

**Zeitschrift:** Bulletin de l'Association suisse des électriciens  
**Herausgeber:** Association suisse des électriciens  
**Band:** 27 (1936)  
**Heft:** 7

**Artikel:** Problèmes de mise à la terre du neutre et de défauts à la terre dans les réseaux à haute tension  
**Autor:** Gastel, A. van  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-1057493>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

### **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. [Voir Informations légales.](#)

### **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. [See Legal notice.](#)

**Download PDF:** 26.04.2025

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

# ASSOCIATION SUISSE DES ÉLECTRICIENS

# BULLETIN

## RÉDACTION:

Secrétariat général de l'Association Suisse des Electriciens  
et de l'Union des Centrales Suisses d'électricité, Zurich 8

## EDITEUR ET ADMINISTRATION:

S. A. Fachschriften-Verlag & Buchdruckerei, Zurich 4  
Stauffacherquai 36/40

Reproduction interdite sans l'assentiment de la rédaction et sans indication des sources

XXVII<sup>e</sup> Année

N<sup>o</sup> 7

Vendredi, 3 Avril 1936

## Problèmes de mise à la terre du neutre et de défauts à la terre dans les réseaux à haute tension.

Rapport présenté à l'Assemblée de Discussion de l'ASE du 23 novembre 1935, à Olten.

Par A. van Gastel, Baden.

621.3.014.3 : 621.316.935

L'auteur expose différents problèmes qui se posent lors de l'étude des défauts à la terre et des mesures de protection y relatives. Aujourd'hui, il semble que l'on abandonne de plus en plus la mise à la terre directe du neutre au profit de la mise à la terre par l'intermédiaire de bobines de self (bobines d'extinction), raison pour laquelle dans ce qui suit les réseaux à bobines d'extinction jouent un rôle prépondérant.

L'auteur compare tout d'abord un réseau isolé avec un réseau compensé, au point de vue des courants, des tensions et des puissances; il examine ensuite les particularités du courant de terre et les différents genres de perturbations à la terre et de couplage des réseaux. Un chapitre suivant traite des relais indicateurs de terre et un dernier de la construction des bobines d'extinction et des accessoires.

La conférence est suivie de la discussion au cours de laquelle les exploitants ont communiqué leurs expériences pratiques, précieuses à tous les points de vue.

Es werden verschiedene Probleme erörtert, die sich beim Studium der Erdschlussfragen und des Schutzes gegen Erdschlüsse ergeben. Heute scheint die Tendenz weniger zur direkten Nullpunktserdung zu neigen als zur Erdung über Induktivität (Erdschluss-Spule, Löschspule), weshalb im folgenden die Netze mit Erdschluss-Spulen im Vordergrund stehen.

Es werden zunächst die Ströme, Spannungen und Leistungen im isolierten und im kompensierten Netz verglichen, dann werden die Eigentümlichkeiten des Erdschluss-Stromes behandelt und die verschiedenen Erdschlüsse und Netzkopplungen betrachtet. Ein weiterer Abschnitt handelt von der Erdschluss-Anzeige und schliesslich wird auf die Bauart der Löschspulen und der Zubehör eingegangen.

Anschliessend an das Referat folgt die Diskussion, in der wertvolle Erfahrungen aus dem Betrieb mitgeteilt werden.

### 1<sup>o</sup> Introduction.

Il y a quelques années, les ingénieurs spécialistes dans le domaine de la protection des réseaux à haute tension vouaient toute leur attention au problème de la mise à la terre du neutre. Dans les revues de la branche, ainsi qu'au cours des assemblées de discussion, on a débattu avec ardeur la question du mode de mise à la terre le plus favorable à l'exploitation. Toutefois, les avantages et les désavantages des deux principales méthodes, la méthode directe et la méthode inductive, se contre-balançaient et il n'était pas possible de départager nettement leurs domaines d'application. Bien qu'il en soit encore de même actuellement, un revirement semble cependant se produire depuis quelques temps en faveur de la mise à la terre inductive du neutre.

L'étude approfondie de la protection contre les surtensions d'origine atmosphérique a conduit à d'importants résultats, en ce qui concerne la durée, la raideur du front, l'amplitude des surtensions et des à-coups de courant. Les principaux résultats obtenus peuvent se résumer à peu près comme suit:

Les surtensions induites par les coups de foudre indirects ne dépassent que rarement une amplitude de 100 kV. En général, le coup de foudre direct n'atteint qu'un seul conducteur, cependant des cla-

quages peuvent se produire sur plus d'une phase lorsque la foudre tombe sur un pylône. Un câble de terre (ou deux à trois câbles lorsque les traverses ont une grande longueur) protège les conducteurs contre la foudre, à condition cependant que ce câble soit mis à la terre à chaque pylône. Pour être efficaces, les mises à la terre doivent présenter une résistance de passage suffisamment faible (environ 15 ohms ou moins). Entre la ligne et les sous-stations, il est recommandable de réduire l'isolement sur une distance de 4 à 5 pylônes environ. Les mises à la terre des pylônes de ce tronçon doivent être aussi parfaites que possible.

Ces résultats ne sont pas restés sans effet sur l'appréciation des mises à la terre du neutre. La constatation qu'un renforcement de l'isolement permet de supprimer pratiquement toutes les perturbations dues aux coups de foudre indirects, même dans les réseaux dont la tension est inférieure à 50 kV, a servi de directive dans le choix de l'isolement des nouvelles installations. Les installations existantes ont pu être souvent améliorées en changeant les isolateurs. Pour ces réseaux, le désavantage de la mise à la terre inductive n'a que peu d'importance. Ce désavantage est dû à l'augmentation de la tension de deux phases contre terre en cas d'un défaut à la terre. De même on accepte, comme non dan-

gereuses, les surtensions qui se produisent dans un réseau protégé par des bobines d'extinction, lors du rétablissement de l'état normal de service, afin de bénéficier du grand avantage de la mise à la terre inductive, à savoir la possibilité de poursuivre l'exploitation même lorsque la ligne est affectée d'un défaut à la terre.

Il est probable que d'autres facteurs ont joué un rôle, par exemple l'emploi de relais de terre, signalant sélectivement quel est le tronçon avarié d'un réseau avec mise à la terre inductive du neutre; il n'en reste pas moins que la compensation du courant de terre a gagné beaucoup de terrain au cours de ces dernières années. Elle a trouvé de nombreux partisans, même en pays européens où, à part l'exploitation avec point neutre isolé, on n'utilisait jusqu'ici que la mise à la terre directe du neutre.

En Suisse également, à la suite d'un certain nombre de centrales qui ont prévu depuis plusieurs années leurs réseaux à haute tension avec point neutre mis à la terre par des bobines d'extinction, d'autres centrales ont adopté récemment le régime avec compensation.

Malgré la grande extension de ce système, on constate que les électrotechniciens des centrales ne s'occupent pas volontiers du problème des défauts à la terre. Ils abandonnent de préférence ce domaine à des collègues mieux versés dans la théorie. Or, les problèmes de mise à la terre ont précisément une très grande importance pratique pour l'exploitation. Dans tous les réseaux qu'ils soient isolés ou non selon les principes les plus modernes, les défauts à la terre seront toujours la cause des perturbations les plus fréquentes. Pour assurer une fourniture d'énergie aussi exempte que possible de perturbations, il est donc absolument nécessaire de se protéger contre eux.

Notre but est de donner un aperçu de quelques problèmes relatifs aux défauts à la terre accidentels. Il n'est malheureusement pas possible, dans le cadre de cette conférence, de traiter à fond toutes ces questions. Plusieurs points très intéressants ne seront qu'effleurés, d'autres seront même complètement laissés de côté. Nous espérons toutefois que, malgré ces suppressions, cette conférence vous donnera une assez bonne vue d'ensemble sur l'état actuel du problème des défauts à la terre.

**II° Défaut à la terre dans un réseau isolé.**

*a) Tensions.*

Considérons les conditions les plus simples: un réseau symétrique, un défaut à la terre sans résistance de passage, des lignes et une terre sans chutes de tension. Désignons par  $U$  les tensions étoilées et par  $V$  les tensions contre la terre.

Les tensions en service normal sont données par les relations

$$V_1 = U_1 \quad V_2 = U_2 \quad V_3 = U_3 \quad V_0 = 0$$

Lorsque la phase 1 est affectée d'un défaut à la terre, on a:

$$V_1 = 0 \quad V_2 = U_2 - U_1 \quad V_3 = U_3 - U_1 \quad V_0 = -U_1$$

Cela signifie que le défaut à la terre accidentel provoque un déplacement de tout le réseau par rapport à la terre, de valeur  $-U_1$ , de sorte que la

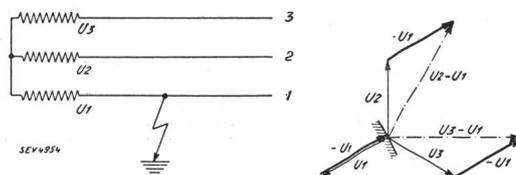


Fig. 1.  
Réseau triphasé avec défaut à la terre (non compensé).  
Déplacement des tensions contre terre  $-U_1$ .

phase défectueuse présente une tension nulle par rapport à la terre, tandis que les phases saines sont à la tension composée (figure 1).

*b) Courants.*

Considérons les courants dans le cas simple d'une ligne alimentée d'un seul côté. Supposons un défaut à la terre à l'origine de cette ligne. Les courants de charge vers la terre sont les suivants:

$$0 \quad \omega C (U_2 - U_1) \quad \omega C (U_3 - U_1)$$

si l'on désigne par  $C$  la capacité d'une phase par rapport à la terre, et par  $\omega$  la pulsation du courant.

En service normal, on aurait:

$$\omega C U_1 \quad \omega C U_2 \quad \omega C U_3$$

Toutes les trois phases sont affectées par le défaut à la terre d'une charge additionnelle  $-\omega C U_1$ , qui est manifestement la conséquence directe du déplacement  $-U_1$ .

A l'endroit avarié passe le courant de terre  $I_e = -3 \omega C U_1$ , qui est la somme des deux courants de charge des phases saines. Le diagramme des courants se déduit de la figure 2; pour un point P à

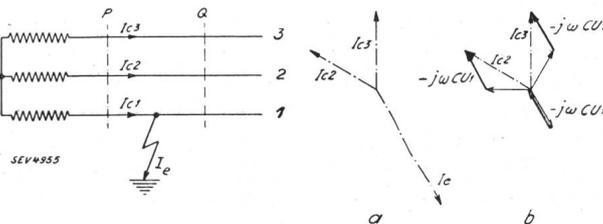


Fig. 2.  
Réseau triphasé avec défaut à la terre (non compensé).  
Courants capacitifs.  
a A gauche du défaut.  
b A droite du défaut.

gauche de l'endroit avarié, le diagramme est celui de la figure 2a, et pour un point Q à droite, celui de la figure 2b.

*c) Puissance.*

En service normal, la charge capacitive par phase est de  $\omega C U^2$ ; elle est de  $3 \omega C U^2$  pour les trois phases. En cas de défaut à la terre, les trois phases sont inégalement chargées et la puissance capacitive présente les grandeurs suivantes:

$$\begin{matrix} \text{(Phase 1)} & \text{(Phase 2)} & \text{(Phase 3)} \\ 3 \omega C U^2 + & 1,5 \omega C U^2 + & 1,5 \omega C U^2 = 6 \omega C U^2 \end{matrix}$$

Cette puissance n'est toutefois transmise que dans la partie du réseau située en avant de l'endroit avarié. De l'autre côté, la charge est également irrégulière, mais sa valeur primitive n'est pas modifiée, car on a :

$$\begin{matrix} \text{(Phase 1)} & \text{(Phase 2)} & \text{(Phase 3)} \\ 0 & + 1,5 \omega C U^2 & + 1,5 \omega C U^2 = 3 \omega C U^2 \end{matrix}$$

Le défaut à la terre accidentel a un double effet sur le réseau primaire et les générateurs d'énergie. D'une part, les alternateurs subissent une charge capacitive atteignant le double de la puissance de charge (du réseau contre la terre) et d'autre part la charge se répartit inégalement sur les trois phases. L'augmentation de la charge est de 100 kVA par 10 kV de tension de phase et 10 A de courant de terre.

Le tableau I résume une analyse plus exacte des phénomènes :

Tableau I.

Composantes	Avant le défaut			Après le défaut		
	Ten-sion	Courant	Puis-sance	Ten-sion	Courant	Puis-sance
directes . .	U	2 ω CU	6 ω CU <sup>2</sup>	U	ω CU	3 ω CU <sup>2</sup>
inverses . .	0	ω CU	0	0	0	0
homopolaires	-U	0	0	-U	-ω CU	3 ω CU <sup>2</sup>
Puissance totale			6 ω CU <sup>2</sup>			6 ω CU <sup>2</sup>

Ce tableau montre qu'il se produit au défaut une transformation de la puissance : la moitié seulement de la puissance 6 ω CU<sup>2</sup> étant transmise sous forme de puissance triphasée aux capacités partielles contre terre, l'autre moitié l'étant sous forme de puissance monophasée.

L'inégalité de charge des trois phases se traduit dans le tableau par une charge inverse. Un système de courant symétrique, qui ne diffère d'un système normal que par la permutation de deux phases, créant ainsi des champs tournants opposés, charge les alternateurs du réseau. Pour un courant de terre de 10 A, la charge inverse est de 3<sup>1/3</sup> A par phase. On verra dans la suite que cette charge peut, le cas échéant, engendrer des harmoniques.

### III<sup>o</sup> Défaut à la terre dans un réseau compensé.

#### a) Tensions.

Les tensions sont identiques à celles mentionnées sous II a) pour un réseau isolé.

#### b) Courants.

Le défaut soumet à la tension de phase la bobine d'extinction qui relie le point neutre à la terre. Le courant I<sub>0</sub> qui en résulte s'écoule à la terre par la phase avariée et le défaut, pour revenir ensuite à la bobine d'extinction. Au défaut, le courant de terre I<sub>e</sub> est compensé. Cette compensation est totale, lorsque la somme des courants I<sub>0</sub> et I<sub>e</sub> est nulle (résonance). Si l'on désigne l'inductivité de la bobine par L, on peut tirer de l'équation

$$-\frac{U_1}{\omega L} + 3 \omega C U_1 = 0,$$

la condition nécessaire à la résonance :

$$L = \frac{1}{3 \omega^2 C}$$

La phase avariée n'a plus de courant, de sorte que le diagramme des courants de la figure 3 est

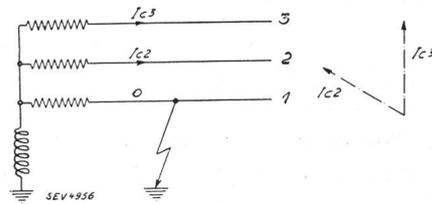


Fig. 3.

Réseau triphasé avec défaut à la terre (compensé). Courants capacitifs.

valable aussi bien pour le point P à gauche, que pour le point Q à droite de l'endroit avarié.

#### c) Puissance.

La puissance capacitive présente la grandeur

$$\begin{matrix} \text{(Phase 1)} & \text{(Phase 2)} & \text{(Phase 3)} \\ 0 & + 1,5 \omega C U^2 & + 1,5 \omega C U^2 = 3 \omega C U^2 \end{matrix}$$

Elle a la même valeur dans tout le réseau et est égale à la puissance qui existait avant l'apparition du défaut à la terre.

Le tableau II résume clairement cet état de chose.

Tableau II.

Composantes	Avant l'endroit avarié			Après l'endroit avarié		
	Ten-sion	Courant	Puissance	Ten-sion	Courant	Puissance
directes . .	U	ω CU	3 ω CU <sup>2</sup>	U	ω CU	3 ω CU <sup>2</sup>
inverses . .	0	0	0	0	0	0
homopolaires	-U	-ω CU	3 ω CU <sup>2</sup>	-U	-ω CU	3 ω CU <sup>2</sup>
Puissance totale			6 ω CU <sup>2</sup>			6 ω CU <sup>2</sup>

Si l'on compare ces résultats avec ceux du tableau I, on remarque certaines différences.

Les alternateurs n'ont plus à fournir une puissance additionnelle en cas de défaut à la terre. De même, il n'y a plus de charge inverse. Elle est remplacée par la charge monophasée due au branchement de la bobine d'extinction. Une transformation de la puissance à l'endroit avarié n'est plus nécessaire, car la charge monophasée exigée par le réseau est fournie à celui-ci par la bobine d'extinction. Cette dernière fonctionne en quelque sorte comme un alternateur monophasé et fournit aux capacités partielles la puissance réactive nécessaire, en lieu et place des alternateurs du réseau.

### IV<sup>o</sup> Le courant de terre.

#### a) La composante réactive.

Lorsque la compensation assure une résonance parfaite, la composante réactive du courant de terre

est supprimée. Actuellement, le seul procédé utilisé pratiquement est celui du réglage par dissonance de la bobine d'extinction, proposé par la S. A. Brown, Boveri. Ce réglage a pour but de réduire la tension du neutre par rapport à la terre dans les réseaux asymétriques. Bien que la dissonance de la bobine d'extinction ne permette pas de supprimer complètement la composante réactive du courant de terre, on a constaté que l'extinction de l'arc au défaut est correcte, tant que la dissonance est maintenue entre les limites admissibles. On peut admettre pour ces limites 25 à 30 % pour les réseaux à haute tension moyenne (jusqu'à 50 kV environ) et 10 à 15 % pour des réseaux à tension plus élevée; elles dépendent aussi de l'importance du courant de terre, ainsi que de la disposition et de l'écartement des conducteurs.

#### b) La composante active.

Le courant de terre renferme en outre une composante active, dont la grandeur est déterminée par la conductance du réseau. Ce courant actif n'est naturellement pas compensé par le courant inductif de la bobine d'extinction, mais au contraire augmenté par les pertes de la bobine. Ce courant est faible par rapport au courant réactif et n'atteint guère que 5 à 10 % de celui-ci (y compris le courant de perte de la bobine d'extinction). Jusqu'ici, on a toujours renoncé à compenser le courant actif.

#### c) Les harmoniques.

Le nombre des harmoniques du courant de terre varie très fortement d'un réseau à l'autre. La présence de ces harmoniques est due principalement aux deux causes suivantes:

1° *Harmoniques de tension.* Lorsque la courbe de la tension des alternateurs contient des harmoniques, ceux-ci pénètrent dans le réseau par les transformateurs. Les capacités partielles contre la terre offrent à ces harmoniques une résistance d'autant plus faible que l'ordre de l'harmonique est plus élevé. Ainsi, pour le 7<sup>e</sup> harmonique, la résistance capacitive n'atteint plus que le  $\frac{1}{7}$  de celle de l'onde fondamentale, de sorte que chaque pourcentage de la tension des harmoniques provoque 7 % d'harmoniques dans le courant de terre. Si le réseau est en résonance avec cet harmonique, c'est-à-dire si les inductivités des alternateurs, des transformateurs et des lignes forment un circuit de résonance avec les capacités partielles contre la terre, le pourcentage peut dépasser 7 %.

Les transformateurs eux-mêmes peuvent également contribuer à engendrer des harmoniques du courant de terre. On sait en effet que le transformateur exige pour sa magnétisation des harmoniques de courant, même quand la tension appliquée est sinusoïdale. Mais il peut se faire que certains harmoniques de magnétisation ne circulent pas, du fait du couplage des enroulements. Il en résulte alors une déformation de la courbe de tension. Les harmoniques de courant qui peuvent

éventuellement être supprimés par le couplage des enroulements des transformateurs, sont ceux de 3<sup>e</sup>, 9<sup>e</sup>, 15<sup>e</sup> ordre, etc. Le couplage en triangle laisse passer ces harmoniques, tandis que le couplage en étoile sans conducteur neutre ne les laisse pas passer. Le transformateur couplé en étoile-étoile fonctionne donc avec une courbe de tension déformée.

2° *Harmoniques de courant.* Ainsi que nous l'avons déjà dit au paragraphe II, le défaut à la terre accidentel provoque une dissymétrie du système des courants de charge. Ce système comprend alors un système symétrique inverse, qui charge les alternateurs alimentant le réseau. Les courants du système inverse engendrent dans l'enroulement statorique un champ tournant. Ce champ tourne toutefois en sens inverse de la roue polaire. Les lignes de force du champ tournant induisent donc dans l'enroulement rotorique des tensions à fréquence double. Si l'enroulement rotorique ne comporte qu'un enroulement d'excitation, il est parcouru par des courants de fréquence double. Ces courants doivent être considérés comme des courants d'excitation. De même que l'excitation en courant continu de la roue polaire induit dans le stator des tensions à la fréquence normale, les courants alternatifs à double fréquence superposés induisent dans l'enroulement statorique des tensions de fréquence triple, qui provoquent au défaut un courant de terre de même fréquence.

Les conditions sont différentes, lorsque l'enroulement d'excitation de la roue polaire est précédé d'un enroulement amortisseur. Par rapport au champ inverse du stator, cet enroulement se comporte comme un enroulement en court-circuit, de sorte que le champ tournant ne peut plus se développer que comme un champ d'entrefer relativement faible. Dans ce cas, il ne se produit pratiquement aucun champ dans le fer actif et par suite aucune excitation à fréquence double.

Il y a lieu de mentionner en outre le fait suivant. L'établissement d'un champ tournant inverse n'est pas dû uniquement à la charge asymétrique résultant d'un défaut à la terre, mais également à toute charge monophasée du réseau. La tension du réseau peut donc être également déformée en service normal par des tensions à fréquence triple.

Enfin, il faut faire une nette distinction entre les tensions à fréquence triple et les harmoniques à fréquence triple, car tous deux peuvent affecter simultanément la courbe de tension. Leurs causes sont entièrement différentes: dans un cas il s'agit de la charge asymétrique, dans l'autre de la magnétisation ou plutôt de la saturation. Tandis que les tensions à fréquence triple forment un système triphasé dont l'une des phases est décalée sur la suivante d'un angle de 120°, la direction du 3<sup>e</sup> harmonique est la même pour toutes les phases et le système peut être considéré comme étant un système monophasé à 3 phases en parallèle. Il est possible de séparer ces deux systèmes, car les tensions composées ne peuvent renfermer que des tensions à fréquence triple et non pas des 3<sup>e</sup> harmoniques.

Les harmoniques du courant de terre ne sont pas compensés par le courant de la bobine d'extinction, ou du moins très peu. Ainsi, pour le 5<sup>e</sup> harmonique, la résistance capacitive du réseau contre la terre est cinq fois plus faible que pour l'onde fondamentale, tandis que la résistance inductive de la bobine d'extinction est cinq fois plus grande. La compensation n'intéresse donc que  $\frac{1}{25}$  ou 4 % du 5<sup>e</sup> harmonique.

La saturation du fer de la bobine d'extinction donne également lieu à des harmoniques. Dans le cas le plus défavorable, ces harmoniques s'ajoutent à ceux du courant de terre et augmentent de la sorte le courant résiduel. Toutefois, les harmoniques dus à la saturation des bobines sont faibles. Pour une bobine de puissance moyenne, les ampères-tours pour la magnétisation du noyau atteignent au maximum 10 % du nombre total des ampères-tours. Un harmonique de magnétisation de 30 % de l'onde fondamentale ne correspond donc qu'à un pourcentage de 3 % dans le courant de terre. Pour les bobines à puissance plus élevée, le nombre des ampères-tours du fer est encore plus faible par rapport au nombre total des ampères-tours. Les harmoniques de ces bobines peuvent donc être négligés.

Le branchement d'une bobine d'extinction offre par contre l'avantage de compenser la charge inverse des alternateurs, lorsque celle-ci provient d'un défaut à la terre. On supprime ainsi les courants de terre à fréquence triple.

Une compensation des harmoniques est nécessaire, lorsque l'on constate, après montage de bobines d'extinction, que l'arc amorcé par le défaut à la terre ne s'éteint pas parfaitement, du fait que le courant résiduel renferme une composante élevée due aux harmoniques. Les conditions d'un réseau exigeant absolument une compensation des harmoniques ne se présentent toutefois que rarement.

**V<sup>o</sup> Genres de défauts à la terre.**

a) *Le défaut à la terre avec résistance de passage.*

L'influence de la résistance de passage à l'endroit avarié peut être estimée à l'aide de la formule sui-

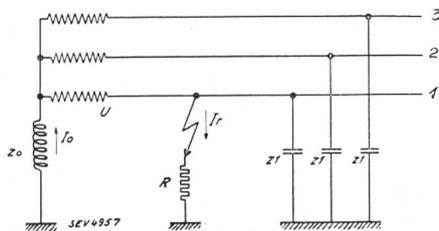


Fig. 4.

Réseau triphasé avec défaut à la terre (compensé).

Défaut à la terre avec résistance de passage.

$z_0$  Impédance de la bobine d'extinction.

$z_1$  Capacité d'une phase contre terre.

vante pour le courant de terre  $I_r$  (courant résiduel) du réseau compensé. Selon la figure 4, on a

$$I_r = U \frac{I_0 - I_e}{U + R(I_0 - I_e)}$$

où  $I_0$  est le courant dans la bobine d'extinction,  $I_e$  le courant de terre du réseau non compensé, et  $R$  la résistance de passage.

Cette formule montre que la résistance de passage joue pour la compensation du réseau un rôle d'autant plus faible que le réglage de la bobine d'extinction est plus exact. En cas de résonance parfaite, la différence  $I_0 - I_e$  atteint un minimum et est égale au courant actif  $I_{kw}$  d'une terre franche. On a dans ce cas:

$$I_r = \frac{U \cdot I_{rw}}{U + I_{rw} \cdot R}$$

Tant que  $I_{rw}R$  est faible par rapport à  $U$ , l'influence de  $R$  peut être négligée. Si les bobines d'extinction sont en dissonance, l'influence de  $R$  est un peu plus notable.

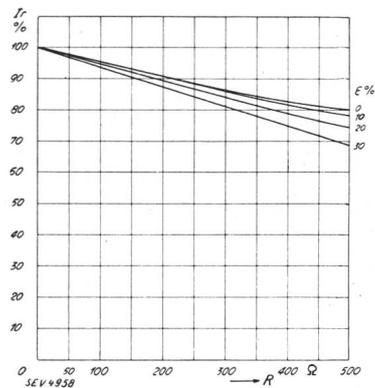


Fig. 5.

Influence de la résistance de passage  $R$  au défaut sur le courant résiduel  $I_r$ .

Considérons par exemple un réseau à tension étoilée de 20 kV, présentant un courant de terre de 100 A. Supposons que le courant résiduel actif d'une terre franche soit de 10 A. Pour un tel réseau, la figure 5 indique le courant résiduel en fonction de la résistance de passage pour des dissonances de 0, 10, 20 et 30 %. On remarquera tout d'abord que les résistances de passage de 0 à 100 ohms ne modifient presque pas le courant résiduel et qu'en outre la résistance de passage provoque une réduction du courant résiduel. Ainsi, dans l'exemple en question, le courant résiduel est de 21,7 A au lieu des 31,6 A, résultats, que donneraient le courant actif de 10 A et le courant réactif de 30 A pour une dissonance de 30 %, si l'on ne tenait pas compte de la résistance de passage de 500 ohms.

b) *Le court-circuit bipolaire à la terre.*

Dans les réseaux isolés, il peut arriver qu'un arc à la terre dégénère en court-circuit bipolaire à la terre par suite de l'extension de l'arc à une phase saine. Dans un réseau compensé, ce danger n'existe pas, car l'arc à la terre est immédiatement éteint. Quoique la probabilité d'une telle perturbation soit beaucoup plus faible dans un réseau compensé que dans un réseau non-compensé, ce genre de perturbation ne peut cependant pas être absolument exclu, car la cause en peut être très différente. En

effet, un fil peut être jeté par dessus la ligne et toucher non seulement deux phases, mais également une traverse mise à la terre; ou bien, par suite d'un coup de foudre par exemple, les isolateurs de différentes phases d'un même pylône ou de pylônes voisins peuvent être avariés. Il est intéressant d'examiner comment se comporte la compensation dans un cas de ce genre.

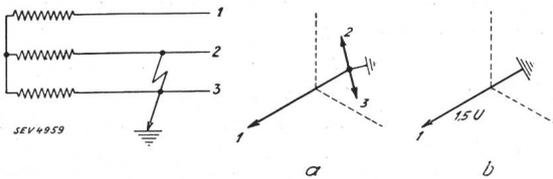


Fig. 6.

Réseau triphasé avec court-circuit bipolaire à la terre.

Tensions contre terre.  
a A gauche du défaut.  
b A droite du défaut.

Le diagramme est indiqué sur la figure 6. A la droite du défaut, les tensions contre la terre sont  $V_1 = 1,5 U$ ,  $V_2 = 0$ , et  $V_3 = 0$ . Le courant de terre  $I_{e1} = 1,5 \omega C_1 U$  atteint la moitié de la valeur de celui d'un défaut simple à la terre. De l'autre côté du défaut, les tensions contre la terre sont  $V_1 = 1,5 U$ ,  $V_2$  et  $V_3$ . Mais  $V_3 = -V_2$ . Le courant de terre pour le tronçon à gauche de l'endroit avarié est

$$I_{e2} = 1,5 \omega C_2 U + \omega C_2 V_2 + \omega C_2 V_3 = 1,5 \omega C_2 U$$

Le courant total de court-circuit à la terre est donc:

$$I_e = I_{e1} + I_{e2} = 1,5 \omega (C_1 + C_2) U = 1,5 \omega C U$$

La tension à la bobine d'extinction est  $V_0 = 1/2 U$ , elle est donc également la moitié de celle du défaut simple à la terre. En admettant une proportionnalité entre le courant et la tension de la bobine d'extinction, on voit que la compensation du courant de terre est également maintenue en cas de court-circuit bipolaire à la terre. Lorsque donc le défaut à la terre se présente sous forme d'arc, cet arc est immédiatement éteint et la perturbation se ramène à un court-circuit isolé. La suppression de cette perturbation doit être naturellement assurée par le dispositif de protection contre les courts-circuits.

## VI° Interconnexions des réseaux.

### a) Couplage métallique.

L'interconnexion de deux réseaux à tensions inégales, mais peu différentes, est souvent assurée par des autotransformateurs. Ces transformateurs constituent une liaison métallique des deux réseaux, avec interposition de l'enroulement série du transformateur. Il est intéressant de savoir si, en pareil cas, une compensation du courant de terre est réalisable pour tout le réseau et si les bobines d'extinction doivent être réparties d'une façon spéciale. Il faut examiner en outre si la compensation impose des conditions spéciales au couplage de l'enroulement de l'autotransformateur.

En ce qui concerne la compensation, les bobines d'extinction doivent être prévues pour la capacité

totale contre la terre, exactement comme si les réseaux avaient une liaison métallique directe. La compensation agit alors aussi bien dans le cas d'un défaut à la terre sur l'un des réseaux que sur l'autre. Les diagrammes sont représentés à la figure 7a pour une perturbation dans le réseau à tension la plus élevée et à la figure 7b pour une perturbation dans le réseau à tension la plus faible. Le potentiel que prend le neutre est identique pour les deux réseaux, à part la chute de tension dans l'autotransformateur provoquée par le passage du courant de terre. Il s'ensuit que les tensions contre la terre des phases saines des deux réseaux sont égales à la tension composée du réseau avarié. Ceci est désavantageux pour le réseau à la tension la plus faible, car en cas de défaut à la terre de l'autre côté de l'autotransformateur l'isolement des phases saines subit une plus forte contrainte que dans le cas où l'interconnexion n'existerait pas et où le défaut à la terre se produirait dans le réseau propre. Ce désavantage est dû à l'interconnexion et non pas à la compensation; ce couplage par autotransformateurs n'étant prévu qu'au cas où les différences des tensions des deux réseaux sont relativement faibles, le service avec défaut à la terre pourra d'ailleurs être supporté pendant assez longtemps.

Pour les autotransformateurs, on utilise presque exclusivement le couplage en étoile. Ce couplage empêche qu'il passe dans l'enroulement d'excitation des courants qui forment des ampères-tours opposés à ceux du courant de terre dans l'enroulement série. L'autotransformateur sans enroulement de compensation couplé en triangle se comporte donc comme une bobine de self. Malheureusement, sa self-induction est en série avec la capacité du réseau, de sorte que l'on doit s'attendre à une augmenta-

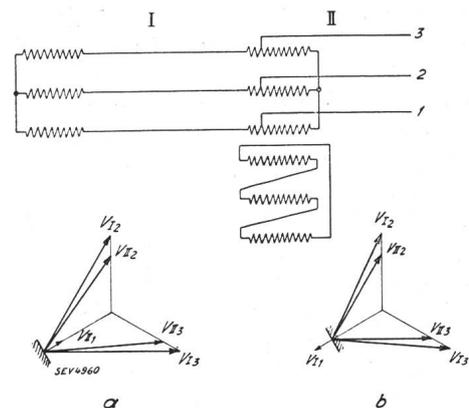


Fig. 7.

Couplage de réseaux par autotransformateur.

Tensions contre terre.

a Défaut à la terre dans le réseau à tension la plus élevée.  
b Défaut à la terre dans le réseau à tension la plus faible.

tion du courant de terre, au lieu d'une réduction. A lui seul, ce point est déjà en faveur de l'adjonction d'un enroulement en triangle. En outre, cet enroulement permet de diminuer la dispersion de la culasse et ainsi l'échauffement additionnel de la tôle de la cuve. Toutes ces raisons militent en fa-

veur du montage d'un enroulement de compensation dans les autotransformateurs de couplage.

Dans les installations existantes avec autotransformateurs sans enroulement de compensation, on peut permettre la formation des contre-ampères-tours par le montage d'un transformateur de compensation avec liaison directe des points neutres

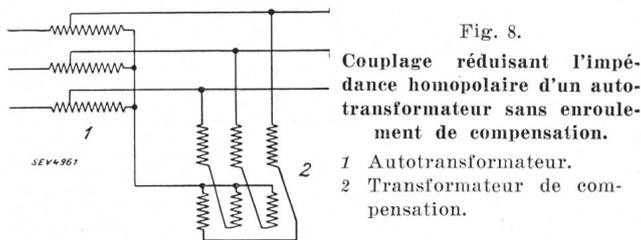


Fig. 8.

Couplage réduisant l'impédance homopolaire d'un autotransformateur sans enroulement de compensation.

1 Autotransformateur.  
2 Transformateur de compensation.

selon le couplage de la figure 8. Ce procédé ne peut toutefois s'appliquer que si le point neutre de l'autotransformateur est sorti ou peut être sorti après coup.

Enfin, on peut parer à cet inconvénient en répartissant les bobines d'extinction sur les deux réseaux de telle sorte que le courant de terre soit compensé indépendamment pour chacun des réseaux.

#### b) Couplage magnétique.

Chaque transformateur à enroulements séparés raccordé au réseau compensé constitue un couplage magnétique soit avec un réseau d'alimentation, soit avec un réseau alimenté (le mot «réseau» est pris ici dans son sens le plus large et signifie également un générateur et un consommateur). A l'exception des transformateurs servant au raccordement de bobines d'extinction, ces transformateurs ne sont pas traversés par le courant de terre. Pour ces transformateurs, le seul signe indiquant qu'ils sont raccordés à un réseau avarié est le déplacement du point neutre de leur enroulement raccordé au réseau. Ce déplacement n'est pas transmis aux autres enroulements, de sorte qu'au point de vue de la compensation du courant de terre, on peut choisir un couplage quelconque pour l'enroulement.

Pour les transformateurs servant au raccordement des bobines d'extinction, les conditions sont différentes. Comme dans les cas des autotransformateurs, il faut que des ampères-tours opposés à ceux de la charge de la bobine puissent se former, afin que l'équilibre magnétique ne soit pas détruit. On doit donc déconseiller le raccordement de la bobine d'extinction à un transformateur en étoile-étoile sans enroulement de compensation. De même, la mise à la terre du neutre de l'autre côté n'est utile que pour autant que le courant de retour peut passer librement par la liaison de terre. Dans ce but la mise à la terre additionnelle des points neutres des alternateurs ne ferait que transmettre la difficulté à l'alternateur; or, ce dernier est encore plus sensible que le transformateur à une charge du point neutre. Il est donc préférable pour le raccordement des bobines d'extinction de prévoir des transformateurs en étoile-étoile avec enroule-

ment de compensation, ou des transformateurs en étoile-triangle. Il va de soi que rien ne s'oppose non plus au raccordement à un enroulement couplé en zig-zag.

Lors du raccordement des bobines d'extinction à des transformateurs en étoile-étoile, il y a lieu de tenir compte également de ce qui suit. En général, pour examiner si le raccordement est admissible, on se place au point de vue de l'échauffement du transformateur. On devrait pourtant considérer également l'extinction de l'arc de court-circuit. Or, on constate à ce sujet que, du fait du raccordement de la bobine d'extinction à un transformateur étoile-étoile, la composante active du courant résiduel est sensiblement accrue. Pour l'extinction de l'arc, cela constitue un désavantage, car la tension augmente beaucoup plus rapidement après l'extinction lorsque l'amortissement du réseau est grand<sup>1)</sup>.

#### c) Couplage capacitif.

Les enroulements du transformateur ne sont pas seulement couplés magnétiquement, mais aussi capacitivement. A vrai dire, la capacité des enroulements est si faible, qu'aucune transmission notable du déplacement du réseau avarié à l'autre n'est à craindre.

On doit par contre tenir compte du couplage capacitif des lignes parallèles, surtout si elles appartiennent à des réseaux de tensions différentes. Si, dans un tel cas, le réseau à tension la plus faible est compensé, il faut procéder à un découplage des réseaux. Au sujet des dispositifs de découplage, on trouvera dans la littérature les renseignements nécessaires.

### VII<sup>e</sup> La signalisation des défauts à la terre.

Quoique la compensation du courant de terre permette de maintenir pendant un certain temps l'exploitation même avec une terre, on doit naturellement chercher à limiter la durée de la perturbation. Durant le fonctionnement avec défaut à la terre, la contrainte que subit l'isolement des phases saines est plus élevée qu'en service normal; il serait regrettable de prolonger sciemment la durée de cette contrainte accrue, d'autant plus que s'il se produisait entre-temps une nouvelle perturbation, un déclenchement serait alors inévitable. La détermination du tronçon avarié demanderait cependant beaucoup de temps si l'on ne disposait pas de moyens auxiliaires, surtout quand il s'agit de réseaux fortement bouclés.

Le montage de relais de terre permet de repérer rapidement et avec facilité le défaut par signalisation du tronçon avarié.

Dans un réseau compensé, le surcroît de puissance réactive due à un défaut à la terre est fourni par les bobines d'extinction. La répartition de cette puissance réactive supplémentaire sur les lignes dépend uniquement de la répartition des bobines dans le réseau et de leur réglage, mais non pas de l'endroit où se produit le défaut. Il s'ensuit qu'un re-

<sup>1)</sup> Bull. ASE 1934, n° 18, figure 16.

lais de terre mesurant la puissance réactive ne peut jamais signaler le tronçon avarié. Le résultat est meilleur si l'on mesure la puissance active non compensée. Au défaut, la puissance active a une valeur maximum et s'écoule de là dans le réseau. Pour le relais, le sens d'écoulement diffère selon que le défaut se trouve à sa gauche ou à sa droite.

Les relais de terre (figure 9) sont des relais sensibles directionnels et wattmétriques. Ils sont alimentés par la somme des courants de trois transformateurs d'intensité couplés en parallèle (couplage de Holmgreen) et par des transformateurs de tension entre le point neutre du réseau et la terre. Ainsi couplés, ils mesurent la direction de la composante homopolaire de la puissance active s'écoulant par la ligne. Selon que cette puissance se dirige vers le relais ou en part, l'équipage mobile du relais tourne d'un certain angle dans un sens ou dans l'autre. Le sens de rotation est signalé par un dispositif simple.

Sur la base de cette signalisation, ou plutôt des signalisations des différents relais, on peut déterminer facilement le tronçon avarié. La figure 10 montre trois exemples différents, qui s'expliquent d'eux-mêmes.

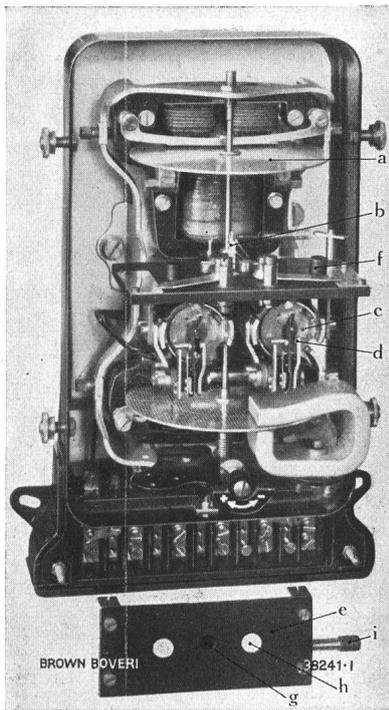


Fig. 9.

**Vue du relais de terre BBC.**

- a Système Ferraris.
- b Contacts pour la commande de relais auxiliaires.
- c Relais auxiliaire.
- d Contacts des relais auxiliaires.
- e Dispositif de signalisation.
- f Dispositif de réglage de la puissance de fonctionnement.
- g Volet de signalisation.
- h Orifice de contrôle.
- i Bouton de rappel.

En général, la composante homopolaire de la puissance active est insuffisante pour dépasser nettement dans tous les cas la limite inférieure de fonctionnement des relais, si l'on tient compte de l'erreur des transformateurs d'intensité. Le courant de terre est souvent beaucoup plus faible que le courant de service; en outre, sa composante active qui agit sur le relais n'atteint guère que 5 à 10 %, sans compter qu'elle se répartit sur les lignes doubles, les boucles et les mailles. Enfin, le rapport de transformation du transformateur d'intensité est

choisi d'après le courant de service, voire même souvent d'après le courant de court-circuit. On comprend ainsi aisément que les erreurs du transformateur, rapportées au rapport de transformation, déforment la grandeur et même le sens de la composante homopolaire de la puissance active à tel

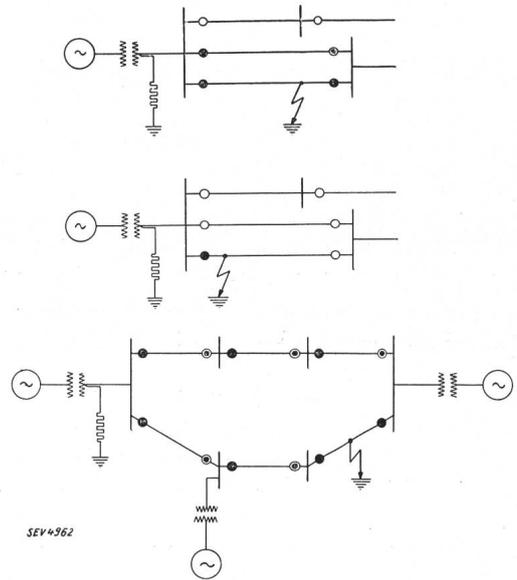


Fig. 10.

**Exemples de signalisation d'un défaut à la terre par relais de terre.**

- indique que le défaut se trouve en aval des barres.
- ⊙ indique que le défaut se trouve en amont des barres.
- n'a pas fonctionné.

point que les relais ou bien ne fonctionnent pas ou même fonctionnent à faux.

Pour remédier à ce défaut, on augmente artificiellement la composante active du courant de terre, en insérant une résistance ohmique entre point neutre et terre. La grandeur de la résistance peut être choisie de façon que le courant actif total soit en tous cas suffisant pour que le relais fonctionne correctement.

Tableau III.

Résistance ohmique	enclenchée brièvement	déclenchée brièvement
<b>Avantages</b>	Conditions favorables pour l'extinction de l'arc à la terre. Chutes de tension minima à l'endroit du défaut. Résistance p. charge de faible durée.	Signalisation de tous les défauts à la terre. Réglage plus sensible des relais.
<b>Désavantages</b>	Aucune signalisation des défauts à la terre passagers. Réglage plus grossier des relais.	Extinction plus tardive de l'arc à la terre. Chutes de tension plus importantes au défaut. Résistance p. charge de plus grande durée.

En ce qui concerne l'enclenchement de la résistance, on peut prévoir en principe deux genres de couplage, dont chacun a ses avantages et ses désavantages. La résistance peut être déclenchée,

soit enclenchée en service normal. Dans le premier cas, elle est enclenchée peu après l'apparition d'un défaut à la terre. Elle ne reste ensuite en service que le temps nécessaire au fonctionnement et à la signalisation des relais. Dans le second cas, elle est constamment en service et après l'apparition du défaut elle n'est déclenchée que pendant le temps nécessaire à l'extinction de l'arc. Les avantages et les désavantages de ces deux genres de couplage sont indiqués au tableau III.

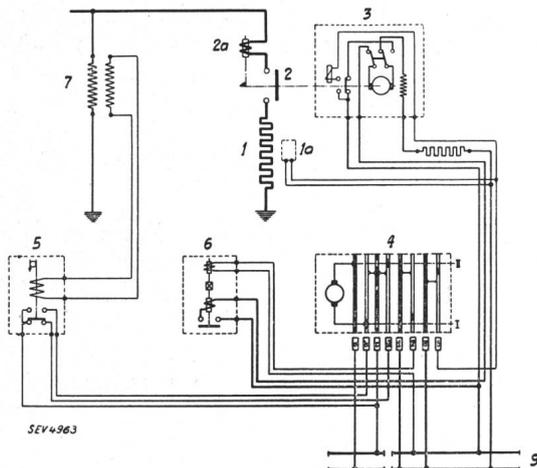


Fig. 11.

Dispositif d'enclenchement et de déclenchement automatiques de la résistance au point neutre.

- 1 Résistance au point neutre.
- 2 Interrupteur.
- 2a Relais à maximum d'intensité.
- 3 Commande de l'interrupteur.
- 4 Tambour de couplage.
- 5 Relais à action différée.
- 6 Contacteur.
- 7 Transformateur d'intensité entre point neutre et terre.
- 8 Source auxiliaire (courant alternatif).
- 9 Source auxiliaire (courant alternatif ou continu).

On choisira l'un ou l'autre de ces couplages selon que certains des avantages ou des désavantages ont une plus grande importance.

L'enclenchement et le déclenchement de la résistance peut se faire à la main ou, de préférence, automatiquement. La figure 11 montre le schéma des connexions d'un dispositif automatique, qui enclenche brièvement la résistance 1. L'enclenchement est amorcé par le relais à action différée 5, raccordé à la tension du point neutre. L'ordre se transmet, par l'appareil d'enclenchement 4 avec contacteur 6, à la commande à moteur 3 (ou à électroaimant) de l'interrupteur 2.

La résistance peut être branchée directement entre point neutre et terre, comme l'indique la figure 11, ou être alimentée par un enroulement secondaire de la bobine d'extinction. Ce second système présente l'avantage que la résistance et l'interrupteur peuvent être prévus pour une tension plus faible.

### VIII<sup>e</sup> La construction des bobines d'extinction.

La construction interne des bobines d'extinction diffère sensiblement sur certains points de celle des transformateurs. Mais, dans ce cas également, la

réduction des frais de fabrication exigée par la crise économique joue un rôle prépondérant, d'autant plus que les pertes n'ont ici qu'une importance tout à fait secondaire. La sécurité de service ne doit naturellement pas être rendue précaire par une utilisation trop poussée des matières. A vrai dire, le danger n'est à ce point de vue pas très grand, car la sévérité des prescriptions d'essais empêche que la réduction des prix de fabrication soit obtenue au détriment de la sécurité de service. Les constructeurs n'ont donc pu obtenir une meilleure utilisation du matériel qu'en améliorant la construction. Les progrès réalisés depuis quelques années sont remarquables.

#### a) Le noyau en fer.

Les colonnes sont subdivisées dans le sens perpendiculaire à l'axe, de façon à obtenir un certain nombre de paquets de tôles séparés par des couches de papier bakéliné. Actuellement, la subdivision est poussée à tel point que les paquets de tôles n'ont guère plus de quelques cm de hauteur. On obtient ainsi une répartition très régulière de l'entrefer sur toute la longueur des colonnes. Les flux de dispersion entre paquets, dont la détermination exacte exigerait de longs calculs si les entrefers étaient larges, peuvent être négligés dans le cas de faibles tensions magnétiques d'entrefers étroits. L'avantage pratique de la subdivision multiple réside dans la réduction des pertes additionnelles provoquées dans les tôles externes par les flux de dispersion. Cet avantage n'est pas le seul. Il existe en effet une autre dispersion, celle qui s'établit entre l'enroulement et le noyau de fer. On sait que ces flux de dispersion sont d'autant plus faibles que les am-

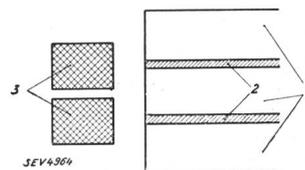


Fig. 12.

Dispositions des bobines en face des entrefers du noyau.

- 1 Paquets de tôles.
- 2 Entrefers.
- 3 Bobines.

pères-tours nécessaires à la magnétisation du fer sont créés plus près de celui-ci. Cette loi peut être beaucoup mieux satisfaite lorsque l'entrefer est fortement subdivisé. On se rapproche de la subdivision la plus favorable, qui est celle indiquée sur la figure 12, où chaque entrefer est vis-à-vis d'une bobine de l'enroulement. Une disposition de ce genre permet de calculer d'avance avec précision l'induction. On évite ainsi des modifications ultérieures, qui sont toujours coûteuses.

Le choix de la saturation du fer des bobines d'extinction ne joue pas un rôle aussi important que pour les transformateurs, car la très courte durée annuelle de la charge de ces bobines ne permet pas de parler d'un rendement économique. Les pertes intéressent uniquement la question de l'échauffement. On peut en outre choisir une saturation du fer plus élevée, parce que les ampères-tours du fer

ne constituent qu'une faible part du nombre total d'ampères-tours exigés pour la magnétisation du circuit magnétique. Cette part est de 5 à 10 % pour les bobines de faible et de moyenne puissance, et de 2 à 5 % pour les bobines de grande puissance. Le constructeur peut donc tabler sur des inductions de 15 000 Gauss ou même plus, tout en obtenant des bobines dont l'inductance ne varie pas trop fortement dans le domaine des variations ordinaires de

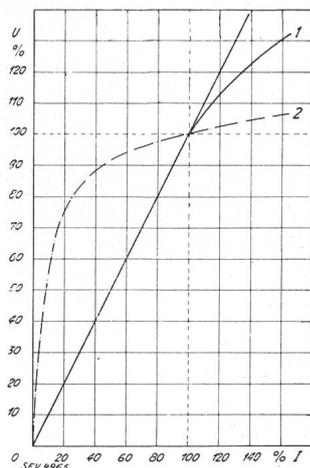


Fig. 13.

Courbe de magnétisation d'une bobine d'extinction (1) comparée à celle d'un transformateur (2) pour une même induction des colonnes.

la tension. La figure 13 montre par exemple une courbe de magnétisation pour une bobine de 5500 kVA avec une induction de 15 000 Gauss. Cette figure indique également la courbe de magnétisation pour un noyau en fer sans entrefer, avec  $B = 15\,000$  Gauss. On remarquera l'écart considérable entre ces deux courbes.

#### b) Enroulement.

Pour satisfaire aux conditions de service les plus variées, en ce qui concerne le déclenchement de certains tronçons, le service à lignes simples et doubles, la séparation en services indépendants et l'extension des réseaux, il ne suffit généralement pas de répartir la puissance des bobines d'extinction entre plusieurs unités et de disposer celles-ci en certains points du réseau. Les enroulements doivent être munis de prises supplémentaires, et les courants des bobines correspondant à ces prises doivent être adaptés aussi exactement que possible aux différentes valeurs du courant de terre, qui peuvent se présenter en service. D'ailleurs, les enroulements des transformateurs aussi sont munis fréquemment de prises supplémentaires, soit pour accorder le rapport de transformation une ou plusieurs fois, voire même périodiquement, aux variations de la tension, soit pour régler la tension en un certain point du réseau à l'aide de commutateurs manœuvrables sous charge. Le constructeur craint souvent de prévoir un pourcentage de prises trop élevé. Il a raison, car il cherche à éviter la dissymétrie de l'enroulement, qui conduit très rapidement à des forces axiales extrêmement élevées, en cas de court-circuit. Les prises supplémentaires prévues pour

les transformateurs ne sont donc généralement que de  $\pm 5\%$ , et pour les transformateurs de réglage de  $\pm 10 \times 1\%$ . On évite de prévoir des prises pour une plage plus grande.

Pour les bobines d'extinction, la question des prises supplémentaires se pose différemment. On exige souvent des courants de bobine présentant un rapport de 1 : 2, de 1 : 2,5 et même de 1 : 3, ce qui correspond à des rapports entre spires de 1 : 1,4, 1 : 1,5 et 1 : 1,7. Pour pouvoir régler la bobine à son courant maximum, on doit dans ce dernier cas réduire à 59 % le nombre des spires, c'est-à-dire que le 41 % des spires doivent être déclenchées. Les courants dans les bobines d'extinction sont heureusement assez faibles, et la bobine d'extinction ignore le court-circuit, sinon de telles étendues de prises seraient irréalisables.

Le constructeur doit cependant chercher à éviter ou à réduire autant que possible une dissymétrie dans la disposition des enroulements de ces bobines. Un certain nombre de couplages permettent d'atteindre ce résultat. Celui qui paraît le plus naturel est de prévoir pour chaque prise un enroulement et de le répartir sur toute la longueur des colonnes, comme pour l'enroulement principal (figure 14). L'avantage de cette disposition réside dans la possibilité de donner à chaque prise le nombre de spires qui lui convient. Si l'on désigne par  $w$  le nombre de spires de l'enroulement principal, par  $w_1$ ,  $w_2$ , etc. le nombre de spires des enroulements à prise,

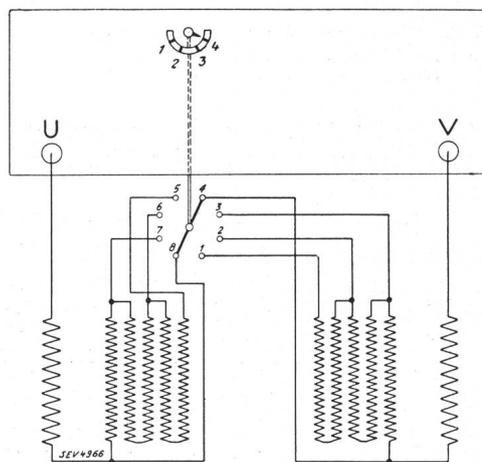


Fig. 14.

Disposition des enroulements à prise d'une bobine d'extinction.

les courants dans les bobines seront entre eux comme

$$\left(\frac{1}{w}\right)^2 : \left(\frac{1}{w+w_1}\right)^2 : \left(\frac{1}{w+w_1+w_2}\right)^2 \text{ etc.}$$

Malheureusement, cette solution élégante en soi présente le gros désavantage d'augmenter très fortement l'encombrement du bobinage dans le sens axial et de conduire ainsi à des bobines d'un prix élevé. Une variante de ce couplage consiste à en-

rouler ensemble en hélice deux ou plusieurs enroulements à prise. De cette façon, on réduit sensible-

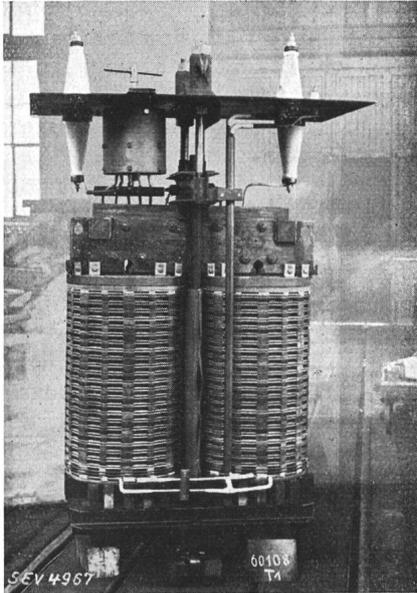


Fig. 15.

Vue de la partie active d'une bobine d'extinction.

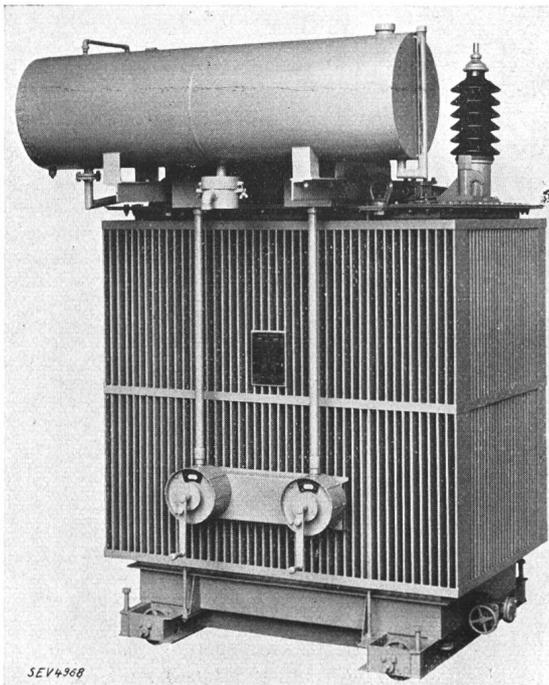


Fig. 16.

Bobine d'extinction pour montage en plein air, avec transformateur de point neutre logé à l'intérieur de la cuve.

Puissance: 1090 kVA, 24 heures.

Tension de phase:  $\frac{63\,000}{\sqrt{3}}$  V

Fréquence: 50 pér./s

Intensité: 30/22/16,5/11,5 A.

ment les dimensions. Cet avantage est toutefois compensé par le fait que tous les enroulements à

prise ont le même nombre de spires  $w_1$ , de sorte que les courants sont entre eux comme

$$\left(\frac{1}{w}\right)^2 : \left(\frac{1}{w+w_1}\right)^2 : \left(\frac{1}{w+2w_1}\right)^2 \text{ etc.}$$

On ne peut choisir à volonté que deux des courants, tandis que les autres sont déterminés par la disposition de l'enroulement. Depuis quelque temps, on prévoit un seul enroulement pour les prises et l'enroulement principal. On ne peut pas éviter alors certaines dissymétries, mais l'expérience a toutefois montré que ces dissymétries ne dépassent pas les limites admissibles, grâce à la subdivision multiple de l'entrefer.

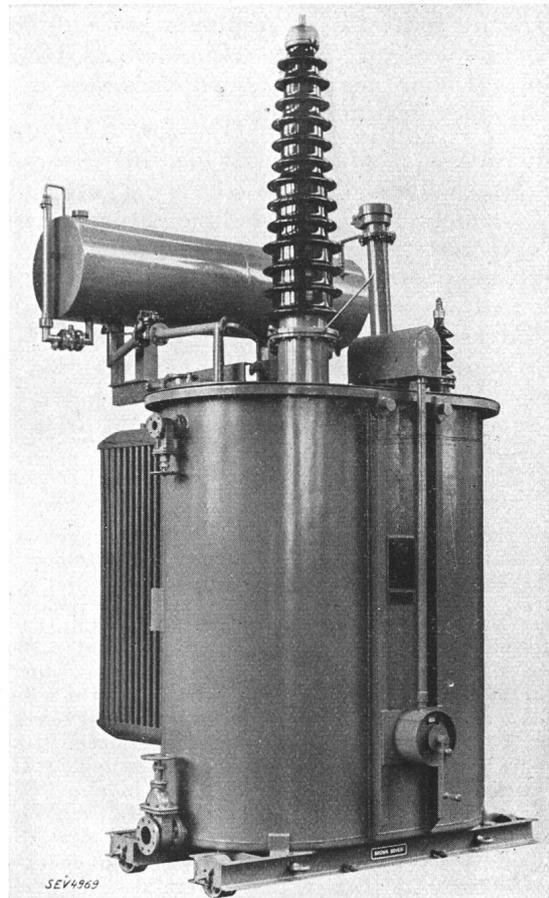


Fig. 17.

Bobine d'extinction pour montage en plein air.

Puissance: 1730 kVA, 24 heures.

Tension de phase:  $\frac{150\,000}{\sqrt{3}}$  V

Fréquence: 50 pér./s.

Intensité: 20/19/13/12 A.

Comme pour les enroulements des transformateurs, l'isolement des spires n'est maintenant constitué que par plusieurs couches de papier mince enroulé autour du cuivre. Le papier est protégé par une enveloppe de coton. Le calage de l'enroulement est simple, comme le montre la figure 15, ces bobines n'étant pas soumises à des contraintes par court-circuit. Une bonne circulation de l'huile

doit être naturellement assurée par un écartement suffisant entre bobines et entre l'enroulement et le noyau.

### c) Accessoires.

A cause du grand nombre de spires des enroulements à prises, les commutateurs de prises doivent être très soigneusement isolés. La différence de tension entre deux contacts voisins n'atteint que la moitié de la tension de l'enroulement à prise, car cet enroulement est toujours réparti sur les deux colonnes et les extrémités de cet enroulement sont conduites à des contacts diamétralement opposés du commutateur de prises. Cette tension est cependant encore trop élevée pour que la plupart du temps l'on puisse songer à utiliser les commutateurs manœuvrables sous charge, employés pour les transformateurs de réglage. Les commutateurs de prises ne doivent donc jamais être actionnés que lorsque la bobine est déclenchée.

On prévoit de plus en plus souvent le montage de transformateurs d'intensité dans ces bobines. Ces transformateurs servent à l'alimentation de relais et d'ampèremètres. On peut prévoir en outre un enroulement secondaire pour 110 volts. Il ne faut cependant pas oublier que, lorsqu'elle est sous tension en cas de défaut à la terre accidentel, la bobine d'extinction fonctionne sous une tension pratiquement constante. Le nombre de spires varie à chaque position du commutateur de prises. Le

flux magnétique est donc variable et un enroulement secondaire ne fournit pas sans autre une tension constante. La tension par spire étant relativement élevée, il est parfois impossible de munir l'enroulement secondaire d'un nombre de prises suffisant, de sorte que la tension secondaire peut subir certaines variations.

La figure 16 montre une bobine d'extinction moderne pour un réseau à 60 kV. Cette bobine est munie de deux commutateurs de prises pouvant être actionnés indépendamment l'une de l'autre. Cette exécution à commandes séparées permet de doubler le nombre des positions et d'obtenir un plus grand nombre de courants de bobine. La bobine est prévue pour montage en plein air et est munie par conséquent d'un conservateur d'huile. La cuve en tôle ondulée renferme en outre un transformateur de point neutre, ce qui permet de brancher directement la bobine au réseau. La cuve de la bobine de la figure 17 est à parois lisses, avec radiateurs. Cette bobine qui protège un réseau à 150 kV, est intéressante par le fait qu'elle a dû satisfaire à des prescriptions d'essais extrêmement sévères, bien qu'elle soit précédée d'un transformateur de réseau. Non seulement elle a dû être isolée pour supporter la pleine tension composée, mais l'isolement de ses spires devait en outre supporter un essai d'une durée de trois heures. Il faut espérer que des prescriptions aussi sévères pour l'essai des bobines d'extinction ne se généralisent pas, car elles dépassent de beaucoup le but à atteindre.

### Diskussion.

Der Vorsitzende verdankt den Vortrag des Herrn van Gastel bestens und eröffnet mit einigen einführenden Worten die Diskussion.

Herr Dr. I. Goldstein, Zürich: Ich gestatte mir, zu dem interessanten Referat des Herrn van Gastel einige Bemerkungen zu machen, die, wie ich gleich betonen möchte, keinen Dogmenstreit im Hintergrund haben, sondern lediglich zur Klärung des Problems beitragen sollen. In diesem Sinne möchte ich zur Abstimmung der Löschspule folgendes sagen: Die vom Herrn Referenten angegebene Bemessung der Löschspule nach der Gleichung, nach welcher der induktive Widerstand der Spule der Summe der drei kapazitiven Phasenwiderstände gegen Erde gleich ist, entspricht der Abstimmung auf Resonanz. Dass eine starke «Verstimmung» die Lichtbogenlöschung erschwert, war aus den vorgeführten Oszillogrammen zu entnehmen. Man sah deutlich, wie mit der Verstimmung der Spule die Zeit für die Rückkehr der Spannung an der kranken Phase geringer wurde. Damit ist aber die Möglichkeit einer Rückzündung gegeben. Die Anhänger der Verstimmung der Löschspule wollen es mit der Notwendigkeit einer Herabsetzung der Nullpunkt-Spannung, die durch kapazitive Unsymmetrie bedingt ist, erklären. Nun zeigt aber die Rechnung, dass die Nullpunktspannung in Netzen mit hinreichender Verlustkomponente des Erdschlussstromes durch eine Verstimmung, die noch zulässig ist, nur unwesentlich geändert wird. Die Erzielung eines möglichst geringen Reststromes durch Resonanzabstimmung ist die beste Gewähr für die optimale Wirksamkeit des Schutzes mit Hilfe von Erdschlusspulen und ich habe auf Grund des Referates den Eindruck, dass diese Auffassung heute die allgemeine ist.

Praktisch wird eine gewisse Verstimmung nicht zu vermeiden sein, und es ist auch bei einem gewissen Grad der Verstimmung die Löschung des Lichtbogens nicht gefährdet.

Bezüglich des Oberwellenstromes im Reststrom möchte ich noch bemerken, dass die Oberwellenströme im Erdschlussstrom, die von der Verzerrung der Spannungskurve direkt herrühren, durch die Verminderung der kapazitiven Belastung der Generatoren in einem durch Erdschlusspule

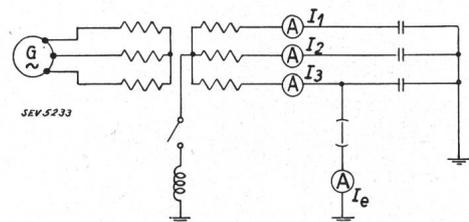


Fig. 1.

Versuch zur Demonstration der Erdschlussstrom-Kompensation.  
Netzspannung 10 kV.

	Versuch 1 ohne Erdschluss ohne Spule A	Versuch 2 mit Erdschluss ohne Spule A	Versuch 3 mit Erdschluss mit Spule A
$I_1$	3,2	5,9	5,5
$I_2$	3,0	5,8	5,5
$I_3$	3,3	10,3	~ 0
$I_e$	0	= $I_3 = 10,3$	0,32

kompensierten Netz gemildert werden. Dies trifft aber nicht zu in den Fällen, wo die Oberwellenströme von gesättigten Transformatoren herrühren. Aus der Praxis ist mir bekannt, dass die Oberwellen der 5. Ordnung mitunter Schwierigkeiten machen. In solchen Fällen muss man zu besonderen Kompensationseinrichtungen greifen, die die Unterdrückung die-

ser höheren Harmonischen bezwecken. Es dürfte bekannt sein, dass an der Technischen Hochschule in Darmstadt speziell ein Messgerät entwickelt wurde, welches die Ablesung des Prozentgehaltes der Oberwellenströme gestattet.

Nach diesen Bemerkungen möchte ich in Fig. 1 eine Versuchsschaltung vorführen, die sehr anschaulich die Wirkungsweise der Erdschlussspule zeigt. Dieser Versuch hat schon manchen ursprünglichen Gegner des Schutzes durch Löschspulen in einen leidenschaftlichen Anhänger verwandelt. Ein Transformator mit ausgeführtem Nullpunkt wird mit Kondensatoren belastet. Der Transformator hat auch eine Tertiärwicklung, die im Bilde nicht dargestellt ist. An dieser Einrichtung wurde die folgende Versuchsreihe mit 10 000 Volt ausgeführt. Der erste Versuch im erdschlussfreien Netz zeigt die Symmetrie der kapazitiven Belastung (die gemessenen Ströme:  $I_1 = 3,2$  A,  $I_2 = 3,0$  A,  $I_3 = 3,3$  A). Der Nullpunkt kann über eine Erdschlussspule mittels eines Schalters geerdet werden. Ausserdem kann die Phase 3 mittels eines Trenners an Erde gelegt werden. Im zweiten Versuch war die Erdschlussspule nicht angeschlossen. Beim Öffnen des Trenners konnte man dann einen starken Lichtbogen beobachten. Der gemessene Erdschlussstrom betrug 10,3 A. Beim dritten Versuch war die Löschspule angeschlossen. Jetzt war das Öffnen des Trenners ganz funkenlos. Der Erdschlussstrom wurde bei scharfer Resonanzabstimmung zu 0,32 A gemessen.

Zur Ausführung und dem Bau von Löschspulen möchte ich an Hand von zwei Bildern, die mir von der AEG zur Verfügung gestellt wurden, noch einige Bemerkungen ma-

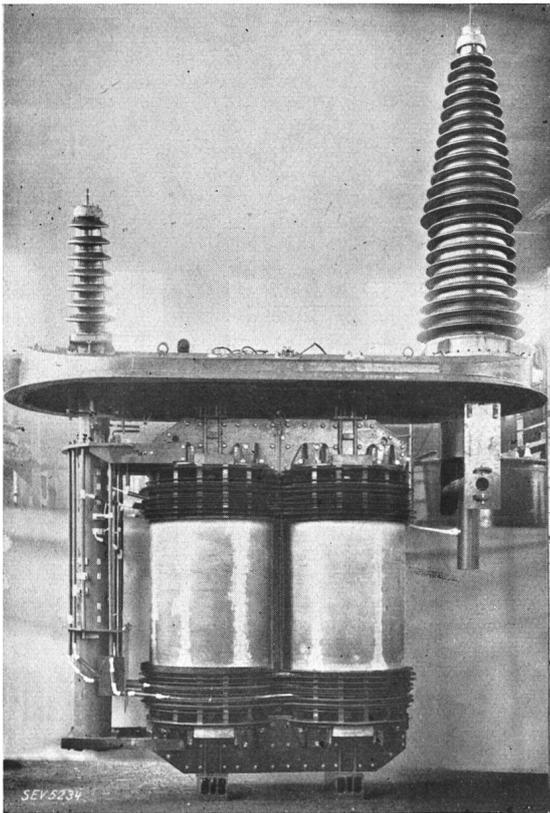


Fig. 2.

Erdschlussspule für 19 000 kVA, 220 kV Netzspannung.

chen. Die von Herrn van Gastel als unwirtschaftlich dargestellte Ausführung mit Zylinderspulen ist speziell am Platze, wo es sich um Spulen mit abgestufter Isolation handelt. Fig. 2 zeigt eine solche Spule, die für das RWE ausgeführt wurde. Man gewinnt an Raum in axialer Richtung, da man die inneren Zylinder länger bauen kann und nur für die sichtbaren Aussenspulen den grössten Jochabstand einhalten muss. Die Abschaltungen von Wicklungsteilen zur Abstimmung

werden mittels des Umschalters ausgeführt, und zwar so, dass jeweils ganze Spulen abgeschaltet werden. Die Isolation gegen die Joche wird durch eine grosse Anzahl von Winkelringen bewerkstelligt. Die Spulen mit abgestufter Jochisolation müssen durch Eigenerrregung auf Isolation geprüft werden. Wegen der hohen Blindleistung, die dazu nötig ist, gelingt dies nur, wenn man zu einer Prüfung in Resonanzschaltung mit einer erhöhten Frequenz schreitet. Die Spule wird über einen Transformator in Serie mit einer Kondensatorbatterie geschaltet. Bei der Abstimmung der Prüfschaltung auf Resonanz gelingt es, mit verhältnismässig

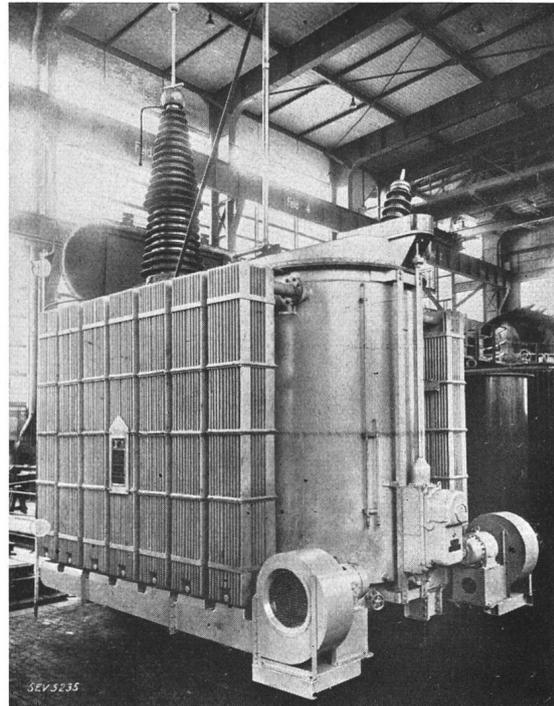


Fig. 3.

Erdschlussspule Fig. 2, im Kasten.

geringer Maschinenleistung auf sehr hohe Spannungen zu kommen. So konnten alle Spulen für 220 kV Netzspannung (wie Fig. 2) mit 440 kV durch Selbsterregung geprüft werden. In dieser Prüfungsschaltung hat man auch Gelegenheit, die Windungsprobe mit hoher Spannung auszuführen, was bei der normalen Schaltung und Frequenz wegen der zu hohen Blindleistung gar nicht möglich ist. Fig. 3 zeigt die gleiche Spule im Kasten. Der zweite Isolator, der für eine Nennspannung von 70 kV bemessen ist, dient zum Anschluss an eine Saugspule, die mit einem andern Pol an Erde liegt. Ferner sieht man im Bilde den Antrieb zum Regulierschalter, mit Hilfe dessen man die Spule auf ca. acht Stromstufen im stromlosen Zustand schalten kann. Wie aus dem Bilde hervorgeht, ist die Spule, die für eine Blindleistung von 19 000 kVA bemessen ist, mit einer Pressluftkühlung versehen. Man hat sich hier auf einen Dauererdschluss eingerichtet. In diesem Fall werden die Ventilatoren eingeschaltet und die Kühlluft (es handelt sich um Freiluftausführung) wird über einen Verteilerkasten den Radiatoren zugeführt. Jede Seite hat, wie ersichtlich, ihren eigenen Ventilator.

Herr V. Germann, seinerzeit Comp. Sevillana de Electricidad, Sevilla (*schriftlicher Beitrag*, vorgelesen): Im Anschluss an das Referat von Herrn van Gastel möchte ich mit Erlaubnis der Bank für elektrische Unternehmungen, Zürich, ein hervorragendes Beispiel der Wirkung der Löschspulen mitteilen, das ich während meiner mehrjährigen Tätigkeit bei der Compañia Sevillana de Electricidad (CSE) (Spanien) zu untersuchen Gelegenheit hatte. Es handelt sich um einen Vorfall im 50 kV-Ueberlandnetz mit ca. 75 A Erdschlussstrom und ca. 68 A Löschspulenstrom. Ich nehme die

Störungsursache voraus: Die Erdschlüsse waren bedingt durch Einknicken einer offenbar ungenügend beschwerten Hängekette einer Phase in stark kupiertem Gelände im Laufe einer Sturmnacht mit Temperatursturz im Jahre 1932. Die Lichtbogenspuren waren an der Traverse 40 cm vom Aufhängepunkt zu finden, am Eisenmast keine. Von 21.30 Uhr an setzten in immer rascherer Folge vorübergehende Erdschlüsse ein, ohne dass das Netz weiter in seinem Betrieb gestört wurde. Das Personal nahm deshalb mit Rücksicht auf die Netzkonfiguration, Zeit und Telefonverhältnisse bis nach Mitternacht keine Schaltungen zur Lokalisierung des Erdschlusses vor. So ereigneten sich nach dem Registrierstreifen ca. 150 vorübergehende Erdschlüsse, die immer sofort einwandfrei gelöscht wurden, so dass nach dem Diagramm bei 1 mm/min Vorschub keine Erdschlussdauer abgelesen werden konnte. Es ereignete sich dann eine lokale Abschaltung in einem andern Netzteil, die nachträglich nicht mit Sicherheit mit den genannten Erdschlüssen als Doppelerdschluss in Verbindung zu bringen war. Von diesem Moment an begann das Personal die Störung zu lokalisieren, während welcher Zeit sich weitere ca. 20 einwandfrei gelöschte Erdschlüsse ereigneten, bis die gestörte Leitung unter den 22 Teilstrecken ausfindig gemacht worden war. Meines Erachtens legt dieses Beispiel ein eindeutig gutes Zeugnis ab, erstens für die gute Löschwirkung der Spulen, wenn man die Phasenabstände für 50 kV-Leitungen und die Löschschwierigkeiten bei einem Erdschlussstrom von 75 A für ungelöschtes Netz in Betracht zieht, und zweitens auch für den guten Isolationszustand des übrigen Netzes während Sturmwetter. Diese Störung gab seinerzeit Anlass zum Studium der Verwendung von Erdschluss-Richtungsanzeigerrelais an strategisch wichtigen Punkten zur Einkreisung von Erdschlüssen.

Noch eine weitere Erscheinung ist zu erwähnen, nämlich das Auftreten von Nullpunktüberschlägen bei nahen Gewitterentladungen in die Freileitung. Ich konnte sechs solcher Ueberschläge im Laufe von drei Jahren in den drei mit Löschspulen ausgerüsteten Stationen untersuchen, bzw. aus der Statistik ausfindig machen. Die Nullpunktsschiene ist für 30 kV isoliert. Dieses Phänomen bewog die CSE zur Anbringung von modernen Ueberspannungsableitern für 30 kV in Parallelschaltung zu den Spulen. Während 1½ Jahren weiterer Betriebszeit mit eingebauten Ableitern hat sich kein weiterer Nullpunktüberschlag mehr ereignet. Eine Zählvorrichtung für das Ansprechen der Ableiter war leider während dieser Zeit nicht eingebaut.

Herr M. Wettstein, Oberbetriebsleiter der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), Zürich: Es wurde die Frage aufgeworfen, bis zu welcher Spannung man die Löschspulen verwenden sollte. Ich möchte die ergänzende Frage stellen, von welcher Spannung an soll man die Löschspulen verwenden?

Sicher hat die Löschspule eine grosse Bedeutung, sobald in einem Hochspannungsnetz der Erdschlussstrom eine gewisse Grösse annimmt. Sind die Erdschlussströme dagegen verhältnismässig niedrig, so kann mit der Anwendung der Löschspule nach meiner Auffassung keine wesentliche Betriebsverbesserung erzielt werden. Ich möchte diese Behauptung anhand von Betriebserfahrungen belegen. Die EKZ haben nämlich im Jahre 1923 in einem ihrer Hochspannungsnetze eine Löschspule eingebaut. Dieses Netz hat eine Leitungslänge von 230 km, welcher ein Erdschlussstrom von ca. 7 bis 8 A entspricht. In den andern Netzen sind keine Löschspulen eingebaut. Eine seit sieben Jahren auf Grund einer sorgfältigen Störungskontrolle aufgebaute Störungstatistik gibt nun ein gutes Bild über das Verhalten der Netze mit und ohne Löschspulen.

Für die Vergleichszahlen wurden alle Störungen, bei denen die Löschspule keinen Einfluss auszuüben vermochte, wie z. B. Kurzschlüsse bei Schneefall und Sturm, mechanische Beschädigungen von Leitungen durch Drittpersonen, Fehlschaltungen usw., nicht mitgezählt. Ausserdem können die Anzahl der Störungen der einzelnen Netze nicht direkt miteinander verglichen werden, weil die Netze nicht alle gleiche Längen haben und auch die einzelnen Leitungen ganz verschieden lang sind. Rechnet man aber die Störungen

der einzelnen Netze auf eine einheitliche Netzlänge, z. B. auf 100 km um, so kann ein Vergleich als genügend genau angesehen werden, besonders da alle Netze eine gleichwertige Isolation aufweisen und für den Vergleich der Mittelwerte eine verhältnismässig lange Zeitperiode benützt wird. Diese Umrechnung ist in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Bezeichnung der Netze	Netzlänge km	Zahl der Störungen der 7jähr. Periode im Mittel	
		eff.	auf 100 km umgerechnet
Mattenbach mit Löschspule	230	12,7	5,5
Rüti ohne »	178	8,72	4,9
Eglisau » »	156	12,6	8,1
Seebach » »	150	9,85	6,6
Aathal » »	114	10,3	9,0

Aus dieser Zusammenstellung ist ersichtlich, dass die Löschspule im Netz Mattenbach offenbar keine wesentliche Betriebsverbesserung brachte. Es taucht deshalb die Frage auf, von welcher Spannung an in einem Netz von bestimmter Grösse, d. h. mit andern Worten, von welcher Erdschlussstromstärke an der Löschspule eine Bedeutung zukommt.

Ausserdem möchte ich noch auf einen weiteren wichtigen Punkt aufmerksam machen. Der Herr Referent empfiehlt den Einbau der Löschspulen hauptsächlich, um den Betrieb störungsfreier zu gestalten. Durch die Herabsetzung des Erdschlussstromes wird aber auch die Gefährdung von Personen und Tieren bei der Erdschlussstelle bedeutend vermindert. Treten bei einem Erdschluss grosse Ströme auf, so entstehen auch dann, wenn der Erdübergangswiderstand bei der Erdschlussstelle nur wenige Ohm beträgt, doch verhältnismässig grosse Berührungs- und unter Umständen grosse Schrittspannungen. Wird der Erdschlussstrom herabgesetzt, so wird auch die bei der Fehlerstelle entsprechende Spannung kleiner. Wenn dabei auch nicht jede Gefahr vermieden wird, so wird sie doch wesentlich vermindert.

Ganz besonders spielt die Herabsetzung des Erdschlussstromes beim Uebertritt von Hochspannung auf Niederspannung, z. B. bei einem Drahtbruch in einer Kreuzungsstelle, eine besondere Rolle. Es ist nämlich nicht möglich, in einem Niederspannungsnetz einen wirksamen Schutz gegen solche Ereignisse durchzuführen, wenn der Erdschlussstrom eine gewisse Grösse überschreitet. Für die Ermittlung des maximal zulässigen Erdschlussstromes muss man unterscheiden, ob in den Hausinstallationen des betreffenden Niederspannungsnetzes die Nullung oder ein anderes Schutzsystem angewendet wird. Wird die Nullung angewendet, so ist der Nulleiter im Netz nachgeführt und an verschiedenen Stellen geerdet. Da aber alle Gehäuse der Anschlussobjekte mit dem Nulleiter verbunden sind, so muss dafür gesorgt werden, dass zwischen Nulleiter und Erde keine gefährliche Spannung auftritt. Die Starkstromverordnung schreibt vor, dass diese Spannung nicht mehr als 50 Volt betragen oder dann nur wenige Sekunden lang bestehen bleiben dürfe. Weil ein Erdschluss aber längere Zeit bestehen bleiben kann, muss offenbar dafür gesorgt werden, dass die Spannung Nulleiter-Erde nicht mehr als 50 Volt beträgt. Da der Nulleiter an verschiedenen Punkten geerdet werden muss, so kann angenommen werden, dass der in Frage kommende Erdwiderstand im allgemeinen nicht gross sein wird. Die Erfahrungen, die die EKZ bis jetzt gemacht haben, zeigen, dass es in den meisten Fällen möglich ist, den Erdwiderstand der Nulleitererdung auf unter 3 Ohm zu halten. Nimmt man nun 3 Ohm als Grenzwert an, so darf der Erdschlussstrom nicht mehr als 17 A betragen, damit zwischen Nulleiter und Erde keine grössere Spannung als 50 Volt entsteht.

Wird in der Hausinstallation nicht die Nullung, sondern ein anderes Schutzsystem angewendet, so spielt die Spannung zwischen Netznullpunkt und Erde nicht mehr die gleiche Rolle wie bei Anwendung der Nullung. Es kommt in solchen Fällen nur darauf an, dass zwischen den Polleitern und der Erde keine so hohe Spannung auftritt, dass die Isolation in der Hausinstallation gefährdet wird. Diese Spannung wird

nun allerdings wiederum durch die zwischen Nullpunkt und Erde herrschende Spannung beeinflusst. Nimmt man in einem Drehstromnetz z. B. an, dass die Spannung zwischen den Polleitern und der Erde nicht mehr als die verkettete Netzspannung betragen dürfe (entsprechend den Verhältnissen, die bei einem Erdschluss im Niederspannungsnetz entstehen), so ist die maximal zulässige Spannung zwischen Nulleiter und Erde gegeben. Im ungünstigsten Fall ist nämlich die Spannung eines Polleiters gegen Erde gleich der Phasenspannung plus der Spannung Nulleiter-Erde. Die zulässige Spannung Nulleiter-Erde  $U_z$  ist also gleich der verketteten Spannung minus der Phasenspannung, und da die verkettete Spannung gleich  $\sqrt{3}$ mal der Phasenspannung  $U$  ist, so ist

$$U_x = \sqrt{3}U - U = U(\sqrt{3} - 1) = 0,73 U.$$

Da in solchen Netzen sehr oft der Nulleiter nicht nachgezogen ist, ist in vielen Fällen nur der Transformatornullpunkt geerdet. Dementsprechend ist auch der Erdwiderstand dieser Erdung in der Regel verhältnismässig hoch. Wird in den Hausinstallationen die «Erdung» als Schutzsystem angewendet, so darf ausserdem der Widerstand der Nullpunkterdung einen gewissen Widerstand nicht unterschreiten. Andererseits bestimmt die Starkstromverordnung, dass dieser Widerstand nicht mehr als 20 Ohm aufweisen dürfe. Rechnet man mit diesem maximal zulässigen Widerstand und nimmt man z. B. ein Drehstromnetz von 500 Volt verketteter Spannung an und soll die Spannung der Polleiter gegen Erde nicht mehr als 500 Volt betragen, so darf der Erdschlussstrom zwischen Nullpunkt und Erde keine grössere Spannung als 73 % von 290 Volt  $\cong$  210 Volt erzeugen. Bei 20 Ohm Erdwiderstand dürfte der Erdschlussstrom also nicht mehr als rund 10 A betragen. Diese Rechnung stimmt aber nur dann, wenn im Ortstransformator eine andere als die Stern/Stern-Schaltung angewendet wird. Bei der Stern/Stern-Schaltung werden die Verhältnisse anders und sie müssen in jedem einzelnen Fall besonders bestimmt werden. Auf solche Sonderfälle will ich aber nicht näher eingehen. Ich wollte nur zeigen, welche Bedeutung der Anwendung von Löschspulen auch mit Rücksicht auf den Uberspannungsschutz in Niederspannungsnetzen zukommt.

Zum Schlusse möchte ich noch kurz auf folgendes hinweisen. Der Herr Referent empfiehlt die Anwendung von Erdschlussanzeige-Relais, um rasch und auf möglichst einfache Weise die kranke Leitung herauszufinden. Solche Relais werden in vermaschten Netzen sicher sehr gute Dienste leisten. In Netzen mit offenen Leitungen kann man allerdings, wenn die Schaltanlage des Speisepunktes entsprechend eingerichtet ist, solche fehlerhafte Leitungen auch ohne Erdschlussanzeige-Relais und ohne Betriebsunterbrechungen auffinden. Es wird sich in solchen Fällen kaum lohnen, nur wegen einer gewissen Vereinfachung beim Aufsuchen der erdgeschlossenen Leitung solche Relais einzubauen, besonders wenn man bedenkt, dass die Zahl der bleibenden Erdschlüsse doch verhältnismässig klein ist. Die Störungsstatistik der EKZ über die 8 kV-Netze zeigt, dass im Laufe eines Jahres nicht mehr als eine solche Störung pro Leitung vorkommt; so sind z. B. im abgelaufenen Rechnungsjahr in allen unsern Netzen zusammen 37 Erdschlüsse aufgetreten, die sich auf 46 einzelne Leitungen verteilen. Wünschenswert wäre dagegen eine einfache Fehlerortsbestimmung; denn bei langen und verzweigten Leitungen ist das Aufsuchen des Erdschlusses manchmal sehr zeitraubend. Da aber ein Erdschluss, auch wenn der Erdschlussstrom klein ist, unter Umständen doch gewisse Gefahren in sich birgt, so hat ein rasches Auffinden der Erdschlussstelle eine grosse Bedeutung.

M. Ch. Jean-Richard, Forces Motrices Bernoises S. A., Berne: Les Forces Motrices Bernoises S. A. à Berne se sont occupées elles aussi de la mise à la terre aux réseaux haute tension. Nous avons posé et résolu, voici quatre ans, le problème à savoir comment on peut déterminer d'avance et sans inconvénient pour le réseau la puissance nominale d'une bobine d'extinction.

Vous avez compris d'emblée pourquoi nous avons posé le problème de cette façon. D'abord le calcul est compliqué: il faudrait connaître la disposition exacte des conducteurs

par rapport à la terre et par rapport l'un à l'autre. Tantôt il y a plus d'une ligne par poteau, tantôt la ligne suit une pente, traverse une forêt, chemine à travers champ. Le blé peut être haut, la forêt peut avoir poussé.

Puis les transformateurs présentent d'autres inconnues: il y a les petits transformateurs, il y en a qui sont bien plus puissants.

Donc, nous avons dit: mesurons! Seulement une objection se présente. Il faudra mesurer sans gêner l'exploitation. Nous n'admettrons pas de mise à la terre directe, nous chercherons à comprendre dans notre essai le réseau dans toute son étendue.

Voici la manière dont nous avons procédé, soutenus par la maison Brown, Boveri.

Nous avons pris un transformateur étoile/étoile 8000 kVA, 16/45 kV, nous en avons déterminé son impédance neutre, soit env. 100 ohms à 50 pér./s. Nous l'avons branché sur le réseau 45 kV comme d'habitude et avons appliqué entre le point neutre du côté haute tension et la terre un transformateur monophasé 50 kVA, 16/4 kV. La tension secondaire en a été réglée à volonté entre 0 et 3000 volts env.

Le courant et la tension de ce transformateur ont été oscillographiés.

Après quelques calculs sur la base de ces prises oscillographiques, calculs que je passe sous silence pour le moment, voici le résultat final:

Il nous faudrait des bobines d'extinction de 1720 kVA pour la compensation exacte et de 2300 kVA en tenant compte, ô souvenir lointain, d'une extension éventuelle du réseau.

La nature infiniment généreuse, même en pareille circonstance, nous a donné à l'occasion de ces essais un résultat inattendu: Nous avons vu que la manière dont ces essais ont été agencés permet d'établir plus exactement la puissance nominale d'une bobine d'extinction que la mise à la terre directe; cela tient à l'influence des transformateurs.

En outre les Forces Motrices Bernoises ont installé dans l'une de leurs centrales sur quelques départs 16 kV des relais des Ateliers de Construction Oerlikon destinés à signaler une mise à la terre par départ. Tout d'abord lors d'une mise à la terre sur n'importe quel départ, des relais à minimum de tension branchés sur les barres omnibus des départs signalent le fait qu'il y a quelque part une mise à la terre. A ce signal on intercale dans cette centrale entre le point neutre d'un des générateurs qui alimentent ces départs et la terre une résistance de 200 ohms. Ainsi le circuit est fermé entre le départ avarié, la mise à la terre, cette résistance auxiliaire et le générateur. Les trois phases de chaque départ sont munies de transformateurs d'intensité avec retour commun du côté secondaire. Ce retour commun devient à ce moment le siège d'un courant qui sert à actionner un relais à maximum de courant, dont le voyant signale en tombant le départ avarié. Ce résultat obtenu, la résistance de 200 ohms est déclenchée, de toute façon après quelques secondes au plus. Le déclenchement du départ avarié se fait à la main au moment opportun.

Nordostschweiz. Kraftwerke A.-G., Baden (NOK) (*schriftlicher Beitrag*, nachträglich eingegangen): Die starke Entwicklung des Energiekonsums in den Kriegs- und Nachkriegsjahren zwang viele Unternehmungen zu einem raschen Ausbau der Verteilungsanlagen. Der Ausbau geschah nicht bloss in der Erstellung weiterer Leitungen für die Hauptverteilung, sondern auch durch den Ersatz bisheriger Energie Transporte niedrigerer Spannung durch solche mit erhöhter Spannung. Bei den NOK wurde hierbei die ursprüngliche Hauptverteilungspannung von 25 kV immer mehr verlassen und an deren Stelle wurden Verteilungsanlagen mit ca. 50 kV Betriebsspannung in Betrieb genommen.

Die so rasch anwachsenden Verteilungsanlagen in 50 kV zeigten dann aber bald Erdschlussströme, welche zu betrieblichen Schwierigkeiten führten. Als Petersen (dazumal in Darmstadt) die bekannten Abhandlungen über die Erdschlussprobleme veröffentlichte und Mittel zur Bekämpfung der schädlichen Wirkungen der Erdschlussströme angab, schenkte die NOK dieser Angelegenheit sofort volle Aufmerksamkeit, was dazu führte, dass bereits anfangs Januar 1919 eine

erste Erdschluss-Kompensationsanlage bei der Firma Emil Haefely & Co., A.-G., in Basel, welche die Patent-Lizenz für die Ausführung der Petersen-Erdschlußspule erwarb, in Auftrag gegeben wurde.

Verschiedene Umstände gaben dazumals Veranlassung, vom Anschluss der Löserspulen an die Nullpunkte der Netz-Transformatoren abzusehen und dafür besondere 50 kV-Nullpunkt-Apparate zu verwenden. Nachdem auf Grund der im Sommer 1919 durchgeführten Versuche noch einige Aenderungen vorgenommen worden waren, erfolgte im Herbst des gleichen Jahres die Inbetriebnahme der Erdschlusskompensationsanlage, welche im Hauptnetzpunkt Töss aufgestellt worden war. Die weiter ansteigende Länge des 50 kV-Netzes führte schon ein Jahr später zur Aufstellung einer zweiten Drosselspule, womit nun zwei Erdschlussdrosselspulen von je 1680 kVA, 28 kV und umschaltbar für 45/50/55/60 A Erdschlußstrom bei 50 Per./s im Betriebe waren.

Aus betriebs- und schalttechnischen Gründen erfolgte im Jahre 1925 eine Aufteilung der Erdschlusskompensationsanlage im Sinne einer Dezentralisation, wobei ein besonderer Nullpunktapparat samt vorhandener Drosselspule im Netzpunkt Beznau zur Aufstellung kam.

Ein Rückblick auf die 16jährige Betriebszeit mit Erdschlusskompensationseinrichtung lässt die Zweckmässigkeit einer solchen Anlage klar hervortreten. In der folgenden Zusammenstellung sind für die Jahre 1920 bis 1934 die Zahl der insgesamt aufgetretenen Erdschlüsse aufgeführt, ferner die Vorkommnisse mit Erdschlüssen, bei denen überhaupt keine Betriebsstörung auftrat, bei denen also die Energielieferung keine Beeinträchtigung erfuhr.

Jahr	Anzahl der Erdschlüsse aus eigenen und fremden, parallel geschalteten Anlagen	Hievon führten zu keiner Betriebsstörung	Längste Dauer eines Erdschlusses während welcher der Betrieb normal weitergeführt wurde min
1920	120	97	21
1921	164	125	24
1922	105	86	20
1923	44 <sup>1)</sup>	30	23
1924	98	66	23
1925	70	49	23
1926	80	58	26
1927	100	64	17
1928	140	100	12
1929	158	106	15
1930	172	120	16
1931	90	60	26
1932	81	62	13
1933	71	60	14
1934	58	47	7

<sup>1)</sup> gewitterarmes Jahr.

Aus der Zusammenstellung kann entnommen werden, dass bei etwa 70 bis 80 % aller Erdschlüsse sich keine weiteren Betriebsunregelmässigkeiten ausgebildet haben. In den übrigen Fällen war die Art der Betriebsstörungen meistens so, dass gleichzeitig mit dem Erdschluss auch Kurzschluss auftreten musste.

Die letzte Kolonne der Aufstellung enthält für jedes Jahr die längste Zeitdauer, die ein Erdschluss aufwies und während welcher Zeit jeweils der Betrieb normal weitergeführt wurde. In einem ausgedehnten Netze kann die Auffindung von Dauer-Erdschlüssen sehr zeitraubend werden. Einrichtungen, welche eine rasche Erkennung des fehlerhaften Netztes gestatten, wären daher sehr zweckmässig. Voraussetzung für den Einbau solcher Einrichtungen ist natürlich, dass deren Angaben zuverlässig sind.

Nach unseren Erfahrungen ist der Einbau von Erdschluss-Löserspulen ganz allgemein sehr empfehlenswert, soweit es sich um ausgedehnte Netze mit erheblichem Erdschlußstrom handelt. Das Kriterium für die Frage des Einbaues liegt u. E. wohl weniger bei der Spannungshöhe, als fast ausschliesslich in der Höhe des Erdschlußstromes.

Herr Dr. A. Roth, Sprecher & Schuh A.-G., Aarau (schriftlicher Beitrag, nachträglich eingegangen): Die in

jedem Falle zweckmässigste Auslegung des Schutzes gegen die Folgen der Erdschlüsse ergibt sich aus den Eigenschaften der verschiedenen Schutzmittel. Diese Eigenschaften lassen sich leicht erkennen, wenn man sich die verschiedenen Wirkungen des Erdschlusses vergegenwärtigt, nämlich:

1. Gefahr durch den Erdschlußstrom an der Erdschlussstelle und ihrer Umgebung (Gefahr für Lebewesen infolge Spannungsgefälles im Erdboden, Zerstörung von Material infolge Lichtbogens).

2. Relais-Frage, d. h. Wünschbarkeit der sofortigen Abtrennung des mit Erdschluss behafteten Leitungstückes, Möglichkeit, diese Abtrennung mit den ohnehin schon vorhandenen Ueberstrom-Relais vorzunehmen, Einbau besonderer Erdschluss-Relais oder Erdschlussanzeiger.

3. Löschung des Lichtbogens am Erdschlussort, Wünschbarkeit oder Notwendigkeit derselben.

4. Unterdrückung der Ueberspannungen des aussetzenden Erdschlusses.

In Europa führten sich hauptsächlich drei Mittel als Erdschlußschutz ein: Löserspulen, direkte Nullpunktserdung und Nullpunktserdung über niederohmige Reaktanzspulen.

Die Löserspule unterdrückt die Gefahr am Erdschlussort in möglichst vollkommener Weise, indem sie den Erdschlussstrom selbst auf verhältnismässig kleine Beträge heruntersetzt. Allerdings ist dazu nötig, dass die Abstimmung der Löserspule dem jeweiligen Betriebszustande entspricht, was sich durch Organisation des Betriebes und besondere automatische oder halbautomatische Vorrichtungen erreichen lässt. Die Relais-Frage wird durch die Verwendung von Löserspulen komplizierter; besondere Relais oder Erdschluss-Anzeigevorrichtungen werden nötig. Die Löserspule bewirkt bei richtiger Abstimmung die Löschung des Erdschlusslichtbogens und unterdrückt die Ueberspannungen des aussetzenden Erdschlusses.

Die direkte Nullpunktserdung erhöht einerseits die Gefahr am Erdschlussort, indem sie den Erdschlußstrom auf ein Vielfaches erhöht, andererseits vermindert sie die Gefahr dadurch, dass sie bei richtiger Disposition die normalen Ueberstromrelais zum Ansprechen bringt und so automatisch das Abschalten des defekten Leitungstückes bewirkt. Sie darf also nur in Netzen verwendet werden, bei welchen die Gefährdung am Erdschlussort verhältnismässig klein ist, d. h. in Netzen mit nicht zu grossen Kurzschlußströmen (Höchstspannungsnetze) und mit sorgfältig geerdeten Isolatorenstützen, vor allem also für Netze auf Eisenmasten mit Erdseil. Unbedingt zu verwerfen ist sie in Netzen mit Holzmasten, es sei denn, dass auch dort die Isolatorenstützen über ein Erdseil geerdet wären, da sie bei Erdschluss die Phasenlage des Netzes aufrechtzuerhalten sucht und so zu Stangenbränden führen kann. Die Löschung des Lichtbogens vermag die direkte Nullpunktserdung natürlich nicht zu bewirken; dagegen unterdrückt sie die Ueberspannungen des aussetzenden Erdschlusses.

Die Erdung über niederohmige Reaktanzspulen, welche so dimensioniert sind, dass an der Erdschlußstelle ein Strom auftritt, welcher den normalen Betriebsstrom überschreitet, aber nur einen Bruchteil des Kurzschlußstromes der Anlage beträgt (nach Fallou), besitzt ähnliche Eigenschaften wie die direkte Nullpunktserdung, bietet aber dieser gegenüber den Vorteil, dass die auftretenden Ströme bedeutend kleiner sind als die Kurzschlußströme. Sie erlaubt so Fälle zu beherrschen, für welche die direkte Nullpunktserdung nicht mehr zulässig ist, wie z. B. Kabelnetze. Auch sie darf nur in Netzen angewendet werden, welche verhältnismässig gute Erdung von Isolatorenstützen usw. besitzen. Sie löst die Relais-Frage in einfacher Weise, bewirkt aber nicht die Löschung des Erdschlussbogens. Auch diese Schutzart eignet sich nicht für Netze mit Holzmasten.

Aus den Eigenschaften der drei Schutzmittel ergibt sich eine erste Ausscheidung für jede Netzart:

Netze hoher Spannung, über 80 kV, mit ihren verhältnismässig kleinen Kurzschlußströmen (einige 1000 A) können mit direkter Nullpunktserdung geschützt werden, sofern die Isolatorenträger sorgfältig geerdet sind. Niederohmige Nullpunkts-Reaktanzen dürften sich hier erübrigen, da die Kurzschlußströme nicht so grosse Werte erreichen. Löserspulen

bieten in solchen Anlagen der Nullpunktserdung gegenüber den Vorteil, vorübergehende Erdschlüsse, die hauptsächlich infolge von Blitzschlägen auftreten, zu löschen und so die Zahl der Betriebsunterbrechungen herunterzusetzen. Dagegen verursachen sie zusätzliche Kosten für die Spulen selbst und für besondere Relais oder Erdschlussanzeigevorrichtungen. Freileitungsnetze niedriger Spannung werden zweckmässig mit Löschspulen geschützt, da dort die Kurzschlußströme grössere Beträge annehmen. Wenn sie auf Holzmasten verlegt sind, dürfte wohl nur die Löschspule in Betracht kommen, da Nullpunktserdung direkt oder über Reaktanzen aus den angeführten Gründen nicht zu empfehlen ist.

Bei Netzen von Spannungen der Grössenordnung von 8 kV wird sich ein Schutzmittel überhaupt erübrigen in den Fällen, wo die Erdschlußströme verhältnismässig klein sind, d. h. in Netzen kleiner Ausdehnung. Diese Netze besitzen meist einen so hohen Sicherheitsgrad, dass die Ueberspannungen des aussetzenden Erdschlusses (höchstens 2,6 fache verkettete Spannung) dem Netze kaum mehr gefährlich werden dürften. Eine besondere Betrachtung verlangen Kabelnetze aller Spannungen, indem dort Erdschlüsse meistens Materialfehler sind und die defekte Strecke also raschestens ausgeschaltet werden sollte. Aus diesem Grunde dürfte eine Nullpunktserdung, welche Ueberstromrelais zum Ansprechen bringt, vorzuziehen sein. Direkte Nullpunktserdung ist wegen der auftretenden grossen Ströme am Erdschlussort gefährlich; es dürfte aus diesem Grunde die Nullpunktserdung über niederohmige Reaktanzen, die z. B. im gesamten 60 kV-Kabelnetz der Pariser Gegend angewendet wird, vorzuziehen sein.

Die besondern Verhältnisse betreffend Isolation, wünschbare Betriebssicherheit, aufzuwendende Kosten usw. werden den Entscheid des Erbauers auch in den oben aufgezählten Fällen in einen oder andern Sinne beeinflussen, immer unter Berücksichtigung der aufgezählten Eigenschaften der verschiedenen Schutzmittel.

Der Referent, Herr A. van Gastel, A.-G. Brown, Boveri, Baden, antwortet auf die verschiedenen Voten folgendes:

Mit Rücksicht auf die vorgerückte Zeit werde ich nur kurz zu einigen der von den Herren Diskussionsrednern angeschnittenen Problemen Stellung nehmen.

Ich kann es nur bedauern, dass Herr Dr. Goldstein die Frage der Verstimmung der Löschspule erwähnt hat, denn diese Frage wurde in der Fachliteratur wiederholt und aus-

föhrlich behandelt. Die Praxis hat gezeigt, dass in Netzen mit kapazitiver Unsymmetrie die Nullpunktverlagerung durch eine noch zulässige Verstimmung der Löschspule wirksam bekämpft werden kann. Ich gehe darin mit Herrn Dr. Goldstein einig, dass die Resonanzabstimmung die günstigsten Lösbedingungen für den Erdschlusslichtbogen schafft, möchte aber andererseits hervorheben, dass kaum ein Betriebsleiter zu finden ist, welcher sein Netz dauernd mit grosser Nullpunktverlagerung in Betrieb halten wird.

Selbstverständlich werden durch die Löschspulen nur die Oberwellen im Erdschlußstrom kompensiert, die von der un-symmetrischen, kapazitiven Erdschlussbelastung im nicht kompensierten Netz herrühren, so z. B. die 3., die 5. Oberwelle usw. Weil die dritte Oberwelle, herrührend von der Sättigung der Transformatoren nur in der Phasenspannung und praktisch nicht in der verketteten Spannung vorkommt, enthält der Erdschlußstrom des kompensierten, symmetrisch belasteten Netzes nur ganz wenig dritte Oberwelle. Die 5. und die höheren Sättigungsoberwellen werden zu einem geringen Teil von der Löschspule kompensiert, die 5. um etwa 4 %, die 7. um etwa 2 %. Nur ganz selten bedarf es einer zusätzlichen Einrichtung zur Kompensation dieser Oberwellen.

Die von Herrn Wettstein gestellte Frage, von welcher Spannung an man Löschspulen verwenden soll, sollte meines Erachtens lauten, von welchem Erdschlußstrom an soll man Löschspulen verwenden. Es ist vielmehr die Grösse des Stromes als diejenige der Spannung für die Löschung des Erdschlusslichtbogens von ausschlaggebender Bedeutung. Die Erfahrung hat gezeigt, dass manchmal bereits bei Erdschlussströmen von nur einigen Ampère sich der Einbau von Löschspulen rechtfertigt.

Aus an und für sich sehr interessanten Vergleichszahlen der in verschiedenen Netzen der EKZ aufgetretenen Störungen mit und ohne Löschspulen darf nicht ohne weiteres ein Rückschluss auf die Wirksamkeit der Löschspule gezogen werden, insofern keine Gewähr vorhanden ist, dass die verschiedenen Netze absolut gleiche Störwahrscheinlichkeit haben. Vielmehr sollte die Verbesserung der Betriebsverhältnisse auf Grund von gesammelten Erfahrungen im gleichen Netz, einmal vor und einmal nach Einbau der Löschspulen, beurteilt werden.

Der Vorsitzende verdankt alle Diskussionsbeiträge aufs beste.

## Die numerische Berechnung der Zustandsänderungen von Freileitungen.

Von Karl Grütter, Samaden.

621.315.056

*Es wird auf eine recht einfache Methode zur Lösung der Zustandsgleichung von Freileitungen hingewiesen, welche in manchen Fällen mit verhältnismässig wenig Rechenarbeit zum Ziele führt.*

*L'auteur expose une méthode très simple pour la solution de l'équation fondamentale simplifiée des lignes aériennes, laquelle permet dans bien des cas d'arriver au but avec relativement peu d'opérations.*

In seinem Aufsatz «Die Berechnung der Freileitungen mit Rücksicht auf die mechanischen Verhältnisse der Leiter»<sup>1)</sup> empfiehlt Maurer, die Lösung der kubischen Zustandsgleichung

$$p^3 + p^2 \left\{ \frac{\gamma_0^2 \alpha^2 E}{24 p_0^2} + (t - t_0) \alpha E - p_0 \right\} = \frac{\gamma^2 \alpha^2 E}{24} \quad (1)$$

durch ein zum Teil graphisches Verfahren vorzunehmen.

Nun lässt sich die Lösung dieser Gleichung auf eine so einfache Form bringen, dass sie eventuell mit Hilfe einer Tabelle hyperbolischer Funktionen, die z. B. in der «Hütte» zu finden ist, sehr rasch durchgeführt werden kann und oft weniger Rechenarbeit erfordert als das Verfahren nach Maurer.

Zur Abkürzung setzt man:

$$\frac{\gamma_0^2 \alpha^2 E}{24 p_0^2} + (t - t_0) \alpha E - p_0 = m \quad (2)$$

$$\frac{\gamma^2 \alpha^2 E}{24} = n \quad (3)$$

Dann hat die Zustandsgleichung die Form

$$p^3 + m p^2 = n \quad (4)$$

Durch die Substitution

$$p = x - \frac{1}{3} m \quad (5)$$

wird sie auf die Normalform gebracht

<sup>1)</sup> Bull. SEV 1936, Nr. 2 (und 3).