

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 33 (1942)
Heft: 7

Rubrik: Bericht über die Diskussionsversammlung des SEV :
Höchstleistungsübertragung auf grosse Distanzen [Fortsetzung]

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 13.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

SCHWEIZERISCHER ELEKTROTECHNISCHER VEREIN

BULLETIN

REDAKTION:

Sekretariat des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Zürich 8, Seefeldstrasse 301

ADMINISTRATION:

Zürich, Stauffacherquai 36 ♦ Telefon 5 17 42
Postcheck-Konto VIII 8481

Nachdruck von Text oder Figuren ist nur mit Zustimmung der Redaktion und nur mit Quellenangabe gestattet

XXXIII. Jahrgang

N° 7

Mittwoch, 8. April 1942

Bericht über die Diskussionsversammlung des SEV

vom 13. Dezember 1941 in Zürich

über

Höchstleistungsübertragung auf grosse Distanzen

(Fortsetzung von Seite 158.)

Der Stand der Höchstleistungs-Uebertragung in den Vereinigten Staaten von Amerika

Von W. Howald, Zürich.

621.311.1(73)

Die Entwicklung und der Stand der Grossleistungsübertragung in den USA werden skizziert und es wird dargelegt, welche grosse Möglichkeiten der Weiterentwicklung in den USA bestehen. Ein grosses Projekt aus dem Jahre 1938 wird mit einigen Zahlen beleuchtet: Es handelt sich um die Uebertragung von 760 000 kW vom Columbia nach Chicago über 3000 km; eine kurze Rechnung zeigt, dass das Problem aus wirtschaftlichen Gründen nur mit Gleichstrom gelöst werden kann.

L'auteur trace brièvement l'état actuel du développement des lignes de transport d'énergie à grande puissance aux Etats-Unis et signale que ce développement est susceptible de prendre une importance toujours plus considérable dans ce pays. Il fournit les données numériques d'un grand projet datant de 1938 pour une ligne de 760 000 kW entre le Columbia et Chicago (3000 km). Un calcul succinct montre qu'une telle transmission ne peut être économiquement réalisée qu'en courant continu.

Das in der heutigen Diskussionsversammlung behandelte Thema der Uebertragung grosser Leistungen auf grosse Entfernungen berührt ein Problem, das sich im allgemeinen nicht mehr über die Verhältnisse eines einzigen Landes, sondern vielmehr über ganze Erdteile erstreckt. Es ist daher neben der rein technischen Lösung an politisch-wirtschaftliche Verständigung internationaler Natur gebunden.

Das gestellte Problem dürfte daher dort um so mehr Interesse finden und zu baldiger Lösung drängen, wo sich ein einzelner Staat über einen Erdteil erstreckt und wo die natürlichen energie-wirtschaftlichen Grundlagen von den Siedlungs- und industriellen Zentren abliegen. Diese Verhältnisse finden sich zahlreich in den USA; sie haben daher schon früh zu einer beträchtlichen Entwicklung der Höchstleistungsübertragung geführt¹⁾.

¹⁾ Im Bulletin SEV 1929, Nr. 15, S. 477 ff., behandelte Max Leo Keller «Die Uebertragung grosser Leistungen» vom theoretischen Standpunkte aus. Im 2. Teil seiner Arbeit (Bull. SEV 1929 Nr. 16, S. 517 ff.) wurde die Theorie auf ein praktisches Beispiel, «Die Grosskraftübertragung Conowingo», 220 kV, in USA, angewandt. Der Aufsatz enthält auch ein reichhaltiges Literaturverzeichnis zum Problem der Grosskraftübertragung.

1. Entwicklung

Die Elektrizitätswirtschaft der USA²⁾ hat bekanntlich eine ausserordentlich rapide Entwicklung durchgemacht und ganz speziell in den Industriestaaten des Nordostens zu einer Anhäufung von Energie produzierenden und Energie konsumierenden Anlagen geführt. Auf 11 % der Gesamtoberfläche des Landes leben dort mehr als 50 % aller Einwohner. Sie verfügen über 55 % der totalen installierten Leistung und verbrauchen auch die entsprechende Energie.

In diesen sich immer dichter ausbreitenden Netzen machte sich neben dem eigenen Bedürfnis der Uebertragung rasch das Verlangen nach der Möglichkeit gegenseitiger Unterstützung bei Störungen geltend. Der Kampf um wirtschaftliche Betriebsführung erforderte auch den Energieaustausch. So entstand hier in den letzten 10 bis 15 Jahren neben unzähligen 110-kV-Leitungen ein dichtes Netz von 132...184...220-kV-Leitungen, das wohl an die 10 000 bis 20 000 km aufweisen dürfte.

Dieses Netz ist in Fig. 1 dargestellt. Es sei dabei auch auf die Entwicklung der 220...287-kV-Leitungen

²⁾ Bull. SEV 1941, Nr. 20, S. 509.

gen im Westen aufmerksam gemacht. Wohl eine der ersten grossen Uebertragungsleitungen dürfte die 1913 gebaute 110-kV-Leitung vom Wasserkraftwerk Keokuk (Ia.) am Mississippi nach dem 350 km entfernten St. Louis sein.

Obschon die Schalter noch so primitiv waren, dass die Oelfüllung durch eine breite Spalte zwischen Schalterdeckel und -Kübel erblickt werden konnte, wurde an dieser Leitung doch schon die

wieder «betriebsbereit». Als Kuriosum ist dieser «Arc suppressor» in Fig. 2 dargestellt.

Die Einrichtung hat nicht ganz nach Wunsch funktioniert und wurde später abgetrennt; die Schalter sind dagegen immer noch im Betrieb.

2. 220-kV- und 287-kV-Systeme

Es war aber nicht der industrielle und durch nahe dem Verbraucher liegende Dampfkraftwerke versorgte Nordosten, der zuerst die Lösung des Uebertragungsproblems erforderte, sondern der äusserste Westen. Hier standen grosse Wasserkräfte an den Abhängen der Sierra Nevada zur Verfügung, jedoch 400...500 km von den Energiemärkten abliegend und durch Wüsten- und Gebirgszüge davon getrennt.

Schon anfangs der zwanziger Jahre baute die Southern California Edison die erste 220-kV-Leitung, um rund 300 000 kW von den Big-Creek-Kraftwerken am San-Joaquin-Fluss nach Los Angeles zu übertragen. Diese Leitung gab im Anfang zu vielen Schwierigkeiten Anlass. So gab es keine automatischen 220-kV-Schalter; die Leitung musste

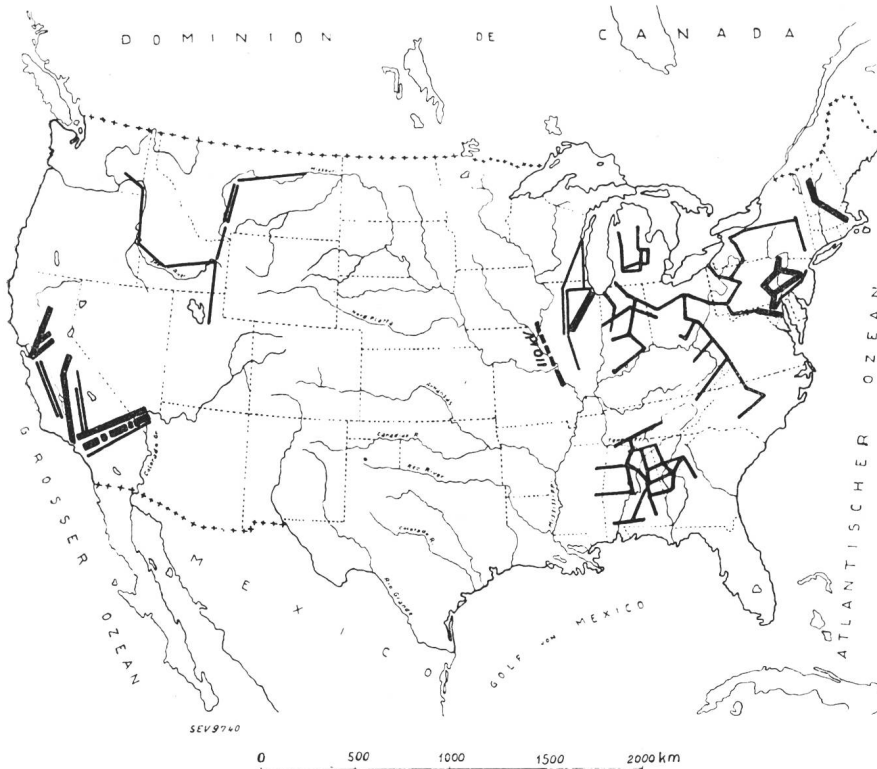


Fig. 1.
132...287-kV-Netz in USA.
--- 287 kV
— 220 kV
... 132...184 kV

«Kurzschlussfortschaltung» versucht. Auf einem drehbaren Rad waren am Umfang Schmelzsicherungen montiert, die bei Störung automatisch an die kranke Phase gelegt wurden (das Netz wurde mit direkt geerdetem Nullpunkt betrieben). Der dadurch entstehende direkte Kurzschluss brachte die Sicherung explosionsartig zum Schmelzen (Werkleistung 135 000 kW), sollte gleichzeitig aber auch den auf der Leitung befindlichen Erdschlusslichtbogen löschen. Das Sicherungsrädchen drehte sich nach dem Vorgang um ein Element weiter und war

mit zugeschalteten Maschinen hochgefahren werden, da die Generatoreinheiten zu klein waren, um eine leerlaufende Leitung unter richtiger Spannung zu halten. Zur Spannungsregelung war die Leitung mehrfach unterteilt und in diesen Zwischenstationen mit grossen Synchronkondensatoren von 20 000...40 000 kVA Einheitsleistung ausgerüstet. Dies erschwerte die Betriebsführung.

Dann wieder machten sich die Adler unangenehm bemerkbar, die, auf den Querarmen sitzend, mit ihren Exkrementen Isolatorenüberschläge einleiteten.

Rasch folgte auch die Pacific Gas & Electric mit einer 220-kV-Leitung vom Pit River nach San Francisco. Relaischutz und Schalter wurden entwickelt, so dass heute beide Gesellschaften über ein ausgedehntes 220-kV-Netz von total ca. 2000...3000 km verfügen, dessen Betrieb wie derjenige jedes andern Hochspannungsnetzes geführt wird.

Im Jahre 1937 wurde die vom «Bureau of Water & Power» der Stadt Los Angeles erstellte 287-kV-Boulderleitung in Betrieb genommen. Auf zwei Strängen werden vorläufig 300 000 kW auf eine Distanz von 450 km übertragen.

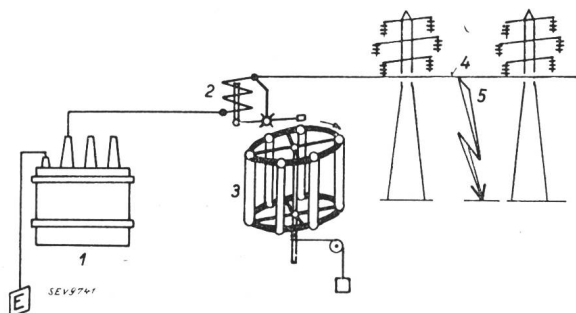


Fig. 2.
Nicholson Arc-Suppressor (1913).
1 Transformator (Nullpunkt geerdet). 2 Kurzschluss-Solenoid-Schalter. 3 Sicherungsgestell. 4 100-kV-Fernleitung. 5 Erdschluss (einphasiger Kurzschluss).

Die technischen Daten der Leitung sind:

Masthöhe Horizontalmast	ca. 33,5 m
Masthöhe Doppelmast	ca. 60 m
Mittlere Spannweite	300 m
Min. Abstand Phase gegen Erde	14 m
Phasenabstand am Horizontalmast	15 m
Phasenabstand am Doppelmast horizontal	12 m
Phasenabstand am Doppelmast vertikal	7,5 m
Länge der Isolatorenkette	3 m
Anzahl Isolatoren	24
Leiterquerschnitt Cu-Hohlseil	254 mm ²
Leiterdurchmesser	3,6 cm

Fig. 3 zeigt einen Mast in der Mojave-Wüste; die Leitung durchquert aber auch gebirgiges Terrain.

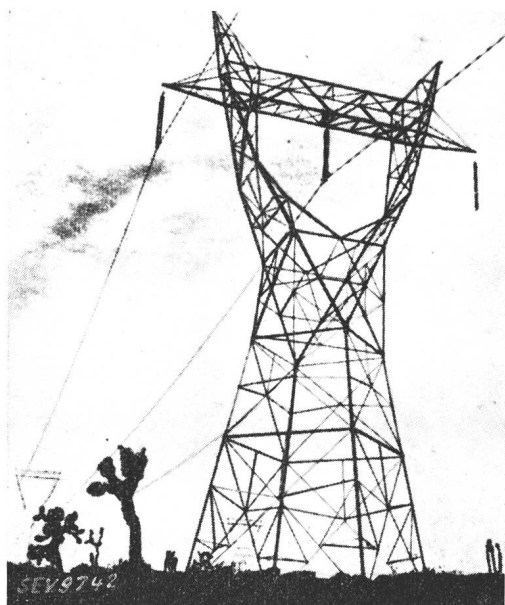


Fig. 3.

Tragmast der 287-kV-Leitung Boulder-Los Angeles.

Auf dieser Leitung wurden die ersten in den USA hergestellten ölarmen Schnellschalter aufgestellt. Sie enthalten immerhin noch 10 000 l Öl (dreipolige Gruppe) und beanspruchen eine Grundfläche von 7×15 m. Ihre Abschaltzeit wird mit 0,11 s angegeben (Fig. 4).

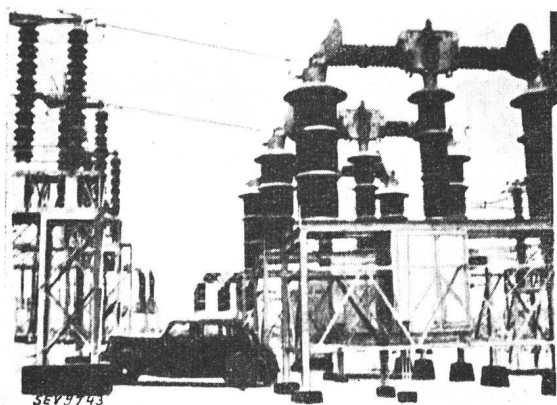


Fig. 4.

Oelarmer Schalter (Gen. El.) für 287 kV.

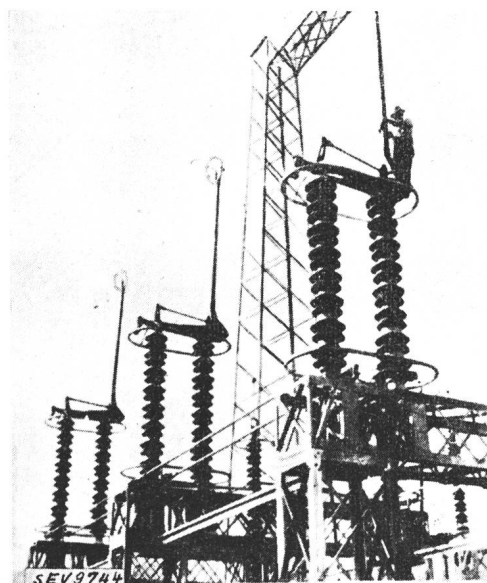


Fig. 5.

287-kV-Trenner.

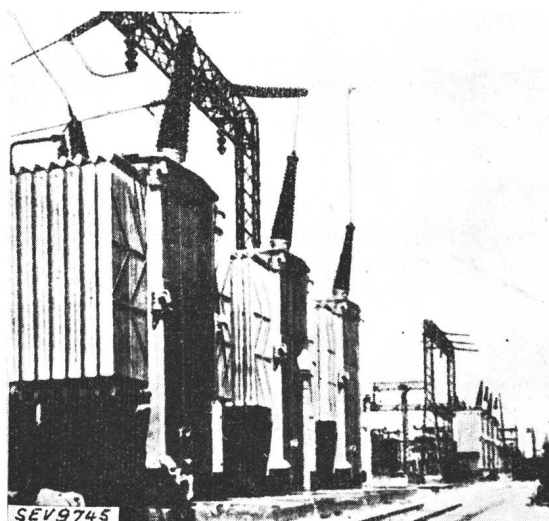


Fig. 6.

287/132-kV-Autotransformatoren.
3 × 80 000 kVA.

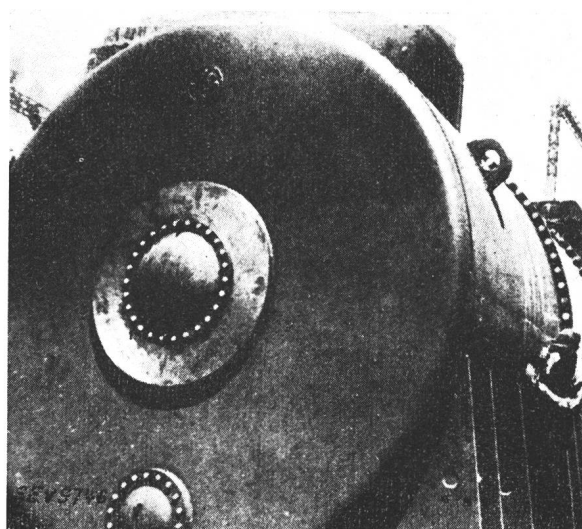


Fig. 7.

60 000-kVA-Synchronkondensator für Freiluftaufstellung
mit Wasserstoffkühlung.

Dass auch die übrigen Apparate ungewöhnliche Grösse annehmen, zeigen der Trenner Fig. 5 und die Ansicht der Einphasentransformatoren an der Endstation (Fig. 6), die bis auf 80 000 kVA überlastbar sind (240 000 kVA für die Gruppe).

Die Leitung ist in drei gleiche Teilstrecken unterteilt. Bei Störungen wird automatisch das kranke Teilstück ausgeschaltet und der Betrieb auf der andern Leitung aufrecht erhalten. Zur Stabilisierung und Spannungshaltung dienen vier auf der Empfangsseite aufgestellte Synchronkondensatoren von je 60 000 kVA Leistung. Wie Fig. 7 zeigt, sind sie vollständig gekapselt, im Freien aufgestellt und mit Wasserstoffkühlung versehen.

3. Zukunftsmöglichkeiten

So bedeutend die geschilderten Anlagen auch sind und so sehr sie bahnbrechend waren, so sind

und der infolge der Riesenprojekte der Regierung in Zukunft möglichen Produktion betrachtet, so sieht man deutlich den konzentrierten Energiemarkt im Nordosten, dessen Bedürfnisse fast ausschliesslich durch thermische Erzeugung gedeckt werden.

Im Süden in rund 1000 km und besonders im Nordwesten in über 3000 km Entfernung finden sich dagegen riesige potentielle Energiemengen (am Columbia allein 60...70 Milliarden kWh bei etwa 9 Millionen kW Leistung), denen die Absatzmöglichkeit fehlt. Diese Energie würde genügen, alle Dampfkraftwerke des Ostens stillzulegen und den doppelten Bedarf des Jahres 1939 zu decken.

Wohl wird gegenwärtig am Columbia und am Tennessee die Aluminiumerzeugung forciert. Nach

den veröffentlichten Statistiken betrug die Produktion 1939 rund 140 000 t, deren Herstellung ca. 3,5 Milliarden kWh erforderte. Nach Mitteilungen in der Fachliteratur soll sie bis 1942 eine Steigerung um das Fünffache erfahren, womit der Energieverbrauch auf 16...18 Milliarden kWh steigen würde. Dies wird vorläufig die ganze Produktion aller neu in Betrieb gesetzten Maschinen beanspruchen. Für die Zukunft stehen jedoch noch grosse Energiemengen ungenutzt zur Verfügung.

Im Nordwesten leben ca. 1,4 Millionen Einwohner auf einem Gebiet vom dreieinhalbfachen der Schweiz und verbrauchten (1939) gegen 8 Milliarden kWh; am Tennessee sind es 2,5 Millionen Einwohner mit über 4 Milliarden kWh Verbrauch auf etwa 100 000 km² Fläche. Sie dürften auch unter Beizug grosser energieverbrauchender Industrien nie eine Verbrauchssteigerung aufweisen, die eine Ausnützung der erwähnten Produktionsmöglichkeiten gestattet.

Bereits im Herbst 1938 ist daher in der amerikanischen Fachwelt das Problem der Energie-Übertragung mittels

Höchstspannungsgleichstrom vom Columbia nach Chicago auf 3000 km Entfernung diskutiert worden. Es wurde damals mit folgenden Daten gerechnet:

Zu übertragende Leistung	760 000 kW
Zu übertragende Energiemenge	5 300 000 000 kWh
Belastungsfaktor	0,8

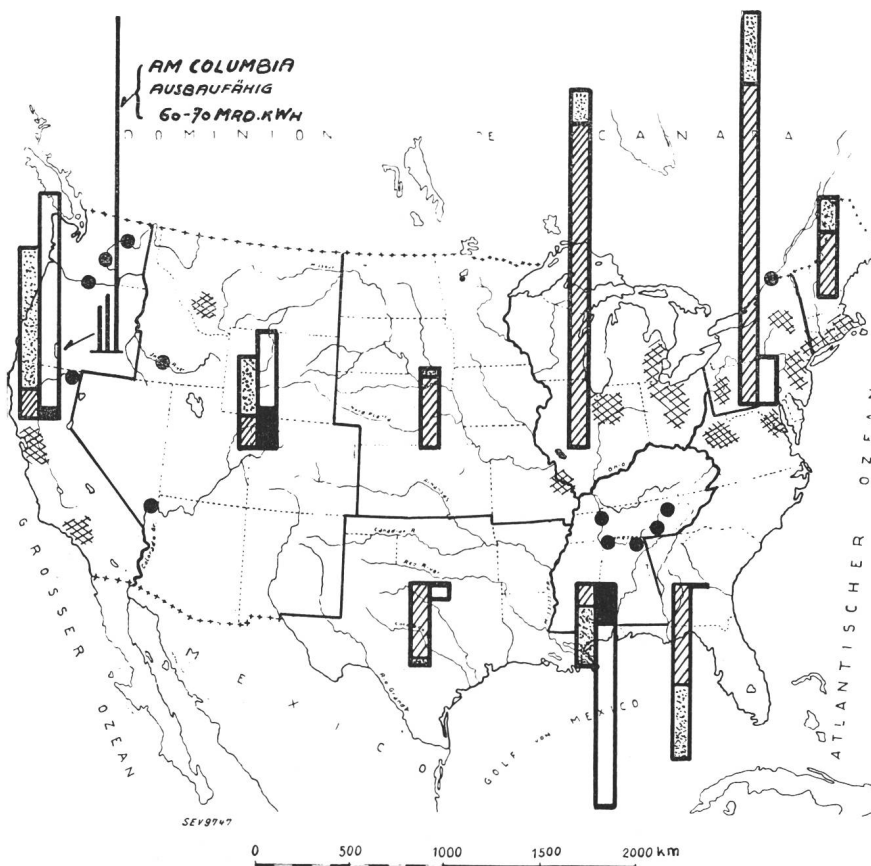


Fig. 8.
Mögliche Energieproduktion und Verbrauch, 1939, in USA.



ihre Auswirkungen doch klein gegenüber den Aufgaben, die die Zukunft stellen wird. Wenn man die Darstellung (Fig. 8) des Energieverbrauches 1939

Leitungskosten:

2200 Meilen zu \$ 30 000	66 000 000 \$
Kosten f. Sende- u. Empfangsstation: 1 800 000 kW zu \$ 13	24 000 000 \$
Total	90 000 000 \$

Die Uebertragungskosten wurden daraus zu etwa

0,1 cent/kWh für die Leitung,
0,05 cent/kWh für die Umformung,
<u>0,15 cent/kWh total</u>

berechnet. Bei einem Gestehungspreis ab Kraftwerk von etwa 0,2 cent/kWh würden somit die Energiekosten in Chicago nach dieser Berechnung auf rund 0,35 cent/kWh zu stehen kommen.

Unter der Annahme, dass die Wechselstromübertragung auf diese Distanz überhaupt möglich ist, müsste infolge der erhöhten Aufwendungen für die auf der Leitung zwischengeschalteten Synchronkondensatoren mit mindestens 0,27...0,3 cent/kWh gerechnet werden. Dies entspricht einer jährlichen

Mehrausgabe von rund \$ 8 000 000 gegenüber der Gleichstromübertragung. Die grösseren Verluste sind dabei noch nicht berücksichtigt. Die Energiepreise am Leitungsende würden damit auf fast 0,5 cent/kWh steigen. Sie hätten mit Erzeugungskosten in örtlichen Dampfkraftwerken von etwa 0,3 cent/kWh zu konkurrieren. Die Drehstromübertragung in ihrer heutigen Form wird also für diese Verhältnisse nie konkurrenzfähig sein, wenn nicht die Kohlenkosten, die gegenwärtig etwa 0,14...0,22 cent/kWh ausmachen, entsprechend zunehmen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass das Problem der Drehstromübertragung grosser Leistungen auf Distanzen von 500 km in den USA mit Spannungen bis 287 kV betriebssicher und ökonomisch gelöst ist und für die gegenwärtigen Verhältnisse befriedigt. Die Zukunft verlangt aber Uebertragungen grössten Ausmasses auf viel weitere Entfernungen und dies zu Preisen, die mit der immer noch fortschreitenden Dampftechnik in Konkurrenz treten können.

Freileitungsbau für Drehstrom und Gleichstrom für die Uebertragung grosser Leistungen

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 13. Dezember 1941 in Zürich,

von R. Vögeli, Baden.

621.315.17

Der Autor legt dar, dass die Anlagekosten von Hochspannungsleitungen weitgehend von der geforderten Betriebssicherheit der Uebertragung abhängen. Er legt zur Beurteilung der verschiedenen Leitungsbauarten eine Vergleichsbasis fest und diskutiert mehrere Leiteranordnungen und Isolationsmittel unter Berücksichtigung der Betriebssicherheit. Für die zukünftige Höchstleistungsübertragung mit Gleichstrom erwähnt er neue Möglichkeiten des Leitungsbauens.

Für die Leitungsberechnung ist wesentlich die Dimensionierung der Leiter und ihre Anordnung mit Rücksicht auf die Koronaverluste; bei Wechselstromleitungen spielt ausserdem der Skineffekt eine Rolle. Diese Verhältnisse werden für die Wechselstromübertragung durch Kurven erläutert.

Der Autor stellt ferner für Gleichstrom- und Drehstromleitungen die spezifischen Anlagekosten in Funktion der Betriebsspannung für verschiedene Leiter-Arten und -Anordnungen graphisch dar, woraus sich die wirtschaftlichste Bauart bei den zugrunde gelegten Baustoffen und Materialpreisen leicht bestimmen lassen.

L'auteur montre que les frais d'établissement d'une ligne à haute tension dépendent fortement de la sécurité d'exploitation exigée pour la transmission. Il pose une base de comparaison entre les divers genres de lignes, et discute de plusieurs dispositions de conducteurs et de divers isolement en considérant la sécurité de fonctionnement. Il mentionne de nouvelles possibilités de construire les lignes pour la transmission future de grandes puissances par courant continu.

Le dimensionnement et la disposition des conducteurs, en tenant compte des pertes par effet de couronne, sont les facteurs essentiels du calcul d'une ligne; dans les lignes à courant alternatif l'effet pelliculaire joue aussi un grand rôle. Ces relations sont représentées par des courbes pour les transmissions par courant alternatif.

L'auteur donne, en outre, des diagrammes des frais d'installations par kilomètre de lignes à courant continu et de lignes à courant alternatif en fonction de la tension de service pour différents genres et dispositions des conducteurs. Ces courbes permettent de déterminer facilement la construction la plus économique étant donné le matériel employé et son prix.

1. Einleitung

Immer grössere Kreise kommen zur Ueberzeugung, dass die Kohlenlager der Erde nicht dazu verwendet werden sollten, um mit einem Wirkungsgrad von 10...20 % in elektrische Energie übergeführt zu werden, solange unausgenützte Wasserkräfte zur Verfügung stehen, denn es gehen dabei ausser enormen Wärmemengen auch noch die unersetzlichen chemischen Werte der Kohle verloren. Nun liegt aber ein grosser Teil der noch nicht ausgebauten Wasserkräfte der Erde in Gegenden, wo heute noch keine Absatzmöglichkeit für sie besteht. Sollen sie erschlossen werden, so müssen entweder Industrien in ihrer Nähe angesiedelt werden, was zum Teil heute geschieht, oder es müssen lange Uebertragungsleitungen gebaut werden, um die er-

zeugte elektrische Energie bestehenden Absatzzentren zuzuführen.

Die in hydraulischen Anlagen erzeugte Energie muss dann im Absatzgebiet in Konkurrenz treten mit der in thermischen Kraftwerken nach Bedarf erzeugbaren, zuverlässigen Energie. Die Bewertung der elektrischen Energie hängt aber in hohem Masse davon ab, ob diese Energie mit grosser Zuverlässigkeit jederzeit und überall, wo sie der Abnehmer wünscht, zur Verfügung steht.

Es soll hier von den sich aus dieser Lage ergebenden Problemen nur der Teil geprüft werden, der sich auf die Uebertragung der hydroelektrischen Energie über lange Leitungen bezieht. Die eingehende Behandlung dieses Teilproblems ist nötig, weil die Wirtschaftlichkeit und die Betriebs-

sicherheit der ganzen Energieversorgung mit zunehmender Uebertragungsdistanz immer stärker durch die Leitungsanlagen beeinflusst wird.

2. Betriebssicherheit der Leitungen und Anlagekosten

Soll die auf grosse Entfernungen übertragene Energie nicht durch Lieferungsunterbrechungen, herrührend von den Leitungen, entwertet werden, so müssen die Leitungen für sehr hohe Betriebssicherheit gebaut werden. Die Kosten von Uebertragungsanlagen sind aber in hohem Masse von der verlangten Betriebssicherheit abhängig. Es soll dies

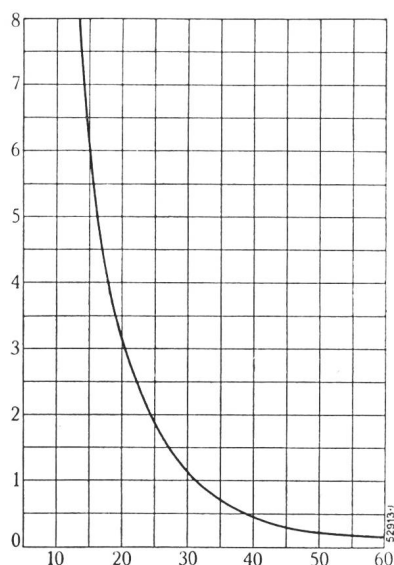


Fig. 1.

Beziehung zwischen Anlagekosten und Störungsanfälligkeit von Leitungen

Abszisse:
Anlagekosten in 1000 Fr. pro km.
Ordinate:
Störungsanfälligkeit = Anzahl Störungen pro Jahr auf 100 km Leitungslänge.
Die Verminderung von Störungen auf Leitungen, d. h. die Erhöhung ihrer Betriebssicherheit, erfordert vergrößerte Anlagekosten.

z. B. in Fig. 1 für eine 50-kV-Drehstromübertragungsanlage gezeigt werden, in der die zu erwartende Zahl der Betriebsstörungen pro Jahr (d. h. die Störungsanfälligkeit) in Funktion der Anlagekosten dargestellt ist. Die Kurve basiert nicht bloss auf theoretischen Erwägungen, sondern resultiert aus dem Vergleich verschieden gebauter Leitungen, die in ähnlichem Gelände im Betrieb stehen. Es zeigt sich da, dass die Erhöhung der Betriebssicherheit höhere Aufwendungen erfordert.

Je nach Leitungsklasse und den klimatischen und topographischen Verhältnissen der durchquerten Gegenden ändern sich Störungsanfälligkeit und Kosten; die Kurve verschiebt sich, ihr Charakter ändert sich, aber nur wenig.

Für die Energieübertragung auf grosse Entfernungen wird gegenwärtig die Eignung und Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Stromsysteme aufs neue geprüft, wobei Drehstrom und Gleichstrom im Vordergrund stehen. Es müssen daher auch die Kosten der Leitungen für diese Stromarten verglichen werden. Da nun, wie gezeigt, die Anlagekosten für Leitungen stark von der verlangten Betriebssicherheit abhängen, so dürfen nur Leitungen gleicher Betriebssicherheit direkt miteinander verglichen werden. Diese Voraussetzung ist nicht immer leicht zu erfüllen, denn die erforderliche Anzahl Leiter, ihre Anordnung und Beschaffenheit

wirken sich dabei aus. Vor allem muss für jedes Stromsystem die gleiche Anzahl Stromkreise in möglichst ähnlicher Anordnung verglichen werden. Es führt zu falschen Schlüssen, wenn man, wie z. B. Prof. Rüdenberg es tat¹⁾, für eine 6drähtige Leitung die übertragbare Leistung für Drehstrom- und Gleichstromübertragung untersucht. Wohl könnte man damit den Einfluss der Leitungskosten auf das ganze Problem ausschalten, weil diese für beide Stromarten gleich wären, aber man rechnet auf ungleicher Basis für die zwei Stromarten. Die 6drähtige Drehstromdoppelleitung kann richtigerweise nur mit einer 4drähtigen Doppelleitung für Gleichstrom verglichen werden. Eine einfache Ueberlegung zeigt, wie sich das auswirkt. Nehmen wir an, dass ein Vergleich, wie ihn Prof. Rüdenberg gemacht hat, Gleichwertigkeit der 6drähtigen Leitungen für die Uebertragung von Wechselstrom und Gleichstrom ergibt. Werden aus dem ganzen Leitermaterial der 6 Leiter nur 4 Leiter hergestellt, so ergibt sich eine Durchmesservergrößerung von 22 %. Dadurch kann die Spannung annähernd im gleichen Verhältnis und die übertragbare Leistung bei gleichbleibenden prozentualen Verlusten im Quadrat, d. h. um rund 50 % erhöht werden. Die Kosten einer solchen Leitung werden ungefähr gleich hoch ausfallen, so dass man daraus bereits die Ueberlegenheit der Gleichstromleitung ableiten kann. Doch genügt eine so einfache Ueberlegung nicht, um das Problem abzuklären, es müssen vielmehr möglichst genaue Kostenberechnungen für die Leitungen der verschiedenen Stromsysteme bei verschiedenen Spannungen gemacht werden, aus denen dann unter Berücksichtigung aller Faktoren, auch der Stationen, die Ueberlegenheit des einen oder andern Stromsystems ermittelt werden kann. Durch Motor-Columbus A.-G. sind derartige Kostenberechnungen für verschiedene Leitungsarten durchgeführt worden. Um vergleichbare Resultate zu erhalten, müssen dabei für alle Stromsysteme einheitliche Annahmen gemacht werden.

Es wurden jeweils 100 km Leitungslänge für ebenes Gelände mit je 30 Abspannmasten für leichte Winkel und 10 Abspannmasten für schärfere Winkel zugrunde gelegt. Die Zahl und Höhe der benötigten Tragmaste wurde von Fall zu Fall der wirtschaftlichsten Spannweite entsprechend eingerechnet.

Als Berechnungsgrundlage wurden die VDE-Vorschriften genommen. Die schweizerischen Vorschriften sind unsern Witterungsverhältnissen entsprechend sehr scharf, besonders in bezug auf die vorgeschriebene Eisbelastung und die Festigkeit der Abspannmaste; sie müssen daher für Leitungen der fraglichen Ordnung, die sich über viele hundert km und verschiedenartige Gegenden erstrecken, als zu streng erscheinen.

Als Leitermaterial wurde überall Kupfer angenommen, weil bis heute Hohlleiter aus Aluminium

¹⁾ R. Rüdenberg, Vergleich der Hochspannungsübertragung durch Drehstrom oder Gleichstrom. Buletinul I. R. E., Dez. 1939, Nr. 4, S. 680...741.

wenig Verwendung finden und bei Spannungen über 220 kV für Wechselstrom Vollseile wegen der zunehmenden Stromverdrängung unwirtschaftlich werden. Da die vom Wind auf Leitungen verursachten Leiterschwingungen um so schädlicher sind, je straffer die Leiter gespannt sind, wurde als obere Grenze der Montagespannung 14 kg/mm² zugelassen, auch dann, wenn damit die von den VDE-Vorschriften gestattete, höchste Leiterbeanspruchung von 19 kg/mm² bei Zusatzlast nicht erreicht wurde. In der Kostenberechnung wurde ein Zuschlag für Schwingungsdämpfer aufgenommen.

3. Leiteranordnung für Drehstrom und Gleichstrom

Durch entsprechende Wahl der Leiteranordnung, d. h. der Mastbilder, kann man die Auswirkungen der mechanischen Störursachen beeinflussen. Die Hauptschwierigkeit bestand bisher darin, dass sich die ungünstigsten Belastungsfälle und Schnellhöhen der Leiter nicht berechnen liessen. Seitdem es gelungen ist, diese Erscheinungen an einem Modell nachzubilden, steht dem Leitungsbau ein Werkzeug zur Verfügung, das eine genaue Abklärung des Problems ermöglicht. Mit diesem Modell lässt

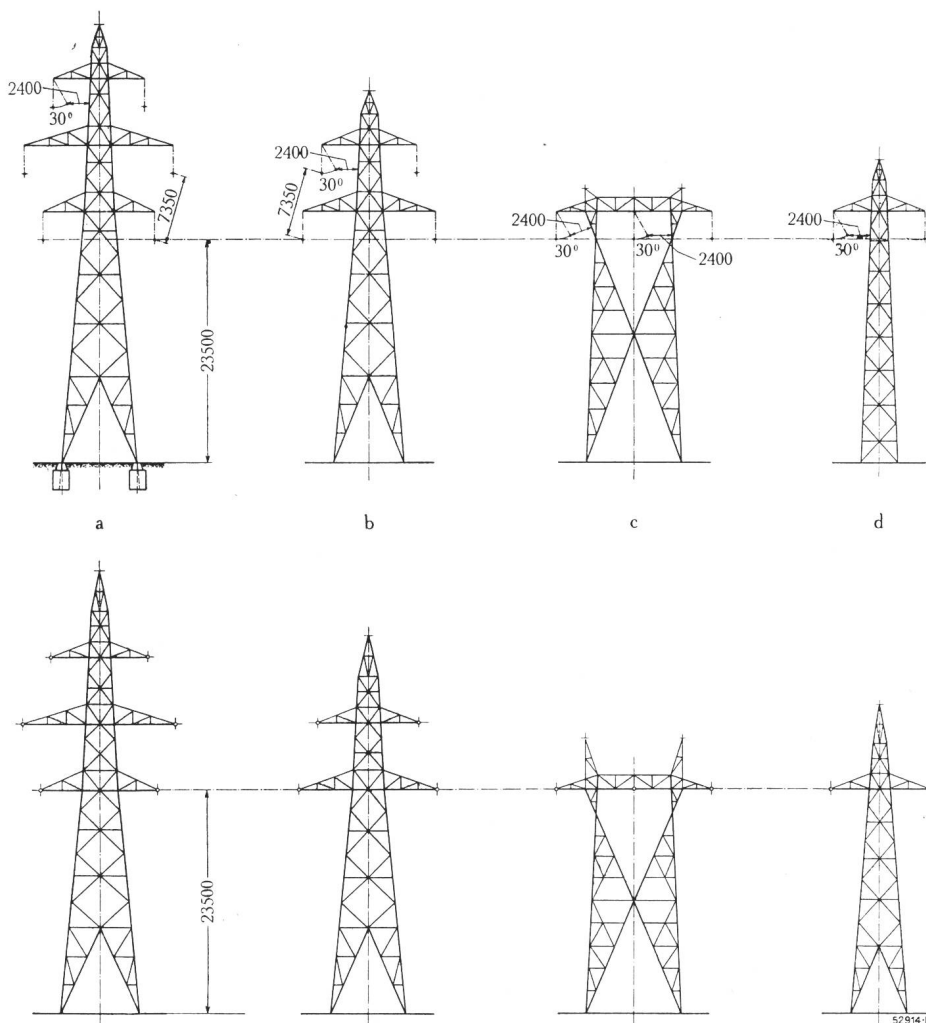


Fig. 2.

Masttypen der verglichenen Leitungen für 280 kV Drehstrom bzw. 455 kV Gleichstrom

Oben: Tragmaste.
Unten: Abspannmaste.

a Zweisträngige Drehstromleitung in Tannenbaumanordnung. Die billigste Doppelleitungsklasse für Drehstrom.

b Zweisträngige Gleichstromleitung in Tannenbaumanordnung. Die billigste Doppelleitungsklasse für Gleichstrom.

c Einsträngige Drehstromleitung mit horizontaler Leiteranordnung. Die betriebssicherste Leitungsklasse für Drehstrom.

d Einsträngige Gleichstromleitung mit horizontaler Leiteranordnung. Betriebssicherheit entspricht etwa der Leitung in Fig. 2c für Drehstrom.

Durch Verwendung von Leitern aus anderem Material (Aluminium, Aldrey, Stahlaluminium) ergeben sich im Preisvergleich kleine Verschiebungen, die aber das prinzipielle Resultat nicht beeinflussen.

Zur Erzielung gleicher Betriebssicherheit müssen die Auswirkungen der verschiedenen Störursachen geprüft werden. Als wichtigste mechanische Ursache muss (bei genügender Festigkeit der Leitungen) die Durchgangsänderung der Leiter zufolge von Zusatzlasten, das Abfallen dieser Zusatzlasten und das dadurch verursachte Hochschnellen der Leiter angesehen werden.

sich für jedes gewünschte Leiterseil eine passende, betriebssichere Leiteranordnung bestimmen. Dies ist ganz besonders für Doppelleitungen wichtig, weil hier für sehr hohe Spannungen die sehr betriebssichere horizontale Leiteranordnung der grossen Mastbreite wegen nicht mehr in Frage kommen kann. Die Tannenbaumanordnung (Fig. 2a) hat sich da als die billigste erwiesen, bei der aber die bereits genannten Gefahren berücksichtigt werden müssen. Die Schnellhöhe eines Leiters ist bei sonst gleichen Verhältnissen und gleichem Leitermaterial um so höher, je kleiner sein Eigengewicht im Verhältnis zur abfallenden Zusatzlast ist. Da aber

für Gleichstromleitungen die Leiter mit Vorteil schwerer gewählt werden als für Drehstromleitungen, ergeben sich für die ersten geringere Schnellhöhen als für die zweiten.

Da gleichzeitig die Gleichstromdoppelleitung (Fig. 2b) nur vier Leiter hat, ist sie in dieser Hinsicht der entsprechenden 6drähtigen Drehstromdoppelleitung überlegen, besonders noch dann, wenn die Leiter der gleichen Mastseite gleiche Polarität haben. Bessere Gleichwertigkeit besteht dagegen bei den Leitungen aller Systeme bei horizontaler Leiteranordnung. Es bleibt zwar auch da die kleinere Schnellhöhe und die kleinere Leiterzahl der Gleichstromleitung ein Vorteil, doch hat man auf der andern Seite bei Drehstrom die Möglichkeit, statt der starren Mittelpunkterdung eine Erdung über Löschspulen zu verwenden, wodurch die Folgen der Erdschlüsse gemildert werden.

Leitungen mit Portalmasten in Frage (Fig. 2c), während für Gleichstrom noch Doppelleitungen möglich sind. Diese sind nun aber hinsichtlich Betriebssicherheit den zwei Einfachleitungen beim Drehstrom nicht mehr ebenbürtig, denn gewisse Störungen, z. B. Mastzerstörung, treffen in einem Fall beide, im andern Fall nur einen Strang. Diese Art Gleichstromleitung wurde daher nicht berücksichtigt, obwohl sie eine interessante Zwischenstufe darstellt.

Die einsträngigen Leitungen für Gleichstrom (Fig. 2d) und Drehstrom können überhaupt nicht auf der gleichen Höhe der Betriebssicherheit verglichen werden. Bei geerdetem Mittelpunkt auf der Gleichstromleitung fällt bei einer Störung auf einem Leiter nur die halbe Belastung weg, da die halbe Leitung über den gesunden Leiter und Erde als Rückleitung in Betrieb bleiben kann. Sie ver-

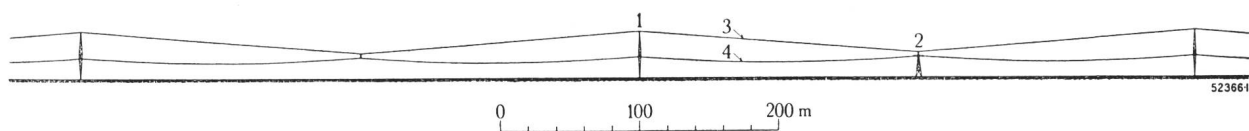


Fig. 3a.

Einpolige Uebertragungsleitung mit Katenar-Aufhängung
500-kV-Gleichstromleitung mit 1 Vollkupferleiter von 680 mm² und einem als Tragkabel dienenden Stahlerdseil von 200 mm². Die Katenar-Aufhängung erlaubt, bei gleichbleibenden Mastintervallen die Distanz zwischen zwei Aufhängepunkten des Leiters auf die Hälfte oder noch weniger zu reduzieren. Die Bauelemente der Leitung sind ausserordentlich einfach und können allen Geländebedingungen angepasst werden.

1 Tragmast. 2 Abspannmast. 3 Tragseil (Stahlerdseil).
4 Leiterseil.

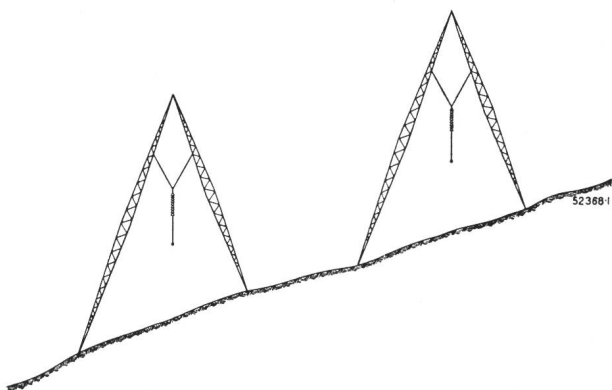


Fig. 3b.

Mastenaufstellung auf quer zur Leitungsrichtung geneigtem Gelände

Die Anpassung der Masten an die veränderlichen Querneigungen des Geländes ist mit einer Anzahl genormter Bauelemente möglich.

Den Schutz gegen Blitzschlag in die Leitungen bilden die Erdseile. Ihre Wirkung wurde für alle berechneten Leitungen dadurch nach Möglichkeit gleichgemacht, dass eine ähnliche Anordnung der Erdseile hinsichtlich Höhe über den Leitern und seitlichem Abstand derselben gewählt wurde. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass bei genügend hoher Anordnung des Erdseiles auch die Leitungen mit Tannenbaumanordnung der Leiter gut geschützt sind.

Die Wirksamkeit der Erdseile setzt aber voraus, dass die Maste gut geerdet sind. Die Ausführung der Erdung hat sich nach der Leitfähigkeit des Bodens zu richten. Ist diese gut, so genügen Ringlektroden um die Maste herum, ist sie aber schlecht, so müssen ausgedehnte Erdungsanlagen erstellt werden. In sandigem oder steinigem Boden greift man am besten zu den von Mast zu Mast durchgehenden Bodenseilen. Die Höhe des zulässigen Erdwiderstandes hat sich nach der Isolation der Leitung und der zu erwartenden Stromstärke der Blitze zu richten, die nach bisherigen Messungen Werte von über 100 000 A erreichen können.

Bei horizontaler Leiteranordnung kommen für Höchstspannung für Drehstrom nur einsträngige

hält sich daher in dieser Hinsicht wie eine Doppelleitung. Daraus ergibt sich eine weitere Möglichkeit für die Gleichstromübertragung: die beiden Leiter eines Stranges werden auf besonderen Gestängen geführt, welche in beliebiger Distanz voneinander verlegt werden können. Je nach Umständen können auch ganz getrennte Trassen gewählt werden, so dass gleichzeitige Störungen auf beiden Gestängen auch durch Wettereinflüsse nicht mehr zu erwarten sind. Dadurch kann also mit einer Leitung die Betriebssicherheit auf die Höhe von zwei unabhängig geführten Strängen gebracht werden. Durch diese Vergrößerung der Abstände zwischen den Leitern ist bei dieser Leitungsart nicht mehr die Spannung zwischen den Leitern für die Koronaverluste ausschlaggebend, sondern die Spannung gegen Erde. Daraus ergeben sich für alle Leiterdurchmesser höhere Spannungsgrenzen und damit eine grössere Uebertragungsleistung der Leitung. Da aber diese Verhältnisse noch weiterer Abklärung bedürfen, wurde von ihrer Berücksichtigung in den gemachten Vergleichen abgesehen.

Es ist leicht einzusehen, dass bei der grossen Leistungsfähigkeit einer Höchstspannungs-Gleichstromleitung mit dieser Leitungsart die Erschlies-

sung grosser abgelegener Wasserkräfte interessant werden kann, die mit andern Mitteln als unerreichbar erscheinen müsste.

Für diese Leitungsart wurde von Motor-Columbus ein System entworfen, bei dem der Leiter in Katenar-Aufhängung am Erdseil und an den Masten aufgehängt wird (Fig. 3a und 3b). Dies ergibt bei richtiger Ausführung einen guten Schutz gegen Blitzschläge und gleichzeitig niedrige Anlagekosten.

4. Rückleitung durch Erde

Für diese Leitungsart wurde von Motor-Columbus sich grosse Vorteile, wenn es möglich ist, die Erde als Leiter entweder dauernd oder nur zeitweilig zu verwenden. Prof. Rüdberg zeigt die Schwierigkeiten, die mit diesem Problem zusammenhängen. Zersetzung der Elektroden, Austrocknung des Bodens und Korrosion der Leitungen im Boden sind die wichtigsten. Da es sich bei den hier in Frage stehenden Fernleitungen um Distanzen von Hun-

gebracht werden kann. Bei den erreichbaren, sehr niedrigen Widerständen ist die Gefahr der Erwärmung und Austrocknung des Bodens nur gering und fällt sicher überall da weg, wo Wasserläufe in der Nähe sind, was z. B. am Anfang der Leitung in der Nähe des Wasserkraftwerkes ja immer der Fall sein wird. Am Ende der Leitung wird man die Erdung von Siedelungen wegverlegen müssen, aber auch da wird man in erreichbarer Nähe Erdungsstellen mit günstigen Wasserverhältnissen finden. Man kann sich denken, dass auf eine gewisse Strecke die Leitung als normale zweidrähtige Leitung gebaut wird und erst bei der gewünschten Erdungsstelle der eine Leiter an Erde gelegt und der andere allein weitergeführt wird. Die Korrosion der Elektroden kann durch Einbettung derselben in Kohle oder Graphit verhindert werden, was bei der benötigten Elektrodenlänge von einigen hundert Metern keine ins Gewicht fallende finanzielle Belastung verursacht ²⁾.

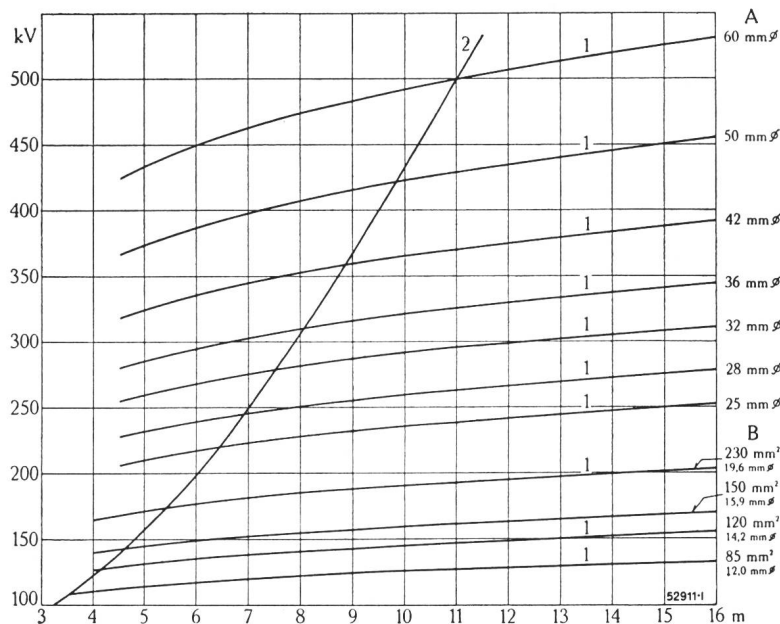


Fig. 4.

Dimensionierung der Leiter in bezug auf Koronaverluste für Drehstrom

Es wurde gegenüber der Durchbruchfeldstärke von 29,8 kV/cm bei 20° C und 760 mm Hg und glatter Leiteroberfläche ein Verschlechterungsfaktor $V = 0,77$ als Produkt aller ungünstigen Faktoren angenommen, was einen Maximalwert der Durchbruchfeldstärke von 23 kV/cm ergibt.

Abszisse: Leiterabstand in m.

Ordinate: Verkettete, effekt. Spannung in kV. Kurvenschar 1: Kritische Koronaspaltung für verschiedene Leiterdurchmesser in Funktion des Leiterabstandes. A Hohlseile. B Vollseile. Kurve 2: Gewählte Abhängigkeit zwischen Spannung und kleinstem Leiterabstand. Die Schnittpunkte der Kurven 1 mit Kurve 2 ordnen jedem Leiterdurchmesser eine bestimmte Spannung beim kleinsten Leiterabstand zu.

derten von Kilometern handelt, lassen sich in wirtschaftlichen Grenzen Lösungen finden, die diese Nachteile vermeiden. Es ist nicht nötig, dass die Einführung des Stromes in die Erde in der Nähe von Siedlungen oder Industrien erfolgt, wo zweifellos Schäden zu erwarten wären. Die Einführung in die Erde kann je nach Gegend mit Vorteil im Meer, in einem See oder Fluss mit korrosionsfesten Erdern erfolgen, in genügender Entfernung von Siedlungen, um keine Störungen mehr zu verursachen. Diese Möglichkeiten müssen jedenfalls beim allfälligen Uebergang zu neuen Uebertragungssystemen berücksichtigt werden.

Die Wahl der Erdungsstelle hat sich nach den örtlichen Verhältnissen zu richten und kann nicht generell angegeben werden. An Stations- und Leitungserdungen ist in der Schweiz festgestellt worden, dass auch bei nicht besonders gut leitendem Boden der Erdungswiderstand durch wenige hundert Meter Bandelektroden auf weniger als 0,1 Ω

5. Dimensionierung der Leiter

Trockene Luft kann bei 760 mm Barometerstand und 25° C eine Feldstärke von 29,8 kV/cm aushalten. Regen, niedriger Barometerstand und hohe Temperatur verringern diesen Wert, so dass für den Bau von Leitungen bis etwa 600 m ü. M. eine Feldstärke von etwa 23 kV/cm zugelassen werden kann. Wird dieser Wert überschritten, so wird die Luft um die Leiter herum ionisiert, und es treten mit zunehmender Feldstärke sehr rasch anwachsende Energieverluste auf.

In Fig. 4 ist für eine Anzahl Leiterdurchmesser die kritische verkettete Spannung in Funktion der Leiterabstände eingetragen (Kurvenschar 1). Die Kurve 2 gibt an, welche Leiterabstände für die verschiedenen Spannungen gewählt wurden. Durch die Schnittpunkte der Kurvenschar 1 mit der Kurve

²⁾ Häberli, Die Erde als Stromleiter bei Fernübertragungen. Brown-Boveri-Mitt. vom 2. 10. 41.

2 wird jedem Leiterdurchmesser eine bestimmte Spannung und ein bestimmter Leiterabstand zugeordnet. Die Erhöhung der Feldstärke bei nicht im Dreieck angeordneten Leitern wurde durch entsprechend vergrösserte Abstände der Leiter berücksichtigt. In der Leiterdimensionierung für Drehstrom wurde für diesen Vergleich kein Unterschied gemacht zwischen den Systemen mit starr geerdetem Nullpunkt und solchen mit Erdung über Löschspulen, d. h. die Leiter wurden für Koronafreiheit im normalen Betriebszustand bemessen, nicht für den Fall eines Erdschlusses. Dies entspricht der heute üblichen Leiterdimensionierung. Würde für die hier betrachteten Spannungen und langen Leitungen auch bei Erdschluss Koronafreiheit verlangt, so würde dies so grosse Leiterdurchmesser erfordern, dass die Kosten der Leitungen sehr stark erhöht würden. Eine 300-kV-Leitung z. B. würde in diesem Falle einen Leiterdurchmesser von etwa 55 mm statt etwa 35 mm im normalen Betriebszustand erfordern.

Für die Gleichstromübertragung wurden Systeme mit geerdetem Spannungsmittelpunkt und solche mit Rückleitung durch die Erde geprüft, weil hier durch die Erdung sehr wichtige Vorteile erzielt werden können.

Bei gleicher Feldstärke an den Leitern ergibt sich für einen bestimmten Leiterdurchmesser und Leiterabstand als Verhältnis der kritischen Gleichstromspannung zur kritischen, verketteten, effektiven Drehstromspannung:

$$\frac{U_{-kr}}{U_{3\sim kr}} = \frac{2 \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 1,63$$

In diesem Verhältnis können für Gleichstrom die Spannungen aus dem Kurvenblatt Fig. 4 erhöht werden.

Für Leitungen mit Erdrückleitung oder mit Leitern auf getrennten Gestängen mit grossen Abständen könnte die Spannung noch weiter erhöht werden, weil da die Feldstärke gegen Erde massgebend ist, doch soll dies in unserm Vergleich nicht gemacht werden, weil hiebei die Abstände gegen das Erdseil und gegen die Potentialnullfläche in der Erde berücksichtigt werden müssten, welche beide sich verändern, so dass komplizierte Rechnungen nötig würden, ohne dass sich das Resultat stark ändern würde.

Das Koronaproblem kann heute für Drehstromspannungen bis etwa 300 kV Effektivwert als soweit abgeklärt gelten, dass der Bau von befriedigenden Leitungen möglich ist. Aber es haben sich auch Erscheinungen gezeigt, z. B. auf der 287-kV-Leitung Boulder Dam-Los Angeles³⁾, die erkennen lassen, dass für Spannungen über 300 kV Effektivwert noch Vorsicht am Platze ist.

Der Durchgang des Wechselstromes durch einen Leiter erfolgt nicht gleichmässig über den ganzen

Querschnitt. Mit zunehmendem Leiterdurchmesser wird er immer mehr in die äusseren Leiterseile verdrängt. Dies und die auftretenden induktiven Spannungsabfälle haben zur Folge, dass die durch die Koronaerscheinung verlangten grossen Leiterdurchmesser beim Wechselstrom nicht voll zur Stromübertragung ausgenützt werden können. Daher ist man zur Vermeidung von Materialverschwendung genötigt, für die Wechselstromleitungen von etwa 220 kV aufwärts Hohlleiter zu verwenden. Aber auch bei diesen ist man in der Wahl der

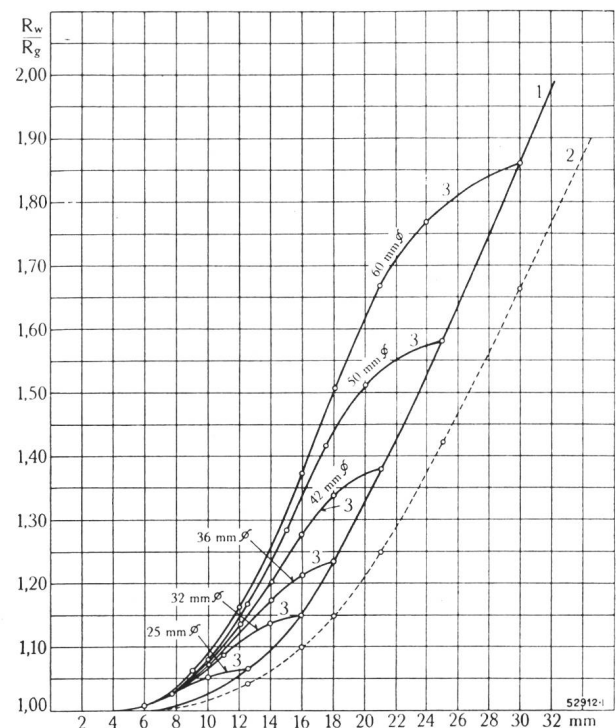


Fig. 5.
Skinneffekt in Voll- und Hohlleitern bei Wechselstrom von 50 Hz

Abzisse: Leiterradien bzw. Leiterwandstärken in mm.

Ordinate: $\frac{R_w}{R_g}$ = Verhältnis zwischen ohmschem Widerstand bei Wechselstrom 50 Hz und bei Gleichstrom.

Kurve 1: Widerstandserhöhung eines Kupferstabes in Funktion seines Radius.

Kurve 2: Widerstandserhöhung eines Kupferseiles in Funktion seines Radius.

Kurvenschar 3: Widerstandserhöhung von rohrförmigen Hohlleitern verschiedener Durchmesser in Funktion ihrer Wandstärken.

Die Schnittpunkte der Kurve 1 mit der Kurvenschar 3 entsprechen den Grenzfällen, wo die Hohlleiter in Volleiter übergehen.

Wandstärken nicht frei. — Bei rohrförmigen Hohlleitern aus Kupferband beginnt sich schon bei einer Wandstärke von 4,5 mm die Stromverdrängung bemerkbar zu machen, wie dies für verschiedene Leiterdurchmesser aus der Kurvenschar 3, Fig. 5, zu ersehen ist. Die untere Grenze der Wandstärke muss aus konstruktiven Gründen mit etwa 3 mm gewählt werden. Für die Gleichstromübertragung spielen diese Probleme keine Rolle. Hier verteilt sich der Strom gleichmässig über den ganzen Querschnitt, so dass der auf einem Leiter übertragbare Strom nur durch die Erwärmung und die Wirtschaftlichkeit begrenzt wird. (Die zulässige Erwärmungsgrenze liegt bei langen Leitungen immer über der

³⁾ Symposium on operation of the Boulder Dam transmission line: Cozzens u. Peterson, Corona experience on transmission line. Electr. Engng., Transactions, Vol. 58 (1939), Nr. 4, p. 137...140.

Wirtschaftlichkeitsgrenze.) Für die Gleichstromleitung kann daher für jede Spannung der Leiterquerschnitt und damit der Leiterstrom in einem viel grösseren Bereiche gewählt werden als bei Wechselstrom. Die Kosten einer Leitung, deren Leiterdurchmesser den Koronaverhältnissen entsprechend bestimmt wurde, ändern sich bei gleichbleibendem Durchmesser und verändertem Querschnitt nur wenig. Es ist daher für die Gleichstromübertragung bis zu sehr hohen Leistungen wirtschaftlich, die Spannung so zu wählen, dass die Leiter, als Vollseile hergestellt, sowohl hinsichtlich Strombelastung als auch Koronaspaltung ausgenützt werden. Zur Erhöhung der Koronafestigkeit der Vollseile können, wenn nötig, auch diese mit glatter Oberfläche hergestellt werden.

6. Isolation und Armaturen

Für die Betriebssicherheit einer Leitung spielt die Wahl der Isolatoren eine wichtige Rolle. Die Isolatoren sind wohl der am meisten gequälte Teil einer Leitung. Sie müssen sowohl elektrische als auch mechanische Stösse ohne Schaden aushalten. Zwei Bauarten von Freileitungsisolatoren stehen zur Zeit im Wettbewerb miteinander. Dies sind die Kappenbolzentypen und die Vollkern- oder Motorisolatoren. Bei den ersten wird die verhältnismässig dünne Porzellanschicht zwischen Bolzen und Kappe hauptsächlich auf Schub beansprucht, während bei den zweiten ein dicker Porzellankörper auf Zug beansprucht wird. In Europa gewinnt der Vollkernisolator immer mehr Anhänger. Seine Zuverlässigkeit, herrührend von der absoluten elektrischen Durchschlagsfestigkeit, verbunden mit der ständigen Verbesserung der mechanischen Eigenschaften des Porzellans haben dies bewirkt.

Der vor wenigen Jahren erschienene Motor-Longstabilisolator ermöglicht, Leitungen bis zu 110 kV Betriebsspannung mit einem einzigen Isolator auszurüsten. Mit den in Deutschland bis heute eingebauten beträchtlichen Mengen solcher Isolatoren wurden sehr gute Erfahrungen gemacht.

Es gibt heute noch verschiedene Ansichten darüber, wie die Isolation der Leitungen in elektrischer Beziehung bemessen werden soll. Einmal wird vorgeschlagen, die Isolation der zukünftigen Höchstspannungsleitungen so hoch zu wählen, dass Blitzschläge in die Leiter keinen Ueberschlag mehr erzeugen können. Andererseits wird verlangt, dass die Isolation der Leitungen mit der Isolation der übrigen Anlagen koordiniert werde, d. h. dass die Isolation der Betriebsspannung der Leitung angepasst werde. Für den vorliegenden Vergleich wurde die zweite Methode befolgt. Es wurden je nach der mechanischen Beanspruchung Motorisolatoren VK 4 oder VK 7 angenommen. Die elektrische Beanspruchung pro Element wurde für Gleichstrom und Wechselstrom mit höchstens 35 kV Scheitelwert der Leiterspannung gegen Erde angenommen. Die Stossüberschlagspannung der so gewählten Isolation entspricht etwa dem 7fachen und die Regenüberschlagspannung bei Betriebsfrequenz etwa dem 4fachen Wert der Phasenspannung. Es wurde also

die gleiche max. Beanspruchung der Isolatoren für Gleichstrom und Wechselstrom zugelassen. Die 20-jährigen Erfahrungen mit Hochspannungsgleichstromleitungen bis 125 kV (nach System Thury) haben gezeigt, dass keinerlei schädliche Einwirkung des Gleichstromes auf die Isolatoren befürchtet werden muss.

Durch die Entwicklung einer neuen Lichtbogen-schutzarmatur, des sogenannten Ringhorns, ist es gelungen, die Isolatoren für Spannungen bis ca. 150 kV derart gegen die Wirkung von Hochleistungslichtbogen zu schützen, dass in Versuchen mit schwersten Kurzschlusslichtbögen keine Beschädigung des Porzellans mehr erreicht werden konnte. Damit ist auch auf diesem Gebiete ein weiterer Schritt zur Erhöhung der Betriebssicherheit der Leitungen dieser Spannungsclassen gemacht. Für die höchsten Spannungen werden aus den damit gewonnenen neuen Erkenntnissen wirksame Armaturen entwickelt werden können. Da ihre Arbeitsweise hauptsächlich auf dem Einfluss des magnetischen Feldes auf den Lichtbogen beruht, kann ihre Wirksamkeit bei Gleichstrom nur verstärkt werden.

Die konstruktiven Fragen für Abspann- und Tragklemmen bieten nach den bereits gemachten Erfahrungen keine besonderen Schwierigkeiten. Es ist lediglich bei den höchsten Spannungen auch in allen Konstruktionsdetails darauf zu achten, dass keine kleineren Krümmungsradien als der Seilradius vorkommen.

7. Vergleich der Anlagekosten von Leitungen

Will man die Anlagekosten der Leitungen verschiedener Stromsysteme vergleichen, so darf man sich in bezug auf die Spannung nicht festlegen, denn es müssen für jede Uebertragungsleistung die Leitungen mit der wirtschaftlichsten Spannung verglichen werden. Dies verlangt, dass die Leitungskosten in Abhängigkeit von der Betriebsspannung der Leitungen ermittelt und aufgetragen werden, woraus sich dann die zu vergleichenden Leitungskosten entnehmen lassen.

Die Ermittlung der Anlagekosten für die berechneten Leitungen erfolgte auf der Preislage, die in der Schweiz vor dem Ausbruch des gegenwärtigen Krieges bestand. Es wurde angenommen:

Mastkonstruktionseisen, fertig bearbeitet und verzinkt	Fr. 600 pro Tonne
Kupfervollseile	» 1000 » »
Kupferhohlleiter	» 1200 » »
Fundamente samt Aushub	» 65 pr. m ³ Beton
Isolatoren VK 4	» 36 pro Stück
» VK 7	» 65 pro Stück

Landentschädigungen und Montagekosten wurden für schweizerische Verhältnisse im Mittelland berechnet.

Ein Teil der Resultate dieser Kostenberechnungen ist in den Kurvenblättern Fig. 6 und 7 zusammengefasst. Man sieht daraus die Abhängigkeit der Kosten für ein- und zweisträngige Leitungen von der Spannung für Voll- und Hohlseile. Es zeigt sich, dass für einen gegebenen Preis Leitungen für ver-

schiedene Betriebsspannungen gebaut werden können, je nach Wahl der Leiter.

Mit Hilfe solcher Kurven lässt sich unter Berücksichtigung des Einflusses anderer Faktoren, wie Endstationen usw., die Wirtschaftlichkeit der verglichenen Stromsysteme bestimmen⁴⁾.

Aber es lassen sich daraus auch andere wichtige Schlüsse ziehen; z. B. kann abgeklärt werden, bis zu welchen Spannungen die Verwendung von Vollseilen wirtschaftlicher ist als die Verwendung von Hohlseilen. Die Grenze zwischen dem Spannungsgebiet der Vollseile und demjenigen der Hohlseile ist dort zu finden, wo eine Leitung für eine gewisse Uebertragungsleistung bei gleichen Verlusten zu

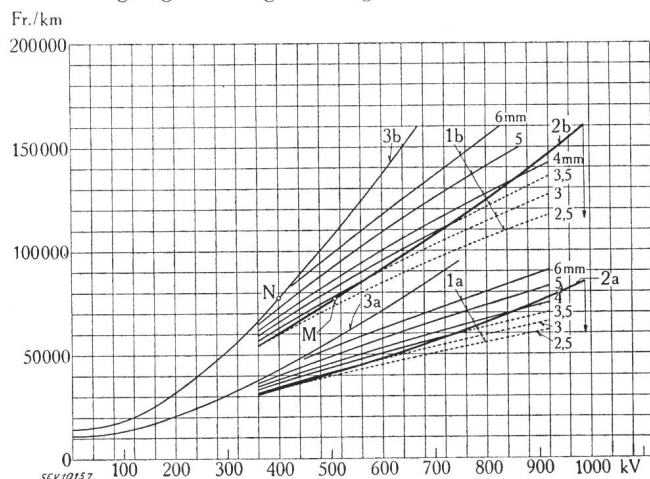


Fig. 6.

Anlagekosten von Gleichstromleitungen in Funktion der Betriebsspannung, mit Leitern, die für die Koronagrenze nach Fig. 4 dimensioniert sind

Abszissen: Betriebsspannung in kV.

Ordinaten: Kosten der Leitungen in Fr./km.

Kurvenscharen 1a und 1b: Kosten für Leitungen mit Hohlleitern verschiedener Wandstärken.

Kurven 2a und 2b: Grenzlinien der technisch verwendbaren Wandstärken. Die Wandstärken unterhalb dieser Linien lassen sich für die Hohlleiter vom nötigen Durchmesser nicht ausführen.

Kurven 3a und 3b: Kosten der Vollseileitung aus Kupfer. Indizes a für einsträngige Leitungen, Indizes b für zwei-strängige Leitungen.

Aus diesen Kurven lassen sich für die Leitungen die Grenzen der Wirtschaftlichkeit der Vollseile und Hohlseile bestimmen (Punkte N und M).

gleichen Kosten sowohl mit Vollseilen als auch mit Hohlseilen gebaut werden kann, d. h. also, dass die Leitungen bei gleichen Anlagekosten die gleiche Uebertragungsleistung besitzen und die gleichen Uebertragungsverluste verursachen. Diese Bedingung ist dann erfüllt, wenn für beide Leitungen die Produkte aus dem Quadrat der Betriebsspannung U und dem Leiterquerschnitt A gleich sind, also

$$U_1^2 \cdot A_1 = U_2^2 \cdot A_2$$

Nach Fig. 4 ist mit Rücksicht auf die Koronaverhältnisse jeder Betriebsspannung ein bestimmter Leiterdurchmesser zugeordnet, und aus konstruktiven Gründen sind die minimalen Leiterwandstärken für Hohlleiter für jeden Durchmesser

bestimmt (Fig. 6 und 7); es lässt sich also nun für jede Betriebsspannung sowohl Leiterdurchmesser als auch Leiterquerschnitt an Hand der Kurven bestimmen.

Auf diese Weise lässt sich ermitteln, dass für Gleichstromleitungen Kupfervollseile bis zu einer Spannung von 400 kV bei einem Leiterquerschnitt von 465 mm² wirtschaftlicher sind als Hohlseile und dass man bei Uebergang zu Kupferhohlseilen einen Spannungssprung machen muss und erst bei 510 kV und einem Leiterquerschnitt von 287 mm² zum gleichen Preis eine leistungs- und verlustgleiche Leitung bauen kann. Die betrachteten Gleichstromdoppelleitungen kosten dann 77 000 Fr./km. Diese

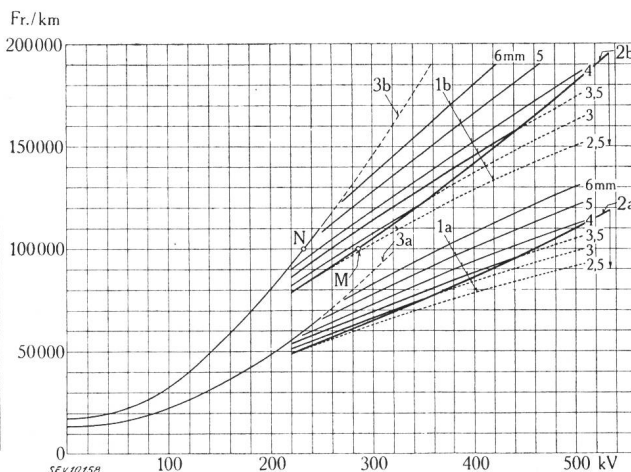


Fig. 7.

Anlagekosten von Drehstromleitungen in Funktion der Betriebsspannung, mit Leitern, die für die Koronagrenze nach Fig. 4 dimensioniert sind

Abszissen: Betriebsspannung (Effektivwerte) in kV.

Ordinaten: Kosten der Leitungen in Fr./km.

Kurvenscharen 1a und 1b: Kosten für Leitungen mit Hohlleitern verschiedener Wandstärken.

Kurven 2a und 2b: Grenzlinien der technisch verwendbaren Wandstärken. Die Wandstärken unterhalb dieser Linien lassen sich für die Hohlleiter vom nötigen Durchmesser nicht ausführen.

Kurven 3a und 3b: Kosten der Vollseileitung aus Kupfer. Indizes a für einsträngige Leitungen, Indizes b für zwei-strängige Leitungen.

Aus diesen Kurven lassen sich für die Leitungen die Grenzen der Wirtschaftlichkeit der Vollseile und Hohlseile bestimmen (Punkte N und M).

Leitungen sind in Fig. 6 durch die Kurvenpunkte N und M angedeutet. Dieses Ergebnis ist deswegen interessant, weil es zeigt, dass der Uebergang von Vollseilen zu Hohlseilen erst gerechtfertigt ist, wenn man bereit ist, gleichzeitig einen beträchtlichen Sprung in der Betriebsspannung zu machen. Berücksichtigt man auch die Rückwirkung dieses Spannungssprunges auf die Kosten der Stationen, so werden die Grenzpunkte noch höher hinaufgeschoben, so dass man heute für Gleichstromdoppelleitungen mit Kupferleitern etwa 450 kV als wirtschaftliche Grenze der Vollseile annehmen kann.

Für Drehstromleitungen können die Grenzpunkte auf analoge Weise ermittelt werden, sie liegen, zum Teil als Folge des Skineffektes, bei diesen Leitungen wesentlich tiefer, so dass schon oberhalb 235 kV Vollseile unwirtschaftlich werden. Der Uebergang zu den Hohlseilen bedingt hier einen Spannungssprung von 235 auf 286 kV. Die entsprechenden Punkte sind in der Fig. 7 ebenfalls

⁴⁾ Referat von Ch. Ehrensperger, Bulletin SEV 1942, Nr. 6, S. 145, u. Brown-Boveri-Mitt. vom 2. 10. 41: Der Vergleich der Wirtschaftlichkeit der Energie-Uebertragung auf weite Entfernungen mit Drehstrom und mit Gleichstrom.

mit N und M bezeichnet. Die Kosten dieser Doppelleitungen betragen 100 000 Fr./km. Für einsträngige Leitungen verschieben sich die Punkte etwas.

Diese Kurven und die daraus gezogenen Schlüsse gelten nur für die der Berechnung zu Grunde gelegten Materialpreise und Lohnansätze. Ändern sich diese, so müssen die Kurven neu ermittelt werden. Das gleiche gilt für die Verwendung anderer Materialien, z. B. wenn an Stelle der Kupferleiter Aluminiumleiter in Frage kommen. Nur auf Grund derartiger Kurven, die die Leitungskosten über ein

ziemlich grosses Spannungsgebiet angeben, lassen sich generelle Schlüsse über die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Stromsysteme ziehen. Entscheidungen von so weittragender Bedeutung, wie die Wahl neuer Stromsysteme, erfordern eine gründliche Abklärung der Probleme, da kein Werk den bis heute für alle Aufgaben so beliebten Drehstrom zu Gunsten des Gleichstroms für die Uebertragung auf grosse Distanzen verlassen wird, ohne sicher zu sein, dass die erwarteten Vorteile sich auch einstellen. (Fortsetzung des Berichtes folgt.)

Kraftwerk Birsfelden

Mitgeteilt vom *EW Basel*

621.311.21(494.23)

Am 20. Februar 1942 haben die beiden Regierungen der Kantone Basel-Stadt und Basel-Land die Eingabe eines Konzessionsgesuches für das Kraftwerk Birsfelden beschlossen. Das von dem Ingenieurbureau O. Bosshardt, Basel, ausgearbeitete Konzessionsprojekt sieht die Ausnützung der Rhein-strecke oberhalb der Stadt Basel bis zu den Kraftwerken Augst-Wyhlen vor. Die untere Grenze dieser Stromstrecke ist durch die Konzessionsstrecke des Kraftwerks Kembs (Birmündung) und die obere Grenze durch die Ausmündung der Ablaufkanäle der Kraftwerke Augst-Wyhlen gegeben. Stauwehr und Maschinenhaus kommen etwa 650 m oberhalb der untern Konzessionsgrenze zu liegen, damit für die Schifffahrt zwischen der Eisenbahnbrücke und der Einfahrt in den untern Vorhafen der Schiffschleuse trotz des dazwischen liegenden Mündungsdeltas der Birs eine genügend lange Manövriere-strecke geschaffen werden kann. Das auf dieser Flußstrecke vorhandene Gefälle soll durch Ausbaggern für die Kraftgewinnung nutzbar gemacht werden. Energiewirtschaftliche Betrachtungen zeigen ferner, dass es für die Gesamtenergieerzeugung der Kraftwerke Augst-Wyhlen und Birsfelden günstiger ist, wenn für das Kraftwerk Birsfelden der Rhein nicht nur bis zur erwähnten oberen Grenze gestaut wird, sondern wenn auch noch ein gewisser Einstau in die Kraftwerke Augst-Wyhlen erfolgt.

Das Projekt umfasst ein 155 m langes, senkrecht zur Achse des Rheinbettes gelegenes Stauwehr (Schützenwehr) mit 5 Oeffnungen von 27 m Durch-flussweite. Direkt an dieses angeschlossen und in der gleichen Achse liegend, befindet sich linksufrig das Maschinenhaus. Vorgesehen sind 4 vertikal-achsige Maschinengruppen, bestehend aus Kaplan-turbinen, Drehstromgeneratoren und Erregerma-schinen. Die installierte Leistung wird mit ca. 60 000 kW angegeben. Das Nettogefälle der Turbinen be-trägt bei Mittelwasser ($Q = 1000 \text{ m}^3/\text{s}$) 6,8 m, steigt bei gewöhnlichem Niederwasser ($Q = 500 \text{ m}^3/\text{s}$) auf 8,0 m und sinkt bei Hochwasser ($Q = 3000 \text{ m}^3/\text{s}$) auf 3,8 m. Bei einem Ausbau auf $1200 \text{ m}^3/\text{s}$, einer Rheinwassermenge, die an 130 Tagen überschritten wird, ergibt sich eine jährliche Energieproduktion von ca. 410 Millionen kWh. Nach Abzug der den Kraftwerken Augst-Wyhlen als Einstau-Entschädi-

gung zufallenden Quote verbleibt dem Kraftwerk Birsfelden eine mittlere jährliche Produktions-möglichkeit von ca. 345 Millionen kWh, wovon 148 Millionen kWh im Winterhalbjahr und 197 Millio-nen kWh im Sommerhalbjahr.

Nach den bei der Erstellung des Kraftwerkes Dogern getroffenen Vereinbarungen entfällt die ganze verfügbare Energie des Kraftwerks Birs-felden für die Dauer der Konzession an die Schweiz.

Für die Schifffahrt dient ein linksufrig gelegener Schifffahrtskanal mit einer Schleuse, welche die grössten für die projektierte Schifffahrtsstrasse Basel-Bodensee in Betracht kommenden Rheindampfer und Schleppdampfer befördern kann.

Bei der Ausarbeitung des Projektes musste dar-auf Rücksicht genommen werden, dass durch den Bau des Werkes die Schifffahrt auf dem Rhein vor-aussichtlich nicht unterbrochen werden darf. Aus diesem Grunde wurden die Wehröffnungen relativ sehr gross bemessen. Die Schifffahrtsanlage soll gleich-zeitig mit den Anlagen des Kraftwerks erstellt wer-den. Als Bauzeit für das Kraftwerk und die Schiff-fahrtsanlage werden 5 Jahre angegeben.

Die Baukosten wurden 1933 auf ca. 40 Millionen Franken veranschlagt. Seither sind aber verschie-dene Änderungen, hauptsächlich mit Rücksicht auf die Schifffahrt, an dem damaligen Projekt ge-troffen worden; ebenso sind inzwischen auch die Preise für Material und die Arbeitslöhne gestiegen.

Die ersten Vorschläge zur Ausnützung des Rhein-gefälles bei Birsfelden stammen schon aus der Mitte der achtziger Jahre des vorigen Jahrhunderts. Seit-her ist die Frage des Baues dieses Werkes nie mehr verstummt, und es wurden, teils im Auftrage der Regierungen der Kantone Basel-Land und Basel-Stadt, verschiedene Projekte ausgearbeitet, so u. a. auch im Jahre 1933 ein Projekt von Ingenieur O. Bosshardt. Mit Rücksicht auf die schon bald darauf veränderten wirtschaftlichen Verhältnisse musste dieses Projekt damals aber zurückgestellt werden.

Die Vorarbeiten für das definitive Projekt sollen nun so rasch als möglich gefördert werden, damit alles vorbereitet ist, um mit dem Bau sofort begin-nen zu können, sobald die Umstände dies angezeigt erscheinen lassen.