

**Zeitschrift:** Bulletin de l'Association suisse des électriciens  
**Herausgeber:** Association suisse des électriciens  
**Band:** 45 (1954)  
**Heft:** 22  
  
**Rubrik:** Production et distribution d'énergie : les pages de l'UCS

#### **Nutzungsbedingungen**

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

#### **Conditions d'utilisation**

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

#### **Terms of use**

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

**Download PDF:** 14.01.2026

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

## Production et distribution d'énergie

### Les pages de l'UCS

# Essais de réception des disjoncteurs, relais, transformateurs de mesure et transformateurs de puissance; expériences faites en service avec ces appareils (jusqu'à 50 kV)

Compte rendu des assemblées de discussion de l'UCS du 29 avril 1954 à Zurich et du 11 mai 1954 à Lausanne

061.3 : 061.2(494)VSE : 621.31

La commission de l'UCS pour les journées de discussion sur les questions d'exploitation avait choisi pour l'assemblée de printemps un sujet de nature technique. La forte participation aux deux assemblées — 300 participants environ à Zurich et plus de 100 à Lausanne — a montré l'intérêt qu'avait suscité un tel choix parmi les ingénieurs et techniciens d'exploitation. L'assemblée de Zurich fut présidée par *M. E. Schaad*, directeur des Services industriels d'Interlaken, et celle de Lausanne par *M. M. Roesgen*, directeur du Service de l'électricité de Genève.

Seuls les représentants des entreprises d'électricité assistèrent à ces assemblées, qui ne constituaient d'ailleurs qu'un premier échange de vues sur les questions soulevées par les essais de réception et les expériences faites en service avec l'appareillage. Il est certain que les orateurs et les participants aux discussions purent s'exprimer plus librement que si les constructeurs avaient été présents; dans ce dernier cas, en effet, ils auraient pu craindre, en parlant ouvertement devant les différentes maisons concurrentes, de nuire aux intérêts de l'une ou l'autre d'entre elles. Il s'agit maintenant de poursuivre l'initiative inaugurée par ces premières assemblées. Mais ceci ne veut pas dire qu'il faille le faire sans le concours des constructeurs. Bien au contraire, seule une collaboration sincère entre exploitants et constructeurs permettra d'atteindre les buts recherchés par les uns comme par les autres.

Les questions traitées lors de ces deux assemblées, sont, par nature, extrêmement complexes. Si l'on procède à des essais de réception, c'est pour vérifier les données techniques des appareils, mais aussi pour essayer d'éviter autant que possible les perturbatrices en service. Or celles-ci ne proviennent pas toujours d'une fabrication défectiveuse; elles peuvent aussi découler, par exemple, du fait que les exploitants ont, lors de la commande, mal ou incomplètement spécifié leurs désirs et les conditions de l'exploitation.

Si, dans ce qui suit, il est souvent question de défauts, cela ne doit donc pas donner au lecteur l'impression que l'appareillage fourni par nos constructeurs donne lieu à des inquiétudes; au contraire a-t-on pu, dans bien des domaines, relever une régularité très satisfaisante des livraisons.

On peut distinguer deux grandes catégories de défauts, les défauts de conception et les dé-

faux de fabrication. Théoriquement, on peut déceler les défauts de conception, si l'on a soin de s'adresser à des entreprises qui utilisent déjà les appareils en question, qui ont eu l'occasion de les éprouver pendant plusieurs années, et qui peuvent donner un avis impartial à leur sujet. De même, théoriquement, les défauts de fabrication peuvent être révélés par un contrôle et un essai de réception; mais souvent les défauts sont si cachés qu'il n'est pas possible de les déceler à la réception. D'autre part, il ne faut pas oublier que certains défauts sont étroitement dépendants de la durée de fonctionnement; il s'agit là du phénomène du vieillissement en général, pour lequel les essais accélérés sont insuffisants; dans ces conditions, les exploitants doivent être indulgents vis-à-vis des constructeurs et ceux-ci vis-à-vis des exploitants si l'on remarque des défauts seulement au bout d'un certain temps.

Une collaboration sincère entre les spécialistes des deux parties ne pourra, comme nous l'avons déjà dit, que contribuer à améliorer la qualité du matériel, à augmenter sa durabilité et à satisfaire les vœux de tous.

Voici le nom des différents conférenciers ainsi que le sujet qu'ils avaient à traiter:

En langue allemande, à Zurich:

- A. Strehler*, directeur du Service de l'électricité de la ville de St-Gall (Disjoncteurs);
- M. Ryf*, chef du département «Révision des réseaux» au Service de l'électricité de la ville de Zurich (Relais);
- F. Hug*, ingénieur en chef aux «Nordostschweizerische Kraftwerke» à Baden (Transformateurs de mesure);
- E. Manfrini*, directeur d'exploitation de la «Magia-Kraftwerke A.G.» à Locarno (Transformateurs de puissance).

En langue française, à Lausanne:

- J. Desmeules*, ingénieur à la Compagnie vaudoise d'électricité à Lausanne (Relais et transformateurs de mesure);
- J. Vachoux*, technicien au Service de l'électricité de Genève (Disjoncteurs et transformateurs de puissance).

Comme les conférenciers de Lausanne n'ont pas traité leur sujet de la même façon que ceux de Zurich, et comme, d'autre part, la discussion ne prit pas la même tournure lors des deux assemblées, nous

estimons à propos d'en donner deux comptes rendus séparés. Les participants à chacune d'elles pourront ainsi apprendre ce dont leurs collègues de l'autre région linguistique ont fait l'expérience. Il est certain que l'application d'un tel principe conduit à

des répétitions; supposons, cependant, que quelqu'un relève que ses collègues de Suisse alémanique — ou de Suisse romande réciproquement — ont fait des observations identiques aux siennes propres, cela ne pourra qu'en confirmer la justesse.

## Compte rendu de l'assemblée du 29 avril 1954 à Zurich

### 1. Disjoncteurs

621.316.54.027.3

#### *Essais de réception*

Un projet de «Règles pour les interrupteurs pour courant alternatif à haute tension» a été publié dans le Bulletin de l'ASE, vol. 44 (1953), no 2, p. 71...80. Ces règles donnent, entre autres, les définitions du courant de court-circuit, de la puissance de coupure, des grandeurs de temps telles que le temps propre et la durée d'arc; elles contiennent une classification des différentes sortes d'interrupteurs, de commandes et de déclenchements; elles prescrivent enfin les conditions dans lesquelles doivent s'effectuer l'essai diélectrique à fréquence industrielle, l'essai sous tension de choc, l'essai de la puissance de coupure, l'essai mécanique et l'essai d'échauffement.

L'essai diélectrique doit être exécuté conformément aux Règles de l'ASE pour les essais diélectriques.

La tension d'essai sera appliquée:

- entre tous les conducteurs et la terre, l'interrupteur étant enclenché.
- entre le conducteur du pôle médian et les conducteurs mis à la terre des deux pôles extérieurs, l'interrupteur étant fermé.
- entre les contacts mis d'un côté à la terre, l'interrupteur étant ouvert.

Cet essai diélectrique à sec s'entend comme essai de routine pour tous les interrupteurs. Les interrupteurs pour montage en plein air doivent en outre passer un essai de type sous pluie sous des tensions se montant à 90 % de celles qui sont utilisées lors des essais à sec.

Le constructeur exécute dans tous les cas les essais diélectriques cités. En général le client les fait répéter, lors de la réception, pour quelques appareils de la série commandée; il se contente parfois de consulter les procès-verbaux d'essais internes du constructeur.

Les exigences concernant la continuité des livrées d'énergie deviennent toujours plus sévères; les entreprises sont obligées par conséquent d'être à leur tour très exigeantes en ce qui concerne l'appareillage. On ne se contente souvent pas des essais prescrits dans les règles; c'est ainsi que certaines entreprises exigent, dans le cas d'appareils de tension nominale élevée, un essai de type consistant à mesurer la tension de rupture à 50 Hz pour un pôle de l'interrupteur, à savoir à sec et sous pluie, l'interrupteur étant fermé et l'interrupteur étant ouvert. Si le constructeur est en mesure de prouver, sans contestation possible, qu'il a déjà effectué de tels essais, ou éventuellement d'autres encore, on peut y renoncer lors de la réception. Les essais diélectriques sont d'une grande importance, notamment en considération des surtensions très élevées qui peuvent intervenir en service.

Selon les règles citées plus haut, l'essai d'échauffement est un essai de type. En général, on renonce à procéder à un tel essai lors de la réception. Par contre, beaucoup d'entreprises attachent une grande importance à l'essai mécanique; il arrive, en effet, fréquemment en service que des écrous et des boulons se desserrent et que des clavettes sautent. C'est pourquoi une grande entreprise exige du constructeur que l'on fasse, lors de la réception, subir à chaque disjoncteur à haute tension cent enclenchements et déclenchements; des défauts mécaniques tels que ceux que nous venons de citer peuvent être décelés en général lors de cet essai. Un appareil enregistreur livre de plus un diagramme «déplacement en fonction du temps» qui permet de décider immédiatement si le disjoncteur fonctionne convenablement ou non.

Sur les disjoncteurs pour des tensions de plus de 50 kV on mesure, lors de la réception, le couple d'enclenchement avec un appareil à levier ou à ressort.

Quant aux interrupteurs à air comprimé, tous les organes de la commande à air comprimé sont soumis à des essais spéciaux. Les réservoirs contenant l'air comprimé doivent être conformes aux prescriptions de l'Association suisse de propriétaires de chaudières à vapeur. Les interrupteurs doivent fonctionner aussi de façon irréprochable lorsque la pression dépasse de 20 % la valeur nominale. On mesure de plus quelle est la pression minimum à laquelle l'interrupteur fonctionne encore de façon satisfaisante.

Les interrupteurs commandés à distance doivent fonctionner normalement à 85 %, 100 % et 110 % de la tension nominale aux bornes du servomoteur. On mesure pour ces trois tensions le courant du servomoteur, celui des électro-aimants d'enclenchement et de déclenchement, ainsi que celui des commandes de soupapes.

#### *Expériences faites en service*

Malgré les essais de réception les plus soignés, il peut arriver que les interrupteurs à haute tension subissent des dérangements en service. Les conditions de l'exploitation, à savoir les changements de température, l'humidité, la poussière, les surtensions, etc.... sont souvent plus sévères que celles qui sont à la base des essais effectués chez le constructeur.

Les isolateurs en papier comprimé, employés comme supports de pôles d'interrupteurs, ont été souvent causes de dérangements; il semble d'ailleurs que les différentes séries d'un même type d'appareil ne se comportent pas toutes de la même façon. Les différences de comportement proviennent sans doute du fait que le vernis protégeant la surface de l'isolateur n'est pas toujours de bonne qualité. Même dans le cas d'interrupteurs qui n'étaient employés qu'à une tension très en dessous de la tension nominale, on a constaté la formation de chemins de dé-

charge superficielle par suite du dépôt de poussière, de rosée ou de neige transportée par le vent. De telles décharges superficielles se traduisent par la destruction des isolateurs; la formation de ces che-

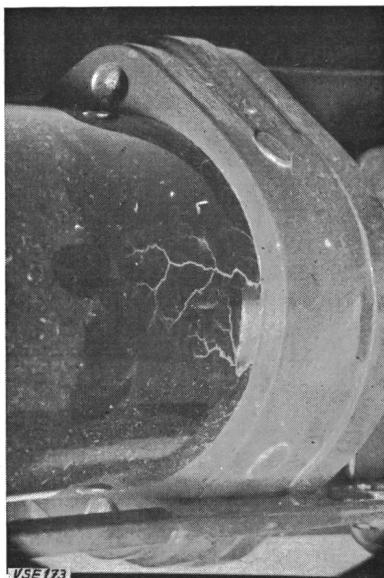


Fig. 1

**Formation de chemins de décharge glissante sur un isolateur en papier comprimé**  
De tels isolateurs furent employés comme supports de pôles dans des constructions déjà anciennes de disjoncteurs à faible volume d'huile

mins de décharge superficielle est difficile à déceler, si bien que les interrupteurs sont détériorés avant qu'on ait remarqué un défaut quelconque. Pour les derniers types d'interrupteurs apparus sur le marché, on emploie exclusivement des supports isolants en porcelaine ou en résine synthétique moulée. Des isolateurs en porcelaine tiennent encore, après une décharge superficielle, la pleine tension de service lorsqu'on a pris soin de bien les nettoyer.

Des essais trop rapides donnent souvent des résultats erronés. Un constructeur fit par exemple, pour un type de disjoncteur, des essais de puissance de coupure avec 350 MVA; après avoir examiné les contacts au bout de quelques coupures seulement, il en conclut qu'il pouvait garantir 10 coupures avec cette puissance. Des essais ultérieurs montrèrent cependant que ce résultat n'était pas atteint, et il s'en fallait de beaucoup. Le constructeur dut améliorer ces disjoncteurs, qui tiennent aujourd'hui ce qui est garanti.

Un phénomène très désagréable est celui de l'augmentation progressive de la résistance de passage aux contacts d'interrupteurs; il en résulte, en effet, un échauffement exagéré de ces contacts. S'il s'agit de disjoncteurs dans l'huile, on peut souvent déceler le défaut à temps en tâtant la cuve; mais ceci est impossible s'il s'agit de disjoncteurs à faible volume d'huile ou de disjoncteurs à air comprimé. De tels défauts apparaissent surtout dans le cas de disjoncteurs fortement chargés et qui ne fonctionnent que rarement. La plupart du temps, il est impossible, pour des raisons d'exploitation, d'améliorer la résistance des contacts en faisant travailler les disjoncteurs plus souvent. Cet échauffement exagéré intervient souvent alors que le courant ne dépasse pas

2/3 de la valeur nominale; une fois qu'il a commencé, le phénomène s'accélère, si bien qu'un disjoncteur dans l'huile est complètement défectueux au bout de deux jours; quant aux autres types de disjoncteurs, le délai est encore plus court.

Dans une grande entreprise, les servomoteurs de quelques disjoncteurs furent détériorés par un échauffement exagéré; l'accident se passa en hiver; les moteurs n'eurent tout simplement pas la force de faire fonctionner les disjoncteurs. La graisse qui avait été employée par le constructeur pour les paillers s'était durcie par suite du froid; de plus, on s'aperçut qu'une pièce de la transmission avait été, par erreur, recouverte de peinture de façon qu'elle ne pouvait pas coulisser librement comme elle l'aurait dû. Ce défaut n'avait pas été remarqué lors du montage de l'appareil chez le constructeur.

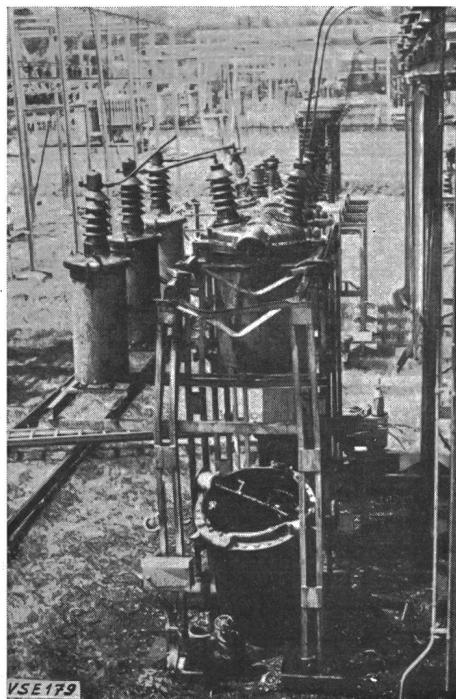


Fig. 2  
**Explosion d'un disjoncteur dans l'huile à 50 kV par suite de manque de pouvoir de coupure**

Dans une autre entreprise on ne put plus, au bout de quelques temps, faire fonctionner plusieurs disjoncteurs, appartenant tous à la même série; l'arbre de transmission principal ainsi que les roulements à billes étaient complètement rouillés; l'arbre en question avait été durci dans un bain salé et insuffisamment nettoyé par la suite.

Les enclenchements qui ne sont pas «francs» se sont aussi révélés comme dangereux. L'explosion d'un disjoncteur dans l'huile, qui est survenue l'hiver dernier et qui occasionna de graves brûlures à un employé, s'explique probablement par l'apparition d'un tel phénomène.

## 2. Relais primaires et protection des réseaux

### *Essais de réception*

Le déclenchement automatique des disjoncteurs lors d'un défaut est assuré par des relais primaires

ou secondaires. Les relais primaires sont en général montés directement sur les disjoncteurs et fonctionnent de la façon suivante (voir fig. 3) :

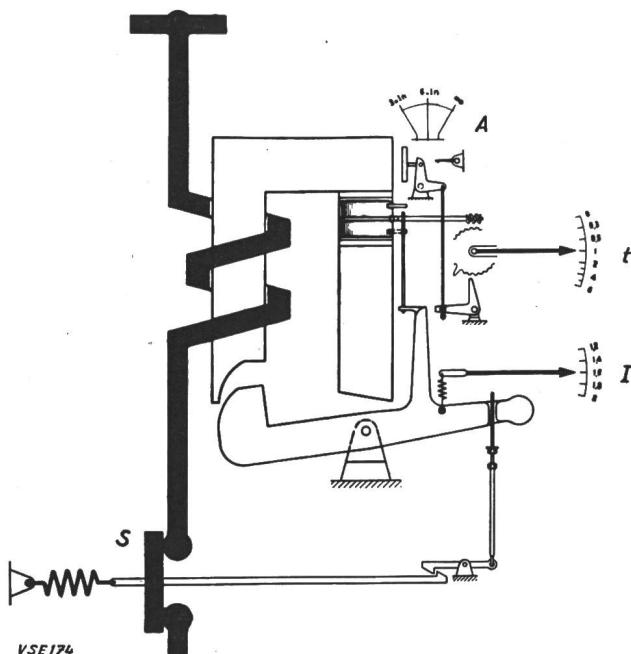


Fig. 3  
Schéma de principe d'un relais primaire  
A: dispositif de déclenchement instantané;  
t: réglage du temps de déclenchement;  
I: réglage du seuil de fonctionnement;  
S: disjoncteur.

Lorsque le courant dépasse la limite admise, l'armature mobile est attirée par l'armature fixe et se déplace légèrement; on dit que l'armature mobile «bascule». L'armature mobile entraîne le tringlage provoquant l'ouverture du disjoncteur; lors du basculement, un petit moteur synchrone monté dans le noyau lui-même est débloqué; celui-ci entraîne alors un rouage, qui, à bout de course, libère le tringlage provoquant l'ouverture du disjoncteur. Si le courant est descendu, entre temps, à 90 % ou moins de la valeur limite admise, le dispositif de temporisation et le tringlage doivent revenir complètement à leur position de repos. Une deuxième armature mobile du même relais supprime le blocage du dispositif de déclenchement lorsqu'un courant de court-circuit dont la valeur dépasse de 3 à 12 fois le courant nominal du relais traverse l'enroulement; cette armature auxiliaire peut être aussi bloquée, si on le désire.

Pour protéger les transformateurs contre les surcharges, on insère en général des relais primaires à image thermique sur la phase médiane. Dans ces relais, le courant envoie un flux magnétique dans un noyau sur lequel est disposé un enroulement court-circuité; ce dernier s'échauffe par le passage du courant et, par suite, les «bilames» d'un thermomètre métallique s'allongent et actionnent un tringlage qui indique la température atteinte et commande le déclenchement dès que la température atteint la valeur considérée comme dangereuse. Le seuil de fonctionnement peut être ajusté entre une valeur dite courant nominal et un courant double de celui-ci, ceci par variation de l'entre-fer; le relais comporte aussi un dispositif à fonctionnement instantané.

Lorsqu'on veut réaliser une élimination sélective

des défauts avec des relais à maximum de courant, il faut procéder à un échelonnement de temporisation systématique. Si, par exemple, une sous-station alimente, par l'intermédiaire d'une ligne en boucle, 4 postes de transformation de distribution ainsi qu'un poste de transformation privé, on peut employer la cascade de temporisation suivante (voir fig. 4) :

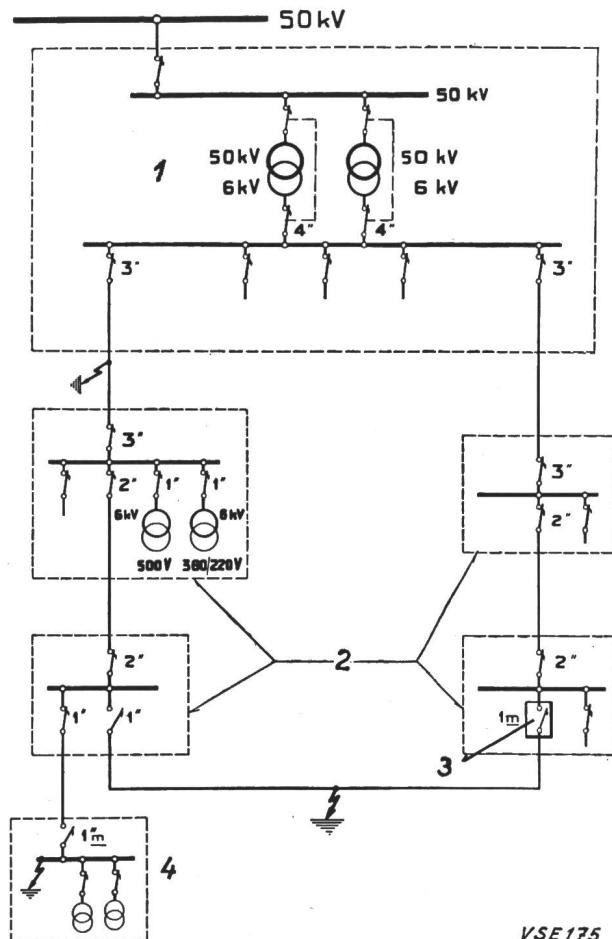


Fig. 4  
Exemple d'un échelonnement de temporisation lors de l'emploi de relais primaires à maximum de courant (Réseau à 6 kV)  
1: sous-station;  
2: stations transformatrices de distribution;  
3: disjoncteur servant à «ouvrir la boucle» en cas de défaut;  
4: station de transformation privée.

Les temps en secondes sont les temps de déclenchement choisis pour les différents relais; pour les relais marqués *m*, le dispositif de fonctionnement instantané a été débloqué.

- 4 secondes, côté secondaire des transformateurs 50 kV/6 kV de la sous-station;
- 3 secondes, départ et arrivée de la section suivante de la ligne en boucle (ligne en câble);
- 2 secondes, départ et arrivée de la section suivante;
- 1 seconde, départ de la section suivante, côté primaire de tous les transformateurs de distribution et départ vers le poste de transformation privé.

Les dispositifs de fonctionnement instantané sont débloqués sur le relais du disjoncteur qui se trouve à l'arrivée du câble alimentant le poste privé et sur le relais d'un des disjoncteurs de la ligne en boucle, qui est ajusté à 1 seconde.

L'échelonnement de temporisation devient d'autant plus difficile à réaliser que la puissance de

court-circuit du réseau augmente. Par suite de l'importance prise par le courant lors d'un défaut, il devient alors souvent impossible d'ajuster des temporisations à des valeurs dépassant 2 secondes. Dans ce cas, il est nécessaire de prévoir des échelons de  $\frac{1}{3}$  de seconde seulement. De plus, les entreprises qui vendent de l'énergie à des communes sont souvent obligées d'accorder à ces dernières une temporisation de 1,5 seconde au maximum, à l'endroit où elles sont alimentées.

Il en résulte que l'on est obligé, à l'heure actuelle, d'exiger beaucoup des relais primaires à maximum de courant. Les nouveaux types de relais que l'on trouve aujourd'hui sur le marché remplissent d'ailleurs les conditions citées plus haut.

Lors de la réception on ne demande, en général, que des essais sur quelques échantillons de la série livrée. Ces essais comprennent par exemple:

- la mesure du seuil de fonctionnement, le relais étant ajusté à 1,2 et 2 fois le courant nominal.
- la mesure de la temporisation, le relais étant ajusté à 0,5 seconde et successivement à 1,2, 1,7, 2,5 et 5 fois le courant nominal.
- la mesure du seuil de fonctionnement, le relais étant ajusté à la limite, c'est-à-dire à une valeur allant de 3 à 6 fois le courant nominal.
- la mesure de la temporisation, le relais étant ajusté à la limite, avec 3 et 6 fois le courant nominal plus 10 %.

Quant aux relais primaires à image thermique, on mesure l'augmentation de la température avec le courant nominal et en position 1, ainsi qu'avec le double du courant nominal en position 2. On contrôle, de plus, si la commande du déclenchement a vraiment lieu à la température qu'on a ajustée. Enfin, on essaye le fonctionnement lorsque le relais est ajusté à la limite.

#### Expériences faites en service

La disjonction sélective a longtemps été impossible à réaliser. Les relais n'étaient pas construits de façon satisfaisante, et les temporisations étaient trop inexactes. Responsables des mauvaises expériences faites étaient souvent, de plus, le mécanisme de commande du disjoncteur, le montage du relais sur le disjoncteur, les soins insuffisants donnés au relais et le manque de contrôles de révision. La collaboration entre les entreprises d'électricité et les constructeurs a permis d'améliorer la qualité des relais, si bien qu'ils donnent aujourd'hui satisfaction.

Les relais de construction ancienne sont sujets à des oscillations mécaniques lorsque le courant arrive dans le voisinage du seuil de fonctionnement; les dégâts qui en résultent sont encore augmentés par les vibrations dues au courant alternatif et, souvent, par le brusque entraînement du rouage de temporisation.

On ne doit jamais ajuster la temporisation au moment où l'armature mobile a basculé ou si la commande du déclenchement ne se trouve pas à la position de repos; si l'on n'observait pas cette règle, on risquerait d'endommager fortement les relais, aussi bien ceux de construction ancienne que ceux plus modernes.

Si le mécanisme de déclenchement ne possède pas son propre moteur, il arrive souvent que la force du

relais ne suffise pas à faire fonctionner le tringlage, surtout si l'on a ajusté une faible valeur de courant et si ce dernier n'augmente que lentement.

Il arrive souvent que des disjoncteurs qui n'ont pas fonctionné pendant longtemps ne déclenchent pas lorsqu'ils le devraient; ceci provient, en général, du fait que le graissage est insuffisant ou que la graisse employée a durci. Pour des disjoncteurs qui ne fonctionnent que rarement, l'expérience a montré que les meilleurs résultats étaient obtenus par l'emploi, pour la lubrification, d'huile de disjoncteurs ou de transformateurs.

Les relais primaires à maximum de courant qui sont ajustés à un seuil de fonctionnement relativement élevé ont tendance à être sujets à des vibrations mécaniques lorsqu'ils sont chargés de façon correspondante; ces vibrations augmentent l'usure du relais; on peut éviter cet inconvénient si l'on emploie des relais à courant nominal plus élevé, ce qui est en général possible puisque les relais ont presque toujours pour fonction de provoquer l'ouverture d'un disjoncteur sous l'influence d'un courant de court-circuit. C'est ainsi qu'une grande entreprise n'emploie, pour la protection des transformateurs de distribution de 150 à 400 kVA, que des relais de 60 A. Les disjoncteurs principaux dans les installations des revendeurs d'énergie sont munis des mêmes relais, jusqu'à des puissances de 500 kVA. Pour des puissances de 500 à 1500 kVA, cette entreprise emploie des relais de 150 A et pour des puissances supérieures des relais de 300 A. Au total, cette entreprise n'utilise donc que trois types de relais, ce qui est naturellement très avantageux du point de vue de l'exploitation.

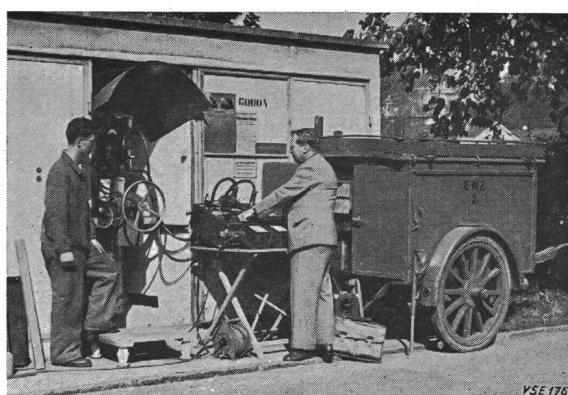


Fig. 5

Contrôle sur place des relais primaires à maximum de courant avec l'appareil de contrôle de relais  
L'appareillage de mesure est transporté au moyen de la remorque qu'on distingue sur la figure

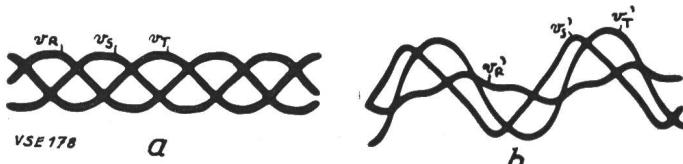
Si l'on veut que les relais fonctionnent à la satisfaction de l'entreprise, des révisions périodiques sont absolument nécessaires. Différents types d'appareils de contrôle de relais existent aujourd'hui sur le marché. Des révisions principales avec démontage complet et nettoyage du relais doivent être prévues tous les 3 ou 4 ans. Lors du montage dans le réseau, il faut essayer les relais en connection avec les disjoncteurs auxquels ils appartiennent. Entre deux révisions principales, on devrait procéder, de plus, à un contrôle sur place avec l'appareil de contrôle de relais.

### 3. Transformateurs de mesure

621.314.22.08

#### Essais de réception

L'élimination des défauts dans les réseaux exige que les grandeurs électriques primaires soient transmises correctement aux appareils qui sont branchés côté secondaire des transformateurs de mesure, et ceci jusqu'aux plus élevées des surintensités qui interviennent en service. Quant aux transformateurs sur lesquels sont branchés des compteurs d'énergie, ils doivent être spécialement exacts. Par ailleurs, les appareils de mesure, qui sont très sensibles, doivent être à l'abri des conséquences dangereuses des cou-



rants de défaut. Enfin, les transformateurs de mesure doivent être à même de supporter les surtensions, ondes à front raide, défauts à la terre, surintensités et déséquilibrages naissant dans le réseau. Les essais de réception comprennent en général:

- contrôle de l'exécution en général, des dimensions, de l'étanchéité et des indications reportées sur la plaque signalétique.
- essais diélectriques des enroulements primaire et secondaire.
- épreuve d'exactitude de mesure.
- essai aux ondes de choc.
- contrôle de l'huile.

de plus, pour les transformateurs de mesure de courant seulement:

- épreuve d'isolement.
- contrôle du comportement lors de surintensités.
- contrôle de la polarité et des connexions.

de plus, pour les transformateurs de mesure de tension seulement:

- essai diélectrique entre spires.
- courant à vide et pertes (pour la tension de phase et la tension composée).
- tension de court-circuit.
- contrôle de la polarité.

#### Expériences faites en service

L'étanchéité des cuves laisse souvent à désirer; il en résulte des pertes d'huile et des entrées d'eau. Seuls des joints en caoutchouc synthétique résistant à l'huile devraient être employés; quant aux bornes secondaires, la meilleure solution est une plaque de résine synthétique sur laquelle ces bornes sont fixées au moulage. Des soudures mal faites lors de la fabrication de la cuve se traduisent souvent aussi par des pertes d'huile.

Les indicateurs de niveau d'huile à voyant présentent l'inconvénient que souvent l'huile s'y colore sous l'influence de la lumière, ce qui rend le contrôle du niveau d'huile très difficile, souvent même impossible. Il faudrait donc employer des indicateurs de niveau mécaniques, avec couplage magnétique.

Les bouchons de vidange combinés avec un dispositif permettant de faire des prises d'huile facilite-

tent le contrôle périodique de celle-ci. La qualité de l'huile devrait être notée, pour chaque appareil, sur une plaque signalétique. Quant aux dessicateurs, il faut employer uniquement le silicagel et non le chlorure de calcium. Les matières isolantes employées dans la construction des transformateurs de mesure à faible volume d'huile doivent être choisies avec soin. Les isolations en papier comprimé montrent une tendance aux décharges glissantes en surface (danger d'explosion); le papier imprégné d'huile est sujet à des claquages thermiques lorsqu'on emploie de l'huile ou du papier de mauvaise qualité.

Fig. 6  
Exemple de ferro-résonance avec des transformateurs de mesure de tension de 16 kV

a:  $v_R, v_S, v_T$  sont les tensions de phase à l'état normal (pas de déplacement du point neutre);

b:  $v'_R, v'_S, v'_T$  sont les mêmes tensions lorsque le phénomène de ferro-résonance entre en jeu (déplacement du point neutre).

Il s'agit d'un phénomène de résonance avec position fixe du point neutre déplacé; 16 enclenchements et déclenchements successifs furent nécessaires pour provoquer le phénomène.

Les enroulements primaires des transformateurs de courant doivent être protégés contre les ondes de choc de grande amplitude par un éclateur monté en parallèle.

Le courant nominal secondaire des transformateurs de courant est de 5 A en règle générale; dans les stations en plein air de grande étendue, il est à conseiller de choisir un courant secondaire de 1 A, par suite des pertes dans les conducteurs reliant le transformateur aux instruments.

Les transformateurs de tension qui sont montés en étoile, alors que le point neutre du réseau n'est pas mis à terre directement, doivent être construits pour un service ininterrompu sous la tension composée, sans tenir compte cependant de l'exactitude de mesure; le constructeur doit se baser, en ce qui concerne cette dernière, sur la tension de phase. La tension secondaire des transformateurs de tension est normalement de 100 V; dans les stations en plein air de grande étendue cependant, on choisit en général une tension de 200 V.

Par suite du déplacement du point neutre dans les réseaux dont le point neutre est isolé ou mis à la terre par l'intermédiaire d'une bobine d'extinction, des tensions beaucoup plus élevées que la tension de phase peuvent intervenir. Ces déplacements du point neutre peuvent avoir lieu lorsque:

- on emploie moins de 3 transformateurs de tension monophasés.
- on connecte ou déconnecte les transformateurs de tension successivement par l'intermédiaire de sectionneurs à un pôle.
- les dispositifs de protection interrompent séparément les connections de chaque pôle.

Ces déplacements du point neutre peuvent aussi avoir lieu dans des systèmes absolument symétriques. Mais ils sont, dans ce cas, aussi déclenchés et excités par des asymétries, telles qu'il peut s'en produire souvent dans tous les réseaux, de façon intermittente. Ces déplacements sont rendus possibles par le phénomène dit de ferro-résonance; par suite des oscillations à fréquence élevée, le point neutre change continuellement de position, il «tourne». Les surtensions résultant de ce phénomène

peuvent faire entrer en fonction les éclateurs à cornes et provoquer un court-circuit.

Les coupe-circuit à fusibles qui doivent assurer la protection des transformateurs de tension ne répondent pas toujours à ce que l'on attend d'eux. Des

Fig. 7  
Schéma de principe expliquant le déplacement du point neutre dans un réseau triphasé  
A gauche: Les inductivités représentent les enroulements des trois transformateurs de mesure de tension, qui sont mis à terre à une de leur extrémités. Les capacités sont celles du réseau par rapport à la terre.  
A droite: déplacement du point neutre.  
 $v_R, v_S, v_T$ : tensions de phases en l'absence de déplacement du point neutre;  
 $v'_R, v'_S, v'_T$ : tensions de phases lors du déplacement du point neutre;  
I<sub>c</sub>: somme géométrique des courants capacitifs de terre;  
I<sub>μ</sub>: somme géométrique des courants de magnétisation s'écoulant à terre;  
0': position du point neutre lors du déplacement de celui-ci (cette position correspond à l'exemple de la fig. 6, b);  
0\*: position théorique du point neutre lors du déplacement de celui-ci.  
L'intersection de la droite  $I'_c$  et de la courbe  $I_\mu$  est le point dit de résonance (les tensions de phase correspondantes sont stables).

fusibles trop sensibles côté haute tension interrompent parfois le circuit sans qu'il y ait un défaut quelconque au secondaire. S'il s'agit de transformateurs de tension isolés à sec, on peut, dans certains cas, renoncer aux coupe-circuit côté primaire. Des coupe-circuit automatiques à haute tension peuvent aussi protéger les transformateurs de tension contre les surcharges thermiques du circuit secondaire ou même contre des pertes diélectriques anormalement élevées dans les traversées; comme, dans ce cas, la coupure du circuit est assurée mécaniquement, un dispositif auxiliaire peut la signaler, empêchant en même temps un fonctionnement intempestif des relais de distance.

Côté secondaire, les transformateurs de tension doivent être protégés par des coupe-circuit à fusibles de calibre élevé, afin de maintenir les pertes de tension aussi basses que possible; les fusibles courants sur le marché ont des résistances très différentes, ce qui n'est pas fait pour augmenter l'exactitude de mesure.

#### 4. Transformateurs de puissance

621.314.2

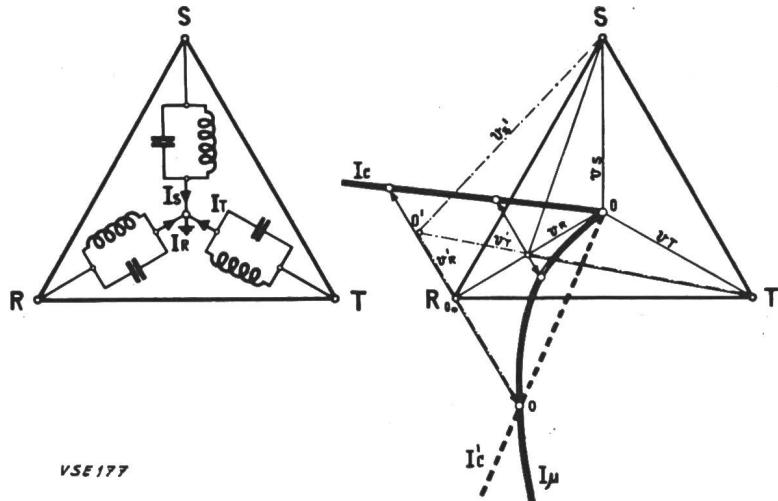
##### Essais de réception

En ce qui concerne les transformateurs de puissance, ce sont les Règles pour les machines électriques (y compris les transformateurs), publications de l'ASE nos 108 et 108a des années 1934 et 1940 qui font foi. Ces règles seront complétées prochainement notamment par la prise en considération de tensions plus élevées et des essais aux tensions de choc. Par ailleurs, dans le cas de gros transformateurs, un contrat passé avec le constructeur fixe en général les conditions des essais de réception.

La sollicitation des transformateurs de puissance lors de courts-circuits et de surtensions est aujourd'hui, par suite de l'interconnection toujours plus poussée des réseaux et de l'énorme augmentation des puissances en jeu, devenue très grande. C'est pourquoi, se basant sur les expériences faites, les exploi-

tants exigent des essais de réception toujours plus sévères.

S'il s'agit d'unités importantes, le constructeur présente habituellement au client, avant de commencer la fabrication, les plans d'ensemble et les



plans de détail les plus importants afin que celui-ci les contrôle et les approuve. C'est la sanction de ces dispositions générales ainsi que des visites répétées à l'atelier pendant la fabrication, qui constituent ce qu'on peut appeler le premier stade de la réception. Ces visites à l'atelier sont d'un très grand intérêt pour l'exploitant, qui devra plus tard procéder aux révisions et prévoir l'entretien du transformateur.

Les essais de réception proprement dits ont lieu en deux étapes, à savoir dans les ateliers du constructeur d'une part, chez l'exploitant avant la mise en service définitive d'autre part. Les entreprises qui n'ont pas à leur disposition le personnel qualifié capable d'effectuer les essais de réception, en chargent habituellement les Institutions de contrôle de l'ASE ou des institutions analogues. Ces institutions utilisent leurs propres transformateurs de mesure de courant et de tension ainsi que leurs propres instruments. Si c'est l'exploitant qui procède lui-même aux essais de réception, il est obligé de se fier à l'appareillage du constructeur; on doit exiger dans ce cas la possibilité de consulter les procès-verbaux d'essai des transformateurs et instruments de mesure utilisés. Quant aux données techniques qui sont à contrôler lors des essais de réception, elles sont contenues dans le cahier des charges ou dans le contrat passé avec le constructeur. On exige en général les mesures et contrôles suivants:

##### a) Mesure de la résistance des enroulements.

La résistance des enroulements primaires et secondaires doit être mesurée pour chacune des prises disposées sur ces enroulements. La valeur moyenne de la température de l'huile (moyenne entre les températures mesurées en différents endroits de la cuve, à la partie supérieure comme à la partie inférieure) est admise comme étant la température des enroulements.

##### b) Contrôle des rapports de transformation.

Dans le cas normal, on alimente le transformateur côté primaire avec la tension nominale ou

une tension réduite, et l'on mesure les tensions apparaissant aux différentes prises.

c) Contrôle du sens de l'enroulement.

Ce contrôle s'effectue en mesurant les tensions différentielles régnant entre les bornes du primaire et du secondaire.

d) Mesure des pertes à vide et du courant à vide.

Le transformateur est alimenté côté primaire à fréquence normale; le côté secondaire travaille à vide; au cours de la mesure, il faut faire spécialement attention à ce que la fréquence reste constante.

e) Mesure des pertes dans les enroulements et de la tension de court-circuit.

L'exactitude de la fréquence est, pour ces mesures aussi, de grande importance; de plus, il est nécessaire de déterminer exactement la température moyenne des enroulements.

Le transformateur est normalement alimenté du côté secondaire, le primaire étant court-circuité. Les pertes dans les enroulements ainsi que la tension de court-circuit doivent être mesurées pour les différentes prises. Les pertes sont garanties pour une température de 75 °C, si bien que les valeurs trouvées doivent être ramenées à cette température. Quant à la tension de court-circuit, elle ne dépend pratiquement que très peu de la température.

f) Essais diélectriques.

Lors des essais par tension appliquée, celle-ci est étalonnée habituellement par l'intermédiaire d'un éclateur à sphères; il faut spécialement faire attention aux décharges à l'intérieur du transformateur. Lors des essais par tension induite, le transformateur est alimenté côté primaire à une fréquence supérieure à la fréquence nominale.

Lors des essais de réception chez le constructeur, on peut, en plus des essais que nous venons d'indiquer et sous réserve des essais définitifs chez l'exploitant, effectuer les essais suivants:

a) Cuve du transformateur.

Exécution mécanique en général, étanchéité, soudures, canalisations, connections de mesure, etc. . . .

b) Bornes de traversées.

Joints entre l'isolateur et la borne de raccordement proprement dite, surface de contact de la cheville filetée, distances des éclateurs, etc. . . .

c) Dispositif de refroidissement.

Un contrôle exact est, la plupart du temps, seulement possible chez l'exploitant.

d) Commutateurs de prises à manœuvre à vide.

L'arbre de commande doit être suffisamment solide; le dispositif marquant l'arrêt aux divers crans doit être exact et devrait être disposé sur le commutateur lui-même; un dispositif de verrouillage doit être prévu sur la commande.

e) Commutateurs à gradins à manœuvre en charge.

Le contrôle du synchronisme entre la commande du commutateur et le contacteur peut se faire au moyen d'oscillogrammes. D'autres contrôles sont effectués chez l'exploitant.

f) Boîtes à câbles.

Ces boîtes devraient toujours être en deux par-

ties, de façon qu'on puisse facilement déconnecter les câbles lorsqu'on veut déplacer le transformateur.

Avant la mise en service définitive, il faut contrôler de façon approfondie toute l'installation transformatrice; le contrôle doit s'étendre aux dispositifs de protection et aux câbles de connection. Les essais doivent être effectués, en principe, dans l'ordre suivant:

a) Contrôle de la mise à terre.

La vis de terre de la cuve doit assurer un contact parfait avec la conduite de terre; la mise à terre des seuls rails sur lesquels repose le transformateur n'est pas suffisante.

b) Dispositif de refroidissement.

Le niveau de l'huile doit être réglé en rapport avec la température de celle-ci, après avoir ouvert le robinet assurant la communication entre la cuve et le conservateur d'huile. On met les pompes et les dispositifs d'alarme en service; puis on contrôle à froid et, par la suite, à chaud si les conduites, les joints et les différents appareils sont étanches.

c) Dispositifs de protection.

Les éclateurs à cornes des traversées sont à régler selon les prescriptions. Le contrôle des protections Buchholz doit être fait avec un soin particulier; il ne suffit pas de contrôler les connexions; il faut, en introduisant de l'air dans la cuve, faire fonctionner les relais. Les dispositifs de mesure de température sont aussi à régler avant la mise sous tension.

d) Commutateurs à gradins à manœuvre en charge.

Toutes les positions du commutateur doivent être essayées sans tension, à savoir avec la commande à main et avec la commande électrique, à tensions de commande minimum et maximum. Aux positions extrêmes du commutateur, le servomoteur doit déclencher; si le commutateur s'arrête dans une position intermédiaire, les disjoncteurs primaires et secondaires doivent interrompre le circuit.

e) Boîtes à câbles.

Les boîtes à câbles pour les conduites de mesure et de commande ainsi que la commande du commutateur de prises doivent être étanches à l'eau. Afin qu'il ne se produise pas d'humidité par condensation, il est nécessaire de prévoir une aération. Il faut faire spécialement attention à ce qu'aucun air humide ne pénètre dans les boîtes à câbles par les tubes à câbles.

f) Mise sous tension.

Il est à recommander d'effectuer les premiers essais d'enclenchement à la valeur la plus avantageuse possible de l'induction. Sous une tension dépassant de 10 à 15 % la tension nominale, le ronflement du transformateur ne doit pas être trop fort. Les résistances du commutateur de prises ne doivent pas chauffer de façon exagérée lorsqu'on fait fonctionner ce dernier sans arrêt. Les enclenchements et déclenchements ne doivent pas causer trop de vibrations dans l'installation.

g) Echauffement.

Le contrôle de la puissance de refroidissement

peut être effectué en service, selon un programme déterminé.

#### *Expériences faites en service*

En service, on fait en général de bonnes expériences avec les transformateurs de puissance. Les dépenses pour leur entretien ne sont pas élevées.

Ce sont les commutateurs de prises qui sont à l'origine du plus grand nombre de défauts. Dans une série de 10 transformateurs, les contacts des contacteurs durent être remplacés au bout de 10 000 manœuvres environ, alors que le constructeur avait garanti 50 000 à 75 000 manœuvres. Il avait, en réalité, essayé ses commutateurs en les faisant fonctionner quelques milliers de fois; puis, de l'état des contacts après cet essai, il conclut que ceux-ci pouvaient supporter 50 000 à 75 000 manœuvres. Il fut nécessaire, dans cet exemple, de monter sur les contacteurs des contacts d'une construction différente, avec lesquels on fit d'ailleurs de bonnes expériences.

Dans un autre cas, la commande du commutateur à gradins à manœuvre en charge était mal ajustée, et ce fut le commutateur qui interrompit le courant à la place des contacteurs, ce qui fit fonctionner la protection Buchholz. Le constructeur dut améliorer toutes les commandes de ce type et les régler à nouveau.

Les ressorts des servomécanismes se sont brisés, dans certains cas, après 4000 manœuvres seulement; d'autres ont tenu plus longtemps, mais aucun n'atteignit les 80 000 manœuvres qui avaient été garanties. Comme autres sources de défauts, signalons le déplacement des contacts à rouleau par suite de construction défectueuse, ainsi que l'interruption de l'accouplement entre le commutateur et le contacteur. Quant aux commutateurs de prises à manœuvre à vide, ils ne présentent que rarement des défauts.

On ne peut que conseiller de contrôler très soigneusement l'état de l'huile dans les cuves de transformateurs. Une grande entreprise d'électricité contrôle tous les deux ans de façon très approfondie l'huile de ses gros transformateurs. Dans la même entreprise, l'huile des transformateurs de distribution n'était contrôlée que tous les 5 ou 6 ans par le personnel d'exploitation, mais sans que l'indice d'acidité soit mesuré. Comme plusieurs défauts furent constatés, provenant tous du vieillissement de l'huile, on fit mesurer l'indice d'acidité de l'huile de 5 de ces transformateurs qui étaient restés 20 ans en service; trois d'entre eux contenaient de l'huile avec un indice allant de 0,7 à 1,5, dans l'un l'indice était de 0,53 et dans le dernier de 0,14. Selon les règles de l'ASE, seul un des transformateurs contenait donc une huile acceptable. Bien qu'un transformateur puisse rester en service plusieurs années avec une huile à indice d'acidité trop élevé sans que ne se produise aucun défaut, l'isolation en souffre quand même; lors d'une forte sollicitation électrique ou mécanique, il peut alors se produire une rupture. Dans un cas, on a constaté un défaut 3 mois après la mise en service provenant du fait que le transformateur n'avait pas été séché suffisamment lors du montage.

En ce qui concerne les transformateurs bobinés en aluminium, il faut surveiller les soudures de l'enroulement; dans plusieurs cas, l'augmentation de la

résistance de ces soudures a provoqué un échauffement local excessif.

Dans un transformateur à réglage en charge, les cales se trouvant dans l'entrefer entre la culasse et les noyaux avaient été échangées entre elles, si bien que le noyau médian était muni d'une cale épaisse et l'un des noyaux extérieurs d'une cale mince. Comme le noyau médian s'échauffe plus en service et s'allonge par conséquent davantage, la culasse se mettait à vibrer avec une fréquence correspondant à celle du réseau; il en résultait un bruit insupportable; lors du démontage, on s'aperçut, de plus, que les cales ainsi que les tôles du noyau avaient été endommagées.

Lors de perturbations atmosphériques, des ruptures se produisirent à plusieurs reprises sur des transformateurs de distribution à 3 enroulements, dont l'un n'était pas employé; il s'agissait de ruptures entre les deux enroulements à basse tension. Ces transformateurs étaient protégés du côté haute tension par des parafoudres. Les points neutres des enroulements à basse tension non employés étaient reliés à la terre de protection. Lors de l'écoulement au sol de l'onde d'origine atmosphérique par l'intermédiaire de la terre de protection, une tension apparaissait entre les deux enroulements, qui était suffisante pour amener la rupture. Lorsqu'on eut relié le point neutre de l'enroulement non employé avec le point neutre de l'autre enroulement à basse tension, les défauts disparurent.

Au cours de la discussion, on proposa de diminuer, de façon tout à fait générale, la tension de court-circuit des transformateurs de distribution afin de réduire la chute de tension. Comme la disjonction en cas de défaut est, aujourd'hui, habituellement très rapide, l'échauffement des transformateurs par les courants de court-circuit ne joue plus un grand rôle; seules les sollicitations de nature dynamique sont à considérer. La puissance de coupe des coupe-circuit basse-tension fixe cependant certaines limites à cette diminution de la tension de court-circuit.

La méthode habituelle pour déterminer la polarité des enroulements (mesure des tensions différentielles entre le côté haute tension et le côté basse tension) n'est pas sûre lorsque le rapport de transformation est grand; elle a donné parfois de faux résultats. L'emploi de batteries est plus sûr que celui de groupes générateurs à courant continu lorsqu'on veut mesurer la résistance des enroulements. Les ponts de mesure donnent de meilleurs résultats que la méthode habituelle avec voltmètres lors de la mesure des rapports de transformation; il est cependant difficile à la personne responsable de la réception de contrôler alors la mesure.

En résumé, on peut dire que les produits de nos constructeurs suisses satisfont aujourd'hui à ce qu'on attend d'eux.

Des «maladies de jeunesse» apparaîtront toujours lors de constructions nouvelles. Les constructeurs se montrent reconnaissants lorsque les exploitants leur communiquent les expériences qu'ils ont faites à ce sujet, et s'efforcent de remplir les exigences de l'exploitation. Ils réparent, souvent, même après extinction de la garantie, les défauts constatés aux appareils.

*A. Bühler.*

## Compte rendu de l'assemblée du 11 mai 1954 à Lausanne

### 1. Relais et transformateurs de mesure

621.316.925 + 621.314.22.08

Les producteurs et distributeurs d'énergie électrique ont voué de tous temps leurs efforts les plus assidus au problème de la *protection des réseaux*. L'appareillage à disposition actuellement et les diverses solutions pratiques réalisées ont permis d'aboutir à des résultats satisfaisants concernant la détection et l'élimination des défauts ainsi que la sélection des perturbations.

Le réseau de la Compagnie Vaudoise d'Electricité comprend notamment un réseau à 40 kV entièrement bouclé, assurant le transport de l'énergie des usines vers les centres consommateurs, et un réseau de distribution à 13 kV, desservant les stations transformatrices à 380/220 V. Cette entreprise d'électricité a complètement rénové ses installations au cours de ces dernières années et dispose actuellement d'un équipement presque complètement neuf, notamment en ce qui concerne le système de protection et les relais.

La Compagnie Vaudoise d'Electricité ne procède pas systématiquement à des *essais de réception des relais et transformateurs de mesure* lors de la fourniture par les constructeurs; par contre, lors de la mise en service, les relais sont essayés dans leurs conditions réelles d'emploi, tandis que pour les transformateurs de mesure on se contente des procès-verbaux d'essais du fabricant.

D'autre part, l'expérience montre que, si l'on veut maintenir un fonctionnement correct et sans défaillance des relais et des dispositifs de protection, il est indispensable de procéder fréquemment et périodiquement à leur contrôle; il s'agit par exemple de *contrôler les relais* et de les essayer au moins une fois par an et de mettre ces appareils hors service pour révision et réparation, au cas où ils ne fonctionnent plus correctement. Une attention particulière est à vouer aux relais de distance, pour lesquels l'expérience a montré qu'il faut les faire fonctionner



Fig. 8

Accident survenu avec des transformateurs de mesure de tension dans l'huile de 125 kV

A la suite d'un défaut dans un transformateur de mesure de tension, 12 de ces appareils furent détruits par l'huile en feu.

à blanc une fois par mois au moins; un dispositif spécial sera installé dans une centrale de la Compagnie Vaudoise d'Electricité, permettant en tous

temps de contrôler le bon fonctionnement de ces relais.

En ce qui concerne les *expériences faites en service avec les protections et les relais*, de 1942 à 1947 par exemple à la Compagnie Vaudoise d'Electricité, sur 32 cas de fonctionnement des relais de distance, il a été assuré dans 75 % des cas une sélection parfaite, ce qui est satisfaisant.

Dans les cas compliqués, terres suivies de doubles mise à terre avec court-circuit et déclenchement, la signalisation des relais directionnels de terre est parfois douteuse; dans certains cas, la résistance de défaut étant trop grande (poteaux en bois notamment), le courant ohmique trop faible n'a pu faire fonctionner le système.



Fig. 9

L'enroulement d'un transformateur de mesure de tension dans l'huile de 125 kV après l'accident de la fig. 8

Quant au réenclenchement ultra-rapide dans le réseau de distribution à 13 kV, il s'est avéré que dans plus de 80 % des cas, il assure le maintien du service; sur les lignes situées en plaine, où les perturbations sont essentiellement d'origine atmosphérique, on a relevé, certains jours d'orage, des réenclenchements à 100 %.

La Compagnie Vaudoise d'Electricité a introduit le *contrôle annuel des huiles isolantes des transformateurs de mesure à 125 kV*; au cours de ce contrôle, il est procédé à la détermination de l'indice d'acidité et à un essai de tension. Ceci permet de procéder de temps en temps au changement d'huile pour séchage ou renouvellement. Jusqu'ici de bonnes expériences ont été faites avec les *transformateurs de tension à 40 kV à isolation à sec*; la nouvelle centrale des Clées sera équipée de transformateurs de mesure à 40 kV et 13 kV de ce type, qui diminuent les risques d'incendie.

Un exemple d'accident en service est celui survenu en octobre 1950 à des transformateurs de mesure dans l'huile du poste à 125 kV de Montcherand, qui causa d'énormes dégâts, l'huile en feu s'étant répandue sur une grande surface et ayant anéanti successivement 12 transformateurs.

### 2. Disjoncteurs et transformateurs de puissance

621.316.54.027.3 + 621.314.2

Il arrive souvent que des appareils qui ont subi avec succès les essais de réception prévus par les

normes sont détériorés en service normal après quelque temps de fonctionnement sur les réseaux; en général, il faut rechercher la cause de ces accidents dans un vieillissement prématûre des matériaux utilisés, métaux ou diélectriques dont la «courbe de vie» n'est pas adaptée aux besoins réels de l'appareil.

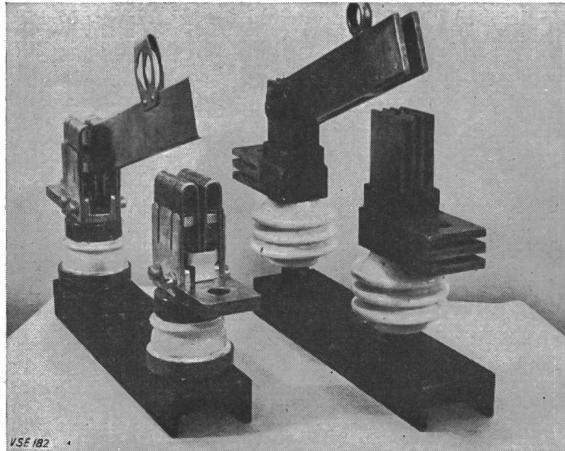


Fig. 10

**Ancienne et nouvelle construction de contacts de sectionneurs**  
A droite: ancienne construction (1902)  
Contact cuivre sur cuivre; pas de ressorts  
A gauche: nouvelle construction (1952)  
Forme de U, base en laiton; pression de contact exercée par des ressorts et poussoirs.

En ce qui concerne les *appareils d'interruption* en général, une question importante est celle des *contacts*. L'expérience a montré que le contact «cuivre sur cuivre» n'était pas durable au-dessus d'une température de 85 °C. Si l'appareil fonctionne rarement, il y a lente formation d'oxyde de cuivre mauvais conducteur; la résistance de passage au courant augmente, il y a échauffement avec modification des conditions d'élasticité jusqu'au recuit du métal qui détruit le contact. C'est pourquoi tous les appareils modernes sont maintenant munis de contacts argentés à ressort, qui semblent donner une entière satisfaction. Quant aux grosses pièces de support, elles sont en général nickelées.

Les principaux types d'appareils d'interruption dont il sera question sont ici: sectionneurs avec soufflage électromagnétique coupant jusqu'à 20 A sous 20 kV, sectionneurs de charge à soufflage autopneumatique ayant un pouvoir de coupure de 15 à 20 MVA sous 20 kV, disjoncteurs dans l'huile avec un pouvoir de coupure de l'ordre de 350 MVA jus-

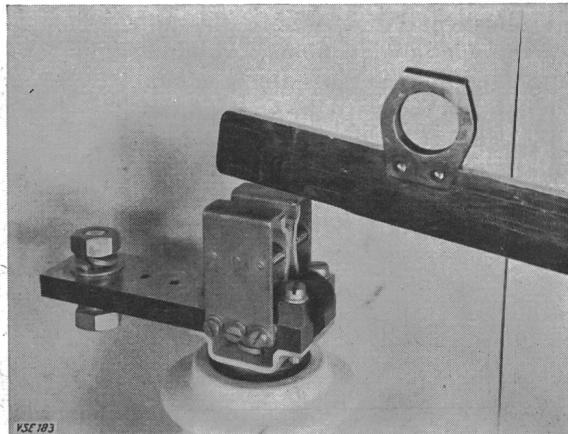


Fig. 11

**Contact de sectionneur moderne**  
Fractionné en plusieurs lamelles argentées,  
pression par ressorts à boudins.

qu'à 20 kV, disjoncteurs pneumatiques à air comprimé coupant plus de 500 MVA.

Les *essais de réception* habituels que peut faire l'exploitant sont limités aux essais de bon fonctionnement mécanique et d'isolation. Un essai de type doit être complété par un essai d'échauffement et de coupure sous charge; si le constructeur ne dispose pas d'une station d'essai à forte puissance, l'explo-

Fig. 12

**Exemple de détérioration des contacts d'un appareil d'interruption ne fonctionnant que rarement.**

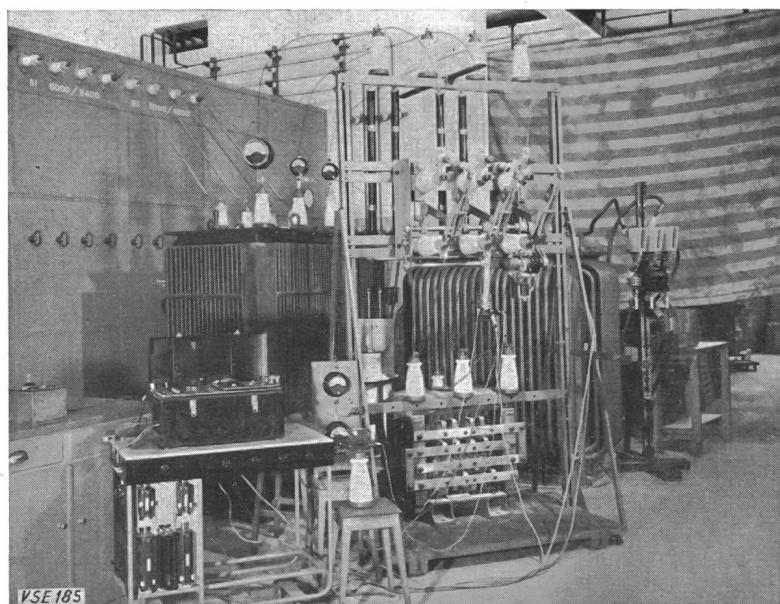
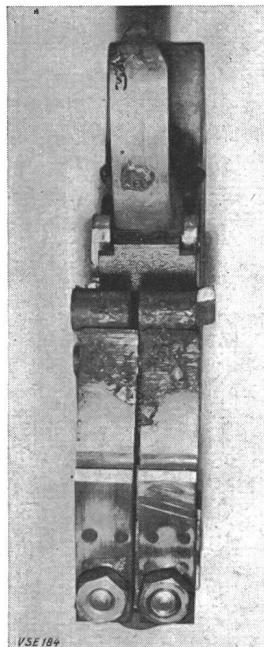


Fig. 13

**Essai d'un sectionneur de charge dans une entreprise d'électricité**  
Mesure du temps de coupure avec l'oscilloscopie à boucles.

tant peut éventuellement effectuer dans son réseau un essai de coupure en charge, si les puissances mises en jeu ne sont pas trop grandes.

Mis à part le danger d'incendie que peut faire courir aux installations la présence d'une grande quantité d'huile, le disjoncteur à volume d'huile normal est d'une construction plus robuste et d'un entretien plus facile que le disjoncteur à volume d'huile réduit. On constate avec ces derniers une rapide détérioration de l'huile, surtout lorsque l'appareil doit couper fréquemment de faibles intensités. Par contre, lors de la vérification de la rigidité diélectrique de l'huile carbonisée retirée d'un disjoncteur après 25 coupures à 40 A sous 18 kV, on a pu vérifier que celle-ci tenait encore la valeur pres-

cours de discussion à l'ASE. Il serait souhaitable que ces règles prévoient également des *essais de vieillissement*, devant décider si les matériaux utili-

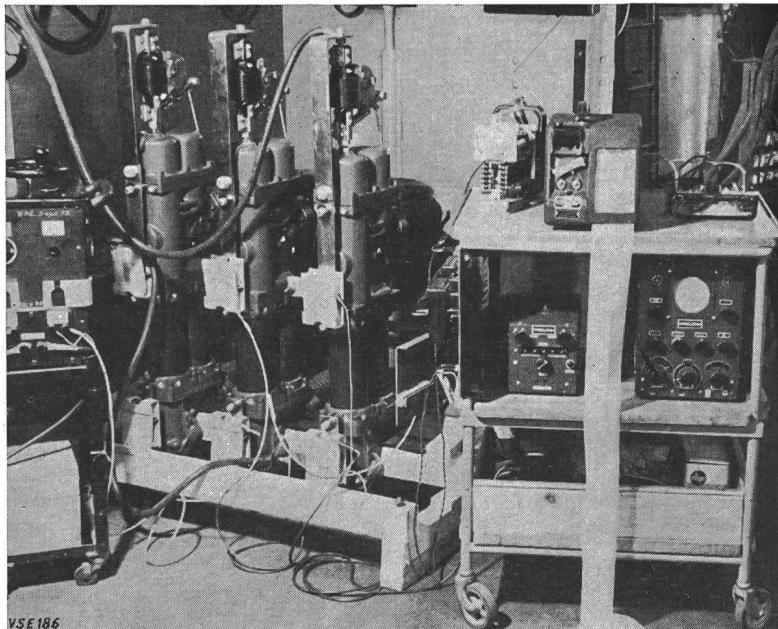


Fig. 14

Essai d'un disjoncteur à faible volume d'huile dans une entreprise d'électricité  
Mesure du temps de coupure avec un oscilloscophe.

crite de 30 kV à 5 mm, ce qui pourrait s'expliquer par le fait que la décomposition de l'huile se produit en l'absence de l'oxygène de l'air.

Dans le cas des disjoncteurs pneumatiques, les ennuis, s'il y en a, proviennent des défauts des joints, soupapes, contacts, et des installations à air comprimé elles-mêmes.

sés répondent bien au service qu'aura à assurer l'appareil.

En ce qui concerne *les transformateurs de puissance*, il y a lieu de rappeler tout d'abord les progrès réalisés ces dernières années dans leur construction, qui ont eu pour conséquence une réduction de poids de l'ordre de 30 % pour un transformateur de

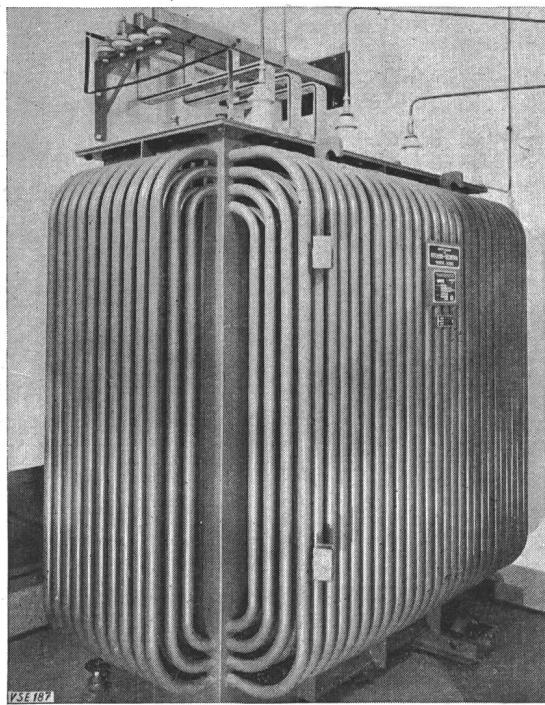


Fig. 15

Transformateur à refroidissement naturel

Les prescriptions concernant les essais de réception des appareils d'interruption sont fixées dans les «Nouvelles règles pour interrupteurs pour courant alternatif à haute tension» actuellement en

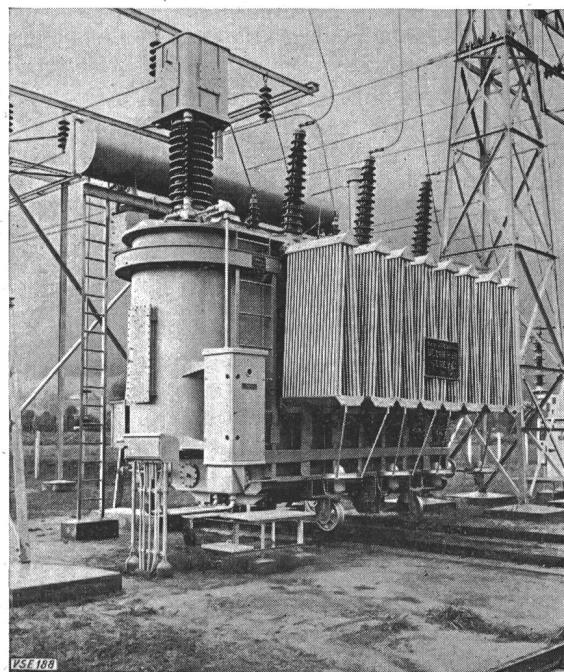


Fig. 16

Transformateur à refroidissement naturel-soufflé

distribution de 400 kVA. Parmi les perfectionnements réalisés, on peut citer notamment l'emploi des nouvelles tôles à cristaux orientés dont les pertes ne dépassent pas 0,6 W/kg, l'augmentation de l'induc-

tion dans le noyau jusqu'à 16 000 Gs et le changement de forme du noyau.

Si l'on considère les différentes solutions utilisées pour obtenir le refroidissement des transformateurs, on peut dire que le *refroidissement naturel* reste le plus employé, particulièrement pour les transformateurs de distribution. On peut l'employer jusqu'à 6000 kVA avec des cuves à tubes et jusqu'à 30 000 kVA avec des radiateurs séparés ou adossés à la cuve. Le *refroidissement «naturel soufflé»* convient aux sous-stations de forte puissance fonctionnant sans surveillance; dans ce cas, on admet généralement que le refroidissement naturel est suffisant pour assurer la marche du transformateur jusqu'à 80 % de sa puissance nominale. Au delà, des ventilateurs sont mis en service automatiquement.

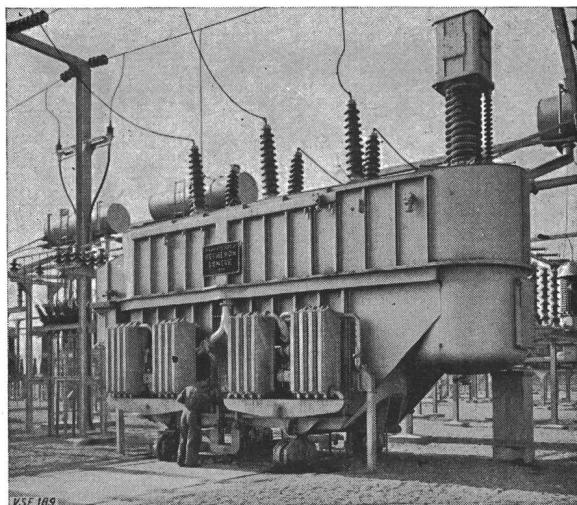


Fig. 17  
Transformateur à refroidissement artificiel à circulation forcée d'huile

Le *refroidissement artificiel à circulation forcée d'huile* reste la solution la plus économique et celle qui permet d'assurer le mieux la bonne conservation de l'appareil pour les transformateurs de centrales fonctionnant continuellement à pleine charge et sous surveillance.

L'expérience a montré que l'altération des huiles par la chaleur est caractérisée par une oxydation lente avec formation de produits solubles qui sont des acides, et des produits insolubles qui sont des boues et des dépôts. Un progrès a été réalisé par l'incorporation dans les huiles d'inhibiteurs artificiels qui ralentissent le vieillissement de l'huile et augmentent sa durée de service. Dans cet ordre d'idée, on peut citer l'emploi en France des *pyralènes*, liquides isolants synthétiques qui sont incombustibles et très stables, mais qui attaquent certaines matières isolantes et qui sont encore assez chers.

Quant aux *essais de réception*, les transformateurs de puissance sont habituellement essayés en présence du client dans les ateliers du constructeur sur la base des «Règles suisses pour machines électriques». Un nouvel essai qui est prescrit aux Etats-Unis est celui aux *ondes de choc*, reproduisant l'effet d'un coup de foudre sur la ligne. Bien que tous les spécialistes soient d'accord sur son efficacité, cet essai est encore très discuté en Europe, particulièrement sur la façon de le réaliser, sur les ondes à em-

ployer et les conclusions à tirer des méthodes utilisées. Ces essais ont permis aux constructeurs d'améliorer certaines dispositions de l'isolation et des sérateurs de prises.

Un autre point controversé, et qui n'est pas clairement défini par les règles suisses, est celui de la *puissance normale d'un transformateur*. Faut-il fixer que la puissance normale est celle qui est disponible aux bornes secondaires, ou celle qui est absorbée par le primaire? Les exploitants admettent en général que c'est la puissance fournie au secondaire qui doit être prise en considération, alors que les constructeurs sont souvent de l'avis contraire.

### 3. Discussion

#### a) Protection des réseaux et relais

Dans le réseau du Service de l'électricité d'une grande ville, l'installation de relais directionnels de terre n'a jamais très bien fonctionné; cela provient, sans doute, du fait qu'il s'agit d'un réseau en câbles, d'ailleurs assez compliqué.

Dans une entreprise régionale, le seul cas où de telles installations ne fonctionnent pas bien est celui où deux lignes sont en parallèle. Un fonctionnement satisfaisant exige un dispositif de mesure des courants de défaut convenable ainsi que des transformateurs de mesure de bonne qualité. Il peut arriver que des chaudières électriques qui sont montées directement sur le réseau à haute tension, c'est-à-dire sans transformateur intermédiaire, perturbent le fonctionnement des relais directionnels de terre. C'est pourquoi il faudrait toujours, lors du raccordement de chaudières électriques au réseau, exiger la présence d'un transformateur. Une autre solution consiste à prévoir un dispositif assurant le déclenchement automatique des chaudières alimentées directement par le réseau, dès qu'il y a une terre sur ce réseau.

Des essais effectués en haute tension sur le réseau d'une grande entreprise avec des terres artificielles, consistant en un fil traînant par terre, ont permis de constater que la signalisation des terres devenait efficace à partir d'une longueur de fil à terre de 5 à 6 mètres; or, dans le cas de porteurs métalliques ou en béton, on a en général un isolateur claquée, c'est-à-dire une terre franche, si bien que l'on peut s'attendre alors à un fonctionnement sûr des relais directionnels.

En ce qui concerne les relais en général, la plupart des entreprises sont d'avis que seuls un contrôle lors de la mise en service et un contrôle régulier sur les réseaux permettent une exploitation sans histoires.

Quant à la question des temps de déclenchement de courts-circuits sur les réseaux, une entreprise estime qu'un temps de une seconde est un maximum si l'on veut éviter, par exemple, l'échauffement des câbles par les courants de courts-circuits. Dans un autre réseau, les déclenchements de 3 secondes ne sont pas rares et l'on n'y a jamais constaté de défauts dans les câbles.

#### b) Transformateurs de mesure

Dans le cas de transformateurs de mesure dans l'huile, il est avantageux, pour éviter des accidents comme celui cité par le conférencier ayant traité ce

sujet, de prévoir des protections Buchholz et des dispositifs d'évacuation d'huile (fosses à ballast, etc....).

On peut prétendre, d'ailleurs, que les transformateurs de mesure de tension sont le point névralgique de tout poste, par suite de leurs enroulements primaires extrêmement délicats au point de vue résistance mécanique (fil de cuivre à très faible section).

Quelques entreprises ont constaté, avec leurs transformateurs de mesure de tension, des phénomènes de ferro-résonance qui ont souvent des suites dangereuses pour ces appareils. Ces phénomènes interviennent dans les réseaux dont le neutre n'est pas directement mis à terre. Pour y parer, on procède en général de la façon suivante: on amortit le circuit résonnant causant la ferro-résonance par l'intermédiaire de petits transformateurs disposés du côté secondaire des transformateurs de tension et chargés à leur tour par une résistance de valeur appropriée.

Dans une entreprise qui emploie des transformateurs de mesure de tension à résine synthétique pour 32 kV, un de ces appareils a explosé violemment; une telle explosion peut être dangereuse, mais on peut dire que les dangers sont encore plus grands dans le cas de transformateurs dans l'huile (incendie!). Ce cas d'accident est d'ailleurs assez spécial, car il s'agissait d'un prototype qui avait été très fortement sollicité lors des expériences auxquelles il avait servi chez le constructeur.

En général, d'ailleurs, les résultats obtenus avec les transformateurs de mesure isolés à sec sont satisfaisants.

#### c) Disjoncteurs

On a constaté que la plupart des accidents avec les disjoncteurs sont dus, aujourd'hui, à des défauts mécaniques et non à un manque de pouvoir de coupe. Les essais de réception en usine ne peuvent donc pratiquement pas empêcher des ennuis ultérieurs.



Fig. 18  
Formation de boue dans un transformateur mal conçu

#### d) Transformateurs de puissance

Dans une grande entreprise régionale, un contrôle périodique des transformateurs de puissance a été

institué dernièrement; le premier contrôle a révélé des dégâts dans toute une série de transformateurs de 50 à 75 kVA de fabrication courante. Il s'agissait d'une apparition de boue considérable, provenant d'un défaut de conception dans le système de refroidissement naturel (mauvaise circulation de l'huile).

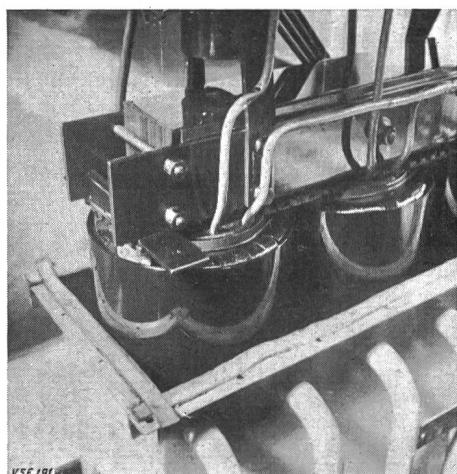


Fig. 19  
Transformateur avec mauvaise circulation de l'huile  
(voir aussi la fig. 18)

Quant aux transformateurs bobinés en aluminium, on a fait l'expérience qu'ils sont assez sensibles aux surcharges, si bien qu'il faudrait les faire travailler, si possible, en-dessous de la charge nominale. Il ne faut pas oublier, de plus, que souvent les transformateurs bobinés en aluminium contiennent une huile de guerre défectueuse qui peut être une cause éventuelle d'avarie. On a remarqué aussi, au

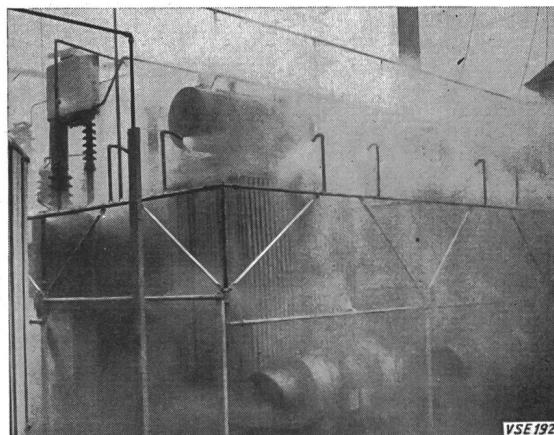


Fig. 20  
Protection des gros transformateurs par installation automatique à brouillard d'eau

sujet de ces transformateurs, que les soudures reliant, par exemple, le conducteur en aluminium aux bornes devenaient souvent défectueuses avec le temps.

En ce qui concerne la protection contre l'incendie, la plupart des entreprises emploient des fosses à ballast. Une entreprise a réalisé des expériences approfondies concernant l'efficacité de ces fosses en cas d'incendie. Ces expériences consistent à répandre sur de la terre battue d'une part, sur une

fosse à ballast d'autre part, une certaine quantité d'huile en feu contenue dans un petit tonneau; on a pu prouver ainsi que l'incendie prenait dans le premier cas des proportions beaucoup plus considérables que dans le second.

Si l'on utilise de telles fosses, il ne faut pas oublier un dispositif permettant l'évacuation de l'eau; il arrive souvent, en effet, que ces fosses deviennent des puits-perdus qui se remplissent d'eau à tel point que l'huile n'y trouve finalement plus assez de place et s'étend, malgré la présence des fosses, sur le sol.

Dans une entreprise, on a prévu non seulement des fosses sous les transformateurs, mais aussi des murets de 50 à 60 cm de hauteur empêchant l'huile de se répandre trop loin; on a installé d'autre part une bâche métallique dans le sous-sol de l'usine, permettant l'évacuation de l'huile de réserve en cas d'incendie.

Quant aux gros transformateurs, on prévoit, en général, un système d'extinction par brouillard d'eau; en cas d'incendie, une vanne s'ouvre automatiquement et les transformateurs en question sont immédiatement et abondamment arrosés, ce qui per-

met d'en assurer une bonne protection contre l'incendie.

Pour tous les transformateurs de puissance d'une certaine importance, on prévoit des essais de réception en usine; ces essais permettent de vérifier si les données techniques garanties sont exactes, mais ne renseignent pas sur les qualités mécaniques ou d'endurance des appareils. Les transformateurs de puissance donnent cependant, en général, toute satisfaction en service; si les protections Buchholz sont contrôlées régulièrement, les dangers d'incendie sont assez faibles; les formations de boue, comme celles dont nous avons parlé plus haut, ne se rencontrent que dans des cas spéciaux et peuvent être entièrement évitées (lorsqu'elles ne proviennent pas d'un défaut de conception de l'appareil), si l'on emploie les meilleures huiles existant sur le marché et si l'on ne travaille pas à des températures trop élevées. Un moyen de prévenir des avaries éventuelles en service est d'exiger des temps de garantie assez longs; dans un cas, on a demandé, pour un transformateur de 120 MVA, 3 ans de garantie, tenant compte du fait que le constructeur n'avait jamais, auparavant, fabriqué d'unité aussi puissante.

R. Saudan.

## Communications de nature économique

### La production et la distribution d'électricité en Belgique en 1953

31 : 621.311(493)

La Fédération Professionnelle des producteurs et distributeurs d'Electricité en Belgique (FPE) a publié récemment les statistiques pour l'année 1953 de la production et de la distribution de l'électricité en Belgique.

Répartition de la puissance développable selon la nature des entreprises

Tableau I

	Puissance maximum développable au 31 décembre		
	1952 MW	1953 MW	Variation %
<i>Producteurs distributeurs</i>			
Entreprises privées	1565	1616	+ 3,2
Entreprises publiques	169	177	+ 4,8
<i>Autoproducateurs industriels</i>	1162	1192	+ 2,6
Total	2896	2985	+ 3,1

Le tableau I donne la répartition, selon la nature des entreprises, de la puissance maximum développable. C'est la puissance qui peut être développée à tout moment, en régime maximum continu, dans les conditions normales d'exploitation de chacune des centrales recensées, en y supposant en service toutes les unités installées qui peuvent fonctionner simultanément. Les unités mises en service en 1953 apportent un gain de puissance développable de 156 MW. Compte tenu de la désaffection dans certaines centrales d'unités basse pression représentant au total 50 MW, ainsi que d'une réduction de puissance développable de 17 MW résultant, dans le secteur de l'autoproduction industrielle, de la désaffection de neuf centrales et de l'arrêt d'un certain nombre de petites unités, le gain de puissance net se limite à 89 MW, ou 3,1 % de la puissance développable totale.

La puissance développable des usines génératrices travaillant en parallèle avec le réseau général était de 2418 MW en décembre 1953. Au moment de la pointe du réseau, le 23 décembre 1953 à 8 h 30, la puissance effectivement disponible fut de 2186 MW.

Déduction faite de la puissance de réserve, la puissance effectivement développée fut de 1805 MW au même moment, dont 1773 MW pour les besoins du réseau belge.

Le tableau II indique la répartition de la puissance développable selon la source d'énergie. Les centrales alimentées

en charbon et gaz ressortent pour 85,8 %, et les centrales alimentées en gaz pour 99,5 % à l'industrie sidérurgique. Comme on peut le voir, la puissance développable des centrales hydrauliques est, en Belgique, de moins de 1 % de la puissance développable totale. Les centrales belges ont été, en 1953, constamment en mesure de faire face à la demande tout en disposant d'une réserve comprise entre 100 et 200 MW. Ceci a constamment permis d'effectuer des fournitures à l'étranger sous une puissance qui a atteint le niveau de 100 MW à partir du mois de septembre.

Répartition de la puissance développable selon la source d'énergie (fin 1953)

Tableau II

	MW	%
<i>Centrales thermiques</i>		
Charbon et fuel	2643	88,6
Charbon et gaz	259	8,7
Gaz	55	1,8
<i>Centrales hydrauliques</i>	27	0,9
Total	2984	100,0

Le tableau III donne la production annuelle nette d'énergie, la consommation des services auxiliaires étant déduite, et sa répartition selon la nature des entreprises. Cette production, qui était restée stationnaire pendant l'année 1952 (production en 1951 : 9498 GWh, en 1952 : 9469 GWh) a augmenté de 3,6 % environ pendant l'année 1953.

Production annuelle nette d'énergie

Tableau III

	1952 GWh	1953 GWh	Variation %
<i>Producteurs distributeurs</i>			
Entreprises privées	4727	4803	+ 1,5
Entreprises publiques	371	392	+ 5,6
<i>Autoproducateurs industriels</i>			
Centrales communes	890	938	+ 5,3
Centrales individuelles	3481	3673	+ 5,3
Total	9469	9806	+ 3,5

Quant à la répartition de la production selon la source d'énergie (voir tableau IV), 99,1 % de la production furent en 1953, d'origine thermique; 84,2 % ont été produits en partant du charbon, 13,3 % en partant du gaz de récupération, 1,6 % en partant de combustibles liquides et de gaz de pétrole.

Production nette d'énergie répartie selon la source d'énergie  
Tableau IV

Nature de la production et combustible utilisé	1952 GWh	1953 GWh	%
<i>Thermique</i>			
Charbon	8103	8253	84,2
Gaz de récupération	1231	1307	13,3
Fuel oil et gaz de pétrole	58	156	1,6
Total	9392	9716	99,1
<i>Hydraulique</i>			
Total général	77	90	0,9
	9469	9806	100,0

Le tableau V montre comment la consommation de l'énergie se répartit selon la basse et la haute tension et selon les divers usages. Par rapport à 1939, la consommation totale s'establit en 1953 au coefficient 174. Elle a augmenté de 3 % en 1953 par rapport à 1952. La consommation en basse tension correspond à l'énergie livrée par les distributeurs et ne comprend pas la consommation des cités et établissements alimentés directement par les autoproducateurs industriels. D'autre part, 48 % de l'énergie consommée dans l'industrie l'est dans les charbonnages, la sidérurgie et la métallurgie du fer et de l'acier. L'index du prix moyen de l'énergie distribuée a été, fin 1953, de 264 (1939 : 100) alors que l'index des prix de gros était de 406 et celui des prix de détail de 392. Le prix moyen de vente au consommateur en basse tension, fut de 3,22 Frs. belges par kWh en 1953, alors qu'il était de 3,30 Frs. belges par kWh en 1952 (y compris les redevances d'abonnements et de compteurs).

Consommation annuelle d'énergie électrique  
Tableau V

	1952 GWh	1953 GWh	Variation %
<i>Consommation en basse tension</i>			
Eclairage privé et commercial et usages domestiques	838	881	+ 5,1
Eclairage public	81	90	+ 11,1
Bâtiments communaux	27	27	0
Force motrice	266	269	+ 1,1
Total	1212	1267	+ 4,5
<i>Consommation en haute tension</i>			
Industrie	7320	7534	+ 3
Traction	364	354	- 2,8
Eclairage	109	119	+ 9,2
Total	7793	8007	+ 2,8
Consommation totale dans le pays	9005	9274	+ 3

Le tableau VI donne le bilan général de la production et de la consommation pour 1953.

Bilan général de la production et de la consommation pour l'année 1953

	GW
Production	9806
Importation	214
Total	10020
Consommation	9274
Exportation	215
Pertes	531
Total	10020

Le montant total des investissements effectués en 1953 par les entreprises d'électricité a atteint 1766 millions de francs belges. Ce chiffre comprend les installations de production, de transport, de distribution en haute et basse tension ainsi que les centrales communes des autoproducateurs industriels. La quote part des entreprises privées y est de 81,9 %, celle des entreprises publiques de 18,1 %. *Sa.*

Rédaction des «Pages de l'UCS»: Secrétariat de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité, Seefeldstrasse 301, Zürich 8, téléphone (051) 34 12 12; compte de chèques postaux VIII 4355; adresse télégraphique: Electrunion Zürich.

Rédacteur: *Ch. Morel*, ingénieur.

Des tirés à part de ces pages sont en vente au secrétariat de l'UCS, au numéro ou à l'abonnement.

## UIPD

### Renseignements provisoires

#### concernant la production d'énergie électrique dans différents pays pendant l'année 1953

31 : 061.2(100) UIPD : 621.311

L'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'énergie électrique (UIPD) vient de publier sa statistique internationale annuelle de la production et de la consommation d'énergie électrique pour les années 1951 et 1952; elle donne, en même temps, des renseignements provisoires concernant la production d'énergie électrique pendant l'année 1953, que nous reproduisons ici, en les confrontant avec les chiffres définitifs pour l'année 1952.

Le tableau I concerne les pays qui ont donné des renseignements sur la production de leurs services publics et de leurs autoproducateurs. Les chiffres donnés sont ceux de la consommation totale, plus pertes, c'est-à-dire de la production nette totale plus solde (positif ou négatif) des importations sur les exportations.

Production d'énergie électrique des services d'utilité publique et des autoproducateurs

Tableau I

Pays	1952 GWh	1953 GWh	Variation %
Algérie	700	770	+ 10,0
Allemagne occidentale	54 793	58 902	+ 5,7
Autriche	7 056	7 674	+ 8,7
Belgique	9 550	9 805	+ 2,7
Canada	63 570	67 380	+ 6,0
Espagne	9 416	10 116	+ 7,4
Etats-Unis d'Amérique	465 324	515 532	+ 10,8
Finlande	4 658	5 435	+ 12,7
France	40 866	41 581	+ 1,7
Islande	223	237	+ 6,5
Italie	30 833	32 571	+ 5,6
Japon	51 647	55 688	+ 7,8
Luxembourg	815	821	+ 0,7
Norvège	18 866	19 658	+ 3,9
Pays-Bas	8 209	8 972	+ 9,2
Portugal	1 317	1 345	+ 5,6
Suède	20 514	22 175	+ 8,1
Suisse <sup>1)</sup>	12 048	12 452	+ 3,4
Yugoslavie	2 700	2 937	+ 8,8

<sup>1)</sup> Année finissant le 30 septembre de l'année considérée.

Le tableau II concerne les pays qui ont uniquement donné des renseignements sur la production de leurs services publics. Les chiffres des pays suivants: Australie, Danemark, Grande-Bretagne, Maroc français, sont ceux de la consommation totale desservie par les services d'utilité publique, y compris les pertes. Les chiffres des autres pays sont ceux de la production brute des centrales.

Production des services d'utilité publique seulement

Tableau II

Pays	1952 GWh	1953 GWh	Variation %
Australie <sup>1)</sup>	10 036	10 859	+ 8,2
Danemark	2 461	2 645	+ 7,5
Grande-Bretagne	59 220	61 629	+ 4,1
Irlande	1 134	1 246	+ 9,9
Maroc français	686	748	+ 9,0
Mexique	5 322	5 718	+ 7,4
Pakistan	306	403	+ 31,7

<sup>1)</sup> Exercice finissant le 30 juin de l'année considérée.

Ces deux tableaux montrent que la variation des chiffres de production entre 1952 et 1953 est très différente selon le pays considéré; elle est de 10,8 % aux Etats-Unis par exemple, de 3,4 % seulement en Suisse. Notre pays compte d'ailleurs parmi ceux dont la production a augmenté le moins fortement entre les années 1952 et 1953.

*Sa.*