berechnungen einführen.

F. Die mittlere jährliche Dauer der vollen Belastung und der vollen Effektverluste.

Die mittlere jährliche Dauer T der vollen Belastung, für welche die Fernübertragungsanlage zu berechnen ist, ergibt sich durch Integration der Jahresbelastungskurve i/t zu

$$T = \frac{1}{J} \int_0^{t_1} i \, dt,$$

wo

J die volle Belastung,

i die mit der Zeit t veränderliche Belastung,

t_1 die Betriebsdauer eines Jahres in Stunden.

Durch Integration der quadrierten Jahresbelastungskurve i^2/t findet man die mittlere jährliche Dauer τ der vollen Effektverluste unter der Voraussetzung, daß nur Stromwärmeverluste zu berücksichtigen sind, was hier angenommen sei. Es ist also

$$\tau = \frac{1}{J^2} \int_0^{t_1} i^2 \, dt.$$

τ und T stehen also in engem Zusammenhang durch den Verlauf der zeitlichen Belastung. Infolge des unregelmäßigen Verlaufes praktisch vorkommender Belastungskurven ist derselbe durch eine mathematische Funktion nicht ausdrückbar, und eine Integration ist daher bis heute ein ungelöstes Problem geblieben. In der Literatur ist jedoch schon darauf hingewiesen worden, daß man durch Umgestaltung der Belastungskurve zu einer anderen gelangen kann, die der mathematischen Behandlung wesentlich einfacher zugänglich ist. Beläßt man nämlich die einzelnen Punkte der Belastungskurve nicht in ihrer zeitlichen Aufeinanderfolge, sondern ordnet sie nach der Größe ihrer Ordinaten als Funktion der Zeit, dann erhält man einen stufenförmigen Verlauf der Belastung nach der Zeit, der sich durch eine Kurve ersetzen läßt,

wie Fig. 16 zur Anschauung bringt. Es zeigt sich dabei, daß für die meisten so umgestalteten, normal vorkommenden Belastungskurven, der Kurvenverlauf ein ganz charakteristischer ist, je nachdem hohe oder niedere Belastung im Laufe eines Betriebsjahres vorherrscht, je nachdem also die Ausnutzung der Anlage eine gute oder schlechte ist. Als Grenzkurven sehr guter und sehr schlechter Ausnutzung können die in Fig. 17 wiedergegebenen Kurven I und II angesehen werden.

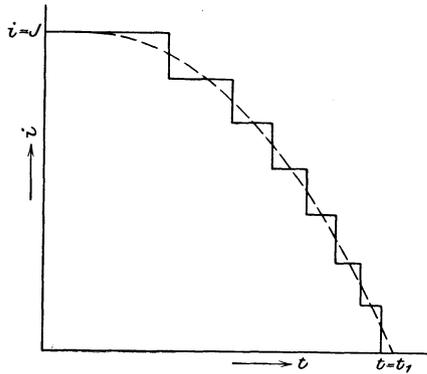


Fig. 16.
Jahres-Belastungskurve.

Um eine für unsere Zwecke hinreichend genaue Beziehung zwischen τ und T zu erhalten, wollen wir von diesen Kurven ausgehen. Man könnte unter gewissen Annahmen, wie z. B. über die Ausnutzung der Anlage, für obige beiden Grenzkurven sowie für beliebig dazwischen liegende Kurven ähnlichen Verlaufes Gleichungen aufstellen, mit deren Hilfe eine Integration für jeden vorkommenden Fall möglich wäre.

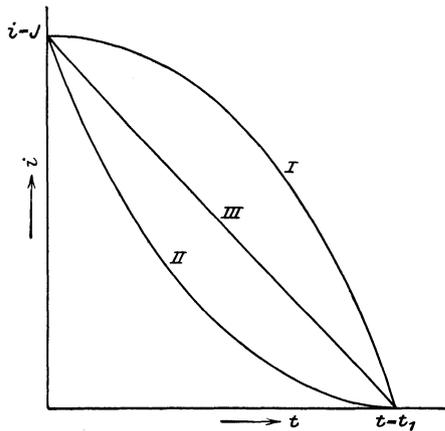


Fig. 17.

Einen so allgemeinen und immerhin nicht einfachen Weg brauchen wir jedoch nicht einzuschlagen. Es genügt uns, einige Beziehungen zwischen τ und T zu kennen, um einen charakteristischen Verlauf der Funktion τ/T graphisch zur Darstellung zu

bringen, aus der es möglich ist, für jeden beliebigen Faktor τ einen angenäherten Wert des Faktors T und umgekehrt zu entnehmen, wie wir dies zur Auswertung der Gleichung der gesamten jährlichen Energiekosten (siehe S. 5) benötigen, wenn nur einer dieser Faktoren gegeben ist.

Zwei solcher Beziehungen folgen aus den beiden Grenzkurven, deren parabolischer Charakter es erlaubt, den Verlauf von i/t mit Annäherung durch Parabelgleichungen auszudrücken. Durch Integration jeder dieser Gleichungen und der für die quadrierten Belastungskurven giltigen mathematischen Ausdrücke gelangen wir zu zwei zusammengehörigen Werten von τ und T , und erhalten damit zwei Punkte einer Kurve τ/T .

Einen dritten Punkt finden wir in gleicher Weise durch die Annahme eines geradlinigen Verlaufes der Belastung, wie er in Fig. 17 als eine Kurve mittlerer Ausnutzung der Anlage eingezeichnet ist (Kurve III).

Schließlich sind noch zwei weitere charakteristische Punkte bekannt. Der eine folgt aus dem Idealfall, daß die Anlage das ganze Jahr hindurch vollbelastet ist. Die mittlere Dauer der vollen Belastung ist dann gleich der Dauer der vollen Effektverluste, womit unter der Annahme, daß das Betriebsjahr $t_1 = 8700$ Stunden besitze, $T = \tau = t_1 = 8700$.

Wir wollen nun zur zahlenmäßigen Bestimmung zusammengehöriger Werte von τ und T für die drei getroffenen Annahmen hinsichtlich der Ausnutzung der Anlage übergehen.

Die beiden Grenzkurven sowie der geradlinig verlaufende Fall lassen sich mathematisch ausdrücken, wenn wir Annahmen über die Lage der Kurven bzw. der Geraden gegenüber dem Koordinatensystem treffen.

Entsprechend der Entstehung der Kurven wird zur Zeit $t = 0$ der Maximalwert der Belastung, also die Vollbelastung J , und zur Zeit $t = t_1$ der Minimalwert vorhanden sein, den wir zu $i = 0$ annehmen wollen. Die Kurven werden also die y -Achse des Koordinatensystems in $y = J$ und die x -Achse in $x = t_1$ schneiden.

Für die beiden Grenzkurven sei zu ihrer Bestimmung noch die weitere Annahme getroffen, daß der Parabelscheitel bei der Grenzkurve guter Ausnutzung bei $x = 0$ und $y = J$ und bei

der Kurve schlechter Ausnutzung bei $x = t_1$ und $y = 0$ gelegen sei.

I. Wir beginnen mit der Integration der gradlinigen Kurve.

In der allgemeinen Gleichung der Geraden $y = a x + b$ ist nach vorigem in unserem speziellen Fall zu setzen:

$$\text{für } x = 0 \quad y = J$$

und

$$\text{für } y = 0 \quad x = t_1$$

womit

$$a = -\frac{J}{t_1} \text{ und } b = J.$$

Unter Einführung der Variablen i und t lautet dann die Gleichung

$$i = -\frac{J}{t_1} t + J,$$

wodurch wir den Verlauf von i/t als eine mathematische Funktion zum Ausdruck gebracht haben und die Integrationen durchführen können.

a) Es ist

$$T = \frac{1}{J} \int_0^{t_1} i \, dt$$

und unter Einsetzung obigen Ausdruckes für i

$$T = \frac{1}{J} \int_0^{t_1} \left(-\frac{J}{t_1} t + J \right) dt = \frac{1}{J} \left(J t_1 - \frac{J}{t_1} \frac{t_1^2}{2} \right) = \frac{t_1}{2}$$

so daß für $t_1 = 8700$ $T = 4350$.

b) Der zugehörige Wert von τ ergibt sich aus

$$\tau = \frac{1}{J^2} \int_0^{t_1} i^2 \, dt$$

durch Einsetzen von i^2 aus obiger Gleichung für i

$$\begin{aligned} \tau &= \frac{1}{J^2} \int J^2 \, dt - 2 \frac{J^2}{t_1} \int t \, dt + \frac{J^2}{t_1^2} \int t^2 \, dt \\ &= \left(t_1 - \frac{2}{t_1} \cdot \frac{t_1^2}{2} + \frac{1}{t_1^2} \cdot \frac{t_1^3}{3} = \frac{t_1}{3} \right) \\ \tau &= 2900 \end{aligned}$$

II. Für die Grenzkurve guter Ausnutzung als Parabel gilt die Gleichung

$$(J - i) 2 p = t^2$$

und es wird für $i = 0$ und $t = t_1$

$$J \cdot 2 p = t_1^2$$

und daraus der Parameter der Parabel

$$2 p = \frac{t_1^2}{J}$$

mit dem wir folgende Gleichung für i als $f(t)$ erhalten

$$i = \frac{t_1^2 - t^2}{t_1^2} \cdot J$$

Die Integration ergibt

$$T = \frac{1}{J} \int_0^{t_1} i dt = \int_0^{t_1} \frac{t_1^2 - t^2}{t_1^2} dt = \int dt - \frac{1}{t_1^2} \int t^2 dt = t_1 - \frac{t_1}{3}$$

$$T = \frac{2}{3} t_1 = 5800.$$

Um i^2 als $f(t)$ auszudrücken, schreiben wir die Parabelgleichung in der Form:

$$i = J - \left(\frac{t}{t_1}\right)^2 \cdot J$$

woraus

$$i^2 = J^2 \left[1 - 2 \left(\frac{t}{t_1}\right)^2 + \left(\frac{t}{t_1}\right)^4 \right]$$

und damit

$$\tau = \frac{1}{J^2} \int_0^{t_1} i^2 dt = \int dt - \frac{2}{t_1^2} \int t^2 dt + \frac{1}{t_1^4} \int t^4 dt$$

$$\tau = t_1 - \frac{2}{3} t_1 + \frac{1}{5} t_1 = \frac{8}{15} t_1 = 4640.$$

III. Die Grenzkurve für schlechte Ausnutzung als Parabel ist zu schreiben.

$$(t_1 - t)^2 = 2 p J$$

für $t = 0$ wird $i = J$, also

$$J \cdot 2 p = t_1^2$$

und der Parameter

$$2p = \frac{t_1}{J}$$

der zu folgendem Ausdruck für i als $f(t)$ führt

$$i \frac{t_1^2}{J} = (t_1 - t)^2$$

$$i = J \left(1 - 2 \frac{t}{t_1} + \frac{t^2}{t_1^2} \right)$$

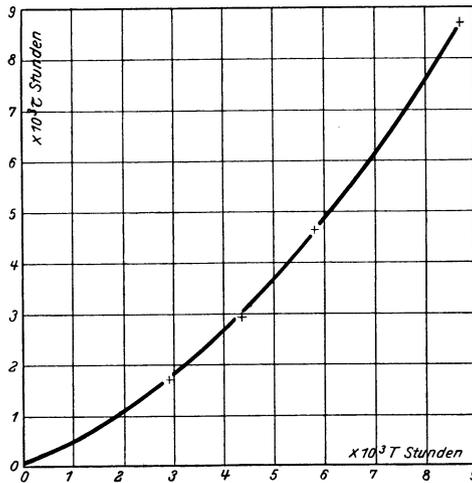


Fig. 18.

Mittlere Dauer τ der vollen Effektverluste als Funktion der mittleren Dauer T der vollen Belastung.

$$\text{womit } T = \frac{1}{J} \int_0^{t_1} i \, dt = \int dt - \frac{2}{t_1} \int t \, dt + \frac{1}{t_1^2} \int t^2 \, dt$$

$$T = t_1 - \frac{2}{t_1} \frac{t_1^2}{2} + \frac{1}{t_1^2} \cdot \frac{t_1^3}{3} = \frac{t_1}{3} = 2900.$$

Die Quadrierung des Ausdruckes für i ergibt

$$i^2 = J^2 \frac{1}{t_1^4} (t_1 - t)^4$$

$$= J^2 \frac{1}{t_1^4} [t_1^4 - 4 t_1^3 t + 6 t_1^2 t^2 - 4 t_1 t^3 + t^4]$$

42 Der Wirkungsgrad von Kraftübertragungen mittels Freileitungen.

$$i^2 = J^2 \left[1 - 4 \frac{t}{t_1} + 6 \left(\frac{t}{t_1} \right)^2 - 4 \left(\frac{t}{t_1} \right)^3 + \left(\frac{t}{t_1} \right)^4 \right]$$

$$\tau = \frac{1}{J^2} \int_0^{t_1} i^2 dt = t_1 - \frac{4}{2} t_1 + \frac{6}{3} t_1 - \frac{4}{4} t_1 + \frac{1}{5} t_1$$

$$\tau = \frac{1}{5} t_1 = 1740.$$

Zusammenfassend erhalten wir also:

T = 0	2900	4350	5800	8700
$\tau = 0$	1740	2900	4640	8700

In Fig. 18 ist τ als Funktion von T graphisch zur Darstellung gebracht, womit für jeden beliebigen Wert von T der zugehörige Wert von τ und umgekehrt ermittelt werden kann.

G. Der Wirkungsgrad von Kraftübertragungen mittels Freileitungen.

Die Verluste, welche den Wirkungsgrad einer Fernübertragung bestimmen, sind in erster Linie Stromwärmeverluste. Der Leiterstrom, von dem sie abhängen, ist gegeben durch die am Ende der Leitung abzugebende Leistung, sowie durch die dort herrschende Größe der Spannung und des Leistungsfaktors, unter der Voraussetzung, daß der Strom längs der Leitung konstant ist. In Wirklichkeit trifft diese Voraussetzung bei Wechselstromleitungen nicht zu. Die Kapazität des Leitungssystems hat einen Ladestrom zur Folge, der die Größe des Leiterstromes beeinflusst. Seine Größe ist durch die Ladespannung und die Winkelgeschwindigkeit des Netzvektors bestimmt, die Größenänderung durch den Spannungsverlauf, der vom Ohm'schen und induktiven Spannungsabfall abhängig ist.

Neben den Stromwärmeverlusten sind die von der Spannung abhängigen Verluste in Betracht zu ziehen. Hierher gehören die Glimm- und Ableitungsverluste.

1. Die wirtschaftliche Stromdichte.

Wenn wir an Stelle von τ in der Beziehung $\mathfrak{B} = \mathfrak{z} \cdot J^2 \cdot \tau$ $\tau = \frac{\rho}{q}$ setzen, wo ρ den spezifischen Leiterwiderstand bedeutet, dann können wir schreiben

$$\mathfrak{B} = \mathfrak{z} \cdot J \cdot \rho \frac{J}{q}$$

und bringen dadurch die Abhängigkeit der Stromwärmeverluste von der Stromdichte

$$j = \frac{J}{q}$$

zum Ausdruck.

Wir können die Stromdichte einer Leitung nun so wählen, daß in der Leitung ein gewisser Spannungsabfall nicht überschritten wird.

Für Verteilnetze ist der maximal zulässige Wert des Spannungsabfalles durch Rücksichtnahme auf die Verbraucher vorgeschrieben und somit den Leitungsberechnungen zugrunde zu legen.

Eine ausgedehntere Fernleitung nach diesem Gesichtspunkte zu dimensionieren, würde aber sehr große Leitungsquerschnitte bedingen und hieße die Anlagekosten der Leitung derart steigern, daß eine billigere Anlage mit kleinerem Leiterquerschnitt, aber entsprechend höheren Verlusten, zu wirtschaftlich günstigeren Ergebnissen führen würde.

Da die Spannungsregulierung am Eintrittspunkt in das Konsumgebiet bei Fernleitungen auf verschiedene Weise erfolgen kann, ist eine Dimensionierung von Fernleitungen auf Spannungsabfall in dieser Hinsicht auch nicht erforderlich. Man wird eine Stromdichte zulassen, bei welcher die jährlichen Energieübertragungskosten ein Minimum erreichen, und damit gelangen wir zum Begriff der wirtschaftlichen Stromdichte.

Aus dem Ausdruck für die gesamten jährlichen Betriebskosten erhält man durch Weglassung der mit ε_e verbundenen Glieder die reinen Energiefortleitungskosten.

$$K_f = p_b \cdot k_b [1 + f_b(\mathbf{E})] [V_T + \mathfrak{z} l (J^2 \tau + f_v(\mathbf{E}))] \\ + p_l k_l [1 + f_l(\mathbf{E})] \cdot l + \beta \cdot \tau [V_T + \mathfrak{z} \cdot l (J^2 \cdot \tau + f_v(\mathbf{E}))].$$

44 Der Wirkungsgrad von Kraftübertragungen mittels Freileitungen.

Setzen wir in diesem Ausdruck:

$$K_b = k_b [1 + f_b (E)]$$

und ferner

$$K_l = k_l [1 + f_l (E)] = a + bq,$$

wo a die vom Querschnitt q eines Leiters unabhängigen Mast-Isolations- und Montagekosten und b die von ihm abhängigen Kosten pro m Leitungsanlage bedeuten, führen wir fernerhin die Stromdichte j ein, indem wir $q = \frac{J}{j}$ setzen, dann können wir für die Energiefortleitungskosten schreiben:

$$K_f = p_l \cdot a \cdot l + J \cdot p_l \cdot b \cdot l \cdot \frac{1}{j} + [p_b \cdot K_b + \beta \cdot \tau] \cdot V_T \\ + [p_b \cdot K_b + \beta \cdot \tau] \cdot \xi \cdot J \cdot \rho \cdot l \cdot j + (p_b \cdot K_b + \beta \cdot \tau) f_v (E).$$

Die Stromdichte, für welche die jährlichen Kosten K_f ein Minimum werden, erhält man durch Differentiation der Gleichung für K_f nach j, indem man $\frac{dK_f}{dj} = 0$ setzt und daraus die wirtschaftliche Stromdichte ermittelt.

Die Differentiation ergibt:

$$\frac{dK_f}{dj} = J [\xi \cdot \rho \cdot l (p_b K_b + \beta \cdot \tau)] - J (p_l \cdot b \cdot l) \frac{1}{j^2}$$

und hieraus folgt:

$$j_w = \sqrt{\frac{p_l \cdot b}{\xi \cdot \rho (p_b K_b + \beta \cdot \tau)}} = \frac{\sqrt{\frac{p_l \cdot b}{\xi \cdot \rho}}}{\sqrt{p_b \cdot K_b + \beta \cdot \tau}}$$

Man sieht, daß die wirtschaftliche Stromdichte von der Leitungslänge unabhängig ist, daß auch die Transformatorverluste sie nicht beeinflussen, daß sie hingegen eine Funktion der Spannung sein muß, da der Zählerausdruck den Faktor b und der Nennerausdruck den Faktor K_b enthält.

Zahlenwerte zur Berechnung der wirtschaftlichen Stromdichte.

1. K_b die Kosten pro Watt der Transformatorstationen sind Figur 4 zu entnehmen.

2. $\frac{b}{\beta}$ die Kosten von 1 m und 1 mm² Leitung findet man aus Fig 14 und 15, wo K_l als Funktion von q bzw. als Funktion von E aufgetragen ist.

Aus $K_l = (a + b q)$ folgt

$$\frac{b}{\beta} = \frac{K_l - a}{q \cdot \beta}$$

wo a sich aus dem Schnitt der Kostenkurven K_l/q für $E = \text{konst.}$ mit der Ordinatenachse ergibt, wie in Fig. 19 gezeigt ist.

Die Kurven K_l als $f(E)$ für konstante Querschnitte sind nicht parallel der Kurve K_l als $f(E)$ für $q = 0$, sondern divergieren etwas mit wachsender Spannung, woraus zu folgern ist, daß die Differenz $(K_l - a)$ sich mit der Spannung etwas ändert und damit auch der im Ausdruck für die wirtschaftliche Stromdichte vorkommende Kostenfaktor $\frac{b}{\beta}$, so daß sich eine Abhängigkeit der wirtschaftlichen Stromdichte von der Spannung ergeben wird.

3. ρ der spezifische Widerstand des Leitungsmaterialies ist zu setzen:

für Cu-Leiter 0,0175 Ω für 1 m und 1 mm²

für Al-Leiter 0,0287 Ω für 1 m und 1 mm²

4. β die Selbstkosten der Energie pro Wattstunde liegen bei Wasserkraftanlagen etwa zwischen den Grenzen

$$0,5 \cdot 10^{-5} \text{ M. und } 4 \cdot 10^{-5} \text{ M.}$$

5. τ die Dauer der vollen Effektverluste kann man je nach der Ausnutzung der Fernübertragungsanlage annehmen zwischen

$$\tau = 1000 \text{ Stunden und } \tau = 5000 \text{ Stunden.}$$

6. p_b und p_l die Jahresquoten von Anlagekapital sind (S. 34 und 36) festgelegt worden zu

$$p_b = 8,5 \text{ \%}$$

$$p_l = 6,85 \text{ \%}$$

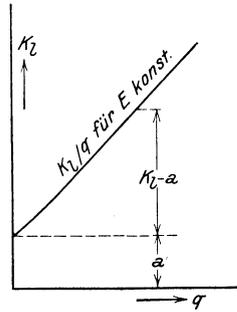


Fig. 19.

Zahlenmäßige Ermittlung der wirtschaftlichen Stromdichte.

Nachdem Annahmen über die Größe der einzelnen Faktoren, aus denen die wirtschaftliche Stromdichte gebildet ist, getroffen sind, soll die zahlenmäßige Ermittlung an einem Beispiel gezeigt und nach diesem für alle vorkommenden Fälle von Leistung und Spannung durchgeführt werden.

Gegeben seien:

- Leiterquerschnitt (Cu-Seil) $q = 16 \text{ mm}^2$
- Übertragungsspannung $E_e = 70 \text{ KV}$
- Dauer der vollen Effektverluste . . . $\tau = 2000 \text{ Stunden}$
- Selbstkosten pro Wattstunde $\beta = 2 \cdot 10^{-5} \text{ M.}$

Die Stromdichte wird erst geschätzt zu

$$j_w' = 1,0 \text{ Amp./mm}^2,$$

hieraus der Strom

$$J' = j_w' \cdot q = 16 \text{ Amp.}$$

und die Energie, die mit zwei Drehstromleitungen übertragen werden kann

$$\varepsilon_e = 2 \cdot J' \cdot E_e = 2 \cdot 16 \cdot 70\,000 \cdot 3 = 3870 \text{ KVA}$$

Aus Fig. 4 erhält man für $\varepsilon_e = 3870 \text{ KVA}$

$$K_b = 0,036 \text{ M/Watt}$$

und für zwei Transformatorstationen, je eine am Anfang und am Ende der Fernleitung,

$$K_b = 2 \cdot 0,036 = 0,072 \text{ M/Watt.}$$

Mit diesen Zahlenwerten ergibt sich

$$\sqrt{p_b \cdot K_b + \beta \cdot \tau} = \sqrt{0,084 \cdot 0,072 + 2 \cdot 10^{-5} \cdot 2000} = 0,2145.$$

Ferner erhält man aus Fig. 14 für $q = 16 \text{ mm}^2$ und $E_e = 70 \text{ KV}$

$$K_l = 5,7 \text{ M/m}$$

$$a = 3,8 \text{ M/m}$$

und daraus

$$\frac{b}{\beta} = \frac{5,7 - 3,8}{16 \cdot 6} = 0,0198 \text{ M/m}$$

womit

$$\sqrt{\frac{p_l \cdot b}{\beta \cdot \rho}} = \sqrt{\frac{0,0684 \cdot 0,0198}{0,0175}} = 0,277;$$

durch die erst schätzungsweise Einsetzung von j_w ergibt sich in erster Annäherung

$$j_w = \frac{0,277}{0,2145} = 1,295 \text{ Amp/mm}^2.$$

Der Vergleich der Summenglieder unter der Wurzel im Nenner des Ausdruckes für die wirtschaftliche Stromdichte läßt erkennen, daß die jährlich aufzuwendenden Kosten pro Watt Transformatorstation neben dem Summenglied $\beta \cdot \tau$ nur wenig in Betracht kommen. Obwohl in dem gewählten Beispiel der Wert von $p_b K_b$ verhältnismäßig hoch ist, da er für eine kleine Leistung bei hoher Spannung gilt, so vermag doch seine Berücksichtigung, mit der $j_w = 1,385 \text{ Amp/mm}^2$ wird, das Resultat nur um 7 % zu ändern.

Wir dürfen daraus schließen, daß die jährlich aufzuwendenden Kosten pro Watt Transformatorstation gegenüber dem Faktor $\beta \tau$ bei der Ermittlung der wirtschaftlichen Stromdichte vernachlässigt werden können.

Noch mehr erscheint die Vernachlässigung von $p_b \cdot K_b$ gerechtfertigt, wenn man den Verlauf der Stromfortleitungskosten abhängig von der Stromdichte aufgetragen betrachtet.

Wir dividieren zu diesem Zwecke die Gleichung für die Stromfortleitungskosten (S. 43) durch die Länge der Fernleitung, lassen die von den Transformatorverlusten V und mit den von der Spannung abhängigen Leitungsverlusten verbundenen Glieder, sowie den Kostenanteil der Fernleitungsanlage $p_l \cdot a$, als von der wirtschaftlichen Stromdichte unabhängig außer acht, dann erhalten wir die Stromfortleitungskosten, welche von der Stromdichte abhängig sind, die wir zum Unterschiede von den gesamten Stromfortleitungskosten K_f mit K_f' bezeichnen wollen und folgendermaßen geschrieben werden können:

$$\frac{K_f'}{l} = J [\lambda \cdot \rho (p_b \cdot K_b + \beta \cdot \tau)] j + J \cdot p_l b \cdot \lambda + K \cdot \frac{1}{j}$$

und unter Einsetzung der Zahlenwerte

$$\frac{K_f'}{l} = 0,0772 j + 0,208 \frac{1}{j}.$$

Durch Variation des Wertes der Stromdichte gelangen wir zu folgenden Resultaten:

$j_{\text{Amp/mm}^2} =$	0,1	0,2	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0
$\frac{K_f'}{l}$ M. =	2,0877	1,0554	0,4546	0,2852	0,2854	0,2854	0,3006

Aus der graphischen Darstellung von $\frac{K_f'}{l}$ als Funktion von j (Fig. 20) ist ersichtlich, daß die Kosten in weiten Grenzen in der Gegend des Minimums sich kaum nennenswert ändern.

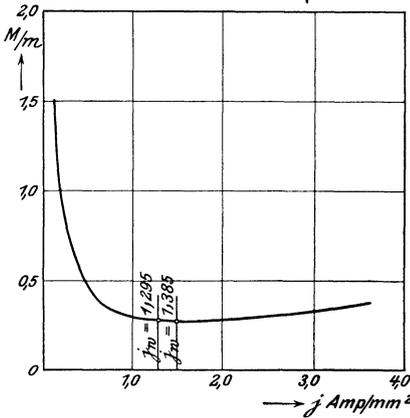


Fig. 20.

Die Eintragung der wirtschaftlichen Stromdichte in nebenstehender Figur auf Grund der rechnerischen Resultate mit und ohne Berücksichtigung von p_b K_b zeigt, wie gering der Einfluß der Vernachlässigung der durch die Transformatorstationen verursachten Kosten ist.

Eine Korrektur des mit dem zunächst angenommenen Werte $j = 1,0$ Amp/mm^2 erhaltenen

Wertes von K_b ist also

nicht erforderlich, denn der mit diesem K_b erhaltene Wert von $j_w = 1,295$ Amp/mm^2 ist ausreichend genau.

Der im Ausdruck für die wirtschaftliche Stromdichte vorkommende Faktor $\frac{b}{\beta}$ ist in erster Linie ein Ausdruck des Preises des Leitungsmateriales. Dieser wurde für Kupferleiter zu 1900 M. und für Aluminiumleiter zu 2100 M. pro Tonne angenommen. Es ist leicht einzusehen, daß selbst außerordentliche Preisschwankungen des Leitungsmateriales, sowie bedeutende Preisänderungen in den Kosten der Leitungsanlage selbst, fühlbare Änderungen der wirtschaftlichen Stromdichte nicht verursachen können.

Von wesentlichem Einfluß auf die Größe von j_w sind hingegen die Dauer des vollen Effektverlustes τ sowie die Selbstkosten der Energie, pro Wattstunde β , bzw. das Produkt $\beta \cdot \tau$, das den Kosten entspricht, welche 1 Watt Verlust bei Vollbelastung der Leitung jährlich verursacht.

Es soll daher in der folgenden zahlenmäßigen Ermittlung der wirtschaftlichen Stromdichte als Funktion der Spannung auf diesen Faktor besonders Rücksicht genommen werden, indem wir die Ermittlung auf verschiedene Werte $\beta \cdot \tau$ ausdehnen, soweit sie in praktischen Grenzen vorkommen.

Für die Werte $\frac{b}{\beta}$ wurde hierbei für alle Leiterquerschnitte bei gleicher Spannung ein Mittelwert eingeführt, was bei Beachtung der geringen Veränderlichkeit dieser Größe mit dem Leiterquerschnitt statthaft ist (vgl. Fig. 14 und 15).

Die Resultate sind folgende:

Wirtschaftliche Stromdichte als $f(E)$ für verschiedene Faktoren $\beta \tau$.

1. für Kupferleitungen.

$\beta \cdot \tau$ in Pf.	E KV =					
	20	30	50	70	100	130
2	1,872	1,88	1,90	1,906	1,92	1,94
4	1,340	1,345	1,350	1,36	1,38	1,395
8	0,949	0,951	0,952	0,96	0,971	0,983
12	0,77	0,774	0,778	0,781	0,792	0,800
16	0,67	0,672	0,674	0,680	0,69	0,698

2. für Aluminiumleitungen

(auf Kupferquerschnitt reduziert).

$\beta \cdot \tau$ in Pf.	E KV =					
	20	30	50	70	100	130
2	1,44	1,450	1,47	1,495	1,525	1,56
4	1,03	1,039	1,05	1,065	1,092	1,12
8	0,721	0,730	0,740	0,755	0,770	0,780
12	0,59	0,592	0,602	0,615	0,629	0,640
16	0,511	0,516	0,524	0,531	0,547	0,559

Fig. 21 zeigt den nahezu linearen Verlauf der wirtschaftlichen Stromdichte in Abhängigkeit von der Spannung. Mit zunehmender Spannung ist eine geringe Zunahme der Stromdichte bemerkbar, und zwar ist die Zunahme bei den Stromdichten für Aluminium-

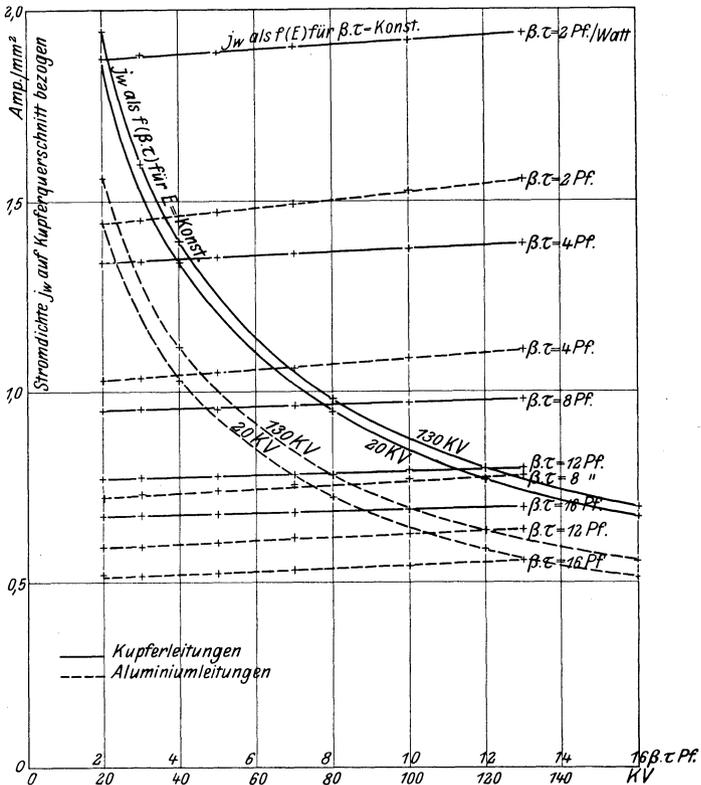


Fig. 21.

Wirtschaftliche Stromdichte j_w für Kupfer- und Aluminiumleitungen.

leitungen eine größere als bei denen für Kupferleitungen. Es rührt dies von deren etwas stärkeren Abhängigkeit von der Spannung hinsichtlich der Anlagekosten her.

2. Stromwärmeverluste.

Herrscht zwischen zwei oder mehreren Leitern bzw. zwischen Leitern und Erde eine Spannungsdifferenz, so bildet sich ein elektrisches Feld aus, dessen Kraftlinien in der umgebenden Luft verlaufen. Jeder Leiter nimmt eine gewisse Ladung an. Ist die

Spannung eine Wechselfspannung, so wird eine wechselnde Ladung und Entladung der Leiter und Erde erfolgen, die in jedem Leiter einen dem Nutzstrom überlagerten Ladestrom hervorruft.

Dieser Ladestrom eilt der Spannung um eine Viertelperiode voraus und hat die Größe

$$J_C = E C \omega \text{ Amp/km,}$$

wo C die Kapazität der Leitung in Farad/km und ω die Winkelgeschwindigkeit des Netzvektors $\omega = 2 \pi \nu$ ist.

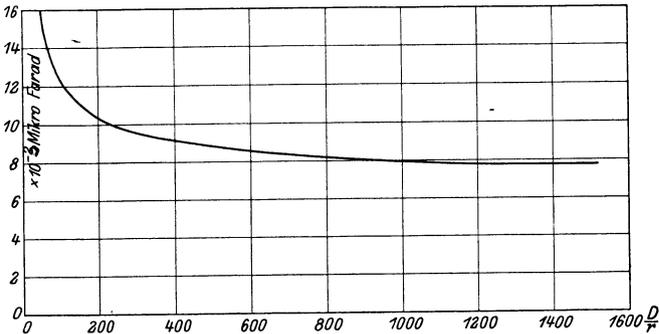


Fig. 22.

Kapazität von 1 km Drehstromleitung.

Ein angenäherter Wert für die Kapazität von Drehstromleitungen, deren Leiter im gleichseitigen Dreieck angeordnet sind, ist unter Vernachlässigung der Erdnähe, des doppelten Leitungssystemes sowie der Blitzschutzdrähte:

$$C = \frac{1}{2 \cdot 2,302 \log \frac{D}{r}} \cdot \frac{1}{9 \cdot 10^6} \text{ Farad/km}$$

worin D den Leiterabstand und r den Leiterradius bedeutet. In Fig. 22 ist die nach dieser Formel berechnete Kapazität als Funktion des Verhältnisses $\frac{D}{r}$ aufgetragen. Die Kapazität von

Freileitungen hat im allgemeinen einen sehr kleinen Wert, so daß nur bei hoher Spannung und hoher Periodenzahl der Ladestrom, der zu dem Nutzstrom geometrisch addiert, den Leiterstrom ergibt, eine bemerkbare Höhe erlangen wird.

Da die Spannung infolge des Ohm'schen und induktiven Spannungsabfalles längs der Leitung nicht konstant ist, wird auch der Ladestrom entsprechend der sich ändernden Ladenspannung nicht konstant sein und die Größe des Leiterstromes so beeinflussen, daß dieser zu Beginn der Leitung verschieden ist von dem am Ende der Leitung.

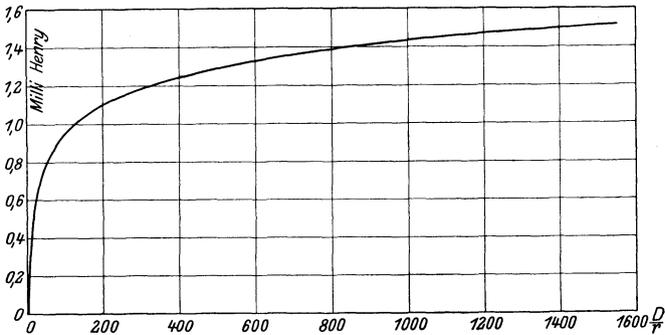


Fig. 23.

Induktivität von 1 km Drehstromleitung.

Der induktive Spannungsabfall pro Phase einer Drehstromleitung beträgt

$$e_s = J L \cdot \omega \text{ Volt/km,}$$

wo L die Induktivität des Leitungssystems.

Unter Vernachlässigung der gegenseitigen Beeinflussung der beiden Drehstromsysteme ist die Induktivität

$$L = 2 \cdot 10^{-4} \left(2,302 \log \frac{D}{r} + 0,25 \right) \text{ Henry/km}$$

und ist für verschiedene Verhältnisse ausgerechnet als Funktion von $\frac{D}{r}$ in Fig. 23 aufgetragen.

Infolge des bei Freileitungen hohen Wertes von L ist der induktive Spannungsabfall groß und daher nicht zu vernachlässigen.

Der Vektor des induktiven Spannungsabfalles eilt dem Vektor des Leiterstromes um 90° in der Phase nach, er ist somit zum Ohmschen Spannungsabfall e_r geometrisch zu addieren, um den resultierenden Spannungsabfall zu erhalten.

Um den Verlauf von Spannung, Strom und Leistungsfaktor längs der Leitung bzw. deren Werte in einem beliebigen Punkt der Leitung zu finden, stehen mehrere Methoden zur Verfügung, analytische, die man als exakte Methoden bezeichnen kann, da sie die Gleichmäßigkeit der Verteilung der Kapazität berücksichtigen, und Annäherungsverfahren, zu denen in erster Linie das graphische Verfahren zu zählen ist. Dieses denkt sich die in Wirklichkeit gleichmäßig verteilte Kapazität an einzelnen Punkten der Leitung konzentriert, den übrigen Teil der Leitung aber kapazitätslos.

Zu den analytischen Methoden gehörig wollen wir das Blondel- und Le Røysche¹⁾ Verfahren nennen, während zu den graphischen Methoden die Darstellung des Verlaufes der elektrischen Größen durch logarithmische Spiralen nach Rößler²⁾ und ferner durch Vektoren nach der sogenannten Zweibildermethode zu zählen sind.

Diese letztere Methode zeichnet sich durch ihre Übersichtlichkeit aus und läßt freie Hand, wie weit man in der Exaktheit gehen will. Je größer man nämlich die Zahl der konzentriert gedachten Kapazitäten wählt, umso mehr nähert sich das graphische Verfahren der analytischen Exaktheit, die den Grenzfall unendlich vieler konzentrierter Kapazitäten darstellt.

Steinmetz hat gezeigt, daß es für den praktischen Gebrauch ganz überflüssig ist, die Exaktheit zu weit zu treiben. Er gibt an, daß selbst bei Leitungen sehr großer Ausdehnung, bei Kabelleitungen bis zu ca. 150 km und bei Freileitungen bis zu 300 km, die Konzentrierung der gesamten Leiterkapazität in einem Punkt, z. B. in der Mitte der Leitung, hinreichend genaue Resultate gibt, besonders so lange der Ladestrom gegenüber dem Nutzstrom keinen unverhältnismäßig großen Wert annimmt.

Es soll nun an einigen Beispielen an Hand der Zweibildermethode eine Reihe charakteristischer Fälle von Fernübertragungen bezüglich ihres Wirkungsgrades untersucht werden. Als größte vorkommende Übertragungslänge sei 300 km gewählt. Die Kapazität der Leitungen sei in 3 Punkten bei 50, 150 und

¹⁾ ETZ. 1911, Heft 3.

²⁾ Rößler, Fernleitung von Wechselströmen. Verlag von Julius Springer, Berlin 1905.

250 km konzentriert gedacht, eine nach Steinmetz überflüssige Genauigkeit, die aber erlaubt, den kilometrischen Verlust nicht nur für 300 km Leitungslänge, sondern, wie wir gleich sehen werden, aus derselben graphischen Ermittlung auch für die Längen 100 und 200 km zu entnehmen.

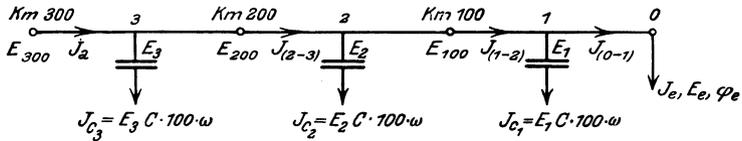


Fig. 24.

Das Ende der Leitung belaste ein der wirtschaftlichen Stromdichte entsprechender Strom J_e , der mit der verlangten Endspannung E_e eine induktive Belastung mit einem Leistungsfaktor $\cos \rho_e^1) = 0,9$ darstelle. Fig. 24 gibt ein schematisches Bild der gewählten Verhältnisse.

In Fig. 25 ist ein charakteristisches Beispiel gezeichnet. Der Gang der graphischen Lösung ist folgender:

Phasenstrom und Phasenspannung am Ende der Leitung sind als gegebene Größen unter dem angenommenen Phasenwinkel aufgetragen.

Die erste konzentriert gedachte Kapazität von 100 km Leitung ist in der Mitte dieser Strecke im Punkte (1) angebracht. Die Spannung E_1 gewinnt man durch geometrische Addition der zur Kompensation des resultierenden Spannungsabfalles $e_{(0-1)}$ auf der Strecke (0—1) erforderlichen Spannungsvektoren

$$\dot{e}_{i(0-1)} = \dot{J}_C \cdot r \cdot 100$$

und

$$\dot{e}_{s(0-1)} = -j \dot{J}_C L \cdot \omega \cdot 100$$

zur Spannung E_e . Für den Spannungsabfall ist dabei der auf der Strecke (0—1) fließende Nutzstrom J_e maßgebend. Mit E_1

1) Nach Majerczik ist die Größe des Leistungsfaktors in seinen praktisch vorkommenden Grenzen ohne wesentlichen Einfluß auf den Wirkungsgrad, — eine allerdings nicht ganz zutreffende Annahme. (Vgl. Majerczik, Die Berechnung elektr. Leitungen S. 10 u. 11.)

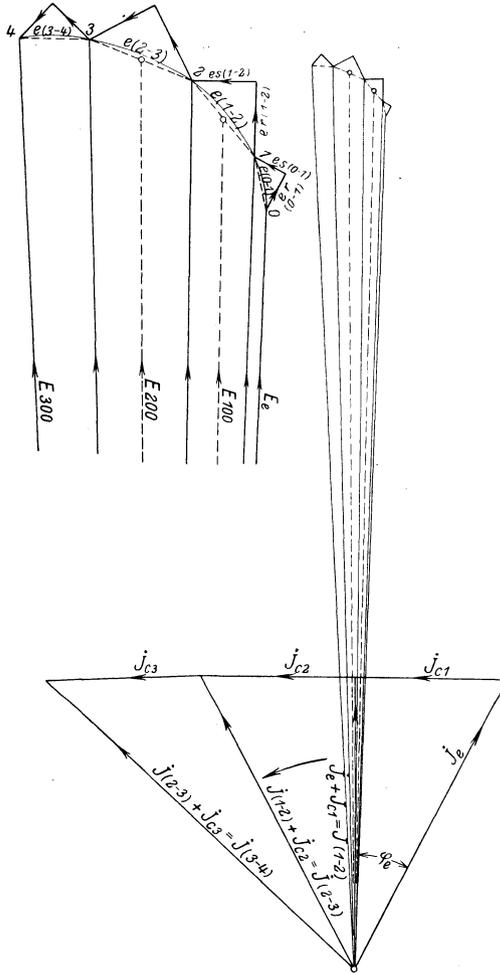


Fig. 25.

Strom- und Spannungsverlauf auf einer Drehstrom-Freileitung ohne Berücksichtigung der Glimmverluste.

$E_e = 130\,000$ Volt, $J_e = 43,7$ Amp., $\cos \varphi_e = 0,9$,
 $\delta_e = 8850$ KW, $\nu = 50 \sim$, $q = 35$ mm², $D = 300$ cm.
 Übertragungslänge: 300 km. Leitungsmaterial: Cu.

ist der Ladestrom J_{c_1} bekannt, und man kann mit ihm und dem Leiterstrom $J_{(0-1)} = J_e$ durch geometrische Addition den Leiterstrom $J_{(1-2)}$ gewinnen. Dieser verursacht bis zum nächsten Punkt konzentrierter Kapazität (2) einen Spannungsabfall $e_{(1-2)}$, der mit E_1 die Spannung E_2 ergibt. Mit dieser ist wieder der Ladestrom J_{c_2} bekannt und damit auch der Leiterstrom $J_{(2-3)}$ u. s. f.

Die Größe des zu Beginn der Leitung bei 100, 200 und 300 km fließenden Stromes ist gleich dem Leiterstrom der Leiterabschnitte, in deren Mitte die Punkte 100, 200 und 300 km gelegen sind.

Die Spannungen und Phasenverschiebungen in diesen Punkten findet man angenähert aus den Spannungsvektoren, welche im Diagramm die den resultierenden Spannungsabfall darstellenden Strecken halbieren. Genauere Werte würde man erhalten, wenn man die Endpunkte der Spannungsvektoren durch eine stetige Kurve verbindet (s. Fig. 25), welche einer logarithmischen Spirale entspricht, wie sie der Methode von Rössler zugrunde gelegt ist.

Kennt man Strom, Spannung und Phasenverschiebung am Anfang der 100, 200 und 300 km langen Fernleitungen, dann ist auch die zuzuführende Leistung ε_a bekannt, die mit der am Ende verlangten Leistung ε_e die Verluste auf der Leitung

$$\mathfrak{B} = (\varepsilon_a - \varepsilon_e) \text{ KW}$$

und den Wirkungsgrad der Übertragung

$$\eta = \frac{\varepsilon_e}{\varepsilon_a}$$

ergeben.

Des Vergleiches halber sind auch die Stromwärmeverluste unter Annahme konstanter Stromstärke längs der ganzen Leitung, also ohne Berücksichtigung der Kapazität:

$$V' = 3 J^2 \cdot \rho \cdot l \cdot 10^{-3} \text{ KW}$$

und der diesen entsprechende Wirkungsgrad:

$$\eta' = \frac{\varepsilon_e}{\varepsilon_e + V'}$$

ermittelt und alle Resultate nebst denen weiterer charakteristischer Beispiele in Tabelle 6 zusammengestellt.

Tabelle 6.
Wirkungsgrad von Drehstromleitungen
ohne Berücksichtigung von Glimmverlusten.

		km	E pro Phase	J _a Amp.	cos φ _a	ξ _a KW	V KW	V' KW	η	η'
Fig. 26 a	q = 16 mm ² E _e = 30 KV J _e = 19,2 Amp. ν = 50 ~	0	17 350	19,2	0,9	896	—	—	—	—
		100	19 550	17,5	0,98	1 005	109	120,5	0,89	0,881
		200	21 425	17,25	0,99	1 100	204	241	0,815	0,792
		300	23 100	19,0	0,922	1 210	314	361,5	0,74	0,712
Fig. 26 b	q = 35 mm ² E _e = 30 KV J _e = 42,4 Amp. ν = 50 ~	0	17 350	42,4	0,9	1 990	—	—	—	—
		100	19 797	39,7	0,935	2 200	210	267	0,905	0,881
		200	22 035	38,0	0,971	2 440	450	538	0,820	0,788
		300	24 100	36,9	0,996	2 660	670	807	0,750	0,711
Fig. 26 c	q = 120 mm ² E _e = 30 KV J _e = 144 Amp. ν = 50 ~	0	17 350	144,0	0,9	6 700	—	—	—	—
		100	21 490	140,5	0,84	7 600	900	900	0,882	0,882
		200	25 825	136,2	0,80	8 480	1780	1800	0,1792	0,788
		300	30 000	130,0	0,786	9 150	2450	2700	0,731	0,711
Fig. 26 d	q = 120 mm ² E _e = 130 KV J _e = 150 Amp. ν = 50 ~	0	75 000	150,0	0,9	30 400	—	—	—	—
		100	79 450	141,0	0,93	31 250	850	976	0,975	0,964
		200	82 850	134,0	0,97	32 100	1700	1952	0,948	0,939
		300	86 000	129,0	0,992	33 100	2700	2928	0,919	0,911
Fig. 26 e	q = 16 mm ² E _e = 130 KV J _e = 20 Amp. ν = 50 ~	0	75 000	20,0	0,90	4 050	—	—	—	—
		100	77 050	220,6	0,88	4 200	150	130	0,97	0,971
		200	78 250	34,1	0,556	4 460	410	260	0,91	0,94
		300	78 800	51,0	0,415	4 990	960	390	0,812	0,911
Fig. 26 f	q = 35 mm ² E _e = 130 KV J _e = 43,7 Amp. ν = 50 ~	0	75 000	43,7	0,9	8 850	—	—	—	—
		100	77 500	39,0	0,999	9 060	210	286	0,978	0,969
		200	78 850	44,25	0,89	9 320	470	572	0,949	0,939
		300	79 100	56,2	0,72	9 650	800	858	0,914	0,411
Fig. 26 f	q = 35 mm ² E _e = 130 KV J _e = 43,7 Amp. ν = 25 ~	0	75 000	43,7	0,9	8 850	—	—	—	—
		100	77 050	40,5	0,974	9 090	240	286	0,975	0,962
		200	79 050	39,4	0,999	9 315	465	572	0,950	0,939
		300	81 000	40,5	0,966	9 550	700	858	0,922	0,911
Fig. 28 c und 29	q = 70 mm ² E _e = 130 KV J _e = 93 Amp. ν = 50 ~	0	75 000	93	0,9	18 850	—	—	—	—
		100	78 000	86	0,975	19 480	630	650	0,972	0,965
		200	81 000	82,6	0,99	20 070	1270	1300	0,942	0,94
		300	82 900	84	0,979	20 600	1750	1950	0,917	0,91

Anmerkung: cos φ in Schrägdruck bedeutet „Voreilung“ von J gegen E.

Fig. 26a bis 26f zeigen den Verlauf aller Faktoren abhängig von der Übertragungslänge, und man kann daraus folgende für Freileitungen geltende Schlüsse ziehen:

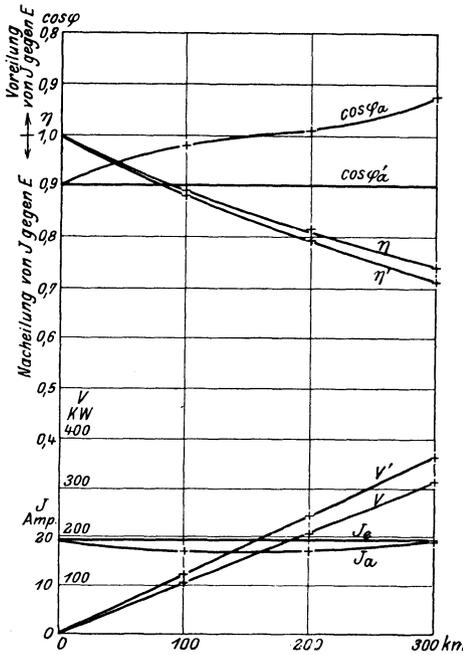


Fig. 26 a.

$q = 16 \text{ mm}^2$, $E_e = 30 \text{ KV}$, $J_e = 19,2 \text{ Amp.}$,
 $\cos \varphi_e = 0,9$, $\varepsilon_e = 896 \text{ KW}$, $\nu = 50 \sim$.

Leitungsmaterial: Cu.

Will man daher die Kapazität angenähert berücksichtigen, so genügt die genauere Bestimmung eines einzigen Punktes der Verlustkurve bei einer größeren Übertragungslänge, um auch für kleinere Übertragungslängen die Verluste zu erhalten.

3. Meist ist der Wirkungsgrad von Wechselstromfernleitungen mit Berücksichtigung der Kapazität besser als derjenige unter Annahme gleichmäßiger Stromverteilung, vorausgesetzt, daß die Leitung am Ende induktiv belastet ist (hier $\cos \varphi_e = 0,9$).

Den Grund der Verbesserung finden wir darin, daß die Kapazität und mit ihr der Ladestrom die induktive Phasenver-

1. Der Unterschied des Wirkungsgrades mit und ohne Berücksichtigung der Kapazität ist im allgemeinen ein sehr geringer (vgl. Fig. 26a, 26b, 26c, 26d). Mit hinreichender Genauigkeit können daher für wirtschaftliche Berechnungen, auch bei Freileitungen größerer Ausdehnung, die Stromwärmeverluste bei konstantem Strom an Stelle der genauen mit Berücksichtigung der Kapazität ermittelten Verluste treten.

2. Der Verlauf der Verluste mit Berücksichtigung der Kapazität abhängig von der Übertragungslänge ist nahezu eine Gerade, die durch den Ursprung geht.

$q = 35 \text{ mm}^2,$
 $E_e = 30 \text{ KV},$
 $J_e = 42,2 \text{ Amp.},$
 $\cos \varphi_e = 0,9,$
 $\xi_e = 1990 \text{ KW},$
 $\nu = 50 \sim.$
 Leitungsmaterial: Cu.

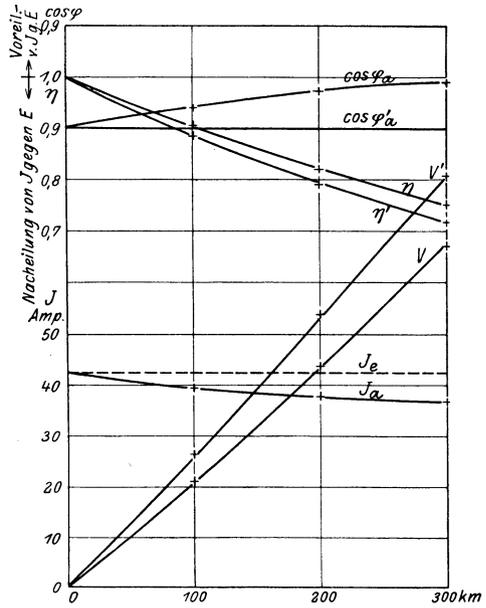


Fig. 26 b.

$q = 120 \text{ mm}^2,$
 $E_e = 30 \text{ KV},$
 $J_e = 144 \text{ Amp.},$
 $\cos \varphi_e = 0,9,$
 $\xi_e = 6700 \text{ KW},$
 $\nu = 50 \sim.$
 Leitungsmaterial: Cu.

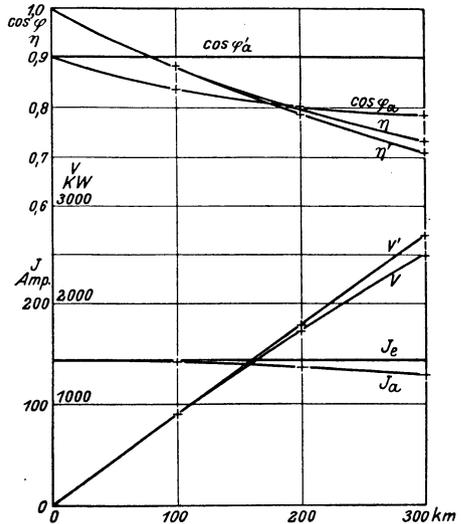


Fig. 26 c.

schiebung zwischen Strom- und Spannungsvektor verbessert und den Leiterstrom verkleinert (s. Fig. 25).

Bei Fernübertragungen großer Länge wird dadurch in einer gewissen Entfernung vom Anfang der Leitung der Leiterstrom ein Minimum und der Leistungsfaktor = 1. Der Nutzeffekt der Übertragung ist in diesem Punkte also ein Maximum. Weiter fortschreitend verschlechtert sich aber wieder der Leistungsfaktor, und der Leiterstrom nimmt zu, so daß der Wirkungsgrad zurückgeht, um schließlich sogar unter denjenigen auf Grund der Annahme gleichmäßiger Stromverteilung geltenden zu sinken.

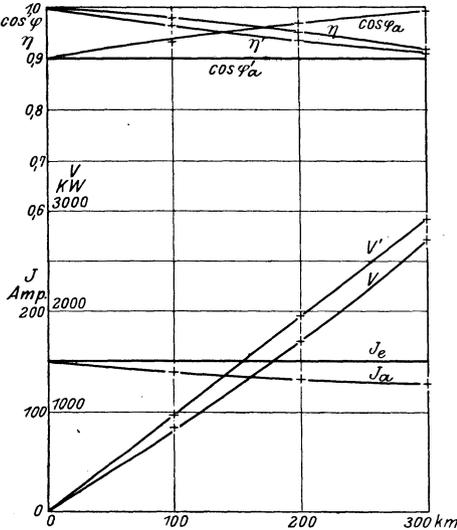


Fig. 26 d.

$q = 120 \text{ mm}^2$, $E_e = 130 \text{ KV}$, $J_e = 150 \text{ Amp.}$,
 $\cos \varphi_e = 0,9$, $\varepsilon_e = 30400 \text{ KW}$, $\nu = 50 \sim$.
 Leitungsmaterial: Cu.

ganze Länge der Leitung, kleiner ist, als der am Ende der Leitung abgegebene Strom J^e .

Es ist also

$$\eta > \eta', \text{ wenn } J_m < J_e$$

wo

$$J_m = \frac{1}{l} \int_0^l J \, dl.$$

Bei praktisch vorkommenden Übertragungslängen tritt eine Verschlechterung des Wirkungsgrades nur in Erscheinung, wenn es sich um die Übertragung kleiner Leistungen mit hoher Spannung und Periodenzahl handelt.

Fig. 26 e zeigt solche Verhältnisse, die so gewählt sind, daß sie den Leerlaufverhältnissen einer Fernleitung nahekommen und die Eigenschaften einer solchen Fernübertragung besonders hervortreten lassen. Wir sehen an dem gewählten Beispiel, daß der Wirkungsgrad bis zu einer Übertragungslänge von etwa 100 km höher liegt als η' , mit weiterer Zunahme der Übertragungslänge aber unter η' sinkt.

Um auch den Einfluß der Periodenzahl zu veranschaulichen ist in Fig. 26 f für die Periodenzahlen $\nu = 50 \sim$ und $\nu = 25 \sim$ derselbe Fall der Übertragung vergleichend dargestellt. Die Kurven für die höhere Periodenzahl lassen die Eigentümlichkeiten des in Fig. 26 e gezeigten Beispiels in abgeschwächtem Maße erkennen. Bei mehr als 100 km Übertragungslänge ist nach anfänglicher Abnahme des Stromes J_a am Anfange

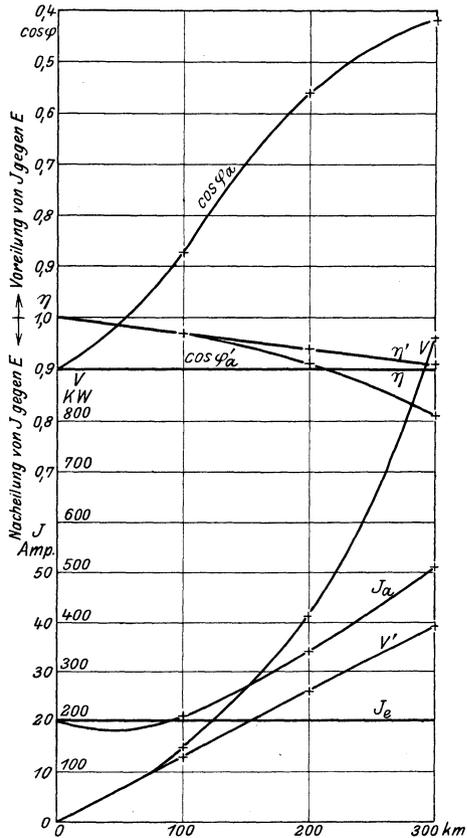


Fig. 26 e.

$q = 16 \text{ mm}^2$, $E_e = 130 \text{ KV}$, $J_e = 20 \text{ Amp.}$,
 $\cos \varphi_e = 0,9$, $\varepsilon_e = 4050 \text{ KW}$, $\nu = 50 \sim$.
 Leitungsmaterial: Cu.

der Leitung ein Anwachsen desselben wahrzunehmen, bis bei etwa 200 km Übertragungslänge seine Größe dem Strome J_e am Ende der Leitung gleichkommt. Hier ist auch die Phasenverschiebung gleich der Phasenverschiebung am Leitungsende geworden, mit dem Unterschiede, daß am An-

fang kapazitive und am Ende induktive Phasenverschiebung herrscht.

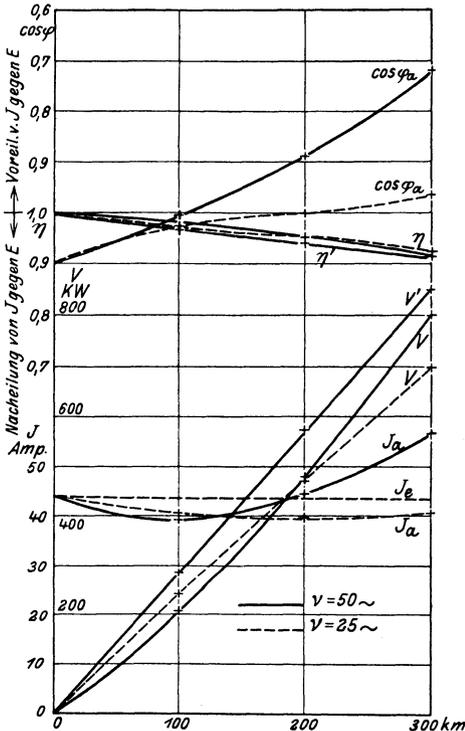


Fig. 26 f.

$q = 35 \text{ mm}^2$, $E_e = 130 \text{ KV}$, $J_e = 43,7 \text{ Amp.}$,
 $\cos \varphi_e = 0,9$, $\varepsilon_e = 8850 \text{ KW}$.
 Leitungsmaterial: Cu.

Bei $v = 25 \sim$ zeigen hingegen die Kurven ganz normale Verhältnisse. Der Leiterstrom bleibt stets unter dem Strome J_e am Ende der Leitung, und die Verluste mit Berücksichtigung der Kapazität sind geringer als die unter Annahme gleichmäßiger Stromstärke.

3. Die Glimmverluste.

Wir waren bei der Bestimmung des Leiterabstandes (S. 15) davon ausgegangen, daß derselbe so zu wählen ist, daß

Bei weiter zunehmender Übertragungslänge verschlechtert sich die Phasenverschiebung, und der Leiterstrom wächst derart an, daß der Verlauf der Wirkungsgradkurve die Tendenz zeigt, die für die Annahme konstanter Stromstärke gültige Wirkungsgrad - Kurve zu unterschreiten. Noch deutlicher sehen wir die Verschlechterung der Verhältnisse an den Verlustkurven, indem die Verluste mit Berücksichtigung der Kapazität bei einer Übertragungslänge von über 200 km sich ziemlich rasch den Verlusten auf Grund konstanter Stromstärke nähern und diese bei etwa 200 km überschreiten.

Glimmverluste nicht auftreten können. Wir sahen jedoch, daß durch die Beschränkung des Leiterabstandes auf einen Maximalwert die Glimmverluste nicht unter allen Umständen zu vermeiden sind.

Es soll nun die Gesetzmäßigkeit der Größe der Glimmverluste und ihr Einfluß auf die Gesamtverluste hier erörtert werden, soweit dies auf Grund der bisher bekannten experimentellen Untersuchungen möglich ist.

Die ältesten einschlägigen Versuche stammen von Mershon, es folgten dann die von Harris J. Ryan¹⁾, F. W. Peeks und von Steinmetz²⁾. Ferner sind neueren Datums die Veröffentlichungen von Görges, Weidig und Jänsch³⁾ und schließlich die von G. Faccioli⁴⁾.

Peeks gelangte durch seine an Freileitungen gemachten Messungen zu einer empirischen Formel für Glimmverluste, deren Brauchbarkeit durch Nachprüfung gelegentlicher Meßresultate schon mehrfach festgestellt wurde.

Die Peeksche Formel lautet für die Verluste pro Leiter von Einphasenleitungen

$$V_g = 0,344 \cdot \nu \sqrt{\frac{r}{D}} [E - E_0]^2 \cdot 10^{-5} \text{ Watt/m.}$$

Darin ist E die Leiterspannung gegen Erde in KV und E_0 die kritische Durchbruchspannung in KV, wie sie Peeks bezeichnet, zum Unterschiede von der kritischen Spannung, indem die letztere mit der vom Leiterdurchmesser abhängigen Feldbeanspruchung an der Leiteroberfläche zu rechnen ist, während die erstere mit einem für alle Leiterdurchmesser konstanten Wert der Feldbeanspruchung zu ermitteln ist nach der Formel

$$E_0 = \delta_0 \cdot \frac{0,385 b}{273 + t} \cdot k \cdot r \cdot 2,302 \log \frac{D}{r}.$$

Für blanke glatte Drähte setzt Peeks $\delta_0 = 21,4$ KV/cm und berücksichtigt die Rauhigkeit der Leiteroberfläche sowie

1) Transact of the Americ. Inst. of El. Eng. 1898, S. 531 und ETZ. 1911, Heft 44.

2) ETZ. 1912, Heft 3.

3) ETZ. 1911, Heft 43.

4) ETZ. 1912, Heft 2.

sonstige nicht störungsfreie Verhältnisse durch den Sicherheitsfaktor $k = 0,87$ bis $0,72$.

Die Verlustformel bringt zum Ausdruck, daß die Glimmverluste dem Quadrate der Differenz zwischen Leiterspannung und kritischer Durchbruchspannung proportional sind, daß also mit zunehmender Differenz die Verluste sehr rasch anwachsen werden. Ferner ersehen wir aus ihr, daß die Verluste linear mit der Periodenzahl zunehmen.

Die von Peeks für Einphasenleitungen aufgestellte Formel läßt sich auch für Drehstromleitungen unter folgenden Erwägungen verwenden.

Der Stromverlust pro Flächeneinheit längs der Leitung ist eine Funktion der Feldstärke an der Leiteroberfläche. Bei gleicher Feldstärke werden also die Glimmverluste zweier verschiedener Leitungssysteme gleich groß sein.

Für die Feldstärke an der Leiteroberfläche gebrauchten wir (S. 16) folgende Beziehungen:
für Einphasenleitungen

$$\delta_1 = \frac{E_1}{2 \cdot r \cdot 2,302 \log \frac{D}{r}}$$

und für Drehstromleitungen

$$\delta_3 = \frac{E_3}{\sqrt{3} \cdot r \cdot 2,302 \log \frac{D}{r}},$$

wo E_1 und E_3 die Spannungen zwischen je 2 Leitern.

Setzen wir $\delta_1 = \delta_3$, so erhalten wir die Beziehung

$$\frac{E_1}{E_3} = \frac{2}{\sqrt{3}} \quad \text{oder} \quad \frac{E_1}{2} = \frac{E_3}{\sqrt{3}},$$

d. h. wir haben zur Ermittlung der Glimmverluste bei Drehstromleitungen an Stelle der Einphasenspannung gegen Erde $\frac{E_1}{2}$ die

Drehstromphasenspannung $\frac{E_3}{\sqrt{3}}$ zu setzen. Da ferner die Peek'sche Verlustformel die Verluste pro Leiter einer Einphasenleitung gibt, so werden die mit der Drehstromspannung berechneten Verluste den Verlusten pro Phase einer Drehstromleitung

entsprechen für welche wir somit erhalten

$$V_g = 344 \cdot v \cdot \sqrt{\frac{r}{D} \left[\frac{E_3}{\sqrt{3}} - E_0 \right]^2} \cdot 10^{-5} \text{ Watt/m.}$$

Es soll nun an Hand dieser Formel der Einfluß der Glimmverluste einer Fernleitung auf die Gesamtverluste untersucht werden, wozu sich am besten die schon früher verwendete Zweibildermethode eignet.

Tabelle 7.

**Wirkungsgrad von Drehstromleitungen
mit Berücksichtigung von Glimmverlusten.**

	km	E pro Phase	J _a Amp.	cos φ _a	ε _a KW	V KW	V' KW	η	η'
Fig. 28 a	0	75 000	43,7	0,9	8 850	—	—	—	—
	100	77 550	46,0	0,99	10 620	1770	286	0,835	0,962
	200	79 700	57,1	0,94	12 800	3950	572	0,69	0,939
	300	81 000	73,0	0,85	15 100	6250	858	0,585	0,911
Fig. 28 b	0	75 000	43,7	0,9	8 850	—	—	—	—
	100	76 100	43,2	0,975	9 600	750	286	0,91	0,962
	200	79 500	45,4	0,99	10 700	1850	572	0,831	0,939
	300	82 000	50,9	0,98	12 250	3400	858	0,728	0,911
Fig. 28 c und 29	0	75 000	93,0	0,9	18 850	—	—	—	—
	100	77 800	87,6	0,965	19 700	850	650	0,959	0,965
	200	80 500	87,2	0,999	21 000	2150	1300	0,900	0,94
	300	82 900	92,0	0,985	22 500	3650	1950	0,839	0,91

Anmerkung: cos φ in Schrägdruck bedeutet „Voreilung“ von J gegen E.

Sind die Glimmverluste aus der Verlustformel abhängig von der Spannung ermittelt, dann sind sie uns bei bekanntem Spannungsverlauf längs der Leitung in jedem Punkte derselben bekannt. An Stelle der Verluste können wir auch die ihnen entsprechenden Stromwerte ermitteln, und können diese genau so wie die Ladeströme der konzentriert gedachten Leitungskapazität behandeln. Wir denken uns nämlich den Spannungsverlauf nicht kontinuierlich, sondern sprungweise sich ändernd, so daß für einzelne Leiterabschnitte die Spannung und damit auch der

Glimmstromverlust pro Längeneinheit als konstant betrachtet werden kann. Den Stromverlust für einen solchen Leitungs-

Glimmstrom J_g einer Phase
für 100 km Leitungslänge.

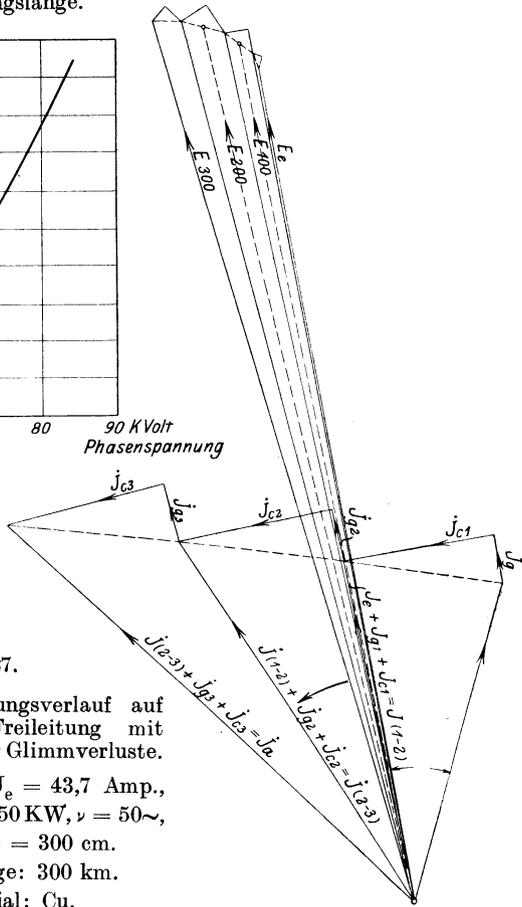
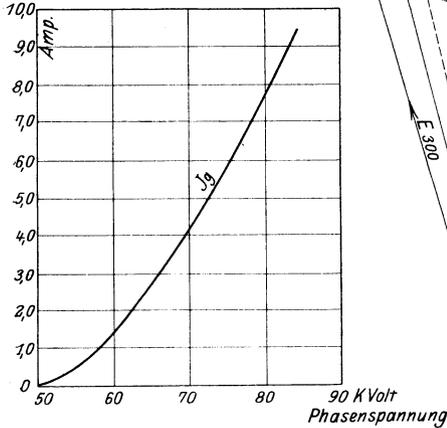


Fig. 27.

Strom- und Spannungsverlauf auf einer Drehstrom-Freileitung mit Berücksichtigung der Glimmverluste.

$E_e = 130\,000$ Volt, $J_e = 43,7$ Amp.,
 $\cos \varphi_e = 0,9$, $\epsilon_e = 8850$ KW, $\nu = 50\sim$,
 $q = 35$ mm², $D = 300$ cm.

Übertragungslänge: 300 km.

Leitungsmaterial: Cu.

abschnitt konzentrieren wir in dessen Mitte und behandeln ihn wie irgendeine Stromentnahme an diesem Punkt der Leitung.

Lassen wir die Stellen konzentrierter Kapazität und konzentrierten Glimmstromabflusses zusammenfallen, dann erhalten

wir den Strom- und Spannungsverlauf in der Leitung, wenn wir in diesen Punkten zu dem Nutzstrom bzw. Leiterstrom den Glimmstrom und Ladestrom geometrisch addieren. Der Glimmstrom ist dabei als reiner Wattstrom zu behandeln, vektoriell mithin in Richtung des zugehörigen Spannungsvektors zu addieren.

In Fig. 27 ist der Strom und Spannungsverlauf einer Fernübertragung, bei welcher Glimmverluste auftreten, durchgezeichnet, und die Resultate sowie diejenigen einiger weiterer typischer Fälle entsprechend den in Tabelle 17 enthaltenen Ergebnissen in Fig. 28a bis 28c graphisch darstellt.

Um den Einfluß der Glimmverluste deutlicher zu veranschaulichen, ist jeweils für die gleichen Verhältnisse der Verlauf der interessierenden Größen ohne Berücksichtigung der Glimm-Verluste nach Tabelle 6 eingetragen.

Die Darstellungen in Fig. 28a und 28b beziehen sich auf Fernübertragungen mit sehr hoher Spannung und kleinem Leiterquerschnitt, so daß trotz der Annahme des größten

zulässigen Leiterabstandes $D = 300$ cm, (vgl. Fig. 9) längs der ganzen Leitung Glimmverluste zu erwarten sind. Wir sehen, daß der Verlauf sämtlicher Größen durch die Glimmverluste eine wesentliche Veränderung erfährt. Der Leistungsfaktor

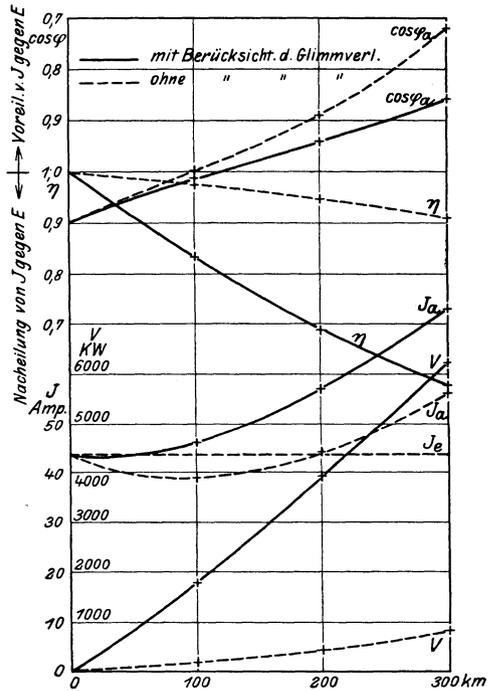


Fig. 28a.

$q = 35 \text{ mm}^2, E_e = 130 \text{ KV}, J_e = 43,7 \text{ Amp.},$
 $\cos \varphi_e = 0,9, \delta_e = 8850 \text{ KW}, \nu = 50 \sim.$
 Leitungsmaterial: Cu.

wird zwar mit zunehmender Leitungslänge im günstigen Sinne beeinflusst, doch nehmen die Verluste derart zu, daß der Wirkungsgrad der Übertragung sehr rasch ein außerordentlich schlechter wird.

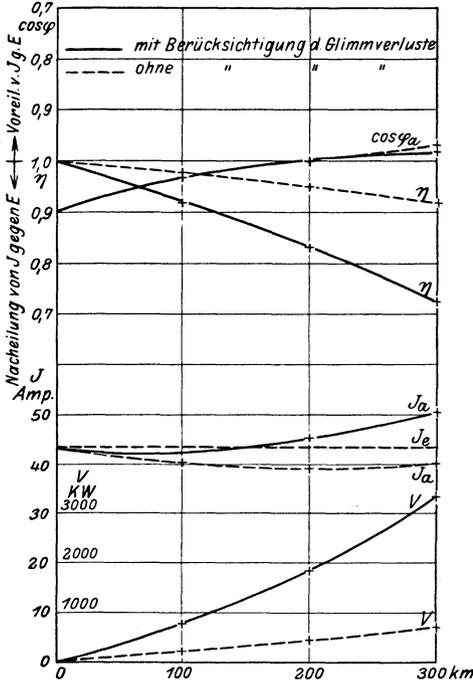


Fig. 28 b.

$q = 35 \text{ mm}^2$, $E_e = 130 \text{ KV}$, $J_e = 43,7 \text{ Amp.}$,
 $\cos \varphi_e = 0,9$, $\varepsilon_e = 8850 \text{ KW}$, $\nu = 25 \sim$.
 Leitungsmaterial: Cu.

Während Fig. 28 a sich auf eine Drehstromübertragung mit $\nu = 50 \sim$ bezieht, veranschaulicht Fig. 28 b zum Vergleich eine solche mit $\nu = 25 \sim$ unter sonst ganz gleichen Verhältnissen. Der Einfluß der Glimmverluste ist infolge der geringeren Periodenzahl ein wahrnehmbar abgeschwächer, wenn auch der Wirkungsgrad bei größerer Übertragungslänge ein immerhin noch recht schlechter ist im Vergleich zu demjenigen, dersich ohne Glimmverluste ergibt.

Während bei $\nu = 50 \sim$ die Glimmverluste von Anfang an stark in Erscheinung treten, ist hier bemerkenswert, daß ein rasches Ansteigen der Verluste und damit ein rasches Sinken des Wirkungsgrades erst von etwa 200 km ab erfolgt. Diese Erscheinung ist unter der Voraussetzung, daß am Ende der Leitung ein konstanter Spannungswert (130 KV) herrschen soll, darauf zurückzuführen, daß zur Deckung des Spannungsverlustes mit zunehmender Leitungslänge die Spannung am Anfang der Leitung steigen muß. Sie wird von einer gewissen Leitungslänge ab

die kritische Durchbruchspannung so überschreiten, daß dem Gesetze der Glimmverluste folgend (s. S. 63) diese mit weiterer Zunahme der Spannung sehr rasch ansteigen.

Ein weiteres Beispiel, das zeigt, daß selbst bei größeren Leiterquerschnitten — hier 70 mm² Kupferquerschnitt — und hoher Spannung Glimmverluste eine immerhin noch bemerkenswerte Rolle spielen können, wenn die Übertragungslänge bedeutend ist, ist in Fig. 28c dargestellt.

Durch Verwendung von Aluminiumseil gleichen Ohmschen Widerstandes würden hier die Glimmverluste so unwesentlich werden, daß die Kurven ohne Berücksichtigung der Glimmverluste sich nahezu mit denjenigen decken würden, die sich mit Berücksichtigung der Glimm - Verluste ergeben. Die in dieser Hinsicht vorteilhafte Verwendung von Aluminiumleitern ist aus diesem Beispiel gut, ersichtlich.

Auf einen Unterschied im Verlaufe des Stromes und des Leistungsfaktors mit und ohne Berücksichtigung bzw. Vorhandensein von Glimmverlusten sei noch hingewiesen.

Die schon S. 60 erwähnte Gesetzmäßigkeit, daß das Stromminimum dort gelegen ist, wo der Leistungsfaktor = 1 ist, verliert ihre Gültigkeit, sobald erhebliche Glimmverluste auftreten. Genau besteht diese Gesetzmäßigkeit beim Nichtvorhandensein von Glimmverlusten auch nur dann, wenn von den durch die Wattkomponente des Ladestromes bedingten Verlusten sowie

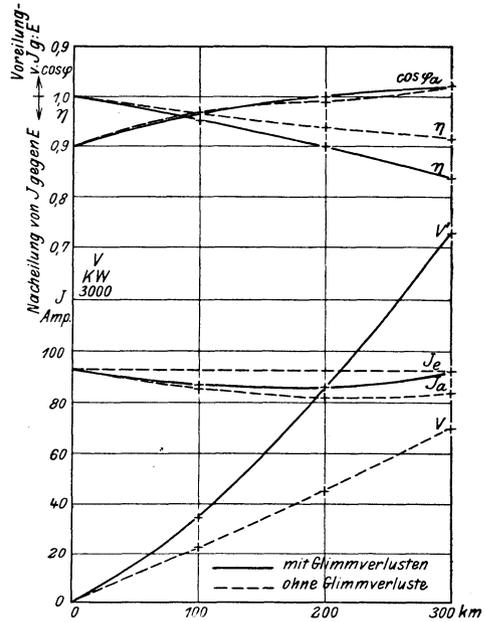


Fig. 28c.

$q = 70 \text{ mm}^2, E_e = 130 \text{ KV}, J_e = 93 \text{ Amp.}, \cos \varphi_e = 0,9, \xi_e = 18850 \text{ KW}, \nu = 50 \sim.$

von Ableitungsverlusten abgesehen wird, eine Vernachlässigung, die bei Freileitungen ohne weiteres erlaubt ist (s. S. 73).

Der Beweis der genannten Gesetzmäßigkeit gründet sich auf folgende Überlegung: Es ist (vgl. Fig. 25)

$$J_1 \cdot E_1 \cos \varphi_1 = J_e \cdot E_e \cos \varphi_e (1 + \alpha)$$

wo α die verhältnismäßigen Verluste in der Strecke (0 – 1) berücksichtigt;

$$E_1 = E_e (1 + \beta)$$

wo β die verhältnismäßige Zunahme der Spannung von 0 bis 1 bedeutet.

Aus beiden Beziehungen folgt

$$J_1 \cos \varphi_1 = J_e \cos \varphi_e \frac{1 + \alpha}{1 + \beta}.$$

Sind mit α nur die Stromwärmeverluste berücksichtigt, so ist $\frac{1 + \alpha}{1 + \beta} \sim 1$, also $J_1 \cos \varphi_1 \sim J_e \cos \varphi_e$, womit bewiesen ist, daß J_1 ein Minimum wird, wenn $\cos \varphi_1 = 1$ ist.

Nachdem nun der Verlauf der bei einer Kraftübertragung namentlich in Frage kommenden Größen in Abhängigkeit von der Übertragungslänge an Hand einiger Beispiele veranschaulicht wurde, sei noch die Veränderlichkeit der Verluste pro m Leitungslänge abhängig von dieser auf Grund des letzten Beispiels dargestellt. Man sieht (Fig. 29), daß die Verluste pro Längeneinheit mit Berücksichtigung der Glimmverluste mit der Entfernung wachsen, ohne Berücksichtigung derselben, bzw. wenn Glimmverluste nicht auftreten, jedoch abnehmen.

Es seien nun noch die Verluste pro m Leitungslänge als Funktion der übertragenen Leistung für konstante Spannung und Leitungslänge veranschaulicht, und zwar unter der Annahme, daß die wirtschaftliche Stromdichte eingehalten werde.

Diese ist bei gegebener Spannung vom Faktor $\beta \cdot \tau$ in so starkem Maße abhängig (vgl. Fig. 21), daß man für verschiedene Faktoren $\beta \cdot \tau$ auch von einander abweichende Verlustkurven erhalten wird.

Mit der wirtschaftlichen Stromdichte ist auch der wirtschaftliche Leiterquerschnitt bei gegebener Leistung und Spannung bekannt. Wir schreiben zu diesem Zweck für die erstere:

$$\delta_w = \frac{J}{q} = \frac{J \cdot \sqrt{3} E \cos \varphi}{q \cdot \sqrt{3} E \cos \varphi} = \frac{\varepsilon}{q \cdot \sqrt{3} E \cos \varphi}$$

und ermitteln daraus

$$q_w = \frac{\varepsilon}{E \delta_w} \cdot \frac{1}{\sqrt{3} \cos \varphi}.$$

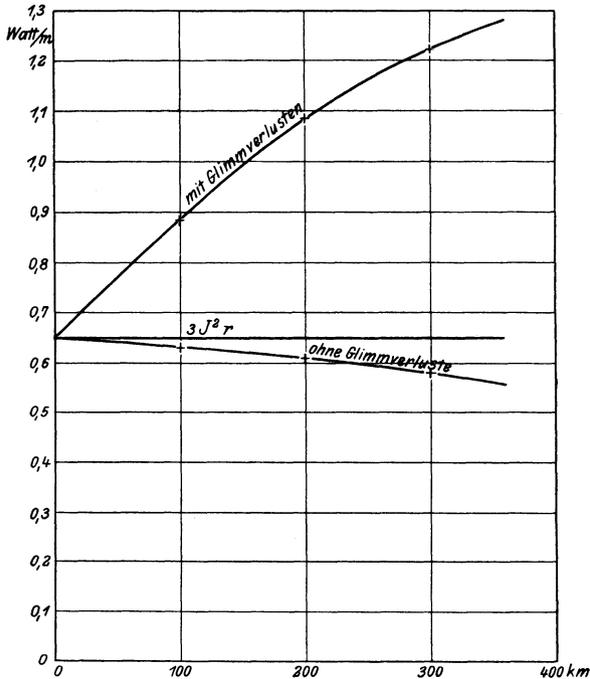


Fig. 29.

Verluste pro m Leitungslänge. $q = 70 \text{ mm}^2$, $E_e = 130 \text{ KV}$,
 $J_e = 93 \text{ Amp.}$, $\cos \varphi_e = 0,9$, $\varepsilon_e = 18 \text{ 850 KW}$, $\nu = 50 \sim$.

Andererseits ist mit Spannung und Querschnitt der zu wählende Leiterabstand nach Fig. 8 gegeben, womit die Leitungsverluste mit der Zweibildermethode bestimmbar sind.

Das Beispiel beziehe sich auf folgende Verhältnisse einer 100 km langen Leitung:

$\beta \cdot \tau = 4,5 \text{ Pf.}$, $\nu = 50 \sim$, Leitungsmaterial: Cu,
 wofür wir nachstehende Resultate erhalten:

Verluste in Watt/m Leitungslänge für 100 km Drehstromleitung.

E _e KV	ε _e : KW D: cm V: Watt/m	q mm ²			
		16	35	70	120
20	ε _e	595	1 400	2 800	4 800
	D	95	95	95	95
	V	0,90	2,50	5,00	9,00
30	ε _e	960	2 100	4 200	7 220
	D	105	105	105	105
	V	1,20	2,50	5,10	9,00
50	ε _e	1 610	3 500	7 000	12 000
	D	150	125	125	125
	V	2,50	2,80	5,50	9,20
70	ε _e	2 260	4 950	9 900	17 000
	D	300	300	300	300
	V	15,00	3,40	5,90	9,50
100	ε _e	3 270	7 190	14 350	24 500
	D	300	300	300	175
	V	4,20	7,90	6,50	10,20
130	ε _e	4 300	9 400	18 800	32 400
	D	300	300	300	300
	V	—	18,50	7,50	11,00

Die Resultate sind, bezogen auf eine Drehstromdoppelleitung, in Fig. 30, als Kurvenscharen aufgetragen; in derselben Figur sind auch die rein Jouleschen Verluste V' wiedergegeben. Diese sind linear proportional der übertragenen Leistung ε_e , was sich folgendermaßen beweisen läßt:

Setzen wir

$$\delta_w = \frac{J}{q},$$

so ist für eine einfache Drehstromleitung

$$V' = \frac{3 \cdot J^2 \cdot l \cdot \rho}{q} = 6 \cdot J \cdot \delta \cdot l \cdot \rho;$$

ferner ist

$$\varepsilon_e = \sqrt{3} J \cdot E_e \cdot \cos \varphi_e,$$

und aus beiden Beziehungen zusammen ergibt sich nun

$$\frac{V'}{\varepsilon_e} = \frac{3 \cdot \delta \cdot l \cdot \rho}{\sqrt{3} \cdot E_e \cos \varphi_e} = \text{konst.}$$

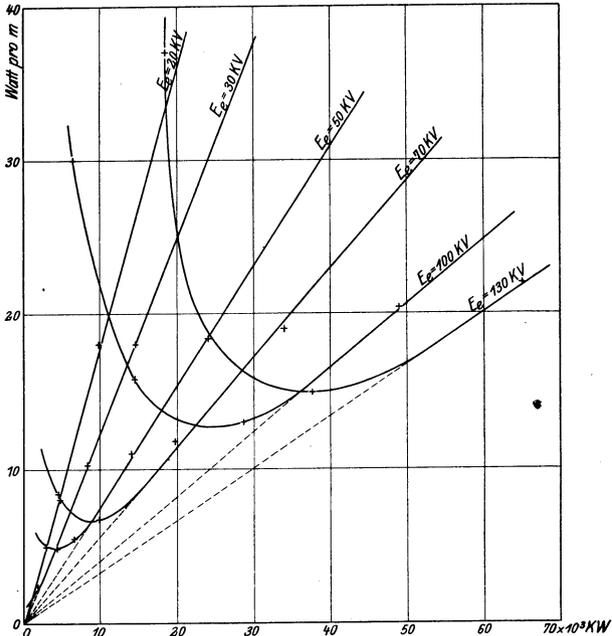


Fig. 30.

— mit Glimmverlusten
 - - - unter der Annahme konstanter Stromstärke über die ganze Leitungslänge.

Verluste in Watt pro m Leitungslänge bei wirtschaftlicher Stromdichte für Drehstrom-Doppelleitungen. $\nu = 50 \sim$, $\beta \cdot \tau = 4,5 \text{ Pf.}$,
 Übertragungslänge: 100 km., Leitungsmaterial: Cu.

Man sieht aus Fig.30, daß, je geringer die übertragene Leistung und je höher die Spannung ist, sich ganz bedeutende Abweichungen in der Größe der Verluste ergeben, je nachdem dieselben mit Berücksichtigung aller Faktoren oder nur angenähert ermittelt werden.

4. Die Ableitungsverluste.

Diese sind ebenso wie die Glimmverluste als eine Folge hoher Spannung anzusehen. Zu ihnen gehören bei Freileitungen die Isolationsverluste, die durch Stromübergänge zwischen

Isolator und Isolatorstütze entstehen, und die dielektrischen Hystereseverluste in den Isolatoren.

Bei geeigneter Wahl der Isolatortypen sind jedoch alle diese Verluste so geringfügiger Natur, daß wir von ihrer Berücksichtigung absehen können, zumal eine Berücksichtigung wegen der Veränderlichkeit der Isolationswerte und der anderen Faktoren zu Resultaten führen würde, die den wirklichen Verhältnissen schwerlich entsprechen dürften.

5. Transformatorverluste.

Neben den Leitungsverlusten sind als Übertragungsverluste auch die Transformierungsverluste anzusehen. Für den Wert der wirtschaftlichen Spannung kommen dieselben freilich nicht in Frage, da sie für unsere Zwecke als unabhängig von der Spannung angesehen werden dürfen. Dagegen wirken sie auf

die gesamten Stromfortleitungskosten ein und sollen daher angenäherte Berücksichtigung finden.

Der Wirkungsgrad eines Transformators ändert sich mit dessen Belastung. Der Jahreswirkungsgrad steht also in engem Zusammenhang mit der Belastungskurve bzw. mit deren Integralwert (s. S. 37). Je geringer dieser Wert ist, umso mehr wird der Jahreswirkungsgrad sinken. In Figur 31 ist der Verlauf des Wirkungs-

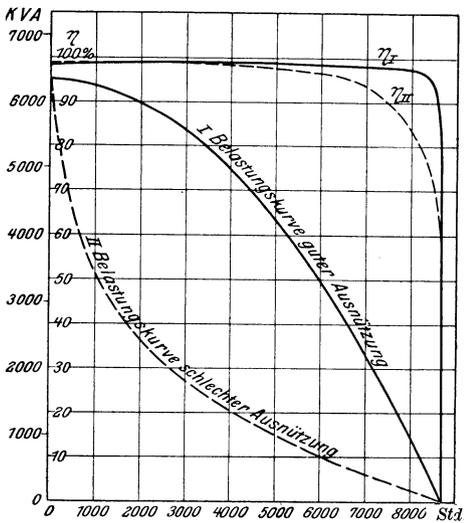


Fig. 31.

grades eines Transformators während eines Jahres wiedergegeben. Als Belastungskurven wurden, wie in Fig. 17, zwei extreme Fälle, nämlich eine Belastungskurve guter und eine solche schlechter Ausnutzung, angenommen.

Der Transformator, auf den sich die Wirkungsgradkurven beziehen, ist ein Drehstrom-Öltransformator der Brown-Boveri & Cie. A.-G. von 5000 KVA bei 50 \sim und einem Übersetzungsverhältnis 50 000/5000 Volt.

Die Planimetrierung der Wirkungsgradkurven gibt einen Jahreswirkungsgrad im Falle guter Ausnutzung von $\eta = 98,5\%$ und im Falle schlechter Ausnutzung von $\eta = 95\%$. Der Unterschied ist so gering, daß für unsere Zwecke die Vereinfachung zulässig ist, den Jahreswirkungsgrad unabhängig von der mittleren Dauer der vollen Belastung T bzw. von τ anzusehen und mit constantem Werte zu rechnen. Es sei deshalb die Annahme getroffen, daß der Jahreswirkungsgrad einer Transformatorstation unabhängig von ihrer Ausnutzung und der installierten Leistung 98% betrage, so daß die Verluste in beiden Transformatorstationen am Anfang und Ende der Fernleitung mit 1% in Rechnung zu ziehen sind.

I. Zahlenmäßige Ermittlung der wirtschaftlichen Spannung.

Die Gleichung der gesamten jährlichen Betriebsauslagen für die Fernübertragung von Energie lautete nach Abschnitt A Seite 4

$$K = p_b k_b [1 + f_b(E)] [\varepsilon_e + V_T + \beta \cdot l (J^2 \cdot \tau + f_v(E))] + p_l \cdot k_l [1 + f_l(E)] \cdot l + \beta [T \varepsilon_e + \tau \{V_T + \beta \cdot l (J^2 \cdot \tau + f_v(E))\}]$$

Die wirtschaftliche Spannung könnte aus dieser Gleichung unmittelbar gefunden werden, wenn es möglich wäre, die Gleichung nach E zu differenzieren und aus $\frac{dK}{dE} = 0$ den Wert von E zu ermitteln, welcher für K ein Minimum ergibt. Auf die Schwierigkeiten der analytischen Behandlung wurde schon in der Einleitung hingewiesen. Fallen nun auch bei der Differentiation die von der Spannung unabhängigen Glieder heraus, so bleibt dennoch die Schwierigkeit der Differentiation durch die Abhängigkeit der Kostenfunktionen charakterisierenden Exponenten von der Spannung bestehen.

Wir werden daher die Addition der einzelnen Summenglieder obiger Gleichung für eine bestimmte Übertragungslänge und Leistung, für welche die wirtschaftliche Spannung gesucht ist, mit Hilfe der früheren Kurventafeln für verschiedene Spannungen durchführen und die Summenwerte als Funktion der Spannung auftragen. Die sich so ergebende Kostenkurve wird ein Kostenminimum besitzen, das bei einem Spannungswert gelegen ist, welcher der wirtschaftlichen Übertragungsspannung für die betreffende Leistung und Übertragungslänge entspricht.

Ohne Einfluß auf die Lage des Kostenminimums sind, wie schon erwähnt, alle jene Glieder, die von der Spannung unabhängig sind. Als solche entnehmen wir der Kostengleichung die Selbstkosten der am Ende der Fernleitung nutzbaren Energie $\beta \cdot T \cdot \varepsilon_e$, sowie die Kosten der Verluste in den Transformatorstationen $\beta \cdot \tau \cdot V_T$. Die ersteren haben gegenüber den anderen Gliedern der Kostengleichung eine solche Größe, daß die Mitführung dieses Summengliedes nur die Ausprägung des Minimums verschlechtern würde. Die Selbstkosten der nutzbaren Energie seien daher künftig nicht mehr berücksichtigt, wohl aber das Glied $\beta \cdot \tau \cdot V_T$. Die Kostengleichung gibt dann die gesamten jährlichen Energiefortleitungskosten an.

Dividiert man diese Gleichung noch durch die Übertragungslänge l , dann erhält man die gesamten Energiefortleitungskosten für 1 Jahr und 1 m Leitungslänge. Bezeichnen wir ferner alle auf die Längeneinheit bezogenen Größen, mit Ausnahme des sich bereits auf die Längeneinheit beziehenden Kostenwertes K_l mit deutschen Buchstaben, dann ist für die Energiefortleitungskosten pro m Leitungslänge zu schreiben:

$$\mathfrak{R}_l = \beta \cdot \tau [\mathfrak{B}_T + \mathfrak{B}] + p_b K_b [\mathfrak{C}_e + \mathfrak{B}_T + \mathfrak{B}] + p_l \cdot K_l.$$

Dabei ist

$$K_b = k_b [1 + f_b(E)] \text{ und } K_l = k_l [1 + f_l(E)]$$

gesetzt (vgl. S. 5). Diese Gleichung soll weiterhin als Grundlage der Berechnungen dienen.

Die Auswertung der Gleichung sei an einem Beispiel erläutert:

Das Minimum der Energiefortleitungskosten und damit die wirtschaftliche Spannung werde für folgende mit einer Drehstromdoppelleitung zu übertragenden Leistungen ermittelt:

$$\varepsilon_e \text{ KW} = 5000 \quad 10\,000 \quad 20\,000 \quad 30\,000 \quad 40\,000$$

Tabelle 8.

Jährliche Energiefortleitungskosten \mathfrak{R}_f Pf. pro m Leitungslänge für Drehstromleitungen.

Übertragungslänge = 100 km, $\nu = 50 \sim$, $\beta \cdot \tau = 4,5$ Pf., Leitungsmaterial: Cu.

	E_e KV =	20	30	50	70	100	130
$\mathcal{E}_e = 5 \cdot 10^3$ KW $\mathfrak{C}_e = 50$ Watt $\mathfrak{B}_\tau = 2$ Watt $\mathfrak{C}_e + \mathfrak{B}_T = 52$ Watt	\mathfrak{B}	9,25	6,30	5,06	8,0	32,00	
	K_b	1,45	1,75	2,30	3,0	4,2	
	K_l	1000	787	640	585	560	
	x*)	14,90	17,10	22,10	30,40	29,6	
	y*)	50,60	37,40	31,70	45,00	163,0	
	z*)	68,40	53,80	43,80	40,00	38,40	
	\mathfrak{R}_f	133,90	108,30	97,60	115,40	231,00	
$\mathcal{E}_e = 10 \cdot 10^3$ KW $\mathfrak{C}_e = 100$ Watt $\mathfrak{B}_\tau = 4$ Watt $\mathfrak{C}_e + \mathfrak{B}_T = 104$ Watt	\mathfrak{B}	18,2	12,5	7,6	6,85	21,9	
	K_b	1,0	1,16	1,55	2,0	2,75	
	K_l	1730	1260	920	785	710	
	x	22,2	22,6	29,0	37,1	58,0	
	y	100,0	74,2	52,1	48,8	116,5	
	z	118,5	86,4	63,0	53,9	48,6	
	\mathfrak{R}_f	240,7	183,2	144,1	139,8	223,1	
$\mathcal{E}_e = 20 \cdot 10^3$ KW $\mathfrak{C}_e = 200$ Watt $\mathfrak{B}_\tau = 8$ Watt $\mathfrak{C}_e + \mathfrak{B}_T = 208$ Watt	\mathfrak{B}		25,0	15,2	11,6	13,2	26,3
	K_b		1,0	1,32	1,7	2,35	3,0
	K_l		2300	1380	1190	990	900
	x		39,0	49,5	62,5	87,1	118,0
	y		148,5	104,2	88,0	95,2	145,0
	z		157,5	102,0	81,2	67,9	61,5
	\mathfrak{R}_f		345,0	255,7	231,7	250,2	324,5
$\mathcal{E}_e = 30 \cdot 10^3$ KW $\mathfrak{C}_e = 300$ Watt $\mathfrak{B}_\tau = 12$ Watt $\mathfrak{C}_e + \mathfrak{B}_T = 312$ Watt	\mathfrak{B}			23,0	16,2	13,2	15,7
	K_b			1,32	1,70	2,35	3,0
	K_l			2100	1600	1270	1130
	x			74,0	93,5	129,0	165,0
	y			157,5	127,0	113,2	140,1
	z			144,0	109,5	87,0	77,4
	\mathfrak{R}_f			375,5	330,0	329,2	382,5
$E_e = 40 \cdot 10^3$ KW $\mathfrak{C}_e = 400$ Watt $\mathfrak{B}_\tau = 16$ Watt $\mathfrak{C}_e + \mathfrak{B}_T = 416$ Watt	\mathfrak{B}			30,5	23,2	16,5	15,2
	K_b			1,32	1,70	2,35	3,0
	K_l			2450	2030	1580	1350
	x			98,0	125,0	170,5	219,0
	y			209,5	176,5	146,0	140,0
	z			168,0	140,0	108,0	92,2
	\mathfrak{R}_f			475,5	441,5	424,5	451,2

$$x = 2 \cdot p_b K_b [\mathfrak{C}_e + \mathfrak{B}_T + \mathfrak{B}], y = \beta \cdot \tau [\mathfrak{B}_T + \mathfrak{B}], z = p_l \cdot K_l$$

Ferner seien gegeben

$$\nu = 50 \sim$$

$$\beta \cdot \tau = 4,5 \text{ Pf.}$$

Übertragungslänge: 100 km

Leitungsmaterial: Cu

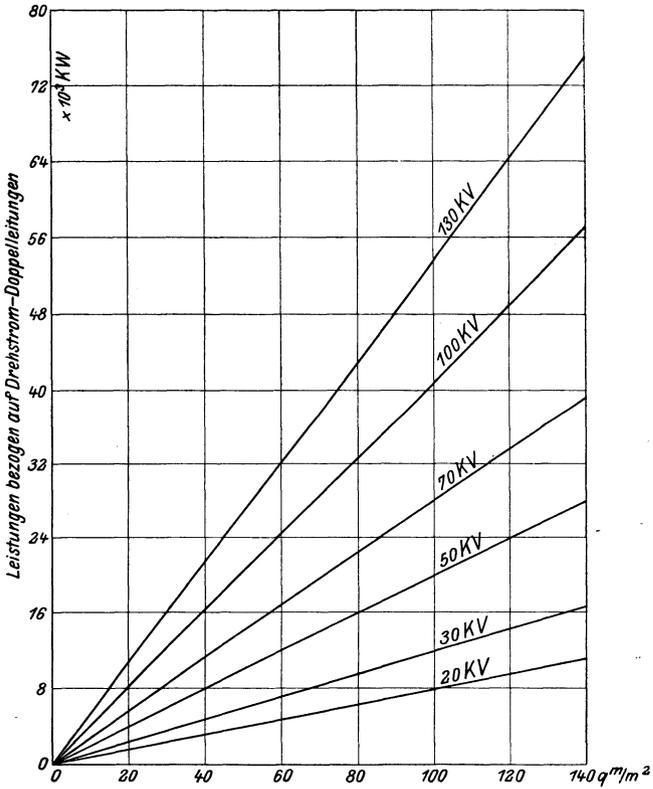


Fig. 32.

Mit wirtschaftlicher Stromdichte übertragbare Leistungen für verschiedene Spannungen abhängig vom Leiterquerschnitt.

Leitungsmaterial: Cu. $\beta \cdot \tau = 4,5 \text{ Pf.}$

Um die Kosten \mathfrak{L}_f für die einzelnen Leistungen als Funktion der Spannung graphisch darstellen zu können, müssen wir einzelne Spannungswerte herausgreifen und für diese durch Summation der einzelnen Kostenglieder Punkte der Kurven ermitteln.

Als Spannungswerte seien entsprechend den Annahmen Seite 23 folgende gewählt:

$$E_e \text{ KV} = 20 \quad 30 \quad 50 \quad 70 \quad 100 \quad 130$$

Für jede dieser Spannungen und obige Leistungen können wir die Kostenwerte K_b und K_l aus den entsprechenden Kurventafeln Fig. 4 und 14 entnehmen. Die letzteren sind als Funktion des Leiterquerschnittes als Kurvenschar für konstante Spannungen dargestellt, mithin ist diese Kurventafel nicht unmittelbar zu verwenden. Da jedoch Leiterquerschnitt und Leistung durch die Stromdichte im Zusammenhang stehen (s. S. 71), so wollen wir, um eine vereinfachte Benutzungsmöglichkeit der Figur 14 zu schaffen, eine Hilfskurventafel zeichnen, welche die der wirtschaftlichen Stromdichte entsprechende Leistung als Funktion des Leiterquerschnittes als Kurvenschar für konstante Spannungen darstellt. Diese Hilfskurven finden wir in Fig. 32.

Die Leitungsverluste pro m Fernleitung sind für den vorliegenden Fall bereits in Fig. 30 als Funktion der Leistung für verschiedene Spannungen gegeben, so daß die Verlustwerte dieser Tafel direkt entnommen werden können. Die übrigen Faktoren der Kostengleichung verstehen sich nach ihrer Bedeutung und in Anlehnung an die früheren Abschnitte von selbst.

In Tabelle 8 ist die Summation der einzelnen Kostenglieder tabellarisch durchgeführt:

Fig. 33 zeigt den Verlauf von \mathfrak{R}_f als Funktion von E_e als Kurvenschar für konstante Leistungen.

Den Kurven lassen sich folgende Resultate entnehmen:

ε_e KW	$K_{f_{\min}}$	E_w
$5 \cdot 10^3$	96,0	48
$10 \cdot 10^3$	136,0	62
$20 \cdot 10^3$	230,0	77
$30 \cdot 10^3$	320,0	87
$40 \cdot 10^3$	424,0	95

E_w als Funktion von ε_e ist in Fig. 34 aufgetragen, und man kann aus dieser Kurve für jede beliebige Leistung die wirtschaftliche Spannung entnehmen, wobei zu beachten ist, daß die Werte der wirtschaftlichen Spannung sich auf die Spannung am Ende der 100 km langen Fernleitung beziehen, daß also zu Beginn der Leitung ein um den Spannungsabfall höherer

Spannungswert vorhanden sein muß, wenn man streng die wirtschaftlichen Bedingungen einhalten will. Der erforderliche Spannungszuschlag ist angenähert leicht zu schätzen, und genügt

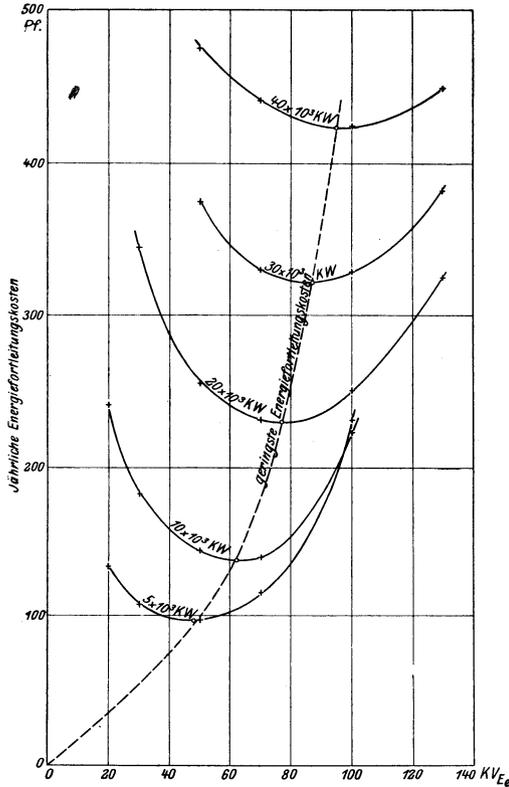


Fig. 33.

Jährliche Energiefortleitungskosten pro m Leitungslänge, für Drehstrom-Doppelleitungen. $\beta \cdot \tau = 4,5$ Pf., $\nu = 50 \sim$, Übertragungslänge: 100 km. Leitungsmaterial: Cu.

die rohe Schätzung vollauf, wenn man berücksichtigt, daß die Minima (s. Fig. 33) durchaus nicht scharf ausgeprägt sind, umso weniger, je höher die übertragene Leistung ist.

Ganz allgemein zeigt der Verlauf der wirtschaftlichen Spannung in Abhängigkeit von der übertragene Leistung, daß mit Zunahme der Leistung die Größe der wirtschaftlichen

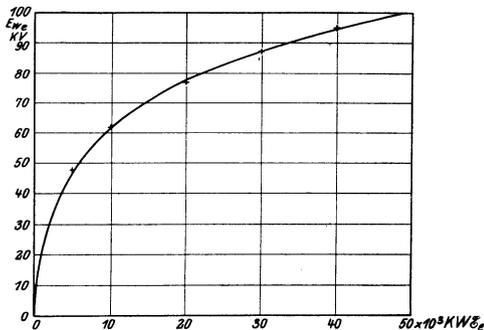


Fig. 34.

Wirtschaftliche Spannung am Ende einer Drehstrom-Doppelleitung.
 $\beta \cdot \tau = 4,5$ Pf., $\nu = 50 \sim$, Übertragungslänge: 100 km, Leitungsmaterial: Cu.

Spannung anfänglich sehr rasch wächst, dann aber allmählich ein konstanteres Verhalten zeigt, das umso mehr zum Ausdruck kommt, je größer die übertragene Leistung ist.

1. Einfluß der Übertragungslänge auf die wirtschaftliche Spannung.

Das vorige Beispiel bezog sich auf eine Übertragungslänge von 100 km. Es soll nun das gleiche Beispiel für eine geringere Entfernung = 50 km und für eine größere praktisch noch vorkommende Übertragungslänge = 300 km durchgerechnet und auf Grund der Resultate der Einfluß der Übertragungsentfernung auf die wirtschaftliche Spannung ermittelt werden.

Die Rechnung führt zu folgenden Ergebnissen:

Jährliche Energiefortleitungskosten \mathfrak{R}_f in Pf. pro m Leitungslänge für Drehstromleitungen bei $\beta \cdot \tau = 4,5$ Pf., $\nu = 50 \sim$, Leitungsmaterial: Cu.

1. 50 km:

\mathfrak{E}_e KW	E_e KV =					
	20	30	50	70	100	130
$5 \cdot 10^3$	161,7	135,0	126,4	143,7	265,0	—
$10 \cdot 10^3$	264,5	328,0	164,2	192,5	274,6	—
$20 \cdot 10^3$	—	431,5	339,5	332,0	363,9	501,5
$30 \cdot 10^3$	—	—	512,0	486,0	506,0	570,6
$40 \cdot 10^3$	—	—	661,0	649,0	681,0	743,0

2. 300 km:

ϵ_e KW	E_e KV =					
	20	30	50	70	100	130
$5 \cdot 10^3$	116,2	90,8	81,0	102,4	262,6	—
$10 \cdot 10^3$	254,3	153,5	114,2	107,5	239,7	—
$20 \cdot 10^3$	289,1	190,5	158,3	171,2	171,2	279,5
$30 \cdot 10^3$	—	—	287,1	230,5	211,4	245,0
$40 \cdot 10^3$	—	—	377,2	332,0	291,8	305,2

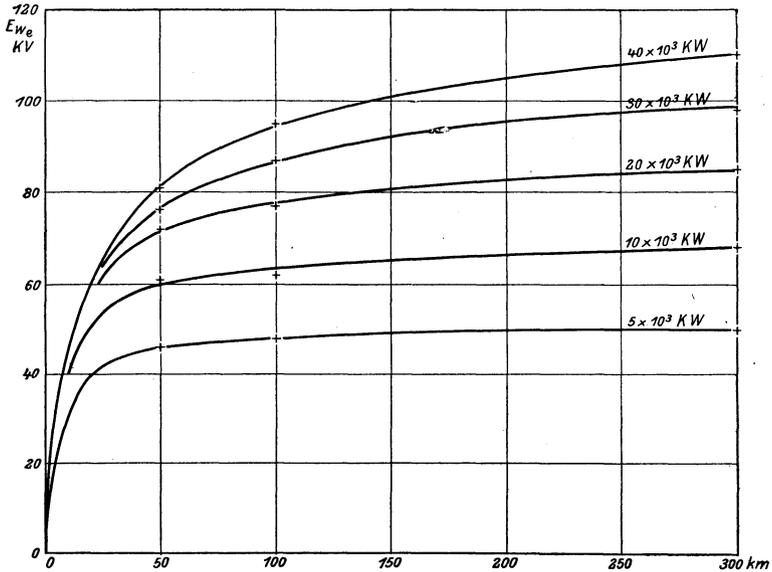


Fig. 35a. Wirtschaftliche Spannung als Funktion der Übertragungslänge für verschiedene Leistungen. $\nu = 50 \sim$, $\beta \cdot \tau = 4,5$ Pf., Leistungsmaterial: Cu.

Durch Auftragen der Resultate als $f(E_e)$ wie in Fig. 33 erhält man:

ϵ_e	50 km:		300 km:	
	$\mathfrak{R}_{i_{min}}$	E_{we}	$\mathfrak{R}_{i_{min}}$	E_{we}
$5 \cdot 10^3$	126,0	46	81,0	50
$10 \cdot 10^3$	190,0	61	104,0	68
$20 \cdot 10^3$	327,0	72	156,0	85
$30 \cdot 10^3$	483,0	76	203,0	98
$40 \cdot 10^3$	641,0	81	268,0	110

Den Verlauf von E_{we} als $f(\epsilon_e)$ zeigt für die verschiedenen Übertragungslängen Fig. 35 b.

Die Werte für die Übertragungslänge 200 km wurden durch graphische Interpolation gefunden, indem die Größe der wirtschaftlichen Spannung als Funktion der Übertragungslängen 50,

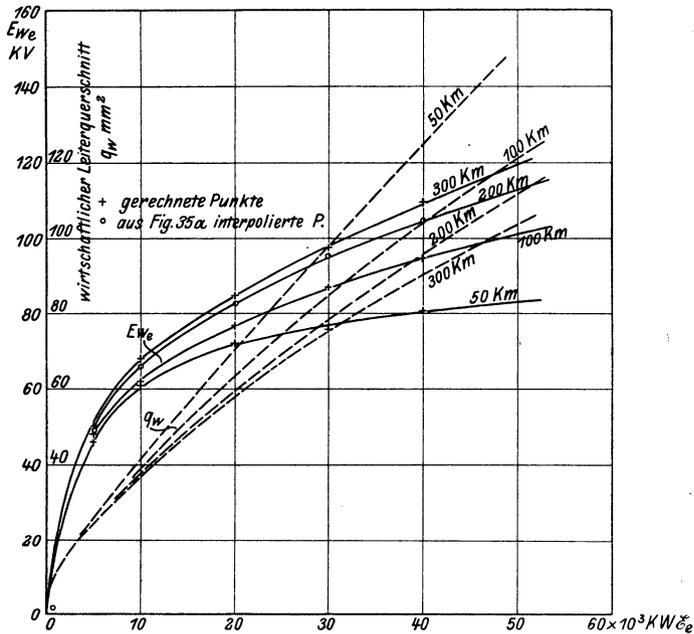


Fig. 35 b.

Wirtschaftliche Spannung und wirtschaftlicher Leiterquerschnitt als Funktion der Leistung für verschiedene Übertragungslängen.

$\beta \cdot \tau = 4,5 \text{ Pf.}$, $\nu = 50 \sim$, Leitungsmaterial: Cu.

100 und 300 km als Kurvenschar für konstante Leistungen aufgetragen wurde (Fig. 35 a).

Man findet dadurch für

3. 200 km:

ϵ_e	E_{we}
$5 \cdot 10^3$	50
$10 \cdot 10^3$	66,5
$20 \cdot 10^3$	83,2
$30 \cdot 10^3$	95
$40 \cdot 10^3$	106

Die Betrachtung der Kurven Fig. 35a und 35b zeigt, daß die wirtschaftliche Spannung bei gleicher Leistung und zunehmender Übertragungslänge nicht proportional mit dieser anwächst, vielmehr, daß sie sich einem Grenzwert nähert, welcher für die größten Leistungen bei 300 km Übertragungslänge nahezu erreicht ist, so daß die Kurve E_{we}/ε_e für 300 km als Kurve der höchsten überhaupt in Frage kommenden wirtschaftlichen Spannungen angesehen werden darf.

Aus dem Vergleich der Kurven läßt sich weiter folgern:

1. daß zur Übertragung kleiner Leistungen, bis etwa $10 \cdot 10^3$ KW der Einfluß der Entfernung auf die wirtschaftliche Spannung vernachlässigt werden darf, sofern es sich um Übertragungslängen handelt, die größer als etwa 50 km sind;

2. daß sich selbst für sehr große Übertragungslängen und für sehr große Leistungen wirtschaftliche Spannungswerte ergeben, die schon heute verwirklicht werden können.

In Fig. 35b sind auch die zugehörigen wirtschaftlichen Leiterquerschnitte eingetragen, die mit Hilfe von Fig. 21 berechnet wurden, so daß man für die Übertragung jeder beliebigen Leistung auf irgendwelche Entfernung die wirtschaftlichen Werte von Spannung und Leiterquerschnitt entnehmen kann.

2. Einfluß der Glimmverluste.

Die Resultate der vorigen Untersuchung wurden den tatsächlichen Verhältnissen entsprechend mit Berücksichtigung der Glimmverluste erhalten. Es ist nun interessant, die Änderungen zu betrachten, die eintreten, wenn wir die Glimmverluste vernachlässigen, wie dies bei allen bisher bekannt gewordenen analytischen Untersuchungen der wirtschaftlichen Spannung der Fall ist.

Ohne Berücksichtigung der Glimmverluste erhalten wir für dieselben Verhältnisse der bisher betrachteten Beispiele:

Wirtschaftliche Spannung E_{we} KV ohne Berücksichtigung der Glimmverluste für verschiedene Übertragungslängen.

ε_e KW	50 km	100 km	300 km
$5 \cdot 10^3$	60	80	110
$10 \cdot 10^3$	69	88	120
$20 \cdot 10^3$	74	95	128
$30 \cdot 10^3$	78	100	135
$40 \cdot 10^3$	83	104	139

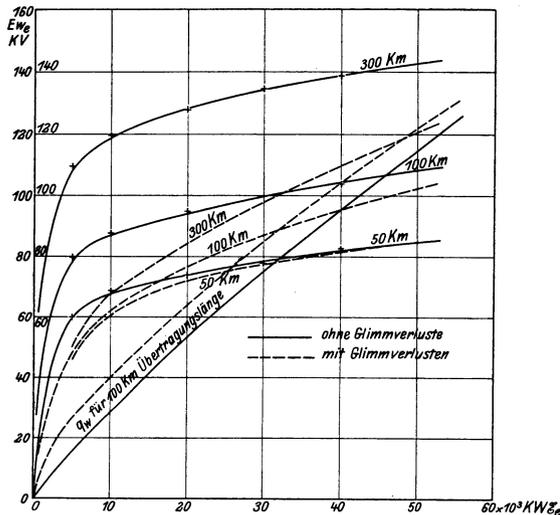


Fig. 36.

Wirtschaftliche Spannung für verschiedene Übertragungslängen mit und ohne Berücksichtigung der Glimmverluste.

$\nu = 50 \sim$, $\beta \cdot \tau = 4,5$ Pf., Leitungsmaterial: Cu.

Aus Fig. 36, in der die Resultate vergleichend mit denen mit Berücksichtigung der Glimmverluste graphisch dargestellt sind, ist zu ersehen, daß die Vernachlässigung der Glimmverluste zu wesentlich höheren Werten für die wirtschaftliche Spannung führt. Die Einzeichnung der wirtschaftlichen Leiterquerschnitte für eine Übertragungslänge von 100 km gibt ein Bild von den geringen Leiterquerschnitten, die bei Vernachlässigung der Glimmverluste zur Übertragung kleiner Leistungen wirtschaftlich wären.

Bis etwa $5 \cdot 10^3$ KW kommen Querschnitte in Betracht, die unter dem aus Festigkeitsgründen geringst zulässigen Leiterquerschnitt liegen würden. Diesen kleinen Leiterquerschnitten entsprechend treten aber Glimmverluste auf, welche den Wert der wirtschaftlichen Spannung stark herabsetzen. Wir finden hierin auch die Erklärung, weshalb gerade bei der Übertragung kleiner Leistungen mit Vergrößerung der Übertragungslänge keine nennenswerte Steigerung der wirtschaftlichen Spannung eintritt. Es spielen hier eben die Glimmverluste gegenüber den anderen wirtschaftlichen Faktoren eine überwiegende Rolle.

Mit Zunahme der übertragenen Leistung, also mit Vergrößerung des Leiterquerschnittes, zeigt sich eine stetig zunehmende Annäherung der Kurven der wirtschaftlichen Spannung mit und ohne Berücksichtigung der Glimmverluste. Schließlich vereinigen sie sich in eine gemeinsame Kurve. Wir beobachten dies besonders charakteristisch bei den Kurven für 50 km. Die Vereinigung findet bei etwa $44 \cdot 10^3$ KW statt, und zwar bei einer wirtschaftlichen Spannung $E_{w_e} = 83$ KV. Der wirtschaftliche Leiterquerschnitt ist bei dieser Spannung und Leistung $q_w = 120 \text{ mm}^2$ (nach Formel S. 71, bei $\delta_w = 1,3 \text{ Amp/mm}^2$ nach Fig. 21).

Schätzen wir den Spannungsabfall auf der 50 km langen Strecke reichlich auf rund 10 %, dann beträgt die Spannung am Anfang der Fernleitung etwa $E_{w_a} = 90$ KV.

Den Leiterabstand ermitteln wir nach Fig. 8 zu $D = 155$ cm, womit sich der korrigierte Leiterabstand¹⁾ bei einer Länge der Isolatorreihe von $i = 85$ cm zu $D' = 185$ cm ergibt.

Bei einem solchen Leiterabstand ist die kritische Verlustspannung nach der Peek'schen Formel²⁾ etwa $\epsilon_e = 100$ KV, so daß in dem betrachteten Schnittpunkt beider Kurven tatsächlich Glimmverluste nicht mehr zu erwarten sind.

Bei den größeren Übertragungslängen als 50 km macht sich der Einfluß der Glimmverluste noch mehr fühlbar. Durch den höheren Spannungsabfall auf längeren Leitungen wird die Anfangsspannung so anwachsen, daß ein starkes Überschreiten der kritischen Durchbruchspannung, die bei einer kleineren Übertragungslänge vielleicht gerade erreicht worden wäre, ein-

¹⁾ s. S. 24.

²⁾ s. S. 63.

treten wird. Die Folge sind bedeutende Glimmverluste, welche die wirtschaftliche Spannung herabdrücken.

Wir gelangen also zu folgenden Schlüssen:

1. daß die wirtschaftliche Spannung, besonders zur Übertragung geringer Leistungen auf größere Entfernungen, in nicht zu vernachlässigender Weise von den Glimmverlusten beeinflusst wird;
2. daß die Glimmverluste die Größe der wirtschaftlichen Spannung nach oben und damit die Größe des wirtschaftlichen Leiterquerschnitts nach unten in solchen Grenzen halten, daß eine tatsächliche Ausführung der Anlage nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten möglich ist.

3. Einwirkung der Größe des Faktors $\beta \cdot \tau$ auf die wirtschaftliche Spannung.

Die bisher erhaltenen Resultate galten alle für einen bestimmten Faktor $\beta \tau$. Es liegt nun nahe, den Einfluß dieses Faktors zu prüfen.

Als konstant ist nunmehr die Übertragungslänge anzusehen, die wir mit 100 km den Betrachtungen zugrunde legen wollen.

Jährliche Energiefortleitungskosten in Pf. pro m Leitungslänge für Drehstromleitungen bei $\beta \cdot \tau = 8$ Pf. und $\beta \cdot \tau = 16$ Pf.,

Übertragungslänge: 100 km, $\nu = 50 \sim$, Leitungsmaterial: Cu.

1. $\beta \cdot \tau = 8$ Pf.

ε_e KW	E KV =				
	30	50	70	100	130
$5 \cdot 10^3$	124,7	115,8	140,0	320,6	—
$10 \cdot 10^3$	218,0	183,2	173,3	215,8	—
$20 \cdot 10^3$	—	336,3	300,6	282,4	322,0
$30 \cdot 10^3$	—	431,0	405,4	400,5	456,0

2. $\beta \cdot \tau = 16$ Pf.

ε_e KW	E KV =				
	30	50	70	100	130
$5 \cdot 10^3$	184,2	145,6	171,6	194,7	—
$10 \cdot 10^3$	336,8	254,0	228,0	267,8	465,6
$20 \cdot 10^3$	—	437,0	382,2	350,4	368,0
$30 \cdot 10^3$	—	543,0	497,2	483,0	518,0

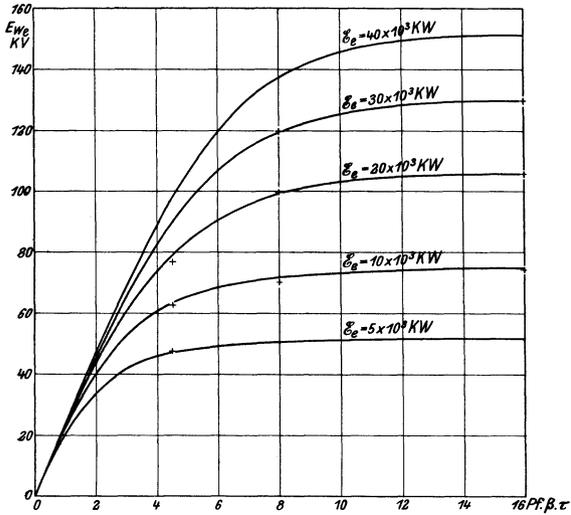


Fig. 37 a.

Wirtschaftliche Spannung als Funktion des Faktors $\beta \cdot \tau$.
 $\nu = 50 \sim$, Übertragungslänge: 100 km, Leitungsmaterial: Cu.

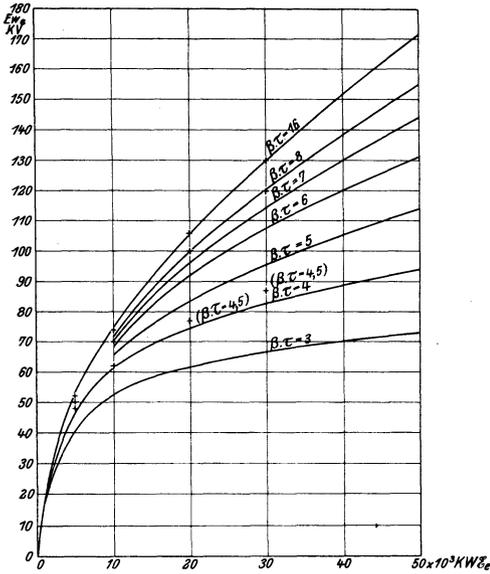


Fig. 37 b.

Wirtschaftliche Spannung als Funktion der übertragenen Leistung für
 $\beta \cdot \tau = 3 \text{ Pf. bis } \beta \cdot \tau = 16 \text{ Pf.}$, $\nu = 50 \sim$.
 Übertragungslänge: 100 km, Leitungsmaterial: Cu.

Daraus erhalten wir folgende zusammengehörige Kostenminima und wirtschaftliche Spannungswerte, nebst den bereits für $\beta \cdot \tau = 4,5$ gefundenen:

ε_e KW	$\beta \cdot \tau = 4,5$		$\beta \cdot \tau = 8$		$\beta \cdot \tau = 16$	
	$\mathfrak{R}_{f_{\min}}$	E_{w_e}	$\mathfrak{R}_{f_{\min}}$	E_{w_e}	$\mathfrak{R}_{f_{\min}}$	E_{w_e}
$5 \cdot 10^3$	96,0	48	115,0	50	144,5	52
$10 \cdot 10^3$	136,0	62	170,0	70	228,0	74
$20 \cdot 10^3$	230,0	77	182,0	100	382,0	106
$30 \cdot 10^3$	320,0	87	400,0	120	548,0	130

Wir kennen also für drei Werte $\beta \cdot \tau$ die wirtschaftliche Spannung für verschiedene Leistungen und können daraus die Kurvenfigur 37 a und 37 b entwickeln, welche den Verlauf der wirtschaftlichen Spannung als Funktion von $\beta \cdot \tau$ für verschiedene konstante Leistungen einerseits und als Funktion der übertragenen Leistungen für konstante Werte von $\beta \cdot \tau$ andererseits zur Darstellung bringen.

Wir können aus Fig. 37a folgern, daß für eine bestimmte Leistung die wirtschaftliche Spannung bei geringen Werten des Faktors $\beta \cdot \tau$ mit Zunahme desselben rasch anwächst, dann aber nach Erreichung einer gewissen Höhe der Spannung ziemlich plötzlich einem nahezu konstanten Werte sich nähert, der bei einem umso höheren Werte von $\beta \cdot \tau$ einsetzt, je größer die übertragene Leistung ist.

Da bei gegebenen Anlagekosten der Fernleitung der Faktor $\beta \cdot \tau$ für die wirtschaftliche Stromdichte j_w nahezu allein maßgebend ist (vgl. Fig. 21) und der Begriff der Stromdichte ein geläufigerer ist, so wollen wir an Stelle von $\beta \cdot \tau$ die Stromdichte einführen und die wirtschaftliche Spannung als Funktion der Leistung als Kurvenschar für konstante Werte der Stromdichte darstellen.

Wir entnehmen der Fig. 21 für die Werte $\beta \cdot \tau = 4, 5$ und 16 die entsprechenden mittleren Werte der Stromdichte $j_w = 1,37, 0,97$ und $0,68$ Amp/mm² und interpolieren aus E_{w_e}/j_w für verschiedene andere Stromdichten die wirtschaftliche Spannung, was zu folgenden Resultaten führt:

ϵ_c KW	j_w Amp/mm ²							
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
$5 \cdot 10^3$	56,8	56,3	55,80	55,08	54,18	53,03	51,65	50,0
$10 \cdot 10^3$	80,3	79,5	80,5	78,4	77,0	75,0	71,9	67,0
$20 \cdot 10^3$	114,5	113,4	112,0	110,0	107,0	103,0	97,0	88,9
$30 \cdot 10^3$	139,4	137,4	135,0	132,0	128,0	122,4	115,2	104,0
$40 \cdot 10^3$	163,2	160,4	156,6	152,0	146,3	139,0	130,0	115,2

Die Ergebnisse finden wir in Fig. 38 graphisch wiedergegeben.

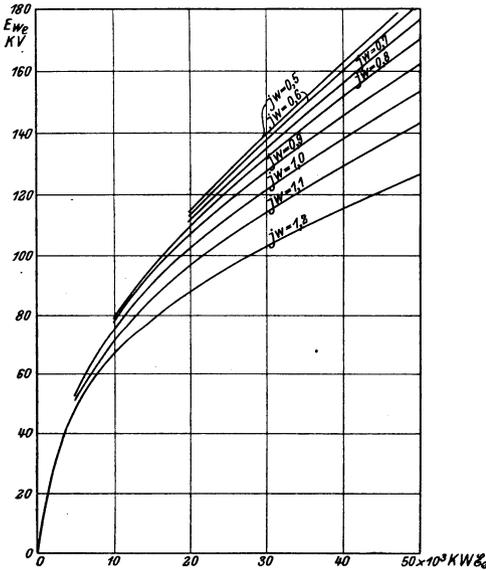


Fig. 38.

Wirtschaftliche Spannung als Funktion der übertragenen Leistung für verschiedene Stromdichten. $\nu = 50 \sim$, Übertragungslänge: 100 km, Leitungsmaterial: Cu.

Ähnlich wie bei der Abhängigkeit der wirtschaftlichen Spannung von der Übertragungslänge, können wir hier feststellen, daß mit zunehmendem Faktor $\beta \cdot \tau$ bzw. mit sinkender Stromdichte die wirtschaftliche Spannung sich einem Grenzwerte höchster Spannung nähert.

Ist heute die höchste technisch ausführbare Spannung mit etwa 140 KV anzunehmen, eine Spannung, die in Amerika bereits Anwendung gefunden hat zur Übertragung von 12 000 KW

Aus Fig 37 und 38 geht der Einfluß des Faktors $\beta \cdot \tau$ und der wirtschaftlichen Stromdichte in vergleichender Weise hervor. Die Einwirkung beider Größen ist wie die Kurvenschichtung zeigt, ein ganz charakteristischer: je kleiner der Faktor $\beta \cdot \tau$, je geringer also die Selbstkosten der Energie und je schlechter die Ausnutzung der Anlage ist oder je größer sich die Stromdichte als wirtschaftlich zeigt, um so niedriger ist die wirtschaftliche Spannung zur Übertragung gleicher Leistung auf gleiche Entfernung.

von einem am Au-Sable-Fluß gelegenen Kraftwerk zur 200 km entfernten Stadt Flint im Staate Michigan, so sehen wir aus der Kurve der höchsten Spannungen, daß nur ganz große Energiemengen nicht mehr absolut wirtschaftlich übertragen werden können, und zwar nur bei Anwendung sehr geringer Stromdichten. Die technische Möglichkeit steckt jedoch der wirtschaftlichen Übertragung kleinerer, aber immerhin noch bedeutender Leistungen, bis zu etwa 20 000 KW, selbst bei äußerst geringen Stromdichten, keine Grenze.

Die Ursache, auf der die Einwirkung des Faktors $\beta \cdot \tau$ bzw. der Stromdichte auf die wirtschaftliche Spannung beruht, zeigt eine vergleichende Betrachtung des Verlaufes der einzelnen Summenglieder der Kostengleichung als Funktion der Spannung.

Für $\varepsilon_e = 30 \cdot 10^3$ KW ist in Pf. pro m Leitungslänge bei 100 km Übertragungslänge:

$$\text{a) } p_b K_b (\mathfrak{E}_e + \mathfrak{R}_T + \mathfrak{R}).$$

$\beta \cdot \tau$	E_e KV =				
	50	70	100	130	160
4,5	74,0	93,5	129,0	165,0	—
16	—	92,0	126,0	160,5	200

$$\text{b) } \beta \cdot (\mathfrak{R}_T + \mathfrak{R}).$$

$\beta \cdot \tau$	E_e KV =				
	50	70	100	130	160
4,5	157,5	127,0	113,2	140,1	—
16	—	342	298	272	280

$$\text{c) } p_l \cdot K_l.$$

$\beta \cdot \tau$	E_e KV =				
	50	70	100	130	160
4,5	144,0	109,5	87,0	77,4	—
16	—	173,0	137,5	116	102

In umstehender Figur 39 sind die Kostenwerte einzeln aufgetragen.

Die Kurven (a) sowie die Kurven (c) besitzen für keinen der Werte $\beta \cdot \tau$ ein Minimum, wohl aber ihre Summe (a + c). Die Minima sind aber sehr flach und liegen für $\beta \cdot \tau = 4,5$ und $\beta \cdot \tau = 16$ nahezu bei gleichem Spannungswert.

Die Kurven (b) hingegen, welche die durch die Verluste bedingten Kosten als Funktion der Spannung veranschaulichen, weisen bei ziemlich unterschiedlichen Spannungswerten ausgeprägte Minima auf.

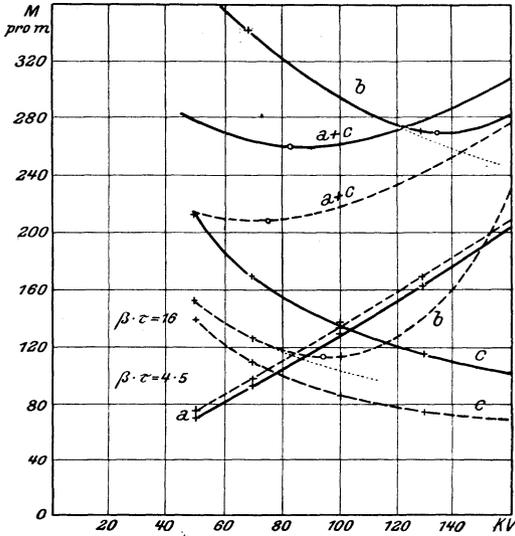


Fig. 39.

a: $p_b \cdot K_b (\mathcal{C}_e + \mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$, b: $\beta \cdot \tau (\mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$, c: $p_l \cdot K_l$.

Der Unterschied der wirtschaftlichen Spannungen bei verschiedenem Wert von $\beta \cdot \tau$, bzw. bei verschiedenen Stromdichten ist somit in erster Linie dem Verlaufe dieser Kurven zuzuschreiben. Auch diese würden das Minimum, beide in ziemlich gleichbeteiligter Weise, nach der Seite der höheren Spannung schieben, wenn in \mathfrak{B} die Glimmverluste nicht berücksichtigt worden wären. Der Verlauf der Kurven (b) ohne Berücksichtigung der Glimmverluste ist durch die punktierten Fortsetzungen angedeutet. Das Minimum der Kurven (b) mit Berücksichtigung der Glimmverluste liegt beim geringeren Wert der Stromdichte bei einem höheren Wert der Spannung und umgekehrt. Wir sehen also, daß der Unterschied der wirtschaftlichen Spannung in diesem Sinne hauptsächlich auf den Verlauf der Kurven (b) zurückzuführen ist. Da diese Kurven, welche die Verlustkosten darstellen, nur bei Berücksichtigung der Glimm-

verluste die ausgeprägten Minima besitzen, so ist die Abhängigkeit der wirtschaftlichen Spannung vom Faktor $\beta \cdot \tau$ bzw. von der Stromdichte hauptsächlich den Glimmverlusten zuzuschreiben.

Die Erklärung, weshalb das Minimum für den Fall geringer Stromdichte bei höherer Spannung liegt als umgekehrt, findet sich durch die Überlegung, daß bei geringer Stromdichte der Leiterquerschnitt größer ist, die Glimmverluste daher erst bei einer höheren Spannung einsetzen als bei hoher Stromdichte und kleinem Leiterquerschnitt.

4. Das unterschiedliche Verhalten von Aluminium- und Kupferleitungen hinsichtlich der wirtschaftlichen Spannung.

Wie schon S. 22 bei Besprechung der Glimmverluste bemerkt wurde, zeichnen sich Aluminiumleitungen gegenüber Kupferleitungen dadurch aus, daß die kritische Spannung bei den ersteren wegen des größeren Leiterdurchmessers bei gleichem Ohmschen Widerstand höher gelegen ist als bei Kupferleitungen. Es werden also bei gleichem Leiterabstande bei Aluminiumleitungen geringere Glimmverluste auftreten. Es soll hier untersucht werden, wie weit dies auf die Höhe der wirtschaftlichen Spannung einwirkt.

Wir wählen das frühere Beispiel über 100 km Übertragungslänge $\nu = 50 \sim$ und $\beta \cdot \tau = 4,5$ Pf., als Leitungsmaterial aber Aluminium.

Jährliche Energiefortleitungskosten in Pf. pro m Leitungslänge bei 100 km Übertragungslänge, $\beta \cdot \tau = 4,5$ Pf., $\nu = 50 \sim$,
Leitungsmaterial: Aluminium.

ϵ_e KW	E_e KV =					
	30	50	70	100	130	160
$5 \cdot 10^3$	95,7	77,8	89,9	157,2	—	—
$10 \cdot 10^3$	151,7	123,3	118,5	144,1	195,3	—
$20 \cdot 10^3$	—	223,3	204,2	203,7	220,2	—
$30 \cdot 10^3$	—	332,0	292,5	293,6	309,6	339,0

Daraus ergeben sich die geringsten Übertragungskosten und wirtschaftlichen Spannungswerte vergleichend mit denjenigen für Kupferleitungen zusammengestellt:

ϵ_e KW	Aluminium		Kupfer	
	$\beta_{f_{min}}$	E_{w_e}	$\beta_{f_{min}}$	E_{w_e}
$5 \cdot 10^3$	78,0	54	96,0	48
$10 \cdot 10^3$	118,0	67,5	136,0	62
$20 \cdot 10^3$	200,0	85	230,0	77
$30 \cdot 10^3$	290,0	93	320,0	87

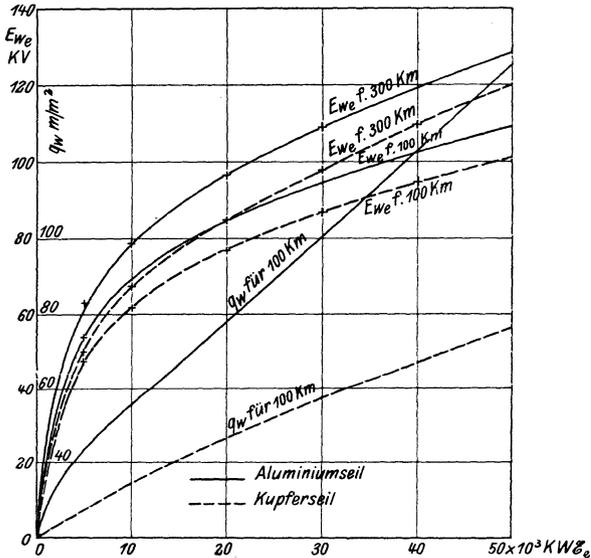


Fig. 40.

Wirtschaftliche Spannung für Kraftübertragungen mit Aluminium- und Kupfer-Seil. Übertragungslänge: 100 km und 300 km.

$$\nu = 50 \sim, \beta \cdot \tau = 4,5 \text{ Pf.}$$

Die Kurven der Fig. 40 lassen erkennen, daß nur bei der Übertragung kleiner Leistungen ein größerer Unterschied in der Höhe der wirtschaftlichen Spannung vorhanden ist. Erst bei größeren Übertragungslängen als 100 km steigt der Unterschied auch bei größeren Leistungen zu bemerkbaren Werten. Es zeigen dies die Kurven für 300 km, die ebenfalls eingetragen sind.

Um zu untersuchen, ob es die Glimmverluste allein sind, die hier den Unterschied in der Höhe der wirtschaftlichen Spannung verursachen, ist in nebenstehender Figur wieder der Verlauf der einzelnen Summenglieder der Kostengleichung dargestellt.

Für die Übertragung einer Leistung $\mathcal{E}_e = 20 \cdot 10^3$ KW gelten folgende Kostenwerte in Pf. pro m Leitungslänge:

a) $p_b K_b (\mathcal{E}_e + \mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$.

	$E_e \text{KV} =$			
	50	70	100	130
Al	48,0	60,0	84,2	108
Cu	49,5	62,5	87,1	118

b) $\beta \cdot \tau (\mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$.

	$E_e \text{KV} =$			
	50	70	100	130
Al	91,5	77,4	65,6	65,0
Cu	104,2	88,0	95,2	145,0

c) $p_1 \cdot K_1$.

	$E_e \text{KV} =$			
	50	70	100	130
Al	83,2	64,8	53,9	49,2
Cu	102,0	81,2	67,9	61,5

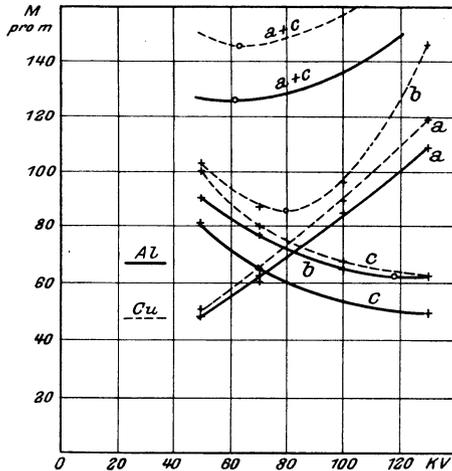


Fig. 41.

a: $p_b \cdot K_b (\mathcal{E}_e + \mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$, b: $\beta \cdot \tau (\mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$, c: $p_1 \cdot K_1$.

In Fig. 41 ist weder bei den Kurven (a) noch bei den Kurven (c) ein Minimum wahrzunehmen, und die Minima, welche die Kurven ergeben, sind wiederum bei nahezu gleicher Spannung gelegen, so daß die Abhängigkeit der durch diese Kurven dargestellten Kosten von der Spannung für die unterschiedliche Höhe der wirtschaftlichen Spannung nicht in Frage kommt. Den Unterschied verursachen, wie im vorigen Fall, hauptsächlich die durch die Kurven (b) veranschaulichten verschiedenartigen Kosten zur Deckung der Verluste.

Wir bemerken auch, daß die Kurve (b) für Kupferleitungen in dem Gebiete, wo Glimmverluste noch nicht oder nur in geringem Maße vorhanden sein können, in gleichmäßiger Weise höher gelegen ist als diejenige für Aluminiumleitungen.

Die Erklärung hierfür findet sich darin, daß bei gleicher übertragener Leistung und gleicher Spannung die wirtschaftliche Stromdichte für Kupferleitungen etwas größer ist als bei Aluminiumleitungen (s. Fig. 21), die Jouleschen Verluste also bei Kupferleitungen unter obigen gleichen Verhältnissen ein wenig größer sind.

5. Periodenzahl und wirtschaftliche Spannung.

Sämtliche bisherigen Arbeiten, die sich mit dem Problem der wirtschaftlichen Spannung befassen, betrachten den Einfluß der Periodenzahl des Wechselstromes als vernachlässigbar. Wenn auch die Höhe der Periodenzahl nicht leicht nach dem Ergebnis einer wirtschaftlichen Berechnung gewählt werden kann, da sie bei uns auf wenige Werte normalisiert ist und unter den normalisierten Werten stets nur derjenige in Frage kommen kann, der für den Verwendungszweck der Energie am besten sich eignet, so soll hier doch gezeigt werden, in welchem Maße die Periodenzahl auf die Höhe der wirtschaftlichen Spannung beeinflussend wirkt.

Neben der Einwirkung der Periodenzahl auf die Übertragungsverluste (Fig. 28 a und 28 b) ist zu berücksichtigen, daß die Anlagekosten der Transformatorstationen mit der Periodenzahl sich nicht unwesentlich ändern, wodurch die indirekten Betriebskosten beeinflußt werden. Mit abnehmender Periodenzahl wachsen die Kosten der Transformatoren, indem die Leistungs-

fähigkeit mit fallender Periodenzahl abnimmt. Die Zahl der aufzustellenden Transformatoren Einheiten wird unter Umständen hierdurch vergrößert werden müssen, da die bei hoher Periodenzahl größtmögliche Einheitstypen bei niedriger Periodenzahl nur noch einen Bruchteil der Leistung abgibt. Dadurch werden aber wieder Verteuerungen der Gebäude und Schaltanlagen eintreten.

Obwohl dieser Einfluß der Periodenzahl mit der Übertragungsspannung nichts zu tun hat und somit auch die wirtschaftliche Spannung unberührt bleibt, so soll doch dieser Faktor angenähert Berücksichtigung finden, um den tatsächlichen Verhältnissen möglichst zu entsprechen.

Wir erhalten für eine Fernübertragung mit Kupferseil auf 100 km bei $\beta \cdot \tau = 4,5$ bei 25 ~ folgende jährliche Energiefortleitungskosten in Pf. pro m Leitungslänge:

$\varepsilon_e K W$	$E_e KV =$					
	20	30	50	70	100	130
$5 \cdot 10^3$	135,6	110,8	101,4	104,2	154,9	—
$10 \cdot 10^3$	240,0	186,3	145,6	140,0	180,1	—
$20 \cdot 10^3$	—	—	258,5	240,5	242,3	283,0
$30 \cdot 10^3$	—	—	384	341,5	333,5	356,4

und hieraus die geringsten Energiefortleitungskosten bei 24 ~ in Gegenüberstellung mit denen bei 50 ~ zugehörigen und die wirtschaftlichen Spannungen:

$\varepsilon_e KW$	$\nu = 25 \sim$		$\nu = 50 \sim$	
	$\mathfrak{R}_{f_{min}}$	E_{w_e}	$\mathfrak{R}_{f_{min}}$	E_{w_e}
$5 \cdot 10^3$	99,0	55	96,0	48
$10 \cdot 10^3$	138,0	69	136,0	62
$20 \cdot 10^3$	236,0	83	230,0	77
$30 \cdot 10^3$	331,0	93	320,0	87

Fig. 42 zeigt den Verlauf von E_{w_e} als Funktion der übertragenen Leistung. Die Unterschiede in der Höhe der wirtschaftlichen Spannung sind, wie man sieht, nur bei kleineren Leistungen bemerkenswert, machen sich aber beim Sinken der Periodenzahl unter 25 ~ immerhin fühlbar, was durch Eintragung der Kurve für $\nu = 0 \sim$ (Glimmverluste = 0) gezeigt ist.

Das Beispiel läßt erkennen, daß der Einfluß der Periodenzahl auf die wirtschaftliche Spannung von Freileitungsübertragungen zwar nicht die Bedeutung hat, wie es bei Kabelübertragungen der Fall ist, daß aber immerhin bei einer genauen Prüfung auf Wirtschaftlichkeit die Periodenzahl in Erwägung gezogen werden sollte, besonders wenn es sich um die Übertragung geringer Leistungen handelt.

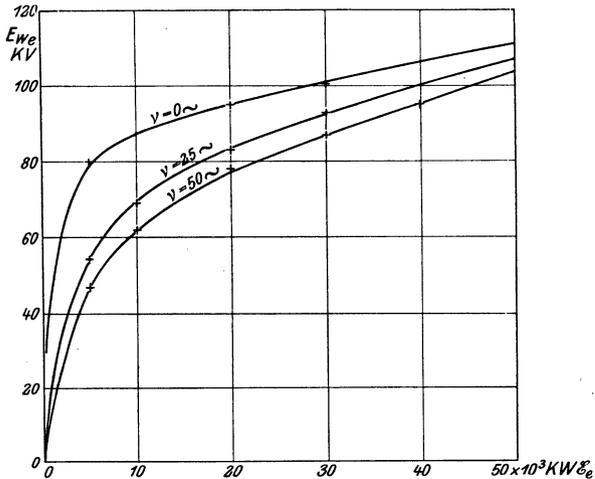


Fig. 42.

Wirtschaftliche Spannung für verschiedene Periodenzahlen.
 Leitungsmaterial: Cu, Übertragungslänge: 100 km, $\beta \cdot \tau = 4,5$ Pf.

Um den Einfluß der einzelnen das Kostenminimum der Energiefortleitungskosten und damit die die wirtschaftliche Spannung bestimmenden Faktoren zu erkennen, ist wie seither in nebenstehender Figur der Verlauf der einzelnen Kostenglieder als Funktion der Spannung für die Übertragung einer Leistung von $20 \cdot 10^3$ KW wiedergegeben.

Die Kosten in Pf. pro m Leitungslänge betragen:

$$a) p_b \cdot K_b (\mathcal{C}_e + \mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$$

	E_e KV =			
	50	70	100	130
$\nu = 25 \sim$	53,0	66,0	91,0	121,0
$\nu = 50 \sim$	49,5	62,5	87,1	118,0

b) $\beta \cdot \tau (\mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$

	E _e KV =			
	50	70	100	130
$\nu = 25 \sim$	104,2	87,0	83,4	103,5
$\nu = 50 \sim$	104,2	88,0	95,2	145,0

c) $p_l \cdot K_l$

	E _e KV =			
	50	70	100	130
$\nu = 25 \sim$	102,0	81,2	67,9	61,5
$\nu = 50 \sim$	102,0	81,2	67,9	61,5

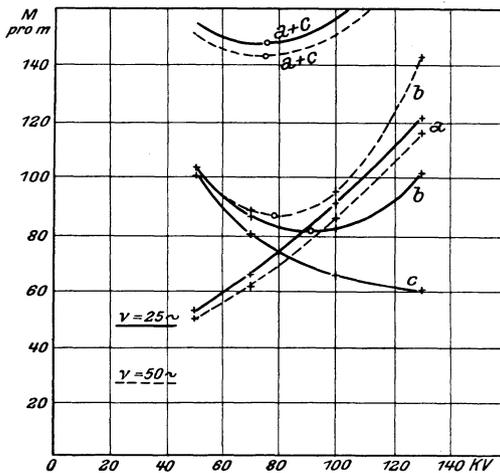


Fig. 43.

a: $p_b \cdot K_b (\mathfrak{E}_e + \mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$, b: $\beta \cdot \tau (\mathfrak{B}_T + \mathfrak{B})$, c: $p_l \cdot K_l$.

Es ist aus Fig. 43 ersichtlich, daß weder die Kurven (a) noch die Kurven (c), noch deren Summe den Unterschied in der Höhe der wirtschaftlichen Spannung bei verschiedenen Periodenzahlen verursachen können, daß die Verschiebung der Lage des Kostenminimums vielmehr auf die Kurven (b), also auf die Verluste und zwar in erster Linie auf die Glimmverluste zurückzuführen ist.

6. Einfluß der Kosten der Transformatorstationen und der Leitungsanlage.

Sind die Beträge von K_b oder von K_l zu hoch oder zu niedrig, der Charakter von K_b und K_l als $f(E)$ aber richtig, so wird dies auf den Wert der wirtschaftlichen Spannung keinen Einfluß ausüben, da dadurch die Kurve $(a + c)$ nur in der Ordinatenrichtung parallel verschoben wird, was wohl die Größe des Kostenminimums beeinflußt, nicht aber dessen Lage.

Der allgemeine Charakter von K_b und K_l als $f(E)$ geht aus Fig. 1 bis 4, 14 und 15, sowie aus den vorigen Beispielen hervor. K_b wirkt stets spannungserniedrigend (vgl. Kurven a der Fig. 39, 41 und 43, während K_l stets spannungserhöhend (vgl. Kurven c) auf die Lage des Kostenminimums einwirkt.

Die Stärke der Abhängigkeit von der Spannung, wie sie aus Fig. 4 für K_b hervorgeht, ist nur angenähert richtig, da die Disposition einer Transformatorstation und die Ausführung ihrer Einzelteile nicht verallgemeinert werden kann. Da jedoch das Kostenminimum, wie wir gesehen haben (vgl. Fig. 33), kein scharf ausgeprägtes ist, so werden die möglichen Abweichungen im Charakter des Verlaufes von K_b nach E auf das Resultat von nur geringem Einfluß sein.

Die Abhängigkeit der Kosten K_l von E (Fig. 14 und 15) nähert sich hingegen mehr der absoluten Richtigkeit. Sie beruht allein auf den Isolationskosten sowie auf dem von der Spannung abhängigen Anteil der Kosten für Querträger und Masten, beides Kostenfaktoren, die bei ein und derselben Spannung nur geringe Unterschiede aufweisen können.

Zusammenfassung der Ergebnisse über die wirtschaftliche Spannung.

Wir haben gesehen, daß die wirtschaftliche Spannung, abgesehen von der Übertragungslänge und der zu übertragenden Leistung von einer Reihe von Faktoren abhängt, deren Einfluß aber in Richtung der Erhöhung der Spannung ein begrenzter ist. Für jeden dieser Faktoren nähert sich nämlich bei gleicher Übertragungslänge und gleicher Leistung die wirtschaftliche Spannung einem oberen Grenzwert, der als Funktion der Leistung

eine Grenzlinie höchster wirtschaftlicher Spannung ergibt, deren Überschreitung in keinem Fall mehr wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen würde.

Für die Übertragung sehr hoher Leistungen auf bedeutende Entfernungen ist dieses Grenzgebiet bei Spannungswerten gelegen, die mit den heutigen Mitteln der Technik noch nicht erreichbar sind. Allein die Leistungen, bei denen dies zutrifft, sind so groß, daß sie bei uns zur Fernübertragung nur ganz ausnahmsweise in Frage kommen.

Für die Fernübertragung kleiner und mittlerer Leistungen, selbst auf die größten praktisch vorkommenden Entfernungen, sind die Werte der wirtschaftlichen Spannung noch unterhalb der heute erreichbaren Spannungsgrenze gelegen. Es steht somit nichts im Wege, Kraftübertragungen auf absolut wirtschaftlicher Grundlage zu betreiben, soweit dies praktisch möglich ist. In den meisten Fällen wird dies nur in ganz angenäherter Weise der Fall sein, da in der Praxis eine Reihe von Faktoren mitsprechen, die in den vorliegenden allgemeinen Resultaten keine Berücksichtigung finden konnten.

Ein Beispiel für Kraftübertragungen, die mit den heutigen Mitteln der Technik nicht absolut wirtschaftlich betrieben werden können, sei hier angeführt, nämlich das größte zurzeit in Deutschland bestehende Projekt der Energiezuführung aus dem Braunkohlengebiet bei Halle nach Berlin zur Unterstützung des dort vorgesehenen Kraftwerkes für den Betrieb der elektrischen Stadt-, Ring- und Vorortebahn.

Es handelt sich hier um die Beförderung von etwa 80 000 KW auf rund 150 km Entfernung und zwar sieht eines der Projekte Drehstromübertragung mit 25 Perioden vor. Die voraussichtliche Ausnutzung der Anlage und die Selbstkosten der Energie führen angenähert zu einem Werte $\beta \cdot \tau = 10$, mit dem wir aus Fig. 36 als wirtschaftliche Spannung ungefähr $E_{we} = 180$ KV finden; man gelangt hier also zu einer Spannung, welche die Grenze der technischen Möglichkeit überschreitet.

Ganz andere Verhältnisse ergeben sich, wenn man, anstatt die ganze Energie mittels einer Doppelleitung zu befördern, worauf obiges Resultat beruht, im Interesse der Betriebsicherheit, mehrere getrennt geführte Freileitungen anwendet. Treffen wir z. B. die Annahme, daß jede der auf gemeinsamem Gestänge geführten Doppel-

leitungen die Leistung eines Generators des Kraftwerkes, die zu 10 000 KW angenommen sei, zu übertragen hat, dann finden wir als wirtschaftliche Spannung etwa $E_{w_e} = 80$ KV. Dies ist ein bei der großen Übertragungslänge gering erscheinender Wert, dessen Berechtigung sich aber nach früherem aus der geringen pro Doppelleitung übertragenen Leistung ergibt.

Das Streben, möglichst hohe Spannungen zu verwenden, ohne sich Rechenschaft darüber zu geben, ob dadurch wirtschaftliche Vorteile erzielt werden, hat in Fällen, wo es sich um die Fernübertragung geringerer Leistungen handelte, schon zu unwirtschaftlichen Ausführungen geführt. Als Beispiel einer derartigen Kraftübertragung sei die bereits S. 90 angeführte Fernübertragung im Staate Michigan genannt, bei der es sich um die Übertragung von 12 000 KW auf 200 km handelt. Selbst unter günstigsten Annahmen der auf die Erhöhung der Spannung einwirkenden Faktoren stellt sich die wirtschaftliche Spannung für diese Anlage auf höchstens $E_{w_e} = 90$ KV, während 140 KV zur Ausführung gekommen sind.

Den Grund, weshalb für die Übertragung kleiner und mittlerer Leistungen keine höhere Spannung wirtschaftlich ist, trotzdem durch diese bedeutende Ersparnisse an Leitungsmaterial gemacht werden könnten, sahen wir nicht in einer ausschlaggebenden Verteuerung der Anlage, etwa der Transformatorstationen, mit wachsender Spannung, vielmehr in hervorragender Weise in den Glimmverlusten. Wenn auch bei der wirtschaftlichen Spannung geringe Glimmverluste nicht ausgeschlossen sind, so ist doch die Überschreitung der Glimmgrenze nur mit großer Vorsicht zuzulassen und besonders die Verschiedenheit der Spannung längs der Leitung genau zu berücksichtigen, da geringe Spannungserhöhungen über die Glimmgrenze zu ganz bedeutenden Verlusten führen können.

Andererseits soll nicht unerwähnt bleiben, daß ein Betrieb mit einer Spannung nahe der Glimmgrenze eine große Betriebssicherheit gegen Überspannungen besitzt, indem durch die ventilartige Wirkung, mit welcher die Glimmverluste bei geringer Spannungserhöhung über die Glimmgrenze einsetzen, ein ausgezeichneter Überspannungsschutz vorhanden ist.

Ganz allgemein kann man sagen, daß zur Übertragung kleiner und mittlerer Leistungen auf große Entfernungen die-

jenige Spannung die wirtschaftlichste ist, bei welcher die Glimmgrenze gerade erreicht, aber an keinem Punkt der Leitung überschritten wird.

Mittel zur Erhöhung der Glimmgrenze und dadurch auch der wirtschaftlichen Spannung kennen wir in der Vergrößerung des Leiterabstandes und in der Vergrößerung des Leiterdurchmessers.

Das erstere Mittel ist aus mechanischen Gründen begrenzt, indem die Mastquerträger schwer ausführbare Dimensionen erhalten, falls man nicht zu einem schon häufig vorge schlagenen Mittel greift, nämlich die Leiter auf einzelne Maste zu verlegen. Aber abgesehen davon, daß die Ersparnisse an Leitungsmaterial durch die nun ermöglichte höhere Spannung wahrscheinlich durch die Mehrkosten an Masten, Grunderwerb usw. aufgehoben würden, ist dieses Mittel zur Spannungserhöhung, die ja nur für die Übertragung kleiner und mittlerer Leistungen sich als wünschenswert zeigt, als ungeeignet zu bezeichnen, da man durch Erhöhung der Spannung über die auf Grund unserer Untersuchungen gefundene Höchstgrenze sehr bald zu so geringen wirtschaftlichen Leiterquerschnitten gelangen würde, daß sie aus Gründen der Betriebssicherheit nicht mehr zulässig sind.

Die Vergrößerung des Leiterdurchmessers kann auf verschiedene Weise erfolgen. Das bekannte Mittel, an Stelle von Kupferseil als Leitungsmaterial Aluminiumseil zu verwenden, versagt gerade da, wo es von fühlbarem Vorteil wäre, nämlich bei der Übertragung kleiner Leistungen, indem Leiter aus Aluminium oder dessen Legierungen wegen der geringen Materialfestigkeit unter 70 mm^2 beim Weitpannsystem praktisch nicht verwendet werden sollten. Für Übertragungen, für welche ein größerer Querschnitt wirtschaftlich in Frage kommt, ist die Anwendung von Aluminiumseil, solange der Preis für Aluminium denjenigen des Kupfers nicht wesentlich übersteigt, von immerhin beachtenswertem Vorteil.

Als ein weiteres Mittel ist die künstliche Vergrößerung des Leiterdurchmessers durch Hanfeinlagen zu erwähnen, was sich aber nicht bewährt hat, da durch die aus der Metallhülle hervortretenden Hanffasern unter Umständen die Glimmgrenze sogar herabgesetzt wird.

Schließlich ist die Anwendung von Monnotmetall-Leitungen¹⁾ zu nennen, die durch ihre Zusammensetzung — Stahlseil mit Kupferüberzug — nicht nur einen großen Durchmesser besitzen, sondern auch durch ihre glatte Oberfläche²⁾ hinsichtlich der Glimmverluste sich günstig verhalten. Monnotmetall-Leitungen haben bei Kraftübertragungen mit hoher Spannung in Amerika verschiedentlich Anwendung gefunden, doch scheinen die Betriebsergebnisse keine besonders guten zu sein³⁾, da man in neuerer Zeit von diesem Leitungsmaterial nichts mehr zu hören bekommt.

Was nun die Resultate dieser Arbeit anbetrifft, so können sie keinen Anspruch darauf machen, absolut maßgebend für praktische Ausführungen zu sein; sie werden aber in vielen Fällen als Anhaltspunkte dienen können, in welcher Gegend die wirtschaftliche Spannung etwa zu wählen ist. Dies wird dadurch erleichtert, daß das Minimum der Energiefortleitungskosten, besonders für die Übertragung großer Leistungen, ein ziemlich flach ausgeprägtes ist, so daß Abweichungen vom Absolutwert auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage nur von geringem Einfluß sind.

Dort, wo ganz andere Verhältnisse zu berücksichtigen sind als hier angenommen wurde, werden die Ergebnisse wenigstens Anhaltspunkte geben, welche Faktoren hauptsächlich bei der Wahl der Spannung in Rechnung zu ziehen sind.

So beziehen sich alle Betrachtungen auf Fernübertragungen, die nur ein einziges Konsumgebiet am Ende der Fernleitung mit Energie zu versorgen haben. Werden Teilbeträge der zugeführten Energie unterwegs an einer oder an mehreren Stellen der Leitung entnommen, wie dies praktisch meistens der Fall sein wird, dann ändern sich die Resultate im Sinne der Spannungs-erniedrigung.

Die Möglichkeiten solcher Zwischenentnahmen von Energie sind aber so vielseitig hinsichtlich ihrer Größe und Lage gegenüber Anfang und Ende der Fernleitung sowie der Zweigleitungen, an denen Teilbeträge der Energie abgegeben werden sollen, daß eine gesetzmäßige Darstellung der dann eintretenden Änderungen der wirtschaftlichen Spannung nicht gut möglich ist.

1) Elektr. Kraftbetr. und Bahnen, 1909, Heft 27 u. 30. Herbert Kyser, Der mechanische Bau von Freileitungen.

2) Vgl. S. 18 und 63.

3) Elektr. Kraftbetr. und Bahnen, 1910, Heft 21, Seite 417.

J. Die Rentabilität von Fernübertragungen, bei Anwendung wirtschaftlicher Spannung.

Rentabel nennen wir ein Unternehmen, wenn das Verhältnis der Betriebseinnahmen zu den Betriebsausgaben im Laufe eines Jahres größer als 1 ist, daß also das Unternehmen imstande ist, eine Superdividende abzuwerfen.

Ist ein Projekt unter anderen als das wirtschaftlichste befunden worden, so ist damit noch nicht gesagt, daß die Ausführung des Projektes rentabel sein wird. Es wird also auch eine mit wirtschaftlicher Spannung betriebene Fernübertragungsanlage an sich noch keineswegs Rentabilität gewährleisten.

Die Betriebseinnahmen sind von den Verkaufsbedingungen für die Energie, mithin von der Tarifffrage abhängig, welche sich von Fall zu Fall nach den Selbstkosten der Energie und nach den Energiefortleitungskosten einerseits, nach den Absatzverhältnissen der Energie andererseits zu richten hat. Die Frage der Rentabilität allgemein hier zu behandeln würde zu weit führen. Allein es ist auf Grund der bisherigen Ermittlungen immerhin möglich, ein Bild über die Wahrscheinlichkeit und die Unwahrscheinlichkeit der Rentabilität verschiedener Energieübertragungen zu erhalten, sowie sich über die Größe des Einflusses der die Rentabilität hauptsächlich bestimmenden Faktoren zu orientieren, soweit diese nicht mit den Absatzverhältnissen der Energie in Zusammenhang stehen.

Einen Begriff von der Wahrscheinlichkeit der Rentabilität erhalten wir durch die Kenntnis, wie hoch dem Unternehmer der Fernübertragung eine KWStd. im Konsumgebiet abgegebener Energie zu stehen kommt.

Als Kosten einer KWStd. wollen wir diejenigen Kosten in Betracht ziehen, welche die größte Aussicht auf Rentabilität bieten, also die geringst möglichen Kosten, wie sie sich bei der Energieübertragung mit wirtschaftlicher Spannung erzielen lassen.

Dieselben setzen sich zusammen aus den Selbstkosten der Energie am Anfang der Fernleitung, die wir für eine Wattstunde mit β bezeichneten, und den geringsten Energiefortleitungskosten. Unter Beibehaltung der früheren Bezeichnungen und unter Beachtung der wirtschaftlichen Spannung erhalten wir dann für die Kosten einer KWStd. abgegebener Energie folgenden Ausdruck:

$$\beta \cdot 10^3 + \frac{\mathfrak{R}_{i_{\min}} \cdot l}{\varepsilon_e \cdot T}$$

erhalten.

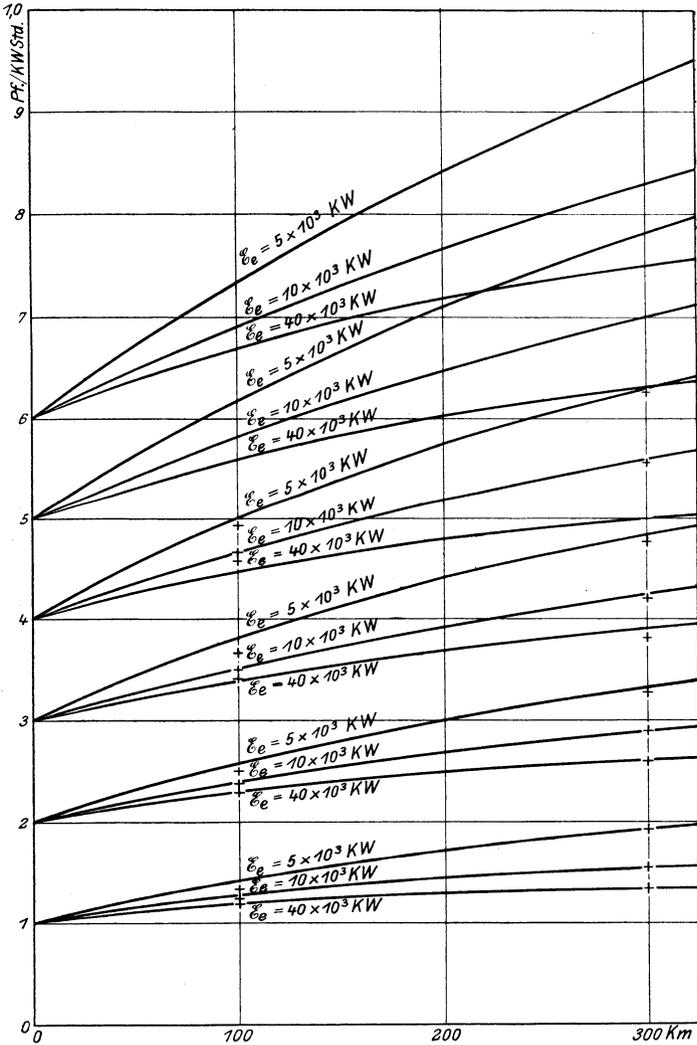


Fig. 44 a.

Geringste Kosten einer KWStd. am Ende einer Drehstromleitung.
 $\beta \cdot \tau = 4$ Pf., $\nu = 50 \sim$. Leitungsmaterial: Cu.

Die Auswertung des zweiten Gliedes, also des Ausdruckes für die Energiefortleitungskosten pro KWStd. finden wir in

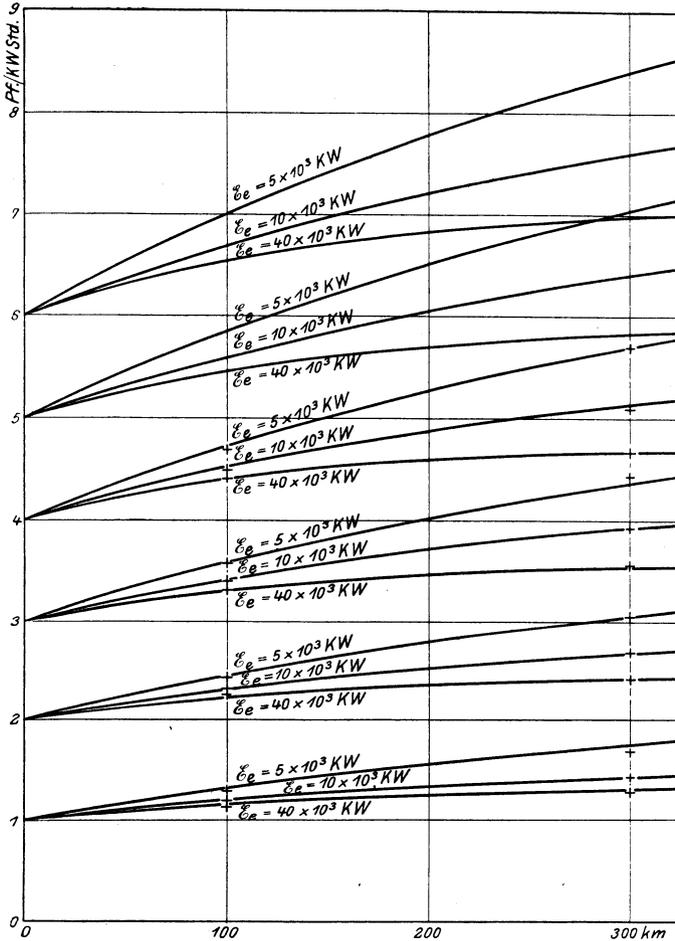


Fig. 44 b.

Geringste Kosten einer KWStd. am Ende einer Drehstromleitung.

$\beta \cdot \tau = 8 \text{ Pf.}$, $\nu = 50 \sim$. Leitungsmaterial: Cu.

Tabelle 8 Seite 109 durchgeführt, wozu noch folgendes zur Erklärung des Rechnungsganges bemerkt sei:

Nachdem für die Übertragung verschiedener Leistungen auf die Entfernungen 100 und 300 km die geringsten Energiefortleitungskosten $\mathfrak{R}_{f_{\min}}$ pro m Leitungslänge für mehrere Werte von $\beta \cdot \tau$ be-

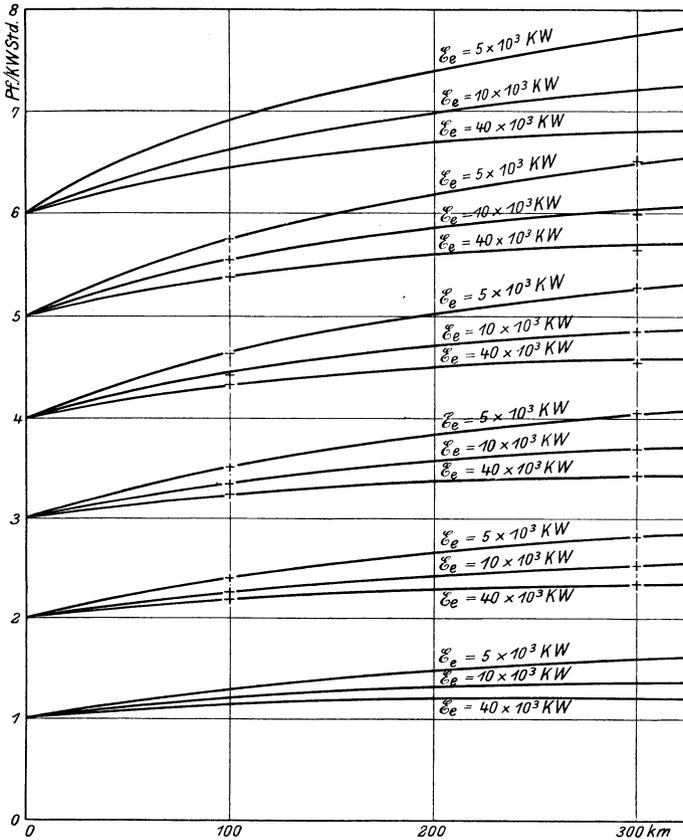


Fig. 44 c.

Geringste Kosten einer KWStd. am Ende einer Drehstromleitung.
 $\beta \cdot \tau = 16$ Pf., $\nu = 50 \sim$. Leitungsmaterial: Cu.

stimmt wurden, in derselben Weise, wie dies im Abschnitt H behandelt worden ist, wurden über die Größe der Selbstkosten mehrere Annahmen getroffen, mit denen für jeden der Werte von $\beta \cdot \tau$ sich bestimmte Größen von τ und damit mit Hilfe von Fig. 18 auch von T ergaben, wodurch sich die Ermittlung der Kosten pro KWStd. nach dem Anschnitt auf S. 106 ermöglichte.

Tabelle 8.

**Geringste Energiefortleitungskosten in Pf. pro KWStd. am Ende einer
100 und 300 km langen Drehstromdoppelleitung.**

$\nu = 50 \sim$ Leitungsmaterial: Cu.

$\xi_e \cdot 10^3$ KW	5	10	20	30	40	5	10	20	30	40
	100 km					300 km				
	$\beta \cdot \tau = 4$ Pf.									
$\mathfrak{R}_{f_{\min}}$	81	120	210	305	400	210	290	435	590	780
$\beta = 1 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 5250 Stunden $\tau = 4000$ Stunden	0,306	0,229	0,20	0,193	0,191	0,795	0,551	0,411	0,372	0,37
$\beta = 2 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 3250 Stunden $\tau = 2000$ Stunden	0,50	0,369	0,321	0,311	0,308	1,285	0,891	0,665	0,60	0,698
$\beta = 3 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 2400 Stunden $\tau = 1330$ Stunden	0,675	0,50	0,436	0,421	0,416	1,76	1,21	0,90	0,815	0,81
$\beta = 4$ Pf./WStd. T = 1850 Stunden $\tau = 1000$ Stunden	0,875	0,650	0,565	0,55	0,540	2,26	1,57	1,17	1,06	1,05
	$\beta \cdot \tau = 8$ Pf.									
$\mathfrak{R}_{f_{\min}}$	115	165	280	400	528	285	365	535	710	910
$\beta = 1 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 8300 Stunden $\tau = 8000$ Stunden	0,28	0,198	0,169	0,16	0,158	0,69	0,44	0,322	0,285	0,275
$\beta = 2 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 5300 Stunden $\tau = 4000$ Stunden	0,431	0,31	0,264	0,25	0,249	1,08	0,69	0,502	0,446	0,431
$\beta = 3 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 3950 Stunden $\tau = 2660$ Stunden	0,581	0,42	0,355	0,336	0,335	1,45	0,922	0,672	0,60	0,578
$\beta = 4 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 3300 Stunden $\tau = 2000$ Stunden	0,699	0,495	0,425	0,462	0,401	1,73	1,104	0,81	0,719	0,69
	$\beta \cdot \tau = 16$ Pf.									
$\mathfrak{R}_{f_{\min}}$	170	230	375	530	700	345	450	670	910	1180
$\beta = 2 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 8300 Stunden $\tau = 8000$ Stunden	0,411	0,278	0,226	0,212	0,21	0,83	0,541	0,404	0,366	0,355
$\beta = 3 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 6400 Stunden $\tau = 5300$ Stunden	0,532	0,359	0,292	0,275	0,272	1,075	0,70	0,521	0,475	0,46
$\beta = 4 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 5300 Stunden $\tau = 4000$ Stunden	0,645	0,435	0,355	0,332	0,329	1,30	0,85	0,631	0,572	0,555
$\beta = 5 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd. T = 4550 Stunden $\tau = 3200$ Stunden	0,75	0,505	0,414	0,387	0,385	1,52	0,99	0,735	0,67	0,648

Die Resultate sind in den Fig. 44 a—44 c wiedergegeben, und zwar die Kosten pro KWStd. als Funktion der Übertragungslänge für verschiedene Leistungen und Selbstkosten. Jede der Figuren gilt für einen bestimmten Faktor $\beta \cdot \tau$ eine getrennte Darstellung, die im Interesse der Übersichtlichkeit gewählt wurde.

Die Aufzeichnung der Kurven auf Grund von Resultaten für nur zwei Übertragungslängen ermöglichte sich dadurch, daß bei der Übertragungslänge = 0 km die Kosten einer am Ende der Fernleitung abgegebenen KWStd. gleich den Selbstkosten einer KWStd. zu Beginn der Fernleitung sein müssen.

Die Ergebnisse wurden nur für die Leistungen $5 \cdot 10^3$, $10 \cdot 10^3$ und $40 \cdot 10^3$ KW ausgewertet, indem die Kostenunterschiede mit zunehmender Leistung derart gering werden (wie aus Tabelle 8 ersichtlich ist), daß sie bei größeren Leistungen kaum mehr wahrnehmbar sind. Andererseits wurden die Kurvenscharen für hohe Selbstkosten, sofern für diese Rechnungsergebnisse in der Tabelle nicht enthalten sind, durch graphische Extrapolation gefunden.

Die Fig. 44 a—44 c erlauben für alle möglichen Verhältnisse, teils direkt, teils durch Interpolation, die Kosten pro KWStd. abgegebener Leistung zu entnehmen, wozu aber bemerkt werden soll, daß es die unter den günstigsten Umständen geringst möglichen Kosten sind, die also als Absolutwerte genommen, unterhalb praktisch sich ergebender Werte liegen werden. Ersichtlich ist, daß die Selbstkosten gegenüber den Energiefortleitungskosten hinsichtlich der Rentabilität im allgemeinen weit mehr ausschlaggebend sind.

Was den Einfluß der einzelnen Faktoren anbetrifft, so sehen wir, daß die Übertragungslänge im allgemeinen nicht so sehr auf die Kosten einwirkt, wie man anzunehmen geneigt ist. Nur bei der Übertragung geringer Leistungen bei hohen Selbstkosten der Energie und geringer Größe des Faktors $\beta \cdot \tau$, also bei sehr schlechter Ausnutzung der Anlage, ist der Einfluß der Übertragungslänge fühlbar.

Die Einwirkung der einzelnen Faktoren kommt jedoch in der gewählten Darstellung nicht so zum Ausdruck, wie es zur Erkenntnis der Gesetzmäßigkeit des Einflusses wünschenswert ist, da, wie wir gesehen haben, die Selbstkosten der Energie gegenüber den Energiefortleitungskosten so groß sind, daß der Einfluß der letzteren in der graphischen Darstellung nur wenig zur Geltung kommt.

Wir wollen daher zur deutlicheren Veranschaulichung des Einflusses der einzelnen Faktoren von den Selbstkosten absehen und nur die Energiefortleitungskosten pro KWStd. zur Darstellung bringen.

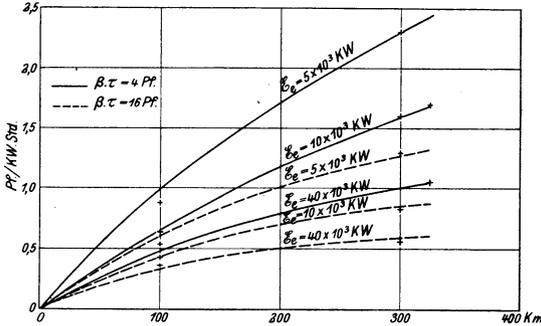


Fig. 45. Geringste Energiefortleitungskosten pro KWStd. am Ende einer Drehstromleitung bei $\beta \cdot \tau = 4 \text{ Pf.}$ und $\beta \cdot \tau = 16 \text{ Pf.}$, $\beta = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Pf./WStd.}$, $\nu = 50 \sim$. Leitungsmaterial: Cu.

Fig. 45 zeigt deren Abhängigkeit von der Übertragungslänge als Kurvenschar verschiedener Leistungen für zwei ziemlich extreme Werte von $\beta \cdot \tau$, nämlich für $\beta \cdot \tau = 4$ und für $\beta \cdot \tau = 16$, beide bei einem Selbstkostenpreis $\beta = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Pf./WStd.}$ Wir sehen hier in vergrößertem Maßstab vor allem den Einfluß des Faktors $\beta \cdot \tau$ auf die Kosten, der durch die Ordinatendifferenz der Kurven gleicher Leistung zu erkennen ist.

Fig. 46 stellt aus Fig. 45 abgeleitet die Energiefortleitungskosten pro KWStd. als Funktion der übertragenen Leistung als Kurvenschar konstanter Übertragungslängen für $\beta \cdot \tau = 4$ bei $\beta = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Pf.}$ dar. Aus dem Kurvenverlauf ist die bedeutende Einwirkung der Größe der Leistung zu erkennen. Es ist ersichtlich,

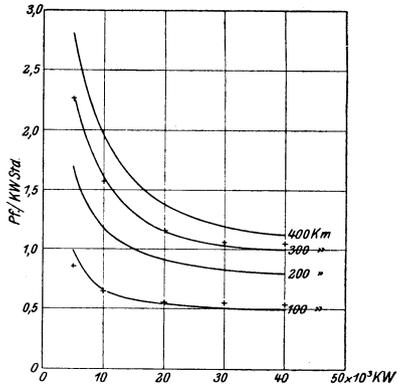


Fig. 46.

Geringste Energiefortleitungskosten pro KWStd. am Ende einer Drehstromleitung verschiedener Länge bei $\beta \cdot \tau = 4 \text{ Pf.}$, $\beta = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Pf.}$, $\nu = 50 \sim$. Leitungsmaterial: Cu.

daß der Einfluß der Leistung mit deren Abnahme und mit Zunahme der Übertragungslänge unter sonst gleichen Umständen mehr und mehr hervortritt. Besonders im Gebiet kleiner Leistungen von etwa $10 \cdot 10^3$ KW an abwärts bei mehr als 100 km Übertragungslänge ist mit abnehmender Leistung eine so starke Zunahme der Energiefortleitungskosten wahrzunehmen, daß nur unter besonders günstigen Umständen, also bei sehr geringen Energieselbstkosten und guten Absatzbedingungen, eine Rentabilität sich ergeben kann.

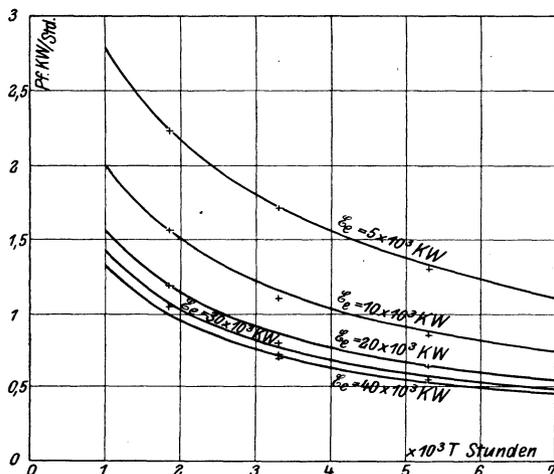


Fig. 47.

Geringste Energiefortleitungskosten pro KWStd. am Ende einer 300 km langen Drehstromleitung als Funktion der mittleren Dauer voller Belastung. $\beta = 4 \cdot 10^{-3}$ Pf./WStd., $\nu = 50 \sim$.

Leitungsmaterial: Cu.

Der starke Einfluß des Faktors $\beta \cdot \tau$, wie wir ihn in Fig. 45 kennen lernten, ist sowohl auf die Selbstkosten als auch auf die mittlere Dauer der vollen Effektverluste τ bzw. der vollen Belastung T in gleicher Weise zurückzuführen. Die beiden Kurvenscharen in Fig. 45 beziehen sich auf $\beta \cdot \tau = 4$ und $\beta \cdot \tau = 16$, bei einem Selbstkostenpreis der Energie von $\beta = 4 \cdot 10^{-3}$ Pf. pro WStd., sie gelten daher auch für verschiedene Werte von τ , nämlich für $\tau = 1000$ Stunden und $\tau = 4000$ Stunden. Der unterschiedliche Verlauf der Kurven gleicher Leistung ist, da β konstant,

allein auf Rechnung von τ bzw. von T zu setzen. Die mittlere Dauer der vollen Belastung, also auch die Höhe der Ausnutzung der Anlage, beeinflußt die Energiefortleitungskosten mithin in hervorragender Weise, und zwar bewirkt sie eine Verschlechterung der Verhältnisse umso mehr, je geringer die Ausnutzung und je kleiner die übertragene Leistung ist. Die Gesetzmäßigkeit der Abhängigkeit von T zeigt Fig. 47. Man findet damit bestätigt, wie sehr die Bestrebungen gerechtfertigt sind, die darauf zielen, die Pauschaltarife mehr und mehr nicht nur von der Zahl der vom Konsumenten bezogenen KWStd., sondern auch von der Benutzungsdauer, d. h. abhängig von der aus dem Anschlußwert und aus dem Verbrauch sich ergebenden durchschnittlichen Belastungsdauer abhängig zu machen, da ein Abnehmer, der eine durchschnittlich hohe Benutzungsdauer seines Anschlusses gewährleistet, für die Rentabilität des Unternehmens viel mehr von Nutzen ist, als ein Konsument, der sich wohl zu hohem, aber nur kurzzeitigen Energieentnahmen verpflichtet.

Als Schlußfolgerung läßt sich sagen, daß für die Rentabilität eines Kraftübertragungsunternehmens im allgemeinen die durch die Fortleitung der Energie bedingten Kostenbeträge wenig in Frage kommen gegenüber den Selbstkosten welche die Erzeugung, oder der Bezug der Energie erfordert. Nur bei Anlagen kleiner Leistung, geringer Ausnutzung und großer Übertragungslänge können die Energiefortleitungskosten, selbst unter der Voraussetzung, daß die Übertragung mit wirtschaftlicher Spannung geschieht, so hohe Werte annehmen, daß sie den Selbstkosten der Energie nahekommen, ja dieselben sogar überschreiten und damit zur Unrentabilität der Anlage in starkem Maße beitragen.

Bezeichnungen.

\mathcal{A}	Arbeit in WStd.	q	Leiterquerschnitt.
Al	Aluminium.	q_w	wirtschaftlicher Leiterquerschnitt.
C	Kapazität.	τ	Ohmscher Widerstand.
Cu	Kupfer.	r	Leiterradius.
D	Leiterabstand.	T	jährliche mittlere Dauer der vollen Belastung, Betriebsdauer eines Jahres in Stunden.
d	Leiterdurchmesser.	V	gesamte Leitungsverluste in KW oder Watt.
ε	Energie in Kilowatt oder Watt.	V_g	Glimmverluste in KW oder Watt.
E	Spannung in Volt oder Kilovolt.	V_T	Transformatorverluste in KW oder Watt.
E_g	Glimmspannung.	WStd.	Wattstunde.
E_w	wirtschaftliche Spannung.	\mathfrak{z}	Anzahl der Leiter.
E_k	kritische Spannung.	β	Selbstkosten von 1 WStd. zu Beginn der Fernleitung in Pf.
E_0	kritische Durchbruchspannung.	δ	Feldbeanspruchung an der Leiterfläche in KV/cm.
e_z	Ohmscher Spannungsabfall.	η	Wirkungsgrad.
e_s	induktiver Spannungsabfall.	τ	jährliche mittlere Dauer der vollen Effektverluste.
f	Leiterdurchhang.	ρ	spez. Leiterwiderstand.
H	Masthöhe.	σ	spez. Gewicht des Leitungsmaterials.
J	Leiterstrom.	ν	Periodenzahl.
J_c	Ladestrom.	\sim	Perioden pro Sekunde.
J_g	Glimmstrom.	$\mathfrak{R}, \mathfrak{C}, \mathfrak{S}, \mathfrak{S}_T$	die betreffenden Größen bezogen auf 1 m Leitungslänge.
j	Stromdichte.	Indices	„a“ und „e“ bezeichnen am „Anfang“ und am „Ende“ der Fernleitung.
j_w	wirtschaftliche Stromdichte.	Mit	Punkten versehene Buchstaben bezeichnen deren vektorielle Eigenschaft.
K_b	Kosten der Betriebsanlage pro Watt.		
K_l	Kosten der Leitungsanlage pro m.		
K_d	direkte Betriebskosten.		
K_f	Energiefortleitungskosten.		
K_i	indirekte Betriebskosten.		
K	totale jährliche Betriebskosten.		
KV	Kilo-Volt-Ampère.		
KW	Kilowatt.		
KWStd.	Kilowattstunde.		
L	Induktionskoeffizient.		
l	Leitungslänge in m.		
s	Spannweite.		
p_b	Jahresquote für die Betriebsanlage.		
p_l	Jahresquote für die Leitungsanlage.		

Verlag von Julius Springer in Berlin.

Die Berechnung elektrischer Anlagen auf wirtschaftlichen Grundlagen.

Von Dr.-Ing. F. W. Meyer.

Mit 49 Textfiguren.

Preis M. 7,—; in Leinwand gebunden M. 8,—.

Beanspruchung und Durchhang von Freileitungen.

Von Dipl.-Ing. Robert Weil.

Mit 49 Textfiguren und 2 lithogr. Tafeln.

Preis M. 4,—.

Die Berechnung elektrischer Freileitungen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Von Dr.-Ing. W. Majerezik-Berlin.

Zweite Auflage in Vorbereitung.

Die Berechnung elektrischer Leitungsnetze in Theorie und Praxis.

Bearbeitet von

Jos. Herzog,

und

Cl. Feldmann,

Vorstand der Abteilung für elektrische
Beleuchtung, Ganz & Co., Budapest

Privatdozent an der Großherzoglichen
Technischen Hochschule zu Darmstadt.

Erster Teil: **Strom- und Spannungsverteilung in Netzen.**

Dritte Auflage in Vorbereitung.

Zweiter Teil: **Die Dimensionierung der Leitungen.**

Zweite, umgearbeitete und vermehrte Auflage.

Mit 216 Textfiguren.

In Leinwand gebunden Preis M. 12,—.

Theorie und Berechnung elektrischer Leitungen.

Von

Dr.-Ing. **H. Gallusser**

und

Dipl.-Ing. **M. Hausmann,**

Ingenieur bei Brown, Boveri & Co.,
Baden (Schweiz)

Ingenieur bei der Allgemeinen Elektrizitäts-
Gesellschaft, Berlin.

Mit 145 Textfiguren.

In Leinwand gebunden Preis M. 5,—.

Die Fernleitung von Wechselströmen.

Von **G. Roebler,**

Professor an der Königl. Technischen Hochschule
zu Danzig-Langfuhr.

Mit 60 Textfiguren.

In Leinwand gebunden Preis M. 7,—.

Berechnung und Ausführung der Hochspannungs- Fernleitungen.

Von **Carl Fred. Holmboe,**

Elektroingenieur.

Mit 61 Textfiguren.

Preis M. 3,—.

Zu beziehen durch jede Buchhandlung.

Verlag von Julius Springer in Berlin.

Das elektrische Kabel. Eine Darstellung der Grundlagen für Fabrikation, Verlegung und Betrieb. Von Dr. phil. C. Baur, Ingenieur. Zweite, umgearbeitete Auflage. Mit 91 Textfiguren.

In Leinwand gebunden Preis M. 12,—.

Die elektrische Kraftübertragung. Von Dipl.-Ing. Herbert Kyser.

Erster Band: **Die Motoren, Umformer und Transformatoren.** Ihre Arbeitsweise, Schaltung, Anwendung und Ausführung. Mit 277 Textfiguren und 5 Tafeln. In Leinwand gebunden Preis M. 11,—.

Zweiter Band: **Die Leitungen, Generatoren, Akkumulatoren, Schaltanlagen und Kraftwerkseinrichtungen.** Ihre Berechnung, Arbeitsweise, Ausführung und Schaltung. Mit ca. 500 Textfiguren und 1 Tafel. In Leinwand gebunden Preis ca. M. 12,—.

Erscheint im Sommer 1914.

Elektrische Starkstromanlagen. Maschinen, Apparate, Schaltungen, Betrieb. Kurzgefaßtes Hilfsbuch für Ingenieure und Techniker, sowie zum Gebrauch an technischen Lehranstalten. Von Dipl.-Ing. Emil Kosack, Oberlehrer an den Kgl. Vereinigten Maschinenbau-schulen zu Magdeburg. Zweite, erweiterte Auflage. Mit 290 Textfiguren. In Leinwand gebunden Preis M. 6,—.

Die Stromversorgung der Großindustrie. Von Dr.-Ing. H. Birrenbach. Mit 27 Textfiguren.

Preis M. 5,—; in Leinwand gebunden M. 6,—.

Stromtarife für Großabnehmer elektrischer Energie. Von Dr.-Ing. E. Fleig. Mit 55 Textfiguren.

Preis M. 6,—; in Leinwand gebunden M. 7,—.

Stromverteilung, Zählertarife und Zählerkontrolle bei städtischen Elektrizitätswerken und Überlandzentralen. Auf Grund praktischer Erfahrungen bearbeitet von Carl Schmidt, Ingenieur in St. Petersburg. Mit 4 Textfiguren und 10 Kurventafeln.

Preis M. 2,60.

Elektrische Energieversorgung ländlicher Bezirke.

Bedingungen und gegenwärtiger Stand der Elektrizitätsversorgung von Landwirtschaft, Landindustrie und ländlichem Kleingewerbe. Von Walter Reißer, Diplom-Ingenieur in Stuttgart. Preis M. 2,80.

Die Preisstellung beim Verkaufe elektrischer Energie.

Von Gust. Siegel, Dipl.-Ingenieur. Mit 11 Textfiguren. Preis M. 4,—.

Zu beziehen durch jede Buchhandlung.