

**Zeitschrift:** Bulletin de l'Association suisse des électriciens  
**Herausgeber:** Association suisse des électriciens  
**Band:** 12 (1921)  
**Heft:** 11

**Rubrik:** Bericht über die Diskussionsversammlung des S.E.V. über Bau und Betrieb von Höchstspannungsleitungen

### **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:** 17.04.2026

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

# SCHWEIZ. ELEKTROTECHNISCHER VEREIN

# BULLETIN

## ASSOCIATION SUISSE DES ÉLECTRICIENS

Erscheint monatlich,  
im Januar dazu die Beilage „Jahresheft“.

Alle den Inhalt des „Bulletin“ betreffenden Zuschriften  
sind zu richten an das

**Generalsekretariat  
des Schweiz. Elektrotechnischen Vereins**  
Seefeldstrasse 301, Zürich 8 — Telephon: Hottingen 7320,  
welches die Redaktion besorgt.

Alle Zuschriften betreffend **Abonnement, Expedition  
und Inserate** sind zu richten an den Verlag:

**Fachschriften-Verlag & Buchdruckerei A.-G.**  
Stauffacherquai 36/38 Zürich 4 Telephon Selnau 7016

Ce bulletin paraît mensuellement. — „L'Annuaire“ est  
distribué comme supplément dans le courant de janvier.

Prière d'adresser toutes les communications concernant  
la matière du „Bulletin“ au

**Secrétariat général  
de l'Association Suisse des Electriciens**  
Seefeldstrasse 301, Zurich 8 — Telephon: Hottingen 7320  
qui s'occupe de la rédaction.

Toutes les correspondances concernant les **abonnements,  
l'expédition** et les **annonces**, doivent être adressées à l'éditeur

**Fachschriften-Verlag & Buchdruckerei S. A.**  
Stauffacherquai 36/38 Zurich 4 Téléphone Selnau 7016

Abonnementspreis (für Mitglieder des S. E. V. gratis)  
für Nichtmitglieder inklusive Jahresheft:  
Schweiz Fr. 20.—, Ausland Fr. 25.—  
Einzelne Nummern vom Verlage Fr. 2.— plus Porto.

Prix de l'abonnement annuel (gratuit pour les membres de  
l'A. S. E.), y compris l'Annuaire Fr. 20.—  
pour la Suisse, Fr. 25.— pour l'étranger.  
L'éditeur fournit des numéros isolés à Fr. 2.—, port en plus.

XII. Jahrgang  
XII<sup>e</sup> Année

**Bulletin No. 11**

November 1921  
Novembre 1921

### **Bericht über die Diskussionsversammlung des S. E. V. über Bau und Betrieb von Höchstspannungsleitungen.**

Montag, den 26. September 1921, vormittags 8 Uhr 15 in den Uebungssälen der Tonhalle, Zürich.

Die Versammlung war von ca. 200 Mitgliedern besucht. Der Präsident des S. E. V., Dr. Ed. Tissot, eröffnete die Sitzung 8 Uhr 15 und erteilte sofort dem ersten Referenten, Herrn *Ing. Perrochet*, Direktor der Schweizerischen Eisenbahnbank in Basel, das Wort zu seinem Referat über:

#### **Des isolateurs pour très hautes tensions.**

Monsieur le président, Messieurs, chers collègues!

Parmi les problèmes techniques qui se posent à l'ingénieur chargé d'élaborer les projets d'un transport d'énergie électrique à distance et à très haute tension, la question du choix des isolateurs est certainement, à l'heure actuelle encore, une des plus difficiles à résoudre.

Les considérations qui suivent s'appliquent aux grands réseaux électriques de jonction, appelés plus brièvement, superréseaux, pour tensions de 100 000 volts et au-dessus.

#### *Délimitation de l'emploi des isolateurs rigides et des isolateurs à suspension d'après la tension de service.*

A partir de la tension de 70 000 volts environ, la question de l'isolateur des lignes aériennes pose des conditions qui ne peuvent plus être remplies par l'isolateur rigide. Pour obtenir la sécurité indispensable contre l'amorçage de l'arc extérieur, l'isolateur rigide augmente en dimensions et en poids dans une mesure telle, que son emploi n'est plus rationnel, tant au point de vue du prix que de sa fixation et de la charge sur les supports et pylônes. Les dimensions de l'isolateur

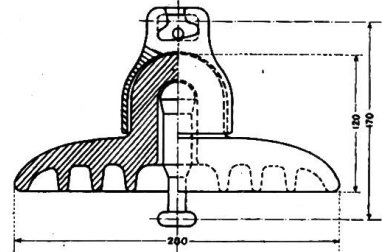
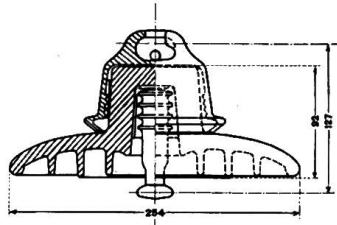
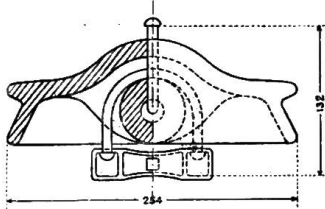
1<sup>e</sup> Catégorie.

2<sup>e</sup> Catégorie.

Hewlett  
(Type américain)

Ohio-Brass  
(No. 25620)

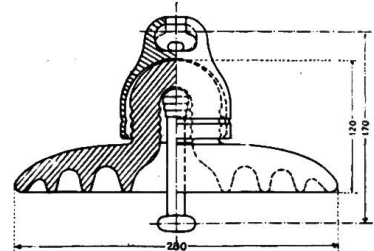
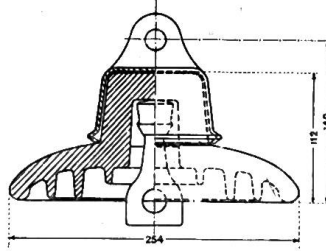
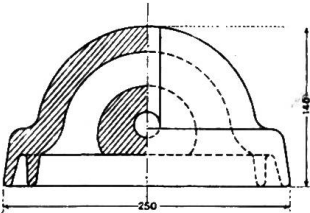
Hermsdorf  
(J 1710 c)



Hewlett  
(Type allemand)

Locke  
(No. 5800)

Rosenthal  
(No. 10288)



Hewlett  
(Type américain)

Hewlett  
(Type allemand)

Ohio-Brass  
(No. 25620)

Locke  
(No. 5800)

Hermsdorf  
(J 1710 e)

Rosenthal  
(No. 10288)

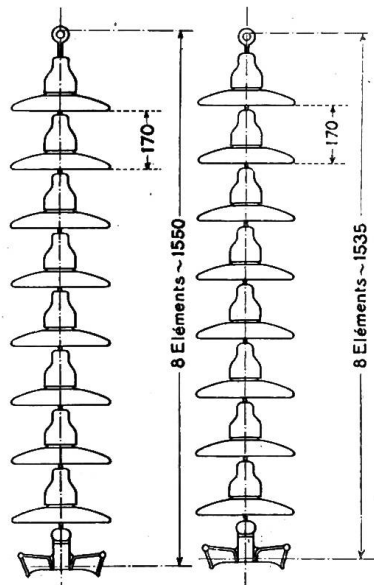
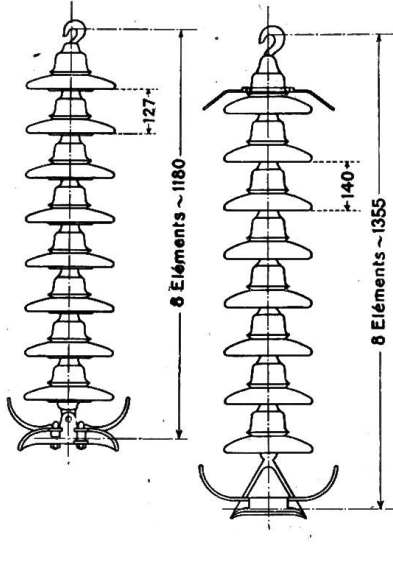
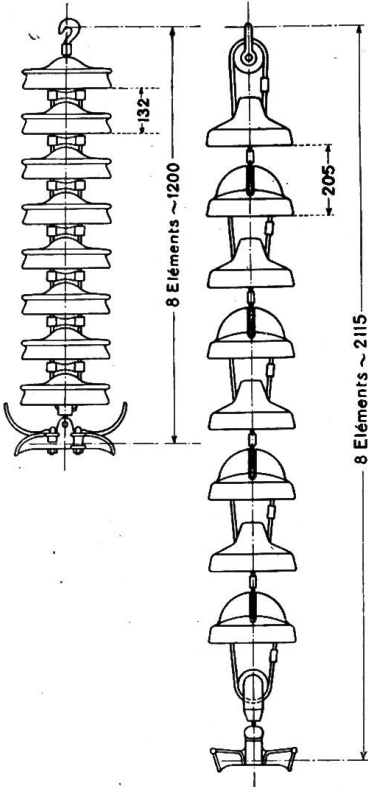


fig. 1a

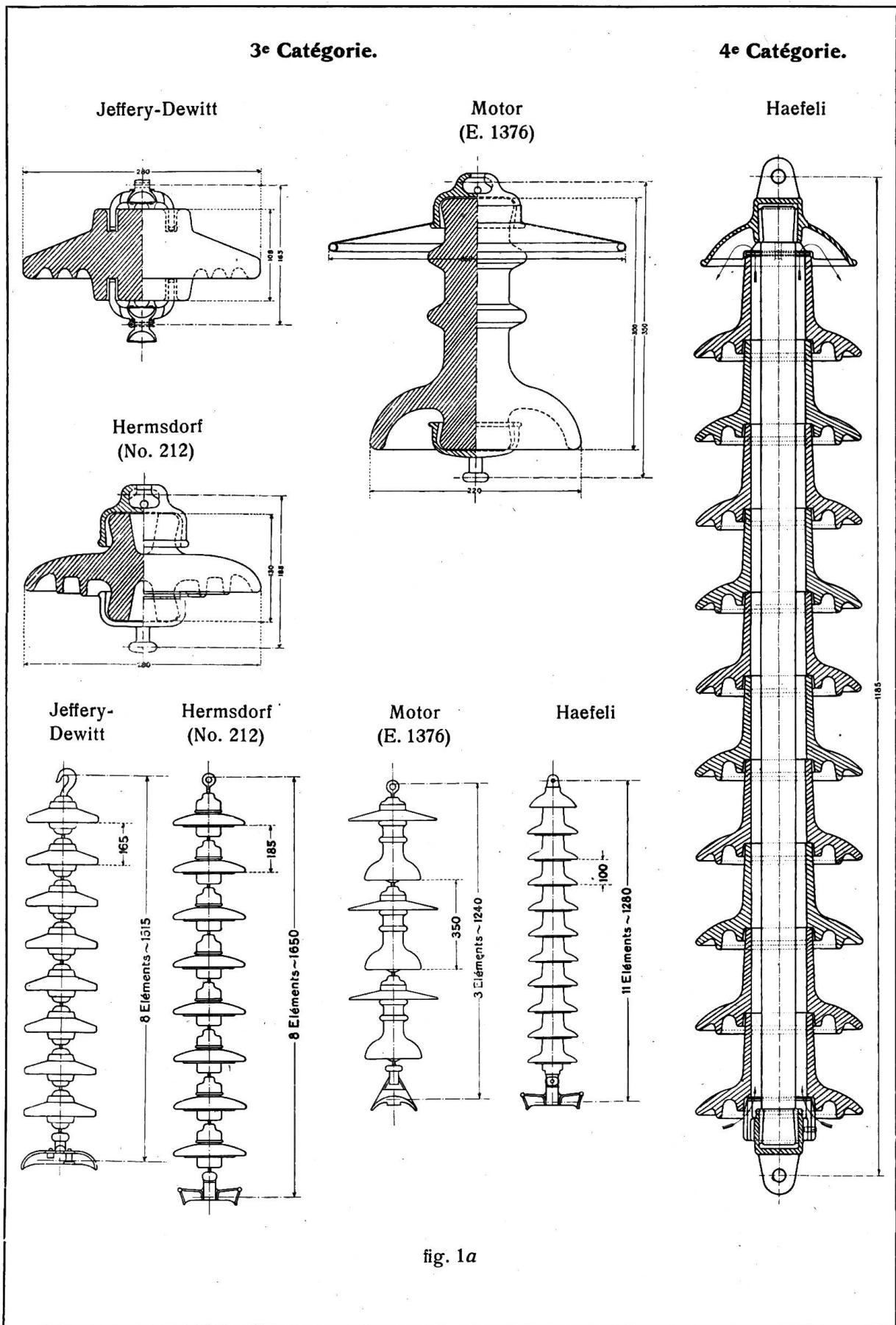


fig. 1a

rigide croissent dans une proportion plus rapide que la tension, parce que la longueur de l'arc d'amorçage est fonction d'une puissance de la tension comprise entre 1 et 3<sup>1)</sup>.

Entre 50 000 et 70 000 volts il convient déjà d'examiner, quand il s'agit d'un réseau nouveau, s'il y a convenance à donner la préférence à l'isolateur suspendu.

Les quelques exemples infirmant ces conceptions, tels la ligne du Pescara à 88 000 volts en Italie, les propositions de Benischke<sup>1)</sup> recommandant des isolateurs rigides en 5 pièces pour 120 kV, en 4 pièces pour 100 kV et en 3 pièces pour 80 kV, ou la mise en série d'isolateurs rigides superposés, ne paraissent pas devoir être imités.

Dans l'état actuel de la technique, l'isolation des lignes de superréseaux ne peut être envisagée qu'en mettant en série des isolateurs de dimensions relativement réduites, constituant des chaînes destinées à être suspendues, c'est-à-dire au moyen d'isolateurs à suspension.

#### *Catégories d'isolateurs à suspension courants et spéciaux.*

On peut ranger les isolateurs suspendus dans 4 catégories :

- 1<sup>o</sup> les isolateurs à disque à armatures non scellées,
- 2<sup>o</sup> les isolateurs à calotte et tiges métalliques scellées,
- 3<sup>o</sup> les isolateurs à double tête avec griffes ou calottes scellées,
- 4<sup>o</sup> les isolateurs à bâton ou tube suspendu.

Les *isolateurs de la première catégorie* à armatures non scellées sont ceux du type américain Hewlett, fabriqués par la Thomas and Sons Co., sur un brevet de la General Electric Co., ainsi que par les maisons allemandes Hermsdorf, Rosenthal, Schomburg, etc.

Les *isolateurs de la seconde catégorie* à calottes et tiges métalliques scellées (Type „Cap and Pin“ des américains) sont fabriqués et offerts par les maisons américaines Ohio-Brass Co. de Manfield, The Locke Insulator MFG Co. de Victor et les principales fabriques allemandes Hermsdorf, Rosenthal, Schomburg, ou la fabrique italienne, Soc. Ceramica Richard Ginori.

Les *isolateurs de la 3<sup>e</sup> catégorie* sont représentés par l'isolateur Jeffery-Dewitt, par le modèle No. 212 de Hermsdorf, ou modèles analogues d'autres fabricants, par les modèles spéciaux de la Soc. Motor No. E 1376 fabriqués jusqu'ici par Hermsdorf, ou les modèles Prinetti<sup>2)</sup> — ou Venturini<sup>3)</sup> fabriqués par la Soc. Richard Ginori.

Les *isolateurs de la 4<sup>e</sup> catégorie* constitués par une pièce isolante allongée suspendue, ont été construits d'abord en Amérique avec un bâton en bois comme isolant, ou avec un tube en micarta par la maison Byllesty à Chicago<sup>4)</sup> et dernièrement par la Soc. Haefely de Bâle.

#### *Propriétés et inconvénients des isolateurs des différentes catégories.*

Les *isolateurs du type Hewlett*, les premiers en date (1906) sont attrayants au premier abord parce qu'ils ne présentent pas de scellement, que les attaches de jonction des éléments empêchent la rupture de la chaîne en cas de rupture de la porcelaine et que cette dernière ne paraît être sollicitée qu'à la compression. En réalité, il y a aussi une sollicitation au cisaillement au bord des attaches. Néanmoins, ces isolateurs ont été et sont relativement peu employés en Amérique comme en Europe parce qu'ils présentent plusieurs inconvénients. La répartition du flux électrique dans et sur les éléments est défavorable du fait de la forme compliquée de l'isolateur; la contrainte est très grande dans la partie de la porcelaine comprise entre les attaches et dans le voisinage de celles-ci, ce qui fait que la tension de perforation est pratiquement voisine de la tension d'amorçage de l'arc extérieur. L'isolateur Hewlett a une faible capacité: ( $1 \cdot 10^{-5}$  MF contre  $3,8 \cdot 10^{-5}$  MF d'après Rosenthal pour les isolateurs à calotte et tige;) elle est environ 4 fois moindre que

1) Benischke E. T. Z. 1917, page 433.

2) Elettrotecnica 1920, page 89.

3) Elettrotecnica 1920, page 174.

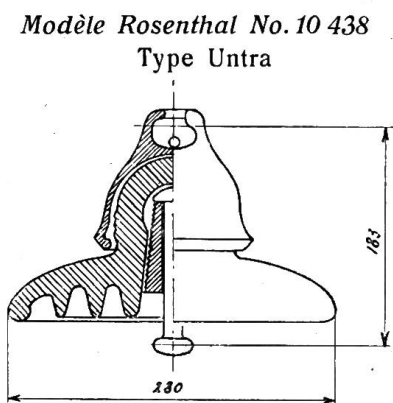
4) E. T. Z. 1917, page 519.

celle des isolateurs courants à calotte et tige. Cette propriété entraîne une répartition plus inégale du potentiel entre les différents éléments constituant une chaîne que pour d'autres modèles.

Les *isolateurs à calottes et tiges* sont le plus communément employés et sont offerts presque par tous les fabricants. Lancés par la Ohio Brass Co. ils diffèrent essentiellement des isolateurs Hewlett du fait des scellements entre les armatures métalliques et l'isolateur.

La présence de quatre substances ayant un coefficient de dilatation différent (porcelaine  $3,6 \cdot 10^{-6}$  à  $4,9 \cdot 10^{-6}$ , ciment  $11 \cdot 10^{-6}$ , émail  $4,0$  à  $4,4 \cdot 10^{-6}$ , fer  $11 \cdot 10^{-6}$ ) et des propriétés physiques différentes, (conduction, absorption de la chaleur, etc.) fut la cause principale des nombreux cas de détérioration que présentèrent après peu de mois ou d'années d'exploitation ces isolateurs et jetèrent sur ce modèle un certain discrédit. Grâce au fait qu'ils ont été largement employés, les fabricants ont profité de nombreuses expériences les mettant à même de déterminer exactement les causes des défauts constatés et d'y porter remède. La qualité de la porcelaine, plus dure et peut-être plus cassante des isolateurs de provenance allemande, constituée par une pâte plus molle pour les isolateurs américains, ne paraît pas devoir être incriminée. Les perfectionnements apportés ont trait principalement au scellement des armatures métalliques à la porcelaine en offrant aux différents corps en présence la possibilité de se dilater librement et sans inconvénient. La calotte métallique n'appuie plus par son bord inférieur sur le chapeau en porcelaine de l'isolateur. Les parties de l'isolateur destinées à recevoir un scellement ne sont plus cannelées, mais droites et enduites à chaud d'une mince couche de sable, constituée par de la porcelaine pilée, recouverte elle-même d'un enduit élastique ayant la consistance du caoutchouc. Cette couche, tout en permettant au ciment d'adhérer à la porcelaine, est censée servir d'organe intermédiaire pour éviter des efforts excessifs sur la porcelaine. Le liant au ciment n'a qu'une faible longueur, celle d'encastrement de la tige, et une faible épaisseur. Le reste de l'intervalle entre ferrures et porcelaine est rempli par de la cire ou autre substance analogue. On interpose en outre une rondelle de carton entre l'extrémité de la tige et la porcelaine. La partie de la tige à sceller est paraffinée et pourvue d'entailles circulaires profondes pour assurer la solidité du scellement.

Conformant leurs isolateurs aux lois de l'électrostatique, les maisons allemandes donnent une forme sphérique à la partie de l'isolateur qui pénètre sous la calotte métallique. La tige n'est pas filetée, mais droite, et les fabricants se sont ingénies à éviter tout effort excessif du ciment ou des ferrures sur la porcelaine. L'emploi de couche élastique sous forme d'enduit, laque ou paraffine, réduit la résistance mécanique de l'isolateur monté, mais permet encore d'atteindre 2500 kg pour l'isolateur suspendu courant et 3000 kg pour celui d'amarrage.



Un modèle d'isolateur récent, sur lequel la maison Rosenthal a cherché à réaliser les dernières finesses, est représenté par la fig. 1 b. C'est le modèle no. 10 438 analogue à celui employé pour la ligne de Untra à Stockholm. Dans cet isolateur, les parties de la porcelaine destinées à être scellées sont lisses et enduites d'une mince couche de cuivre appliquée galvanique-

ment ou par le procédé Schoop et remplacée dernièrement par une couche de graphite; cette couche est censée assurer une meilleure répartition du champ électrique. Pour obtenir une certaine élasticité entre porcelaine et ciment, la couche en cuivre ou en graphite est laquée ou paraffinée. L'ouverture recevant la tige de scellement s'évase coniquement dans la partie inférieure pour permettre au ciment de se dilater librement et atténuer l'effet de la dilatation radiale de la tige. Des coins en

porcelaine occupent la plus grande partie de l'espace compris entre tige et porcelaine, réduisant ainsi au minimum l'épaisseur du ciment. Deux petites pièces en laiton faisant ressort et s'appuyant sur une rondelle de liège assurent le contact métallique entre calotte et porcelaine et entre porcelaine et tige et amortissent l'effort vertical des armatures sur la porcelaine. La tige et la calotte métallique sont paraffinées au contact des scellements constitués par un mastic spécial. Cet isolateur offrirait néanmoins une résistance mécanique de 5000 kg d'après les essais faits par l'ingénieur suédois Laurell.

Je mentionne encore les tentatives des fabricants allemands de supprimer complètement les scellements au ciment ou mastics analogues pour les remplacer par des jonctions purement mécaniques qui ont l'inconvénient de ne pas répartir les efforts, tant mécaniques qu'électriques d'une manière uniforme sur les surfaces de contact. Pour obtenir une répartition convenable du champ électrique, il est nécessaire de réunir par une couche conductrice la porcelaine à l'armature métallique afin d'éviter la ionisation de l'air renfermé entre la porcelaine et l'armature.

L'isolateur à calotte et tige est supérieur à l'isolateur Hewlett au point de vue de la sollicitation électrique de la porcelaine; il présente une tension de perforation plus élevée que ce dernier, une répartition meilleure du potentiel entre les différents éléments d'une chaîne, et en général une longueur de chaîne moindre pour un même nombre d'éléments. L'inconvénient de la présence de scellements est incontestable, mais les mesures prises pour y remédier paraissent devoir donner satisfaction, quoique la tige métallique inférieure puisse produire en se dilatant dans le sens de la section une pression sur la porcelaine. Les fabricants d'isolateurs à calotte et tige prétendent que le bris d'éléments n'entraîne pas la rupture de chaîne par suite de la forme donnée aux calottes, à la porcelaine et à la tige qui restent coincées sans se détacher l'une de l'autre.

Les *isolateurs à double tête* sont d'apparition récente. Ceux aux armatures formées de deux calottes métalliques sont de fabrication allemande, ceux aux armatures en forme de griffes scellées dans la porcelaine sont américains et fabriqués par Jeffery-Dewitt Insulator Co. à Huntington (Virginie). Ces griffes se terminent par un nez s'emboîtant dans la cavité de la porcelaine spécialement aménagée à cet effet. L'espace libre est ensuite rempli d'un alliage à base de plomb.

Cette catégorie d'isolateurs à double tête et Jeffery-Dewitt se distinguent par la robustesse de la cloche en porcelaine. La partie centrale de l'isolateur est cependant sollicitée à la traction, mais la construction massive de l'isolateur et ses dimensions paraissent maintenir l'effort spécifique dans des limites convenables, pour autant qu'on puisse obtenir une porcelaine compacte et homogène, avec d'aussi fortes épaisseurs, ce qui n'est pas encore confirmé par une longue expérience. Il y a lieu de remarquer que les griffes de l'isolateur Jeffery-Dewitt peuvent provoquer des fissures de la porcelaine si le scellement est défectueux et ne leur permet pas de se dilater librement. Un bris de la porcelaine entraîne fatalement la rupture de la chaîne.

Je ne parlerai qu'en passant de l'isolateur de la Société Motor qui est aussi un isolateur à deux têtes, mais de dimensions beaucoup plus considérables, ainsi que des isolateurs Prinetti et Venturini qui s'inspirent plus ou moins des mêmes principes, tous ces modèles étant encore à l'essai. Ils présentent également le danger de rupture de la chaîne pour chaque détérioration d'élément. Les isolateurs de la Société Motor seront en outre très coûteux pour des tensions de service qui ne sont pas multiples de la tension élémentaire moyenne de 40 000 volts.

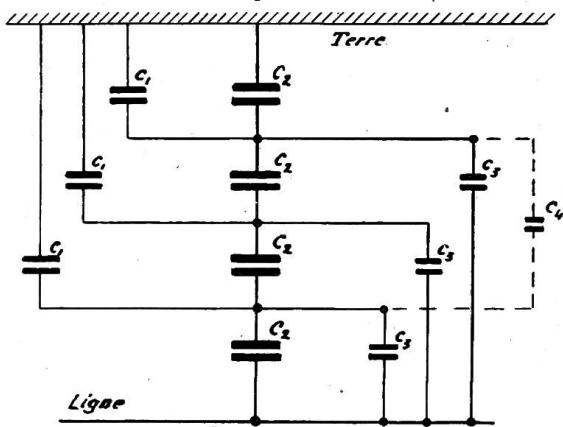
Les *isolateurs de la 4<sup>e</sup> catégorie*, à bâton ou tube suspendu, sont constitués par une matière isolante centrale en une seule pièce allongée recouverte d'éléments en verre, porcelaine ou autre substance, destinés à protéger l'isolant contre les intempéries. Les Américains ont employés le bois imprégné comme isolant, d'autres fabricants, comme la Maison Hæfely de Bâle, emploient leurs isolants particuliers.

Les essais américains n'ont pas donné de bons résultats, le bois se cassant rapidement; on ne peut pas encore conclure sur la valeur des isolateurs de cette catégorie à isolants autres que le bois parce qu'ils ne sont pas encore sortis de la période d'essai; on se rend compte cependant que ce type d'isolateur, par sa construction même, doit offrir une grande résistance tant mécanique qu'électrique, à condition que les protections employées contre les détériorations de l'isolant soient efficaces.

#### Répartition de la tension sur les divers éléments composant une chaîne d'isolateurs.

La tension sur les divers éléments composant une chaîne d'isolateurs ne se répartit pas uniformément. Il faut en rechercher la raison principalement dans le fait que la capacité élémentaire totale varie d'un élément à l'autre de la chaîne. Ce fait est dû à l'influence des capacités partielles, l'une  $c_1$  par rapport à la terre ou à l'ambient, l'autre  $c_2$ , par rapport aux autres éléments, la troisième,  $c_3$ , par rapport à la ligne (fig. 2).

Schéma de la répartition des capacités d'une chaîne de quatre éléments.



- 3 Capacités  $c_1$  par rapport à la terre.
- 4 Capacités  $c_2$  entre calottes et tiges.
- 3 Capacités  $c_3$  par rapport à la ligne.
- 1 Capacité  $c_4$  intermédiaire.

fig. 2

Les éléments voisins de la ligne, c'est-à-dire du conducteur donnant lieu à un courant de capacité plus grand que ceux rapprochés du support ou de la terre, sont soumis à une plus grande différence de potentiel que ces derniers, l'élément immédiatement voisin du conducteur étant en général le plus chargé.

Rüdenberg <sup>1)</sup> a déterminé par le calcul la distribution du potentiel le long de la chaîne d'isolateurs; il a montré, en négligeant la capacité partielle  $c_3$  par rapport à la ligne dont l'influence est moindre, que cette distribution dépend du rapport  $\sqrt{\frac{c_1}{c_2}}$  qui caractérise les propriétés d'une chaîne d'isolateurs.

Au fur et à mesure que ce rapport augmente, la répartition de la tension entre les différents

éléments s'éloigne de la proportionnalité. Pour corriger, partiellement au moins, cette inégalité de répartition, il faut chercher à réduire la valeur du rapport  $c_1/c_2$ , ce qui peut être obtenu par l'une des méthodes suivantes:

1<sup>o</sup> en augmentant la valeur des capacités  $c_2$  des éléments, tout en maintenant invariables les capacités  $c_1$  par rapport à la terre,

2<sup>o</sup> en augmentant les capacités des isolateurs successifs dans la proportion de la grandeur du courant qui les traverse; c'est la méthode désignée généralement sous le nom de „nivellement de la différence de potentiel“,

3<sup>o</sup> en neutralisant les capacités par rapport à la terre au moyen d'un écran de différentes formes relié à la ligne; c'est la méthode dite „du bouclier“.

Une application de la première méthode se trouve réalisée par l'emploi de chapeaux métalliques en contact immédiat avec la porcelaine.

La seconde méthode a été appliquée par les maisons allemandes pour des installations suédoises. L'accroissement des capacités  $c_2$  a été obtenu, pour des isolateurs à calotte et tige, par un accroissement progressif des diamètres des tiges et une diminution progressive des épaisseurs de la cloche en porcelaine, au fur et à mesure que l'élément se rapproche de la ligne. Il peut s'obtenir également en combinant pour une même chaîne des éléments d'isolateurs de divers modèles, ayant des dimensions et des capacités différentes. La maison Schomburg a breveté un

<sup>1)</sup> E. T. Z. 1914, pages 412-414.

dispositif comportant des éléments Hewlett dans la partie supérieure de la chaîne voisine de la terre et des éléments du type calotte et tige dans la partie inférieure rapprochée de la ligne.<sup>1)</sup> On peut employer également des chapeaux métalliques de dimensions variables en contact immédiat avec les éléments.

La 3<sup>me</sup> méthode trouve son application dans l'emploi d'antennes, de cornes ou d'anneaux connectés à la ligne et se rapprochant de l'élément inférieur. Pour les tensions de 150 kV, et au-delà, les Américains préconisent en outre l'emploi d'antennes placées au-dessus des chaînes d'isolateurs et reliées aux consoles des pylônes.<sup>2)</sup>

Les deux premières méthodes exigent l'emploi de pièces spéciales ou d'un certain nombre de modèles d'isolateurs. Elles obligent à tenir en magasin un grand nombre de pièces de rechange, et compliquent les remplacements d'isolateurs défectueux. La méthode du bouclier n'exige pas l'emploi d'un modèle spécial, elle a

Répartition de la tension entre les éléments d'une chaîne de 12 isolateurs Hewlett.

D'après Peek.

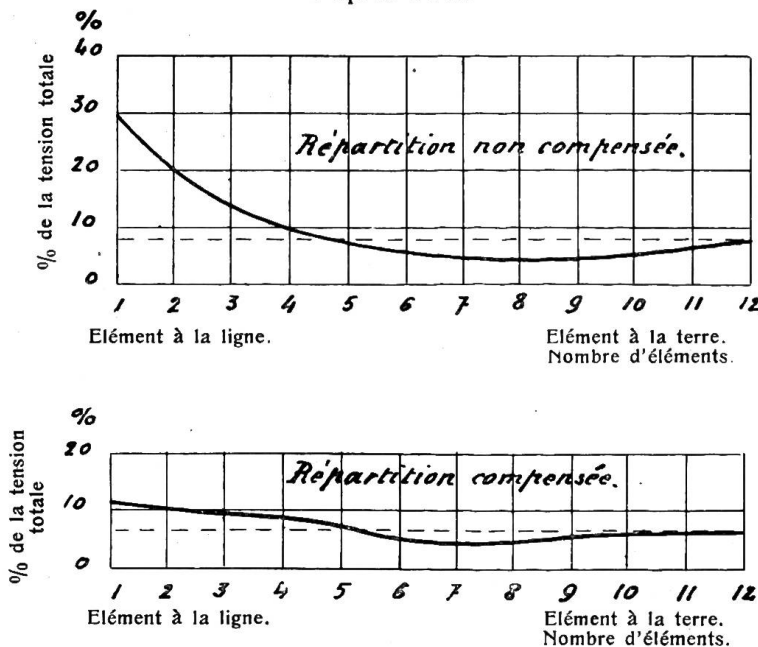


fig. 3

l'avantage en outre d'empêcher la production d'arc au contact de la chaîne, grâce au dispositif protecteur constitué par les antennes ou les cornes.

Il ressort de l'examen des courbes publiées par Rüdénberg<sup>3)</sup> que pour les valeurs du rapport de  $c_1/c_2$ , supérieures à  $1/20$ , ce qui est le cas des modèles courants d'isolateurs, il n'y a qu'un faible bénéfice à augmenter le nombre des éléments d'une chaîne au-dessus de 6 ou de 7, parce que la diminution de tension corrélative sur les éléments voisins du conducteur est insignifiante. Néanmoins, les Américains emploient des chaînes de 7 à 8 éléments pour 110 kV, de 8 à 9 éléments pour 130 kV sans dispositif de compensation. Ils utilisent des chaînes de 9 à 11 éléments pour 150 kV et en prévoient de 14 à 15 pour 220 kV avec dispositif de compensation, comme ceux décrits plus haut. Les calculs de Rüdénberg négligent certains facteurs dont l'influence quoique minime, est cependant apparente. On peut s'en rendre compte en examinant les courbes de la répartition du potentiel pour différentes chaînes d'isolateurs Hewlett publiées par Peek<sup>4)</sup> et par le Suédois Ljungdahl pour différentes chaînes d'isolateurs du type calottes et tiges de Ohio-Brass et reproduites par les figures 4 et 5.

Les six premiers éléments des chaînes d'isolateurs Hewlett, composées de 7 à 15 éléments, prennent des 90% aux 78% de la tension totale appliquée, tandis que ce pourcentage descend à 82-61% pour les chaînes composées d'isolateurs Ohio-Brass. On voit donc pour ce dernier modèle d'isolateurs surtout que le nombre de 7 éléments peut être dépassé avec profit.

1) E. T. Z. 1921, page 485.

2) Baum, Electrical World, 25 juin 1921, page 1477.

3) E. T. Z. 1914, page 413.

4) J. A. I. E. E., juillet 1920.

Les mesures effectuées par Petersen, <sup>1)</sup> par Peek <sup>2)</sup> par Buske <sup>3)</sup> et par Ljungdahl montrent que l'élément le plus rapproché du conducteur (à partir des chaînes de 4 éléments) supporte les 35 à 18% de la tension totale appliquée à la chaîne. Les pourcentages les plus élevés se rapportent aux chaînes d'isolateurs du type Hewlett,

*Répartition de la tension entre les éléments de chaîne formées d'isolateurs Hewlett.*

D'après Peek.

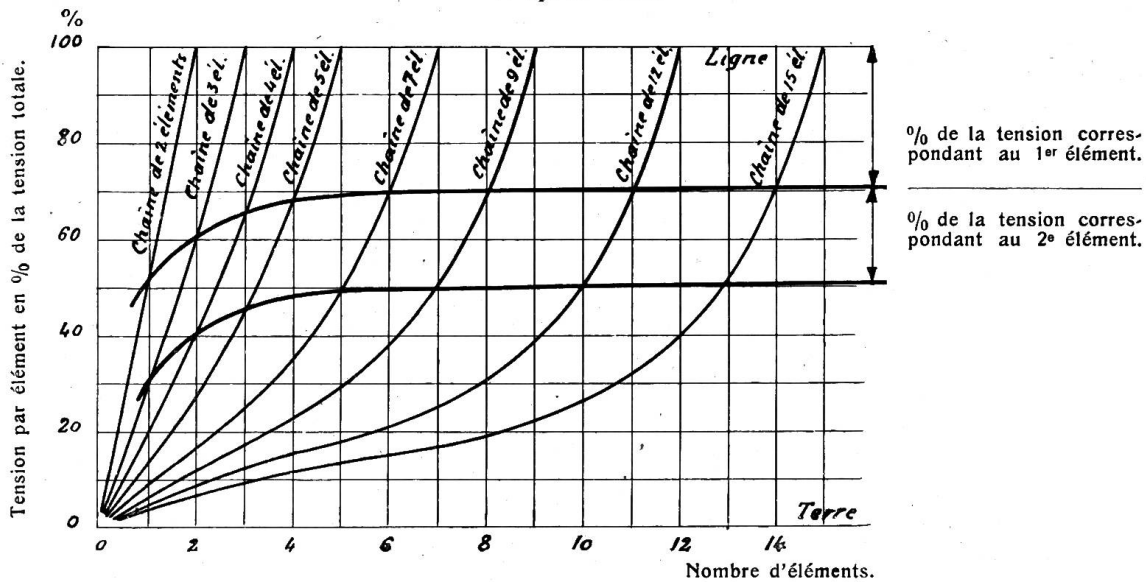


fig. 4

*Répartition de la tension entre les éléments de chaînes formées d'isolateurs Ohio-Brass.*

D'après Ljungdahl.

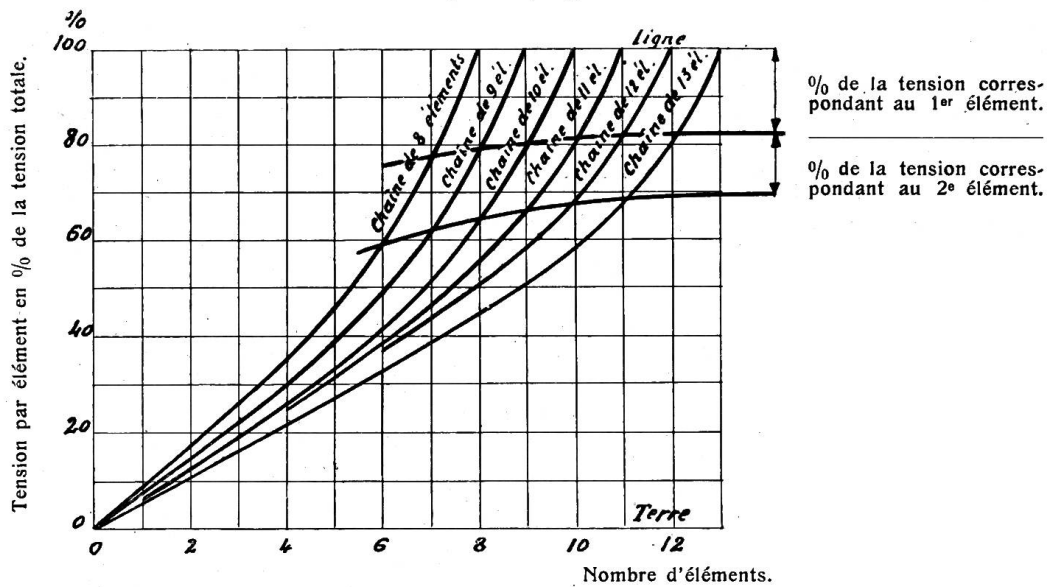


fig. 5

dont le premier élément supporte toujours environ 30% de la tension totale; les chiffres les plus bas s'appliquent aux chaînes d'isolateurs Ohio-Brass. Les isolateurs Jeffery-Dewitt nè se comportent pas mieux que les isolateurs Hewlett au point de vue de la répartition de la tension entre éléments comme le montrent les résultats du tableau ci-dessous tiré du Journal of A. I. E. E. de juillet 1920.

1) E. T. Z. 1916, page 20.  
 2) J. A. I. E. E., juillet 1920.  
 3) E. T. Z. 1921, page 483.

Répartition de la tension sur les divers éléments de chaînes normales d'isolateurs.  
(Sans emploi de dispositif compensateur.)

tableau I

Tension appliquée 173 kV entre conducteurs 100 kV entre conducteur et neutre			
Répartition de la tension en % de la tension totale.			
Eléments comptés à partir de la ligne	Isolateurs Ohio-Brass	Hewlett	Jeffery-Dewitt
1 <sup>er</sup>	19,4	24,8	31,0
2 <sup>e</sup>	15,6	19,6	19,2
3 <sup>e</sup>	11,9	12,2	11,0
4 <sup>e</sup>	10,6	9,7	8,8
5 <sup>e</sup>	8,4	7,1	manque
6 <sup>e</sup>	5,5	4,5	"
7 <sup>e</sup>	8,0	4,0	"
8 <sup>e</sup>	6,8	5,5	"
9 <sup>e</sup>	5,9	6,2	"
10 <sup>e</sup>	7,9	6,4	"

*Pièces de jonction entre éléments.*

Je n'entrerai pas dans les détails de la construction des pièces de jonction entre éléments d'une chaîne d'isolateurs.

Pour les isolateurs Hewlett, on paraît être arrivé à améliorer et à réduire la longueur des pièces de liaison entre éléments par l'emploi de tresses en cuivre et de serre-fils ou de connexions spéciales permettant un montage relativement rapide et assurant une solidité suffisante.

Pour les autres modèles d'isolateurs, le dispositif de liaison à tête sphérique me paraît être incontestablement préférable à celui à fourchette, parce qu'il assure la flexibilité de la chaîne d'isolateurs dans tous les sens. Il sera certainement employé par tous les fabricants d'isolateurs quand ce dispositif, protégé encore en Amérique par des droits de brevets, sera tombé dans le domaine public.

*Courbes des tensions d'amorçage de l'arc.*

Le tableau fig. 6 reproduit sous forme de courbes les valeurs des tensions d'amorçage d'arc à sec et sous pluie de chaînes normales d'isolateurs en fonction du nombre d'éléments pour modèle Hewlett et isolateurs à calottes et tiges d'après les publications de la commission technique allemande des fabriques de porcelaine réunies (Technische Kommission der vereinigten Porzellanisolatoren-Werke). J'y ai ajouté à titre de comparaison les valeurs indiquées par la Ohio Brass Co. pour ses isolateurs 25 622.

Ces courbes ne sont naturellement comparables que par leur allure, car il est plus que probable que les essais auxquels elles correspondent n'ont pas été exécutés dans des conditions complètement identiques. En général, l'essai sous pluie s'effectue en projetant de l'eau en gouttelettes sous un angle de 45 degrés avec la verticale correspondant à une hauteur de pluie de 3 à 5 mm à la minute. Les méthodes de mesures de la tension, le degré d'humidité de l'air ambiant, l'ambiant lui-même, la forme de la courbe de la tension appliquée, et surtout la valeur de l'amplitude maximum de cette courbe, la façon, la quantité et l'angle sous lequel la pluie artificielle est réalisée, influent sur la tension d'amorçage de l'arc. Les Américains emploient de l'eau distillée, les maisons allemandes utilisent généralement l'eau des conduites d'alimentation.

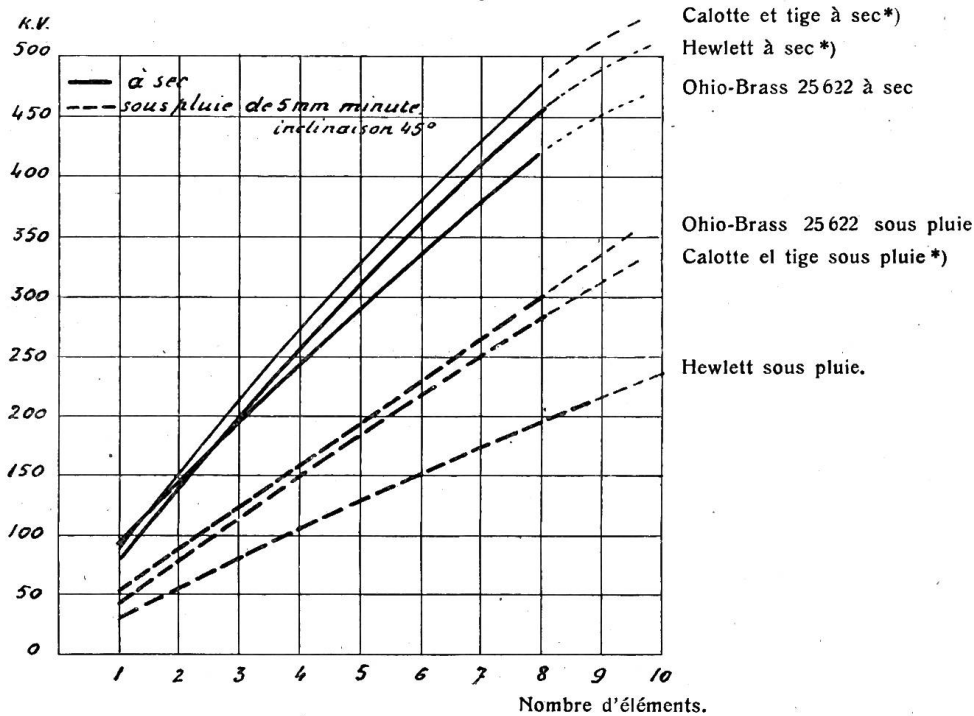
L'examen de ces courbes fait ressortir néanmoins que la tension d'éclatement superficiel de l'arc ne dépassera guère 500 kV à sec et 350 kV sous pluie pour des chaînes normales d'isolateurs, et pour courants alternatifs de fréquences normales.

Le désavantage de l'isolateur Hewlett à ce point de vue-là par rapport à l'isolateur à calottes et tiges est bien marqué, mais n'est pas très important.

### Résistance électrique de la porcelaine.

La tension de perforation de l'isolateur dans l'huile est d'environ 90 000 à 100 000 volts pour les isolateurs du type Hewlett, de 120 à 150 000 pour les isolateurs à calottes et tiges, de 170 à 200 000 volts pour les isolateurs Jeffery-Dewitt à l'état de neuf, au-delà de 200 000 volts pour les isolateurs massifs du type Motor.

### Tension d'amorçage de l'arc extérieur.



\*) D'après les indications de la commission technique des fabricants allemands de porcelaine.

fig. 6

Les valeurs de la tension de perforation de la porcelaine en fonction de son épaisseur jusqu'à 30 mm ont été publiées par Rosenthal dans sa brochure „Hochspannungsisolatoren“<sup>1)</sup>. L'allure de la courbe montre qu'au-delà de 30 mm une augmentation de l'épaisseur de la porcelaine ne relève que dans une mesure insignifiante la tension de perforation.

Elle est de 58 kV pour les premiers 5 mm d'épaisseur, elle augmente de 42 kV pour les suivants et tombe à 8 kV pour les 5 mm d'augmentation entre 25 et 30 mm d'épaisseur. On peut en conclure que l'épaisseur des isolateurs Jeffery-Dewitt de 57 mm ne doit pas constituer un avantage, mais plutôt un point faible à la longue s'il y a manque d'homogénéité dû à la forte épaisseur de porcelaine.

### Coefficients de sécurité.

On entend par coefficient de sécurité, soit le rapport entre la tension d'amorçage de l'arc externe et la tension de service, soit le rapport entre la tension de perforation et la tension de service. Il faut donc que le second de ces deux facteurs soit plus élevé que le premier.

On peut concevoir un 3<sup>e</sup> coefficient de sécurité, soit le rapport entre la tension de perforation et la tension d'amorçage de l'arc externe à fréquences industrielles.

1) Page 46.

Pour les isolateurs rigides, ces facteurs peuvent être déterminés sans ambiguïté. Le premier de ces facteurs varie entre 1,3 et 2,5 env., le second, entre 1,8 et 4 environ, suivant la tension de service, les chiffres les plus bas se rapportant aux tensions les plus élevées compatibles avec l'emploi d'isolateurs rigides, soit env. 60 à 70 000 volts.

Pour les isolateurs à suspension, la tension d'amorçage de l'arc à envisager est celle de la chaîne entière, soit à sec, soit sous pluie qui, suivant le nombre d'éléments d'une chaîne, peut être beaucoup plus élevée que la tension de perforation. La détermination du second facteur dépendra donc de la répartition de la tension entre les divers éléments d'une chaîne.

Je prends comme exemple une chaîne de 6 éléments normaux à calottes et tiges, la tension d'amorçage sous pluie est de 250 kV. Si cette chaîne est employée pour une tension de service de 110 kV, le coefficient de sécurité No. 1 sera donc de  $\frac{250}{110} = 2,27$ . L'élément de la chaîne le plus voisin de la ligne prenant environ 30 % de la tension totale, serait sollicité à ce moment-là par 30 % de 250 = 75 000 Volts. La tension de perforation étant de 120 000 Volts, nous n'aurions plus comme coefficient de sécurité par rapport à la perforation que  $\frac{120}{75} = 1,6$ . En réalité, au moment de la formation de l'arc externe, la répartition de la tension sur les éléments de la chaîne s'est modifiée et n'est plus celle mesurée à tension normale. Par suite de l'effet de couronne, la capacité élémentaire s'est augmentée, entraînant une répartition plus uniforme de la tension entre les divers éléments, de sorte que l'élément le plus sollicité prend moins que les 30 % de la tension totale. Il s'en suit donc que le coefficient de sécurité No. 2 ne peut pas s'appliquer directement aux isolateurs à suspension.

Les isolateurs doivent résister également aux décharges atmosphériques à hautes fréquences et aux ondes à haute tension à front rapide provenant des manœuvres de disjoncteurs ou autres causes similaires. Dans ces cas là, la tension d'amorçage de l'arc externe est plus élevée qu'avec des fréquences normales, ce qui s'explique par le fait qu'il faut un certain temps à l'air ambiant pour se ioniser et permettre la formation de l'arc. Il peut se faire ainsi que les isolateurs soient soumis pour un court instant à des tensions supérieures à celle d'éclatement de l'arc sous fréquence normale, sans que cet arc se forme. La répétition de ces chocs est l'une des causes qui provoquent à la longue le vieillissement de la porcelaine, c'est-à-dire, sa perforation.

#### Rapport d'impulsion.

Le rapport existant entre la tension d'éclatement correspondant à un choc, et la tension d'éclatement caractérisant une onde alternative à fréquence normale a été désignée par Peek <sup>1)</sup> sous le nom de rapport d'impulsion.

tableau II

Isolateurs	Tension d'éclatement superficiel en kV				Rapport d'impulsion
	Tension alternative 60 périodes		Impulsion de fréquence 200 000 périodes.		
	à sec	sous pluie	à sec	sous pluie	
à jupe	100	67	142	140	1,42
à surface unie	100	50	105	105	1,05

Peek a mesuré l'influence de ce rapport d'impulsion sur des isolateurs à jupe et des isolateurs à surfaces unies et arrondies et constaté que pour les premiers,

<sup>1)</sup> J. A. I. E. E. juillet 1920. — R. G. E. 1921 (9 avril), pages 496—497.

ce rapport est de 1,42, tandis qu'il n'est plus que de 1,05 pour les seconds. La valeur de la tension d'éclatement sous l'effet des décharges atmosphériques n'est guère diminuée par la pluie. Ce fait décroît notablement les chances d'avarie survenant aux isolateurs comme conséquence de perturbations dérivant d'ondes à front rapide.

Il est donc nécessaire que le rapport entre la tension de perforation et la tension d'éclatement de l'arc externe à haute fréquence soit plus grand que l'unité.

Pour tenir compte de ces constatations, Prinetti<sup>1)</sup> assigne au coefficient de sécurité no. 3, c'est-à-dire au rapport de la tension de perforation à la tension d'éclatement de l'arc externe à fréquences industrielles rapportée à un élément, la valeur de 1,2 à 1,3 pour isolateurs à surfaces unies et arrondies, 1,8 à 2 pour isolateurs à jupes et nervures.

Peek<sup>2)</sup> préconise pour le coefficient de sécurité no. 1, c'est-à-dire pour le rapport entre la tension d'éclatement de l'arc externe sous pluie et la tension de service mesurée entre conducteurs, la valeur de 2 au minimum. Pour les modèles d'isolateurs les plus employés, la tension de l'arc externe à sec est de 3 fois à 3,5 fois la tension de service, et celle de l'arc externe sous pluie, de 2 à 2,5 fois cette tension.

#### *Rendement d'une chaîne d'isolateurs.*

Peek a donné deux définitions différentes du rendement d'une chaîne d'isolateurs.

La première a trait à la *rigidité diélectrique*, la seconde marque *l'influence de l'inégalité de la répartition de la tension* entre les éléments des chaînes d'isolateurs.

Le rendement no. 1<sup>3)</sup>, est le rapport de la tension d'amorçage de l'arc externe sur la chaîne à la tension d'amorçage d'un élément multipliée par le nombre d'éléments de la chaîne. On dit aussi plus simplement que ce rendement est le rapport

$$\eta = \frac{\text{rigidité diélectrique de la chaîne de } n \text{ éléments}}{n \text{ fois la rigidité diélectrique d'un élément}}$$

Certains fabricants américains d'isolateurs désignent actuellement comme facteur de sécurité l'inverse de ce rapport qui, partant de 1 pour un élément, tend vers la limite 1,8 pour des chaînes normales américains à calottes et à tiges essayées à sec, ou vers le rendement de 55% environ. Les isolateurs allemands accusent dans des conditions à peu près analogues un rendement de 70%, soit un facteur de sécurité de 1,4 environ. Ce même rendement tend vers la limite 80% pour des essais sous pluie, correspondant à un facteur de sécurité américain de 1,25.

Le rendement no. 2 repris en particulier par Rüdenberg<sup>4)</sup> et par Petersen<sup>5)</sup> est le rapport de la tension appliquée à la tension de l'élément le plus sollicité de la chaîne, multipliée par le nombre d'éléments de la chaîne.

L'élément le plus chargé d'une chaîne d'isolateurs du type calottes et tiges de Ohio-Brass prend au minimum 18% de la tension appliquée à sec et sans dispositif de compensation. Ce rendement No. 2 tend pour ce modèle d'isolateurs vers la limite de 40% environ.

Pour les isolateurs du type Hewlett, où l'élément le plus chargé prend au minimum les 25% environ de la tension appliquée, ce second rendement tend vers la limite de 30% environ.

Afin d'éviter la confusion entre les coefficients de sécurité définis précédemment et entre les deux notions de rendement, on pourrait s'en tenir uniquement au rendement No. 2 qui exprime mieux les propriétés des différentes chaînes et modèles d'isolateurs.

1) Elettrotecnica 1920, page 81.

2) General El. Review, 1916, page 484, Elett. 1920, page 385.

3) E. T. Z. 1913, page 1206.

4) E. T. Z. 1914, page 414.

5) E. T. Z. 1916, page 21.

*Coefficient de qualité.*

Il est intéressant d'établir pour les différents modèles d'isolateurs et pour des chaînes composées d'un nombre d'éléments plus ou moins grand ce qu'on peut appeler le coefficient de qualité (en allemand „Randziffer“ ou „Güteziffer“). C'est le rapport de la tension d'éclatement de l'arc externe sous pluie à la tension d'éclatement de l'arc externe à sec. Ce coefficient est d'autant plus grand que l'isolateur est construit plus judicieusement. Il s'améliore au fur et à mesure que l'on augmente le nombre des éléments d'une chaîne.

Voici quelques valeurs de ce coefficient de qualité pour des isolateurs du type Hewlett, du type calotte et tige allemands et américains et Jeffery Dewitt:

tableau III

	1 élément	Chaîne de 4 éléments	Chaîne de 8 éléments
Isolateur Hewlett . . . . .	0,38	0,40	0,42
„ calotte et tige allemand	0,49	0,54	0,59
„ Ohio-Brass . . . . .	0,57	0,67	0,73
„ Jeffery-Dewitt . . . . .	0,51	0,66	0,71

Ces chiffres ne sont pas absolument comparables parce qu'ils sont tirés des données de garantie fournies par les fabricants. Il en ressort néanmoins que l'isolateur Hewlett est au point de vue du coefficient de qualité inférieur aux modèles à calottes et tiges.

Je me borne à mentionner encore que certains expérimentateurs font intervenir le poids et la hauteur des éléments et de la chaîne pour la détermination du coefficient de qualité.

*Résistance mécanique des isolateurs.*

Rosenthal et Singer <sup>1)</sup> ont indiqué les chiffres suivants pour la charge de rupture de la porcelaine industrielle allemande:

Charge de rupture à la compression	5000 kg p. cm <sup>2</sup>
„ „ „ traction	261 kg „
„ „ „ torsion	500 kg „
„ „ „ flexion	540 kg „
„ „ „ au cisaillement	500 kg „

Pour les différents modèles d'isolateurs à suspension normaux offerts par les fabricants, la charge de rupture et celle maximum admise ou recommandée par eux, sont indiquées dans le tableau IV, page 313.

*Amarrages.*

Les fabriques américaines ne livrent pas de modèles spéciaux d'isolateurs d'amarrage; elles recommandent simplement de constituer les chaînes d'amarrage par un nombre d'éléments de un ou de deux supérieur à celui des chaînes de suspension: Elles admettent donc un effort mécanique en service plus élevé que les maisons allemandes. C'est ainsi que les Américains vont jusqu'aux charges de 1100 à 1300 kg pour les isolateurs Hewlett, à 1350 kg pour les isolateurs à calottes et à tiges, tandis que les maisons allemandes recommandent de ne pas dépasser une charge de 800 kg. Elles offrent par contre des modèles spéciaux d'isolateurs pour chaînes d'amarrages, aussi bien du type Hewlett que du type à calottes et à tiges pour 1500 kg de charge en service.

Quand cet effort dépasse 1350 kg pour les isolateurs américains et 1500 kg pour les isolateurs allemands, les chaînes d'amarrage doivent être constituées de

<sup>1)</sup> E. T. Z., 1920, page 706.

Données caractéristiques pour différents modèles d'isolateurs.

tableau IV

Catégories	1 <sup>re</sup>		2 <sup>me</sup>				3 <sup>me</sup>			4 <sup>me</sup>
	Hewlett américain	Hewlett allemand	Ohio Brass Co. No. 25 620	Loeke Insulator MFG Co. No. 5800	Hermisdorf J. 1710 e	Rosenthal 10 288	Jeffery- Dewitt	Hermisdorf 212	Motor E 1376	Haefely
Poids d'un élément . . . kg	4,3	4,1	4,5	4,88	4,3	4,25	7,85	7,5	11,8	pas comparable
Diamètre d'un élément . . . mm	254	250	254	254	280	280	280	280	350	
Hauteur d'un élément d'une ferrure à l'autre . . . . . mm	132	205	127	140	170	170	165	185	350	
Tension moyenne de service par élé- ment indiquée par le fabricant V	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000 à 18 000	15 000 à 18 000	22 000	15 000 à 18 000	35 000 à 40 000	
Tension d'amorçage de l'arc à sec indi- quée par le fabricant . . . V	75 000	80 000	92 000	90 000	85 000	85 000	97 000	73 000	139 000	
Tension d'amorçage de l'arc sous pluie de 5 mm à la minute sous 45° V	33 000	30 000	48 000	—	42 000	42 000	45 000	36 000	58 800	
Tension d'amorçage de l'arc à haute fré- quence indiquée par le fabricant V	—	—	—	—	—	—	120 000	—	—	
Tension de perforation dans l'huile indiquée par le fabricant . . V	100 000	90 000	130 000	125 000	130 000	130 000	250 000	130 000	>210 000	
id. mesurée par BBC . . . . V	—	—	120 000	—	—	—	170 000	—	>210 000	
Charge de rupture mécanique indiquée par le fabricant . . . . . kg	3000	2500	4500	4100	>3000	3500	3600 à 4500	>3000	4200	
id. mesurée à Zurich . . . . . kg	—	—	4250	—	—	—	3400	—	4200	
Charge maximum admissible indiquée par le fabricant . . . . . kg	1100-1300	800	1350	1350	800	—	—	800	—	

deux ou plusieurs chaînes parallèles, ce qui est malheureusement encombrant et fort coûteux. C'est là une des raisons pour lesquelles les lignes à très haute tension, à fortes sections des conducteurs ou à longues portées ne doivent contenir que le minimum d'angles et de pylônes d'amarrage. Il en est une autre résidant dans le fait dûment constaté en exploitation, que les chaînes d'amarrage se trouvant dirigées dans le sens de la ligne, ont à supporter les chocs de surtensions; elles se détériorent dans une proportion considérablement plus grande que les chaînes suspendues verticalement.

#### *Essais des isolateurs.*

Il est trop long d'entrer ici dans le détail des essais qu'il y a lieu de faire subir aux isolateurs destinés à une ligne à très haute tension. Je renvoie ceux que cela intéresse à l'article très complet publié à ce sujet par Norsa dans l'*Elettrotecnica* du 15 août 1920, pages 425 et suivantes, auquel j'ai puisé moi-même quelques-unes des considérations qui vont suivre.

Pour réduire au minimum les causes de perturbations dans le service d'une ligne à haute tension provenant des isolateurs, il est de toute nécessité que les isolateurs soient soigneusement vérifiés à chaque étape de leur fabrication par un personnel bien entraîné; toute pièce qui accuse le moindre défaut ou la moindre imperfection doit être rebutée.

Il y a lieu de distinguer entre les essais à faire subir à tous les isolateurs et ceux qu'on n'opérera que sur quelques échantillons, en admettant que les parties des fournitures desquelles sont tirés ces échantillons seront réputées bonnes ou mauvaises suivant le pourcentage de rebus constatés sur les échantillons.

Ces essais doivent être prescrits aux fabricants et ne peuvent être effectués que dans leurs laboratoires qui sont pourvus des installations très coûteuses nécessaires ou pourront être répétés, partiellement au moins, dans des laboratoires spéciaux comme ceux de nos institutions de contrôle.

Tous les isolateurs seront soumis aux épreuves suivantes:

- 1<sup>o</sup> essai électrique des porcelaines non montées,
- 2<sup>o</sup> essai mécanique sur les chaînes d'isolateurs montées,
- 3<sup>o</sup> essai électrique sur les chaînes d'isolateurs montées,
- 4<sup>o</sup> essai „Kick test“ consistant à soumettre les isolateurs à l'action brusque et simultanée d'un courant à fréquence normale et d'un courant à haute fréquence au moyen d'un dispositif spécial maintenu secret.
- 5<sup>o</sup> essai éventuel à l'ohmmètre des chaînes montées avant l'emballage.

On soumettra par contre un certain nombre d'échantillons aux épreuves suivantes:

- 6<sup>o</sup> essai: Contrôle de la porosité de la porcelaine. (Cet essai n'est pas indispensable pour les isolateurs à calottes et tiges; il l'est pour les isolateurs massifs de la 3<sup>e</sup> catégorie,
- 7<sup>o</sup> essai: Contrôle de la tension d'éclatement de l'arc externe à sec et sous pluie.
- 8<sup>o</sup> essai: Contrôle de la tension de perforation dans l'huile (pour les fabricants qui ne peuvent effectuer le Kick Test).
- 9<sup>o</sup> essai: Contrôle de la résistance mécanique de chaînes complètes jusqu'à la rupture.
- 10<sup>o</sup> essai: Contrôle de l'influence des variations de température sur la porcelaine et les scellements.

Il n'est pas superflu d'ajouter que la question de l'emballage des isolateurs a une grande importance. Il y a intérêt à ce que chaque chaîne complètement montée soit emballée séparément, et puisse être, au besoin, fixée au pylône avec son emballage, celui-ci n'étant enlevé qu'une fois la chaîne en place. On évitera de cette manière

la casse relativement considérable constatée souvent pendant les transports et le montage, ainsi que les fêlures qui ne se révèlent qu'à la mise sous tension de la ligne ou dans les premiers mois d'exploitation.

### *Conclusions.*

J'ai laissé complètement de côté les questions relatives aux isolateurs pour installations intérieures ou pour appareillage qui rentrent dans le domaine des fournitures intéressant directement les constructeurs de gros matériel. La fabrication de ces isolateurs peut répondre du reste plus facilement aux conditions qui lui sont imposées qu'à celle des isolateurs de ligne.

Nous n'avons pas encore en Suisse d'installations électriques dont la tension de service dépasse 70 000 volts. Plusieurs de nos sociétés de distribution ont, il est vrai, construit des lignes à isolateurs suspendus susceptibles d'être portées à 110 000 volts ou plus. Il n'en reste pas moins certain que nous devons puiser en Amérique les renseignements concernant les expériences faites en matières de très hautes tensions, les quelques installations européennes à 100 et 110 kV existantes étant trop peu importantes ou en exploitation depuis trop peu de temps pour permettre de tirer des conclusions générales.

Les Américains ont fait, dès 1908, le saut direct de 60 000 à 110 000 volts; en 1913 ils ont passé à 150 000 volts; dès 1919 ils envisagent d'atteindre 220 000 volts. D'après le tableau publié en mai 1920 par l'Electrical World, il existait à cette date en Amérique du Nord 18 installations dont la tension de service est comprise entre 110 et 120 kV, 4 entre 130 et 140 kV, 2 à 150 kV. Sur ces 24 installations 21 ont été équipées avec isolateurs à calottes et tiges, dont 12 exclusivement avec des isolateurs Ohio-Brass, 1 exclusivement avec des isolateurs Locke (celle à 150 kV de la Southern California Edison Co.), 5 avec isolateurs des deux maisons Ohio-Brass et Locke, 1 avec isolateurs Ohio-Brass et Jeffery-Dewitt, 1 avec isolateurs Ohio-Brass et Thomas et 1 avec isolateurs Ohio-Brass, Jeffery-Dewitt et Thomas. Les isolateurs Hewlett n'ont été employés que dans deux installations à 100 kV environ.

Ces chiffres ont leur éloquence; en les interprétant et en tenant compte des propriétés spéciales de chacun des modèles d'isolateurs offerts actuellement sur le marché, ainsi qu'aux expériences connues, je crois pouvoir formuler les conclusions suivantes:

1<sup>o</sup> L'emploi des isolateurs du type Hewlett paraît devoir être limité aux tensions de 100 kV.

2<sup>o</sup> Jusqu'aux tensions de 110 à 130 kV, les isolateurs suspendus normaux du type à calottes et tiges ont fait leurs preuves, ce qui n'implique pas moins un remplacement annuel de l'ordre de grandeur de plusieurs pour mille, pouvant atteindre parfois quelques pour cent. Cela dépendra dans une large mesure du nombre de chaînes d'amarrage. Les isolateurs à calottes et tiges peuvent être employés sans artifices spéciaux, quoique l'installation des cornes reliées à la ligne soit recommandable surtout pour éloigner l'arc des isolateurs en cas d'amorçage.

D'une manière générale, il sera préférable de ne pas s'en tenir au nombre d'éléments constitutifs d'une chaîne strictement nécessaire pour la tension de service envisagée, mais d'ajouter un élément de réserve en vue d'augmenter le coefficient de sécurité. Cette précaution est à prendre en particulier pour les lignes situées à une altitude élevée.

Il ne me paraît pas certain que les résultats satisfaisants obtenus jusqu'ici dans quelques-unes de nos installations suisses avec les isolateurs Jeffery-Dewitt se confirmeront à l'avenir. On peut craindre le manque d'homogénéité de la porcelaine qui se révélera au bout de quelques années et les ruptures de chaînes qui s'en suivront. L'expérience manque à cet égard, puisque les plus anciennes installations américaines en service employant cet isolateur datent de cinq ans seulement.

Un jugement analogue peut être porté sur les isolateurs à double tête dont l'emploi est encore plus récent.

3<sup>o</sup> Pour les tensions supérieures à 130 kV, il est indiqué d'employer des dispositifs compensateurs en vue d'assurer une répartition plus uniforme de la tension sur les divers éléments constitutifs d'une chaîne d'isolateurs. Néanmoins, on peut s'en passer au besoin jusqu'à 150 kV environ pour les isolateurs du type calottes et tiges de hauteur réduite comme l'isolateur Ohio-Brass.

4<sup>o</sup> Les expériences faites aux tensions de 130 à 150 kV sont, comme les installations travaillant à ces voltages, fort peu nombreuses. Un appareillage ad hoc et éprouvé n'existe qu'en Amérique, tandis que les maisons européennes, et plus particulièrement suisses, n'ont mis au point leurs appareils que jusqu'à 110 ou 120 kV. Le choix de tensions de 130 à 150 kV ne se justifie que pour des puissances et des distances de transport qui ne me paraissent pas devoir être envisagées dans nos installations suisses, du moins pas dans le moment actuel. Il ne me paraît pas rationnel que des dépenses relativement considérables soient engagées en vue de dimensionner les postes de transformation en particulier pour des tensions qui sont à la limite de celles atteintes pratiquement jusqu'ici, surtout si ces installations ne sont pas destinées à fonctionner immédiatement à très haute tension, mais sont alimentées pendant plusieurs années à une tension intermédiaire. Entre temps, des expériences et des perfectionnements seront réalisés pouvant entraîner des modifications importantes aux dispositions prises par anticipation.

5<sup>o</sup> Pour les tensions supérieures à 150 kV, il faut attendre le résultat des expériences que les Américains se proposent de faire. Nos entreprises industrielles et financières ne disposent pas de moyens suffisants pour se permettre le luxe de travailler en pionniers dans ce domaine du record de la plus haute tension.

Je rappellerai en terminant que les garanties données par les fabricants d'isolateurs sont absolument dérisoires. Elles se bornent à envisager le remplacement gratuit des isolateurs perforés pendant la première année d'exploitation, et introduisent encore des restrictions qui les rendent inopérantes en pratique.

Notre association rendrait un signalé service aux consommateurs suisses d'isolateurs à haute tension en prenant l'initiative de l'élaboration d'un cahier des charges-type à imposer aux fabricants par tous ceux des membres de nos associations qui auraient à passer des commandes d'isolateurs.

J'estime en particulier que les risques à courir devraient être partagés entre fournisseur et exploitant dans une proportion et des conditions qu'il y aurait lieu de bien déterminer. Cela serait pour le moins équitable, puisque les expériences souvent très coûteuses faites en cours d'exploitation profitent dans une large mesure au fabricant lui-même.

#### Effet de couronne.

A la question du choix des isolateurs, le programme de la Conférence internationale projetée fait suivre celle dite de l'effet „Corona“ ou effet de couronne.

Je rappelle brièvement que dans le calcul des lignes à haute tension, on tient compte habituellement des pertes dues à l'isolement imparfait des isolateurs et à la conductibilité normale de l'air ambiant. Si vous vous reportez à l'étude remarquable publiée en 1914 dans notre bulletin par le Prof. Landry, l'influence de ces pertes est introduite dans le calcul par l'assignation d'une valeur à la conductance kilométrique des pertes ou perditance kilométrique. Ces pertes sont peu importantes et ne dépassent généralement pas l'ordre de grandeur de quelques centaines de watts par km de conducteur.

Ceci suppose que les filets dérivés de conducteurs à conducteurs ou entre conducteurs et terre ne dépassent pas une certaine densité à la surface des conducteurs. Cette densité, croissant sous l'effet de l'augmentation de la tension,

atteindra et dépassera la limite de la rigidité diélectrique de l'air. A ce moment le conducteur devient lumineux, l'effet de couronne devient visible. Ces effluves sont accompagnées d'un bruit caractéristique et de phénomènes chimiques provoquant des pertes beaucoup plus importantes que celles mentionnées précédemment.

#### Tensions critiques.

La rigidité diélectrique de l'air est connue; elle est fonction des dimensions des conducteurs, de leurs distances et de l'état de leur surface. Elle correspond à une contrainte comprise entre 40 kV/cm et 25 kV/cm pour les conducteurs courants, et tend vers la limite 21 kV/cm pour de très gros conducteurs ou des surfaces planes. Elle dépend également de la densité de l'air, de son degré d'humidité, soit de la hauteur barométrique et de la température.

C'est à l'ingénieur américain Peek surtout que revient le mérite de s'être livré à de nombreuses mesures de laboratoire contrôlées sur des lignes en service et d'avoir publié le premier, si je ne fais erreur, les formules pratiques permettant d'apprécier l'influence de l'effet de couronne sur les lignes à haute tension.

Cet auteur fait les distinctions suivantes:

1<sup>o</sup> Il appelle *tension critique de disruption* celle à partir de laquelle l'effet de couronne commence à se manifester.

2<sup>o</sup> La *tension critique visuelle* (appelée en allemand Anfangs-<sup>1)</sup> oder Glimmspannung, ou en français parfois aussi, tension de luminescence) celle pour laquelle l'effet de couronne est complètement visible.

Les formules pour le calcul de ces tensions publiées dans l'Electrical World du 25 décembre 1920, page 1258, sont:

*Tension critique de disruption*

$$e_o = g_o \cdot m_o \cdot r \cdot d \cdot \ln \frac{D}{r} \quad \text{kV par rapport au neutre} \quad (1)$$

*Tension critique visuelle*

$$e_v = g_v \cdot m_v \cdot r \cdot \ln \frac{D}{r} \quad \text{kV par rapport au neutre} \quad (2)$$

$$\text{ou } g_v = g_o d \left( 1 + \frac{0,30}{\sqrt{r}} \right) \quad \text{kV/cm}$$

$$d = \frac{3,92 b}{273 + t.}$$

La perte de puissance par km de conducteur simple se calcule d'après la formule

$$p = \frac{241}{d} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D}} \cdot (e - e_o)^2 \cdot 10^{-5} \quad \text{kW} \quad (3)$$

où  $e$  est la tension de service en kV effectifs par rapport au neutre est égale à  $\frac{1}{2}$  de la tension effective entre conducteurs pour courant monophasé et à  $\frac{1}{\sqrt{3}}$  de la

tension effective entre conducteurs pour lignes triphasées.  $d$  est le facteur de correction suivant la densité de l'air, est égal à 1 pour une température de 25<sup>o</sup> C et une hauteur barométrique de 76 cm.

$b$  = hauteur barométrique en cm,

$g_o$  = gradient critique de disruption = 21,1 kV/cm,

$g_v$  = gradient critique visuel en kV/cm,

$t$  = température en degrés centigrades,

$r$  = rayon du conducteur en cm,

$D$  = distance entre centres des conducteurs en cm,

$f$  = fréquence en périodes par seconde,

<sup>1)</sup> Weidig und Jaensch, E. T. Z. 1913, page 637.

*Facteurs de rugosité.*

$M_o = 1$  pour fils polis,

$M_o = 0,98 - 0,93$  pour fils rugueux malpropres,

$M_o = 0,87 - 0,83$  pour câbles à 7 brins,

$M_r = M_o$  pour fils polis,

$M_r = 0,72$  pour effets de couronne locaux le long de la ligne,

$M_r = 0,82$  pour effets de couronne bien décidés le long de la ligne.

Les pertes de puissance dues à l'effet de couronne sont inversement proportionnelles au facteur de densité de l'air, c'est-à-dire qu'elles s'accroissent avec l'altitude et par le mauvais temps. Elles augmentent avec la fréquence et sont proportionnelles au carré de la différence entre la tension appliquée et la tension critique disruptive, du moins pour les gros conducteurs entre la tension critique visuelle et la tension critique disruptive. Peek observe que pour les petits conducteurs aux hautes altitudes les pertes augmentent moins rapidement.

On a beaucoup exagéré l'importance des pertes par effet de couronne. En 1912 déjà, Petersen souligne dans son livre „Die Hochspannungstechnik“ l'intérêt qu'il y a à choisir la tension de service dans le voisinage, voire même au-delà de la tension critique visuelle. C'est aussi un avantage au point des surtensions qui sont amorties par l'effet de couronne.

Peek a exprimé les mêmes idées, mais fait un pas de plus en recommandant comme *tension rationnelle et économique* d'une ligne de transport, celle correspondant à la tension critique disruptive du beau temps.

En dimensionnant une ligne d'après ce principe, on n'aura pas de pertes par l'effet de couronne par le beau temps. Il s'en produira par contre pour tout fléchissement du baromètre, vent, tempête, etc. Par le froid, la tension critique étant plus élevée, la perte sera moindre que par le mauvais temps.

*Effet de couronne.*

tableau V

Tension de service = tension critique disruptive du beau temps				
Distance entre conducteurs . . . . .	2,8m		3,7 m	
	Altitude (m) . . . . .	400	2000	400
Section en mm <sup>2</sup> . . . . .	90	138	168	260
Diamètre en cm . . . . .	1,22	1,52	1,68	2,09
<b>Beau temps</b>				
$\delta$ . . . . .	0,95	0,788	0,95	0,788
Tension critique disruptive = tension de service $\sqrt{3} \cdot e_o = E$ (kV) . . . . .	110	110	150	150
Tension critique visuelle $\sqrt{3} \cdot e_v$ pour $m_v = 0,82$ (kV)	147	142	193	187
pour $m_v = 0,72$ (kV) .	129	125	170	165
<b>Mauvais temps</b>				
$\delta$ . . . . .	0,8	0,65	0,8	0,65
Tension critique disruptive $\sqrt{3} \cdot e_o$ (kV) . . . . .	93	91	127	125
Tension critique visuelle $\sqrt{3} \cdot e_v$ pour $m_v = 0,82$ (kV) .	124	118	163	155
pour $m_v = 0,72$ (kV) .	109	103	143	136
Perte par conducteur et par km en Kilowatts . . . . .	1,03	1,8	1,9	3,4
Perte pour 3 conducteurs et 100 km en Kilowatts . . . . .	310	540	570	1020

A titre d'exemple, j'ai calculé la section minimum des conducteurs pour les écartements entre fils de 2,8 et 3,7 m qui sont ceux des pylônes qu'ont fait construire quelques-unes de nos sociétés de distribution d'énergie en Suisse, en admettant pour le premier écartement une tension de service de 110 kV, pour le second de 150 kV. Dans le premier cas, la section minima admissible serait de 90 mm<sup>2</sup> pour 400 m d'altitude, à peu près celle du plateau suisse, et de 138 mm<sup>2</sup> pour 2000 m d'altitude (correspondant aux lignes de l'Albula, de la Gemmi, etc.); dans le second, cette section minima serait de 168 mm<sup>2</sup> pour 400 m d'altitude et de 260 mm<sup>2</sup> pour 2000 m. Les pertes de puissance en cas de mauvais temps seraient comprises pour les quatre alternatives envisagées entre 1,03 kW et 3,4 kW par km de conducteur, ou entre 310 kW et 1020 kW pour les trois conducteurs d'une ligne de 100 km de longueur. La tension critique visuelle n'est inférieure à la tension de service qu'en cas de mauvais temps, et seulement en certains points des lignes envisagées.

En réalité, une ligne de transport d'énergie à distance passera par diverses altitudes. On divisera la ligne en plusieurs tronçons à chacun desquels on appliquera une altitude moyenne. Si les pertes par effet de couronne résulteraient trop élevées pour certains tronçons, on devra, soit augmenter la distance entre conducteurs, soit augmenter leur diamètre, partant leur section. L'augmentation de la distance d'écartement des conducteurs doit être relativement considérable pour obtenir un relèvement notable de la tension critique de l'effet de couronne; on obtient ce relèvement plus rapidement par l'augmentation du diamètre du conducteur. On est ainsi souvent amené, pour les hautes tensions, à envisager l'emploi de conducteurs en aluminium qui ont un diamètre 1,3 à 1,4 fois plus fort que celui des câbles de cuivre de même conductibilité électrique. Pour obvier aux inconvénients bien connus des câbles en aluminium, rupture relativement facile, flèche considérable, etc., on a recours aux câbles aluminium-acier qui présentent même certains avantages sur l'emploi du cuivre. Outre celui du plus grand diamètre du conducteur, la réduction des flèches pour les longues portées actuelles de 200 à 300 m apporte une réduction notable du poids des pylônes. La diminution correspondante du prix d'établissement de la ligne compense largement les quelques précautions que nécessite l'emploi des câbles bi-métal.

### *Conclusions.*

L'étude des pertes par effet de couronne permet donc de conclure que ce ne sont pas ces pertes qui apportent une limite à l'emploi des très hautes tensions; comme le fait remarquer Peek, il n'est en effet pas nécessaire d'avoir recours à une épaisseur de conducteurs exagérée pour une transmission à 250 kV ou même davantage.

Ces pertes ne sont pas un obstacle au choix comme tension de service d'une valeur voisine de la tension critique disruptive; il est même admissible de la dépasser; c'est alors une affaire de convenance économique qui pourra être tranchée suivant la valeur marchande de l'énergie perdue par effet de couronne rapportée à l'annuité pour intérêts et amortissements sur l'augmentation des frais d'établissement provoquée par le choix de conducteurs plus forts.

Contrairement à une idée assez généralement répandue, la distance entre conducteurs n'est pas unique pour chaque valeur déterminée de la tension; elle dépend du diamètre des conducteurs et de la tension critique correspondante. Dans la plupart des cas, la longueur des chaînes d'isolateurs et les distances à garder entre conducteurs et terre, c'est-à-dire entre conducteurs et fûts ou consoles des pylônes détermineront l'écartement entre conducteurs, écartement qui sera suffisant du point de vue des pertes par effet de couronne.

Les exemples calculés plus haut font ressortir également la différence peu importante de l'écartement nécessaire entre conducteurs pour tensions de service de 110 et 150 kV.

Il est donc relativement peu coûteux de prévoir d'emblée les pylônes d'une ligne destinée à travailler à 110 000 V. avec un écartement des conducteurs permettant de passer ultérieurement à 150 kV. Du point de vue de la construction des pylônes, comme de celui du choix des isolateurs, on ne voit pas la nécessité d'envisager une tension norme comprise entre 110 et 150 kV.

Der *Vorsitzende* verdankt das interessante Referat und begrüsst hauptsächlich den Gedanken der Aufstellung eines Pflichtenheftes.

In der darauf folgenden *Diskussion* bemerkt *Bauer-Bern*: Die Studien der Schweizerischen Kraftübertragung bezüglich der Charakteristiken haben zu ähnlichen Resultaten geführt. Ich begrüsse sehr die Aufstellung eines Pflichtenheftes für Lieferung von Isolatoren, bezweifle aber, ob die Schweiz mit gutem Erfolg auf diesem Gebiete selbständig vorgehen kann, und verspreche mir ein besseres Resultat durch internationales Vorgehen, das an der Pariserkonferenz vielleicht zur Sprache gebracht werden könnte. In der Schweiz hat die Kommission für Hochspannungsapparate und Brandschutz des S. E. V. die Aufstellung eines Pflichtenheftes ebenfalls in ihr Arbeitsprogramm aufgenommen. Es sollte aber vielleicht diese Frage auf breiterer Basis studiert werden. Dazu können uns unter anderem auch die neuen Einrichtungen der Materialprüfanstalt des S. E. V. dienen.

Hinsichtlich der Zweckmässigkeit der Verwendung von Aluminiumdraht mit Stahlseele gehe ich mit Herrn Dir. Perrochet insoweit einig, als durch dieselbe sich eine Reduktion der Mastgewichte bei Leitungsstrecken in der Geraden erzielen lässt. In der Schweiz müssen wir aber viele Eckmasten verwenden, und bei diesen hat der grössere Seilzug zur Folge, dass der tatsächliche Gewinn in der Regel sehr klein ist, oder sogar in das Gegenteil umschlägt.

*Hoening-Baden*. Es sind allerdings gegenwärtig in der Schweiz noch keine Anlagen mit mehr als ca. 70 kV in Betrieb, aber es darf denn doch gesagt werden, dass die Konstruktionsfirmen schon bedeutend mehr auf dem Gebiete der Ausrüstungen für höchste Spannungen geleistet und vorbereitet haben, als hier angenommen wird. Zur zweckmässigen Ausbildung und notwendigen Beschränkung wäre es allerdings besser gewesen, und es muss dies für die Zukunft verlangt werden, dass bei uns in den Fragen der höchsten Spannungen mehr Einheitlichkeit herrschen würde. Besonders zu fördern ist die so langsam erfolgende Bestimmung der Spannungsstufen, denn diese bilden doch die Grundlage der Konstruktion.

*Landry-Lausanne* hat die Empfindung, dass Herr Perrochet im Punkte der höchsten Spannungen falsch verstanden werden könne. Er wünscht, daher festzulegen, dass, wenn auch gegenwärtig in der Schweiz keine Anlagen mit über 100 kV betrieben werden, solche doch schon für diese Spannungen erstellt werden. Dass dieselben gegenwärtig noch mit niedrigeren Spannungen im Betrieb stehen, sei in den lokalen Verhältnissen und gegenwärtigen Bedürfnissen begründet, nicht aber in der technischen Unmöglichkeit, auch heute schon Anlagen mit über 100 kV zu betreiben.

Der *Vorsitzende* dankt der Firma Haefely & Co. A.-G. für die prompte provisorische Aufstellung und Vorführung des Hochspannungsprüftransformators auf den Zeitpunkt der Generalversammlung.

Jedenfalls ist es höchste Zeit gewesen, dass der S. E. V. eine Prüfanlage erstellt hat, mit welcher Spannungen bis zu 500 kV gegen Erde erzeugt werden können. Zur Vervollständigung der Anlage ist es allerdings notwendig, dass wir noch einen Zusatztransformator in Auftrag geben können. Ich möchte mit dem Dank an alle, die uns in dieser Angelegenheit geholfen haben, auch die Bitte hauptsächlich an diejenigen Mitglieder richten, die uns bisher noch keine Beiträge für diese so notwendige Anlage ausrichten konnten, massgebenden Orts dahin zu wirken, dass uns die noch fehlende, verhältnismässig kleine Summe zukomme.

*Bauer-Bern*: Der Uebereinstimmung in den höchsten Spannungen ist nicht die Bedeutung zuzuschreiben, die dieser Frage vielerorts beigemessen wird. Wesentlich

ist jedenfalls, dass alle in Frage kommenden Anlagen mit Spannungen über 100 kV betrieben werden sollen.

*Hoenig*-Baden: Diese Feststellung genügt nicht. Die Fabrikanten können unmöglich auf die verschiedensten Bedürfnisse warten und sie später einzeln befriedigen. Sie können auch nicht für die Schweiz allein besondere Konstruktionen anfertigen, sondern sind darauf angewiesen, allgemein Verwendbares hervorzubringen. Deshalb muss mindestens die Festsetzung der Nennspannungen und Prüfspannungen beschleunigt werden, aber nicht etwa in rein regionalem Sinne, sondern so viel als möglich mit dem Blick über die Landesgrenzen hinaus. Ueberall werden diese Dinge z. Z. behandelt und es ist wichtig und oft erfolgreich sich durch aktive Mitarbeit zu beteiligen und die Arbeiten anderer Länder und internationalen Kommissionen zu beeinflussen.

Der *Vorsitzende* schliesst hierauf die Diskussion und erteilt Herrn *Dr. Ing. A. Roth* das Wort zu seinem Referat:

### **Schutz gegen Ueberspannungen in Höchstspannungsanlagen.**

Meine Herren!

Wenn ich mir erlaube, zu dem zu behandelnden Problem des Ueberspannungsschutzes eine bestimmte Stellung einzunehmen, so ist es, weil wir Ingenieure einer konstruierenden Firma unserer Ueberlegungen und Untersuchungen in der Zusammenarbeit mit Herren aus Ihrer Mitte dauernd an den Ergebnissen des praktischen Betriebes nachprüfen konnten. Es ist mir eine angenehme Pflicht, an dieser Stelle diesen Herren dafür zu danken, dass sie sich mit weitem Blick über die Bedenken hinweggesetzt haben, welche für den Betriebsleiter naturgemäss immer bestehen, wenn er seine Anlage für Versuche zur Verfügung stellen soll, oder wenn er einen so intimen Einblick in Störungen gewähren soll, wie dies die Untersuchung der letzteren verlangt. Diese Zusammenarbeit ist mit vier Werken jetzt soweit gediehen, dass sie uns sämtliche Störungen zu treuen Händen zu statistischer Verwertung melden. Nur so ist es uns möglich geworden, uns auf diesem Gebiete von Modeanschauungen zu befreien.

Die Erfahrungen in amerikanischen Anlagen, welche ich streife, habe ich mündlichen und schriftlichen Berichten von Herrn *Darieux*<sup>1)</sup>, welcher diese Anlagen auf Studienreisen kennen lernte, entnommen.

Die Bedeutung der Ueberspannungsfrage besteht allgemein darin, dass sie einen Hauptfaktor bildet für die Wahl der Isolationsfestigkeit der Anlage und damit der Prüfspannung von Isolatoren, Apparaten und Maschinen. Aus diesem Grunde ist sie ausschlaggebend für die Kosten. In Höchstspannungsanlagen ist die Ueberspannungsfrage von besonderer Bedeutung wegen der grossen übertragenen Leistung der Leitungen und Maschinen. Bedenkt man nämlich, dass eine solche Leitung in der Regel mehr als 20 000 kW führen wird, so verursacht z. B. eine einstündige Betriebsbrechung bei einem Strompreise von 3 Rappen pro kWh schon Fr. 600.— Verluste, die Reparatur eines Transformators, welcher in der Regel mehr als 10 000 kVA leisten wird, hat sehr bedeutende Reparaturkosten zur Folge.

Fast alle plötzlichen Zustandsänderungen in Hochspannungsanlagen erzeugen Ueberspannungen. Solche Ueberspannungen können entweder die äussere Isolation (Leiter gegen Erde), oder dann die innere Isolation (Spule gegen Spule, Lage gegen Lage, Windung gegen Windung) beanspruchen. Wir wollen diese Ueberspannungen dementsprechend unterteilen in Ueberspannungen „gegen Erde“ und in „Sprungwellen“. Es ist aber wohl zu unterscheiden zwischen gefährlichen und zwischen ungefährlichen Ueberspannungen. Die meisten im Betriebe auftretenden Ueberspannungen sind ungefährlich. Ich rechne zu diesen nach Versuchen und nach Erfahrung die Oberwellenresonanz, den aussetzenden Kurzschluss, das Abschalten von Belastung und Kurzschluss mit Oelschaltern, hochfrequente Erregung durch

<sup>1)</sup> z. B. Bulletin de la Société française des électriciens 1920, Bd. 10, Nr. 94.

Kurzschlusslichtbogen. Ich werde über diese Ueberspannungen weiter nicht sprechen, einen Schutz gegen sie halte ich für unnötig. Grundsätzlich sollen Anlagen nur gegen Ueberspannungen geschützt werden, welche unter den Bedingungen des praktischen Betriebes als gefährlich erkannt worden sind. In Höchstspannungsanlagen kommen dafür in Betracht: Erdschlüsse, atmosphärische Störungen, Schalten im Leerlauf von Leitungen und Transformatoren, Resonanz von Entladewellen bei Erd- oder Kurzschlüssen mit Schwingungskreisen im Netz.

### *Erdschlüsse.*

Sie sind die häufigste Störungsursache in Freileitungsnetzen. Eingeleitet werden sie in Höchstspannungsanlagen durch fehlerhafte Isolatoren und durch atmosphärische Ueberspannungen, seltener durch Fehler in Maschinen und Apparaten infolge Feuchtigkeit, Ueberlastung, Montage und Wartung. Für Höchstspannungsanlagen im besonderen kommen die andern Ursachen, welche bei mittleren Spannungen eine Rolle spielen, wie Vögel und Steinwürfe, wohl nicht in Betracht. Die Folgen der Erdschlüsse sind: *Uebergreifen des Lichtbogens* am Fehlerort auf die gesunden Phasen, dadurch Entstehung eines Kurzschlusslichtbogens, Abschalten der betreffenden Leitung, Zerstörungen an der Leitung und an den Isolatoren durch die Wärmewirkung des Kurzschlusslichtbogens, welcher natürlich ein Vielfaches der Stromstärke des eigentlichen Erdschlusslichtbogens aufweist; *die Ueberspannungsvorgänge*, welche den Erdschluss begleiten, sind bekannt, sie entstehen durch das Zusammenwirken von freien Schwingungen des Netzes mit Gleichstrom-Restladungen und können in ungeschützten Netzen die Höhe der doppelten verketteten Spannung überschreiten. Dazu kommen Ueberspannungsvorgänge mit Betriebsfrequenz, welche aber selten sind und eigentlich nur bei Leitungsbruch auftreten (Kipp-Ueberspannungen). Zudem ist der Erdschlussvorgang im ungeschützten Netz von Sprungwellen begleitet und zwar von Entladewellen von der Höhe der Ueberschlagsspannung, welche bei jeder Entladung, also zeitweise während jeder halben Periode einmal auftreten. Diese Sprungwellen entstehen dadurch, dass die Leitung vor jedem einzelnen Ueberschlag auf eine gewisse Spannung aufgeladen ist, beispielsweise auf 200 kV. Wenn nun der Ueberschlag nach Erde stattfindet, kann die Ladung, und damit die Spannung nur an der Ueberschlagstelle selbst plötzlich verschwinden, die andern Stellen des Netzes merken davon im ersten Momente nichts. Dieses plötzliche Absenken von 200 auf 0 kV der Spannung zwischen Leitung und Erde pflanzt sich in Form von sog. Sprungwellen auf der Leitung fort, ähnlich wie der Druckstoss in einer Wasserleitung. — Eine weitere Folge des Erdschlusses ist die *Spannungserhöhung der gesunden Phasen*. Wird beispielsweise Phase U durch den Erdschluss an Erde gelegt, so erhalten die Phasen V und W verkettete Spannung, wenn die Anlage nicht besonders dagegen geschützt ist. Diese Spannung weist Betriebsfrequenz auf, der Vorgang ist nicht zu verwechseln mit den oben aufgeführten eigentlichen Ueberspannungen. Ueberspannungen und Spannungserhöhung gefährden auch andere Stellen des Netzes, indem dort wieder Ueberschläge entstehen können. Damit sind die Folgen der Erdschlusses auf ganz andere Netzteile übertragen, welche hunderte von km von der eigentlichen Störungsstelle entfernt sein können. Wenn ein solcher zweiter Erdschluss entsteht, so wird dadurch der gefürchtete *doppelte Erdschluss* gebildet. Die beiden Erdschlüsse bilden zusammen einen Kurzschluss, welcher einen Strom von der Grösse des Kurzschlussstromes der Anlage führt und deshalb gefährliche Spannungen an den beiden Fehlerstellen im Boden erzeugen kann.

Der Schutz gegen Erdschlüsse ist in Hochspannungsanlagen von erster Wichtigkeit. In Höchstspannungsanlagen sind möglicherweise wegen der dämpfenden Wirkung der Korona die Erdschlussueberspannungen nicht ganz so gefährlich, wie in Anlagen mittlerer Spannung. Die Erfahrungen weisen aber daraufhin, dass ein solcher Schutz auch hier unbedingt notwendig ist. Als Schutzmittel werden verwendet: direkte Nullpunktserdung, Löschspulen, Ableiter mit Funkenstrecke, Wasserwiderstände.

*Ableiter mit Funkenstrecke.* Sie sprechen an, wenn die Spannung der Anlage gegen Erde bestimmte Werte überschreitet, deren Höhe zwischen 1,4- und 1,6-facher verketteter Spannung eingestellt wird. Dadurch wird die Ueberspannung „abgeleitet“. Dieser folgt aber, da die Ueberschlagstrecke jetzt jonisiert ist, ein Betriebsstrom nach; das besondere Problem besteht darin, diesen Betriebsstrom zu unterbrechen. Diese Aufgabe wird entweder durch die Ausbildung der Funkenstrecke in Form von Hörnern zusammen mit Strombegrenzung durch Widerstände gelöst oder dann durch besondere Apparate, wie Elektrolytzellen oder Bleisuperoxydzellen, welche mit der Funkenstrecke in Reihe geschaltet werden. Allen diesen Ableitern ist entgegenzuhalten, dass sie nicht die Entstehung der Ueberspannung verhindern, sondern dass sie dieselbe nur begrenzen und zwar bei einem Wert, der schon recht nahe an der Prüfspannung der Anlage liegt. Bei einer so häufigen Störung, wie sie der Erdschluss darstellt, ist dies ein Zustand, der als nicht wünschbar bezeichnet werden muss. Dazu kommt, dass diese Einrichtung den Lichtbogen am Fehlerort nicht verhindert, damit auch nicht die Beschädigung der Leitung und das Abschalten.

Im Folgenden seien noch einige besondere Angaben über die einzelnen Ableiterarten gemacht. *Hörnerableiter mit Widerständen* sind wohl die bekannteste Art des Ueberspannungsschutzes. Die Widerstände, welche den Betriebsstrom begrenzen, werden in Form von Wasserwiderständen oder von Metallwiderständen in Oel ausgeführt. Die Wasserwiderstände erhalten meistens zu kleine Wärmekapazität, erwärmen sich deswegen zu stark, so dass der Widerstand des Wassers sinkt, der Strom sich vergrößert, der Lichtbogen deshalb nicht mehr auslöscht und der Wasserwiderstand dann „auspackt“. Dieser Uebelstand lässt sich indessen durch richtige Dimensionierung vermeiden. Dagegen lässt sich nicht vermeiden der schwankende Widerstand des Wassers, welcher praktisch eine unangenehme Beigabe ist und ausserdem die volle Ausnützung der Löschfähigkeit der Hörner verbietet, da dieselben auch noch beim kleinsten vorkommenden Widerstand, d. h. beim grössten vorkommenden Strom imstande sein müssen, zu löschen. Metallwiderstände in Oel vermeiden diese Nachteile. Bei beiden Arten muss aber der Widerstand so dimensioniert werden, dass die Löschfähigkeit des Hornes für den der Ueberspannung nachfolgenden Betriebsstrom ausreicht. Dies bedingt in Höchstspannungsanlagen eine sehr grosse Anzahl von Ableitern; beispielsweise ist bei Verwendung von Wasserwiderständen in 80 kV-Anlagen ein Satz Hörnerableiter auf 17 km, bei 110 kV auf 11 km Leitungslänge notwendig, bei Metallwiderständen auf 50 bzw. 34 km. Diese Zahlen zeigen, dass die Verwendung von Wasserwiderständen in Höchstspannungsanlagen praktisch ausgeschlossen ist, aber auch die Metallwiderstände sind der grossen Kosten wegen nicht zu empfehlen.

*Die Elektrolytableiter* bestehen aus einer Funkenstrecke in Reihe mit einer Zelle, in welcher abwechselnd Aluminiumplättchen und Säure in Reihe geschaltet sind. Auf den Plättchen bildet sich durch elektrische Einwirkung ein isolierendes Häutchen, welches durch Ueberspannungen durchbrochen wird. Die elektrochemische Wirkung des Entladestromes unterbricht automatisch durch Wiederherstellung des Häutchens den nachfolgenden Betriebsstrom. Die Ableiter haben den Nachteil, dass sie jeden Tag einmal künstlich formiert, d. h. direkt an die Leitung gelegt werden müssen, um die Häutchen, welche mit der Zeit verschwinden, wieder herzustellen. Wenn dies nicht sorgfältig durchgeführt wird, entstehen beim nächsten Ansprechen des Ableiters Kurzschlüsse. Die amerikanische Praxis zeigt, dass diese Ableiter allein als Schutz gegen Erdschlüsse nicht genügen, indem die meisten Höchstspannungsanlagen zur direkten Nullpunktserdung übergegangen sind.

Beim *Bleisuperoxydableiter* besteht die in Reihe geschaltete Zelle aus einer Hintereinanderschaltung von Lackschichten und Schichten von Bleisuperoxyd. Letzteres leitet, die Lackschichten isolieren. Schlägt die Funkenstrecke durch, so werden auch die Lackschichten durchschlagen. Der Entladestrom erwärmt in der Umgebung der im Lack entstandenen Löcher das Bleisuperoxyd und reduziert dasselbe zu  $PbO$ , welches einen Isolator darstellt. Dadurch wird das Loch zugestopft, der Ableiter

ist wieder betriebsbereit. Versuche zeigen, dass diese Ableiter nur kurzzeitig ansprechen dürfen, sonst brennen sie zusammen. Dies hat auch den Einbau von Sicherungen in Reihe mit denselben notwendig gemacht. Als alleiniger Erdschlusschutz genügt der Ableiter nicht; Begründung wie oben, Betriebserfahrungen sind noch abzuwarten.

Einen sehr guten Erdschlusschutz bildet die *Nullpunktserdung*. Einige oder alle Transformatoren der Anlage werden dabei mit dem Nullpunkt direkt an Erde gelegt, wobei die Transformatoren auf der Oberspannungsseite in Stern und auf der Unterspannungsseite in Dreieck geschaltet sein müssen. Die Zwischenschaltung eines Widerstandes zwischen Nullpunkt und Erde, wie sie in Anlagen mit mässiger Hochspannung üblich ist, hat sich in Höchstspannungsanlagen nicht bewährt und kommt kaum mehr in Frage. Die Nullpunktserdung unterdrückt Ueberspannungen vollständig, ebenso die Spannungserhöhung der gesunden Phasen. Damit besteht keine Gefahr mehr für doppelte Erdschlüsse; die automatische Abschaltung der Defektstelle durch den gewöhnlichen Kurzschlusschutz des Netzes wird gewährleistet. (In einfachen Anlagen ist es möglich, die Betriebsunterbrechung dadurch zu verhindern, dass bei Erdschluss ein Absenken der Betriebsspannung von Hand oder automatisch bewirkt und damit der Kurzschlusslichtbogen zum Erlöschen gebracht wird; Big Creek-Linie.) Die Uebertragung von Störungen auf andere Netzteile wird also durch die Nullpunktserdung verhindert. Bei Erdung sämtlicher Transformatoren besteht ein weiterer Vorteil in der Möglichkeit, die Nullpunktsklemmen und sämtliche Enddistanzen der Oberspannungswicklung wegzulassen, indem der Nullpunkt im Kasteninnern direkt an Erde gelegt werden kann.

Die Nullpunktserdung weist aber auch Nachteile auf. Einmal muss die Erdung der Eisenmaste ganz besonders sorgfältig ausgeführt werden, indem nämlich jeder Erdschluss einen Kurzschluss bildet und so in der Umgebung der Erdschlussstelle grosse Ströme im Erdboden fliessen können, denen wiederum unter Umständen gefährliche Spannungsabfälle entsprechen. Man darf nicht annehmen, dass diese Frage unter allen Umständen durch Anbringen eines Erdseils gelöst wäre, es muss vielmehr auf die Durchbildung der einzelnen Masterdung besondere Sorgfalt verwendet werden, und zwar nach Widerstandsgrösse und Form der Elektrode. Die Parallelschaltung von Elektroden durch das Erdseil hat nämlich eine Grenze, welche durch den eigenen Widerstand des Erdseils gegeben ist. Beispielsweise konnte für gewisse Leitungen, welche normalen Fällen entsprechen, berechnet werden, dass durch das Erdseil die Zahl der wirksamen Elektroden auf  $15 \div 20$  gebracht wurde. Der Erdschlussstrom verteilt sich also in der Hauptsache auf die  $7 \div 10$  Maste rechts und  $7 \div 10$  Maste links des Fehlerortes. Die übrigen kommen zur Leitung kaum mehr in Frage. Werden also Platten von 10 Ohm Widerstand verwendet, so ist der Gesamtwiderstand immer noch 1,2 Ohm; bei 2000 Amp. Kurzschlussstrom der Anlage können also zwischen Eisenmast und seiner näheren Umgebung immer noch  $2000 \times 1,2 = 2400$  Volt auftreten. Die Beherrschung dieser Spannung ist denkbar, ich möchte aber hier darauf hinweisen, dass sie bei Verwendung der Nullpunktserdung besonders studiert werden muss. Allerdings treten die gleichen Erscheinungen und auch die gleichen Spannungsdifferenzen auch ohne Nullpunktserdung bei doppeltem Erdschluss auf. Dieser ist aber eine Erscheinung, welche in einem richtig geschützten Netz von äusserster Seltenheit sein sollte. Eine zweite Frage, die noch nicht ganz geklärt ist, ist diejenige der Störung des Telephonbetriebes durch die Nullpunktserdung. Im Normalbetrieb ist dieselbe unwahrscheinlich, vorausgesetzt, dass die Sättigung der Transformatoren nicht zu hoch gewählt, die Leitung verdrillt und Korona-Grenzspannung nicht überschritten wird.<sup>1)</sup> Dagegen scheint mir die Frage noch nicht geklärt, wie weit solche Störungen bei Erdschlüssen auftreten und auch wie weit sie für so kurze Zeit zulässig sind.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Peek, JAIEE Bd. 40 (1921), S. 455.

<sup>2)</sup> Siehe darüber auch die seither bekannt gewordenen Arbeiten der Eisenbahnverwaltung des Staates Kalifornien: „Inductive interference between electric power and communication circuits“. Auszugsweise wiedergegeben E. T. Z., Bd. 42 (1921), S. 1261.

Die Nullpunktserdung muss also als ein gutes Schutzmittel bezeichnet werden, wenn ihrer Verwendung auch noch einige Bedenken entgegenstehen. Sie kann eine sehr grosse Bedeutung dann erlangen, wenn die Konsequenz daraus gezogen wird, dass sie das Auftreten der Spannungserhöhung der gesunden Phasen verhütet, indem die Prüfspannung der Anlage herabgesetzt würde. Wenn dieser Schritt auch bis jetzt meines Wissens nicht gewagt worden ist, so ist er doch denkbar. Er wäre von grösster Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit, da die Anlagen dadurch billiger würden. Man bedenke, dass dann beispielsweise eine 150 kV-Anlage mit ungefähr gleichen Kosten wie eine 100 kV-Anlage erbaut werden könnte. In amerikanischen Höchstspannungsanlagen wird heute die Nullpunktserdung durchwegs angewandt. Das Anwendungsgebiet von Einrichtungen, welche den Erdschlussstrom löschen, wie *Löschspulen*, *Erdschlussdrosselspulen* und *Löschtransformatoren* erweitert sich immer mehr. Einzelheiten über diese Einrichtungen sind heute wohl genügend bekannt. Eine Drosselspule zwischen Nullpunkt und Erde erzeugt einen nachteiligen Strom in der Erdschlussstelle, bringt dadurch den Lichtbogen des voreilenden Erdschlussstromes zum Erlöschen und unterdrückt die Ueberspannung. Sie verhindert also jegliche Betriebsunterbrechung, vorausgesetzt, dass nicht schon die Ursache der Störung ein Isolationsdefekt war, oder dass nicht zwei Ueberschläge gleichzeitig als Folge gleicher Ursache (Blitzschlag) stattgefunden haben. (Der Löschtransformator bewirkt die gleiche Erscheinung durch einen zwischen Phasen und Erde geschalteten Transformator.) Ebenso wird durch die Unterdrückung des Stromes am Fehlerort der Spannungsabfall im Erdboden seiner Umgebung verhindert. Telefonstörungen treten keine auf. Dagegen können diese Einrichtungen die Spannungserhöhung der gesunden Phase gegen Erde nicht verhindern.

Die Löschspulen erfüllen also die Aufgabe des Erdschlusschutzes weit besser als Hörnerableiter. Dazu kommt, dass sich ihr Preis in Höchstspannungsanlagen bedeutend billiger stellt. Er beträgt nur ungefähr  $\frac{1}{4}$  desjenigen für einen richtig dimensionierten Hörnerschutz. Der Nullpunktserdung ist die Löschspule darin überlegen, dass sie die unangenehme und teure Unterbrechung des Betriebes verhindert, indem ein Abschalten in den meisten Fällen nicht mehr stattfindet. Ich ziehe deshalb den Schutz mit Löschspule demjenigen mit Nullpunktserdung vor. Dagegen müsste die Frage neu überlegt werden, wenn der oben erwähnte Schritt der Herabsetzung der Prüfspannung für Anlagen mit Nullpunktserdung getan würde; die wirtschaftlichen Vorteile dieser Anordnung würden dann die Nachteile der öfteren Abschaltung wahrscheinlich überwiegen.

Eine Einrichtung für die *Anzeige von Erdschlüssen* ist für alle wichtigen Stationen einer Anlage notwendig. Für diejenige Station, welche den Störungsdienst organisiert, ist auch die Anzeige der defekten Phase sehr wünschbar. Die Erdschlussanzeige wird durch Spannungswandler mit direkt zeigendem, womöglich auch mit registrierendem Voltmeter bewirkt, welche zwischen Nullpunkt und Erde oder zwischen Phase und Erde geschaltet werden. Anzeige der defekten Phase verlangt Schaltung zwischen Phasen und Erde.

Zusammenfassend sei gesagt, dass ein Schutz gegen Erdschlüsse in Höchstspannungsanlagen notwendig ist. In Frage kommen: Direkte Nullpunktserdung oder Löschspulen (bezw. ähnliche Einrichtungen).

### *Atmosphärische Störungen.*

Der heutige Zustand des Schutzes gegen atmosphärische Störungen ist, wenigstens in 50 kV-Anlagen, ein ganz unbefriedigender. Der Aufenthalt in einem Kraftwerk während Gewittern macht wohl auf jeden Ingenieur, der mit Hochspannungsanlagen zu tun hat, einen deprimierenden Eindruck. Man hat das Gefühl, das Personal sitze auf Kohlen: Feederschalter fallen, Leitungen werden unbrauchbar, mancherorts fürchtet man sogar für die Sicherheit der Transformatoren. In Höchstspannungsnetzen liegen die Verhältnisse glücklicherweise günstiger, indem die

höhere Isolationsfestigkeit der Anlage bei gleichbleibender Höhe der Beanspruchung die Anlage gegen atmosphärische Ueberspannungen unempfindlicher macht; dazu kommt, dass die Anlage gegen die zerstörende Wirkung der Lichtbogen besser geschützt ist, indem die ganze Leitung und die Isolatoren kräftiger gehalten sind.

Die atmosphärischen Störungen treten in drei Formen auf: als statische Ladungen, als indirekte Blitzschläge und als direkte Blitzschläge.

### Statische Ladungen.

Diese werden durch Annäherung von Wolken hervorgebracht. Die folgenden Figuren sollen diese Erscheinungen in grossen Zügen erklären. Fig. 1 zeigt die

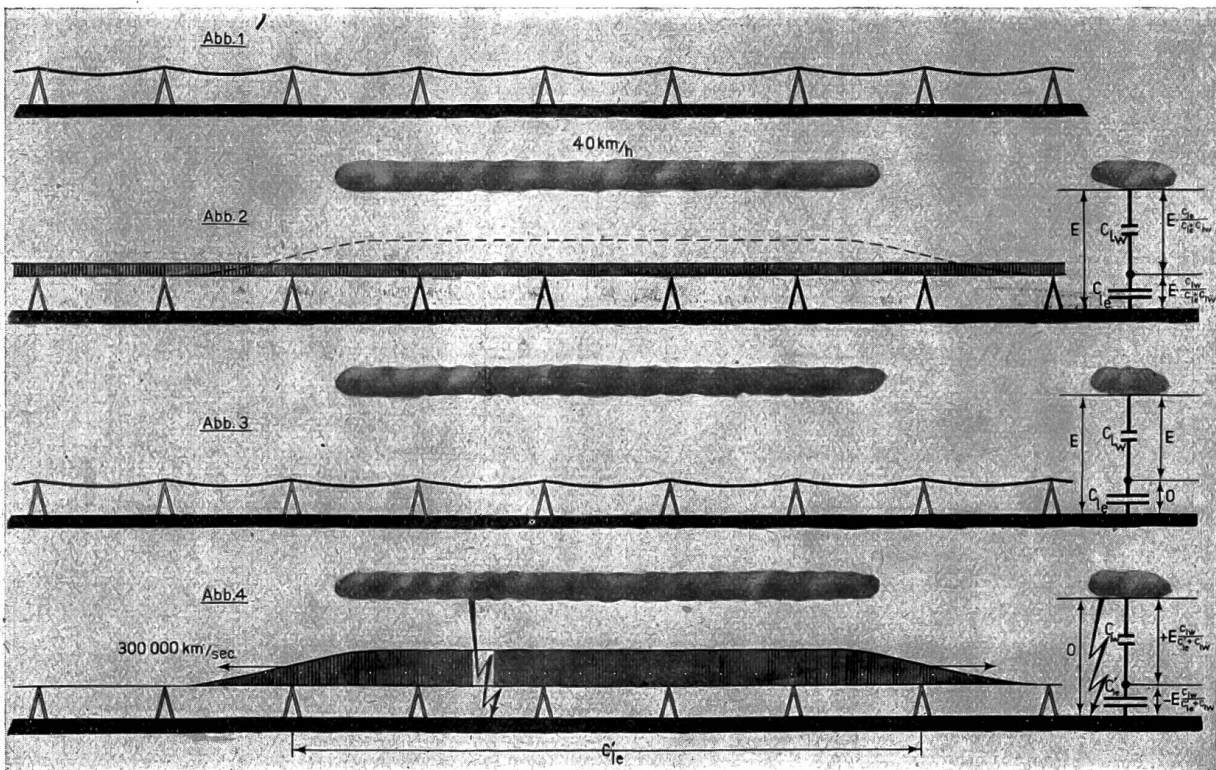


Fig. 1 — 4

Leitung. Fig. 2 zeigt dieselbe Leitung, aber mit einer nahenden Wolke. Diese Annäherung findet mit einer höchsten Geschwindigkeit von ungefähr 40 km pro Stunde statt. Die Aufladezeit der Leitung ist also langsam und überschreitet nach Messungen 10 Sekunden. Nach einfachen elektrostatischen Gesetzen hat die Wolke die Tendenz, die Leitung wie in der punktierten Linie in Fig. 2 angedeutet, aufzuladen. Da dieser Vorgang aber sehr langsam stattfindet, fliesst die entstehende Ladung sogleich nach andern Netzpunkten ab und verteilt sich so gleichmässig über das ganze Netz (ausgezogene Kurve). Die entstehende Spannung ist proportional der Spannung  $E$  zwischen Wolke und Erde und proportional dem Verhältnis der Kapazitäten Wolke-Leitung/Leitung-Erde. Unter anderem ist also die Höhe der Spannung vom Verhältnis der Leitungslänge unter der Wolke zur gesamten Leitungslänge abhängig. Dies ist auch der Grund, weshalb ich diese Erscheinung in grösseren Netzen nicht für sehr gefährlich halte, da meistens erhebliche Netzteile nicht im Feld der Wolke liegen. Für vollständig unter der Wolke verlaufende Leitungen dagegen können diese Werte sehr hoch werden. So wurden in Upsala für jeden Meter Masthöhe 140 kV gemessen.

Es ist wohl richtig, sich gegen diese Spannungen zu schützen. Praktisch wird dieser Schutz ohne weitere Einrichtungen durch die Nullpunktserdung oder durch die Löserspulen übernommen, falls solche eingebaut sind. In gleichem Sinne wirken auch die Spannungstransformatoren der Erdschlussanzeigevorrichtung. Die Anordnung besonderer Wasserwiderstände möchte ich nicht empfehlen, sie sind überflüssig. Ausserdem lassen Wartung, Wasser- und Energieverbrauch dieselben als ein ungeeignetes Schutzmittel erscheinen.

### Indirekte Blitzschläge.

Wenn die obigen Ausführungen zeigten, dass die statischen Ladungen heute beherrscht werden, so ist das hier leider nicht der Fall. Sogar unsere physikalischen Kenntnisse über diese Vorgänge sind sehr lückenhaft. Ein vielversprechender Anfang der Erforschung ist allerdings jetzt gemacht durch die Untersuchungen von

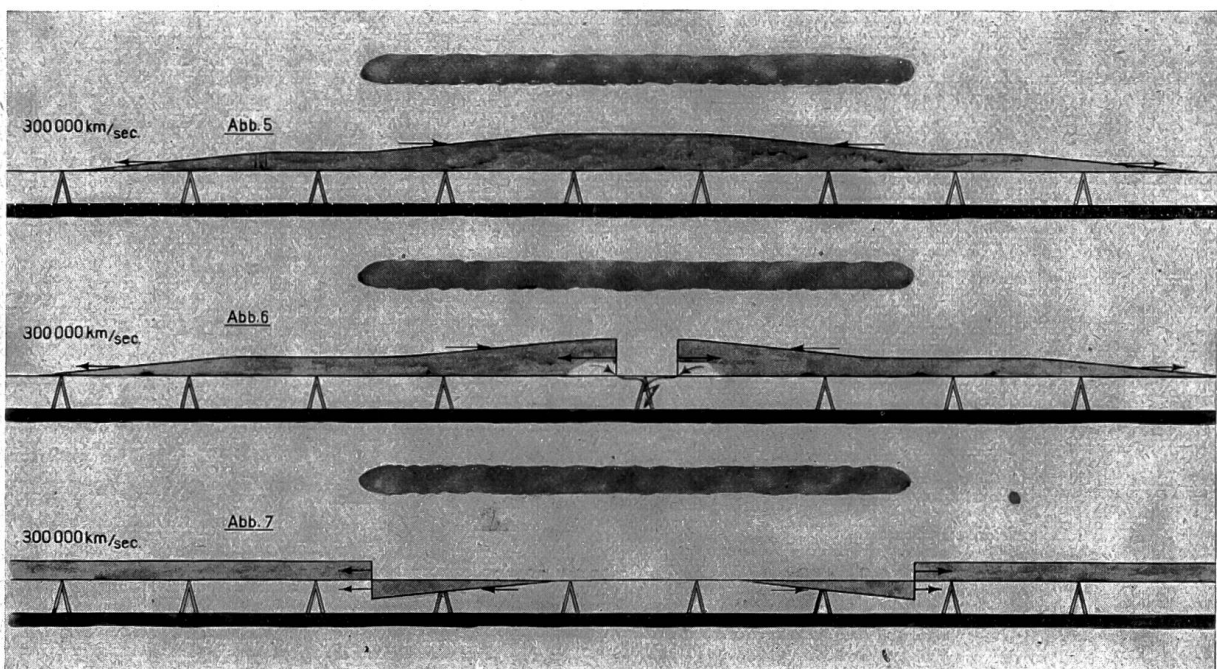


Fig. 5 - 7

Norinder in Upsala<sup>1)</sup>). Dort werden seit drei Jahren die Gewitter an einer künstlichen Leitung in einer eigens gebauten Untersuchungsstation studiert.

Die indirekten Blitzschläge bestehen in der Entladung von über den Leitungen befindlichen Wolken nach Erde, nicht etwa in die Leitung selbst. Die Fig. 3 bis 7 sollen das Entstehen und die Wirkungen eines solchen indirekten Blitzschlages, wie er sich nach unseren heutigen Kenntnissen darstellt, zeigen. Die Gleichstromladung, welche durch die Wolke im Netz induziert worden war, ist unterdessen nach Erde abgeleitet worden, so dass die Leitung wieder in spannungslosem Zustand ist; darüber befindet sich aber die Wolke mit einer Spannung  $E$  gegen Erde (Fig. 3). Von der Betriebsspannung soll abgesehen werden, ihre Werte überlagern sich den jetzt dargestellten Vorgängen. Fig. 4 zeigt, wie sich die Wolke nach Erde entlädt, und zwar nicht etwa in die Leitung hinein. Sie nimmt also „plötzlich“ das Potential null der Erde an. Dadurch wird auf der Leitung entsprechend dem vorher bestandenen statischen Feld der Wolke eine Spannung induziert, deren Form durch dieses verschwundene Feld bedingt wird. Diese Ladung kann aber in der in Fig. 4

1) Undersökningar öfver det Luftelektriska fältet vid Askväder, Uppsala 1921.

dargestellten Form nicht bestehen bleiben, da die verschiedenen Punkte der Leitung, welche ja aus leitendem Material besteht, die Tendenz haben, gleiches Potential anzunehmen. Aus diesem Grunde verteilt sich die Ladung nach beiden Seiten über das Leitungsnetz. Diese Verteilung erfolgt in Form von Wanderwellen (Fig. 5), und zwar mit Lichtgeschwindigkeit wie alle elektrischen Vorgänge auf einer Leitung in Luft (300 000 km/sec). Fig. 6 zeigt das weitere Fortschreiten dieser Ladung. Die genauere Form dieses Fortschreitens erhält man nach Steinmetz und K. W. Wagner dadurch, dass man sich die ursprüngliche Welle in zwei gleiche Wellen geteilt denkt, von denen die eine nach rechts und die andere nach links läuft. Die Folge ist, dass das ursprüngliche Potential in der Mitte der ursprünglichen Ladung am längsten stehen bleibt. Ist nun die Höhe der induzierten Ladung genügend hoch, so tritt nach einigen Millionstel Sekunden ein Durchschlag der Leitung nach Erde auf. Dieser bedingt eine Absenkung der Spannung auf Null. Diese Absenkung kann sich aber wieder nicht plötzlich an andern Orten der Leitung bemerkbar machen, sondern sie muss sich mit einer endlichen Geschwindigkeit fortpflanzen. Sie tut dies nach rechts und links wieder mit Lichtgeschwindigkeit, wobei sich die senkrechte Form dieser Sprungwelle (Entladewelle) nach und nach verflacht. Fig. 7 zeigt einen folgenden Zustand. Es muss ausdrücklich betont werden, dass diese

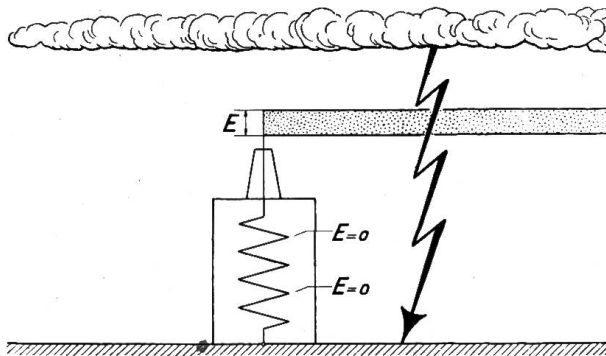


Fig. 8

Darstellung eine theoretische ist, sie ist aber von der grossen Zahl der von uns bis jetzt erforschten Störungsfälle in Anlagen bestätigt worden. Unbekannt ist leider noch die Geschwindigkeit der Wolkenentladung. Diese kann die Erscheinung quantitativ ganz bedeutend beeinflussen, indem die Stirn der in Fig. 4 entstehenden Welle dann viel flacher wäre. Nicht beeinflusst wird allerdings dadurch die Stirn der Entladewelle (Fig. 6), da diese nur von der Art und Weise der Entladung der Leitung nach Erde abhängt. Fig. 8 zeigt noch den

besondern Fall der Entstehung von steilen Ladewellen in Anlageteilen, welche keine Kapazität gegen Wolke aufweisen, wie beispielsweise das Innere von Kraftwerken, von Transformatoren und Maschinen. Gerade dieser Vorgang kann aber nicht quantitativ beurteilt werden, solange die Geschwindigkeit der Wolkenentladung und damit die Geschwindigkeit der Entstehung der Ladung auf der Leitung nicht feststeht.

Die Folgen dieser Erscheinung sind einerseits Ueberschläge der Anlageteile *nach Erde*, also einfache oder doppelte Erdschlüsse, andererseits *Durchschläge der innern Isolation* der Transformatoren, hauptsächlich der Spulen unter sich. Besonders diese letztern sind sehr gefürchtet, da sie, wie gesagt, bei der Grösse der Einheiten in Höchstspannungsanlagen sehr grosse Reparaturkosten verursachen. Merkwürdigerweise zeigt die Erfahrung ein verschiedenes Verhalten der Transformatoren kleiner und grosser Leistung, indem bei letzteren Wicklungsdurchschläge an ganz beliebigen Stellen der Wicklung auftreten, währenddem sie bei ersteren immer die Eingangswindungen betreffen. Ueber die Gründe bestehen nur Vermutungen, Versuche darüber sind in Vorbereitung.

Als allgemeines Schutzmittel kommt das *Erdseil* in Betracht. Es vergrössert die Erdkapazität der Leitung und verkleinert die Kapazität gegen die Wolke und setzt dadurch die Beanspruchung um 30 % gegenüber einer Anlage ohne Erdseil herab. Sämtliche Höchstspannungsanlagen sind mit diesem Erdseil ausgerüstet, welches ja für die Erdung der eisernen Masten ohnehin notwendig ist. Ein Schutz der Leitung im besonderen könnte nur durch genügende Isolationsfestigkeit derselben geschaffen werden. Die Erfahrungen scheinen zu beweisen, dass in Anlagen

mit 135 kV Betriebsspannung, also ca. 270 kV Festigkeit, diese Grenze der absoluten Sicherheit schon recht nahe erreicht ist, indem Ueberschläge bei Gewittern in solchen Anlagen selten sind. Diese Erfahrungen sollen in amerikanischen Anlagen mit über 135 kV Betriebsspannung allgemein gemacht worden sein. Weder bei 135 kV, noch weniger aber bei 100 kV lassen sich Ueberschläge während Gewittern *ganz* vermeiden. Eine Erhöhung der elektrischen Festigkeit, d. h. also des Sicherheitsgrades ist der Kosten wegen wohl praktisch ausgeschlossen, damit also auch eine Vermeidung dieser Ueberschläge. Dagegen sollte verhindert werden, dass der Ueberschlag, wenn er einmal entstanden ist, durch die Wärmewirkung seines Lichtbogens Isolatoren und Leitung zerstört. Von diesem Gesichtspunkte aus kann *den Schutzringen* und ähnlichen Einrichtungen, welche eigentlich zum Zwecke besserer Spannungsverteilung eingeführt worden sind, gar nicht genug Aufmerksamkeit geschenkt werden, indem sie den Lichtbogen vom Isolator fernhalten, die störungsfreie Wiederinbetriebsetzung der Anlage also ermöglichen.

Es ist denkbar, Kraft- und Unterwerke, welche wegen ihrer Wichtigkeit ausgezeichnete Punkte der Anlage darstellen, durch Ableiter, wenigstens gegen die Ueberspannungen nach Erde zu schützen. Die bei uns gebräuchlichen *Hörnerableiter mit Widerständen*, fälschlich „Blitzschutz“ genannt, sind aber dazu keineswegs imstande, dies zeigen Theorie und Erfahrungen. Als Vergleich sei das Druckrohr einer Wasserleitung erwähnt, welches durch ein Standrohr als Ventil gegen Druckstöße gesichert werden soll. Dieses Standrohr kann die Leitung nur gegen Druckstöße sichern, wenn es von ähnlich grossem Durchmesser wie die Leitung ist, nicht aber, wenn sein Querschnitt nur einen kleinen Bruchteil des Querschnittes der Hauptleitung aufweist. Im letzteren Falle wird oben am Standrohr wohl Wasser herauspritzen (entsprechend dem Ansprechen des Hörnerableiters), der Druckstoss wird also angezeigt, eine wesentliche Beeinflussung desselben kann aber nicht stattfinden. Das gleiche gilt für elektrische Verhältnisse; der Wellenwiderstand der Leitung liegt in der Grössenordnung 600 Ohm, Ableiter für 110 kV weisen ungefähr 30 000 Ohm Widerstand auf (bei Verwendung von Metallwiderständen). Die Rechnung zeigt, dass dadurch Sprungwellen um 1% erniedrigt werden. In Betracht kämen nur Ableiter mit Widerständen, die kleiner sind als der Wellenwiderstand der Leitung, also kleiner als 600 Ohm. Diese würden aber über 150 Amp. aufnehmen, ein Wert, der ein vielfaches der zulässigen Hörnerbeanspruchung darstellt. — *Elektrolytableiter und Bleisuperoxydableiter* sind wahrscheinlich imstande, solche Ueberspannungen zu verhindern, wobei allerdings die Frage des Durchschlagsverzuges der Aluminiumplättchen bzw. der Lackschicht noch nicht geklärt ist. Dass diese Ableiter vom Standpunkte des Betriebes aus gewisse Bedenken erwecken, habe ich schon bei ihrer Verwendung für die Zwecke des Erdschlussschutzes ausgeführt. Unter dieser Einschränkung lässt sich ihre Verwendung gegen indirekte Blitzschläge rechtfertigen. Es muss aber gesagt werden, dass sie gerade einen weniger wichtigen Teil des Schutzes gegen indirekte Blitzschläge übernehmen, nämlich den Schutz gegen Ueberspannungen gegen Erde. Sie verhindern aber nicht das Entstehen und das Auftreffen von Sprungwellen auf die Transformatoren, im Gegenteil, sie erzeugen bei ihrem Ansprechen selbst solche. Gerade diese Sprungwellen sind aber die gefährlichste Begleiterscheinung der indirekten Blitzschläge. Eine Fülle genau untersuchter Fälle hat uns nämlich gezeigt, dass richtig konstruierte und hergestellte Oeltransformatoren eigentlich nie gegen Erde überschlagen, verhältnismässig leicht zu reparierende Klemmenüberschläge in Luft ausgenommen. Die gewöhnlich auftretende Störung dagegen bildet der Wicklungsdurchschlag, Spule gegen Spule. Diesen möchte ich als das eigentliche und dringlichere Problem des Ueberspannungsschutzes in Höchstspannungsanlagen bezeichnen. Von Ableitern irgend einer Form wird er nicht verhindert. Dies sind offenbar auch die Ursachen für die amerikanischen Erfahrungen mit diesen Ableitern in Höchstspannungsanlagen. Die dortigen Betriebsleiter scheinen für Anlagen über 100 kV ziemlich allgemein von der Nutzlosigkeit dieser Einrichtung überzeugt zu sein: Montana Power Co., Mississippi, River Power Co., Southern

Power Co., Pacific Gas & Electric Power Co. sollen diese Erfahrungen im vergleichenden Betrieb mit und ohne solche Ableiter gemacht haben. Die letzteren beiden benützen seither keine Blitzschutzeinrichtung mehr.

Der Schutz gegen Durchschläge ist also in anderer Art zu suchen, nach meiner Ansicht vor allem in der Wahl einer *genügenden elektrischen Festigkeit des Isolationsmaterials zwischen den Windungen und Spulen*. Theoretisch ist eine Sprungwellenbeanspruchung bis zum doppelten Wert der Ueberschlagsspannung der Anlage, also bis zum Wert der vierfachen verketteten Spannung derselben möglich. Ob dieser Fall praktisch auftritt, ist allerdings noch nicht einwandfrei nachgewiesen. Die Sicherheit, dass er beherrscht werden kann, besteht heute noch nicht immer. Man darf sich allerdings nicht etwa vorstellen, dass diese ganze Spannung zwischen zwei benachbarten Spulen oder gar zwischen zwei Drähten auftrete. Beide Beanspruchungen sind in Wirklichkeit bedeutend kleiner, hauptsächlich der gegenseitigen Kapazität dieser Wicklungsteile wegen. Die Grösse dieser Beanspruchung lässt sich für Kleintransformatoren zwar abschätzen, für Grosstransformatoren ist sie für die innern Wicklungsteile ganz unbekannt. Versuche an einem solchen Transformator haben für die Eingangsspulen einen Wert von  $\frac{1}{3}$  der auftreffenden Sprungwellenspannung gezeigt. Trifft also auf einen 100 kV Transformator eine Sprungwelle von 200 kV auf, so kann die Beanspruchung zwischen erster und zweiter Spule den Wert von 70 kV erreichen. Diese spärliche Kenntnis darf aber nicht etwa dazu verleiten, die Isolation einfach in ihrer Ausdehnung stärker zu dimensionieren, denn es ist wohl möglich, dass zugleich mit der dadurch erzielten grössern elektrischen Festigkeit auch die elektrische Beanspruchung pro Spule wieder heraufgesetzt wird und so keine Verbesserung des Transformators entsteht. Dagegen darf schon heute gesagt werden, dass die Verwendung eines Isolationsmittels hoher Qualität einen Schutz bietet.

Offt wird statt einer Verbesserung der innern Isolation die Verwendung äusserer Schutzmittel für den Sprungwellenschutz versucht, in Frage kommen Schutzdrosselspulen und Kondensatoren. *Schutzdrosselspulen* werden in Grössen von  $\frac{1}{10}$  bis 10 mH verwendet. Diese Grenzen zeigen schon, wie unsicher heute die Technik in der Wahl dieses Schutzmittels ist. Die Tatsache, dass praktisch die Durchschläge tief im Innern der Transformatoren liegen, also an Orten, wo die entsprechende Sprungwelle die sehr grosse Induktivität der gesamten davorliegenden Transformatorspulen durchlaufen hat, beweist meiner Meinung nach, dass mit dem bischen Energie, welches in den viel kleineren Schutzdrosselspulen aufgespeichert werden kann, nicht viel auszurichten ist. Versuche über die Beeinflussung der Beanspruchung im Innern von Grosstransformatoren durch Schutzdrosselspulen sind leider noch nicht bekannt, einen kleinen Einblick gewährt vielleicht die Beanspruchung der Eingangsspule. Dieselbe wird erst durch Drosselspulen von 6 mH auf die Hälfte des Wertes ohne Drosselspule herabgesetzt. Dazu kommt möglicherweise die Gefahr der Resonanz dieser Spulen und der dahinter befindlichen Transformatorkapazität mit Entladewellen bei Erd- und Kurzschlüssen. Die Kosten grösserer Spulen sind so hoch, dass solche nur eingeführt werden sollten, wenn eine genügende Schutzwirkung wirklich nachgewiesen werden kann. — Kondensatoren könnten prinzipiell bei richtiger Bemessung Transformatoren gegen Sprungwellen schützen. (Damit soll allerdings nicht gesagt sein, dass sie ein Allheilmittel gegen Ueberspannungen darstellen, beispielsweise können sie Erdschlussüberspannungen gegen Erde in keiner Weise beeinflussen.) Die bisher vorliegenden Kondensatorkonstruktionen sind aber für Höchstspannungsanlagen ungeeignet und bis jetzt auch nirgends verwendet. Neue Konstruktionen machen einen guten Eindruck, Erfahrungen mit denselben sind aber abzuwarten. Die Dimensionierungsgrundlage für Kondensatorenschutz, d. h. die Grösse der notwendigen Kapazität ist bis jetzt in keiner Weise abgeklärt, wenigstens ist meines Wissens nichts darüber veröffentlicht worden. Bei der Kompliziertheit der Aufgabe ist der Beleg ihrer Lösung durch eingehende Versuche notwendig. Die Grundlagen für solche Versuche sind heute

vorhanden. Diese Erwägungen, zusammengehalten mit Kosten, Raumbedarf und Komplikation der Anlage scheinen mir vorläufig die allgemeine Einführung der Kondensatoren als Schutzmittel gegen Sprungwellen zu verbieten, es ist aber sehr zu begrüßen, wenn dieses Schutzmittel in Einzelfällen praktisch erprobt wird.

*Direkt eingebaute Relais und Stromwandler* müssen gegen die Wirkung von Sprungwellen besonders geschützt werden. Glücklicherweise besitzen wir dagegen ein einfaches Abhülfsmittel durch den Einbau von Widerständen, welche diese Apparate überbrücken (Ueberbrückungswiderstände).

Zusammenfassend sei gesagt, dass für den Schutz gegen indirekte Blitzschläge das Erdseil eine wünschenswerte Einrichtung ist, dass der Einbau besonderer Apparate zur Beschränkung der Ueberspannungen gegen Erde sich vorläufig nicht rechtfertigt, dass dagegen die Sprungwellengefährdung ebenso wie in Anlagen mittlerer Spannung eine sehr gefährliche Erscheinung ist. Als einziger Schutz kommt heute die Verwendung hochwertiger Materials für die innere Isolation der Transformatoren in Frage.

#### *Direkte Blitzschläge.*

Direkte Blitzschläge, d. h. Blitzschläge in die Leitung selbst, scheinen verhältnismässig selten und nur für ihre unmittelbare Umgebung gefährlich zu sein. Vielleicht breiten sich die durch dieselben ausgelösten Sprungwellen nur auf eine kurze Länge aus, so dass ihre Energie schon auf kurzem Weg verschwunden ist. Wahrscheinlich gewähren die oben erwähnten Schutzringe an Isolatoren einen Schutz gegen ihre Folgen, indem sie die Zerstörung der Isolatoren verhindern.

#### *Schalt-Ueberspannungen.*

Beträchtliche Ueberspannungen gegen Erde und Sprungwellen können beim Schalten im Leerlauf von Transformatoren und von langen Leitungen entstehen. Betriebserfahrungen zeigen, dass sie oft eine unzulässige Höhe erreichen; die Bedingungen für ihr Entstehen sind allerdings, wenigstens für Transformatoren, noch wenig bekannt. Erwähnen möchte ich die beiden Fälle einer 200 km langen, 70 kV-Leitung und eines 50 kV-Transformators von 5000 kVA, welche fast bei jeder Abschaltung überschlugen. Ein einfaches und betriebssicheres, aber nicht ganz billiges Schutzmittel hiergegen stellen die Vorkontaktwiderstände dar, deren Verwendung in Europa jetzt ganz allgemein geworden ist. Die amerikanische Praxis verwendet sie dagegen gar nicht. Es besteht ein auffallender Unterschied in der Beurteilung der Gefahr dieser Störungsursache zwischen den beiden Erdteilen.

#### *Resonanz von Entladewellen.*

Wenn an irgend einem Netzpunkt ein Ueberschlag nach Erde oder nach einer andern Phase stattfindet, so treten ausser den schon oben aufgeführten Erscheinungen elektromagnetische Schwingungen der Leitungsdrähte auf beiden Seiten der Störungsstelle auf. Jedes der beiden Stücke schwingt dabei ähnlich wie eine Antenne mit ihrer eigenen Schwingungszahl, welche für Leitungen von 1 km Länge z. B. 75 000, für solche von 100 km Länge 750 beträgt. Im praktischen Betrieb können also, je nach dem Ort der Fehlerstelle, alle möglichen Schwingungen auftreten. Liegt nun irgendwo an der betreffenden Leitung ein schwingungsfähiges Gebilde von Induktivität und dahinter geschalteter Kapazität von ähnlicher Eigenfrequenz (z. B. Stromwandler mit Sammelschienen usw.), so entstehen, wie Petersen<sup>1)</sup> seinerzeit durch Versuche nachgewiesen hat, an der Kapazität Ueberspannungen von erstaunlicher Höhe gegen Erde. Glücklicherweise bildet auch hier der *Ueberbrückungswiderstand* ein einfaches und billiges Abhülfsmittel. Alle Stromwandler und direkt eingebauten Relais müssen damit versehen werden.

<sup>1)</sup> W. Petersen, E. T. Z. Bd. 34 (1913).

### Zusammenfassung.

Die Schutzeinrichtungen für Höchstspannungsnetze bestehen nach meinem Vorschlag im Schutz gegen Erdschlüsse (Nullpunktserdung oder Löschspulen), Schutz gegen indirekte Blitzschläge, sorgfältige Durchbildung der Isolation zwischen den Spulen der Transformatorwicklungen, (Erdseil, Ueberbrückung von Relais und Stromwandlern), Schutz gegen Schaltüberspannungen bei Leerlauf (Vorkontaktwiderstände), Schutz gegen Resonanz von Entladewellen. Dabei ist der Schutz gegen indirekte Blitzschläge, wie bei mittleren Spannungen, noch nicht befriedigend. Die Gefahr ist aber kleiner wegen der hohen Isolationsfestigkeit.

### Zusammenarbeiten von Freileitungs- und Kabelnetzen.

Für diese Frage verweise ich auf die Ausführungen im Auszug aus den Vorträgen.<sup>1)</sup>

Der *Vorsitzende* verdankt die interessanten Mitteilungen im Namen des Vereins bestens. Er regt an die Ausführungen der Referenten anschliessend die Schaffung einer Zentralstelle an, zur Sammlung von Erfahrungen in Störungsfällen, sowohl von Ueberspannungen, wie auch von anderen Ursachen herrührend, als welche wohl am zweckmässigsten das gemeinsame Sekretariat der Werke und des Vereins dienen könne. Von einem solchen Erfahrungsaustausch werden alle Mitglieder nur Vorteil ziehen können.

*Kristen-Oerlikon*: Oberwellen, herrührend von Maschinen, sind nicht unter allen Umständen ungefährlich. Bei einer 13 km langen Kraftübertragung traten Störungen auf, trotzdem die Oberwelle der Maschine allein nur 1 % der Grundwelle betrug. Wurde die Maschine aber auf die Freileitung geschaltet, so wuchs die Oberwelle auf 150 % der Grundwelle an. Eine Abhilfe kann auf wirtschaftliche Weise nicht durch äussere Hilfsmittel, sondern nur durch Eliminierung der Oberwellen erreicht werden.

Die Ueberbrückung von Schutzdrosselspulen durch Widerstände ist auch heute noch zu empfehlen. Nach Steinmetz bieten die Freileitungen bei der kritischen Periodenzahl von  $10^4$ – $10^5$  Perioden pro Sekunde besondere Gefährdung, indem einerseits in diesem Gebiet Spannungsschwankungen am wenigsten gedämpft werden und andererseits die Eigenfrequenzen der Grosstransformatoren in dieses Gebiet fallen.

*Kuhlmann-Zürich* fragt an, wie die Nullpunktserdung von Transformatoren gedacht ist, ob in der Transformatoren- oder in der Generatorenstation, oder eventuell in beiden?

Der Sprechende möchte ferner auch Auskunft darüber erhalten, welche Erfahrungen mit dem *Emag*-Ableiter gemacht werden; Laboratoriumsversuche hätten günstige Resultate ergeben.

Bei der Beanspruchung von Isoliermaterialien spiele neben der Höhe der Spannung auch die Zeit, während welcher diese wirke, eine wichtige Rolle. Bei Ueberspannungserscheinungen sei aber gerade der zeitliche Verlauf noch sehr wenig bekannt. Der Redner ist der Ansicht, dass, da ja auch jeder Transformator selbst Streuung hat, der besondere Drosselspulenschutz entbehrt werden könne. Er tritt für bestmögliche Isolation der Anlagen ein, ohne Anwendung von Drosselspulen.

Betreffend die Aluminiumzelle äussert der Sprechende die Ansicht, dass dieselbe für Wechselstrom ungeeignet sei. Dagegen misst er ihr bei Hochspannungsgleichstromanlagen Wert bei.

*Roth* entgegnet *Kristen*, dass Störungen durch *Oberwellen* in Anlagen sehr hoher Spannung und dementsprechend grosser Ausdehnung im Allgemeinen nicht zu erwarten seien. Auch in Anlagen, welche nachgewiesenermassen Oberwellen-

<sup>1)</sup> Bulletin des S. E. V., Bd. 12 (1921), S. 243.

resonanz aufweisen, hätten sich keine Ueberspannungen von praktisch in Betracht fallender Höhe nachweisen lassen.

Auf die von *Kuhlmann* aufgeworfenen Fragen eingehend, bemerkt Roth, dass bei Nullpunktserdung die Stern-Dreieckschaltung anzuwenden sei, wenn man nicht des Hauptvorteiles der Vermeidung der Spannungserhöhung der gesunden Phasen fast vollständig verlustig gehen wolle. Roth ist der Ansicht, dass die Nullpunktserdung erst dann wirtschaftlich mit Löschspulen konkurrieren könne, wenn bei Anlagen mit Nullpunktserdung der Transformatoren die Prüfspannung entsprechend niedriger gewählt werden könne. Versuche in Upsåla sollen gezeigt haben, dass Ladungsänderungen durch Wolken langsam vor sich gehen. Rasche Aenderungen treten bei Blitzschlägen auf. Hier ist allerdings noch viel Raum für weitere Untersuchungen.

Die *Emag*-Ableiter benützen dasselbe Prinzip wie die Hörnerableiter und weisen daher auch denselben Nachteil auf, dass sie die Ueberspannung nur um einige Prozent erniedrigen. Sie werden überdies heute nur für Spannungen bis zu 35 kV fabriziert und kommen also für Höchstspannungsanlagen nicht in Frage.<sup>1)</sup>

*Perrochet*-Basel stellt die folgenden drei Fragen:

1. Dr. Roth hat in seinem Referat immer nur von *einem* Blitzseil gesprochen. Bei mehreren Seilen wird wohl eine grössere Reduktion der Ueberspannungen erfolgen?

2. Der Referent hat nur die Nullpunktserdung von Transformatoren berührt. Ist eine Nullpunktserdung auch der Generatoren zu empfehlen?

3. Wo sind in der Schweiz Löschtransformatoren angewendet und mit welchem Erfolge? In der „*Elettrotecnica*“ wurde über dieselben ein absprechendes Urteil gefällt.

*Roth - Baden:*

1. Je mehr Erdseile verlegt werden, desto grösser ist die Ueberspannungsreduktion. Bei einer grösseren Anzahl Erdseile können die Ueberspannungen überhaupt unterdrückt werden. Wirtschaftlich werden sich jedoch viele Erdseile nicht rechtfertigen lassen. Ein Teil der Kosten des ersten Seiles wird durch die unter allen Umständen notwendige Erdung der Gittermasten getragen, bei einem zweiten Erdseile ist das nicht mehr der Fall, überdies ist die zusätzliche Reduktion der Ueberspannung bei einem zweiten und weiteren Seilen kleiner als bei den vorhergehenden, es wird sich daher schon die Verlegung eines zweiten Erdseiles nicht lohnen.

2. Hier sind die folgenden zwei Fälle zu unterscheiden.

a) Der Generator ist nur auf einen Transformator geschaltet. In diesem Falle ist die Nullpunktserdung gut, aber nicht von grosser Bedeutung. Es kann durch dieselbe der Uebertritt der Transformatorüberspannung auf den Generator verhindert werden.

b) Der Generator arbeitet direkt auf ein Freileitungsnetz. Bei der Nullpunktserdung können während Erdschlüssen grosse gefährliche Kurzschlussströme am Fehlerort auftreten. Ob durch Anwendung eines Erdseiles die Gefahr genügend herabgesetzt werden kann, ist für die hier in Betracht fallenden mittleren Spannungen sehr fraglich. In diesem Falle ist jedenfalls, zur

<sup>1)</sup> Von der Lizenznehmerin der *Emag* in Wädenswil bin ich seither darauf aufmerksam gemacht worden, dass dies nicht zutrifft, indem diese Apparate seit einem Jahr auch bis 80 kV gebaut werden. Ich stelle dies hier gerne fest, erlaube mir aber Ergänzung meines Urteils, das sich auf Versuche an solchen Apparaten bis 24 kV Betriebsspannung gründet. Der Apparat kann gegen Erdschlussüberspannungen schützen, wobei die Anzahl pro 100 km für Anlagen über 35 kV etwas kleiner gehalten werden kann, als bei Hörnerableitern. Er braucht um die Hörner herum weniger Raum, da der Lichtbogen nicht aufsteigt. Wie die Hörnerableiter und aus gleichen Gründen ist er aber der Nullpunktserdung oder den Löschspulen unterlegen. Für Schutz gegen indirekte Blitzschläge kommt er für höhere Betriebsspannungen als ca. 12 kV, wie Hörnerableiter, seines hohen ohmschen Widerstandes wegen nicht in Frage. Gegen die Aufstellung in Innenräumen habe ich der Brand- und Explosionsgefahr des kleinen Schalters wegen ernste Bedenken.

Begrenzung des Kurzschlussstromes, ein Widerstand zwischen Nullpunkt und Erde einzuschalten.

3. In der Schweiz sind ca. 1200 km 50 kV Leitung östlich von Mühleberg mit Löserspulen versehen worden. Es wäre interessant, von Betriebsleitern einiges über die damit gemachten Erfahrungen zu vernehmen. Man muss natürlich von den Löserspulen auch nicht alles verlangen. So können sie die Spannungserhöhung der gesunden Phasen bei einem Erdschluss nicht verhindern.

*Heusser-Aarau* berichtet über seine Beobachtungen in den Vereinigten Staaten von Nordamerika:

Die allgemein verwendeten Aluminiumzellen sind nun grösstenteils ausgeschaltet und wo sie noch im Betrieb sind, hält man nicht viel von ihnen. Sie werden jedenfalls in einigen Jahren ganz verschwinden. Ein Ersatz für dieselben ist aber gegenwärtig nicht vorhanden. So arbeiten denn viele grosse Werke ohne jeglichen Ueberspannungsschutz, einige derselben schon seit 12 Jahren und haben gute Erfahrungen gemacht. In diesen Werken werden allerdings die Freileitungsisolatoren fleissig kontrolliert. Bennet-Blitzableiter (im Prinzip ähnlich den *Emag*-Ableitern) sind mancherorts im Betrieb und sollen sich gut bewähren; da sie aber einen sehr hohen ohmschen Widerstand aufweisen, wirken sie kaum als Ableiter. Rollenblitzableiter sind bei Anlagen mit Spannungen von über 10 kV ganz verschwunden.

*Vaterlaus*-Baden: Die Nordostschweizerischen Kraftwerke haben seit etwa einem Jahre Petersenspulen im Betrieb und mit denselben sehr befriedigende Erfahrungen gemacht. Bei Gewittern, bei denen wir anhand früherer Erfahrungen grössere Störungen erwartet hätten, traten solche nicht ein. Bei Erdschlüssen kann der Betrieb mit Hilfe der Erdschlusspule weiter aufrecht erhalten bleiben und es kann der Störungsursache in aller Ruhe nachgegangen werden.

*Hess*-Basel: Netze, die für sich allein gut geschützt sind, sind das nicht mehr, sobald sie zusammengeschaltet werden. Beim Zusammenschalten von Netzen sollte dieser Frage die ihr gebührende Aufmerksamkeit geschenkt werden.

Der Präsident *Dr. Tissot* erteilt hierauf das Wort Herrn *Betriebsleiter Ing. Dutoit* von *Olten-Gösigen*, der über folgendes Thema spricht:

#### Surveillance des lignes à haute tension, contrôle du bon état de la ligne, recherche et localisation des avaries.

Monsieur le président, Messieurs, chers collègues.

Lorsque l'on m'a chargé, en qualité d'exploitant, de préparer un court référé sur les sujets: „Surveillance des lignes à haute tension, contrôle du bon état de la ligne, recherche et localisation des avaries“, sujets se trouvant dans le programme d'une conférence internationale devant se tenir à Paris, j'ai hésité d'accepter cette mission pour ces raisons: premièrement parce que j'estime que quelqu'un de plus qualifié aurait pu mieux que moi présenter les sujets, et secondement parce que le thème prescrit n'offre certainement rien de neuf pour la grande majorité des électriciens ici présents. Je vais toutefois essayer d'esquisser rapidement, pour ceux de vous, Messieurs, que la question peut intéresser, en quoi consiste l'organisation d'un service d'exploitation de lignes, telle qu'elle est en vigueur dans la plupart des entreprises suisses de distribution et de transport d'énergie.

Je saisis l'occasion pour remercier ici vivement les entreprises qui ont bien voulu me fournir des renseignements sur leur exploitation propre, ce qui m'était nécessaire pour compléter avantageusement l'expérience acquise dans des exploitations auxquelles j'ai appartenu.

Par ligne à haute tension nous entendrons, dans ce qui va suivre, des lignes de distribution et de transport d'énergie électrique, établies pour une tension allant

jusqu'à 60 000 volts, rarement au-dessus, caractérisées par le fait qu'elles sont établies sur supports dont la distance entre eux est faible — 40 m en moyenne — et qu'elles sont équipées avec des isolateurs rigides sur ferrures, indifféremment que les supports soient en bois, en fer ou en béton armé. Par ligne à très haute tension nous entendrons par contre des lignes de grand transport, dont le but est surtout de réunir deux centres de forte production très distants l'un de l'autre, lignes caractérisées d'une part par leur établissement sur pylônes en treillis métalliques à très longues portées, admettons en moyenne 250 m, mais pouvant atteindre suivant le terrain à traverser 400 à 500 m, d'autre part par l'emploi d'isolateurs à chaîne. En Suisse les lignes à très haute tension sont prévues pour des voltages de 75 000 à 150 000 volts au maximum.

Il est évident que pour l'instant les lignes à haute tension, même si nous ne partons que de la tension de 45 000 volts, sont en Suisse de beaucoup les plus étendues, vu qu'il n'y a qu'à peine une dizaine d'années que les premières lignes à très haute tension ont été construites en notre pays. Vous me permettrez, pour cette raison, de parler également de la surveillance et de l'entretien des lignes à haute tension, les expériences acquises dans leur exploitation étant de plus longue date et par conséquent plus probantes, d'autant plus qu'il y a peu de différence entre le service d'exploitation de l'un ou de l'autre type de ligne.

La volonté de prévenir les perturbations de lignes est à la base de l'organisation du service de surveillance et d'entretien. Les expériences acquises en étudiant causes et effets des avaries multiples survenues en cours d'exploitation ont déterminé cette organisation. Nous examinerons donc rapidement les différentes sortes de perturbations et leurs causes.

Grâce aux renseignements que les directions d'exploitation de plusieurs entreprises de transport de force ont bien voulu me communiquer, renseignements venant s'ajouter à une expérience personnelle, il est établi que près de 70% des perturbations de service des lignes à haute tension provient des orages. A ce sujet nous avons remarqué que les coups de foudre directs sont moins rares que l'on ne le croit généralement.

La qualité des isolateurs, leur vieillissement, donnent un grand pourcentage de pannes; l'incendie de poteaux de bois par suite d'isolateurs défectueux est un cas assez fréquent. La rupture de fils et câbles est rare pour les lignes de faibles portées pour autant qu'elles sont tirées avec des conducteurs de section suffisante, ce qui est presque toujours le cas dès que l'on arrive à des tensions supérieures à 30 000 volts, vu la longueur de la ligne. Les perturbations provoquées par des oiseaux migrateurs sont excessivement rares en Suisse, alors qu'elles arrivent à être très fréquentes en d'autres pays. Vient ensuite une série de perturbations, par exemple: Courts-circuits provoqués par le dérèglement des conducteurs ensuite de forte chute de neige, rupture de supports, attache éliminée d'isolateur ou attaches qui se défont pour toute autre cause, chute d'arbre sur la ligne, oiseau de grande envergure, volant dans celles-ci ou faisant une terre entre une phase et un support, détérioration volontaire d'isolateurs, toutes causes provoquant chacune un très faible pourcentage des perturbations enregistrées.

Les avaries survenant aux lignes à très haute tension sont beaucoup plus rares que celles enregistrées sur les lignes à haute tension. D'après une moyenne de statistique de plusieurs exploitations suisses, nous obtenons les nombres approximatifs suivants de perturbations survenues par année sur 100 km de ligne:

Ligne sur poteaux bois pour tension de 6 à 12 000 volts . . . . .	4,5
Ligne sur poteaux bois de 25 à 27 000 volts . . . . .	2,6
Ligne sur poteaux bois de 45 à 55 000 volts . . . . .	1,7
Ligne sur pylônes métalliques à très grandes portées, tension de service provisoire de 80,000 volts . . . . .	0,8

Cette statistique, dont les chiffres varieront certainement avec les années, présente ceci d'intéressant qu'elle démontre nettement que le nombre des perturbations aux 100 km/année décroît, alors que la tension, pour laquelle la ligne est construite, monte. Ceci s'explique très facilement du fait que plus la tension est haute plus la ligne est établie avec soin, le tracé est mieux étudié, les coupes de forêts plus larges, les isolateurs ont un coefficient de sécurité plus grand, les ramifications sont moins nombreuses et les sections généralement plus fortes.

L'organisation du service de contrôle des lignes est plus ou moins la même pour toutes nos entreprises suisses. Elle varie également peu, qu'il s'agisse de lignes à haute ou à très haute tension. Dans les grandes entreprises le service des lignes est presque toujours indépendant du service de l'usine productrice; il dépend d'un bureau central d'exploitation. Des monteurs de lignes, instruits tout spécialement en vue du service de contrôle et d'entretien, sont rattachés à ce bureau et cantonnés dans la centrale ou les stations que traversent les lignes.

Les contrôles se font, suivant le type de ligne, la saison et surtout suivant les incidents d'exploitation qui se sont passés, à des intervalles variant entre une et six semaines. Les surveillants de lignes, équipés de bonnes jumelles, parcourent le tracé et doivent observer les moindres détails pouvant intéresser l'exploitation. Tout spécialement les isolateurs sont l'objet d'un examen sérieux. Ils doivent tâcher de découvrir les moindres fêlures qui auraient pu se produire entre deux contrôles. Le contrôle fini, ils envoient immédiatement au bureau d'exploitation un rapport détaillé de l'état dans lequel ils ont trouvé les installations. Le technicien chargé du service des lignes centralise ces rapports et voit d'après eux si des réparations urgentes sont nécessaires, est rendu attentif aux points faibles et à l'occasion procède lui-même à un contre-examen de tronçons de tracés lorsque cela lui paraît nécessaire.

Le contrôle des lignes à très haute tension, en général très pénible à cause des grandes portées traversant des terrains souvent très mouvementés, peut être fait moins fréquemment que le contrôle des lignes à haute tension du fait que les chances de mauvais état sont beaucoup moins grandes.

Outre les contrôleurs attitrés chargés de la surveillance permanente des lignes un grand nombre de contrôleurs auxiliaires complète l'organisation de surveillance. Ces contrôleurs auxiliaires ne sont pas des employés de l'entreprise. Ce sont des personnages, choisis dans chaque commune que traverse l'artère, susceptibles de rendre de grands services lors de la recherche des défauts ayant provoqué un arrêt d'exploitation. Ces auxiliaires sont instruits par le personnel d'exploitation et doivent au premier appel téléphonique parcourir un tronçon déterminé du tracé, toujours le même, et rapporter immédiatement par téléphone au bureau d'exploitation s'ils ont trouvé le défaut que l'on cherche. Il est évident qu'en aucun cas ces contrôleurs auxiliaires, que l'on choisit généralement parmi les professionnels de la mécanique, serruriers, forgerons, etc., n'ont à s'occuper seuls d'une réparation quelconque, mais ils peuvent souvent seconder l'équipe venue pour la réparation.

Le choix du personnel de surveillance des lignes, tant stable qu'auxiliaire, est de la plus grande importance. Son recrutement est difficile; les contrôleurs attitrés ont un travail souvent ingrat; ils doivent à plusieurs reprises parcourir de longues distances sur un terrain pénible, regarder en l'air et ne rien trouver et recommencer la prochaine fois sans plus de succès peut-être. Beaucoup d'hommes du métier, bons lignards, sont découragés après quelques contrôles n'ayant donné aucun résultat et trouvent ce service peu digne de leurs capacités. Comme d'autre part il est indispensable d'avoir du personnel intelligent, vif et ne se rebutant pas si leurs efforts ont été inutiles, il va souvent longtemps jusqu'à ce que soit formée une bonne équipe sur laquelle on peut compter. Certaines entreprises sont d'avis que pour remédier au peu d'intérêt que présente pour les hommes des contrôles fastidieux, il faut établir un roulement parmi le personnel, c'est-à-dire qu'une fois

le contrôle de la ligne sera fait par un gardien de tableaux, une autre fois par un contrôleur de ligne, et ensuite par un homme d'atelier. Personnellement je ne suis pas du tout de cet avis; j'estime bien plus qu'il est nécessaire d'arriver à posséder une équipe tout à fait spéciale pour la surveillance des lignes, quitte à ce que son recrutement prenne du temps et que pendant longtemps on soit obligé de changer d'éléments jusqu'à ce qu'on ait trouvé les hommes les plus aptes pour le travail qui leur incombe. Une très bonne expérience faite au sujet de la composition de ce personnel est celle de le chercher, pour une partie au moins, dans le personnel qui a pris part à la construction de la ligne. Ces contrôleurs ont alors le grand avantage de connaître en ses moindres détails le matériel d'équipement, le tracé et aussi les habitants établis sur le parcours de l'artère, ce qui n'est pas négligeable.

Nous en arrivons aux perturbations de service. Comme nous l'avons vu, elles sont beaucoup plus fréquentes sur les lignes à haute tension que sur les lignes à très haute tension. Avant de rechercher où se trouve l'avarie lorsqu'un interrupteur déclanche à la centrale par suite d'une cause encore inconnue, on réenclanche sans autre le feeder d'habitude au bout de trois minutes. Si un réenclanchement est impossible ou qu'un nouveau déclanchement se produit immédiatement après le réenclanchement, on attend de nouveau trois minutes et l'on remet une seconde fois la ligne sous tension. Si le feeder ne tient pas encore, on admet alors seulement qu'il est malade et les recherches de l'avarie commencent.

Les recherches consistent en ceci que les contrôleurs auxiliaires sont immédiatement expédiés sur le tronçon qui leur incombe et, si on le juge nécessaire, un ou plusieurs contrôleurs attitrés s'en vont déjà en certains points de la ligne que la direction d'exploitation estime devoir être contrôlés d'une manière sérieuse de prime abord.

En même temps, si des sectionnements sont possibles, l'on tronçonne le feeder en autant de parties que faire se peut. Puis, de l'usine d'où part la ligne, l'on essaye au moyen d'un groupe séparé le 1<sup>er</sup> tronçon; s'il se montre bon, l'on relie le tronçon 1 et 2, et l'on essaye à nouveau. Ainsi de suite jusqu'à ce que l'on ait localisé le tronçon de ligne malade.

Lorsqu'il s'agit d'une avarie que l'on peut découvrir sans autre à l'œil, il se passe d'habitude très peu de temps, grâce aux excellentes communications téléphoniques que nous avons en Suisse, presque chaque commune ayant son téléphone d'état, pour que le bureau central d'exploitation soit renseigné sur le point exact où est survenue l'avarie. Dès qu'un renseignement précis est obtenu, une équipe de réparation, qui s'est préparée à l'avance, part sur les lieux avec le matériel voulu. Souvent ce matériel est réparti le long de la ligne dans des magasins établis en des endroits appropriés. Après entente téléphonique avec le service d'exploitation, concernant la coupure de la ligne et sa mise à terre, l'on procède à la réparation du défaut.

La localisation d'avarie est très souvent annoncée directement au bureau d'exploitation par des tierces personnes demeurant à proximité de l'endroit où le dégât s'est produit et qui ont été avisées par des circulaires provenant de l'usine, adressées au conseil communal de la localité et aux maîtres d'école, qu'une prime en argent sera distribuée à chaque personne avisant immédiatement le service d'exploitation déterminé que quelque chose d'anormal s'est produit sur le parcours de la ligne. Ce système des primes rend des services de la plus grande importance aux entreprises, aussi se développe-t-il de plus en plus. En étant un peu large dans la rémunération des informations sûres obtenues par des tiers, l'on économise énormément de temps, par conséquent d'argent, en réduisant au minimum la durée de l'interruption de la fourniture d'énergie par suite des défauts de ligne. Toutefois il faut conserver un certain scepticisme au sujet des informations qu'on obtient par des tierces personnes; il arrive assez fréquemment que les avis les plus abracadabants sont transmis. C'est alors que le flair et l'intuition des

agents chargés du service des pannes doivent se montrer; ils ne doivent accepter comme bon renseignement que ce qui peut être vraisemblable et devenir ce qui n'a pas été dit, car nous devons l'avouer, aucun moyen technique n'est encore aujourd'hui à la disposition des exploitants pour localiser rapidement les pannes de ligne.

Lorsqu'une avarie est supposée sur une ligne à très haute tension équipée avec isolateurs à chaîne, la recherche devient souvent très difficile. Le dégât qui se présente le plus fréquemment est un perçage des éléments d'une chaîne. La plupart du temps la découverte de ce perçage, malgré qu'il donne presque toujours un trou de 5 à 7 mm de diamètre, situé à la base de la cape métallique supérieure, lorsqu'il s'agit d'isolateurs du type cape et tige, est excessivement difficile. L'habitude prise dans un but d'esthétique, d'équiper les pylônes avec des chaînes d'isolateurs de teinte souvent très foncée ne facilite pas la recherche à la jumelle des isolateurs percés. C'est pour cela qu'à mon avis personnel, l'on devrait conserver l'emploi d'isolateurs sinon blancs, mais seulement légèrement teintés.

Pour pouvoir éliminer des éléments de chaînes d'isolateurs qui pourraient par suite de leur mauvais état provoquer des perturbations de service, une proposition venant d'Amérique recommande l'emploi du Megger; mais vraiment, après les expériences faites, ce moyen ne saurait être employé pratiquement. En admettant même qu'un Megger développant une tension d'essais de 1500 volts, soit capable de déterminer un défaut d'un seul élément d'une chaîne, le temps dont il faudrait disposer, en possédant même un très grand nombre de ces appareils, serait si considérable que des jours et des jours se passeraient jusqu'à ce qu'on ait la chance de tomber sur des chaînes malades pouvant provoquer des perturbations sous court délai. Il est évident qu'aucune exploitation n'a la possibilité d'arrêter si longtemps une fourniture à travers des lignes, qui en général ne sont pas doublées.

Pour déterminer des mises à terre qui ne sont pas encore dangereuses, mais qui pourraient le devenir, on peut se procurer sur le marché des détecteurs téléphoniques de terre, qui, effectivement, lorsqu'une ligne sur pylônes n'a pas de fil de terre réunissant tous les supports, peuvent donner quelques indications. Mais l'expérience a montré que l'emploi de ces détecteurs ne présente que peu d'intérêt au point de vue pratique.

Il manque donc jusqu'à maintenant aux exploitants, des appareils ou des méthodes sûres pour déterminer et localiser rapidement un défaut d'isolation des lignes de transport.

Que fait-on donc lorsqu'une avarie, que l'on ne peut découvrir à l'œil, due au perçage d'isolateurs, est survenue sur une ligne? On emploie un moyen très simple pour localiser le défaut, moyen peu technique peut-être et brutal, celui consistant à brûler le défaut. Ceci se fait en branchant sur la ligne malade un groupe génératrice-transformateur séparé et en montant lentement en tension en partant de zéro. Cette opération se fait à un moment bien déterminé, connu des contrôleurs que l'on a répartis sur quelques points appropriés, voisins de la ligne, d'où ils peuvent chacun surveiller un long tronçon de celle-ci. L'avarie étant survenue à une tension proche de la tension normale de service, les chaînes défectueuses seront généralement brûlées bien avant que l'on atteigne cette tension. Cet essai est donc, tout compte fait, peu dangereux pour les installations. Si des éléments d'isolateurs n'étaient que percés lors de la première avarie sans que des éclats de porcelaine se détachent, ce qui justement ne permettait pas la découverte à l'œil, il est presque sûr qu'un premier essai de brûler le défaut rendra sa localisation possible même de plein jour, soit par l'observation d'un arc qui ne peut manquer de se produire, ou du fait que la porcelaine sera sérieusement détériorée. Par ce moyen, employé comme nous le disions, parce que nous n'en possédons guère d'autre, après une pratique de quelques pannes, l'on arrive dans la plupart des cas à réparer et à remettre en service la ligne momentanément endommagée dans un

espace de temps relativement court, pour autant que des circonstances spéciales ne se mettent pas en travers.

Je me résumerai brièvement. Les exploitations de lignes de grand transport n'ont pour l'instant à leur disposition que des moyens très limités pour déterminer le point où est survenu une avarie. Dès l'instant où les exploitants posséderont un système sûr pour localiser les mises à terre, tout le service de surveillance des lignes sera singulièrement simplifié et il est à espérer que les physiciens et constructeurs nous doteront un jour ou l'autre des appareils nécessaires.

Le contrôle des lignes deviendra en outre de plus en plus illusoire au fur et à mesure que l'on se décidera à établir des lignes présentant le maximum de sécurité possible. D'une manière générale l'on a, pendant longtemps, accordé trop peu d'importance à la construction des lignes. Un très grand progrès a toutefois été fait depuis plusieurs années. Mieux que toute organisation de contrôle une construction rationnelle des lignes limitera les perturbations à leur nombre minimum. Le coefficient de sécurité des isolateurs doit être augmenté d'autant plus pour l'équipement de lignes qui ne servaient auparavant qu'à transporter de l'énergie d'une centrale à un ou plusieurs points de consommation, mais formant par la suite des artères de liaison entre de puissants centres de production que ces lignes sont elles-mêmes en parallèle avec d'autres réseaux, eux-mêmes très étendus. Lorsque des terres se produisent, la valeur du courant de terre augmente en proportion de l'extension des réseaux qui sont en communication métallique entre eux et les isolateurs sont mis d'autant plus à contribution.

Les études de nouveaux dispositifs de protection de lignes à haute tension et très haute tension doivent être activement poursuivies. A ce sujet le contact entre physiciens-constructeurs et exploitants doit être toujours plus intime pour arriver le plus rapidement possible à maîtriser des difficultés contre lesquelles les exploitations ont trop souvent à combattre.

C'est sur ce vœu, Messieurs, que je termine mon référé.

Der *Vorsitzende* verdankt Herrn Dutoit seinen interessanten Vortrag und wünscht eine rege Diskussion hauptsächlich von seiten der im Betriebe stehenden Mitglieder.

*Heusser-Aarau*: Der grösste Teil der amerikanischen Kraftwerke unterhält ihre Leitungen und repariert sie in ähnlicher Weise, wie auch in der Schweiz üblich. Ein kleinerer Teil, worunter sich aber auch grosse Werke mit Höchstspannungsleitungen befinden, untersucht die Isolatoren mit „buzzsticks“ und wechselt fehlerhafte Ketten während des Betriebes aus. Ueber dieses Untersuchen und Auswechseln der Isolatorketten im Betrieb existieren verschiedene Druckschriften. Die „National Electric Light Association“ und die „Georgian Railway and Power Co.“ sind jederzeit gerne bereit, schweizerischen Elektrizitätswerken über diese Verfahren Auskunft zu erteilen.

Der *Vorsitzende* verdankt Herrn Heusser diese interessanten Mitteilungen bestens, die wohl für den V. S. E. von grosser Bedeutung sein können.

Sowohl *Bauer* wie *Dutoit* haben die in Frage stehenden Methoden studiert, können sich aber mit denselben mit Rücksicht auf die Personengefährdung nicht befreunden.<sup>1)</sup>

*Ing. Kristen* von der *Maschinenfabrik Oerlikon* hält am Nachmittag sein Referat über:

#### **Charakteristische Eigenschaften der elektrischen Kraftwerkausrüstung.**

Meine Herren!

Ich habe den ehrenvollen Auftrag, über die charakteristischen Eigenschaften der Generatoren, Transformatoren, Oelschalter, Innen-Isolatoren und Kabel zu sprechen. Ich will einzeln auf diese Fragen eingehen.

<sup>1)</sup> Das Referat des Herrn *Prof. J. Landry, Lausanne* und die daran anschliessende Diskussion werden in einer folgenden Ausgabe des Bulletin veröffentlicht werden. *Die Redaktion.*

### 1. Charakteristische Eigenschaften der Generatoren.

Die moderne Entwicklung im Bau von Synchronmaschinen ist charakterisiert durch weitgehendste Berücksichtigung der astationären Vorgänge. Da die Kraftwirkungen quadratisch mit der Stromstärke zunehmen, ist es in erster Linie den gewaltigen Stromstößen des plötzlichen Kurzschlusses zuzuschreiben, dass heute Generatoren mit einem auf die Leerlauferregung bezogenen Kurzschlussstrom bis 1 resp. 1,5 des Vollaststromes verlangt werden. Die ökonomisch so drückend empfundenen Werte einer Spannungserhöhung von 5% sind solchen von 20–25% und mehr gewichen und der Betrieb moderner Synchron-Maschinen kann der Mit Hilfe hochwertiger, automatischer Spannungsregeleinrichtungen nicht mehr entraten. Da der maximale Stromstoss in beiden Wicklungssystemen lediglich durch die gesamte Streuung der Maschine begrenzt wird, so ist beim Entwurf der Statorwicklung hohe Stirn- resp. Nutenstreuung anzustreben; es ist interessant, dass in dieser Hinsicht die gleichen Massnahmen wirksam sind, die eine Verkleinerung der zusätzlichen Kupferverluste bedingen.

Dem gesamten mechanischen Aufbau der Maschine ist die Stosskraft des plötzlichen Kurzschlusses zugrunde zu legen. Dieses maximale Drehmoment, mit seinem schnellen Druckwechsel, ist vom gesamten Gehäuse und der Verankerung aufzunehmen. Die Torsionsbeanspruchung der Welle wird zwar durch die Massenwirkung des Rotors gemildert, doch sind Wellenbrüche durch Resonanz der elektrischen und mechanischen Schwingungen des Systems denkbar und ihre Möglichkeit zu untersuchen. Es wird wohl stets der einphasige Kurzschluss in dieser Hinsicht die grössten Beanspruchungen ergeben.

Der wichtigste Gesichtspunkt einer guten Generatorkonstruktion ist heute mehr denn je die sichere Festlegung und Versteifung der Wickelköpfe sowohl unter sich, als gegeneinander und gegen Eisen. Schon bei einem 7000 kVA Generator mit 500 Umdrehungen pro Minute errechnen sich Beanspruchungen von ca. 3000 kg pro Meter Wickelkopflänge. Jede mechanische Beanspruchung ist von den spröden Isolierkanälen fernzuhalten und es sind somit die parallel herausragenden Wicklungsstäbe sowohl gegen die eigenen Felder als auch gegen die Streufelder des Rotors zu sichern.

Mit steigender Energiekonzentration genügt dieser Selbstschutz der Generatoren nicht mehr und es werden ausser demselben auch äussere Hilfsmittel, sogenannte Reaktanzen nötig; dies besonders dann, wenn die Sicherung der Maschine gegen falsches Parallelschalten gefordert wird.

Was das Spannungsproblem der Synchronmaschine anbetrifft, so kann gesagt werden, dass die Höhe der verwendeten Generatorspannung lediglich von ökonomischen Rücksichten diktiert wird. Man kann heute 13 kV als wirtschaftliche obere Grenze angeben, eher weniger, wenn sich in der Leitungsführung keine Schwierigkeiten ergeben. Die letzten Jahre haben wesentliche Fortschritte in der Fabrikation zweckmässiger Isolationsmaterialien ergeben; es muss gefordert werden, dass die durch den Fabrikationsprozess bedingten Luftschichten der Isolation, bei normaler Betriebsspannung nicht über ihre dielektrische Festigkeit beansprucht werden. Eine solche Isolation behält erfahrungsgemäss dauernd seine Isolierfähigkeit und ist gegen hohe momentane Ueberspannungen widerstandsfähig. Im allgemeinen wird eine Windungsprüfspannung von mindestens der Betriebsspannung während mehrerer Sekunden auftreten können. Eine so gleichmässig wie möglich gestaltete Feldverteilung verlängert die Lebensdauer der Hochspannungsspulen bedeutend; Flachdrähte und Nutenarmierungen sind zu empfehlen. Die Prüfung der Spulen muss auch auf dielektrische Verluste ausgedehnt werden und zwar sollte sich dieselbe über eine längere Zeitdauer erstrecken und bei erhöhter Temperatur vorgenommen werden, um auf diese Weise die Grenzspannung der Isolationsart festlegen zu können.

Die Statorwicklung sollte stets in Stern geschaltet sein mit herausgeführtem Nullpunkt; die Dreieckschaltung wird wegen bekannter Schwierigkeiten vermieden.

Die Erregerwicklung wird bei ausgeprägten Polen meist hochkant blank ausgeführt und mit asbestartiger Isolation versehen. Im Erregerkreis sind zusätzliche Reaktanzen, der hohen Ueberströme wegen, zu vermeiden. Auch sei an dieser Stelle auf die günstige Wirkung einer Dämpferwicklung am Induktor hingewiesen, und zwar sowohl mit Bezug auf den Ueberstrom- als auch den Ueberspannungsschutz.

Die gesteigerten Leistungen und Umdrehungszahlen der Generatoren bedingen die Schaffung von Einrichtungen zur sicheren Abführung der Verlustwärme. In dieser Hinsicht ist besondere Aufmerksamkeit den zusätzlichen Kupferverlusten sowohl innerhalb als auch ausserhalb der Nut zu widmen, um so mehr, als an ihrer Entstehungsstelle die Höchsttemperaturen der Maschine auftreten. Eine zweckmässige, in praktischen Grenzen liegende Unterteilung der Kupferquerschnitte muss gefordert werden, um so mehr, als eine verminderte Beanspruchung meist den beabsichtigten Zweck verfehlt und Anlass zu erhöhten Verlusten gibt. Besonders Maschinen mit hohen Umdrehungszahlen erfordern eine sehr sorgfältige Ventilation. Da die zulässigen Uebertemperaturen in engen Grenzen liegen, so ist es mit steigender Leistung notwendig, durch Unterteilung des aktiven Materials vermehrte Kühlflächen zu schaffen, oder die Kühlmittelmenge zu erhöhen. Die Zufuhr erhöhter Luftmengen geschieht ausser durch natürliche Ventilation der ausgeprägten Pole durch Niederdruckventilatoren am Induktor. Es ist besonders bei breiten Maschinen wichtig, dass eine gleichmässige Luftverteilung über die Kühlflächen des Stators eintritt; es werden daher sowohl in der Zu- als Ableitung zweckmässige Abdeckungen verwendet. Besonders wichtig ist die Kühlung der Wickelköpfe, wo bei hohen Spannungen fast die vollen Kupferverluste abgeleitet werden müssen.

Um einen möglichst geräuschlosen Gang der Maschinen zu erreichen und das Herumwirbeln der Luft zu verhindern, wird bei höheren Umdrehungszahlen eine teilweise oder ganze Kapselung nötig. Die Kapselung soll aber auch die leichte Zugänglichkeit zu den Wicklungen und eine bequeme Montage erlauben, bei gleichzeitiger Vermeidung zusätzlicher Verluste durch Streufelder. Ausserdem sollen ihre Teile so starr miteinander verbunden sein, dass Geräusche vermieden werden.

Bei Maschinen, die grosse Mengen Kühlluft benötigen, werden durch dieselbe viel Staub und Unreinigkeiten in die Wicklungen geblasen, so dass sowohl eine Verschlechterung der Isolation als auch eine Verengung der Luftkanäle, welche somit steigende Erwärmung nachsichziehen, eintritt. Diesen Uebelständen wird durch Einbau von Trocken- oder Waschnetzen begegnet. Letztere haben ausser dem Vorzug der Unbrennbarkeit auch denjenigen, dass die Luft der Maschine kühler zugeleitet wird. Bei ganz grossen Einheiten lassen sich selbst mit Filter die 98<sup>o</sup>/<sub>o</sub> der Fremdstoffe abhalten, zwar erst nach längerer Zeit, aber doch merkbare Ablagerungen nachweisen, und es werden daher in letzter Zeit mehr Umlaufkühlungen bevorzugt, besonders da durch dieselben auch Generatorbrände eher erstickt werden können.

In Verbindung mit Kabel- und Freileitungsnetzen ist bei Synchronmaschinen eine möglichst sinusförmige Spannungswelle zu verlangen. Die Spannungsform wird durch die Flux- und Wicklungsverteilung längs der Oberfläche der Maschine und von der relativen Grösse der Armaturrückwirkung beeinflusst. Die ersten zwei Faktoren bestimmen die Wellenform im Leerlauf, letztere die Aenderungen bei Belastung. Hohe Lochzahl pro Pol und Phase, richtige Polschuhform und Abstufungen; auch Teillochwicklungen haben in dieser Beziehung gute Resultate ergeben. Es ist zweckmässig, bei Maschinen mit ausgeprägten Polen mit der Ankerückwirkung nicht weit über 0,6 der Leerlaufserregung zu gehen.

Die von der Synchronmaschine in die Fernleitung gesendeten Oberwellen werden je nach der Leitungslänge und den Konstanten der Leitung entsprechend ihrer Frequenz verschieden stark ausgeprägt. Induktive Belastung der Fernleitung erschwert, kapazitive erleichtert das Ausprägen von Oberwellen. In diesem Sinne sei auch auf die Oberwellen in der Phasenspannung des Systems bei Stern-Stern-Schaltung der Transformer hingewiesen; ebenso auf die günstige Wirkung der Dämpferwicklung von Synchronmaschinen besonders bei einphasiger Belastung. Störungen von

stationären Resonanzerscheinungen sind relativ selten und es sind meist nur Schwachstrombeeinflussungen bekannt geworden. Da in letzterem Falle die Frequenzen der Oberwellen wesentliche Bedeutung haben, muss die Gefährlichkeit einer Abweichung von der Sinusform nach ihrer Frequenz gewertet werden.

Eine weitere Eigentümlichkeit der Synchronmaschine in Verbindung langer Fernleitungen ist die Selbsterregung. Das Auftreten der Selbsterregung ist abhängig vom Ladestrom der Leitung, von der Armatur-Rückwirkung und Streuung und von der Sättigungskurve der Synchronmaschine. Ein hohes Kurzschlussverhältnis reduziert die Möglichkeit der Selbsterregung, besonders wenn die Leistung eines Generators für die Ladung der Leitung ausreicht.

Ausser im Generatorbetrieb werden Synchronmaschinen noch als Spannungsregler am Ende langer Fernleitungen verwendet. Um die Kosten zu verringern, wird die Tourenzahl und die Armaturrückwirkung dieser Maschinen so hoch gewählt, als es eine Konstruktion mit ausgeprägten Polen noch zulässt. Es gilt letzteres insbesondere für Maschinen mit einseitiger Regulierung; wird hingegen verlangt, dass die voreilende und nachteilende scheinbare Leistung gleich sind, so muss ein Kurzschlussverhältnis über 1 gewählt werden, d. h. eine teurere Maschine. Der Anlauf solcher Maschinen erfolgt entweder durch einen Anwurfsmotor oder durch Selbstanlauf bei reduzierter Spannung und einer hochohmigen Dämpferwicklung.

In demselben Masse wie die Entwicklung der Synchronmaschine vorwärts geschritten ist, musste auch der Transformerbau nachfolgen.

## 2. Charakteristische Eigenschaften der Transformatoren.

Für hohe Leistungen und Spannungen wird der Kerntransformator bevorzugt. Die Verwendung von drei Einphasentransformern nach amerikanischem Beispiele gehört in Europa zur Seltenheit und es findet bis zu den höchsten Leistungen und Spannungen der Drehstromtransformator Verwendung. Die Schaltung ist zweckmässig Dreieck-Stern mit hochspannungsseitig herausgeführtem Nullpunkt. Es haben sich bei Stern-Stern-Schaltung dreier Einphasentransformer hohe Oberwellen dreifacher Frequenz in der Phasenspannung ergeben; beim gewöhnlichen Drehstromtransformator ist dieses Phänomen bis auf einen Wert von ca. 3% der Grundwelle unterbunden. Eine Dreieckschaltung eliminiert die Erscheinung vollkommen. Weiteren Grund dafür bildet der heute allgemein übliche Erdschlussdrosselspulen-Schutz. Da die Abstimmung des Erdkreises stets in der Resonanznähe liegen wird, so kann gesagt werden, dass die Dreieck-Stern-Schaltung auch bei Erdschluss des Netzes eine vollkommene Balancierung der wattlosen Belastung der Generatoren gewährleistet. Auch zeigten sich bei Abschaltvorgängen wesentliche Erleichterungen durch Einfügen eines Dreiecks.

Der wichtigste Gesichtspunkt einer Transformerkonstruktion ist grosse mechanische Festigkeit der Wicklung gegen die mächtigen Stromkräfte im Kurzschluss. Bei symmetrischer Anordnung der Wicklungen erfolgt die Beanspruchung in der Hauptsache radial; diese Beanspruchungen können durch die Wicklung selbst und zweckmässige Abstützungen relativ leicht aufgenommen werden. Das Hauptaugenmerk erfordert die Wicklungsabstützung in sich; es wirken hier gewaltige Druck- und Drehkräfte, die ein Zusammenschieben und Knicken der Wicklungsabteilungen anstreben. Solange diese Teile den Druckkräften gewachsen sind, ist der ganze Aufbau gesichert, ist dies aber nicht der Fall, so treten achsiale Kräfte auf, die schon bei relativ kleinen Verschiebungen fast die ganze Radialkraft der gesamten Transformeroberfläche auf die Abstützungen hinüberleiten. Ein Drehstromtransformer von 5000 kVA Leistung mit einfach konzentrischer Wicklung und 5,5% Kurzschlussspannung, erfährt im Kurzschluss eine radiale Sprengkraft von 600 t., bezogen auf die gesamte Spulenoberfläche eines Schenkels. Besitzt eine Wicklung eine achsiale Verschiebung von nur 4,5% der Spulenhöhe, so tritt im Kurzschlussfalle ein achsialer Druck von 300 t. auf. Da diese Kräfte sich somit auf hunderte von Tonnen beziffern müssen achsiale Ver-

schiebungen mit Sicherheit verhindert werden. Es kann gesagt werden, dass dies unabhängig von der Spulenform das schwierigste Problem des modernen Transformerverbaues darstellt und sicher wohl nur durch Preventivmittel gelöst werden kann.

An dieser Stelle sei auch auf die Anzapfungen hingewiesen, die durch Abschaltung ganzer Wicklungselemente gerade solche axiale Kräfte auslösen und eine besondere, mechanische Gefährdung des Transformers darstellen. Sie sind somit womöglich zu vermeiden, was wohl wenigstens in den Auftransformatoren der Zentralen immer möglich sein wird.

Sowohl die mechanische Beanspruchung des Transformers, als das Parallelarbeiten und der Spannungsabfall sind durch die Reaktanz bestimmt. Heute werden Spannungsabfälle von 8–10% bevorzugt.

Was das Spannungsproblem betrifft, so spielt neben den Hilfsmitteln des Apparatenbaues der Selbstschutz des Transformers die wichtigste Rolle. Das Verhalten des Transformers gegenüber Spannungsbeanspruchungen wird von dem Verhältnis der Erdkapazität zur Windungskapazität der totalen Wicklung bedingt. Der Spannungsgradient und somit die Windungsbeanspruchung erreicht an den Eingangswindungen ein Maximum und hat bei geerdetem Nullpunkt auch an dieser Stelle einen extremen Wert. Zur Erhöhung der Windungskapazität sollen wenigstens die Eingangsspulen aus dünnen Bändern hergestellt werden. Eine bessere Isolation der Anfangswindungen ist nur in dem Masse wirksam, als die erhöhte dielektrische Festigkeit nicht wettgemacht wird durch die stärkere Spannungskonzentration infolge von verkleinerter Windungskapazität. Es sind Windungsisolierungen ausführbar, welche der Phasen- ja sogar der Linienspannung während mehrerer Sekunden ausgesetzt werden können. Anzapfungen sind auch vom Gesichtspunkt des Spannungsproblems zu vermeiden, da dieselben stets schwache Punkte darstellen. Erhöhte Aufmerksamkeit sollte auch der kapazitiven Kupplung der Nieder- und Hochspannungsseite geschenkt werden, da Disymmetrie an der Hochspannungsseite, unter Umständen Spannungserhöhungen der Niederspannungsseite bewirken können; aus diesem Grunde sind Kabelverbindungen zwischen Generator und Transformator zu empfehlen. Die Isolation einer Wicklung gegen die andere soll grundsätzlich durch Oel erfolgen; eine dielektrische Beanspruchung der geschichteten Isoliermaterialien in der Schicht- richtung sollte nach Möglichkeit vermieden werden.

Die sichere Ableitung der Verlustwärme ist eine Lebensfrage für den Transformator. Da die üblichen fibrösen Isoliermaterialien nur eine begrenzte Temperatur längere Zeit ohne Schädigung ertragen, bildet dieselbe eine Grenze für den Entwurf. Leider ist die experimentelle Bestimmung derselben schwierig, weshalb auch die Sicherheitsvorschriften die Messung der leichter zugänglichen mittleren Kupfer- temperatur begrenzen. Nun ist es aber möglich, durch künstliche Senkung der Temperatur des Kühlmediums auf gleiche mittlere Kupfertemperatur einzustellen, trotz Anwendung wesentlich höherer innerer Temperaturabfälle in den Spulen. Es kann somit eine Ausführung, die den Todeskeim in sich trägt, unter Umständen gleich bewertet werden, wie eine richtig entworfene. Die gerechte Beurteilung einer Konstruktion kann somit nicht nur nach den Vorschriften allein, sondern nur unter Berücksichtigung der Konstruktionsdaten von Fall zu Fall erfolgen.

Zwecks Verkleinerung der zusätzlichen Verluste ist auf einen zweckmässigen Entwurf der grossen Kupferquerschnitte zu achten. Auch in dieser Beziehung sei auf die schädliche Wirkung von Anzapfungen hingewiesen, indem das Streufeld erhöhte Verluste in den hohen, Seitenflächen des Niederspannungskupfers ergibt.

In bezug auf die Kühlung können wir unterscheiden zwischen Trockentransformatoren mit natürlicher oder künstlicher Luftkühlung, Oeltransformer mit natürlicher oder künstlicher Luftkühlung, oder mit Wasserkühlung. Trockentransformer sind sowohl in ihrer Leistung als auch Spannung begrenzt und zwar gelten als Mittelwerte für natürliche Kühlung 15 kV und 300 kVA und für künstliche Kühlung 40 kV und 2000 kVA. Bei weiterer Steigung ist die Oeltype anzuwenden, es wird diese für die höchsten Spannungen und Leistungen verwendet und zwar sind

Ausführungen mit natürlicher Kühlung in den Unterstationen bis zu Leistungen von 3000 kVA üblich, ebenso in Kraftwerken mit teurem Wasser. Eine Leistungserhöhung auf 6000 kVA wird durch künstliche Kühlung der Wellblechkessel ermöglicht. Für die Bewältigung der höchsten Leistungen kommen Oeltransformer mit Wasserkühlung in Frage und zwar mit Anordnung der Kühlung in- oder ausserhalb des Kessels. In neuester Zeit scheint letzterer Bauart der Vorzug gegeben zu werden und zwar kommen Leistungen bis 30000 kVA und darüber vor.

Besonderes Gewicht ist bei Oeltransformern der Qualität des Oeles zuzumessen. Ausser den Erfordernissen für gute Kühlung und Isolation ist zu erwähnen, dass jedes Oel mit der Zeit oxidiert und zu Ablagerungen neigt. Eine nennenswerte Verschlechterung desselben wird durch Vermeidung von Ueberhitzungen, Luftaussetzung und jeglicher Koronaerscheinungen hintangehalten. Es ist ferner die Berührung mit blanken Metallflächen, die erfahrungsgemäss katalytisch wirken, zu vermeiden. Schwierigkeiten haben sich auch durch Ansammeln leichter Kohlenhydrate im Oelkessel über Oel ergeben; da diese Gase mit Luft ein explosives Gemisch bilden, welches durch Glimmentladungen zum Entzünden gebracht werden kann. Aus diesen Erfahrungen heraus ist der Oelkonservator entstanden, der wohl die vollkommenste Lösung dieser Fragen ermöglicht.

Wir haben hiermit das Gebiet der elektrischen Maschinen erledigt und wollen uns nun den charakteristischen Eigenschaften der Oelschalter zuwenden.

### *3. Charakteristische Eigenschaften der Oelschalter.*

Ein Oelschalter wird charakterisiert durch seine Nennspannung, seinen Nennstrom und die Kurzschlussleistung. Diese Grössen müssen mit der entsprechenden Charakteristik des Netzpunktes, an welchem der Oelschalter Aufstellung finden soll, in Einklang gebracht werden. Die Wahl des Oelschalters hat sich auf eine gewisse Dauerstromstärke zu beziehen, wobei für betriebsmässige Ueberlastungen genügend Spielraum zu lassen ist. Kein Teil des Schalters soll bei dieser Dauerstromstärke eine vorgeschriebene Uebertemperatur überschreiten. Besondere Aufmerksamkeit ist den Kontaktstellen und Anschlusskontakten zu widmen.

Der Nennspannung entsprechend muss eine gewisse Prüfspannung gefordert werden. Dieselbe berücksichtigt die Verschlechterung des Isolationszustandes im Betrieb; sie berücksichtigt ferner, dass Entladungen im Betriebszustand sicher vermieden werden, dass während des Synchronisiervorganges erhöhte Spannungen am Schalter vorhanden sein können und dass der Abschaltvorgang selbst durch Ueberspannungen begleitet wird. Von besonderer Wichtigkeit für den Oelschalter ist der Verlauf des Kurzschlussvorganges am Aufstellungsort des Schalters, wenn unmittelbar hinter ihm ein vollständiger Kurzschluss erfolgt. Die Wahl des Oelschalters hat sich auf die aus diesem Betriebszustand hervorgehende scheinbare Leistung zu beziehen. Als effektiver Strom ist der auf den Abschaltvorgang bezogene Effektivwert, sowohl des vorübergehenden Gleichstromes, als auch des Wechselstromgliedes im Kurzschlussvorgang zu betrachten. Bezüglich des Abschaltmomentes ist zu sagen, dass Verzögerungen ein plötzliches Abschalten verhindern; es hat sich gezeigt, dass bei grösseren Oelschaltern selbst bei Momentauslösung mindestens eine Viertelsekunde verstreicht, bis die Oeffnung der Kontakte einsetzt, doch ist zu beachten, dass bei nicht plötzlichem Einsetzen des Kurzschlusses, somit unter aussergewöhnlichen Verhältnissen, es trotzdem möglich ist, dass der Höchstwert des effektiven Kurzschlussstromes unterbrochen werden muss. Eine Zeiteinstellung bietet hiergegen auch keinen absoluten Schutz, ist aber stets als eine willkommene Erleichterung der Abschaltvorgänge im allgemeinen zu betrachten. Von den automatischen Regeleinrichtungen ist zu sagen, dass dieselben den Verlauf des Kurzschlussvorganges während der ersten halben Sekunde nicht beeinflussen und zwar unabhängig von der vorgeschalteten Reaktanz des Kurzschlussweges.

Was die an den Kontakten nach Unterbrechung auftretende Spannung betrifft, so kann gesagt werden, dass das Hauptfeld der Synchronmaschine in stationärem Zustand auf einen der Streuung entsprechenden Wert herabgesunken ist und nach Oeffnung des Kurzschlusses entsprechend der Zeitkonstante des Induktors ansteigt. Erfolgt der Abschaltvorgang im astationären Gebiet, so ist nicht nur der Strom höher, sondern auch die an den Kontakten auftretende Lichtbogenspannung. Wie ersichtlich, wird somit bei gleichem Abschaltstrom der Spannungsverlauf an den Kontakten lediglich durch die Streuung der Maschinen und vom Vorhandensein entsprechender Dämpferwicklungen abhängig sein. Für einen gegebenen Oelschaltertypus ist die Höhe der Kurzschlussleistung eine empirische Versuchsgrösse. Sie wird in erster Linie abhängen von der Oeldruckhöhe über den Kontakten; von dem Luftraum über Oel, der für die Expansion der Gase zur Verfügung steht, von der Form und Festigkeit des Oelkessels und dessen Befestigung, dem Zustand des Oeles und der Länge und Geschwindigkeit der Unterbrechung.

Immer mehr treten jene Gesichtspunkte in den Vordergrund, die auf eine Verkleinerung der Lichtbogendauer abzielen, wie die Erhöhung der Schaltgeschwindigkeit, die mehrfache Unterbrechung und Druckkammern. Besonders die letztere Massnahme zeigt, dass die Löschung des Lichtbogens unter künstlich gesteigertem Drucke sehr günstige Resultate zeitigt. Die Unterbrechungsdauer fällt bis zu einer gewissen Grenze mit steigender Abschaltleistung. Ebenso ist das erzeugte Gasvolumen vermindert; indem die Druckwelle nach unten abgelenkt wird, erfolgt eine intensive Kühlung der Gase, so dass eine Entzündungsmöglichkeit des Gasgemisches über Oel vermieden wird.

Wird ein nochmaliges Einschalten auf den Kurzschluss verlangt, so ist besonders den elektrodynamischen Kräften, welche die Traverse zurückzuschleudern trachten, erhöhte Aufmerksamkeit zu schenken, weshalb der mechanische Antrieb stets einen entsprechenden Kraftüberschuss erhalten muss.

Zur Erleichterung des Abschaltprozesses werden im Netze Felddrosselungen und Schutzreaktanzen verwendet, trotzdem die Dämpfung verkleinert und die Lichtbogenspannung vergrössert wird, kann man doch bei relativ kleinen Reaktanzwerten eine wesentliche Erleichterung für die Konstruktion der Oelschalter erreichen. Ferner werden bei Mehrfachunterbrechung Abschaltwiderstände kleinen Widerstandes verwendet, um die Abschaltleistung richtig zu unterteilen. Aus überspannungstechnischen Gründen werden hochohmige Einschaltstufen eingebaut, die einerseits als Ueberstromschutz, andererseits lediglich als Ueberspannungsschutz dienen sollen.

Für Anlagen kleinerer Kapazität und mässiger Spannung bis zu ca. 30 kV werden oft alle drei Phasen aus ökonomischen Gründen in einem Kessel untergebracht. Bei höheren Leistungen und Spannungen wird für jeden Schalterpol ein besonderer Kessel vorgesehen, wie es z. B. die Topfschalter zeigen; letztere werden für Spannungen bis zu 80 kV verwendet. Durch die kleine Oelmenge bieten sie besonders bei Schalterbränden Vorteile, auch sind die Gesichtspunkte der modernen Druckkammern hier schon teilweise verwirklicht, indem der Lichtbogen selber in einem abgeschlossenen Stahlgefäss hohen Druck erzeugt. Die neuere Entwicklung derselben verringert die am Abschaltprozess beteiligte Oelmenge noch weiter und ermöglicht durch die gesteigerte Energiekonzentration noch wesentlich höheren Druck; das die Kammer umgebende Oel dient lediglich als Kühlmittel für die herausgeschleuderten Gase.

Ich gehe nunmehr auf die Besprechung der Innenisolatoren und Kabel über und will mich dabei nur auf Angabe einiger Gesichtspunkte beschränken.

#### *4. Charakteristische Eigenschaften der Innenisolatoren.*

Die Innenisolatoren müssen sowohl gegen die Stromkräfte des Kurzschlusszustandes, als auch gegen die Spannungskräfte der Anlage gesichert werden. Bei grösserer Energiekonzentration sind diese Stromkräfte erheblich, trotz des relativ grossen Abstandes der Sammelschienen. Wird eine Stromstärke von 50 000 A, eine

Sammelschienenendistanz von 25 cm und eine Stützisolatorenentfernung von 1,50 m angenommen, so ergibt sich eine Beanspruchung des Isolators mit 600 kg. Diese Kräfte beanspruchen den Isolator je nach der Lage der Sammelschienenenebene, entweder auf Zug, Druck oder Biegung. Die letztere Beanspruchungsart ist besonders ungünstig, da die normalen Befestigungsarten meist eine Herabsetzung der Beanspruchung auf 25% verlangen. Solche Kontrollrechnungen erfordern besonders Sammelschienen in Rohrform, bei welchen man den Stützpunktstand bis auf 3 m und mehr erhöht. Reicht die Festigkeit nicht aus, so sind entweder vermehrte Stützpunkte, grosse Abstände, oder Doppellisolatoren anzuwenden.

In mechanischer Hinsicht sind besonders die Trennmesser zu untersuchen; wird im Stromweg durch dieselben eine Schleife gebildet, oder erfolgt die Zu- bzw. Ableitung durch den Stützisolator als Durchführung, so trachten bei Kurzschluss die elektrodynamischen Kräfte, denselben zu öffnen; es sind deshalb einerseits mechanische Sicherungen anzubringen, andererseits sind diese Kräfte auch bei der Wahl des Stützisolators zu berücksichtigen.

Was die elektrische Beanspruchung des Isolators anbetrifft, so wird die Distanz der Leitungsanlage sowohl gegen Erde als auch gegeneinander durch die Betriebsspannung und den Sicherheitskoeffizienten der Anlage bestimmt. Es muss stets gefordert werden, dass die Ueberschlagsspannung tiefer liegt als die Durchschlagsspannung. Der Sicherheitskoeffizient wird unter Berücksichtigung der Höhe der Betriebsspannung, der Grösse und Wichtigkeit der Anlage und eventuell auch des Sicherheitskoeffizienten der Fernleitung bestimmt. Gemäss Vorschlag Petersens soll der Sicherheitskoeffizient bei einer Betriebsspannung von 12, 35 und 50 kV die Werte von 5 – 3 bzw. 2,6 erreichen. Bei Spannungen über 50 kV schlägt er dafür 2,3 vor. Es ist die Verkleinerung der Luftfestigkeit mit steigender Höhe und Temperatur in Rechnung zu setzen. Der Beurteilung der Ueberschlagsspannung im stationären Zustand soll eine solche im transienten Zustand ebenfalls folgen. Es muss ein hoher Impulsfaktor, d. h. ein hohes Verhältnis der Impulsüberschlagsspannung zur 50 Perioden Ueberschlagsspannung in stationärem, trockenem Zustand gefordert werden.

Nach Untersuchungen von Peek haben glatte Flächen des Dielektrikums zwischen den Elektroden nahezu einen Impulsfaktor gleich eins, auch wenn die Oberfläche ziemlich lang und die Feldverteilung nicht gleichmässig ist. Die zu Ueberschlägen nötige Zeit wird gesteigert, wenn das Feld so geformt ist, dass Koronaerscheinungen sich in dem Lichtbogenweg bilden müssen und wenn die Länge der Oberfläche durch Rillen erhöht ist. Solche Anordnungen haben einen hohen Impulsfaktor, indem vor dem Ueberschlag ein grosses Luftvolumen energisiert werden muss. Es ist somit nicht zweckmässig, über einer gewissen Spannung eine Unterdrückung der Corona an den Fassungsstellen zu verlangen, da hierdurch die Ueberschlagssicherheit gegen Impulsspannungen vermindert wird. Es sind so Impulsfaktoren bis zu 3 und noch mehr erreichbar. Leider ist die heute bei uns übliche Ausführung der Innenisolatoren in dieser Hinsicht nicht die beste und der aus mechanischen Rücksichten minderwertige Rillenisolator ist dem jetzigen glatten Isolator in elektrischer Hinsicht entschieden überlegen. Da die in Oel befindlichen Apparate und die Isolatoren zwei parallel geschaltete Ueberschlagswege darstellen, so ist es wichtig, wenn die Luftstrecke schneller wirkt als der Apparat. Unter Berücksichtigung der wesentlich höheren Impulsfaktoren unserer in Oel verlegten Apparate soll zur Erhöhung der Sicherheit des Betriebes von den Isolatoren auch eine erhöhte Impulsfestigkeit gefordert werden, ebenso wie die Forderung eines Impulsfaktors gleich eins für richtige Schutzstrecken nötig ist.

Für Durchführungen an Oelschaltern und Transformatoren ohne Oelkonservator ist für den innern Teil der Durchführung über Oel am zweckmässigsten, diese Strecke direkt metallisch kurz zu schliessen um die Entzündung explosiver Gase durch Entladung zu verunmöglichen, um so mehr als schon durch Entladungen auf dem Oelspiegel bei Porzellan Anfressungen beobachtet worden sind.

### 5. Charakteristische Eigenschaften der Kabel.

Die Kabel bilden Bestandteile der Kraftübertragung und sind von diesem Gesichtspunkte aus zu entwerfen. Der plötzliche Kurzschluss löst gewaltige mechanische Beanspruchungen der Ader aus, eben wegen der relativ kleinen Abstände. In einem Drehstromkabel ( $3 \times 70 \text{ mm}^2$ ) erfährt ein Leiter eine Sprengkraft von im Mittel 125 kg pro Meter Kabelader bei 13 000 A Kurzschlussstrom. Besonders Kabelmuffen bilden in mechanischer Hinsicht schwache Stellen. Eine weitere Gefährdung ergibt sich aus thermischen Rücksichten. Wird die Höchsttemperatur auf  $100^\circ$  begrenzt und ferner verlangt, dass bei Versagen eines Relais 10 Sekunden verstreichen können, bis der Kurzschluss abgeschaltet wird, so ist hiermit für jedes Kabel ein noch zulässiger, stationärer Kurzschlussstrom definiert. Das oben erwähnte Kabel würde 26 A pro  $\text{mm}^2$  resp. 1820 A stationären Kurzschlussstrom verlangen, wenn die Synchronmaschine durch eine Zeitkonstante des Erregerkreises von 6 Sekunden und 30% Streuung charakterisiert ist. Es ergeben selbst kleine Auslösezeiten hohe Kabelwärmungen und es muss daher entweder für Verringerung des Kurzschlussstromes gesorgt werden, oder das zu wählende Kabel dem Kurzschlussstrom angepasst werden.

Der wichtigste Gesichtspunkt einer Kabelkonstruktion ist die Spannungsfrage. Von dem Mass, in welchem es der Fabrikation gelingt, die schädlichen Lufträume im Isoliermaterial zu beseitigen, wird die Güte und Lebensdauer eines Kabels abhängen. Bei einem gegebenen äusseren Durchmesser und gegebener Spannung ergibt sich die zweckmässigste Beanspruchung für Einleiterkabel, wenn das Verhältnis des Durchmessers über der Isolation zum Durchmesser der Kabelseele gleich 2,71 ist; für Drehstromkabel soll das Verhältnis des umschriebenen Durchmessers zum Durchmesser einer Kabelseele gleich 5,94 sein, unter Voraussetzung eines nicht geerdeten Systemes.

Die amerikanische Praxis zeigt, dass Drehstrompapierkabel viele Jahre im Betrieb gestanden haben mit einer maximalen Beanspruchung von 34 kV/cm, ein Mittelwert dürfte 22 kV/cm sein. Einleiterkabel können bis zu 40 kV/cm beansprucht werden, weil das Dielektrikum nur normal zu den Schichten beansprucht ist, im Gegensatz zu Drehstromkabeln, wo starke tangentielle Beanspruchungen vorhanden sind. Als Mittelwert dürfte für Einleiterkabel 35 kV/cm gesetzt werden. Litzleiter geben ca. 20% höhere Beanspruchungen. Nach deutschen Versuchen sollen für Einleiterkabel bis zu 50 kV/cm zulässig sein. Bei einem Aussendurchmesser von 100 mm unter Blei würde sich für Drehstromkabel nach amerikanischer Erfahrung eine Maximalbetriebsspannung von 66 kV bzw. nach deutschen Angaben 83 kV ergeben. Mit Einleiterkabel würden gegen Blei 74 bzw. 93 kV möglich sein. Ausgeführt sind bis heute allerdings nur 30 kV Drehstromkabel und 60 kV Einleiterkabel.

Die erzielten Fortschritte sind einzig der Verringerung der dielektrischen Verluste zuzuschreiben; dieselben sind das schärfste Kriterium für die Güte eines Fabrikates. Es kommt diesen Verlusten eine entscheidende Bedeutung zu, sowohl mit Rücksicht auf die Qualität der Imprägniermasse, als auch des verwendeten Imprägnierungsverfahrens.

In den letzten Jahren sind verschiedene Methoden zur experimentellen Ermittlung der dielektrischen Verluste bekannt geworden, welche alle die Verwendung eines verlustlosen Luftkondensators als Vergleich gemeinsam haben. Volles Licht geben besonders jene Charakteristiken des Kabels, bei denen einerseits die Spannung gesteigert wird, andererseits bei konstanter Spannung die Belastungszeit erhöht wird. Für jedes Kabel ist eine Grenzspannung definierbar, über welcher ein labiler Zustand mit steigender Belastungsdauer schliesslich zum Durchschlag führt.

Nach diesem Streifzug durch das gesamte Gebiet des elektrischen Maschinen- und Apparatenbaues zeigt der Rückblick, dass es weniger neue Prinzipien gewesen sind, die den enormen Aufstieg ermöglichten, als das zähe Ringen mit den Einzelheiten. Der Fortschritt ist im höchsten Masse der Technologie der Baumaterialien zu ver-

danken. Ausser den Festigkeitseigenschaften sind es besonders Untersuchungen der dielektrischen Eigenschaften der Isolationsmaterialien gewesen, die es ermöglichten, einerseits dieselben zu vervollkommen und andererseits auch mit der grössten Zweckmässigkeit für unsere Anlagen zu verwenden.

Der *Vorsitzende* verdankt im Namen der Anwesenden dieses inhaltsreiche Referat.

*Schiesser-Baden*: Ich bin ganz der Ansicht des Referenten, dass bei Grosstransformatoren Anzapfungen nicht erwünscht sind und möglichst vermieden werden sollten.

Herr *Kristen* hat in seinem Referat angegeben, dass die Schalterarbeit beim Abschalten unter Druck verringert wird. Ich möchte Herrn *Kristen* fragen, auf was sich seine Angaben stützen? *Brown-Boveri & Co.* hat seinerzeit Schalter aus Röhren gebaut, die vollständig mit Oel gefüllt wurden, und an welchen unter 1000 Volt Spannung bei 500 A induktiver Belastung Versuche unter Druck gemacht wurden. Das Ergebnis war, dass nach jeder Abschaltung der Druck mehr als linear anstieg und dabei wurde die Schalterarbeit mit steigendem Druck grösser.

*Bauer-Bern* berichtet über die Versuche des S.E.V., die zu ähnlichen Ergebnissen führten.

*Roth-Baden*: Die Erfahrungen, die *Brown-Boveri* mit Grosstransformatoren gemacht hat, zeigen, dass die maximale Beanspruchung durch Ueberspannungen nicht in den Eingangswindungen zu suchen ist. Stützt sich die gegenteilige Ansicht auf Untersuchungen an Gross- oder Kleintransformatoren? Wie denkt sich der Referent die Prüfung der elektrischen Eigenschaften der Isoliermaterialien mit Wattmeter?

*Heusser-Aarau*: Von amerikanischen Kraftwerken sind für Oelschalteruntersuchungen grosse Mittel aufgewendet worden. Versuche haben ergeben, dass die gebräuchlichen grossen Oelschalter Kurzschlussströme bis zu 30 000 A gut unterbrechen können. Bei noch grösseren Kurzschlussströmen versagen dagegen die gebräuchlichen Schalter vollständig.

Amerikanische Firmen geben die Leistung in Kurzschlussstrom an, das erscheint mir richtiger als die hier gebräuchliche Art.

Topfschalter sind in amerikanischen Anlagen bei Spannungen bis zu 11 kV häufig anzutreffen, bei höheren Spannungen sind sie dagegen seltener.

*Carl Meier-Schaffhausen* bedauert, dass die Frage der Oelschalter-Schutzwiderstände nicht angeschnitten wurde, und regt die Durchführung von Versuchen an.

*Weber-Luzern* berichtet über eine Störung beim Einschalten von Transformatoren, wobei nicht nur der in Betrieb genommene, sondern auch andere, bereits im Betrieb befindliche Transformatoren Ueberstromerscheinungen aufwiesen.

*Kristen-Oerlikon*: Was die Spannungsbeanspruchung der Transformatoren betrifft, verweise ich auf meine Ausführungen im Zusammenhang mit der durch Widerstand überbrückten Drosselspule.

Der Unterschied in den Erfahrungen zwischen Klein- und Grosstransformatoren weist auf die Notwendigkeit hin, bei den letzteren erhöhte Dämpfungen einzubauen. Die Prüfung der Isoliermaterialien auf dielektrische Verluste erfolgt am zweckmässigsten in einer von der Technischen Reichsanstalt in Berlin veröffentlichten Brückenschaltung unter Verwendung eines Vibrationsgalvanometers als Nullinstrument.

Für die Behebung der von Herrn *Weber* berichteten Störung dienen Einschaltwiderstände im Oelschalter; die Erscheinung wurde in der Literatur<sup>1)</sup> von Prof. *Kuhlmann* beschrieben und begründet.

Der *Vorsitzende*: Das Ziel dieser Diskussionsversammlung war, unseren Delegierten an die Pariser Konferenz Gelegenheit zur Aussprache zu geben und es ihnen auch zu ermöglichen, die Ansichten anderer Fachleute des Landes zu hören.

<sup>1)</sup> Bulletin 1913; Seite 141 ff.

Ich glaube sagen zu können, dass wir dieses Ziel, so gut es möglich war, erreicht haben und danke Ihnen, meine Herren, dass Sie so lange ausgeharrt haben. Es ist im S. E. V. noch nie vorgekommen, dass an einem Tage 5 Vorträge gehalten wurden; dass dieses Ihnen nicht zu viel geworden ist, haben Sie durch Ihr bis zum Schlusse andauerndes Interesse bewiesen. Ich danke Ihnen und wünsche Ihnen eine gute Heimreise.

## Miscellanea.

**Inbetriebsetzung von schweiz. Starkstromanlagen.** (Mitgeteilt vom Starkstrominspektorat des S. E. V.) Im Oktober 1921 sind dem Starkstrominspektorat folgende wichtigere Anlagen als betriebsbereit gemeldet worden:

### Zentralen:

**A.-G. Bündner Kraftwerke, Bauleitung, Klosters-Platz.** Zentrale Küblis, Bahnanlage, Einphasenstrom, 11 000 Volt,  $16\frac{2}{3}$  Perioden, 6400 kVA.

**Städtisches Elektrizitätswerk, Rorschach.** Umformergruppe II in der Zentrale des Elektrizitätswerkes, Drehstrom, 500 Volt, 50 Perioden, 470 PS.

### Hochspannungsfreileitungen.

**Aargauisches Elektrizitätswerk, Aarau.** Leitung zu den Kornberghöfen bei Herznach, Drehstrom, 8000 Volt, 50 Perioden.

**Elektrizitätskommission Arni, Arni (Bern).** Umbau der Hochspannungsleitung von Arni und Umgebung auf Drehstrom, 4000 Volt, 40 Perioden.

**Bernische Kraftwerke A.-G., Betriebsleitung Bern.** Leitung zur Transformatorstation Bellevue-Gartenstadt (Gde. Köniz), Drehstrom, 8000 Volt, 50 Perioden. Leitung Chippis-Gemmi-Kandersteg. Drehstrom, 45 000 Volt, 50 Perioden.

**Schweizerische Kraftübertragung A.-G., Bern.** Leitung von der Zentrale Gösigen zur Freiluftstation Gösigen, 50 000 Volt, 50 Perioden.

**Société des Forces Motrices de l'Avançon, Bex.** Ligne à haute tension pour la station transformatrice à Es-Loëx, courant monophasé, 5000 volts, 50 périodes.

**Services Industriels de La Chaux-de-Fonds.** Ligne à haute tension pour la station transformatrice au Valanvron (commune de La Chaux-de-Fonds), courant triphasé, 4000 volts, 50 périodes.

**Elektrizitätswerk Grabs, Grabs (St. Gallen).** Leitung nach der Kirchbunt in Grabs, Drehstrom, 2100 Volt, 50 Perioden.

**Schweiz. Cementindustrie-Gesellschaft, Heerbrugg.** Leitung Wallenstadterberg - Lochezen (Bergwerk), Drehstrom, 5000 Volt, 50 Perioden.

**Bernische Kraftwerke A.-G., Betriebsleitung Laufen.** Leitung zur Transformatorstation der Holzstoff- und Papierfabrik Zwingen A.-G. in Zwingen, Drehstrom, 16 000 Volt, 50 Perioden. Leitung zur Transformatorstation II im Nau (Gde. Laufen), Drehstrom, 16 000 Volt, 50 Perioden. Leitung zur Transformatorstation III in Laufen, Drehstrom, 16 000 Volt, 50 Perioden.

**Cie. Vaudoise des Forces Motrices des Lacs de Joux et de l'Orbe, Lausanne.** Ligne à haute tension pour la station transformatrice Gou-

moëns-le Joux près Echallens, courant monophasé, 13 000 volts, 50 périodes.

**Elektra Baselland, Liestal.** Leitung zur Transformatorstation Sörszach bei Niederdorf, Drehstrom, 8600 Volt, 50 Perioden.

**Centralschweizerische Kraftwerke, Luzern.** Leitung von Oberkirch nach Renzlingen (Bezirk Sursee), Drehstrom 3000 Volt, 50 Perioden. Leitung zur Transformatorstation bei der Kirche in Sursee, Drehstrom, 12 000 Volt, 50 Perioden. Leitungen zu den Transformatorstationen beim Bahnhof in Sursee und in Dogelzwil (Gemeinde Oberkirch), Drehstrom, 12 000 Volt, 50 Perioden. Leitung zur Transformatorstation der Ziegelei Horw in Horw, Zweiphasenstrom, 3400 Volt, 50 Perioden.

**Elektra Birseck, Münchenstein.** Leitung zur Transformatorstation beim Landhof (Gemeinde Reinach), Drehstrom, 6400 Volt, 50 Perioden. Leitung zur Transformatorstation auf dem Predigerhof, Reinach, Drehstrom 6400 Volt, 50 Perioden.

**Kraftwerke Brusio A.-G., Poschiavo.** Leitung Samaden - Punt Murail, Drehstrom, 23 000 Volt, 50 Perioden. Leitung Bevers - Samaden, Drehstrom, 23 000 Volt, 50 Perioden. Umbau der Leitung Bernina II auf Drehstrom, 55 000 Volt, 50 Perioden.

**Bernische Kraftwerke A.-G., Betriebsleitung Spiez.** Leitung zur Transformatorstation Habkern bei Interlaken, Einphasenstrom, 4000 Volt, 40 Perioden.

**Wasser- und Elektrizitätswerk, Wallenstadt.** Leitung zur Transformatorstation Wallenstadtberg, Drehstrom 5200 Volt, 50 Perioden.

**Bernische Kraftwerke A.-G., Betriebsleitung Wangen a. A.** Leitung zur Transformatorstation „Im Sand“ (Gemeinde Moosseedorf), Drehstrom, 10 000 Volt, 50 Perioden.

**Elektrizitätswerke des Kantons Zürich, Zürich.** Leitung zur Konservenfabrik in Schindellegi (Schwyz), Drehstrom, 8000 Volt, 50 Perioden. Leitung Unterwerk Wädenswil-Theilersmühle, Drehstrom, 8000 Volt, 50 Perioden. Leitung Unterwerk Wädenswil-Baumgarten, Drehstrom, 8000 Volt, 50 Perioden. Leitung Unterwerk Wädenswil-Richterswil, Einphasenstrom, 5000 Volt, 42 Perioden.

### Schalt- und Transformatorstationen.

**Aargauisches Elektrizitätswerk, Aarau.** Stangenstation auf den Kornberghöfen bei Herznach.

**Wasserwerk der Stadt Aarau, Aarau.** Elektroden-Dampfheizung im Zelglischulhaus, Aarau.